Endbericht Smart Metering Projekt

Smart Metering, Technik und Potentiale von intelligenten Zähler-, Mess- und Kommunikationssystemen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung

Abschlussbericht

Förderkennzeichen 0327448A und 0327448B
Projektlaufzeit 01.09.2007 bis 30.08.2011

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Februar 2012

Christian Schäfer
Sebastian Gölz
Dorika Fleissner
Annette Roser
Joachim Globisch
Heike Schiller
Markus Büttner

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Executive Summary

Aufgabenstellung

Durch das im Juli 2005 in Kraft getretene Energiewirtschaftsgesetz und die EnWG Novellen 2008 und 2011 hat sich die rechtliche Ausgangssituation im Bereich des Zähl- und Messwesens grundlegend geändert. War bis dahin nur der Netzbetreiber berechtigt, in diesem Bereich tätig zu werden, so können nun auch unabhängige Dritte den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen vornehmen („Messstellenbetrieb"). Vorraussetzung dafür ist, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen gewährleistet ist und die Messeinrichtung den vom Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügt.

Im Vergleich zu den Studien und Feldversuchen mit dynamischen und zeitvariablen Tarifen in den 90er Jahren (Eckernförder Modell, Modellversuch in Saarbrücken) agieren heute Energieversorger und Tarifkunden folglich unter deutlich geänderten Rahmenbedingungen. Durch die Liberalisierung wurden die EVU entflochten, Netzbetrieb, Vertrieb und Messdienstleistung sind heute eigenständige Gesellschaften bzw. Geschäftsbereiche. Im Vergleich zu den Zählertechnologien der 90er Jahren erlauben AMM-Systeme heute erstmalig den flächendeckenden Aufbau einer durchgängig bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur.

Das Projekt mit einer Laufzeit vom 01.07.2007 bis 30.08.2011, verfolgt drei Hauptziele, die als Motivation für den flächendeckenden Ausbau zentral sind:

- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Energieeffizienz bei Tarifkunden durch intelligente Zähler** sowie durch Feed-Back-Systeme und dynamische Tarife
- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Prozesseffizienz bei Energieversorgern** mit intelligenten Zähler- und Kommunikationssystemen (Advanced Meter Management-Systemen, AMM)
- **Technische Begleitforschung und Empfehlungen für die Standardisierung** von Zähler- und Kommunikationssystemen.

Das Projekt liefert somit wesentliche Praxiserkenntnisse, die für die weitere Liberalisierung des Mess- und Zählwesens sowie für Umsetzung der EU-Effizienz-Richtlinie verwertet werden können.

Ergebnisse

Energieeffizienz: Die Ergebnisse zum Einfluss des Smart Metering auf die Energieeffizienz bei Tarifkunden lassen keinen signifikanten Einspareffekt erkennen. Weder das Feedback mit Hilfe eines Webportals noch der Einsatz variabler Tarife belegen eine verbrauchssenkende oder –verlagernde Wirkung. Eine Steigerung der Energieeffizienz durch eine höhere Verbrauchstransparenz ließ sich nicht nachweisen.

Prozesseffizienz: Die bisherige Technologievariante ohne intelligente Zähler ist bei einer jährlichen Ablesung fast allen Smart Metering Varianten – bis auf die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator"- bei den Prozesskosten überlegen. Bei einer Erhöhung der Abrechnung auf eine monatliche Abrechnung, erhöht sich die Effizienz der effizientesten Smart Metering Systeme; insgesamt sind alle intelligenten Zählersysteme dann dem konventionellen Ferraris-System in den Prozesskosten überlegen. Diese Analysen zeigen, dass Smart Metering besonders dann prozesseffizient wirksam wird, wenn die technischen Funktionsmöglichkeiten gebündelt und häufig eingesetzt werden.

Technische Begleitforschung: Generell wurden noch viele Probleme beobachtet, die nicht nur einzelne Zähler, sondern das komplette System betrafen. Es handelt sich u.a. anderem um folgende Probleme: Regelmäßiger Ausfall der Datenerfassung, Probleme mit der Bemessung des Speichers auf den Zählern, was Datenverlust über längere Zeit führte, Stromausfälle, die zu längeren Lücken in den Messreihen führten, Softwareprobleme, die zu einem gleichzeitigen Fehlen der Messwerte führten. Neben diesen systembedingten Problemen gab es bei allen Systemen fehlende Zählerwerte im Bereich von 1-5 Prozent. Es ist davon auszugehen, dass die systembedingten Ausfälle nach einer gewissen Testphase behoben sind, und eine Fehlerrate von 0-5% übrig bleibt. Die Analyse der Installationsprozesse zeigte eine Erhöhung des Aufwands durch eine Reihe von Problemen, insbesondere Verbindungsproblemen.

Inhalt

0	**Einleitung**	**5**
0.1	Aufgabenstellung	5
0.2	Voraussetzungen der Vorhabensdurchführung	7
0.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	9
0.3.1	Teilprojekte	10
0.3.2	Partner	11
0.3.3	Ablauf des Vorhabens	11
0.3.4	Meilensteine im Projektverlauf:	13
0.4	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	14
0.5	Ansprechpartner	15
0.5.1	Antrag Fraunhofer	15
0.5.2	Antrag MVV Energie AG	16
1	**Meilenstein 1: Markt- und Technologieanalysen**	**18**
1.0	Aufgabenstellung	18
1.1	Metering-Systeme in Deutschland (Studie 1.1)	18
1.2	Analyse der Feedbacksysteme (Studie 1.2)	20
1.2.1	In-Home Displays	20
1.2.2	Webportale	21
1.2.3	Zusammenfassung	21
1.3	Internationale Studien zu Demand Response Programmen (Studie 1.3)	21
1.4	Nationale Potentialstudien (Studie 1.4)	22
1.4.1	Spitzenlastreduktion	22
1.4.2	Auswirkung auf Prozesskosten	23
1.5	Rahmenbedingungen für Smart Metering in Deutschland (Studie 1.5)	23
1.5.1	Szenario 1: Wahrscheinlichste Entwicklung	24
1.5.2	Szenario 2: Forcierte politische Vorgaben	25
1.5.3	Szenario 3: Zurückhaltende Entwicklung	26
1.5.4	Szenario 4: Rücknahme einzelner Entwicklungen	27
1.5.5	Gegenüberstellung der Szenarien	27
2	**Meilenstein 2: Abschluss und Auswertung Feldversuch 1**	**30**
2.0	Aufgabenstellung	30
2.1	Telefonbefragung Kiel	31
2.1.1	Häufigkeit der Feedbacknutzung	31
2.1.2	Erwartungen	32
2.1.3	Einstellungen zum Strom sparen	32
2.1.4	Einstellungen zum Feedback	32
2.1.5	Zahlungsbereitschaft	33
2.1.6	Motive	33
2.1.7	Ziele	33
2.1.8	Veränderungen	34

2.1.9	Schlussfolgerungen	35
2.2	Fokusgruppe mit Pilotteilnehmern in Mannheim	36
2.2.1	Ergebnisse zur Tagesansicht	36
2.2.2	Ergebnisse zur Monatsansicht	38
2.2.3	Ergebnisse zu Tag- und Nachttarif	38
2.2.4	Ergebnisse zu Lasterkennung	40
2.3	Technische Schlussfolgerungen aus den Erfahrungen von Feldversuch 1	41
3	**Meilenstein 3: Abschluss der Technologie- und Systemintegration**	**44**
3.0	Aufgabenstellung	44
3.1	Lastabschätzung	44
3.1.1	Anforderungen	45
3.1.2	Ein Schätzverfahren nach Geräteklassen	45
3.1.3	Ergebnis der Abschätzung	46
3.1.4	Überprüfung der Schätzgenauigkeit	47
3.1.4.1	Aufbau der Messeinrichtung	48
3.1.4.2	Interpretation der Messwerte	49
3.1.4.3	Bereinigung der Messwerte und Fehlerabschätzung	49
3.1.5	Auswertung	50
3.1.6	Zusammenfassung	52
3.2	Feedback-System zur Visualisierung von Verbrauchsdaten	53
3.2.1	Systemaufbau	53
3.3	Test eines Stand By Tarifs	56
3.3.1	Grundidee des Standby-Tarifs	56
3.3.2	Pilotstudie zum Standby Tarif	57
3.3.3	Schlussfolgerungen	58
3.4	Drei-Stufen-Tarif für den Feldversuch 2	59
3.5	Technologieauswahl für Feldversuch 2	62
3.5.1	Technisches Konzept für das Testgebiet Kiel	62
3.5.2	Technisches Konzept für das Testgebiet Offenbach	64
3.5.3	Technisches Konzept für das Testgebiet Mannheim	65
4	**Meilenstein 4: Auswertung des Feldversuchs 2**	**67**
4.0	Aufgabenstellung	67
4.1	Konzeption und Durchführung Feldversuch 2	67
4.1.1	Versuchsdesign	67
4.1.2	Teilnehmerauswahl	69
4.1.3	Entwicklung der Geschäftsprozesse	69
4.1.4	Lastenheft für Technologie in Feldversuch 2	70
4.1.5	Kommunikations- und Umsetzungskonzept für Teilnehmerakquisition	71
4.2	Bericht zur technischen Begleitforschung	73
4.2.1	Zusammenfassung	73
4.2.2	Aufgabenstellung aus dem Projektantrag	73
4.2.3	Lösungsweg	74
4.2.4	Messgrößen und Messverfahren	74

4.2.5	Installationsprozesse und Probleme	74
4.2.5.1	PPC - Systeme	74
4.2.5.2	Meter Manager	77
4.2.5.3	Itron-Systeme	78
4.2.5.4	Fazit für Prozessdauern	81
4.2.6	Auswertung der Daten von Zählern und Systemen	83
4.2.6.1	Bewertungskriterien	83
4.2.6.2	Methodik	83
4.2.6.3	Auswertung nach Systemen	84
4.2.6.3.1	MeterManager	84
4.2.6.3.2	Itron-Systeme	86
4.2.6.3.3	PPC-Systeme	92
4.2.6.3.4	Open-MUC im Mehrfamilienhaus	99
4.2.7	Fazit und Empfehlungen	100
4.2.7.1	Zusammenfassung	100
4.2.7.2	Schlussfolgerung	101
4.3	Ergebnisse zur Kundenbegleitforschung	102
4.3.1	Methodische Gesichtspunkte	102
4.3.2	Zusammensetzung der Stichprobe	103
4.3.3	Implikationen für die Generalisierbarkeit	106
4.3.4	Befragungsergebnisse: Erwartungen an das Webportal	107
4.3.5	Befragungsergebnisse: Nutzung des Webportals	107
4.3.6	Motivation und Hemmnisse bei der Webportalnutzung	111
4.3.7	Bewertung der Einzelkomponenten des Webportals	115
4.3.8	Zwischenfazit	122
4.3.9	Finanzieller Umfang der wahrgenommenen Energieeinsparungen und Zahlungsbreitschaft	125
4.3.10	Ergebnisse der Kundenbefragung im Bezug auf den flexiblen Tarif	127
4.3.11	Bewertung und Auswirkungen des flexiblen Tarifs	130
4.3.12	Fazit zum flexiblen Tarif	131
4.3.13	Zufriedenheit mit dem Service der EVU im Rahmen des Feldversuchs	131
4.4	Energieeffizienz: Wirkung von Feedback und variablen Tarifen	132
4.4.1	Methodisches Vorgehen	132
4.4.2	Wirkung des Feedback auf das Verbrauchsverhalten	134
4.4.3	Wirkung des Variablen Tarifs auf das Verbrauchsverhalten	136
4.5	Webportalnutzung	139
4.5.1	Datenaufbereitung und Clusteranalyse	139
4.5.2	Beschreibung der Cluster	140
4.5.3	Zusammenhangsanalysen	144
4.6	Prozesseffizienz	146
4.6.1	Zielsetzung der Untersuchung	148
4.6.1.1	Motivation	148
4.6.1.2	Aufgabenstellung Prozessbegleitforschung	149
4.6.1.3	Methodik und Lösungsweg	150
4.6.2	Bisherige Betrachtungen von Prozesseffizienzen durch Smart Metering	151

4.6.2.1	Prozessmodell der Bundesnetzagentur	151
4.6.2.2	Relevante Prozesse des Zähl- und Messwesens in bisherigen Studien	152
4.6.2.3	Adaption des Prozessmodells für die Fraunhofer Prozesskostenbetrachtung	153
4.6.2.4	Bestandteile und Fokus der Fraunhofer-Prozesseffizienzanalyse	153
4.6.3	Technologie und Systemarchitekturen	154
4.6.3.1	Systemarchitekturen	154
4.6.3.2	Nahkommunikation	156
4.6.3.3	Fernkommunikation	157
4.6.4	Technologievarianten in der Prozesseffizienzanalyse	158
4.6.4.1	Beschreibung der Technologievarianten für Smart Metering bei elektrischer Energie	158
4.6.4.2	Beschreibung der Technologievarianten von Mehrsparten-Systemen	161
4.6.5	Berechnungstool und Datenbasis	165
4.6.5.1	Berechnungsmodell und Struktur der Tabellenkalkulation	165
4.6.5.2	Berechnungsweg der Teilprozesskosten	167
4.6.5.3	Kosten für den Messstellenbetrieb	168
4.6.5.4	Messung	169
4.6.5.5	Abrechnung/Kundenservice	170
4.6.5.6	Multy Utility Ansatz	170
4.6.6	Analyse und Ergebnisse	170
4.6.6.1	Analyseergebnisse der Technologievarianten bei jährlicher Auslesung	170
4.6.6.2	Analyseergebnisse der Technologievarianten bei vierteljährlicher Auslesung	171
4.6.6.3	Analyseergebnisse der Technologievarianten bei monatlicher Auslesung	172
4.6.7	Fazit und Handlungsempfehlungen	173
5	**Verwertung und Veröffentlichungen**	**179**
5.1	Verwertung	179
5.2	Veröffentlichungen	181
Abkürzungen		183
Abbildungen		184
Tabellen		187
Literatur		188

0 Einleitung

0.1 Aufgabenstellung

Der Einsatz von elektronischen Zählern mit Lastgangaufzeichnung und Zählerfernauslesung (ZFA) lohnte sich bisher aus Kostengründen nur bei Sondervertrags- und Industriekunden. Die neueste Generation von elektronischen Zählern mit diesen Funktionen ist jedoch bereits deutlich kostengünstiger, so dass sie perspektivisch auch bei Gewerbe- und Privatkunden eingeführt und damit die üblichen elektromechanischen Zähler ersetzen können. In bestimmten Einsatzgebieten ergibt sich bereits ein nahezu wirtschaftlicher Einsatz; ein umfassender Umstieg auf diese Geräte wird darüber hinaus zu einem weiteren Preisverfall führen.

Durch das im Juli 2005 in Kraft getretene Energiewirtschaftsgesetz und die EnWG Novellen 2008 und 2011 hat sich die rechtliche Ausgangssituation im Bereich des Zähl- und Messwesens grundlegend geändert. War bis dahin nur der Netzbetreiber berechtigt, in diesem Bereich tätig zu werden, so können nun auch unabhängige Dritte den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen vornehmen („Messstellenbetrieb"). Vorraussetzung dafür ist, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen gewährleistet ist und die Messeinrichtung den vom Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügt.

Im Vergleich zu den Studien und Feldversuchen mit dynamischen und zeitvariablen Tarifen in den 90er Jahren (Eckernförder Modell, Modellversuch in Saarbrücken) agieren heute Energieversorger und Tarifkunden folglich unter deutlich geänderten Rahmenbedingungen. Durch die Liberalisierung wurden die EVU entflochten, Netzbetrieb, Vertrieb und Messdienstleistung sind heute eigenständige Gesellschaften bzw. Geschäftsbereiche. Im Vergleich zu den Zählertechnologien der 90er Jahren erlauben AMM-Systeme heute erstmalig den flächendeckenden Aufbau einer durchgängig bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur.

Das Projekt verfolgt drei Hauptziele, die als Motivation für den flächendeckenden Ausbau zentral sind:

- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Energieeffizienz bei Tarifkunden durch intelligente Zähler** sowie durch Feed-Back-Systeme und dynamische Tarife
- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Prozesseffizienz bei Energieversorgern** mit intelligenten Zähler- und Kommunikationssystemen (Advanced Meter Management-Systemen, AMM)
- **Empfehlungen für die Standardisierung** von Zähler- und Kommunikationssystemen.

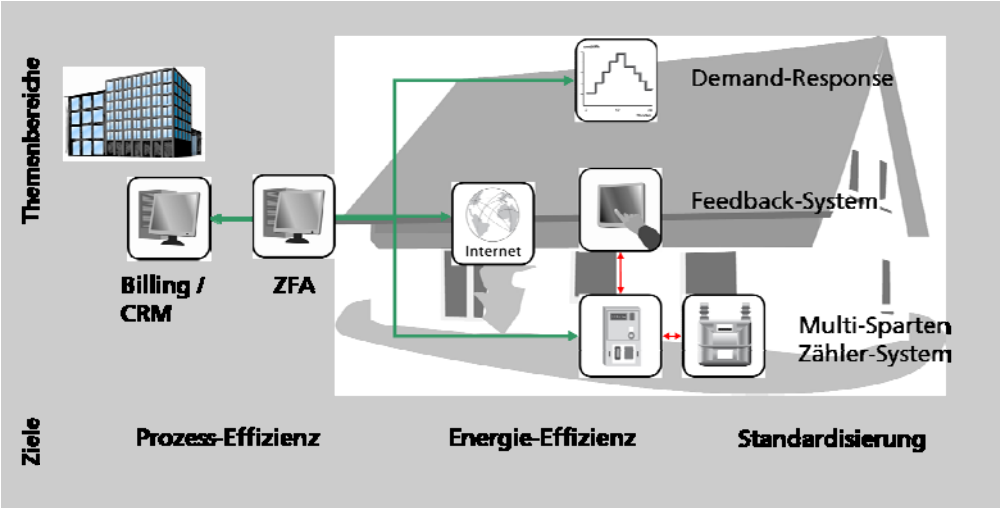
Die Steigerung der Energieeffizienz durch intelligente Zähler bedeutet einen volkswirtschaftlichen Nutzen. Zum Zeitpunkt des Projektbeginns bestanden jedoch Hemmnisse, die neuen Technologien privatwirtschaftlich einzuführen, da noch zu wenig Praxiserfahrungen und technische Erkenntnisse zum Masseneinsatz vorhanden waren. Es war nicht geklärt, wie die zusätzlichen Kosten in Geschäftsmodellen unter den Bedingungen des liberalisierten Energiemarkts abgebildet werden können. Ziel des Projekts war eine Marktbeschleunigung durch wissenschaftlich begleitete Praxistests, die die nötigen Erkenntnisse für Technologie und Geschäftsmodelle liefern.

Ein volkswirtschaftlicher Nutzen des Projekts liegt weiterhin darin, dass verstärkte Diskussionen zwischen EVU und Herstellern verschiedener AMM-Systeme stattfinden, die zu gesamtheitlichen Konzepten führen. Dies soll zu Geräten führen, die für einen Masseneinsatz geeignet sind.

Das Projekt liefert somit wesentliche Praxiserkenntnisse, die für die weitere Liberalisierung des Mess- und Zählwesens sowie für Umsetzung der EU-Effizienz-Richtlinie verwertet werden können.

In Abbildung 1 sind die Themenbereiche und die Ziele des Projekts schematisch dargestellt.

Abbildung 1
Übersicht über die Themenbereiche und Ziele des Projekts



0.2 Voraussetzungen der Vorhabensdurchführung

Das Projekt basiert auf den Ergebnissen der Studie eEnergy, die im Herbst 2006 von wik consult, Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE vorgelegt und vom BMWi beauftragt wurde (Schäffler, 2006). Eine weitere Basis sind die Erfahrungen, die die MVV Energie AG bereits im Rahmen von EU-geförderten, nationalen und internen Projekten gewonnen haben. Hierzu zählen das EU-Projekt DISPOWER sowie die internen Pilotversuche „Heiz Dir Deinen Strom" (Praxistest von stromerzeugenden Heizungen) und „Waschen mit der Sonne". In diesen Projekten wurden bereits intelligente Stromzähler für Haushaltskunden installiert, die teilweise auch dezentrale Energieanlagen betreiben. Weitere Erfahrungen mit AMM-Zählern wurden von der 24/7 Metering in Offenbach im Rahmen eines Praxistests gewonnen. Weiterhin greift das Projekt Ziele der „Strategischen Forschungsagenda" der EU-Technologieplattform „SmartGrids" auf.

Der Lauf der Projektdurchführung fand parallel zu einer Reihen von gesetzlichen Veränderungen und Novellierungen statt, die in folgender Tabelle aufgelistet werden:

Tabelle 1
Voraussetzungen während des Projekts

Juli 2005	Liberalisierung des Messstellenbetriebs (MSB)
	• Anschlussnehmer (ANe) kann Dritten (NB) mit MSB beauftragen (§21b Abs. 2 EnWGa.F.) • Liberalisierung des Messwesens angelegt (weitere VO erforderlich)
April 2006	EU-RL „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen"
August 2008	Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb

	• Liberalisierung des Messwesens §21b EnWG/ §40 EnWG • Anschlussnutzer (ANu) kann Dritten mit MSB und/oder Messdienstleistung beauftragen
Oktober 2008	Messzugangsverordnung (MessZV)
	• Regelung Rechtsbeziehungen zwischen NB und MSB/MDL • Konkretisierung Verfahrensabläufe zur Erleichterung der Marktöffnung für Dritte
Juni 2010	Wechselprozesse im Messwesen (WiM)
	• Standardisierte Prozesse und Datenformate • Musterverträge: o Messstellenrahmenvertrag (MStRV) o Messrahmenvertrag (MRV) • Änderungen der GPKE und GeLiGas
August 2011	Die aktuelle EnWG-Novelle 2011
	• Maßgebend ist hier das Schutzprofil des BSI anzusehen, das gänzlich neue Anforderungen an den derzeitigen Markt stellen wird (Spezifikation steht noch aus) • Intelligente Messsysteme(Smart Meter) sollen nach verbindlichen Vorgaben von Mindestfunktionalitäten zum Einsatz kommen bei o Neuanschlüssen und größeren Renovierungen o bei EEG- und KWKG-Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 7 Kilowatt o Haushalten mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 6.000 kWh verpflichtend, soweit dies technisch möglich ist • Ebenfalls verpflichtend ist der Einbau von Smart Meter in allen übrigen Gebäuden, wenn der Einbau nach § 21 c Absatz 1 d EnWG technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.

Ebenfalls Erwähnung sollte der E-Energy-Technologiewettbewerb finden, bei dem 2009 sechs Smart Energy Regions (Modellregionen) ausgewählt wurden. Sie alle verfolgen einen über alle Wertschöpfungssegmente reichenden, integralen Systemansatz, der alle energierelevanten Wirtschaftsaktivitäten sowohl auf der Markt- als auch auf der technischen Betriebsebene einschließt. Dafür stehen den Smart Energy Regions aus Eigenmitteln und staatlicher Förderung 140 Mio. Euro zu Verfügung. Sechs weitere Regionen, die die Endrunde im Technologiewettbewerb erreicht hatten, werden als Partnerregionen in die Aktivitäten der Begleitforschung einbezogen.

MVV Energie leitet das E-Energy Projekt „Modellstadt Mannheim“, in dem ein „Internet der Energie“ geschaffen wird, das das gesamte

Energieversorgungssystem von der Erzeugung über die Netze bis zum Verbrauch intelligent steuert und regelt.

Die Relevanz der Projektziele wurde durch die rechtlichen Vorgaben und ergänzenden Voraussetzungen nach Projektbeginn im Projektverlauf nicht nur bestätigt, sondern weiter erhöht, führten allerdings zu Anpassungen des Projektablaufs aufgrund der hervorgerufenen Situationen im Markt und bei Projektpartnern (siehe dazu auch 0.3).

0.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Um zu ermitteln, in welchem Umfang die Energieeffizienz und die Prozesseffizienz durch AMM-Systeme gesteigert werden können, werden im Rahmen des Projekts zwei wissenschaftlich begleitete Feldversuche mit mehreren hundert Kunden aus unterschiedlichen Zielgruppen durchgeführt. Grundlage für diesen Feldversuch bilden eine Analyse von internationalen Potentialstudien und ein Feldtest mit AMM-Systemen, Feedback-Systemen und Demand-Response-Programmen. Durch die Analysen wird ermittelt, welche Effizienzsteigerungen grundsätzlich als möglich erscheinen und welche der Erfahrungen, Technologien und Anreizprogramme auf den deutschen Markt übertragen werden können.

Eine weitere Grundlage bietet eine umfassende Evaluation der neuesten AMM-Systeme für die Erfassung von Strom, Gas, Wärme und Wasser (Multisparten-Metering) in Hinblick auf ihre Funktionalität für Feedback-Systeme und Demand-Response-Programme sowie in Hinblick auf ihre Interoperabilität. Die Evaluationsergebnisse sind die Grundlage für Empfehlungen für die Standardisierung von AMM-Systemen für den deutschen Markt.

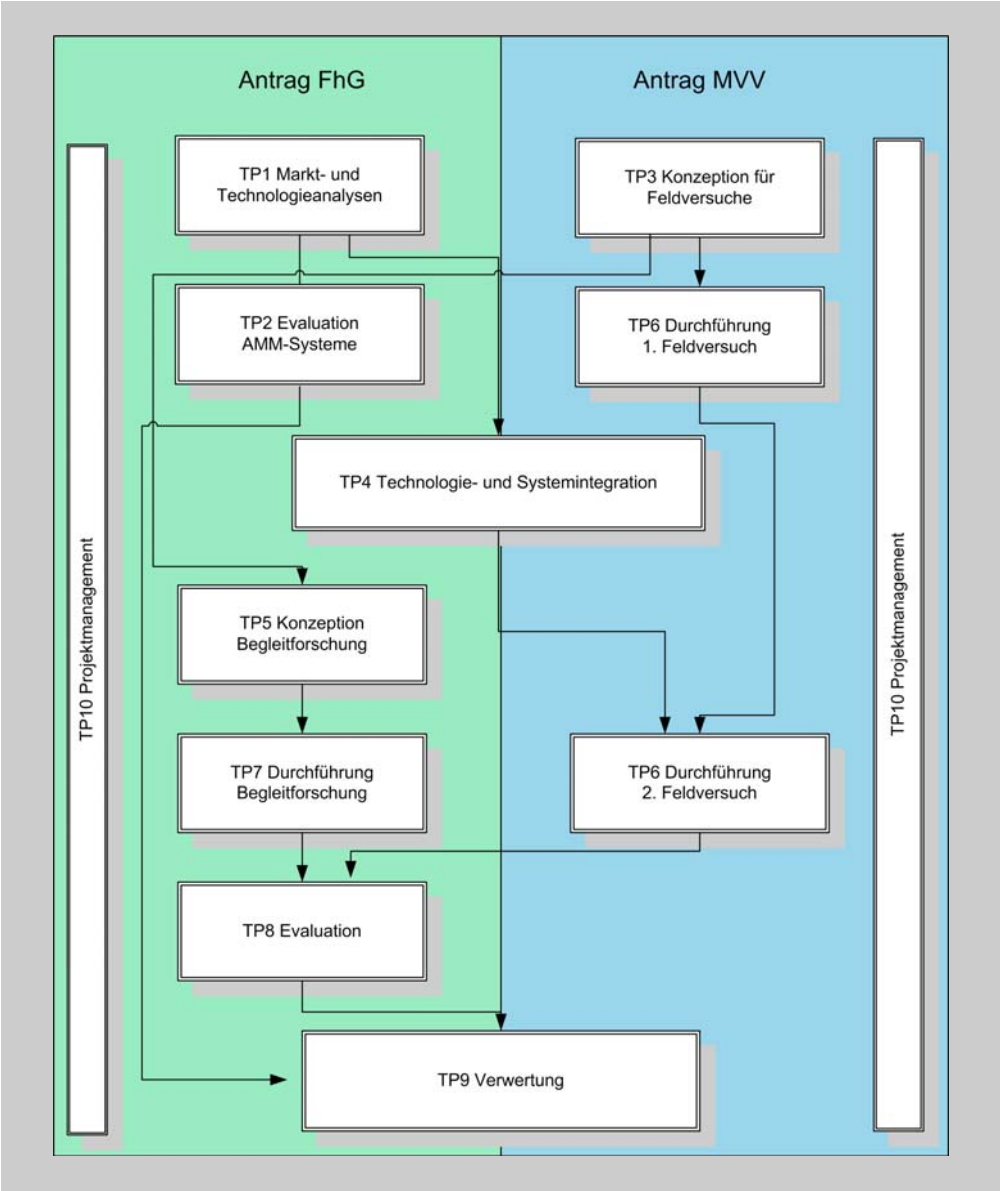
Die Feldversuche werden an voraussichtlich drei Standorten der Projektpartner durchgeführt, wobei ein Versuch mit AMM-Systemen, ein Versuch mit AMM- und Feedback-Systeme sowie ein Versuch mit AMM-, Feedback- und Tarifsystemen mit unterschiedlichen Kundengruppen durchgeführt werden soll. Ermittelt wird dabei, welche kundengruppenspezifischen Energieeinsparpotentiale bzw. Effizienzsteigerungspotentiale erzielt werden können und in welchem Umfang die relevanten Geschäftsprozesse der Energieversorger bzw. des Messdienstleisters rationalisiert werden können.

Mit den Ergebnissen des Projekts wird bewertet, in welchem Maße AMM-Systeme im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung vorteilhaft sind und zu welchem Anteil sie die Ziele Steigerung der Energieeffizienz und CO2-Reduzierung unterstützen. Weiterhin kann ermittelt werden, unter welchen Rahmenbedingungen AMM-Systeme wirtschaftlich eingeführt werden können und wie gegebenenfalls die Liberalisierungsbestimmungen des Zähl- und Messwesens modifiziert werden sollten.

0.3.1 Teilprojekte

Das Projekt umfasst insgesamt zehn Teilprojekte (TP). Im folgenden Strukturplan werden die einzelnen Teilprojekte systematisch dargestellt.

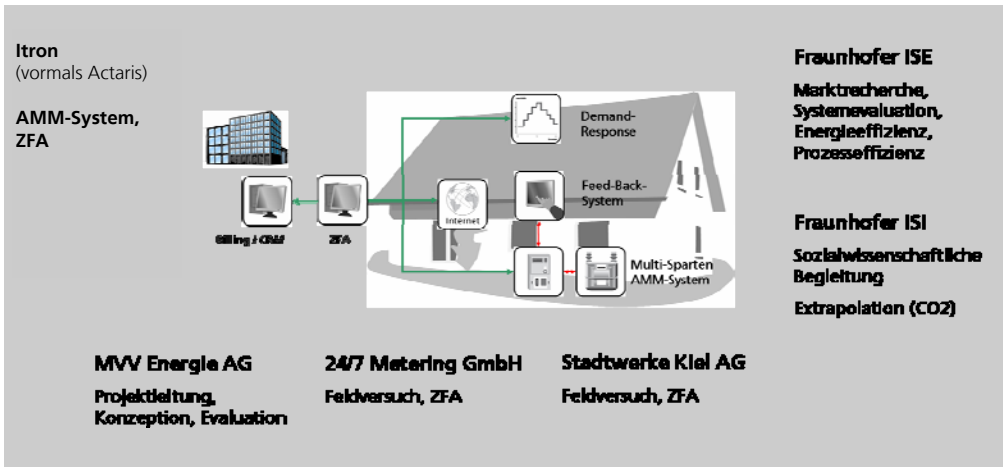
Abbildung 2: Übersicht über die Teilprojekte



0.3.2 Partner

Drei Partner aus der Energiewirtschaft, zwei Partner aus der Informations- und Kommunikationsindustrie sowie zwei Forschungspartner aus der Fraunhofer-Gesellschaft bilden zusammen das Konsortium für das Projekt. Die MVV Energie AG, die 24/7 Metering GmbH sowie die Stadtwerke Kiel AG sind Teil der MVV Energie Gruppe. Aus dem Bereich der Zählerhersteller wirkten die Firmen Itron Zähler & Systemtechnik GmbH (vormals Actaris) und Landis+Gyr als AMM-Systemanbieter mit. Die Firma Landis+Gyr ist im Verlaufe des Projektes aus dem Konsortium ausgeschieden. Aus der Fraunhofer-Gesellschaft sind das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE sowie das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI beteiligt. In Abbildung 3 sind die Partner mit ihren wichtigsten Aufgaben im Verbundprojekt dargestellt.

Abbildung 3: Übersicht über die Teilprojekte

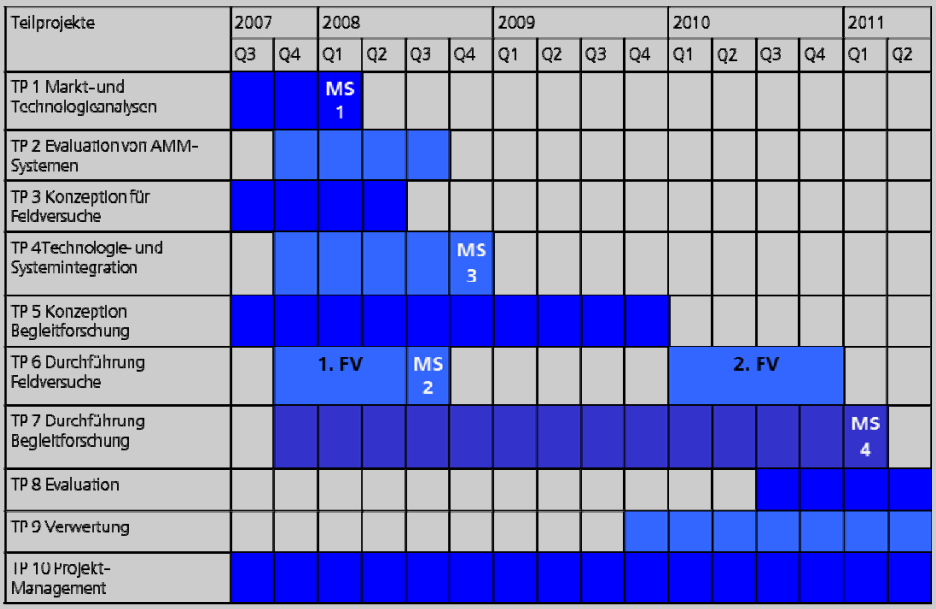


Des Weiteren haben am Projekt das Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES), Energieversorgung Offenbach AG (EVO), 24/7 IT-Services GmbH, 24/7 United-Billing GmbH und PSE AG mitgearbeitet.

0.3.3 Ablauf des Vorhabens

Die Projektlaufzeit betrug ursprünglich 3 Jahre, wurde allerdings im Laufe des 3. Projektjahres kostenneutral um 12 Monate verlängert. Die Projektlaufzeit ist damit vom 1. September 2007 bis zum zum 30. August 2011. Die Bearbeitung der zehn Teilprojekte ist in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 4: Übersicht über den Zeitplan der Teilprojekte



Abkürzungen: FV = Feldversuch, MS = Meilenstein

Mit dem Inkrafttreten der geänderten §§ 21 b und 40 EnWG sowie der Messzugangsverordnung im Jahr 2008 war der Markt der verfügbaren Smart-Metering-Systeme durch viele Neuentwicklungen geprägt. Gleichzeitig führten zahlreiche (gesetzliche) Unsicherheiten dazu, dass im Bereich der Standardisierung zahlreiche ungeklärte Fragen bestanden, die in zu diesem Zeitpunkt initiierten Standardisierungsgremien gelöst werden sollten.

Das Projektkonsortium stellte bereits zu Beginn 2009 fest, dass auch Anfang 2010 noch keine befriedigenden Standardlösungen am Markt verfügbar sein würden. Der Einsatz unterschiedlicher Systeme im Feldversuch 2 mit anschließender Auswertung durch die technische Begleitforschung wurde deshalb als Lösungsweg gesehen, die Projektfragen zu beantworten und Lösungsansätze zu liefern. Durch die Einbindung aller Sparten in den Feldversuch und die Auswahl einer repräsentativen Kundengruppe können die Ergebnisse des Feldversuchs 2 helfen, wesentliche Eigenschaften zukünftiger Standards im Bereich der Zähler, der Kommunikation und der Schnittstellen zu identifizieren. Bedingt durch die Verzögerung bei der Technologieauswahl wurde der Start des 2. Feldversuchs auf den 1. Januar 2010 verschoben. Um eine Durchführung des 2. Feldversuchs und der technischen und Kundenbegleitforschung von einem Jahr Dauer sicherzustellen, wurde das Projekt kostenneutral um 12 Monate verlängert.

Im TP2 Evaluation von Metering-Systemen (TP-Leiter FhG) bestand zum Zeitpunkt des Arbeitspakets, d.h. vor der Systemintegration des Feldversuchs 2, das Problem darin, dass AMM-Systeme und Zähler mit den gewünschten Funktionen (u.a. Fernauslesbarkeit, Funkverbindung) nicht verfügbar waren. Dies führte u.a. dazu, dass sich die Feldtests verzögerten, und nicht die ursprünglich geplante Standardtechnologie zum Einsatz kam. Es wurden soweit verfügbar einzelne Zähler und Komponenten im Labor getestet, allerdings in kleineren Umfang als ursprünglich geplant.

Im Hinblick auf TP 2.6 Empfehlungen für Standardisierung wurden die Arbeiten in den Standardisierungsgremien vom FHG ISE verfolgt. Es wurde zudem eine Referenzimplementierung für ein standardisiertes Smart-Metering-System geschaffen, das im Feldversuch zum Einsatz gekommen ist. Das vom Fraunhofer ISE entwickelte OpenMUC System stellt eine frei zugängliche Variante des MUC Systems dar. Es wird über das neue SML-Protokoll effizient in den Datenabruf integriert. Im Rahmen der OpenMUC Entwicklung wurden standardisierte Protokolle getestet und bewertet. Ein Großteil der für AP 2.1-AP 2.5 geplanten Personalressourcen floss somit in diese Arbeiten.

0.3.4 Meilensteine im Projektverlauf:

Die Leistungen, Erkenntnisse und Ergebnisse des Projekts wurden im Projektverlauf in 4 Meilensteinberichten zusammengefasst. Diese Meilensteine bilden auch die Struktur des Ergebnisteils dieses Abschlussberichts unter den Kapiteln 1-4. Die Inhalte wurden unter den in 0.3.3 beschriebenen Besonderheiten des Projektverlaufs erarbeitet.

- **MS1 Abschluss der Markt- und Technologieanalysen** (AP1) als Basis der Arbeiten in allen weiteren Arbeitspaketen (Projektmonat 6).
- **MS2 Abschluss und Auswertung Feldversuch 1** (AP6): Die Ergebnisse des ersten Feldversuches beeinflussen unmittelbar die Technologieentwicklung in AP4 sowie die Ausrichtung des 2. Feldversuches in AP6. (Projektmonat 11).
- **MS3 Abschluss der Technologie- und Systemintegration** (AP4): Kritischer Meilenstein für den weiteren Projektverlauf, da alle relevanten Hardware- und Softwaremodule für den zweiten Feldtest vorliegen müssen. (Projektmonat 24)
- **MS4 Abschluss Feldversuch 2**: Vorliegen aller benötigten Mess- und Betriebsdaten sowie die weitere Evaluierung und Bewertung des Gesamterfolges(Projektmonat 48).

Der vorliegende Abschlussbericht orientiert sich an dieser Meilensteinstruktur.

0.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

- BMBF-Projekt „Intelliekon - Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme“ mit mehr als 2000 Haushalte
- Sozialwissenschaftliche Begleitforschung des RWE Projekts „Mülheim zählt“ mit 100.000 Haushalten
- Modellstadt Mannheim (moma): Entwicklung eines intelligenten Energieversorgungssystems mit vielen dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen unter Anwendung eines variablen Tarifs, der sich nach Angebot und Nachfrage richten. Förderung im Rahmen des E-Energy-Technologiewettbewerb des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWI) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- Modellregion Cuxhaven (eTelligence): neues Energiesystem für die Zukunft umsetzen. Kern ist ein regionaler Marktplatz für Strom, durch den Erzeuger, Verbraucher, Energiedienstleister und Netzbetreiber zusammengeführt werden. Die Anbindung der Akteure erfolgt dabei über modernste Informations- und Kommunikations-Technologien (IKT). Förderung im Rahmen des E-Energy-Technologiewettbewerb des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWI) und Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- Sarah Darby, UK: Mitglied des Advisory Boards bei der Auswertung der britischen Feldtests
- EnCT, Begleitung von e-energy Feldtests in Aachen und Cuxhaven
- Sebastian Seeburger, Universität Graz, Smart Metering Projekt Steiermark

0.5 Ansprechpartner

0.5.1 Antrag Fraunhofer

Projektkoordination:

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstrasse 2
79110 Freiburg

Sebastian Gölz
Telefon: +49 (0)761 4588 5228
E-mail: sebastian.goelz@ise.fraunhofer.de

Projektpartner

Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Elisabeth Dütschke
Telefon: +49 721 6809-159
E-Mail: elisabeth.duetschke@isi.fraunhofer.de

In Zusammenarbeit mit
Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien IREES GmbH
Schönfeldstraße 8
76131 Karlsruhe

Annette Roser
Telefon: +49 721 9152636 -33
E-Mail: a.roser@irees.de

PSE AG
Emmy-Noether-Strasse 2
79110 Freiburg

Bettina Petzoldt
Telefon: + 49-761-47914-11
E-Mail: Petzoldt@pse.de

0.5.2 Antrag MVV Energie AG

Projektkoordination:

MVV Energie AG
Luisenring 49,
68159 Mannheim

Christian Schäfer
Telefon: +49(621)290-2917
E-Mail: ch.schaefer@mvv.de

Projektpartner:

24/7 Metering GmbH
Andréstraße 71
63067 Offenbach

Mark Peade
Telefon: +49(69)8060-2162
E-Mail: mark.paede@24-7-metering.de

Stadtwerke Kiel Netz GmbH (SWK)
Knooper Weg 75
24116 Kiel

Gerd Bauer
Telefon: +49(431)594-2771
E-Mail: gerd.bauer@stadtwerke-kiel.de

Itron Zähler & Systemtechnik GmbH
Berkelbaumstraße 5
31789 Hameln

Herbert Vauth
Telefon: +49(5151)782-272
E-Mail: herbert.vauth@itron.com

In Zusammenarbeit mit

Energieversorgung Offenbach AG (EVO)
Andréstraße 71
63067 Offenbach

Oliver Triefenbach
Telefon: +49(69)8060-1850
E-Mail: oliver.triefenbach@evo-ag.de

24/7 IT-Services GmbH
Uhlenkrog 32
24113 Kiel

Martin Weber
Telefon: +49(621)290-3793
E-Mail: martin.weber@24-7-it-services.de

24/7 United Billing GmbH
Andréstraße 71
63067 Offenbach

Katrin Ohlinger
Telefon: +49(621)290-3638
E-Mail: katrin.ohlinger@united-billing.de

Power Plus Communications AG (PPC)
Am Exerzierplatz 2
68167 Mannheim

Claus U. Damm
Telefon: +49(621)40165-123
E-Mail: c.damm@ppc-ag.de

1 Meilenstein 1: Markt- und Technologieanalysen

1.0 Aufgabenstellung

Im ersten Teilprojekt **Markt- und Technologieanalysen** werden die Grundlagen für das Projekt gelegt. Zunächst werden die verfügbaren Metering- und Kommunikationstechnologien analysiert und dargestellt, welche Trends die künftige Entwicklung in diesem Markt bestimmen könnten. Weiterhin wird untersucht, mit welcher Effizienzsteigerung durch dynamische Tarife in Deutschland gerechnet werden kann. Hierzu werden erstens internationale Modellprojekte analysiert und dargelegt, welche Effekte durch diese erzielt wurden und welche Technologien hierbei eingesetzt wurden. Zweitens werden nationale Studien zitiert, die das theoretische Potential für deutsche Rahmenbedingungen ermittelt haben. Schließlich werden die rechtlichen Rahmenbedingungen (EnWG, Datenschutz, Eichgesetze, EU-Vorgaben, Zeitliche Entwicklung) analysiert. Aus der Analyse werden drei mögliche Szenarien entworfen, die mögliche künftige Entwicklungen beschreiben.

Ergebnis des Teilprojekts 1 sind folgende 5 Studien, die die Grundlage für die weiteren Teilprojekte bilden.

- Studie 1.1 Markt- und Technologieanalyse Metering-Systeme (in D)
- Studie 1.2 Analyse der Feedback-Systeme (in D)
- Studie 1.3 Internationale Studien zu Demand-Response-Programmen
- Studie 1.4 Nationale Potenzialstudien
- Studie 1.5 Rahmenbedingungen für Smart Metering in Deutschland

Die Studien wurden im ersten Projekthalbjahr erarbeitet und berücksichtigen folglich noch nicht die jüngeren gesetzlichen Veränderungen wie beispielsweise die Novellierung des EnWG von 2008 und 2011.

1.1 Metering-Systeme in Deutschland (Studie 1.1)

Es wurde eine Marktanalyse der verfügbaren Zählersysteme durchgeführt. Die Ergebnisse sind in einem internen Bericht verfügbar, haben aber den Stand von Anfang 2008. Der Bericht gibt einen Überblick über die Architekturen, Kommunikationstechnologien und Komponenten derzeitiger marktverfügbarer AMM-Systeme. Häufig bieten die Hersteller Komplettsysteme an, die aus Zählern, teilweise Kommmunikationsgeräten, teilweise Datenkonzentratoren und Auslesesystemen bestehen. Die Untersuchung beinhaltet technische

Merkmale und Kommunikationschnittstellen. Die folgende Tabelle gibt einen knappen Überblick über die untersuchten Systeme.

Tabelle 2 Überblick über untersuchte Systeme

Actaris	Anschluss weiterer Sparten mit mbus möglich, GPRS-Modem Auslesesystem für Tarif- bzw. Haushaltskunden ACE-Vantage
Allmess	Wasserzähler, aufsteckbare Kommunikationsmodule
Aquametro	Elektronischer Wasserzähler, Modulares Auslese und Datenverarbeitungssystem Argos
BRUNATA-METRONA	Wasserzähler mit optischer Schnittstelle, optionales Funkmodul
Metrona Funksystem star	Proprietäres Auslesesystem mit Datensammler im Gebäude
Echolon	Stromzähler mit Powerline-Kommunikation, Datenkonzentrator kommuniziert per DSL oder GPRS mit dem System, „NES-System“ als zentrales Steuerungssystem
Elster	Mbus-fähig e Zähler für Strom/Gas/Wasser/WM verfügbar, ebenso eigenes Modem für Fernauslesung, Auslesesystem alphaSET
EMH	Stromzähler mit integriertem Funkmodul für Kurzstreckenfunk. Datenkonzentratoren zum Fernauslesen
EMS-PATVAG	Gaszähler, mbus-Funk-fähig
EnergyICT	Arbeitet an Gatewaylösungen mit Datenkonzentratoren
Enermet / Landis+Gyr	Stromzähler mit verschiedenen Kommunikationsschnittstellen, Modem, AIM-System zur Auslesung
Görlitz	Verschiedene elektronische Stromzähler, Funkschnittstellen, EDW-3000-System zur Fernauslesung
Hager / EHZ	Elektronischer Stromzähler mit optischer Schnittstelle
Hydrometer	Wasser- und WM-Zähler mit Mbus und Mbus-Funk
Iskraemeco	Strom, Wasser und WM-Zähler mit Powerlineschnittstelle
ITF-EDV Fröschl Auslesesystem	Auslesesystem für gängige Zähler verschiedener Hersteller
Kamstrup	Strom, Wasser, WM-Zähler mit Mbus, Mbus-funk und optischer Schnittstelle
Landis+Gyr	Strom- und WM-Zähler mit unterschiedlichen teils modularen Kommunikationsschnittstellen. Auslesesystem Converge.
Qvedis	Wasser- und WM-Zähler mit Funk- und Mbus-Schnittstellen.
Sensus	Wasserzähler mit Mbus-Auslesung
Siemens	Elektronische Stromzähler mit Powerline-Schnittstelle,

	Datenkonzentratoren, Auslesesystem AMIS
Techem	Wasser- und Fernwärmezähler (Mbus), Auslesung ab einem Datenkonzentrator per Funk
Wehrle	Wasserzähler, mit Funkmodulen nachrüstbar
Zenner	Wasser- und WM-zähler, Mbus-fähig

Anzumerken ist, dass die meisten Hersteller proprietäre Komplettsysteme anbieten, die nicht ohne Weiteres miteinander kompatibel sind. Während Auslesung mit Mbus recht verbreitet war, war es schwierig, verfügbare Zähler zu finden, die per Funk auslesbar waren, und offene Schnittstellen besaßen.

Die Beschaffung geeigneter Zähler für den Feldversuch gestaltet sich zum Zeitpunkt der Studienerstellung (2008) schwierig, da die am Markt verfügbaren Zähler die Anforderungen nur teilweise erfüllen.

1.2 Analyse der Feedbacksysteme (Studie 1.2)

Es werden verschiedene Feedbacksysteme unterschieden: In-Home-Displays, Webportale und erweiterte Energierechnungen. Für die beiden Varianten Displays und Webportale werden verschiedene Produkte hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile bewertet und gegenübergestellt. Die Ergebnisse werden im Folgenden berichtet.

1.2.1 In-Home Displays

Displays bieten den großen Vorteil, dass sie nicht erst ein- oder ausgeschaltet werden müssen, um dem Kunden eine Information über seinen Energieverbrauch zu geben. Keines der vorgestellten Produkte visualisiert alle möglichen Inhalte - vielmehr legen einige den Schwerpunkt auf die Darstellung von Verbrauchswerten, andere auf Kosteninformationen. Dieses liegt u.A. daran, dass die Größe des Displays der limitierende Faktor für die Menge der Informationen auf dem Display ist. Zwar ist eine Umschaltung von Inhalten durch Taster möglich, allerdings machen einige Darstellungen (wie bspw. Lastverläufe) nur Sinn, wenn sie ausreichend groß aufgelöst sind.

Die Übertragung von Daten bei der Display-Variante geschieht in der Regel mit einem Sender (am Zähler) und einer Empfangseinheit (am Display) über Funk auf 433 bzw. 868 MHz Basis.

1.2.2 Webportale

Entscheidend bei dem Einsatz von Webportalen ist, dass der Kunde nur einen geringen Aufwand hat, um durch die Darstellungen gewinnbringende Informationen zu bekommen. Eine ständige Pflege durch den Kunden, wie z.B.

Zählerstände ablesen und eintragen, sollte unbedingt vermieden werden. Dieses sollte durch die Bidirektionalität in der Kommunikation der modernen Zähler allerdings auch keine Hürde darstellen. Die inhaltlichen Aspekte entsprechen denen der In-Home-Displays mit dem Zusatz, dass erheblich genauere Informationen dargestellt werden können, da auf dem Monitor in der Regel eine größere Bildschirmauflösung zur Verfügung steht. Durch Web-Frameworks ist außerdem eine flexible Navigation zwischen Inhalten verschiedener Art möglich. Diesen Vorteilen steht allerdings gegenüber, dass das Webportal zunächst auf dem PC gestartet werden muss, ehe Informationen angezeigt werden.

1.2.3 Zusammenfassung

Der Hauptvorteil der Displays ist, dass diese permanent „online" sind und so dem Kunden ad hoc Verbrauchsinformationen zur Verfügung stehen. Webportale oder PC-basierte Auswertungssoftware müssen zunächst aufgerufen werden, um Informationen zu erhalten. Dafür bieten sie flexiblere und umfangreichere Auswertungs- und Darstellungsmöglichkeiten.

1.3 Internationale Studien zu Demand Response Programmen (Studie 1.3)

Es werden internationale Studien zu Demand-Response-Programmen ausgewertet. Auf Basis von Primärberichten zu Feldversuchen und übergreifender Sekundärliteratur werden Demand-Response-Programme klassifiziert und wichtige Ergebnisse analysiert.

Feldversuche wurden weltweit unter sehr unterschiedlichen Bedingungen durchgeführt: In den USA, wo die meisten Versuche stattgefunden haben, war die Netzausfallsicherheit die vorrangige Motivation für zahlreiche Feldversuche mit innovativen Stromtarifen, Feedback oder direkter Lastkontrolle. In anderen Ländern wurden Feldversuche aufgrund gesetzlicher Vorgaben oder Stromdiebstahl (Italien) vorangetrieben. Zudem ist der Stromverbrauch pro Haushalt in den Ländern höchst unterschiedlich, abhängig von elektrischen Heizungen (nördliche Länder Europas) und Klimaanlagen (USA, südliche Länder).

Abhängig von den Rahmenbedingungen führen die Feldversuche zu einem sehr unterschiedlichen Grad an Stromverlagerung oder –einsparung. Die Versuche, deren Bedingungen am ehesten auf Deutschland übertragen werden konnten, führen zu einer Spitzenlastreduktion von etwa acht Prozent. Es wurde auch gezeigt, dass diese Werte sehr von der Kundengruppe abhängen, z.B. vom Bildungsstand und von der Geräteausstattung der Kunden.

Zur Änderung an Prozesskosten werden in den Studien kaum Informationen gegeben.

1.4 Nationale Potentialstudien (Studie 1.4)

Es werden die Ergebnisse verschiedener Studien und Feldversuche in Deutschland zum Thema Smart-Metering betrachtet. Als Ergebnis zeigt sich eine mögliche Lastverlagerung von 5-13 Prozent durch den Einsatz intelligenter Zähler und Tarife. Dabei werden innovative Tarife und Technologien von den Teilnehmern durchaus positiv bewertet, sind jedoch auch meist mit der Erwartung verknüpft, Stromkosten zu sparen. Im Bereich der beteiligten Geschäftsprozesse bietet sich insbesondere durch das automatisierte Ablesen ein Einsparpotential.

1.4.1 Spitzenlastreduktion

Die Feldversuche zeigen, dass Echtzeittarife in Deutschland zu einer Spitzenlastreduktion von etwa 5-6 Prozent führen können. Interessant ist, dass der recht einfache zeitabhängige Tarif der Tarifstudie Saarland in Kombination mit einem Anzeigegerät die Spitzenlast sogar um 10 bis 12 Prozent reduziert hat. Dies legt nahe, dass technisch aufwändigere Tarifsysteme nicht zwangsläufig größere Auswirkungen beim Verbraucher erzielen. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Übersicht der Ergebnisse zur Spitzenlastreduktion

Feldversuch	Beschreibung	Verhältnis Min/Max-preis	Technologie/ Sonstiges	Spitzenlast reduktion
Stadtwerke Rheine	Achtstufiger Echtzeittarif	11,67	Anzeigegerät Prognosen Motivierte Teilnehmer	13,4 %
Tarifstudie Saarland	Dreistufiger TOU-Tarif	2,18	Ohne Anzeigegerät	7-8 %
			Anzeigegerät	13%
Eckenförder Tarif	Echtzeittarif	6	Anzeigegerät	5-6 %

Ebenso zeigt sich, dass die Auswahl geeigneter Teilnehmer signifikante Auswirkungen auf das Ergebnis hat. Gleich mehrere Studien weisen darauf hin, dass bestimmte haushaltsspezifische Faktoren das Ergebnis maßgeblich beeinflussen. Insbesondere das Vorhandensein verlagerbarer Lasten (Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner), eine hohe Motivation der Teilnehmer und die Haushaltsgröße spielen hierfür eine Rolle.

Die Analyse der verfügbaren Verlagerungspotenziale über den Gerätebestand ergibt zudem ein maximales Verlagerungspotenzial von etwa 72 kWh pro Haushalt und Monat.

1.4.2 Auswirkung auf Prozesskosten

Die deutschen Feldversuche betrachten dieses Thema nicht. Die Studie von trend:research (trend:research, 2007) vergleicht jedoch ausführlich die Prozesse mit und ohne Smart-Metering und prognostiziert Einsparpotential im Bereich Zählerbewirtschaftung, Zählerauslese und Mahnwesen. Der vorwiegende Anteil einer möglichen Ersparnis liegt dabei im automatisierten Auslesevorgang. Hier prognostiziert die Studie eine Ersparnis von bis zu 1,90 Euro pro Auslesung und Zähler.

1.5 Rahmenbedingungen für Smart Metering in Deutschland (Studie 1.5)

Es wird eine Analyse aller für das Projekt relevanten gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland durchgeführt. Die Ausführungen beziehen sich auf die im Jahr 2007 (zum Zeitpunkt der Erstellung des Teilberichtes) gültigen Gesetze, Verordnungen und Richtlinien. Aufgrund der fortlaufenden politischen Diskussionen insbesondere zum Energieeffizienzaktionsplan gibt das vorliegende Dokument nur den zum Zeitpunkt der Erstellung vorhandenen Stand der im politischen Raum diskutierten Papiere wider. In einigen Punkten fanden seitdem bereits weitere Veränderungen statt. Dieser Tatsache wird mit Hilfe einer Szenarienentwicklung Rechnung getragen. Für mögliche Zukunftsentwicklungen und Veränderungen der Rahmenbedingungen werden mögliche Zukunftsszenarien erstellt und bewertet. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

Im folgenden Abschnitt werden mögliche Entwicklungen der Energiewirtschaft in Form von Szenarien diskutiert, die sich aus den im Vorfeld skizzierten Entwicklungen der jeweiligen Gesetze, Verordnungen und Vereinbarungen ergeben können. Angesichts der Vielfalt der denkbaren Entwicklungen lässt sich mit den Szenarien nur eine begrenzte Zahl derselben beschreiben. Daher werden im Weiteren nur die Hauptlinien der zukünftigen Entwicklungen betrachtet und zu insgesamt vier Szenarien zusammengefasst.

Die Auswahl des ersten Szenarios erfolgt für die von den Autoren eingeschätzten wahrscheinlichsten Entwicklungen der jeweiligen Gesetze, Verordnungen und Vereinbarungen.

Das zweite Szenario beschreibt den Fall, wenn die politischen Vorgaben forciert werden und erheblich den Energiemarkt beeinflussen.

Eine „zurückhaltende Entwicklung“ beleuchtet das dritte Szenario.

Das vierte Szenario stellt eine Worst-Case-Betrachtung dar und fasst eine rückschrittliche Entwicklung der jeweiligen Gesetze, Verordnungen und Vereinbarungen zusammen.

Um die Auswirkungen auf die Technologien und Produkte bewerten zu können, werden abschließend die vier Szenarien gegenübergestellt und bzgl. der Technologien und Produkte verglichen.

1.5.1 Szenario 1: Wahrscheinlichste Entwicklung

Die Liberalisierung des Mess- und Zählwesens wird sich in der Praxis nach Ansicht der Marktteilnehmer nicht oder nur in geringem Maße durchsetzen. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen bei den mechanischen Zählern und auch wegen der technischen Weiterentwicklung ist davon auszugehen, dass die Eichgültigkeitsdauer für elektronische Zähler bis auf 16 Jahre ausgedehnt wird. Des Weiteren war zum Zeitpunkt der Szenarioentwicklung zu erwarten, dass der Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der deutschen Bundesregierung mit sehr hohen Zielen gesteckt wird. Daraufhin könnte der Druck der Interessensverbände der Energieversorgungsunternehmen dazu führen, dass die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) nicht in dem Umfang umgesetzt werden kann, wie geplant. Dennoch sind sinkende Netzentgelte zu erwarten, schon aufgrund der nächsten Kostenregulierung 2008.

In diesem Szenario kommen die elektronischen Zähler auch im Haushaltsbereich zum Einsatz und lösen zunehmend die mechanischen Zähler ab. Aufgrund der höheren Auslesehäufigkeit zur Steigerung des Energiebewusstseins werden die Zähler kommunikationstechnisch für die Fernauslesung angebunden. Monitoringprodukte und neuartige Tarife können sich etablieren und tragen dazu bei, die Ziele des EEAP zu erreichen. Aufgrund dessen, dass die Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister nicht zwingend separat ausgefüllt werden müssen, übernehmen diese Aufgaben wie bisher die Netzbetreiber. Infolgedessen sind keine neuen Marktteilnehmer einzubinden, so dass gegenüber dem gegenwärtigen Stand auch keine zusätzlichen Geschäftsprozesse zu berücksichtigen sind. Die Komplexität der Geschäftsprozesse wird somit nicht erhöht, was gleichzeitig zu einer höheren Robustheit in den Abläufen führt. Die Kosten für die Etablierung der zusätzlichen Geschäftsprozesse zu den Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister entfallen.

Tabelle 4 Wahrscheinlichste Entwicklung als Szenario

	EnWG	Eichrecht	ARegV	EEAP
Ausprägung	Zurückhaltende Liberalisierung	Anhebung der Eichgültigkeit	Zurückhaltende Umsetzung der ARegV	Forcierung des EEAP
Eintreten	sehr wahrscheinlich	sehr wahrscheinlich	sehr wahrscheinlich	sehr wahrscheinlich

1.5.2 Szenario 2: Forcierte politische Vorgaben

Neben dem Energiemarkt wird auch das Mess- und Zählwesen vollständig liberalisiert. Die separaten Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister etablieren sich im Markt. Die Eichgültigkeitsdauer für elektronische Zähler wird aufgrund der technischen Weiterentwicklung auf 16 Jahre ausgedehnt und die Netzbetreiber respektive Messstellenbetreiber werden zum Einbau der elektronischen Zähler binnen einer Übergangszeit z.B. von sechs Jahren zunächst für Gewerbe-und Industriekunden und anschließend bei Haushaltskunden verpflichtet. Des Weiteren werden die politischen Vorgaben für den Energieeffizienz-Aktionsplan und für die ARegV massiv forciert und mit sehr hohen Zielen versehen. Dies erfordert einerseits geeignete Maßnahmen für den effizienten Umgang mit Energie auch im Haushaltsbereich. Andererseits bewirken die Ziele der ARegV einen erheblicher Druck auf die Netzentgelte, so dass die Auflagen zur Energieeinsparung vorrangig nachfrageseitig durch die Endkunden zu erfüllen sind.

Die elektronischen Zähler ersetzen somit auch im Haushaltsbereich vollständig die bisherigen mechanischen Zähler. Darauf aufbauend werden die neuen Produkte im Bereich Monitoring und neuer Tarife aber auch im Bereich intelligenter Haushaltsgeräte und dezentralem Energiemanagement realisiert, um die Ziele des Energieeffizienz-Aktionsplans wie z.B. Steigerung der Energieproduktivität von 3% pro Jahr zu erreichen. Dabei handelt es sich um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, so dass nicht nur die Energieversorgungsunternehmen sondern auch die Endverbraucher mit Industrie, Gewerbe und Haushalten z.B. über Energiepass oder zusätzliche Abgaben in die Pflicht genommen werden könnten. Dies würde endverbraucherseitig zu einer Nachfrage nach diesen neuen Technologien führen. Gleichzeitig würde sich für den Energielieferanten ein Wettbewerbsvorteil ergeben, in dem er diese Technologien gemeinsam mit zusätzlichen Dienstleistungen in Verbindung mit den Energieprodukten anbietet und somit dem Verbraucher einen signifikanten Preisvorteil bietet. Dem widerspricht jedoch der gegenwärtige politische Trend nach niedrigen Energiepreisen.

Mit den separat auszufüllenden Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister sind auch neue Geschäftsprozesse zu etablieren, was gleichzeitig zu deutlich komplexeren energiewirtschaftlichen Prozessen und erweiterten Meldeprozessen sowie zu zusätzlichen Kosten führt.

Tabelle 5 Szenario 2 – Forcierte politische Vorgaben

	EnWG	Eichrecht	ARegV	EEAP
Ausprägung	Zurückhaltende Liberalisierung	Anhebung der Eichgültigkeit	Zurückhaltende Umsetzung der ARegV	Forcierung des EEAP
Eintreten	wahrscheinlich	sehr wahrscheinlich	wahrscheinlich	sehr wahrschein-lich

1.5.3 Szenario 3: Zurückhaltende Entwicklung

Ebenso wie bei Szenario 1 werden keine oder nur sehr wenige neue Messstellenbetreiber oder Messdienstleister auf den Markt drängen. Wider Erwarten wird bei der Eichgültigkeitsdauer in absehbarer Zeit keine Ausdehnung vorgenommen. Die Dauer beträgt weiterhin acht Jahre. Der Druck seitens der EU bei der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie wird im Vergleich zu den beiden ersten Szenarien wesentlich geringer ausfallen. Die politischen Vorgaben für den Energieeffizienz-Aktionsplan und für die ARegV fallen schwach aus.

Tabelle 6 Szenario 3 – Zurückhaltende Entwicklung

	EnWG	Eichrecht	ARegV	EEAP
Ausprägung	Zurückhaltende Liberalisierung	Beibehaltung der Eichgültigkeit	Zurückhaltende Umsetzung der ARegV	Zurückhaltend e Umsetzung des EEAP
Eintreten	-	wahrscheinlic h	sehr wahrscheinlich	wahrscheinlich

Aufgrund der erheblichen Unterschiede bei den Eichgültigkeiten werden, wenn überhaupt, elektronische Zähler nur sehr zögerlich im Haushaltsbereich eingesetzt. Neue Produkte wie z.B. Monitoring oder innovative Tarife dienen zwar der Differenzierung gegenüber dem Wettbewerb, werden jedoch nicht zwingend die Erreichung der Ziele des EEAP benötigt. Des Weiteren müssen die Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister nicht separat besetzt werden. Diese Aufgaben werden wie bisher vom Netzbetreiber übernommen. Infolgedessen müssen keine neuen Marktteilnehmer eingebunden werden, so dass gegenüber dem gegenwärtigen Stand auch keine zusätzlichen

Geschäftsprozesse zu berücksichtigen sind. Die Komplexität der Geschäftsprozesse wird nicht erhöht. Ebenso sind keine neuen Meldeprozesse zu etablieren. Die Kosten für zusätzlich abzubildende Geschäftsprozesse fallen nicht an.

1.5.4 Szenario 4: Rücknahme einzelner Entwicklungen

Dieses Szenario stellt eine Worst-Case-Betrachtung dar und beschreibt den Fall, wenn aufgrund von Erfahrungswerten bereits eingeschlagene Wege sich nicht bewährten. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die betreffenden Richtlinien, Verordnungen und Gesetze z.B. im Bereich des Zählwesens zurückgenommen werden.

Dieses Szenario stellt jedoch auf Grund der momentanen politischen, sozialen und ökologischen Gegebenheiten kein realistisches Szenario dar.

Würde sich dieses Szenario dennoch einstellen, so gebe es keine signifikanten Triebkräfte sowohl für elektronische Zähler im Haushaltsbereich als auch für die darauf aufbauenden Produkte.

Tabelle 7 Szenario 4 – Rücknahme einzelner Entwicklungen

	EnWG	Eichrecht	ARegV	EEAP
Ausprägung	Keine Liberalisierung des Zählwesens	Absenkung der Eichgültigkeit	Rücknahme der ARegV	Rücknahme des EEAP
Eintreten	eher unwahr-scheinlich	unwahr-scheinlich	sehr unwahr-scheinlich	tritt nicht ein

1.5.5 Gegenüberstellung der Szenarien

Der vorliegende Abschnitt führt einen Vergleich der im Vorfeld diskutierten Szenarien zu den erforderlichen Technologien und Produkten durch, um eine robuste Entscheidungsgrundlage für die Technologie- und Produktentwicklung generieren zu können.

Tabelle 8 erfasst hierzu die einzelnen Szenarien mit den erforderlichen Technologien und Produkten für den Haushaltsbereich:

MSM: Multi-Sparten-Metering, MON: Monitoring, TAR: Tarife, HOM: Intelligente Haushaltsgeräte, MWD: Mehrwertdienste DEMS: Dezentrales Energiemanagement

Die Auswertung der Tabelle 8 lässt darauf schließen, dass mit einer hohen Wahrscheinlichkeit der Einsatz von intelligenten Zählern mit Viertelstundenmessung im Haushaltsbereich notwendig wird. Inwieweit ein vollständiger Wechsel von der Arbeitsmessung zu der Viertelstundenleistungsmessung erfolgt, hängt maßgeblich von der Entwicklung der einzelnen Gesetze, Verordnungen und Vereinbarungen ab. Diese beeinflussen auch weitestgehend, inwiefern die Produkte Monitoring, Tarife, Intelligente Haushaltsgeräte und Dezentrales Energiemanagement zwingend notwendig werden oder nur als mögliche Kundenbindungsinstrumente herangezogen werden.

Tabelle 8 Vergleich der Szenarien zu den technologischen Auswirkungen

Technologien / Produkte	**Szenario 1**	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**
Technologie	Elektronische Zähler werden auch im Haushaltsbereich eingesetzt.	Elektronische Zähler im Haushaltsbereich zwingend notwendig	Zögerlicher Einsatz elektronischer Zähler im Haushaltsbereich	Keine elektronischen Zähler im Haushaltsbereich
Messung	Arbeitsmessung und ¼-h-Leistungsmessung	¼-h-Leistungsmessung notwendig	Arbeitsmessung, ggf. ¼-h-Leistungsmessung	Arbeitsmessung
MSM	Neben Strom bietet sich auch die Messung von Gas an (Kundenbindung, Kostenstruktur)	Neben Strom bietet sich auch die Messung von Gas an (Kundenbindung, Kostenstruktur)	?	Nicht notwendig
MON	Unterstützung zum Erreichen der Ziele des Energieeffizienzplans.	Notwendig zum Erreichen der Ziele des Energieeffizienzplans.	Nicht notwendig. Differenzierung gegenüber dem Wettbewerb (Kundenbindung)	Nicht notwendig.
Technologien / Produkte	**Szenario 1**	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**
TAR	Unterstützung zum Erreichen der Ziele des	Notwendig zum Erreichen der Ziele des	Nicht notwendig. Differenzierung	Nicht notwendig

	Energie-effizienzplans.	Energie-effizienzplans.	gegenüber dem Wettbewerb (Kunden-bindung)	
HOM	Unterstützung zum Erreichen der Ziele des Energie-effizienzplans. Offen ist die Akzeptanz der Haushalts-kunden.	Notwendig zum Erreichen der Ziele des Energie-effizienzplans. Offen ist die Akzeptanz der Haushalts-kunden.	Nicht notwendig. Differen-zierung gegenüber dem Wett-bewerb (Kunden-bindung)	Nicht notwendig
MWD	Nicht notwendig. Differen-zierung gegenüber dem Wett-bewerb (Kunden-bindung)	Nicht notwendig. Differen-zierung gegenüber dem Wett-bewerb (Kunden-bindung)	Nicht notwendig. Differen-zierung gegenüber dem Wett-bewerb (Kunden-bindung)	Nicht notwendig.
DEMS	Unterstützung zum Erreichen der Ziele des Energie-effizienzplans.	Notwendig zum Erreichen der Ziele des Energie-effizienzplans.	Nicht notwendig. Differen-zierung gegenüber dem Wett-bewerb (Kunden-bindung)	Nicht notwendig.

2 Meilenstein 2: Abschluss und Auswertung Feldversuch 1

2.0 Aufgabenstellung

Der Feldversuch 1 wird zeitnah zum Projektbeginn durchgeführt, um schnell erste Ergebnisse zu erzielen und Erfahrung zu gewinnen. Eingesetzt werden bereits am Markt verfügbare Geräte und Systeme der teilnehmenden Hersteller. Hierzu gehören die Zähler, die Kommunikationskomponenten sowie die ZFA-Systeme. Die Systeme werden unter technischen Gesichtspunkten getestet, eventuell auftretende Fehlfunktionen werden beseitigt. Folgende Systeme wurden in Mannheim, Offenbach und Kiel im Rahmen des Feldversuch 1 implementiert.

Tabelle 9 Eckdaten zu Feldversuch 1

Standort	Anzahl der installierten Systeme	Zähler	Kom-munikation (HAN/WAN)	ZFA
Mannheim	24 friendly user	Itron ACE 4000 u.a.	MBus/GPRS	Itron ACE Vantage
Offenbach	10 friendly user	Itron ACE 4000 u.a.	MBus/GPRS	Itron ACE Vantage
Kiel	15 friendly user	Itron ACE 4000 u.a.	MBus/GPRS	Itron ACE Vantage

Die Auswertung und Ergebnisse des ersten Feldversuches beeinflussen unmittelbar die Technologieentwicklung in AP4 sowie die Ausrichtung des 2. Feldversuches in AP6.

Statt – wie ursprünglich geplant – nur den zweiten Feldversuch zu begleiten, versprechen sich die Partner Vorteile davon, in einer sozialwissenschaftlichen Begleitforschung des Feldversuchs Nutzererfahrungen und Vorschläge zu erfassen und zu analysieren, um die wertvollen Impulse für die Entwicklung des Versuchsdesigns, die Spezifizierung der Feedback-Systeme und Demand-Response-Programme, sowie die Entwicklung eines Kommunikationskonzepts nutzen zu können.

Ergebnisse des Meilenstein 2 sind folgende 3 Studien, die die Grundlage für die weiteren Teilprojekte bilden.

- Studie 2.1 Telefonbefragung der friendly user in Kiel
- Studie 2.2 Smart-Metering Workshop mit Pilottest-Kunden in Mannheim
- Studie 3.2 Technische Schlussforderungen aus den Erfahrungen des 1. Feldversuchs

2.1 Telefonbefragung Kiel

Um weitere Erkenntnisse darüber zu gewinnen, wie eine Rückmeldung von Stromverbrauchsdaten an den Nutzer umgesetzt und präsentiert werden muss und welche Zusatzfunktionen eventuell geboten werden müssen damit einerseits das ökologische Ziel der Energieeinsparung erreicht werden kann, andererseits aber auch für den Nutzer ein Mehrwert entsteht, wird als ein weiterer Baustein der Begleitforschung eine Befragung der Teilnehmer des Feldversuchs 1 in Kiel vorgesehen, in denen diese ihre Erfahrungen mit dem Feedbacksystem mitteilen.

Unter den Teilnehmern des Pilottests in Kiel wird eine Telefonbefragung durchgeführt. Diese dient einerseits dazu, zu erfahren, welche Anforderungen und Verbesserungsvorschläge die Nutzer haben. Aber andererseits auch dazu, herauszufinden, welche Ziele und Motive die Nutzer im Zusammenhang mit einem Webportal thematisieren, welche Ziele sie also selbst mit dem Webportal verfolgen. Befragt werden 12 Mitarbeiter der Stadtwerke Kiel mit einem halbstrukturierten Leitfadeninterview. Die Interviews dauern zwischen fünf und 20 Minuten, je nachdem, wie viel ein Nutzer zu den angesprochenen Themen berichtet. Sie werden mit Zustimmung der Probanden mitgeschnitten, anschließend transkribiert und ausgewertet.

2.1.1 Häufigkeit der Feedbacknutzung

Die meisten Interviewpartner geben an, dass sie das Feedback zu Beginn häufiger genutzt haben als nach einigen Monaten. Die Nutzungshäufigkeit ist generell sehr unterschiedlich. Ein Interviewpartner berichtet von einer täglichen Beschäftigung mit seinen Stromverbrauchsdaten, andere sichten zweimal pro Monat bis hin zu alle paar Monate die Verbrauchsdaten. Oft sind die Häufigkeitsangaben auch vage. Jedoch zeigt sich bei allen, denen eine Veränderung der Häufigkeit aufgefallen war – bei fünf von acht Interviewpartnern - eine Abnahme.

Als Gründe für diese abnehmende Frequenz geben zwei Interviewpartner an, dass nichts passiere, was man nicht erwarten würde und das Feedback insofern keine neuen Erkenntnisse bringe.

2.1.2 Erwartungen

Bei der Frage, welche Erwartungen sie an das Feedback hatten, wird klar, dass nur wenige der Interviewten konkrete Erwartungen hatten. Die Hälfte äußert, gar keine oder keine konkreten Erwartungen gehabt zu haben (sechs von zwölf).

Zwei Interviewpartner erwarten die Möglichkeit einer monatsgenauen Abrechnung, während einer den exakten Verlauf seines Verbrauchs kennenlernen will, um Kostentreiber zu identifizieren.

2.1.3 Einstellungen zum Strom sparen

Zum Strom sparen äußern sich vier Interviewpartner dahingehend, dass sie keine Notwendigkeit sehen, zu sparen. Als Gründe geben sie an, der Preisdruck sei nicht stark genug, der Verbrauch durchschnittlich und aus ökologischen Gründen bestehe auch keine Notwendigkeit, da es sich ja meist um Strom handle, der durch Wasserkraft erzeugt wurde.

Ein Interviewpartner sieht durchaus eine Notwendigkeit zu sparen, bleibt in seinen Ausführungen über die Gründe aber vage. Drei Personen sind der Meinung, dass Einsparungen bei ihnen nur noch sehr schwer umzusetzen seien, da die meisten Einsparpotentiale schon ausgereizt seien. Zwei Interviewpartner geben an, noch Einsparpotential zu haben.

2.1.4 Einstellungen zum Feedback

Vier Interviewpartner bewerten das Feedback explizit negativ. Davon finden es drei zu kompliziert, einer meint außerdem, es sei teurer und die Ablesung zeitaufwändiger.

Acht Personen sind sich einig, dass das Feedback keine Information bringt, die man nicht auch anders bekommen kann, wobei aber nicht alle diese Informationen tatsächlich vorher schon gesammelt hatten.

Drei Personen schreiben dem Feedback durchaus ein gewisses Potential zu, das aber von zwei dieser Interviewpartner so eingeschätzt wird, dass es nur für eine gewisse Zeitspanne interessant wäre und danach an Informationsgehalt verlieren würde.

Drei Personen äußern ihre Bedenken bezüglich der Umsetzbarkeit im Alltag. Gründe dafür sind ein Mangel an zeitlichen Ressourcen zusammen mit anderen Prioritäten, sowie der Wunsch, weder die Familie mit Sparmassnahmen, noch die Nachbarn durch zeitliche Verschiebung von Verbrauchsverhalten zu belästigen.

Im Allgemeinen sind sich viele der Interviewpartner der Grenzen von Feedback sehr bewusst. Fünf Personen äußern sich dazu. In einem Fall wird Verärgerung über die überhöhten Erwartungen der Politik geäußert.

Vier Personen kommen zu dem Schluss, dass Feedback ihnen persönlich keine Vorteile bringt, wobei drei davon der Meinung sind, dass der jeweilige Energieversorger einen größeren Nutzen habe als der Verbraucher.

2.1.5 Zahlungsbereitschaft

Die überwiegende Mehrheit ist nicht bereit, für das Feedback in der angebotenen Form Mehrkosten zu akzeptieren (acht von zwölf Personen). Lediglich drei sind bereits hier der Meinung, dass geringe Mehrkosten vertretbar wären. Ein Interviewpartner nennt hier zwei bis fünf, ein anderer zehn Euro pro Jahr. Der Dritte sagt lediglich, dass fünfzig zu viel seien. Für ein Feedbacksystem, das alle vom Interviewten genannten Verbesserungsvorschläge umsetzt sind vier Personen bereit, höhere Kosten zu akzeptieren, sofern sie sich in Größenordnungen bewegen, dass sie durch ermöglichte Einsparungen ausgeglichen werden können. Zwei Personen sind bereit, mehr zu bezahlen wenn die Kosten unter fünfzig Euro im Jahr bleiben und fünf Personen lehnen auch hier Mehrkosten grundsätzlich ab.

2.1.6 Motive

Zehn Personen geben an, das Feedback aus finanziellen Gründen nutzen zu wollen oder es noch interessanter zu finden, wenn es einen größeren finanziellen Nutzen bringen würde.

Für einen Interviewpartner spielen ökologische Gründe zusätzlich eine Rolle. Zwei Interviewpartner äußern affektive Gründe wie Neugier und Begeisterung. Diese Gründe spielen erwartungsgemäß eher am Anfang eine Rolle und lassen über die Zeit, in der das Feedback genutzt wird, nach.

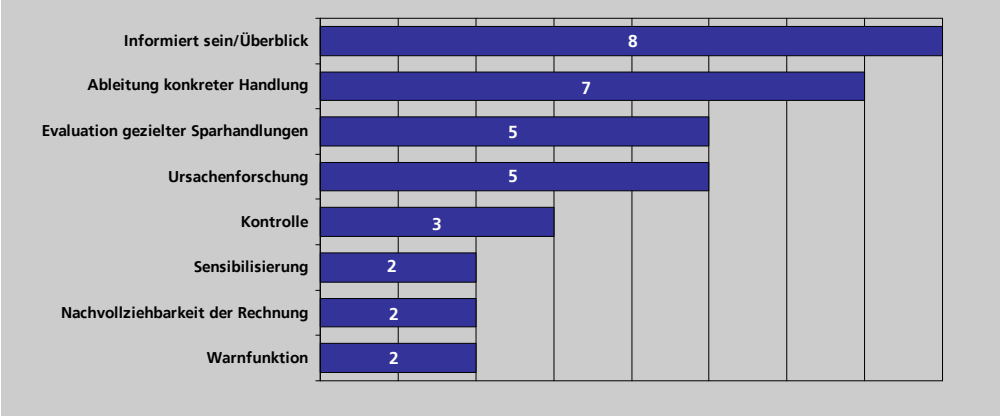
2.1.7 Ziele

Bei den Zielen, die die Interviewpartner verfolgen konnten Mehrfachnennungen vorkommen. Jedes Ziel wird jedoch pro Interviewpartner nur einmal gewertet.

Acht Personen äußern, dass sie informiert sein oder einen Überblick über ihren Verbrauch haben wollen. Zwei Personen erhoffen sich eine Sensibilisierung für ihren Verbrauch in dem Sinne, dass sie alltägliche Handlungen in der Verbrauchskurve wiedererkennen wollen. Fünf Personen wollen gezielte Sparhandlungen evaluieren, zum Beispiel sehen, wie sich die Anschaffung eines neuen Kühlschranks auswirkt. Für zwei Personen ist es wichtig, bei Auffälligkeiten in der Abrechnung die Verbrauchskurve als genauere

Informationsquelle hinzuziehen zu können und so die Abrechnung besser nachvollziehen zu können. Fünf Personen wollen Ursachenforschung betreiben indem sie, wenn sie Spitzen in der Verbrauchskurve erkennen, Überlegungen anstellen, welches Verhalten diese verursacht hat. Zwei Personen wünschen sich eine Warnfunktion, um feststellen zu können, ob Geräte noch angeschaltet sind, schleichende Verbräuche, z.B. durch Wasserrohrbruch, auftreten oder die Heizung gewartet werden muss. Drei Personen wollen kontrollieren, ob die Werte, die sie früher erhoben hatten oder die Werte der Abrechnung mit den Werten in der Verbrauchskurve übereinstimmen – eine reine Kontrollfunktion. Immerhin sieben Personen wollen aus den Verbrauchskurven konkrete Handlungen ableiten, sei es in dem Sinne, dass sie mit Hilfe der Daten Beratung für Umbaumaßnahmen in Anspruch nehmen wollen, herausfinden wollen, welche Geräte ausgetauscht werden sollten oder wie sie ihr Verhalten im Alltag verändern können.

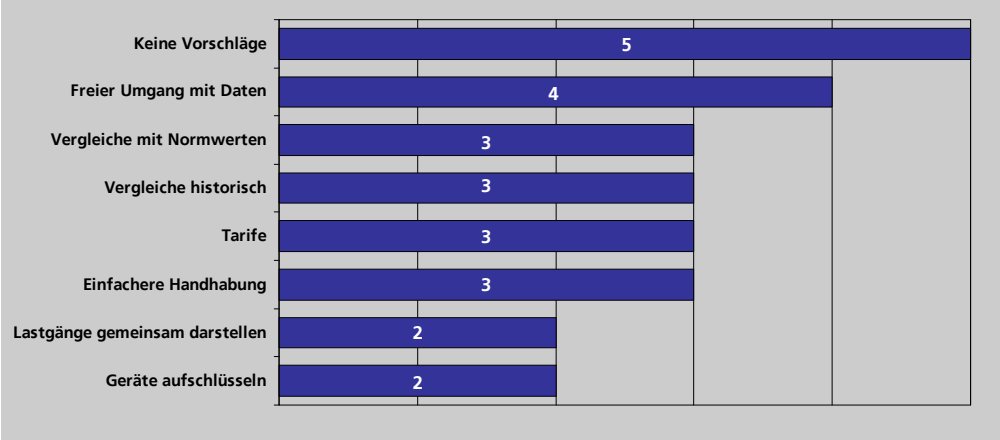
Abbildung 5: Verschiedene Ziele und Häufigkeit ihrer Nennung



2.1.8 Veränderungen

Sechs Interviewpartner äußern, dass das Feedback bei ihnen nichts bewirkt habe. Weder haben sie sich andere Geräte angeschafft, noch ihr Verhalten geändert oder eine stärkere Sparorientierung beziehungsweise ein stärkeres Bewusstsein für ihren Stromverbrauch entwickelt. Interessant anzumerken ist jedoch, dass zumindest bei der Hälfte dieser Personen die Beschäftigung vorher schon eher stark war. Sie hatten ihren Zähler täglich bis monatlich abgelesen. Immerhin drei Personen berichten, dass sie sich verstärkt mit der Thematik beschäftigten oder äußern Pläne, den Kauf neuer Geräte bewusster anzugehen. Zwei Personen haben tatsächlich schon kleinere Geräte ausgetauscht und zwei Personen berichten von Verhaltensänderungen bei sich selbst oder anderen Haushaltsmitgliedern.

Abbildung 6: Verbesserungsvor-schläge und Häufigkeit ihrer Nennung (weitere Einzelnennungen im Text)



2.1.9 Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass die Anforderungen, die sich aus der Befragung für die Gestaltung des Feedbacks ergeben mit den zusätzlichen Funktionen im Webportal 2.0, das zum damaligen Zeitpunkt in Entwicklung war, relativ gut erfüllt werden. Dennoch bleibt eine Reihe von Vorschlägen, die aus den Erkenntnissen der Befragung abgeleitet werden können.

Um eine aktivere Auseinandersetzung mit dem Feedback anzuregen könnte es sinnvoll sein, im Vorfeld Infoveranstaltungen anzubieten, in denen auch der Austausch zwischen Nutzern, sowie die Definition persönlicher Ziele gefördert wird.

Dem nachlassenden Interesse an dem Feedbacksystem kann eventuell dadurch begegnet werden, dass weitere Analysen (zum Beispiel Lastdisaggregation, Energiespartips) angeboten werden. Außerdem könnte eine Warnfunktion eingebaut werden, die dem Nutzer bei auffälligen Veränderungen im Verbrauch einen Warnhinweis, zum Beispiel per SMS, schickt.

Der von einigen Interviewpartnern beklagte Aufwand beim Datenabruf, der durch den Zugang übers Internet entsteht, könnte durch ein Displaygerät im Wohnbereich deutlich reduziert werden.

Um die hauptsächlich finanziell motivierte Nutzung zu berücksichtigen sollten flexible Tarife eingeführt werden, mit denen der Nutzer tatsächlich die Möglichkeit hat, seine Kosten zu beeinflussen. Will man gleichzeitig zur nachhaltigen Nutzung anregen, könnte es nützlich sein, gezielt Teilgruppen zu identifizieren und anzusprechen, die auch ökologisch motiviert sind. Besser

noch wäre es, einen Tarif zu schaffen, der über finanzielle Anreize nicht nur zur Lastverschiebung, sondern eben auch zur Verbrauchsreduktion anregt. Ein Stand-By Tarif, bei dem der Grundverbrauch deutlich höher bepreist ist als die Verbrauchsspitzen, kann diese Verknüpfung leisten.

2.2 Fokusgruppe mit Pilotteilnehmern in Mannheim

In einem interaktiven Workshop wurde mit mehreren Teilnehmern des 1. Feldversuch in Mannheim verschiedenen Feedback-Angebote diskutiert und die Diskussion anschließend inhaltsanalytisch ausgewertet.

Zur Vorbereitung des Workshops wurden die 24 „friendly user" des ersten Feldversuchs in Mannheim schriftlich kontaktiert und zur Veranstaltung eingeladen. Einige Tage vor dem Termin wurde nochmals telefonisch an den Termin erinnert und die verbindlichen Teilnahmezusagen erfasst. Der Workshop fand am 23. Juli 2008 im Checkpoint Marktforschung in der Mannheimer Innenstadt statt und dauerte etwa 90 min. Die Diskussion wurde auf Band aufgezeichnet, die Moderation übernahm das sozialwissenschaftliche Team des Fraunhofer ISE, als Co Moderation war der Vertriebsleiter der MVV Energie anwesend.

Es herrschte eine offene Gesprächsatmosphäre, die erschienenen Teilnehmer waren engagiert und interessiert. Von den insgesamt 24 Testkunden waren sechs Teilnehmer anwesend, deren Alter von 18 – 67 reichte, das Durchschnittsalter war 48 Jahre. Von der Lebenssituation setzte sich die Gruppe aus drei Familien mit Kindern und drei Alleinstehenden zusammen. Auf dem Programm stand die Diskussion von vier Feedback-Angeboten:

- Tagesansicht,
- Monatsansicht,
- Tagesansicht bei zeitabhängigem Tarif,
- Tages- und Monatsansichten mit Lasterkennung.

Es werden die wichtigsten Aussagen für die vier Optionen erfasst und Schlussfolgerungen abgeleitet.

2.2.1 Ergebnisse zur Tagesansicht

Im Folgenden sind die zusammengefassten Meinungen zur Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden (in kWh)" dargestellt:

Abbildung 7: Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden (in kWh)" von Feldversuch 1

Generelle Bewertung

- Differenzierte Daten, eine gute Darstellung der Tageswerte.
- Lastgang bringt mir erst dann was, wenn ich sehe/analysiere, was ist in diesem Zeitpunkt gerade an. Lastgang ist schon interessant, und zwar so fein wie möglich. Wenn es 15 Minuten sind, dann ist es sicherlich schon sehr hilfreich, sehr erklärend
- sehr übersichtlich, aktuelle Darstellung ist einfach.

Zum Thema Vergleich mit anderen Tagen:

- Es macht dann schon mehr Sinn, wenn man die einzelnen Stunden vergleichen kann.

- Ich fände die Grafikenübersicht auf einer Seite zum Vergleich schöner, damit man sich nicht durchklicken muss. Die Grafiken für einen Tag sind dann klein, wie bei Bilder-Show, und man kann dann sie ranzoomen.

Zum Thema Präferenz von Kosten oder Energie:

- Die Kosten sagen mir gar nichts. Es sind die gleichen Kurven, wie bei dem Verbrauch.

Weitere Vorschläge / Anmerkungen

- Ich finde es störend, dass sich die Achse immer wieder verändert, je nach dem, wie jetzt der Verbrauch ist. Man müsste das vereinheitlichen, dass jeder Tag gleich auch visuell ist.
- Ich fände nur einen Erklärungslexikon/Glossar für alle Begriffe wie kWh usw. oder Verweise auf Wikipedia o.a. ganz gut.
- Ich fände die Möglichkeit sehr komfortabel, die Grafiken in eine Seitenleiste schieben zu können, dass man wie bei Emails eine Balke hochfahren sieht o.ä.

2.2.2 Ergebnisse zur Monatsansicht

Nachfolgend werden die zusammengefassten Meinungen zur Visualisierung „Monatlicher Stromverbrauch mit Tagesmittelwerten (in kWh)“ berichtet:

Generelle Bewertung

- Das Datum unten in der Grafik muss man kritisieren – es ist schlecht ablesbar, man kann die Balken nicht zuordnen, zu welchem Tag sie eigentlich gehört.
- Es würde reichen, wenn nur eine Zahl für den Tag steht, weil Juli auch oben angegeben ist.

Zum Thema Vergleich Tages- und Monatsdarstellung. Wo sind die Vor- und Nachteile?

- Beides ist schon gut. Sie müssen bei der langfristigen Auswertung beginnen. Sinnvoller geht man nach dem Tag, in welchem man die Spitze hat. Solch eine Tagesdarstellung ist schon ganz gut.

2.2.3 Ergebnisse zu Tag- und Nachttarif

Im Weiteren sind die zusammengefassten Meinungen zur Visualisierung „Tag- und Nachttarif “wiedergegeben.

Abbildung 8: Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden Tag- und Nachttarif (in kWh)" von Feldversuch 1

Generelle Bewertung

- Bei einer vierköpfigen Familie würde es nicht gehen.
- Ich fände es gut. Ich kann die WaMa und SpMa nachts laufen lassen. Zeittarif wäre ideal für mich.
- Ich würde mich anpassen. Ich fände es aber gut, wenn ich weiß, wann genau es billiger ist und ich kann dann was sparen. Ich habe dann meine Hausaufgaben gemacht und eine gute Note.
- Man muss sich im Leben sowieso für so vieles entscheiden. Man ist so informationsvoll. Bei ein Angebot vom Energieversorger wäre mir eine Entscheidung abgenommen. Zu vielschichtige Tarife sind auch nicht gut: drei Tarife höchstens.

Zum Thema: Höhe der Einsparmöglichkeiten:

– Aber durch die Anhäufung von kleinen Einsparungen spart man viel und ich will schon dabei mitmachen. Ich brauche gar nicht so viel an Strom. Und ich finde es angenehm, wen ich weiß, da ist es billiger, dann wasche ich auch. Und dabei wird mir sogar die Entscheidung abgenommen, wann ich wasche.

– Ich finde, es muss ich irgendwo lohnen: wenn die Tarifunterschiede nicht so hoch, dann achtet man weniger, dass man sagt jetzt wasche ich doch, weil es gerade passt. Man braucht das Gefühl, dass man was spart.

- Ich möchte dann auch schon am Geldbeutel sehen, denn vergangenes Jahr habe ich zwar eingespart, aber die Preise sind gestiegen und die Vorauszahlung jetzt höher ist. Es ist nicht gerade eine Belohnung.

2.2.4 Ergebnisse zu Lasterkennung

Im Weiteren sind abschliessend noch die zusammengefassten Meinungen zur Visualisierung „Lasterkennung“wiedergegeben.

Generelle Bewertung

– Das ist der Sinn der Sache.

– Daraus erkennt man, woran es liegt. Es geht darum, daraus Erkenntnisse zu ziehen: Da ist mein Verbrauch. Mit solchen Daten hat man mehr Anhaltspunkte woran es liegt. Da kann man da eher mehr ausprobieren, denke ich.

– Es ist gerade das, was ich am Anfang gesagt habe. Da könnte ich was damit anfangen.

Zum Thema: Problem, daß nur Schätzung der Geräteverbräuche?

– Nein, immerhin schon eine Annäherung.

– Nein, aber es gehört für mich in die Rubrik „Kleines Lexikon“, dass man da Spartipps bekommt. D.h. was gibt es an Geräten im grünen, gelben, roten, blauen Bereich, die relativ wenig verbrauchen. Wenn man ein neues Gerät anschaffen will, dass man sich da schon informieren kann, ein Angebot bekommt: Auf welche Daten des Gerätes muss man achten? Was bedeutet ein sparsames Gerät?

Zum Thema: Tarifierung nach Geräten?

– Es ist immer so, dass man am Anfang erzogen werden muss und bewusst werden für das ganze. Insofern, wenn es sich begrenzt auf eine gewisse Zeit, bis man das alles auf einen gewissen Stand bringt. Dann würde ich mitmachen.

Abbildung 9: Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden nach Geräten (in kWh)" von Feldversuch 1

2.3 Technische Schlussfolgerungen aus den Erfahrungen von Feldversuch 1

Aus den Erfahrungen der mit dem Feldversuch beteiligten Projektmitglieder und dem Feedback der Kunden ergeben sich folgende zusammengefasste Schlussfolgerungen.

Bedienungsfreundlichkeit des Smart Metering Systems für Kunden: Der in den Kundenbefragungen ermittelte Informationsbedarf der Kunden zur

Bedienung von Zählern, Webportal und Interpretation der übermittelten Daten (Diagramme, Tabellen) ist höher als erwartet. Das Webportal des Feldversuch 1 wird dem Anspruch einer selbsterklärenden Bedienung nicht oder nur teilweise gerecht. Mehrfach werden Bedienungsanleitungen für das Smart Metering System gefordert, zumindest als Option für interessierte Kunden. Diese Option soll in Feldversuch 2 zur Verfügung gestellt werden.

Drahtlose Primärkommunikation (MAN – Metering Area Network, lokaler Mess-Feldbus) für Multi-Sparten-Zähler: Die Zählerdaten der Multi-Sparten-Zähler (Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserzähler) wurden im Feldversuch 1 per Mbus an einen Master-Zähler übertragen und von diesem täglich per Funk (GPRS) an den zentralen Kommunikationsserver des AMM-Systems weitergeleitet. Die Installation der drahtgebundenen Mbus-Verbindung war zeitaufwendig und daher teuer. Im Feldversuch 2 soll daher, soweit verfügbar, eine drahtlose Primärkommunikation verwendet werden.

Verzicht auf Sekundärkommunikation (HAN/LAN – Home bzw. Local Area Network, lokales Netzwerk im Objekt): Innerhalb von Gebäuden dient die Sekundärkommunikation zur Verbindung des Smart Metering Systems mit weiteren Gebäudesystemen, z.B. mit einem externen Kundendisplay oder mit einem Energiemanagementsystem. Im Laufe des Projektes wurde entschieden, ausschließlich eine Kundenschnittstelle, das Smart Metering Webportal, zu entwickeln. Dadurch kann auf den Aufbau einer Sekundärkommunikation verzichtet werden.

Verschiedene Kommunikationsstrecken für Tertiärkommunikation (WAN – Wide Area Network, Weitverkehrsnetz zu zentralen Komponenten) nutzen: Die im ersten Feldversuch verwendete GPRS-Kommunikation funktionierte überwiegend zuverlässig. Bei einigen Installationen gab es dauerhaft Probleme mit der Einrichtung einer Funkverbindung, die entweder durch hohen technischen Aufwand (z.B. durch Verlegung externer Antennen vom Zählerkasten bis zum Äußeren des Gebäudes) oder gar nicht (z.B. in „Funklöchern“) behoben werden konnte. In Feldversuch 2 sollen daher je nach struktureller Verteilung der Kunden und verfügbarer Infrastruktur verschiedene Kommunikationsstrecken (GPRS, Breitband-Powerline, DSL) getestet und die jeweiligen Vor- und Nachteile herausgearbeitet werden.

Offenes Smart Metering System: Es wird ein offenes, spartenübergreifendes System gefordert, das verschiedene Kommunikationsstrecken mit nicht-proprietären Schnittstellen und Übertragungsprotokollen bietet.

„plug & work“-Installation der Smart Metering Geräte beim Endkunden: Die Installationskosten tragen maßgeblich zu den Gesamtkosten eines Smart Metering Systems bei. Um die Kosten und den admistrativen Aufwand der

Feldversuchsinstallationen und der zukünftig flächendeckenden Installationen zu minimieren, muss der Parametrieraufwand vor, während oder nach der Montage reduziert werden. Im Idealfall wird sich der Zähler nach dem Einbau selbständig am Backend-System anmelden, ohne weitere Arbeitsschritte durch den Installateur.

3 Meilenstein 3: Abschluss der Technologie- und Systemintegration

3.0 Aufgabenstellung

Auf Grundlage der Arbeitspakete 3.4 und 3.5 werden in dem Teilprojekt 4 Technologie- und Systemintegration alle erforderlichen technischen Systeme für die Durchführung des zweiten Feldversuchs entwickelt sowie die erforderlichen Geschäftsprozesse erarbeitet. Für den zweiten Feldversuch werden die jeweils ausgewählten AMM-Systeme konfiguriert, die Feedback-Systeme entwickelt, das Tarifsystem (Demand-Response-Programm) realisiert und in den jeweiligen AMM-Softwaresystemen bzw. im ZFA-System implementiert. Das entwickelte Gesamtsystem und die Komponenten werden dann im Labor und an Standorten des ersten Feldversuchs getestet. Das Teilprojekt wird mit den jeweiligen Leistungen von FhG und von MVV Energie erarbeitet.

Ergebnisse des Meilenstein 3 sind folgende Studien und Entwicklungsarbeiten, die die Grundlage für die Durchführung des Feldversuchs 2 bilden.

- Studie 3.1 Entwicklung und Validierung eines Schätzverfahrens zur Lasterkennung
- Pflichtenheft 3.2 Feedback-System zur Visualisierung von Verbrauchsdaten
- Studie 3.3 Test eines Standby-Tarif
- Konzept 3.4 Dreistufen-Tarif für den Feldversuch 2
- Pflichtenheft 3.5 Technologieauswahl für Feldversuch 2

3.1 Lastabschätzung

Im Rahmen des Projekts wird ein pragmatisches Schätzverfahren entwickelt, um den Stromverbrauch von Haushaltskunden verschiedenen Geräteklassen zuzuordnen. Das Verfahren verwendet lediglich die üblicherweise bei Smart-Metering-Systemen gemessenen 15-Minuten-Zählerstände und erfordert keine Kenntnisse über den Haushalt. Im Unterschied zu vielen anderen Lastdissaggregationsverfahren ist es damit leicht anwendbar, um z.B. im Webportal eines Energieversorgers einen Mehrwert zu liefern. Das Verfahren wird ebenso auf der Webseite des Projekts eingesetzt, auf der die Kunden ihren Energieverbrauch einsehen konnten.

Die heute bereits existierenden Lastdisaggregationsverfahren lassen sich primär anhand der Anforderungen unterscheiden, die an die Messtechnik gestellt werden. Sie haben jedoch gemeinsam, dass sie für den typischen

Anwendungsfall bei Smart Metering – mit herkömmlichen Zählern, 15-minütlichen Zählerständen und ohne Kenntnisse über den Haushalt – nicht angewendet werden können. Ein vergleichbares Schätzverfahren ist dem Projekt hingegen nicht bekannt.

3.1.1 Anforderungen

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass ein Energieversorger seinen Kunden einen Mehrwert in Form einer Lastabschätzung nach Geräten liefern möchte. Das Verfahren soll beispielsweise auf einem Webserver zur Anwendung kommen, damit die Kunden online eine Analyse ihres Stromverbrauchs einsehen können.

Die Anforderungen an ein solches Verfahren sind dann

- Das Verfahren muss mit 15-Minuten-Messwerten (mittlere Leistung über 15 Minuten oder Zählerstand) auskommen. Teure Messtechnik steht nicht zur Verfügung.
- Die Leistungswerte sind möglicherweise ungenau, wenn sie aus den Zählerständen berechnet werden.
- Die Rechenzeit auf dem Server muss begrenzt sein.
- Das Verfahren soll kein kompliziertes Einlernen oder Parametrieren durch den Kunden erfordern.

3.1.2 Ein Schätzverfahren nach Geräteklassen

Entsprechend der gestellten Anforderungen wird ein Verfahren entwickelt, welches den obigen Ansprüchen genügt und trotzdem einen Mehrwert für den Kunden liefert.

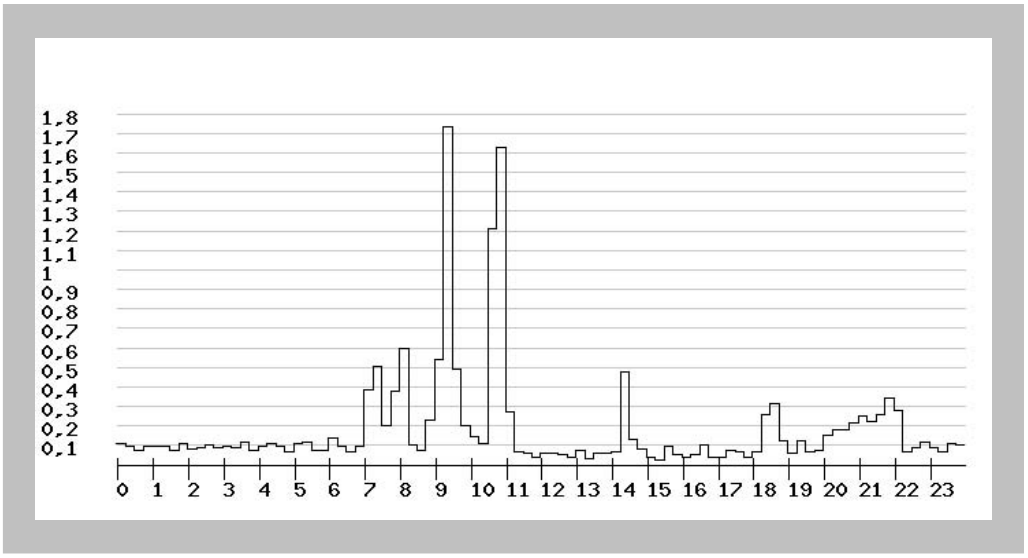
Das Verfahren verwendet als Eingabe gemittelte 15-Minuten-Leistungswerte. Falls diese nicht verfügbar sind, können die gemittelten Leistungswerte aus den Zählerständen berechnet werden (Mittlere Leistung = Differenz zweier Zählerstände / Länge des Zeitintervalls) bestimmt werden, wobei allerdings etwas Genauigkeit verloren geht. Geeignete Eingabedaten sind in Abbildung 10 dargestellt.

Es wird ebenso gefordert, dass diese gemittelten 15-Minuten-Leistungswerte über einen längeren Zeitraum, d.h. mindestens eine Woche, zur Verfügung stehen. Diesen Zeitbereich bezeichnen wir im Folgenden als Referenzzeitraum.

Mit diesen Daten wird der Energieverbrauch von vier Verbraucherklassen geschätzt:

- Grundlast-Geräte: Der Verbrauch aller Geräte, die permanent Strom verbrauchen z.B. WLAN oder Stereoanlagen ohne Netzschalter.
- Kühlgeräte: Kühlschrank oder Tiefkühltruhe.
- Großverbraucher: Herd Spülmaschine, Waschmaschine und Trockner.
- Restliche Geräte: z.B. Beleuchtung und Fernseher

Abbildung 10: 15-minütliche Leistungswerte über einen Tag



Die Funktionsweise des Schätzers wird an dieser Stelle nicht vollständig offengelegt, da zum Zeitpunkt der Berichtsabgabe ein Patentierungsverfahren läuft. Grundsätzlich basiert die Schätzung auf Annahmen zum Verbrauchsverhalten und der Kenntnis über Verbrauchsmuster bestimmter Klassen elektrischer Verbraucher.

3.1.3 Ergebnis der Abschätzung

Im Ergebnis liefert der Algorithmus eine Abschätzung für den Verbrauch der vier Verbrauchsklassen. Es wird also aus einer Lastkurve wie in Abbildung 11 die stündliche Verbrauchsabschätzung in Abbildung 12.

Abbildung 11: Lastkurve in 15-Minuten-Auflösung

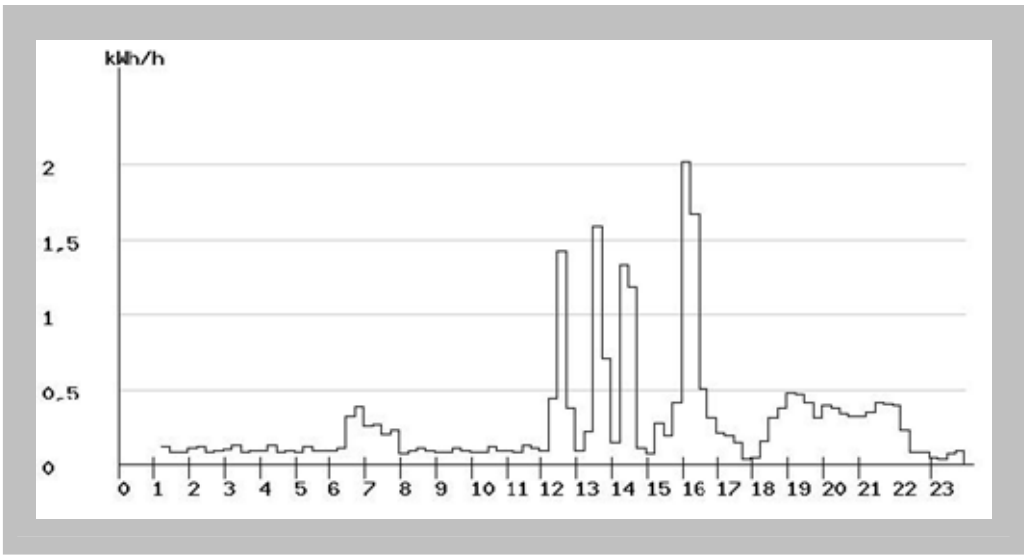
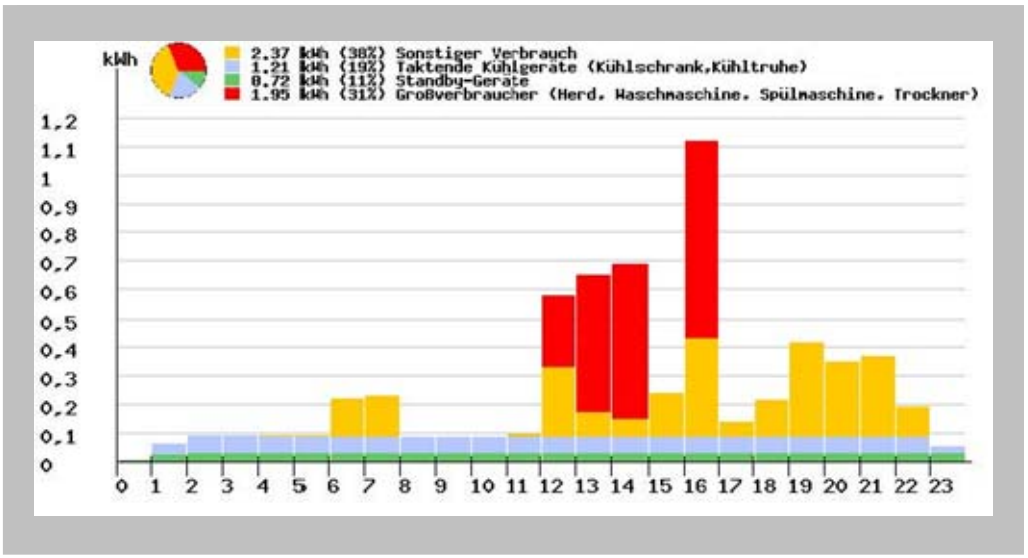


Abbildung 12: Visualisierung des Ergebnisses der Abschätzung



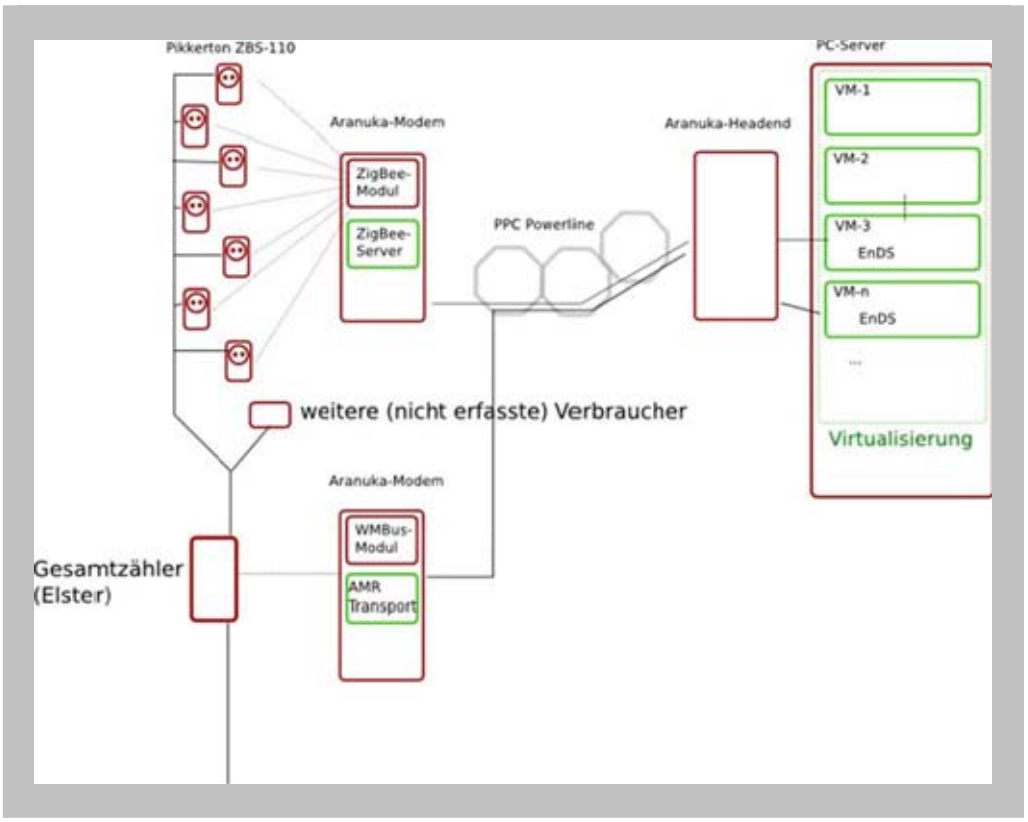
3.1.4 Überprüfung der Schätzgenauigkeit

Um zu überprüfen, wie genau die Schätzung am echten Verbrauch der jeweiligen Geräteklasse liegt, werden zwei Haushalte über einen Zeitraum von 4 Wochen vermessen. Dabei wird im 15-Minuten-Takt der Energieverbrauch des Gesamthaushaltes sowie einzelner Geräte aufgezeichnet.

3.1.4.1 Aufbau der Messeinrichtung

Der Messaufbau ist in Abbildung 13 dargestellt. Zur Messung der Verbrauchsdaten kommen die Messsteckdosen Pikkerton ZBS-110 zum Einsatz, die den Zählerstand selbst integrieren. Der Zählerstand wird von einem Powerline-(BPL)-Modem, das über ein eingebautes ZigBee-Modul verfügt, zyklisch abgefragt, und an eine vorgegebene IP-Adresse versendet. Diese Daten gelangen über das BPL-Netz zum BPL-Headend, weiter über einen Backbone und eine Firewall zu einem Server, der mehrere virtuelle Maschinen hosted. Hierdurch laufen mehrere Instanzen des EnDS (und weitere Syteme) auf einem physikalischen Server.

Abbildung 13: Schema der Messeinrichtung, Quelle: PPC AG



Es wird darauf geachtet, dass alle Großgeräte und Kühlgeräte erfasst werden. Der Grundverbrauch kann nur teilweise aus den Einzelmmessungen abgelesen werden, da in der verbleibenden Restlast noch ein großer Teil Grundverbrauch festgestellt wird. Dieser ist teilweise auch durch die Messeinrichtung verursacht.

Im Haushalt 1 wird gemessen:

- Gesamtverbrauch
- Herd, Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler
- Kühlschrank, Kühltruhe
- Kaffeemaschine, Multimediageräte, PC/DSL/etc-Steckerleiste

Im Haushalt 2 wird gemessen:

- Gesamtverbrauch
- Herd, Backofen, Waschmaschine, Spülmaschine
- Kühlschrank, Gefrierschrank
- TV/Video/Satellitenanlage, PC/DSL/etc-Steckerleiste

3.1.4.2 Interpretation der Messwerte

Die Energieverbräuche von Kühl- und Großgeräten wird direkt aus den Einzelgerätemessungen durch Summenbildung bestimmt.

Die Grundlasten von DSL, Router, Satellitenanlage werden direkt aus den Einzelgerätemessungen abgelesen. Wie schon beschrieben, gibt es jedoch einen großen Anteil Restgrundlasten, die teilweise durch die Messeinrichtung, teilweise aber auch durch Kriechströme oder möglicherweise nicht berücksichtigte Grundlastgeräte geschuldet sind. Diese Restgrundlast wird von Hand aus dem Lastprofil bestimmt, nachdem alle anderen gemessenen Verbraucher subtrahiert wurden.

3.1.4.3 Bereinigung der Messwerte und Fehlerabschätzung

Zu Beginn der Analyse werden unplausible (z.B. einzelne deutlich negative) Messwerte entfernt. Bei der Auswertung der Messwerte zeigt sich aber auch, dass die Messungen teilweise nicht zeitsynchron erfasst wurden, und dass die Zeitstempel einiger Messwerte um eine konstante Zeitdauer (bis hin zu einem Tag) verschoben waren. Um einen plausiblen Datensatz zur Auswertung zu erhalten, ist es daher notwendig, die Messreihen entsprechend zu verschieben und so zur Deckung zu bringen. Auch danach bleiben noch einige Tage übrig, an denen die Summe der Einzellasten über längere Zeit deutlich über der Gesamtlast liegt. Der unplausible Teil der Messreihe wird entfernt. Insgesamt betrifft dies etwa 6 Stunden der insgesamt 28 Tage langen Messreihe.

Die Messwerte selbst besteht aus in 1 Wh aufgelösten Zählerstände und einer daraus resultierenden Ungenauigkeit von ± 0,5 Wh. Die daraus abgeleiteten Viertelstunden-Leistungsmittelwerte haben demnach eine maximale Ungenauigkeit von ± 2 W:

$$P = [(E2 \pm 0.5Wh) - (E1 \pm 0.5\ Wh)] / \Delta t = (E2 - E1) / \Delta t \pm 1\ Wh / 0.25\ h =$$

= (E2-E1)/Δt ± 2 W

Da die Ausgabe des Algorithmus Stunden-Energiesummen für die Verbraucherklassen sind, beträgt der Fehlerbereich hierfür pro Messpunkt ±1 Wh.

E = [(E2 ± 0.5Wh) – (E1 ± 0.5 Wh)] = (E2 - E1) ± 1 Wh

Da die Energieverbräuche der Verbraucherklassen durch Summenbildung über die einzelnen Verbraucher erfolgtn, ist der Fehlerbereich hierfür entsprechend höher – nämlich ± 2 Wh bei den Kühlgeräten und ± 4 Wh bei den jeweils vier zusammengefassten Großgeräten.

Das Problem der asynchronen Erfassung taucht nur ein einigen Messpunkten auf, insbesondere beim Herd im 2. Haushalt. Dies erhöht den Fehler zusätzlich durch eine mögliche Verschiebung eines Teils des Verbrauchs in die nächste oder vorherige Stunde.

Die durch Differenzenbildung konstruierte Messreihe für die Restlast hat einen entsprechend höheren Fehler von etwa ± 8 W, weil sich hier die Einzelfehler addierten. Beim Ablesen der Rest-Grundlast aus dem Restverbrauch wird dies berücksichtigt.

3.1.5 Auswertung

Die folgende Tabelle vergleicht die tatsächlich gemessenen Werte mit den Schätzwerten. Hier ist zu beachten, dass für Grundlast und Kühllast die mittlere Leistung in W angegeben ist, und für Groß- und Restgeräte die Gesamtenergie in kWh während des Analysezeitraumes.

Grund- und Kühllast sind recht genau geschätzt, während der Anteil der Großgeräte deutlich unterschätzt wird. Hierauf wird später eingegangen.

Tabelle 10 Schätzung und Messung von Grund- und Kühlleistung (Leistung)

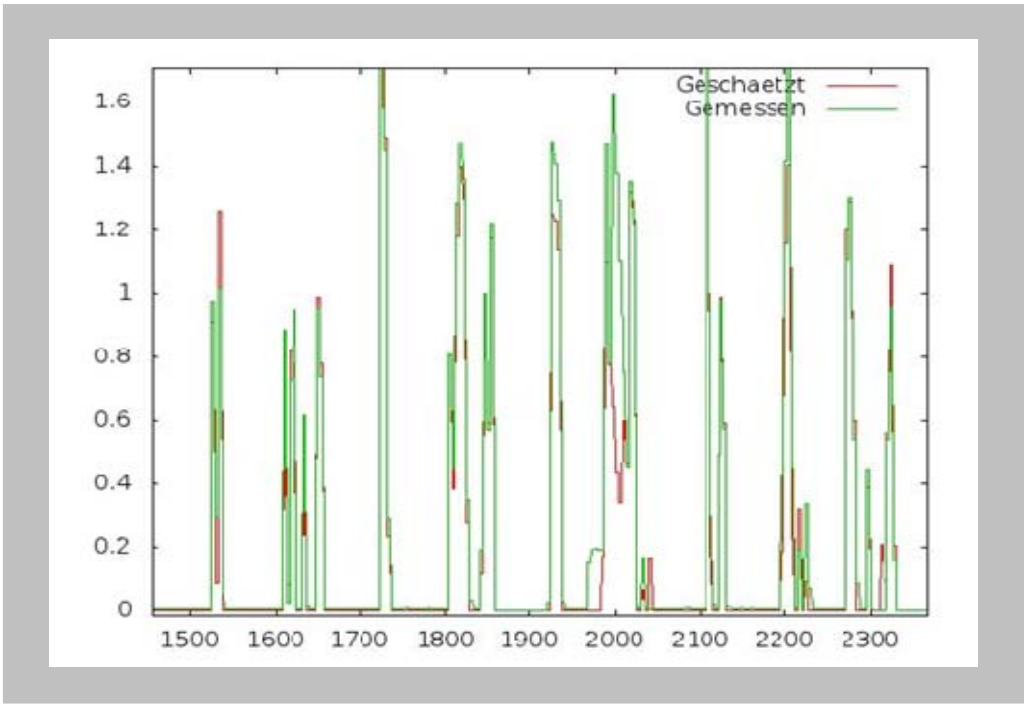
	Vom Algorithmus geschätzt	**gemessen**
Grundlast Fall 1	100 Watt	97 Watt +/- 10 Watt
Grundlast Fall 2	72 Watt	Ca. 75 Watt +/- 5 Watt
Kühlleistung Fall 1	62 Watt	61 Watt
Kühlleistung Fall 2	33 Watt	36 Watt

Tabelle 11 Schätzung und Messung des Gesamtver-brauchs durch Groß- und Restgeräte (Energiever-brauch)

	Vom Algorithmus geschätzt	**gemessen**
Grossgeräte Fall 1	125 kWh	140 kWh
Grossgeräte Fall 2	35 kWh	47 kWh
Sonstige Fall 1	72 kWh	61 kWh
Sonstige Fall 2	67 kWh	51 kWh

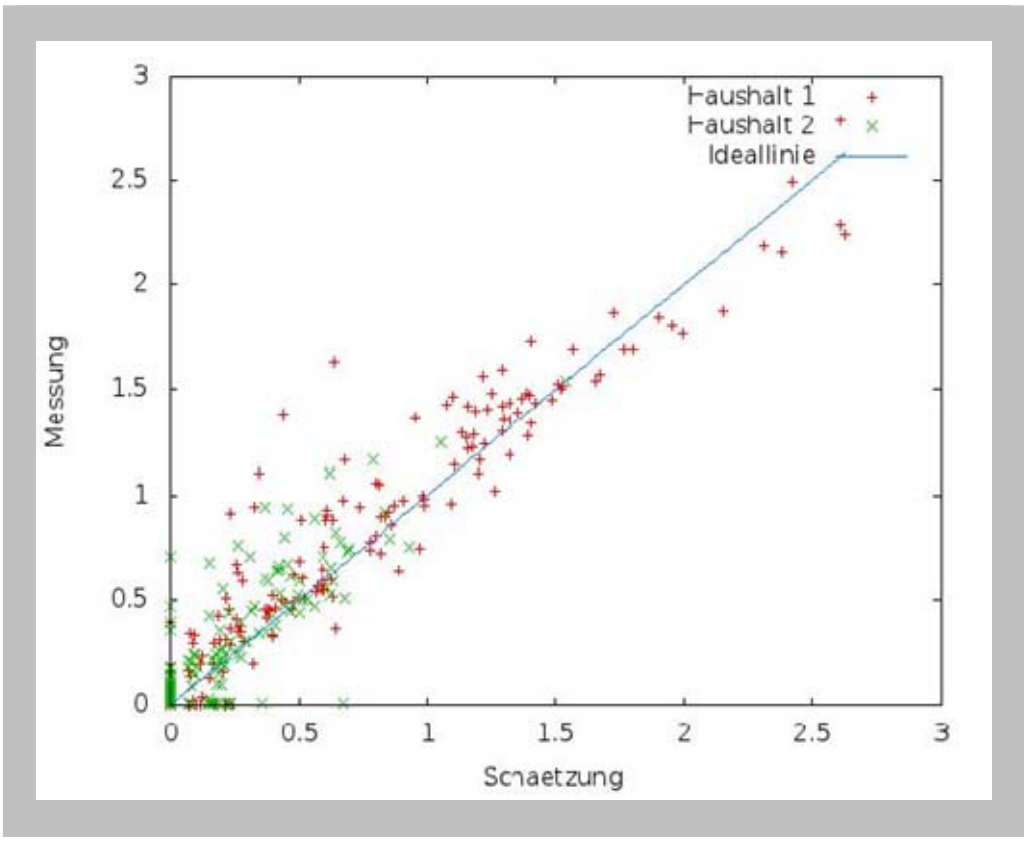
Speziell bei den Großgeräten besteht das Problem, dass diese nur eindeutig erkannt werden, wenn ein bestimmter Verbrauch innerhalb einer Viertelstunde überschritten wird. Insbesondere im Haushalt 2 besteht das Problem, dass die Großgeräte dort verhältnismäßig wenig Energie verbrauchen. Infolgedessen wird der Verbrauch nicht oder nur teilweise als Großgerät erkannt.

Abbildung 14: Beispiel von Messung und Schätzung des Verbrauchs durch Groß-geräte im Haushalt 1



In Abbildung 15 wird dargestellt, inwieweit sich Schätzung und Messung decken. Wie man sieht, gibt es vor allem Abweichungen bei geringer Last der Großgeräte. Die blaue Linie entspricht dem Idealfall, bei dem geschätzte und gemessene Last identisch sind.

Abbildung 15: Geschätzte und gemessene Werte



3.1.6 Zusammenfassung

Es wird gezeigt, dass man bei handelsüblichen Smart-Metering-Systemen, bei denen üblicherweise 15-minütlich der Zählerstand abgelesen wird, abschätzen kann, welchen Anteil verschiedene Geräteklassen am Energieverbrauch haben. Das Verfahren ist einfach zu implementieren und ressourcenschonend.

In Tests mit zwei Haushalten funktioniert die Abschätzung von Grundlast und Kühlgeräten sehr genau. Der Anteil der Großgeräte am Verbrauch wird im Experiment in der Summe um bis zu 25% unterschätzt – insbesondere, weil kleine Verbräuche dieser Geräte oft nicht als Verbrauch dieser Verbraucherklasse erkannt werden.

3.2 Feedback-System zur Visualisierung von Verbrauchsdaten

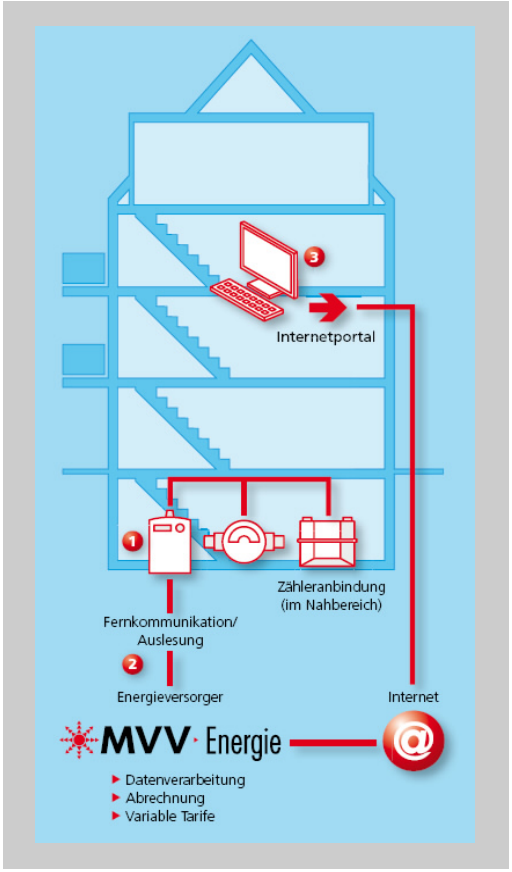
Die Bereitstellung von Smart-Metering-Daten für den Endkunden kann auf unterschiedliche Weisen erfolgen. Angefangen von der Darstellung der Verbrauchsdaten auf der analogen oder digitalen Anzeige des Zählers, über ein separates Display als eigenständiges Gerät im Wohnbereich des Kunden bis hin zur Darstellung auf einem Webportal. Die Kundenbefragungen des ersten Feldversuchs ergaben eine deutliche Präferenz der Kunden für die Visualisierung auf einem Webportal.

Die Visualierung von Verbrauchsdaten auf einem Webportal hat den entscheidenden Vorteil ggü. Zähleranzeige und separatem Display, dass die Darstellung sowohl stationär im Wohnbereich des Kunden als auch mobil möglich ist. Darüber hinaus ist die webbasierte Darstellung geräteunabhängig, d.h. der Kunde kann mit Hilfe verschiedener Endgeräte und mit Standardsoftware (in der Regel mit Hilfe kostenloser Internetbrowser) auf seine Daten zugreifen.

3.2.1 Systemaufbau

Die Daten werden, soweit möglich, per Funk von den Zählern an ein MUC-Gerät (Multi-Utility-Communication) übertragen. Das MUC-Gerät sammelt die Zählerdaten und überträgt sie verschlüsselt an das Abrechnungssystem von MVV Energie. So kann der Installationsaufwand im Gebäude minimiert und das Verlegen zusätzlicher Datenkabel vermieden werden.

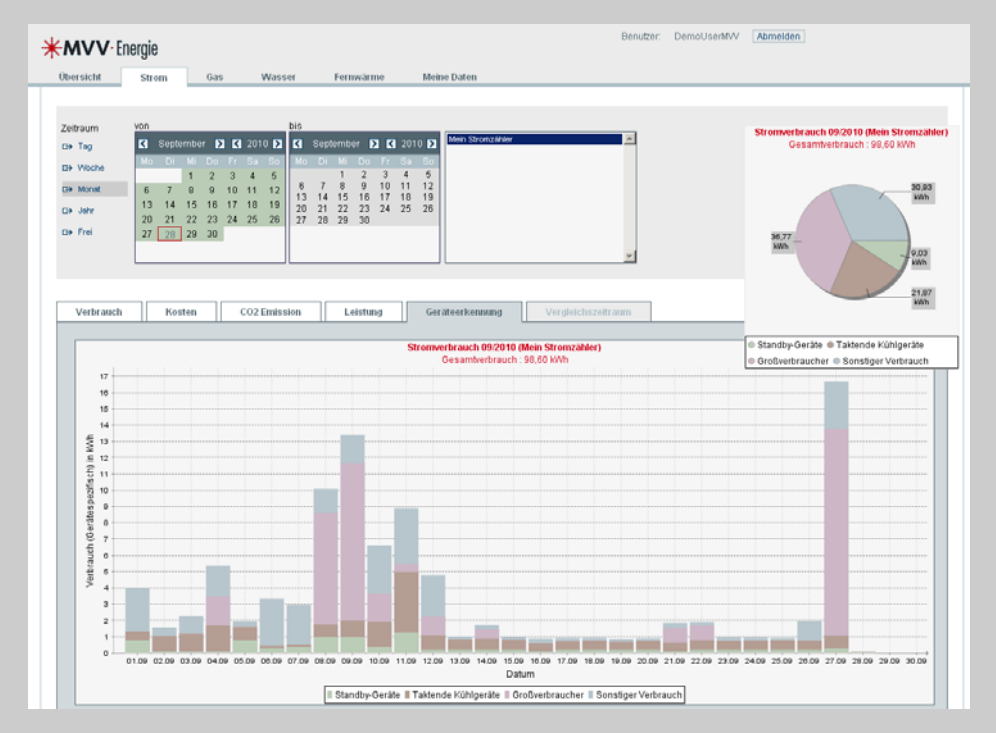
Abbildung 16: Struktur des Technologieaufbaus für Feldversuch 2



Für die Übertragung der Zählerdaten vom Kunden in das Auslesesystem von MVV Energie wird der am jeweiligen Standort vorteilhafte Kommunikationsweg genutzt. Grundsätzlich stehen vier Kommunikationswege zur Verfügung (Internet, GPRS, Powerline, Glasfaser).

Die Daten werden aufbereitet und für die Kunden komfortabel über ein Webportal bereitgestellt. Nachdem bereits im ersten Feldversuch Basisfunktionen eines Webportals umgesetzt wurden, galt es die mit Hilfe von Kundenbefragungen gewonnenen Erkenntnisse für den breit angelegten zweiten Feldversuch in einem erweiterten Webportal umzusetzen.

Abbildung 17: Screenshot des Webportals des Feldversuch 2



Dort aufgelistet sind der Verbrauch, die Kosten und die CO2-Emissionen im Detail für alle Sparten. Das Internetportal bietet praktische Tipps, wo eventuell noch Energie und Kosten einzusparen sind, ohne auf Komfort zu verzichten. Außerdem kann mit Hilfe eines Analysewerkzeuges der persönliche Energieverbrauch geschätzt werden, in dem die konstante Grundlast (etwa durch Standby- und Kühlgeräte) von dem schwankenden Tagesbedarf unterschieden wird. Der von Fraunhofer ISE entwickelte Algorithmus zur Lastabschätzung (vgl. Kapitel 3.1) teilt den Gesamtverbrauch in vier definierte Verbrauchsklassen ein. So wird der Energieverbrauch in Standby-Geräte, Taktende Kühlgeräte, Großverbraucher sowie Sonstiger Verbrauch differenziert. Auf diese Weise erkennt der Kunde auf einen Blick, wie sich sein Stromverbrauch zusammensetzt und er kann Einsparpotenziale, z.B. einen übermäßigen Standby-Verbrauch, heben.

Grundsätzlich werden für alle bei den Kunden vorhandenen Medien (Strom, Fernwärme, Erdgas, Wasser) die Verbrauchsdarstellung in den Zeiträumen Tag, Woche, Monat, Jahr und für einen frei wählbaren Zeitraum erstellt. Für die Tages- und Wochenansicht wurde zudem ein Vergleich mit der Vorwoche sowie mit dem Jahresdurchschnitt berechnet.

Des Weiteren enthält das Smart Metering Portal ein neues Tarifmodell (Zeitzonen-Tarif) zum Testen (siehe auch Kapitel 3.4). Um die Akzeptanz und die Vorteile eines zeitvariablen Tarifes zu testen, wird vom 01.07.2010 bis 31.12.2010 in der Kostendarstellung außer dem konventionellen Tarif optional ein variabler Tarif abgebildet. Im direkten Vergleich können die Teilnehmer des Tariftests erkennen, welche Einsparungen bzw. Mehrkosten durch die Nutzung des variablen Tarifs angefallen sind.

Des Weiteren werden Verbrauchskosten samt Tarifinformationen, verbrauchsbedingte CO2-Emissionen sowie die Leistung (nur Strom) in den o.g. Zeiträumen dargestellt. Sämtliche Daten werden sowohl als Diagramm als auch über eine Exportfunktion als csv-Daten zur Verfügung gestellt. Auf diese Weise kann der interessierte Kunde eigene Datenanalysen durchführen.

Der Kunde kann seine persönlichen Stammdaten (Adresse, Kontaktdaten), Passwortverwaltung sowie Vertragsinformationen in einem separaten Bereich „Meine Daten“ administrieren.

Allgemeine Informationen über die Smart Metering Technologie, Energiespartipps, FAQs, Impressum und Kontaktinformationen werden ebenfalls zur Verfügung gestellt.

3.3 Test eines Stand By Tarifs

Im Rahmen des AP4.4 Entwicklung des Demand-Response-Programms konzipiert das FHG ISE einen Tarif, der dazu motivieren soll, Standby-Verbrauch zu vermeiden. Das Neue an dieser Konzeption ist, dass die Kosten für Strom nach Effizienzpunkten gestaffelt werden. Dieser Ansatz wird erst realisierbar durch Smart Metering und Lastschätzungsfunktion des Fraunhofer ISE (beschrieben unter 3.1).

3.3.1 Grundidee des Standby-Tarifs

Der Grundgedanke des Tarifmodells liegt in der Tatsache begründet, dass der Verbrauch durch Geräte im Standby und Kühlgeräte der Energieklassen A – F extrem ineffizient im Hinblick auf den erzielten Nutzen ist. Das Vermeiden bzw. Verringern des Anteils am Gesamtverbrauch durch diese Gerätegruppen würde zu einer spürbaren Effizienzsteigerung – stromseitig – in den bundesdeutschen Haushalten führen. Bestehende Kampagnen von Staat und Verbraucherinitiativen zielen bereits auf dieses Gerätesegment. Neu ist hingegen der Gedanke, die Kosten für Strom nach Effizienzpunkten zu staffeln. Dabei wird dem effizienzorientierten Kunden wird ein zusätzlicher Anreiz geboten, die Nutzung von Geräten mit Standby Funktionen zu verändern (bspw. Einsatz von Steckerleisten) bzw. beim Kauf neuer Geräte besonders auf hochwertige Effizienzklassen zu achten (gilt sowohl für Geräte mit Standby als

auch Kühlgeräte). Der Anreiz ergibt sich daraus, dass der Effizienztarif einen ökonomischen Vorteil bietet, wenn der Anteil des Stromverbrauchs von Standby und Kühlgeräten (SY/KÜ) unter 20% bleibt, da die Preisstaffelung so gewählt ist, dass bei diesem Anteil Preisparität mit bestehenden Eintarifen besteht.

Neben einem Grundpreis (im Weiteren vernachlässigt, sollte dem bei Klassik entsprechen) wird der Arbeitspreis nun gestaffelt nach Anwendungen, die mit dem Strom gespeist werden. Eine Zuordnung ist durch den

Lastschätzungsalgorithmus möglich. Damit kann beispielsweise der Verbrauchsanteil, der durch Standbylast und den Verbrauch von taktenden Kühlgeräten entsteht, mit einem höheren Preis angeboten werden und abgerechnet werden als andere Gerätegruppen. Nimmt man den oben genannten Anteil von 20% als Benchmark, ergibt sich, dass der Preis für Standby/Kühlen um den Faktor 4 höher sein muss als der Preis für den Rest gesenkt wird (siehe folgende Tabelle als Beispiel).

Tabelle 12 Vergleich Tarifmodell Effizienztarif mit Tarif Classic

	Verbrauch 1000 kWh SY/KÜ 10%	Verbrauch 1000 kWh SY/KÜ 20%	Verbrauch 1000 kWh SY/KÜ 30%
Tarif Classic 1 kWh = 0,2 €	200€	200€	200€
Effizienztarif 1 kWh SY/KÜ = 0,28 € 1 kWh Rest =0,18€	28 + 162 € = 190 €	56 + 144 € = 200 €	84 + 126 € = 210 €

Der Algorithmus bezieht historische Verbrauchs- und Lastwerte in die Schätzung ein. Um Verbrauchsveränderungen dem Kunden über das Webportal auch tatsächlich anzeigen zu können, müsste deshalb für die jeweiligen Darstellungen festgelegt, auf welchen historischen Zeitraum die Schätzung sich begrenzt, so dass ein Effekt sichtbar wird. Vorgeschlagen werden bei Monatsdarstellungen die letzten zurückliegenden 30 Tage, bei Tagesdarstellungen die letzten 7 oder 8 zurückliegenden Tage.

3.3.2 Pilotstudie zum Standby Tarif

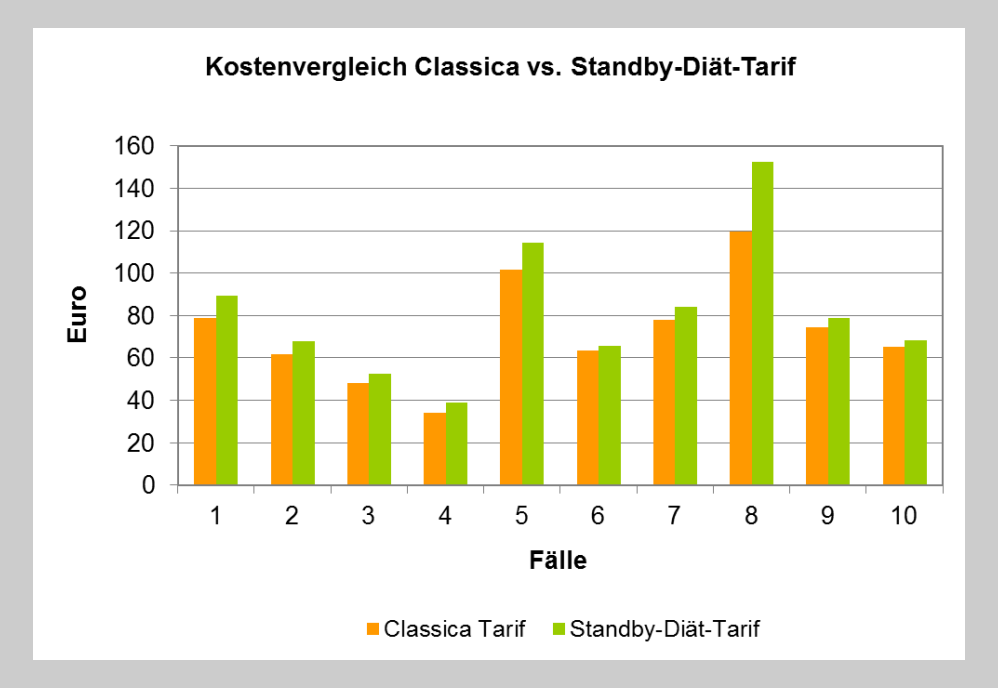
Um zu untersuchen, inwieweit mit diesem Tarif tatsächlich ein finazieller Anreiz geschaffen werden kann, ineffiziente Kühl- und Standbygeräte auszutauschen, führte das Fraunhofer ISE eine Pilotstudie durch. Dabei wurden Stromverbrauchsdaten zufällig ausgewählter Haushalte aus einem Pilotprojekt

mit EWE AG (Oldenburg) verwendet, die in 15-Minutenwerte vorlagen. Insgesamt wurden Monatsdaten von 11 Haushalten anhand des Disaggregationsalgorithmus analysiert und im Hinblick auf den täglichen Gesamtenergieverbrauch und anteilige Verbrauchszuordnung zu Standby, Kühlgeräten und Standby mit Kühlgeräten (Grundlast) kombiniert ausgewertet.

Für die (disaggregierten) Verbrauchsdaten wurden nun die Stromkosten für zwei verschiedene Stromtarife berechnet. Als Referenz wurde eine vereinfachte Form des Haushaltskunden Tarif „Classica" der MVV Energie verwendet (Annahmen Tarif Classica: 1 kWh = 0,2 €) und das Modell des Standby- Tarif gegenüber gestellt (Annahmen Standby Tarif: 1 kWh Grundlast = 0,28 €, 1 kWh Rest =0,18€).

Das Ergebnis ist in Abbildung 18 dargestellt

Abbildung 18: Kostenvergleich des Standby-Tarifs mit einem aktuellen Privatkundentarif



Es wird deutlich, dass besonders bei den Haushalten, die insgesamt hohe Stromkosten haben, ein zusätzlicher Anreiz zur Effizienzsteigerung geschaffen werden kann.

3.3.3 Schlussfolgerungen

Das Konzept des Standby Tarifs hat den großer Vorteil, dass aus Verbrauchersicht eine klare Fokussierung auf einen Handlungsbereich zur Effizienzsteigerung gelegt wird (Kühlgeräte und Standby-Geräte).

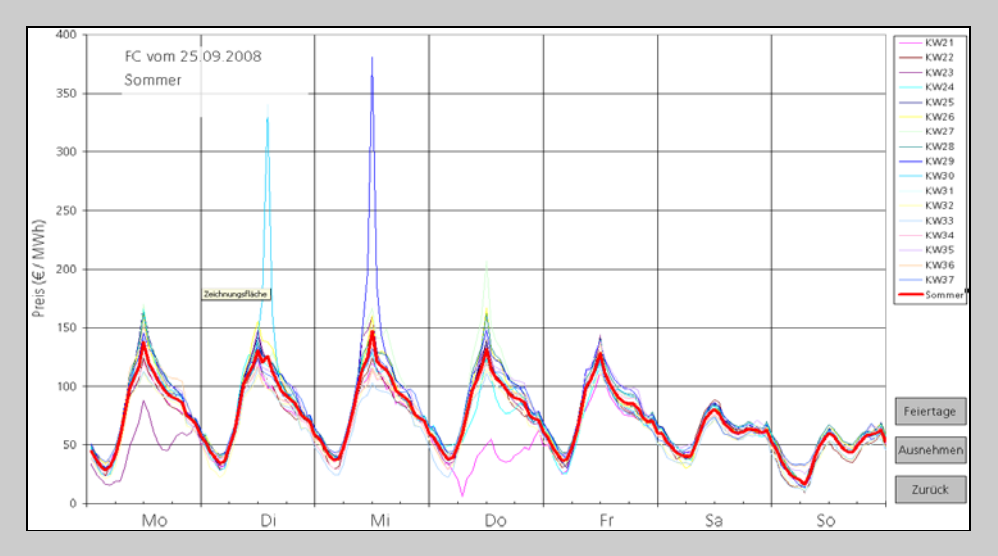
Als Ergebnis der Pilotstudie ist der Standby-Tarif besonders interessant als Angebot an Kunden, deren Anteil der Grundlast 30% und mehr ist. Anreiz vor allem mit Kunden mit hohem Stromverbrauch (die beispielsweise in der EnWG-Novelle 2011 mit einem Jahres Verbrauch von mehr als 6.000 kWh genannt werden).

3.4 Drei-Stufen-Tarif für den Feldversuch 2

Neben der Visualisierung von Verbrauchs- und Kosteninformationen liegt ein wesentlicher Anwendungsschwerpunkt des Smart Meterings auf der Einführung variabler Tarife, die mit Hilfe hochaufgelöster Verbrauchsdaten dem Kunden Kosteneinsparungen durch Verlagerung seines Stromverbrauchs in Zeiten günstiger Preise und eine direkte Einbindung des Kunden in den Energiemarkt zur Nutzung von Flexibilitäten ermöglichen sollen. Als Chancen für EVU werden darüberhinaus die Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung und zur Kundenbindung gesehen.

Zur Festlegung eines variablen Tarifs wurden zunächst die Beschaffungskosten im zeitlichen Verlauf betrachtet. Da die Beschaffungskosten einen Anteil von ca. 35 %[1] des Endpreises ausmachen, müssen diese Beschaffungskosten langfristig gedeckt sein. Anhand einer Terminpreiskurve (Price Forward Curve - PFC), dies ist eine auf Terminpreisen für die einzelnen Stunden des Betrachtungsraums basierende Zeitreihe, wurde der Preisverlauf für das Jahr 2010 abgebildet.

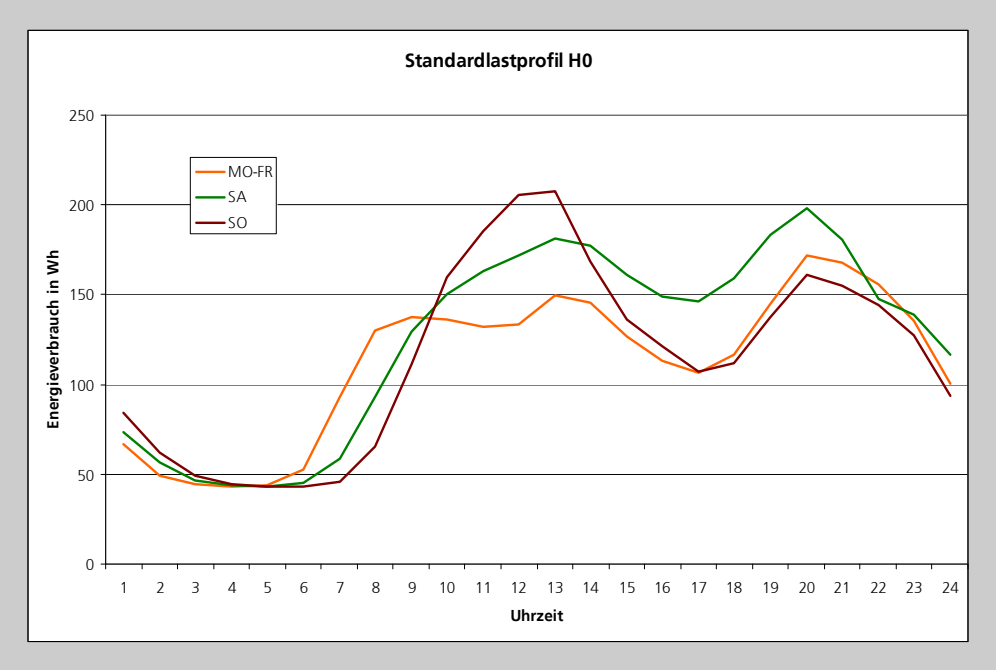
Abbildung 19: Beispiel einer Price Forward Curve vom 25.09.2008



[1] Der Anteil wurde berechnet am Beispiel des Stromtarifs von MVV Energie „CLASSICA Strom“ laut Preisblatt vom 01.01.2012.

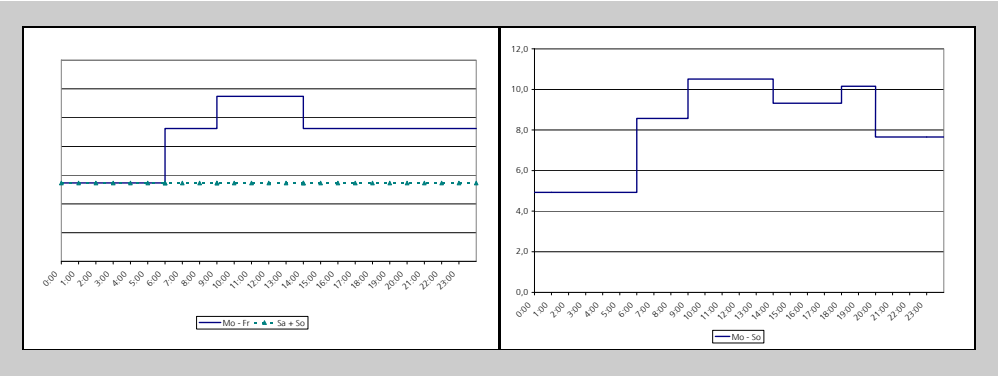
Anschließend wurde das Standardlastprofil für Haushalte (H0-Profil) herangezogen und mit den Einkaufspreisen je Stunde multipliziert. Das H0-Profil stelt das durchschnittliche Verbrauchsprofil eines Privatkunden dar und wird für Typtage, differenziert nach Wochentagen (Montag – Freitag, Samstag, Sonntag) und Jahreszeiten (Winter, Sommer, Übergang), in stündlicher Auflösung ermittelt (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20: Beispiel H0-Profil für Saison „Übergang"



Anhand der PFC wurde ermittelt, dass bei einem Tarif mit 4 oder mehr Preiszonen die Preisniveaus zum Teil sehr eng bei einander liegen, so dass der Anreiz zur Lastverschiebung und die Transparenz für den Kunden durch geringe Preisdifferenzen verloren gehen. In der Abwägung zwischen Nutzung von Preisdifferenzen und geringer Komplexität des Tarifs stellt ein Tarif mit drei Preiszonen einen akzeptablen Kompromiss dar.

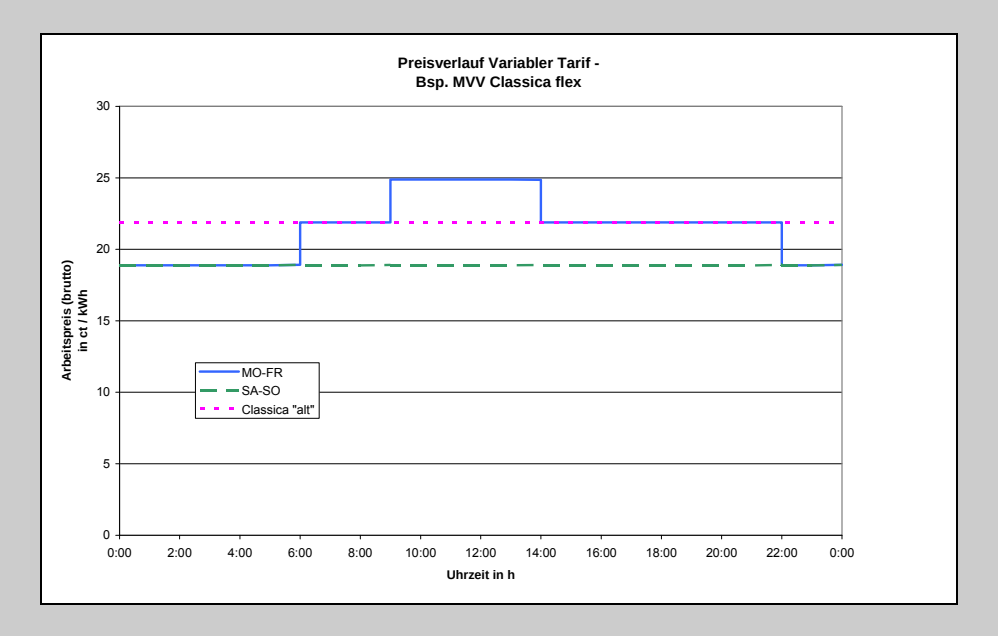
Abbildung 21: Variabler Tarif mit 3 Preisstufen (links) und mit 6 Preisstufen (rechts)



Neben der Möglichkeit, durch untertägige Lastverschiebung an Werktagen günstige Preise zu erzielen, erhält der Kunde im Feldversuch 2 einen weiteren finanziellen Anreiz dadurch, dass die Wochenendpreise auf der niedrigen Preisstufe angesetzt werden. Die obere und untere Preisstufe weichen um 3 ct von dem Arbeitspreis (inkl. Mehrwertsteuer) des bisherigen Tarifs ab.

Der Preisverlauf des in Feldversuch 2 eingesetzten variablen Tarifs ist in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 22: Preisverlauf des variablen Tarifs am Beispiel „MVV Classica flex“ (Bruttopreise)

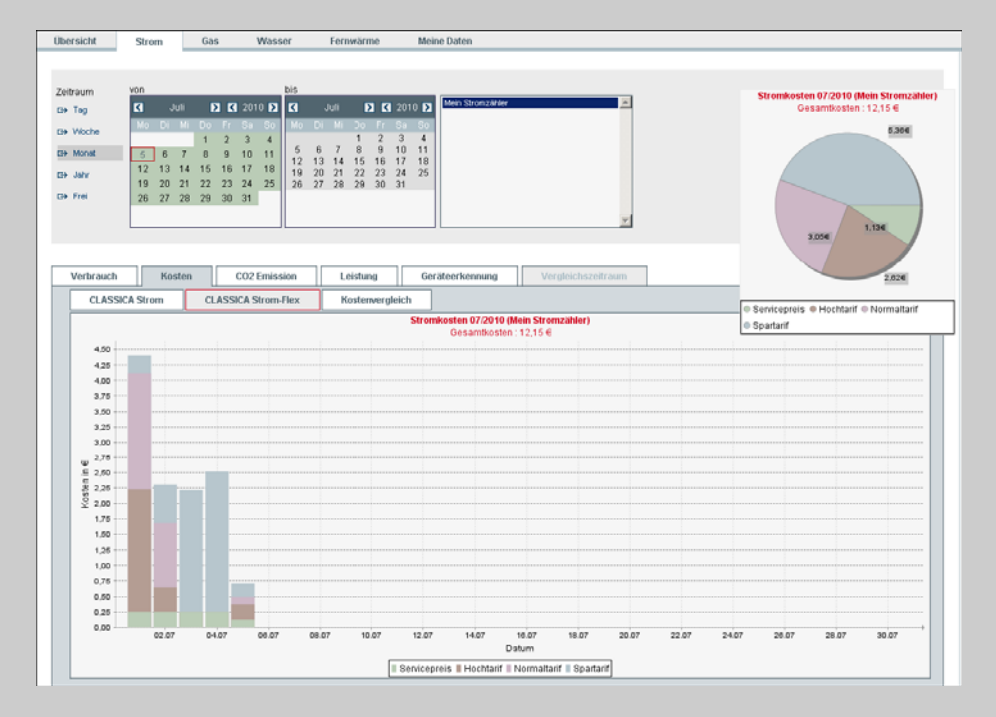


Um allen Kunden des Feldversuchs einen Vergleich mit ihrem bisherigen Tarif zu ermöglichen, wird entsprechend dem o.g. Beispiel ein variabler Tarif für jeden

im Smart Metering Webportal abgebildeten Tarif gebildet. Der variable Tarif wird durch den Zusatz „flex“ gekennzeichnet.

Während des Tarifstests wird den Teilnehmern der bisherige Tarif im Vergleich mit dem variablen Tarif im Smart Metering Webportal dargestellt. So erkennen die Kunden Veränderungen der Kosten unmittelbar (siehe Abbildung 23).

Abbildung 23: Darstellung des variablen Tarif im Smart Metering Webportal



3.5 Technologieauswahl für Feldversuch 2

Auf Basis der in Feldversuch 1 ermittelten technischen Anforderungen (siehe Kapitel 2.3) werden die Smart Metering Systeme für den Feldversuch 2 ausgewählt. In dem Auswahlprozess zeigt sich deutlich, dass die Anforderungen nur teilweise und darüber hinaus mit deutlichem Zeitverzug von den angefragten Herstellern erfüllt werden. Die Verzögerung bei der Technologie-Beschaffung verursacht eine Projektverzögerung von insgesamt 12 Monaten.

3.5.1 Technisches Konzept für das Testgebiet Kiel

Am Standort Kiel wird das bereits im Feldversuch 1 erprobte System von Itron eingesetzt. Die technische Eignung der Feldversuchskunden wird vor Installation der Systeme bei einem Vor-Ort-Termin geprüft. Charakteristisch für das Itron-

System ist die Master-Slave-Architektur. Die Datenkommunikation läuft zentral über einen Stromzähler, der die Masterfunktion übernimmt.

Die Datenübertragung von den Slave-Zählern an den Master-Zähler erfolgt über Drahtanbindung unter Verwendung des M-Bus-Protokolls.

Abbildung 24: Feldversuchsaufbau Standort Kiel

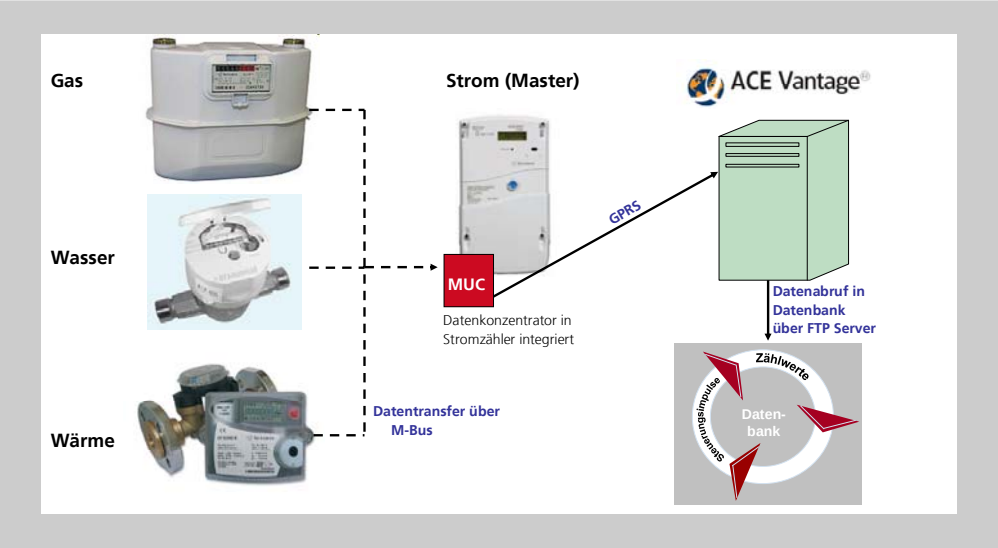


Abbildung 25: Bewertung des Itron-Systems gemäß Anforderungs-katalog

Zähler

- **Strom :** ACE 4000 GTMM / GTMS
- **Wasser:** P50
- **Gas :** RF1i SW
- **Wärme:** CF Echo II

Kommunikation

- **M-Bus im Nahbereich**
- **GPRS für Fernkommunikation**

- **offenes System** ✗
- **drahtlose Nahkommunikation (ab 03/2009 Wireless M-Bus)** ✗
- **Gateway als separates Gerät** ✗
- **Fernkommunikation über verschiedene Kommunikationsstrecken** ✗
- **Plug and Work** ✓

3.5.2 Technisches Konzept für das Testgebiet Offenbach

Das meterManager-System wurde von der 24/7 Metering GmbH in Auftrag gegeben, um für den in Deutschland erwarteten Roll-out einen günstigen Zähler zur Verfügung zu haben. Die Zähler sollten sowohl im Messstellenbetrieb der MVV Energie Gruppe eingesetzt als auch an Dritte verkauft werden.

Im Feldversuch werden lediglich Stromzähler mit GPRS-Kommunikation eingesetzt. Weitere technische Entwicklungen, u.a. die Erweiterung um standardisierte Schnittstellen zur Anbindung von Multi-Sparten-Zählern sowie Schmalband-Powerline als weitere Kommunikationsstrecke, stehen im Feldversuch nicht zur Verfügung.

Abbildung 26: Versuchsaufbau Standort Offenbach

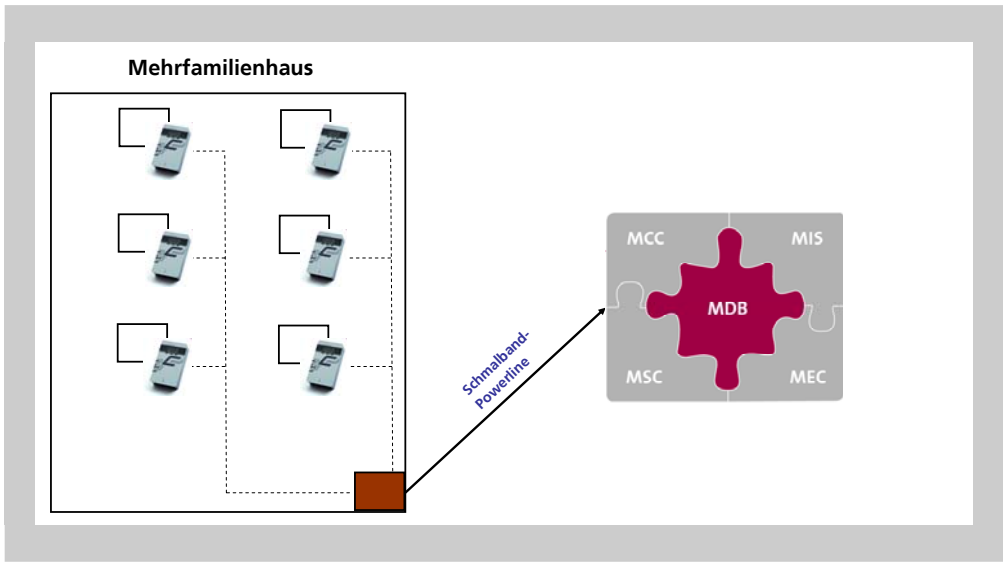
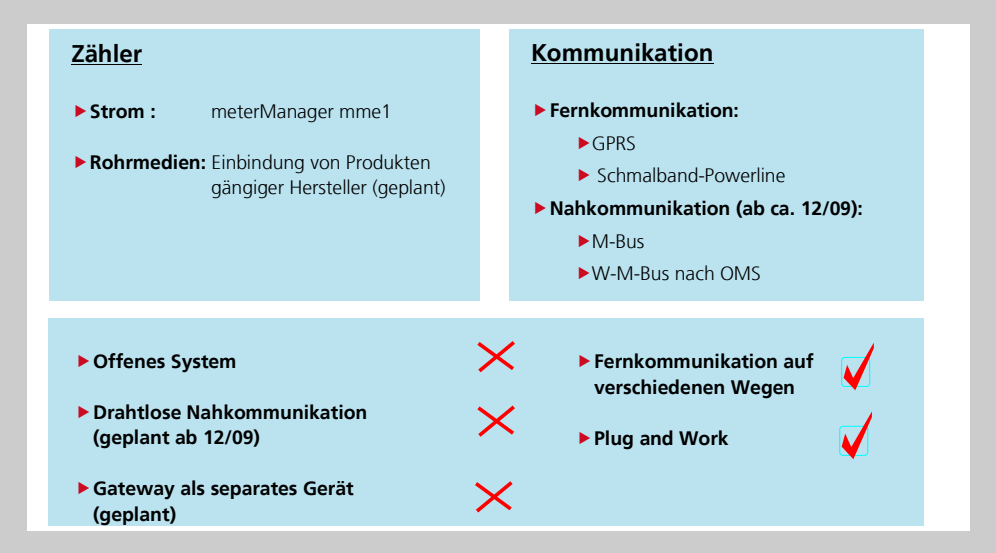


Abbildung 27: Bewertung meterManager-System gemäß Anforderungs-katalog



3.5.3 Technisches Konzept für das Testgebiet Mannheim

Die Power Plus Communications AG (PPC AG), 2001 als Spin-Off aus der MVV Energie AG entstanden, hat in der Stadt Mannheim das europaweit größte Breitband-Powerline-Netz (BPL) aufgebaut. Das Unternehmen hat neben der Kommunikationssparte eine Lösung zur Auslesung von intelligenten Zählern entwickelt (siehe Abbildung 28).

Das System bietet als einziges der eingesetzten Systeme die Möglichkeit der drahtlosen Nahkommunikation zwischen Zähler und Kommunikationsgateway.

Abbildung 28: Versuchsaufbau Standort Mannheim

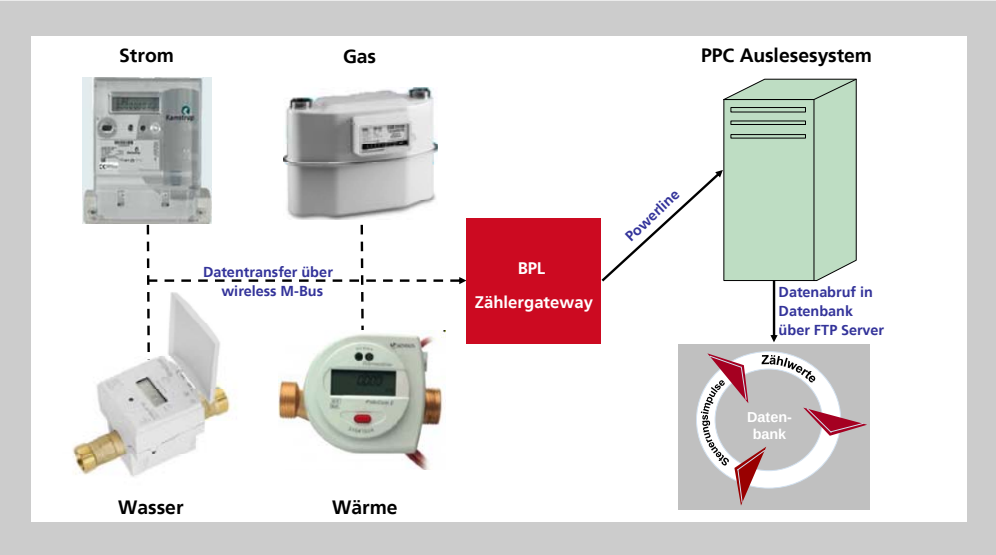
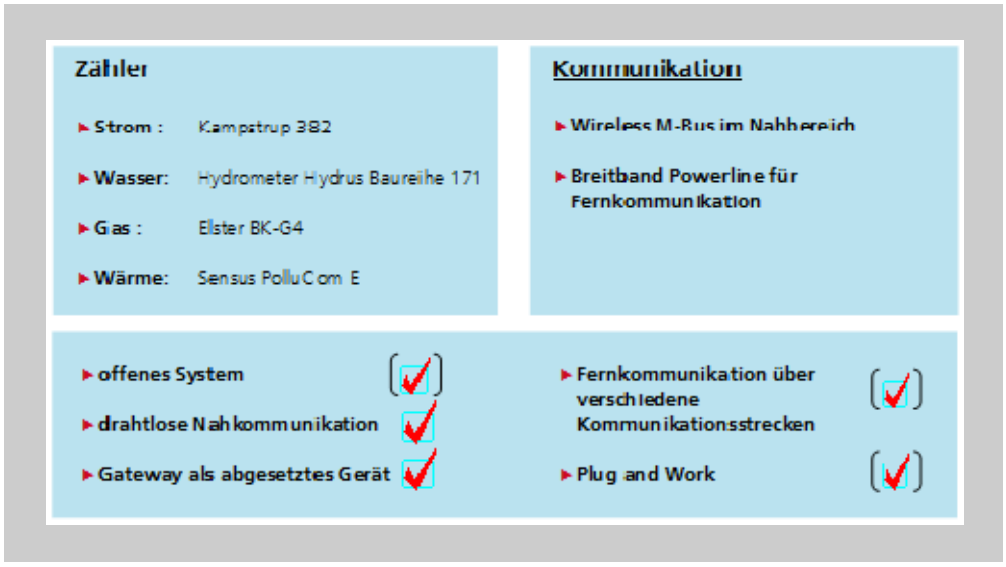


Abbildung 29: Bewertung PPC-System gemäß Anforderungs-katalog



4 Meilenstein 4: Auswertung des Feldversuchs 2

4.0 Aufgabenstellung

Die Ergebnisse aus der Durchführung des Feldversuch 2 werden analysiert und eingehend evaluiert. Dazu gehören die Ergebnisse der technischen Begleitforschung bzgl. der AMM-Systeme, die Akzeptanz und die Resonanz der Kunden, die im Rahmen der Kunden-Begleitforschung untersucht wurden. Anhand der erfassten Lastgängen wird ermittelt, inwiefern Demand-Response-Systeme zu einer Energieffizienzsteigerung in Haushalten beitragen können. Darüber hinaus werden die Ergebnisse zur Rationalisierung der Geschäftsprozesse evaluiert.

Damit liegen aufbauend auf dem Feldversuch 1 durch den Feldversuch 2 mit rund 500 Haushaltskunden die Antworten auf die zentralen Fragen des Projekts vor: Die Kenngrößen zur Energieeffizienz und zur Prozesseffizienz sowie ein Vergleich zu den Benchmarks können erarbeitet werden. Weiterhin wird eine ausführliche Bewertung der AMM-Systeme vorgelegt.

Ergebnis des Meilenstein 4 sind folgende 5 Studien, die das Gesamtergebnis des Projekts abbilden.

- Studie 4.1 Eckdaten zum Feldversuch 2
- Studie 4.2 Bericht zur technischen Begleitforschung
- Studie 4.3 Ergebnisse zur Kundenbegleitforschung
- Studie 4.4 Energieeffizienz: Wirkung von Feedback und variablen Tarifen
- Studie 4.5 Ergebnisse zur Prozesseffizienz

4.1 Konzeption und Durchführung Feldversuch 2

Die Teilprojekte Konzeption (TP3) und Durchführung der Feldversuche (TP6) stellen den zeit- und kostenmäßig betrachtet größten Bereich des Vorhabens dar, da im Verlauf des Feldversuch 2 werden alle relevanten Daten ermittelt werden, die zur Beantwortung der formulierten Forschungsfragen erforderlich sind.

4.1.1 Versuchsdesign

Der Feldversuch 2 wird über einen Zeitraum von 12 Monaten (01.01.2010 bis 31.12.2010) durchgeführt, um einerseits den Einfluss saisonaler Effekte auf die

Untersuchungsergebnisse zu vermeiden und andererseits um den Beteiligten, sowohl Kunden als auch Projektpartnern, ausreichend Zeit für den Aufbau und Betrieb der Smart-Metering-Infrastruktur zu bieten. Entgegen der offiziellen Start- und Zieltermine wird aufgrund von Verzögerungen bei Kundenakquise, Gerätebeschaffung und –installation sowie den begleitenden Geschäftsprozessen auf eine tagesgenaue Abgrenzung des Versuchszeitraums verzichtet. Die damit einhergehenden Einflüsse auf Umfang und Qualität der ermittelten Versuchsdaten werden von der Begleitforschung bei der Auswertung und bei der kritischen Würdigung der Ergebnisse berücksichtigt.

Als Zielvorgabe durch die sozialwissenschaftliche Begleitforschung sollen ca. 850 Kunden an den Standorten Kiel, Offenbach und Mannheim gewonnen werden. Die Akquise, die sich über einen Zeitraum von ca. 9 Monaten erstreckt, ergibt insgesamt 391 Kunden, die sich zur Teilnahme bereit erklären und mit Smart Metern ausgestattet werden.

Eine Übersicht der Verteilung der Kunden und der verschiedenen eingesetzten Systemkonfigurationen an den drei Standorten zeigt Tabelle 13.

Tabelle 13
Eckdaten Feldversuch 2

Standort	Anzahl Kunden	Installierte Zähler		MAN/WAN	ZFA
Mannheim	185	Strom	Kamstrup 382 W-Mbus	w-Mbus/BPL, DSL	PPC EnDS
			Elster AS 1440		
		Gas	Elster BK G4		
		Wärme	Diehl RAY		
		Wasser	Diehl HYDRUS		
Offenbach	113	Strom	metermanager mme1	w-Mbus/GPRS	metermanager MIS
			Itron ACE4000 GTMM/GTMS		Itron ACE Vantage
		Gas	Itron G4 RF i SW		
		Wärme	Itron CF Echo II		
		Wasser	Itron P50 Qn2,5		
Kiel	93	Strom	Itron ACE4000 GTMM/GTMS	w-Mbus/GPRS	Itron ACE Vantage
		Gas	Itron G4 RF i SW		
		Wärme	Itron CF Echo II		
		Wasser	Itron P50 Qn2,5		
	Σ 391				

4.1.2 Teilnehmerauswahl

Am Standort Mannheim werden aufgrund der Verwendung von BPL für die Fernkommunikation bei der Kundenakquise bevorzugt jene Stadtteile berücksichtigt, die über eine flächendeckende BPL-Infrastruktur verfügen. Es zeigt sich, dass auf diese Weise insbesondere Stadtteile mit einem hohen Anteil an Einfamilienhäusern erreicht werden. Mit Hilfe der Kundendatenbank werden Hausbesitzer, die ihre Immobilie selbst bewohnen, bevorzugt angeschrieben, da in diesem Fall eine Einverständniserklärung durch den Gebäudeeigentümer entfällt. In allen anderen Fällen werden zwischen der MVV Energie Gruppe und dem Kunden eine Teilnahmevereinbarung sowie mit dem Vermieter des Kunden eine Einverständniserklärung abgeschlossen. Insgesamt werden mehr als 5.000 Kunden angeschrieben, von denen ca. 350 Kunden ihr Teilnahmeinteresse signalisieren. Aufgrund technischer und organisatorischer Hindernisse verbleiben knapp 200 Kunden, die am Feldversuch 2 teilnehmen können.

In Kiel und Offenbach stehen Wohnungsbaugesellschaften und Immobilienverwalter im Fokus. Der hohe Anteil an Mehrfamilienhäusern soll in Offenbach den Installationsaufwand der Schmalbandpowerline-Infrastruktur reduzieren.

Auf die Bildung einer Kontrollgruppe aus dem Bestand der eigenen Feldversuchsteilnehmer wird verzichtet, da aus dem Projekt „Intelliekon“ Vergleichsdaten einer Kontrollgruppe zur Verfügung gestellt werden.

Entgegen der ursprünglichen Planung wird auf die Einbindung verschiedener Kundengruppen, Privatkunden und Gewerbekunden, verzichtet. Durch die im Projektverlauf entschiedenen Gesetzesänderungen liegt der Fokus auf dem Privatkundensegment, da für diese Kunden gesetzliche Umsetzungspflichten gelten.

4.1.3 Entwicklung der Geschäftsprozesse

Die Durchführung von Feldversuchen mit mehreren hundert Kunden stellt hohe Anforderungen an die beteiligten Unternehmen. Um einen reibungslosen Ablauf zu ermöglichen, werden alle erforderlichen und im Rahmen des Projektes umsetzbaren Prozesse und Schnittstellen der Feldversuchsorganisation definiert.

Auf die Anbindung der für den Feldversuch erforderlichen Prozesse an wesentliche IT-Systeme der MVV Energie Gruppe, z.B. an das Abrechnungssystem SAP IS-U, muss aus Zeit- und Kostengründen verzichtet werden. Diese Entscheidung führt zu einem hohen manuellen Aufwand, der sich im Verlauf des Feldversuchs als zeitintensiv und fehlerträchtig erweist. Die

neben den operativen Prozessen laufenden Prozesse des Feldversuchs stellen eine deutliche Belastung für alle Beteiligten der MVV Energie Gruppe dar. Insbesondere die Kundenbetreuung (v.a. Call Center) wird durch unerwartet zahlreiche Kundenanfragen, die auf operative Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Feldversuchs zurückgehen, stark gefordert. Darüberhinaus führt der erstmalige flächendeckende Einsatz von Smart Metern zu zahlreichen Anfragen an den technischen Kundenservice.

Während die Einführung von Smart Metering eigentlich einen höheren Grad an Automation im Zähl- und Messwesen verspricht, enthalten die wesentlichen Prozesse des Feldversuchs manuelle Arbeitsschritte. Als wesentliches Hindernis für einen reibungslosen Ablauf der Kundenbetreuung hat sich der Verzicht auf eine Anbindung des Meter Data Managements (MDM) an das ERP-System herausgestellt.

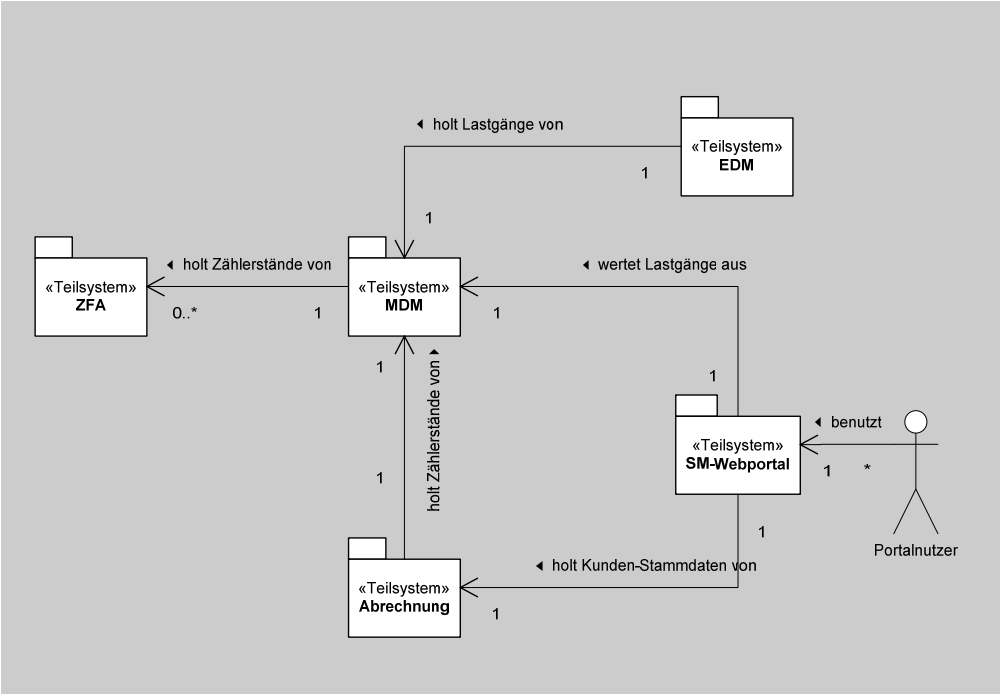
Die operativen Erfahrungen im Feldversuch 2 belegen, dass Smart Metering nur im Rahmen einer durchgängigen, automatisierten Prozesskette Vorteile entfalten und die höhere Komplexität und Mehrkosten der Smart Metering Technologie rechtfertigen kann.

4.1.4 Lastenheft für Technologie in Feldversuch 2

Für den Feldversuch 2 wird das „Smart Metering Webportal 2.0“ als zentrales Feedback-Instrument weiterentwickelt. Auf Basis der Kundenworkshops nach Feldversuch 1 und zusätzlicher Anforderungen der verantwortlichen Geschäftseinheiten, v.a. Vertrieb und Messstellenbetreiber, werden neue Funktionen konzipiert und umgesetzt, die in Feldversuch 2 getestet werden. Dies betrifft sowohl die Visualisierung der Zählerdaten, Bedienkomfort für den Kunden als auch die Backend-Systeme.

In Feldversuch 2 steht noch kein zentrales AMM-System zur Verfügung, welches die Zählerdaten über verschiedene Kommunikationsstrecken empfängt und verwaltet. Stattdessen werden in einer zentralen Datenbank (Teilsystem MDM) die Zählerdaten, die von den verwendeten Zählerfernauslesesystemen (Teilsystem ZFA) importiert werden, gespeichert und von dort im Smart Metering Webportal visualisiert (siehe Abbildung 30). Die darstellten Schnittstellen zu den Teilsystemen EDM und Abrechnung werden im Feldversuch 2 nicht realisiert.

Abbildung 30: Systemkontext Smart Metering Webportal

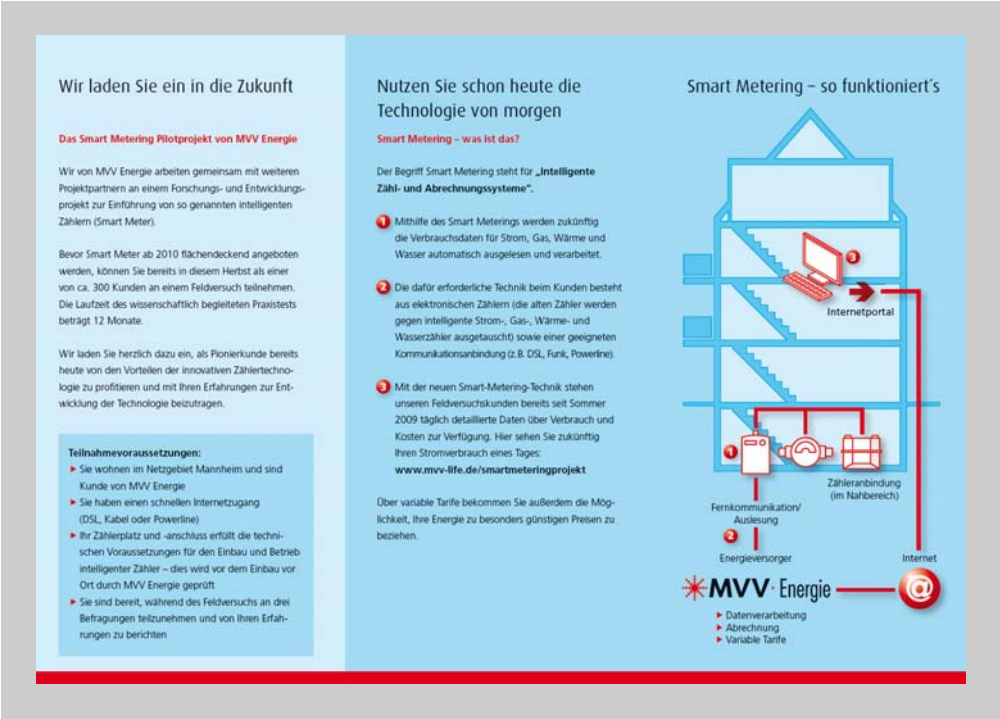


Über die Visualisierung von Verbrauchsdaten hinaus wird das Webportal zur Visualisierung und Abrechnung eines zeitvariablen Tarifs (siehe Kapitel 3.4) genutzt.

4.1.5 Kommunikations- und Umsetzungskonzept für Teilnehmerakquisition

Die Teilnehmerakquisition zu Feldversuch 2 erfolgt mehrstufig. In einem ersten Schritt werden die Kunden persönlich angeschrieben und per Flyer sowie auf einem Internetportal des Projektes über den Smart Metering Feldversuch informiert.

Abbildung 31: Informationsflyer zu Feldversuch 2



Wir laden Sie ein in die Zukunft

Das Smart Metering Pilotprojekt von MVV Energie

Wir von MVV Energie arbeiten gemeinsam mit weiteren Projektpartnern an einem Forschungs- und Entwicklungsprojekt zur Einführung von so genannten intelligenten Zählern (Smart Meter).

Bevor Smart Meter ab 2010 flächendeckend angeboten werden, können Sie bereits in diesem Herbst als einer von ca. 300 Kunden an einem Feldversuch teilnehmen. Die Laufzeit des wissenschaftlich begleiteten Praxistests beträgt 12 Monate.

Wir laden Sie herzlich dazu ein, als Pionierkunde bereits heute von den Vorteilen der innovativen Zählertechnologie zu profitieren und mit Ihren Erfahrungen zur Entwicklung der Technologie beizutragen.

Teilnahmevoraussetzungen:
- Sie wohnen im Netzgebiet Mannheim und sind Kunde von MVV Energie
- Sie haben einen schnellen Internetzugang (DSL, Kabel oder Powerline)
- Ihr Zählerplatz und -anschluss erfüllt die technischen Voraussetzungen für den Einbau und Betrieb intelligenter Zähler – dies wird vor dem Einbau vor Ort durch MVV Energie geprüft
- Sie sind bereit, während des Feldversuchs an drei Befragungen teilzunehmen und von Ihren Erfahrungen zu berichten

Nutzen Sie schon heute die Technologie von morgen

Smart Metering – was ist das?

Der Begriff Smart Metering steht für **„Intelligente Zähl- und Abrechnungssysteme"**.

1. Mithilfe des Smart Meterings werden zukünftig die Verbrauchsdaten für Strom, Gas, Wärme und Wasser automatisch ausgelesen und verarbeitet.
2. Die dafür erforderliche Technik beim Kunden besteht aus elektronischen Zählern (die alten Zähler werden gegen intelligente Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserzähler ausgetauscht) sowie einer geeigneten Kommunikationsanbindung (z. B. DSL, Funk, Powerline).
3. Mit der neuen Smart-Metering-Technik stehen unseren Feldversuchskunden bereits seit Sommer 2009 täglich detaillierte Daten über Verbrauch und Kosten zur Verfügung. Hier sehen Sie zukünftig Ihren Stromverbrauch eines Tages: **www.mvv-life.de/smartmeteringprojekt**

Über variable Tarife bekommen Sie außerdem die Möglichkeit, Ihre Energie zu besonders günstigen Preisen zu beziehen.

Smart Metering – so funktioniert's

Kunden, die sich per beiliegender Antwortkarte oder per E-Mail als Interessenten zurückmelden, erhalten eine Teilnahmevereinbarung zur Gegenzeichnung. Nach Rücksendung der Teilnahmevereinbarung werden alle relevanten Vertragsdaten geprüft, um weitere vertragliche oder technische Hindernisse auszuschließen. Am Standort Kiel findet zusätzlich ein Vor-Ort-Termin statt, um die Eignung der Kundenanlage zu prüfen. Die Installation der Smart Metering Systeme erfolgt durch einen Dienstleister.

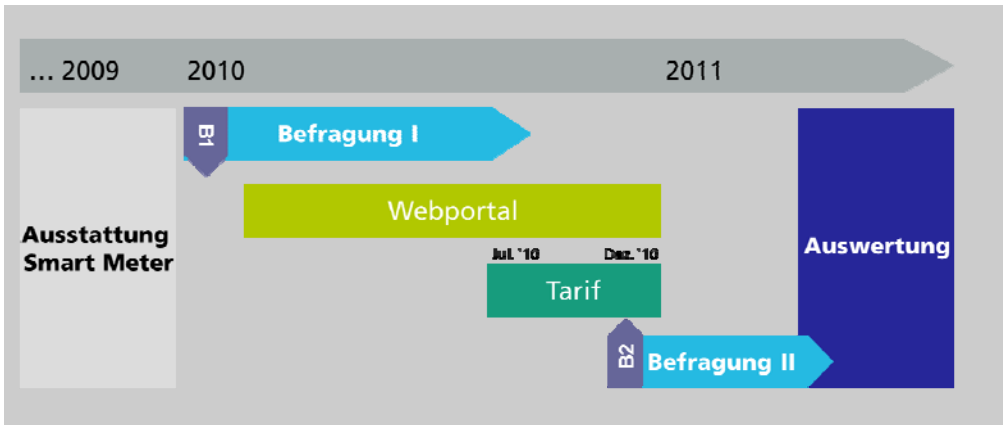
Anschließend werden die Feldversuchskunden als Nutzer im Smart Metering Webportal angelegt und per E-Mail zur Teilnahme an der Erstbefragung der Begleitforschung aufgefordert. Erst nach der erfolgreichen Erstbefragung wird das Smart Metering Webportal für den Kunden freigeschaltet.

Nach der Hälfte des Feldversuchs wird allen Kunden, die nicht bereits einen zeitvariablen Hochtarif-Niedertarif bzw Nachtstromtarif abgeschlossen haben, die Teilnahme an dem Tariftest „zeitvariabler Tarif" angeboten. Die Kunden entscheiden einmalig beim Login in das Webportal auf einem Pop-up, ob sie teilnehmen möchten oder nicht.

Am Ende des Feldversuch 2 werden alle Teilnehmer schriftlich zur Teilnahme an der Abschlussbefragung eingeladen. Als Dankeschön für die Teilnahme erhalten

die Kunden in Kiel und Offenbach Gutscheine, in Mannheim werden unter allen Teilnehmern Karten für eine Veranstaltung verlost.

Abbildung 32: Versuchsaufbau im Feldversuch 2



4.2 Bericht zur technischen Begleitforschung

4.2.1 Zusammenfassung

Ziel der Begleitforschung ist es, im Feldversuch Performancedaten zu erheben, mit deren Hilfe Aufwand, Kosten und Probleme verschiedener Prozesse und Komponenten ermittelt werden können. Die technische Begleitforschung legt besonderen Fokus auf die installationsprozesse des Feldversuch 2 und die Performanz der Smart Metering Systeme durch ein Monitoring der Messwerte.

Die Analyse der Installationsprozesse zeigt eine Erhöhung des Aufwands durch eine Reihe von Problemen, insbesondere Verbindungsprobleme. Bei der Analyse der Messwerte zeigen sich bei allen Systemen größere Ausfälle. Insgesamt liegen die Fehlerquoten zwischen 0 und 5 %.

4.2.2 Aufgabenstellung aus dem Projektantrag

Im AP7.1 werden die Methodik und die Maßnahmen für die technische Begleitforschung des Feldtests überarbeitet und durchgeführt. Hierzu gehört die Evaluierung der Methodik für die Bewertung, insbesondere der Zuverlässigkeit der installierten Systeme, für die Daten¬erfassung und für die Auswertung.

Die technische Begleitforschung des Feldtests umfasst folgende Systeme:

- Zähler, Gateways (MUCs)
- Metering-Systeme
- IT-Systeme

4.2.3 Lösungsweg

Im Konzeptpapier für die Begleitforschung werden Messgrößen aufgelistet, die im Feldversuch erfasst und ausgewertet werden sollen. Diese Messgrößen werden im Folgenden genannt und Analyseergebnisse berichtet.

4.2.4 Messgrößen und Messverfahren

Im Rahmen dieses Berichts werden folgende Messgrößen untersucht:

- Die Datenqualität der verschiedenen Systeme
  - Anteil fehlender Messwerte
  - Anteil unplausibler Messwerte
  - Anteil Messwerte mit nicht exaktem Zeitstempel
- Dauer und Häufigkeit von Problemen bei der Installation, Häufigkeit von Fehlern
- Zeitlicher Abstand zwischen der Installation und dem erstmaligen Erhalt von Daten
- Verbindungsprobleme, die zu einem verzögerten Erhalt der Messwerte führten

4.2.5 Installationsprozesse und Probleme

Im Rahmen der Begleitforschung werden die Installationen protokolliert und Mitarbeiter der 24/7 Metering und Monteure zu den Abläufen, Prozessen, Problemen und Zeitdauern befragt. Die folgenden Unterkapitel beschreiben die Ergebnisse der Untersuchungen.

4.2.5.1 PPC - Systeme

Die Zähler von etwa 200 Kunden wurden in Mannheim mit Hilfe eines Fernauslesesystems der Power Plus Communications AG (PPC AG) ausgelesen. Dabei konnte überwiegend auf die flächendeckend verfügbare Breitbandpowerline-(BPL) Infrastruktur zurückgegriffen werden. Im Haus wurden diese mit M-Bus-Funk und Multispartensysteme, in Einzelfällen Mbus-draht angebunden.

Vorauswahl

Mannheim ist mit Breitband-Powerline nahezu komplett erschlossen. Kunden wurden nach Verfügbarkeit von Powerline ausgewählt. Bei 7 Kunden gab es kein Powerline, diese erhielten ersatzweise Systeme von Itron mit GPRS Anbindung und Mbus-Draht.

Installationen

Bei der Installation waren prinzipiell die folgenden Schritte durchzuführen:

- Installation des BPL Modems
- Installation der Schnittstellenerweiterung (Konverter, der die Ethernet Schnittstelle des BPL Modems auf Wireless bzw. drahtgebundenen M-Bus wandelt und so einen Anschluss der Zähler ermöglicht)
- Installation des/der Zähler (Über die Schnittstellenerweiterung können sowohl drahtgebundene als auch Wireless M-Bus Zähler angeschlossen werden. Im Laufe des Projekts wurden wegen der erleichterten Installation zunehmend Wireless Mbus Zähler verwendet.)

Es gab keine Vorbesichtigung. Das Tauschen der Zähler war aus Sicht der Techniker mit herkömmlichen Zählern vergleichbar. Zusätzlicher Aufwand entstand durch das Setzen des Gateways und eventuell einem Repeater für Powerline.

Für die Kunden waren Pakete vorkonfiguriert, allerdings musste später öfter davon abgewichen werden (z.B. wegen Ersatzzähler oder andere Anzahl Zähler). Laut PPC können die Geräte prinzipiell kundenunabhängig installiert werden, d.h. für einen bestimmten Kunden muss kein bestimmtes Paket bereitgestellt werden. Die Pakete wurden bereitgestellt um die Installationen für die Firma SEWA transparenter zu gestalten.

Direkt Vorort konnte die BPL Konnektivität durch die grüne LED des Modems verifiziert werden. Die LED leuchtet bei intakter Konnektivität nach wenigen Sekunden auf. Während der Installation konnte bereits im Energie Daten Server geprüft werden, ob die einzelnen Zähler funktionieren. Jeder Zähler sendet in bestimmten Intervallen seine Wireless M-Bus Pakete, die dann an den Energie Daten Server weitergeleitet werden. So kann direkt am Energie Daten Server geprüft werden, ob Daten vom entsprechenden Zähler ankommen. Auch die Schnittstellenerweiterung zeigt an, ob sie Pakete empfängt oder nicht. Daher konnten möglich Fehlerquellen, einschließlich eines nicht-funktionierenden Zählers in der Regel direkt während der Installation behoben werden.

Aufwand entstand für folgende Punkte: Stromversorgung Gateway, mangelnder Platz im Zählerschrank, eventuell Kabel verlegen, Sicherheitsvorschriften einhalten, eventuell Strom abstellen, zusätzliche Sicherung und Spannungsversorgung.

Normaler Zählerwechsel dauerte ca. 20 Minuten pro Zähler. Gateway ca. 1 Stunde, durchschnittliche Installationsleistung lag bei 3-4 Systeme pro Tag. Die Installationszeit hat sich danach nicht weiter verringert. Laut PPC ist es jedoch möglich, Installationszeit zu verringern und eine Schulung der Installateure wurde vorgeschlagen.

Probleme

Aus den Interviews mit den Installateuren ergaben sich folgende qualitativen Aussagen:

- Alte Zählertafeln ohne Montageplatz für das Gateway. Dann musste das Gateway woanders gesetzt werden (Hausanschlusskasten) mit Verkabelung.

- 2-3 mal mussten Repeater für das Powerline gesetzt werden

- 2-3 mal gab es Kommunikationsprobleme mit Wireless M-Bus vom Zähler zur Schnittstellenerweiterung im Haus wegen mehreren Wänden dazwischen.

- Software Problem bei den ersten 50 Stromzählern – wurde im Nachhinein gelöst (PPC ist extra nochmal vorbeigekommen). Hierbei handelte es sich um ein Firmware Problem der Kamstrup Zähler. Die Zähler lieferten im Gegensatz zu den Absprachen mit Kamstrup eine Auflösung von kWh, statt der besprochen Wh. PPC löste das Problem mit Kamstrup bzw. Scatterweb (damals Kommunikationslieferant für Kamstrup). Scatterweb stellte für mehrere Tage einen Mitarbeiter bereit, der gemeinsam mit PPC die neuste Firmware auf die Zähler aufspielte.

Die Auswertung der Installationsprotokolle der PPC Systeme war wegen mangelhaft ausgefüllter Begleitzettel schwierig. Es werden nur protokollierte Probleme aufgezählt.

Bei den 200 Systemen wurden 14 mal Probleme wegen eines defekten Gateways protokolliert. Dies nahm meistens eine halbe Stunde Zeit in Anspruch, in Einzelfällen aber auch eine Stunde. Hiervon gab es fünf Mal gab es Probleme bei denen das Gateway als „defekt“ beschrieben wurde, und fünf Mal Probleme mit der Gatewaykommunikation bzw. keinen Empfang. Das Gateway wurde in diesen Fällen ausgetauscht. In zwei Fällen nahmen lediglich Neustarts und Tests zusätzliche Zeit in Anspruch. Auf den Begleitbögen wurde leider nicht zwischen Schnittstellenerweiterung und BPL Modem unterschieden.

Der Installateur hatte in der Regel ein Austauschgerät dabei und war daher in der Lage defekte Geräte in Absprache mit PPC zu wechseln.

Bei den etwa 480 Zählern gab es etwa 17 Mal Probleme, die ebenso meist in einer halben Stunde durch einen Zählerwechsel gelöst wurden. Die Probleme wurden nicht immer spezifiziert, jedoch war „kein Empfang" anscheinend 2-3-mal das ausschlaggebende Problem, zweimal sendete der Zähler nicht und mindestens fünf Mal war der Zähler in sonstiger Weise defekt. Nach Auskunft von PPC ist davon auszugehen, dass das Wireless M-Bus Modul im Zähler in einigen Fällen nicht sendete. Mittlerweile gibt es eine größere Auswahl an Wireless M-Bus Zählern auf dem Markt, auch Kamstrup hat die Qualität der Module in dieser Hinsicht gesteigert.

Zwei weitere Male gab es Probleme mit dem Powerline (davon einmal 2,5 h Mehraufwand), zwei Modems waren defekt und einmal musste ein weiteres Modem gesetzt werden (0,5 h Aufwand).

Kunden

2-3 mal Verärgerung durch Verspätungen, ein Kunde hat deswegen abgesagt. Es gab insgesamt drei Fehlfahrten zu Installationen, in denen die Kunden nicht anwesend waren.

Kosten

Ein PPC-Gateway kann ca 200 Zähler auslesen, auch wenn es im Feldversuch im Mittel nur 3 waren. Die folgenden Kosten sind pro Gateway. Ein PPC-Gateway kostete 150 Euro, die Verbindung pro Gateway und Monat 8,90 plus einmalige Anschlussgebühr 40 Euro.

Bei größerer Abnahme (10.000) sind laut PPC keine zusätzlichen Gatewaykosten und monatliche Gebühren von maximal einem Euro zu erwarten.

4.2.5.2 Meter Manager

40 Meter-Manager-Systeme kamen in Offenbach zum Einsatz. Der Meter Manager ist ein Stromzähler, der per Funk (GPRS) ausgelesen werden kann.

Installationsablauf

Der Zählerwechsel verläuft wie üblich, da der Meter Manager wie ein normaler Stromzähler ausgetauscht wird. Zusätzlich zum normalen Ablauf erfährt der Techniker sofort, ob die (externe) Funkverbindung funktioniert. In 30-40 Prozent der Fälle funktionierte sie sofort.

Probleme

Falls die Verbindung nicht funktioniert, gibt es zwei Problemlösungen: Erstens das Anbringen einer externen Antenne (außerhalb des Zählerschranks) (ca. 20-30% der Fälle, ½ h Stunde Mehraufwand). Zweitens eine längere externe Antenne mit Verlängerungskabel (ca. 40 % der Fälle, kostet ca 1 Stunde Zeit extra).

Beobachtet wurde, dass die Empfangsqualität schwankend ist – oft sogar bei nebeneinander liegenden Zählern. Probleme oft im Keller festgestellt – die Antenne wurde dann entweder höher gesetzt, oder sogar bis ins Freie gezogen. Einmal sogar ein 10 Meter langes Kabel nach draußen! Ursache war vermutlich eine Mobilfunknetzschschwäche in dem Stadtviertel. Anscheinend liegt das u.A. an der Auslastung des D1-Mobilfunknetzes über das die Funkkommunikation funktioniert. Dies ist anscheinend ein allgemeines Problem mit GPRS.

Dokumentierte Probleme aus den Installationsprotokollen mit Lösungsaufwand:

1x GPRS-Kommunikationsproblem	½ h
1x Kommunikationsproblem trotz externer Antenne	1 h
1x Kommunikationsproblem, GPRS-Modul getauscht	1,5 h
3x Zähler anfangs offline	-
1x Zähler brauchte eine Stunde zum Einbuchen	1 h
1x Zähler nicht online	½ h
2x Zähler nicht online	-
24x ok	

Bei nicht dokumentierten Bearbeitungszeiten gehen wir von ¼ h Lösungsaufwand aus. Daraus ergibt sich ein mittlerer Problemlösungsaufwand von ca. 10 Minuten pro Zähler.

4.2.5.3 Itron-Systeme

20 Itron Systeme wurden in Offenbach und 60 in Kiel installiert. Die Itron-Systeme sind Multispartensysteme(Stromzähler ist Gateway) mit jeweils mehreren Zählern. Intern wird per mbus-draht kommuniziert und extern per GPRS.

Aufwand entstand für das Verlegen von Leitungen im Haus. Dabei entstanden keine größeren Probleme, aber es kostete 1-2 Stunden Zeit. In Kiel wurde das Problem durch eine Vorauswahl von Kunden mit einfach anbindbaren Zählern reduziert: Hier wurde nur bei Kunden installiert, bei denen die Zähler maximal einen Raum entfernt waren. Generell war die Installation wesentlich aufwändiger aufgrund der Verdrahtung der anderen Sparten.

Für die Kommunikation nach außen zeigen die Systeme eine Empfangsqualität an – jedoch ist es nicht möglich, sofort festzustellen, ob alles funktioniert. Bei Fehlern musste der Techniker teilweise ein weiteres Mal vorbeikommen, einige Fehler (u.a. Scan Slaves, Reset MBUS, Reset Meter, …) ließen sich aber auch remote beheben.

Probleme mit dem Empfang und Problemlösungen gab es ähnlich, wie schon bei beim Meter Manager System beschrieben.

Generell war das häufigste Problem die externe Kommunikation, insbesondere bei Altbauten mit tiefen Kellern. Oft war der Empfang jedoch auch unterschiedlich - anscheinend ohne offensichtlichen Grund. Laut Itron kann dies (auch temporär) an äußeren Einflüssen liegen, wie beispielsweise Signalreflexionen, Abschattungen, Wettereinflüssen oder Störungen z.B. durch parkende Fahrzeuge. Es ist jedoch möglich, den Empfang mit einem Mobiltelefon zu testen.

Vorauswahl und Vorinspektion

Die Vorinspektion (nur Kiel) beinhaltete

- Eine Aufwandsabschätzung. Es wurde darauf geachtet, dass die Zähler nah beieinander waren, idealerweise im gleichen Raum. Eine dazwischen liegende Wand wurde noch akzeptiert.

- Ein Test des Handyempfangs im Zählerschrank

- Es wurde geprüft, ob der Kunde Internet hat, um sich das Webportal auch anzusehen

- Einige interessierte Kunden hatten auch Fragen. Eine FAQ hätte hier womöglich Zeit erspart. Der Installateur hatte hierfür aber auch Zeichnungen und Papiere zum Erklären dabei.

2-3 Kunden fielen aufgrund dieser Vorinspektion für den Feldversuch weg.

Installationsablauf

Schon vor der Installation waren alle beteiligten Geräte komplett vorkonfiguriert. Die Installation dauerte in Kiel bei der beschriebenen Vorauswahl im Schnitt 75 Minuten (min 45 Minuten, max 120 Minuten) abhängig vom Aufwand beim Kabelziehen.

Dabei wurden zunächst die Stromzähler mit GPRS Modul installiert, mit dem die anderen Zähler dann verbunden wurden. Die erste externe Kommunikation per GPRS dauerte unterschiedlich lange (teilweise wenige Minuten, teilweise über eine Stunde), so dass eine erfolgreiche Kommunikation nicht immer vor Ort festgestellt werden konnte. Allerdings hat die Fernkommunikation letztlich immer funktioniert. Auf eine erfolgreiche Fernkommunikation wurde dabei vor Ort nicht gewartet.

Dann wurden die anderen Zähler installiert. Der Mehraufwand gegenüber herkömmlichen Zählern bestand allein im Ziehen der Kabel. Die Zähler wurden dann über die mbus-draht-Verbindung vom Strom(Master)zähler aus gesucht, was etwa 5 Minuten dauerte. Manchmal wurden die Zähler nicht gleich gefunden, dann war ein 2. oder maximal 3. Suchlauf (mit je wieder 5 Minuten) erforderlich.

Im Nachhinein hat sich herausgestellt, dass nach Aussage von Itron die Installation an dieser Stelle effizienter hätte laufen können. Erstens wäre es bei vorkonfigurierten Zählern möglich gewesen, diese ohne Suchlauf sondern direkt über die Primäradresse zu finden. Zweitens ist laut Itron auch der Suchlauf verbessert und beschleunigt worden.

Wenige Male mussten Bohrungen durch eine Wand zum Kabelziehen vorgenommen werden. In Einzelfällen mussten am Stromzähler noch Konfigurationen vorgenommen werden.

Ein einzelner Kunde beschwerte sich, weil (nach seiner Aussage) nach der Installation (im Keller) ein WLan nicht mehr wie vorher funktionierte. Obwohl dies von anderer Seite nicht nachvollzogen werden konnte, wurde bei diesem Kunden wurden das System wieder ausgebaut.

Probleme

Leider war die Datenerfassung der Techniker vor Ort nicht sehr ausführlich, so dass sich die Angaben auf die hier aufgeführte Liste beschränkt. Die folgende Liste enthält zudem auch Probleme, die nicht speziell mit Fernauslesung und elektronischen Zählern zu tun haben.

Dokumentierte Installationsprobleme in Kiel (60 Installationen mit 150 Zählern) waren:

2x	Wasser – Eingangsventil schließt nicht	½ h
1x	Anmelden Slave Probleme (Einbauschrank, Keller)	1 h
1x.	Stromzähler: Alte „Klö-Mö"-Verteilung", Platzproblem	½ h
2x	Gas: UedSd	½ h
1x	Schlechte GSM-Feldstärke (Keller, Zählerschrank)	½ h
55x	Keine Probleme	

In Offenbach war die Datenerfassung nicht ganz befriedigend. Es wurde vor Ort lediglich protokolliert, dass es 5 Kommunikationsprobleme (bei 20 Installationen) gab, und davon 2 gelöst wurden..

4.2.5.4 Fazit für Prozessdauern

Aus den Berichten der Monteure und den protokollierten Problemen wurden neue Teilprozesse der Installation und des Zählerwechsels identifiziert. Für diese Teilprozesse wurden daraufhin unter Berücksichtigung der protokollierten Problemlösedauern und unter Rücksprache mit der 24/7-Metering die in Tabelle 1 aufgelisteten Prozessdauern geschätzt. Die dort aufgelisteten Prozessdauern fließen in die Berechnungen der Prozessbegleitforschung ein.

Tabelle 14 Prozessdauern für neue Teilprozesse – Erfahrungen aus dem Feldversuch

Merkmal	Beeinflusste Prozesse	Einfluss auf Prozesskosten	Veränderung basierend auf Erfahrungen in Feldversuchen (SMP und andere)	Geschätzte Veränderung bei Masseneinsatz
Systemarchitektur				
Zähler ohne Kommunikation	Installation und Wechsel wie bei herkömmlichen Stromzählern.			
1 Fernauslesbarer Zähler				
Fernauslesbarer Stromzähler mit weiteren Sparten				
MUC/Gateway mit angeschlos-senen Zählern.	Erstinstallation	Zusätzlicher Aufwand Installation MUC	15-60 Minuten	+ 10 Minuten bei Plug& Play-Funktionalität

Nahkommunikation				
Alle fernaus-lesbaren Zähler	Erstinstallation Zählerwechsel	Parametrierung der Zähler und Eingabe der Zählerdaten ins AMM-System	15 Minuten	3 Minuten, z.B. wenn Zähler vorparametriert und nur Zuordnung manuell erfolgt.
Draht	Erstinstallation	*Optional?: Eignung des Kunden vor Ort überprüfen*	30 Minuten/Kunde	-
		Kabel verlegen, Löcher bohren	10 Minuten/Kunde	15 Minuten/Kunde, da im Feldversuch nur geeignete Kunden genommen wurden. Ev. Auch weniger bei speziellen Kundengruppen.
	Erstinstallation/ Zählerwechsel	Zähler vom MUC aus suchen	5 Minuten/Kunde	5 Minuten/Kunde (feste Zeit-spanne bei mbus-Draht)
Funk	Erstinstallation Zählerwechsel	Fehlerbehebung, Test der Funkstrecken	5 Minuten/Kunde	2 Minuten/Kunde
Fernkommunikation				
Funk	Erstinstallation	Empfangstest, ev. externe Antenne	3-10 Minuten	5 Minuten
	Ablesung	Kommunikations kosten	10,5 Euro / Jahr	5 Euro / Jahr
Powerline (inklusive Datenkonzentrat oren)	Erstinstallation	Test der Kommunikation	5 Minuten	5 Minuten
	Ablesung	Kommunikations kosten	108 Euro/Jahr (Breitband-Powerline)	4,50 Euro / Jahr
DSL	Erstinstallation	Test der Kommunikation	5 Minuten	5 Minuten
	Ablesung	Kommunikations kosten	120 Euro/Jahr (zusätzliches DSL)	60 Euro/Jahr (zusätzliches DSL)
			Kostenfrei (Kunden-DSL)	Kostenfrei (Kunden-DSL)

4.2.6 Auswertung der Daten von Zählern und Systemen

4.2.6.1 Bewertungskriterien

Aufgabe des Messsystems ist es, korrekte Messwerte ohne Lücken, die zu vorgegebenen Zeitpunkten erfasst wurden, zu übermitteln. Analysiert wurden die Daten, die in in der Datenbank der MVV angekommen sind.

Entsprechend gibt es folgende Fehlerszenarien:

- Messwerte fehlen
- Messwerte haben einen unplausiblen Wert, z.B. ein Zählerstand niedriger als der vorherige
- Messwerte wurden nicht zu den vorgegebenen Zeitpunkten erfasst, z.B. um 13:06 statt um 13:00 Uhr.

Zudem werden folgende Fragen beantwortet:

- Wie lange dauerte es nach der Installation im Schnitt, bis erste Daten verfügbar waren?
- Waren Daten stets innerhalb eines Tages verfügbar, oder gab es Verzögerungen?

4.2.6.2 Methodik

Die Zähler, die die Daten liefern, unterscheiden sich in der verwendeten Technologie und in der Sparte (Strom, Wasser, Gas, Fernwärme). Aus diesem Grund wird in der Auswertung in diesem Punkten differenziert.

Zunächst wird untersucht, welche Zähler überhaupt Daten lieferten und wie viel Zeit bis dahin ab dem Tag der Installation verstrich. Im Weiteren werden dann nur Zähler untersucht, die überhaupt Daten lieferten, und die Daten auch nur ab dem Zeitpunkt des ersten gelieferten Messwertes.

Es wird die Häufigkeit bestimmter Fehlfunktionen aufgeschlüsselt nach Sparte und Technologie dargestellt und verglichen. Alle Häufigkeiten (Prozentangaben) beziehen sich auf die Sollanzahl gelieferter Werte, einschließlich fehlender Werte. Werte zwischen dem Einbaudatum und dem ersten gelieferten Wert sowie Werte nach dem letzten gelieferten Werte werden dabei nicht mitgezählt.

Für die Auswertung wurden Zähler herangezogen, die zum Zeitpunkt der Analyse (Ende Juli 2010) bereits installiert waren, und von denen Daten vorhanden waren. Die Zahl der untersuchten Zähler kann sich daher von der Zahl der insgesamt (später noch) installierten Zähler unterschieden.

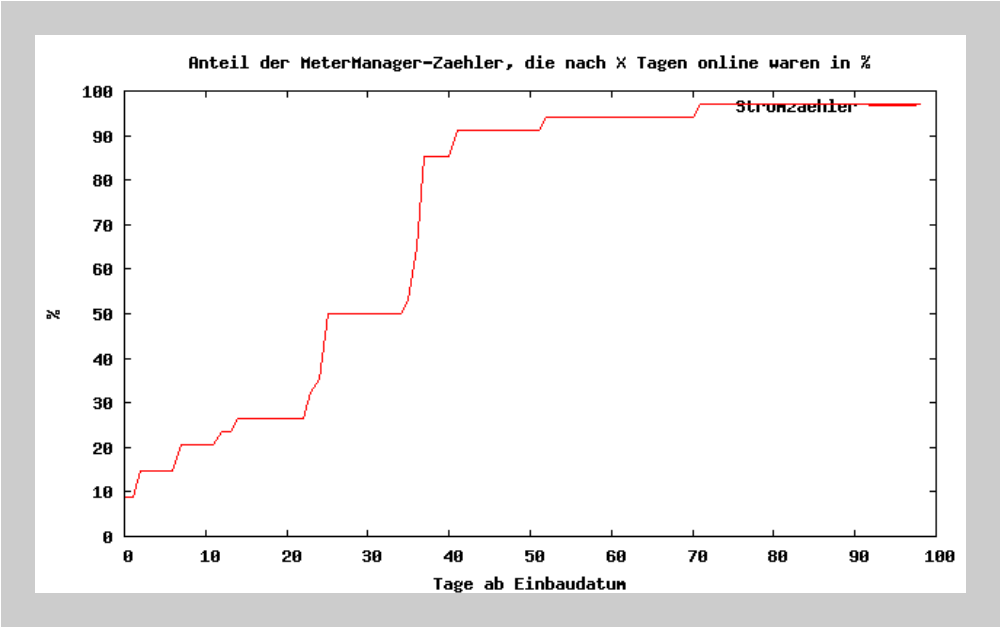
Es wurde zudem untersucht, wie viel Prozent der Messwerte nach 1, 2 und 3 Tage nach der Messung im System verfügbar waren. Hier wurden jedoch keine Unterschiede festgestellt – d.h. nach drei Tagen waren fast etwa genauso viele Messdaten verfügbar, wie nach einem Tag. Aus diesem Grund wird diese Auswertung im Folgenden nicht weiter betrachtet. Wir stellen hierbei jedoch fest, dass verspätete Datenlieferungen aufgrund von Verbindungsproblemen anscheinend kein Problem darstellten.

4.2.6.3 Auswertung nach Systemen

4.2.6.3.1 MeterManager

Von 34 installierten MeterManager-Zählern lieferte ein Zähler keine Werte. Bei den anderen Zählern dauerte es im Mittel 26,7 Tage, bis erste Werte verfügbar waren.

Abbildung 33: Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den MeterManager-Zählern



Danach fehlten etwa 24% der Messwerte. Laut Auskunft von 24/7-Metering gab es auch zahlreiche Nullwerte. Diese wurden interpoliert, bevor die Daten an uns weitergegeben wurden. Deshalb wurden keine unplausiblen Werte festgestellt. Die Anzahl fehlender Daten über die Zeit ist in Abbildung 34 dargestellt. Abbildung 35 zeigt als Carpetplot die Verteilung der Messwertlücken über die Zähler. Grau sind korrekt erhaltene Messwerte, weiß ist die Zeit vor Erhalt des ersten und nach Erhalt des letzten Messwertes dieses Zählers. Die Farben Gelb/Rot/Schwarz/Blau markieren Lücken von mehr als 15 Minuten, mehr als 1 h, mehr als 1 Tag und mehr als einer Woche. Wie man sieht, waren die Ausfälle anscheinend systembedingt und betrafen jeweils eine große Anzahl Zähler.

Abbildung 34: Analyse der Messdaten des MeterManager-Systems

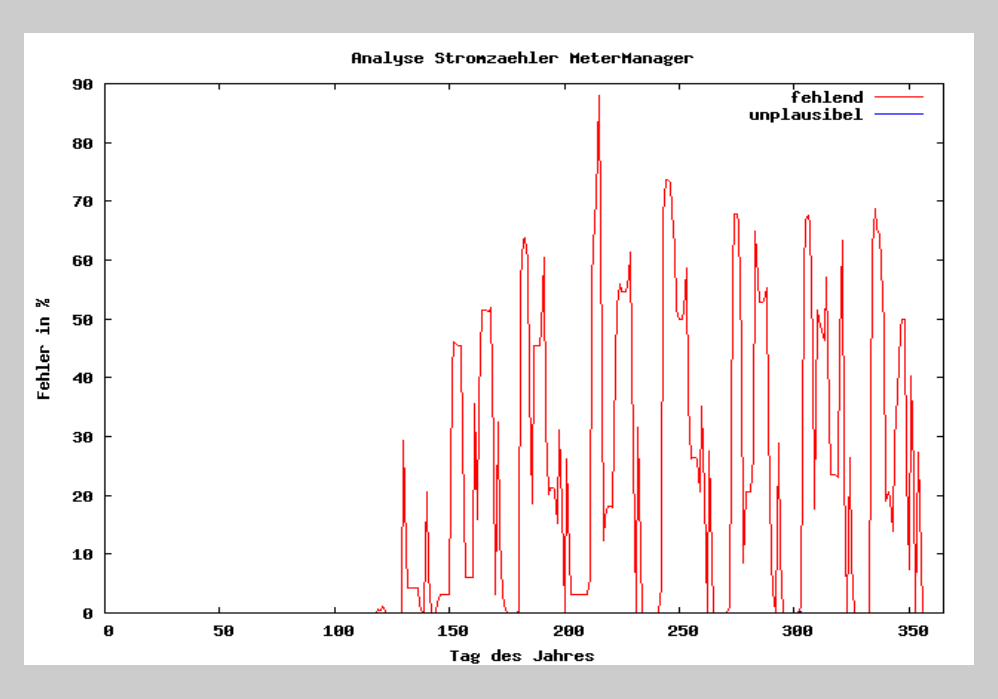
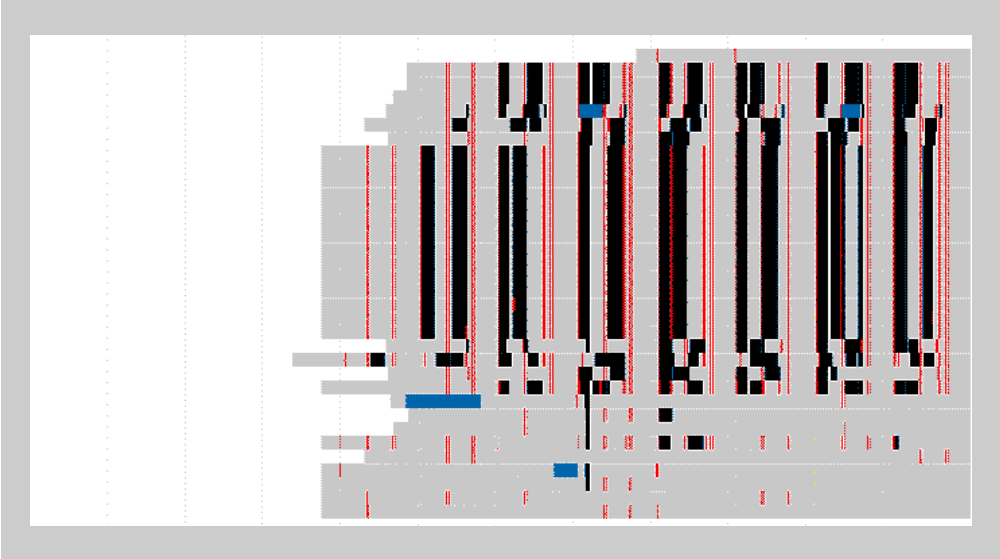


Abbildung 35: Carpetplot zu fehlenden Mess-daten beim Meter Manager-System. Die Grafik zeigt die fehlenden Werte im Jahr 2010



Grau: korrekt erhaltene Messwerte
Weiß: Zeit vor Erhalt des ersten und nach Erhalt des letzten Messwertes
Gelb/Rot/Schwarz/ Blau: Lücken von mehr als 15 Min/1 Std/1 Tag/1 Woche

4.2.6.3.2 Itron-Systeme

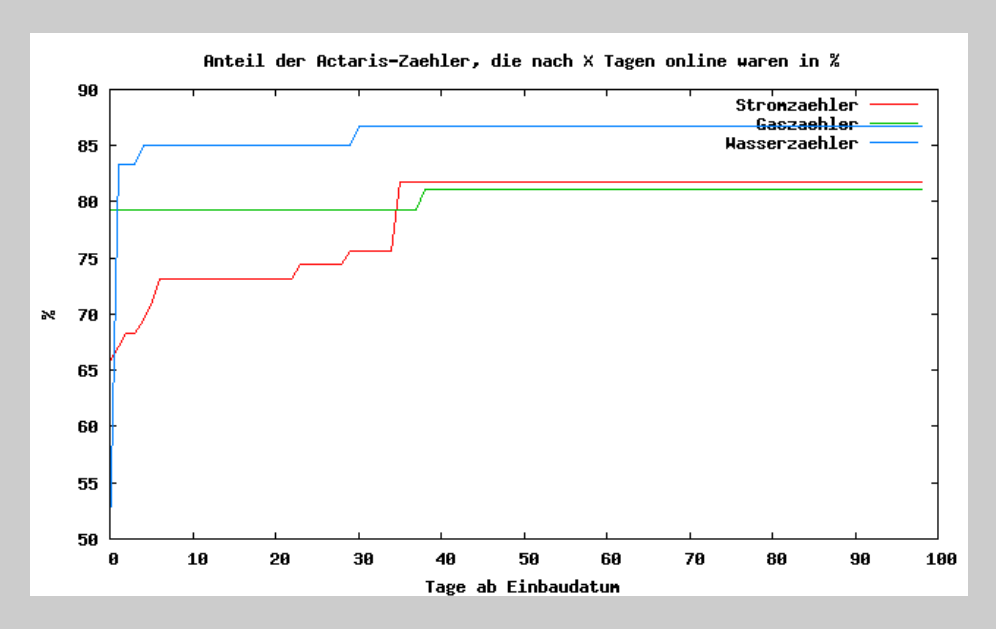
Die Itron-Systemen beinhalteten 82 Strom-, 53 Gas und 60 Wasserzähler. Wie in der folgenden Übersicht dargestellt, lieferten einige Zähler niemals Werte – die anderen Zähler benötigten jeweils einige Tage, bis zum ersten Mal Werte vorlagen. Eine Besonderheit bei diesem System war, dass im Normalfall direkt ab dem Zeitpunkt der Installation Daten bei Itron vorlagen, und hierfür von MVV-Seite nichts mehr eingerichtet oder freigeschaltet werden muss. Allerdings muss der Export der Daten von Itron-Seite aus initiiert werden, was die Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten erklärt.

Tabelle 15 Datenanalyse der Itron-Zähler

	Anzahl	Keine Daten	Mittlere Zeit bis erste Daten	Danach fehlende Daten	Fehlend im letzten Monat
Stromzähler	82	15	3,7 Tage	42,0%	31,7%
Gaszähler	53	9	11,4 Tage	8,6%	2,3%
Wasserzähler	60	8	1 Tag	1,4%	0,2%

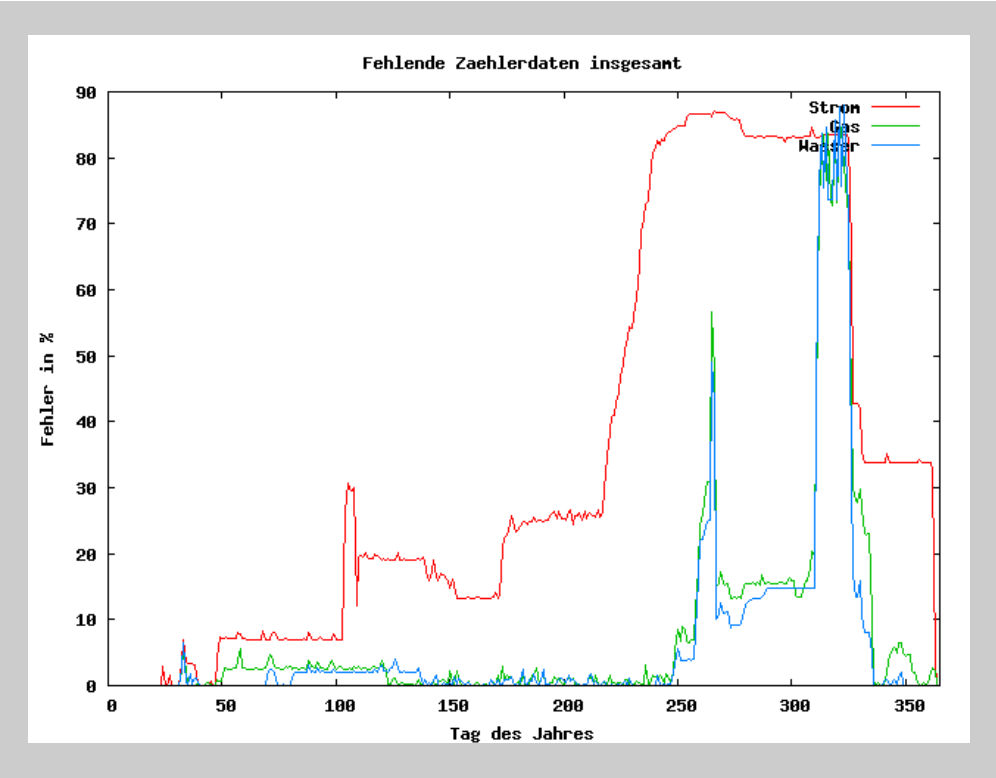
Die folgende Grafik zeigt, wie lange es dauerte, bis die Zähler Daten sendeten:

Abbildung 36: Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den Itron/Itron-Zählern



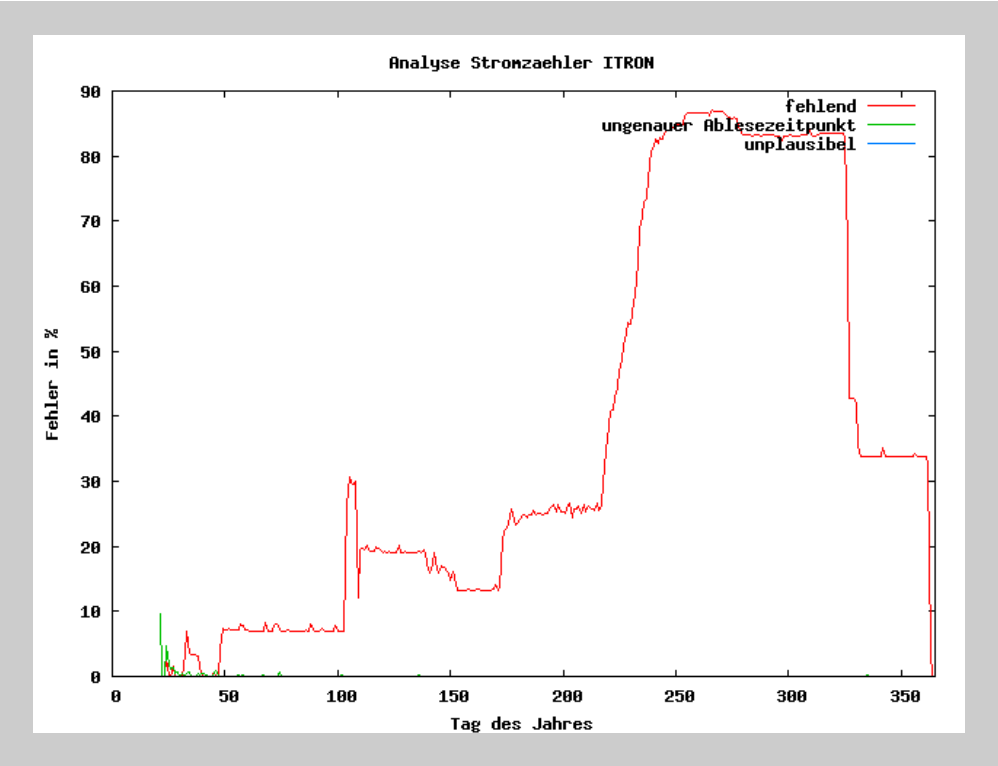
Bei den Itron-Systemen gab es anscheinend ein systembedingtes Problem Ende des Jahres aufgrund zu kleiner Speicher in den Zählern. Diese waren nicht darauf ausgelegt, eine solche Menge von 15-Minuten-Werten zu speichern, was zu einem vollständigen Fehlen der Messwerte führte. Das Problem wurde jedoch durch ein Softwareupdate gelöst, so dass die Fehlerquote Ende des Jahres speziell bei Gas und Wasser deutlich unter die hier festgestellten Mittelwerte sank. Eine Übersicht zu den fehlenden Werten ist in Abbildung 37 dargestellt.

Abbildung 37: Fehlende Daten der Itron-Zähler insgesamt



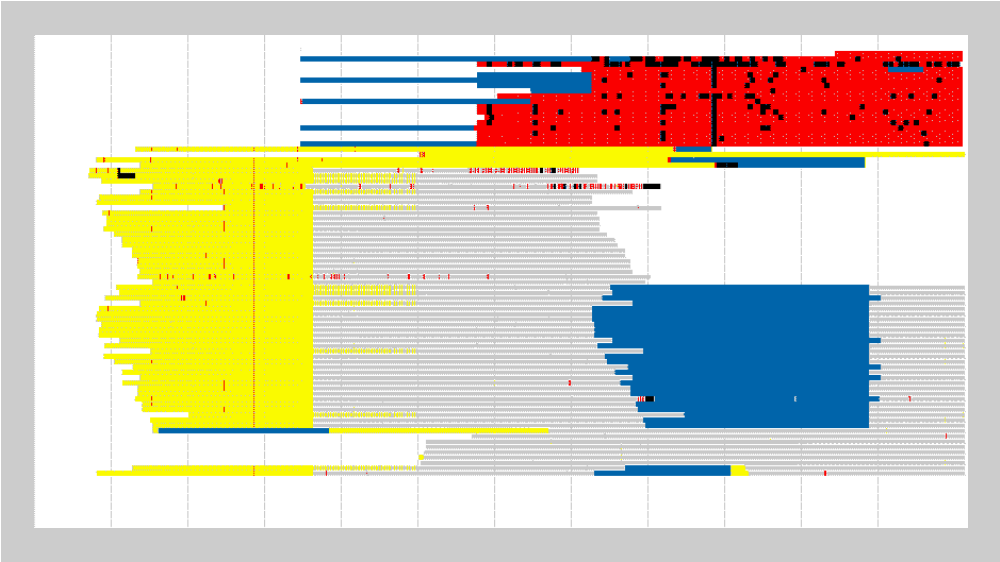
Für die Fehleranalyse wurden die Daten von 67 Stromzählern untersucht, die Daten sendeten. Hier war zu beachten, dass das Ableseintervall am 108. Tag des Jahres von einer Stunde auf 15 Minuten reduziert wurde.
Zu beachten ist, dass der Zähler bei der Registrierung sofort einen Zählerstand sendet, der nicht zwingend auf einer vollen Viertelstunde liegt. Dies erklärt die festgestellten Werte mit ungenauem Ablesezeitpunkt in der Grafik. Bei den Stromzählern fehlten etwa 42% der Werte.

Abbildung 38: Fehleranalyse der Daten der Stromzähler im Itron-System



Der folgende Carpetplot zeigt zudem die Verteilung der Probleme über die Zähler während des Jahres. Der gelbe Bereich auf der linken Seite ist dadurch bedingt, dass das System erst später auf 15-Minuten-Messwerte umgestellt wurde. Etwa 20% der Zähler hatten regelmäßig Ausfälle von über einer Stunde Dauer (oben, rot). In den letzten Monaten des Jahres fehlen von vielen Zählern die Daten komplett (blau).
Von einem Teil der Zähler liegen ab etwa September keine Daten mehr vor. Dies floss nicht in die Auswertung ein.

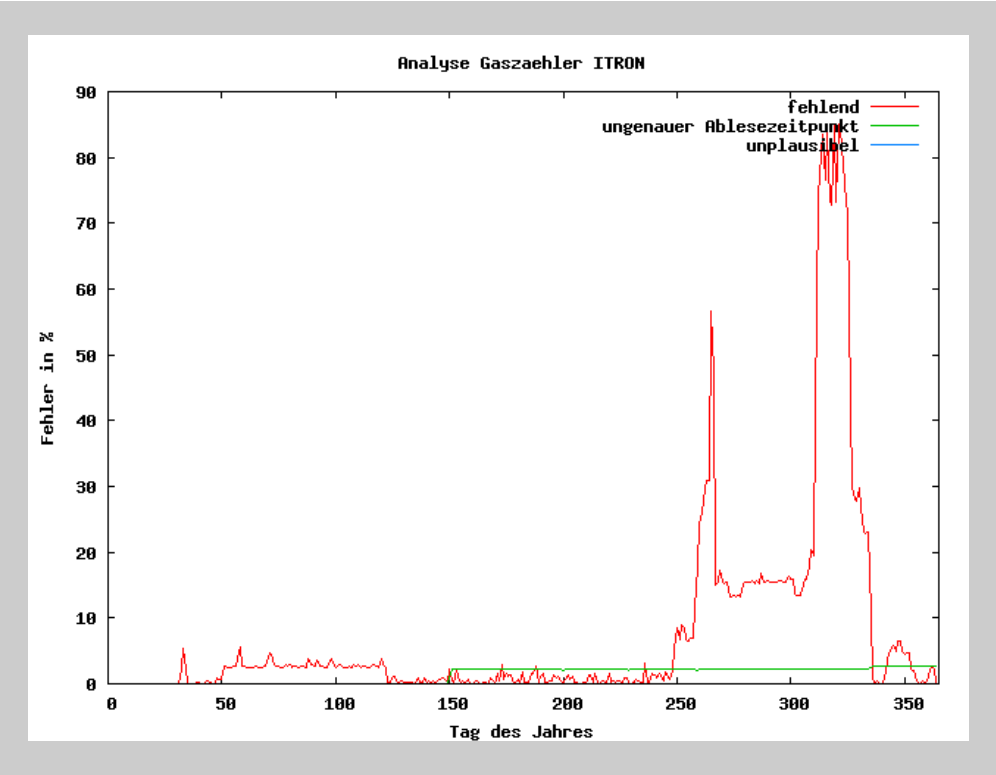
Abbildung 39: Carpetplot zu fehlenden Strom-Messdaten beim Itron-System



Grau: korrekt erhaltene Messwerte
Weiß: Zeit vor Erhalt des ersten und nach Erhalt des letzten Messwertes
Gelb/Rot/Schwarz/ Blau: Lücken von mehr als 15 Min/1 Std/1 Tag/1 Woche

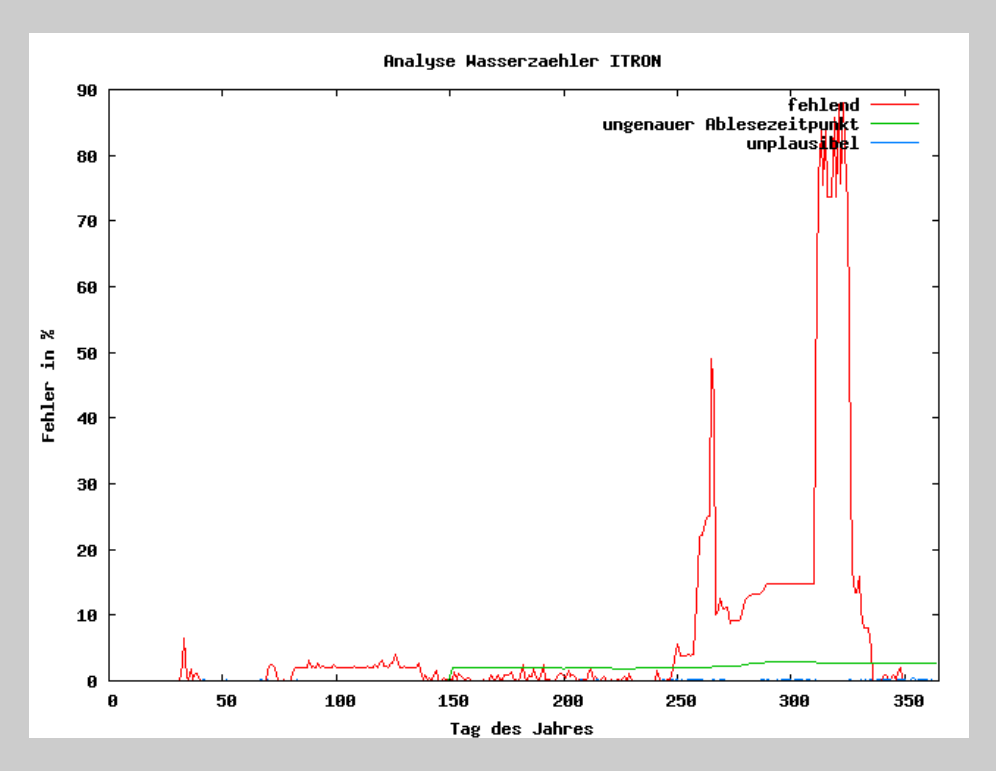
Bei den 44 untersuchten Gaszählern, fehlten während des Normalbetriebs ca 4 % der Werte – insgesamt aufgrund eines größeren Ausfalls jedoch etwa 8,6 % der Werte. Die Werte eines Systems hatten von Anfang an (ab dem Zeitpunkt der Installation) Ablesezeitpunkte (Gas und Wasserzähler), die nicht auf einer vollen Viertelstunde lagen. Dies laut Itron normal, wenn mehrere Slave-Zähler an einem Master-Zähler hängen und liegt an der verwendeten mbus-Technologie.

Abbildung 40: Fehleranalyse der Gaszähler im Itron-System



Bei 50 untersuchten Wasserzählern fehlten lange Zeit nur etwa 0.6 % der Werte. Später gab es einen anscheinend systembedingten Ausfall, so dass insgesamt 6,2% der Werte fehlten. Am Ende des Jahres gab es kaum noch Fehler mit 0,2% Fehlwerten im letzten Monat. Auch hier hatten die Werte eines Zählers von Anfang an einen abweichenden Ablesezeitpunkt (s.o).

Abbildung 41: Fehleranalyse der Wasserzähler im Itron-System



4.2.6.3.3 PPC-Systeme

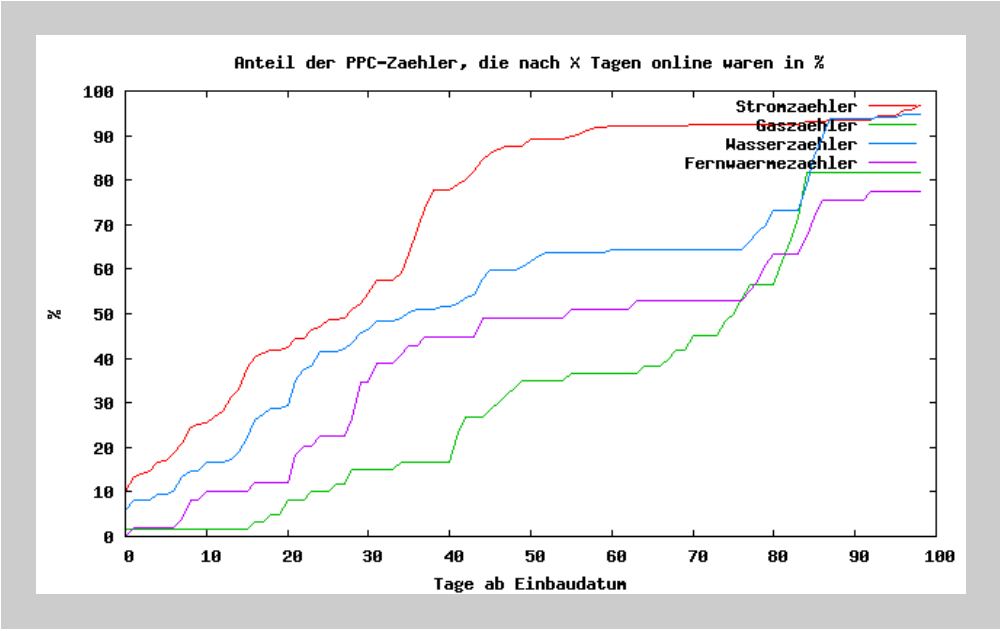
Bei den PPC-Systemen wurden Strom-, Gas-, Wasser- und Fernwärmezähler untersucht. Ein kleiner Anteil der Zähler lieferte keine Daten – diese Zähler gehen nicht in die Fehleranalyse mit ein.

Tabelle 16 Datenanalyse der PPC-Zähler

	Anzahl	Keine Daten	Mittlere Zeit bis erste Daten	Danach fehlende Daten	Fehlend im letzten Monat
Stromzähler	216	1	29,3 Tage	9,8 %	6,0%
Gaszähler	61	1	79,7 Tage	5,1 %	3,4%
Wasserzähler	155	1	45,2 Tage	7,4 %	1,9%

Insgesamt dauerte es jeweils einige Zeit, bis Daten der Zähler bei der MVV online waren. Laut Auskunft der PPC AG lag die Verzögerung daran, dass von Seiten der MVV ein zusätzlicher Datenfilter für 15-Minuten-Werte gewünscht wurde. Die nächste Grafik zeigt wieder den Anteil Zähler, die nach einer bestimmten Anzahl Tage Daten lieferten:

Abbildung 42: Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den PPC-Zählern



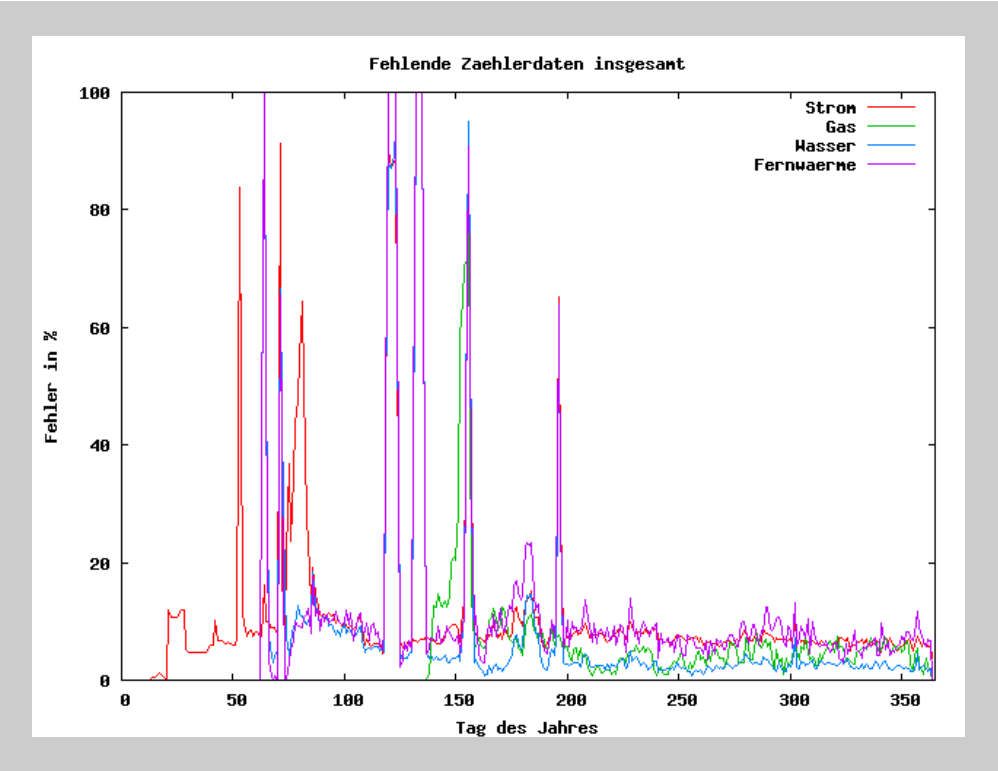
Bei den PPC Systemen gab es eine strukturelle Besonderheit: Hier werden Messwerte permanent erfasst und übermittelt, jedoch nicht zwangsläufig zur vollen Stunde. Dies führt dazu, dass viele Messwerte unterschiedlichste Zeitstempel haben, und eine Analyse von genauen Ablesezeitpunkten nicht sinnvoll ist.

Werte wurden in diesem Fall als „fehlend" gewertet, wenn die doppelte Ableseperiode überschritten war, ohne dass ein Wert geliefert wurde – im Fall der Stromzähler also, wenn über ein Intervall von mehr als einer halben Stunde kein Wert vorliegt.

Insgesamt gab es anscheinend mehrere systembedingte Lücken in den Messwerten. Dies zeigt sich in gemeinsamen fehlenden Werten quer über alle Zähler über jeweils einen Zeitraum von mehreren Tagen.
Da die Werte direkt an den Energie Daten Server weitergeleitet werden, entstehen komplette Lücken bei den Zählerdaten wenn dieser Server ausfällt..
Die Lücken entstanden demnach auch durch einen Umzug der PPC im Projektzeitraum. Nach Aussage von PPC können diese jedoch bei einem regulären Betrieb weggerechnet werden und auch eine zweite

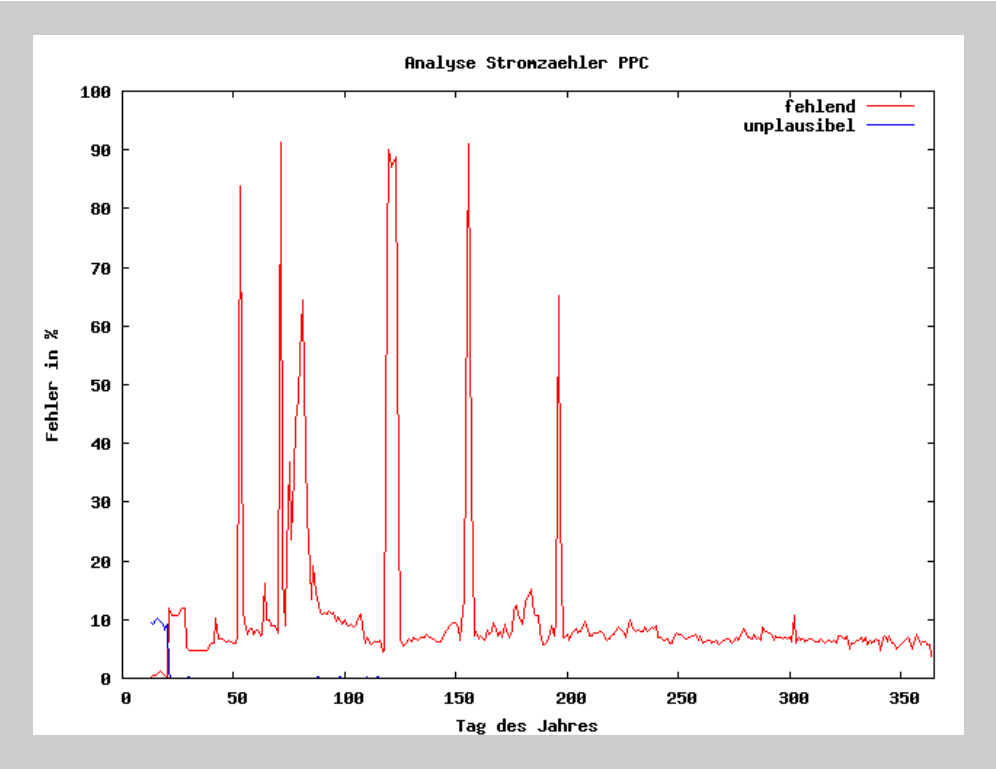
Datenauswertung zeigte, dass die Probleme am Ende des Untersuchungszeitraums nicht mehr auftraten.

Abbildung 43: Fehlende Zählerwerte PPC-Systeme insgesamt



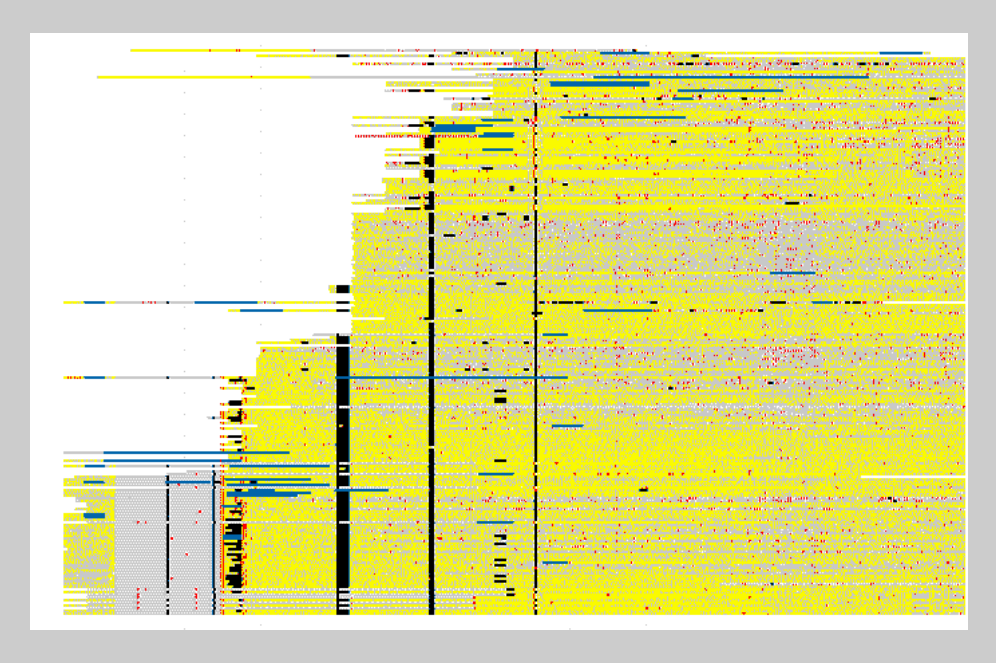
Aufgeteilt in Sparten ergaben sich folgende Fehlerhäufigkeiten:
Bei 215 untersuchten Stromzählern im PPC-System fehlten 9,8 % der Werte 0.1 % der Werte waren unplausibel (anscheinend bedingt durch Anfangsschwierigkeiten). Ignoriert man die anscheinend systembedingten Ausfälle, lag der Anteil fehlender Werte am Ende bei etwa 6 %.
Nach Auskunft der PPC AG lag der Anteil fehlender Messwerte allerdings niedriger (<1%). Möglicherweise liegt dies daran, dass wir das Überschreiten der doppelten Messperiode ohne Wert (>30 Minuten) als einen fehlenden Wert interpretierten und dass dies aufgrund der nicht-minutengenauen Ablesung der PPC-Systeme öfter vorkam. Wie man im Carpetplot in Abbildung 45 sieht, waren tatsächlich die meisten Lücken später nur kurz.

Abbildung 44: Fehleranalyse der Stromzähler im PPC-System



Eine Analyse zeigt, dass es sich bei den Lücken der Stromwerte – mit Ausnahme der systembedingten Ausfälle – im Wesentlichen um kurze Zeiträume ohne Messwert handelt.

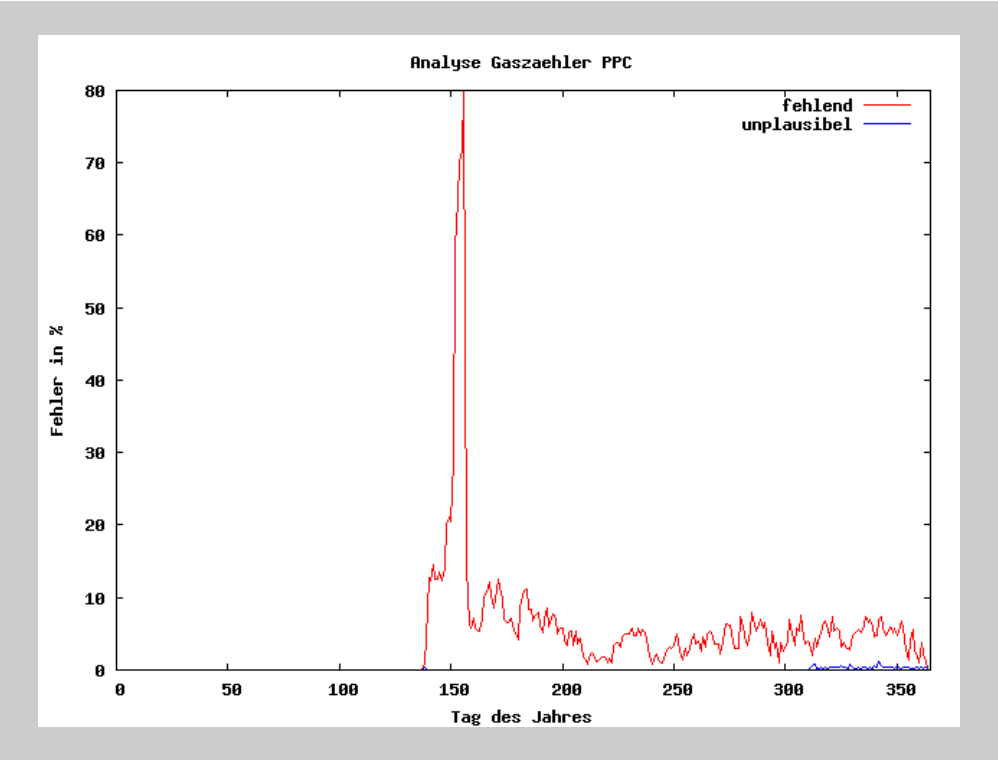
Abbildung 45: Carpetplot zu fehlenden Stromzähler-Messdaten beim PPC-System



Grau: korrekt erhaltene Messwerte
Weiß: Zeit vor Erhalt des ersten und nach Erhalt des letzten Messwertes
Gelb/Rot/Schwarz/ Blau: Lücken von mehr als 15 Min/1 Std/1 Tag/1 Woche

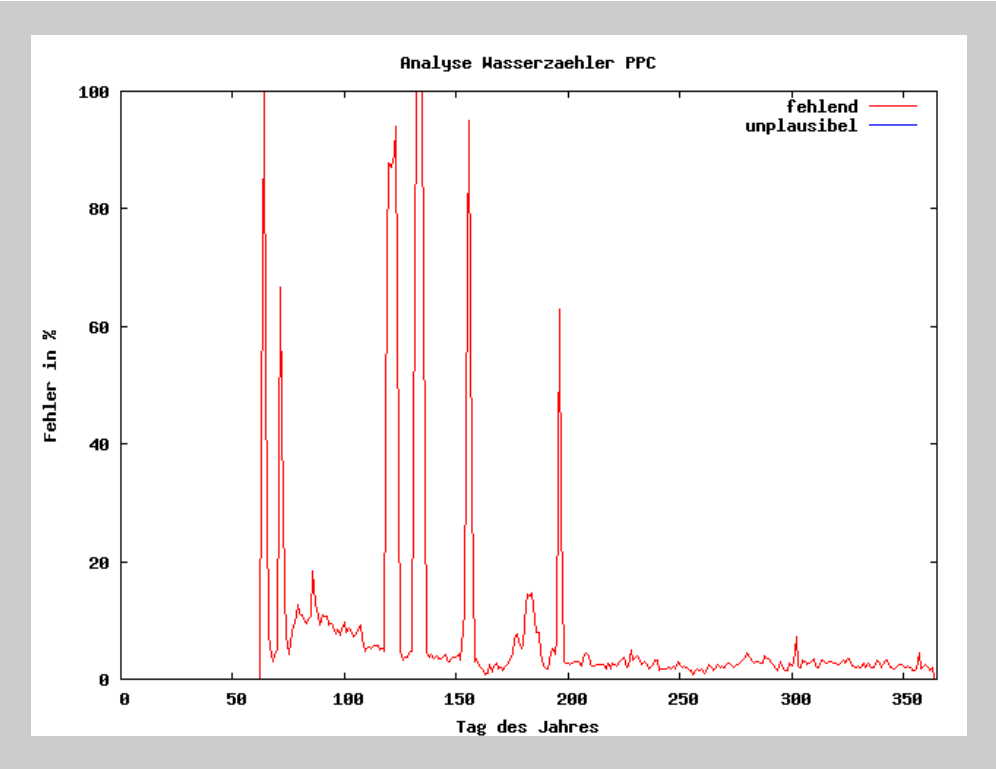
Bei 60 Gaszählern fehlten 5,1% der Werte. Anscheinend lag dies aber vor allem an einem temporären Problem, so dass sich die Fehlerquote später deutlich reduzierte und dann unter 4% lag. Wie schon bei den Stromzählern lag der Anteil fehlender Werte nach Auskunft der PPC AG niedriger – wie schon bei den Stromzählern entsteht dieser Unterschied wahrscheinlich durch eine Vorfilterung der Daten und eine unterschiedliche Behandlung kurzer Lücken.

Abbildung 46: Fehleranalyse der Gaszähler im PPC-System



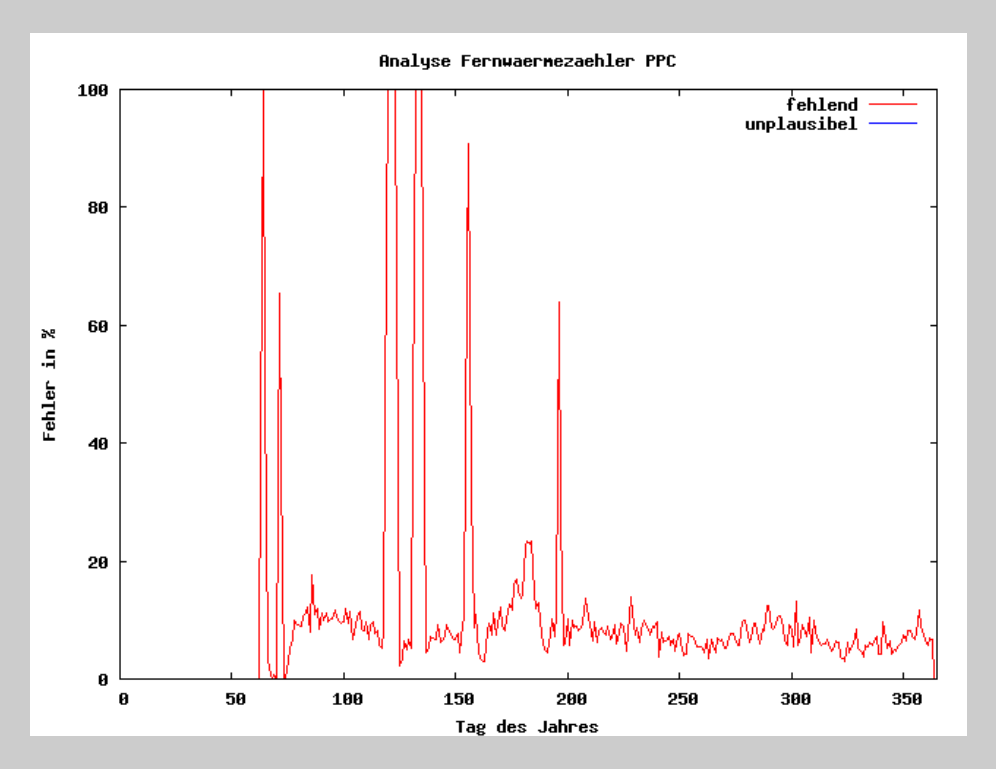
Bei 154 Wasserzählern fehlten 7,4% der Werte. Ohne die systembedingten Ausfälle lag der Anteil am Ende bei 1,9%. Wie schon bei Strom und Gas gab die PPC AG vermutlich aufgrund einer anderen Betrachtung von kurzen Lücken einen niedrigeren Fehlerwert von unter 1% an.

Abbildung 47: Fehleranalyse der Wasserzähler im PPC-System



Bei 50 Fernwärmezählern fehlten 11,6 % der Werte bzw. etwa 6,6% am Ende ohne die systembedingten Ausfälle. Wie schon bei Strom und Gas gab die PPC AG vermutlich aufgrund einer anderen Betrachtung von kurzen Lücken einen niedrigeren Fehlerwert von unter 1% an.

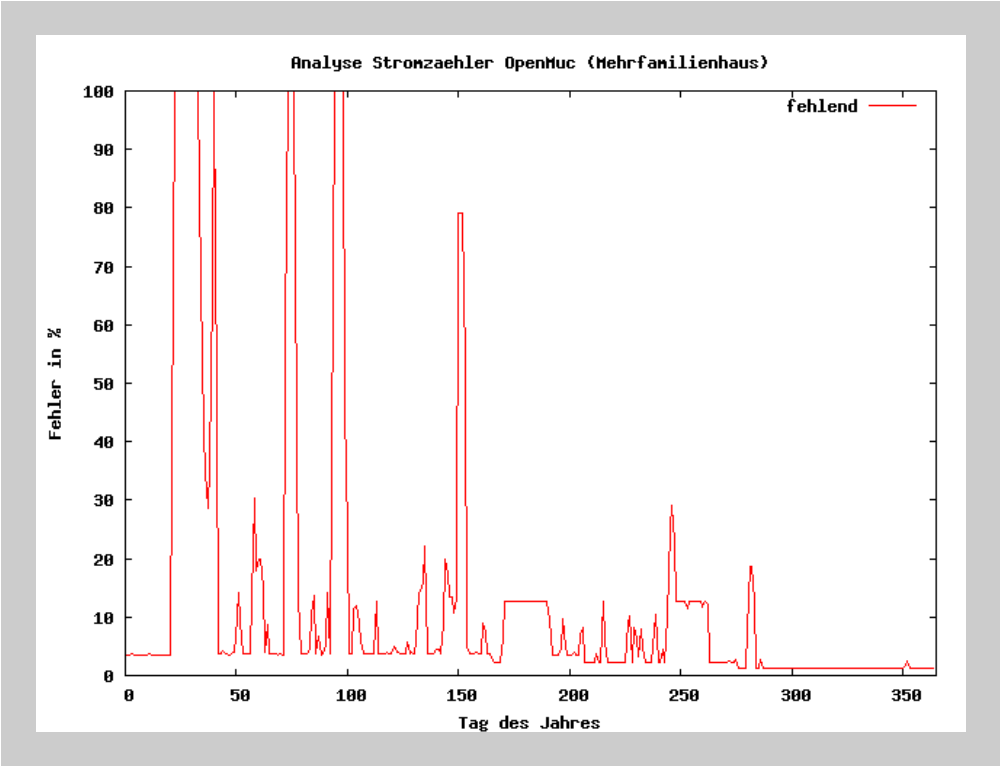
Abbildung 48: Fehleranalyse der Fernwärmezähler im PPC-System



4.2.6.3.4 Open-MUC im Mehrfamilienhaus

Von Fraunhofer kam im Feldversuch ein einzelnes OpenMuc zum Einsatz. Aus diesem Grund werden zum Vergleich die Messdaten eines anderen Projekts analysiert, in dem 7 OpenMucs in jeweils einem Mehrfamilienhaus zum Einsatz kamen. Dabei wurden insgesamt 86 Stromzähler ausgelesen. Der Zeitraum im Diagramm geht ebenso über ein Jahr, beginnt aber mit dem 1. Dezember 2009, da dieses Projekt früher startete, als das Smart-Metering-Projekt. Eine Auswertung fehlender Messdaten findet sich in Abbildung 49.

Abbildung 49: Fehlende Stromzähler-Daten beim OpenMUC in Mehrfamilien-häusern zum Vergleich



Bedingt durch Softwarefehler und eine anfangs fehlende Alarmfunktion bei Problemen fehlen in der Anfangszeit mehrmals komplett alle Daten. Am Ende des Betrachtungszeitraums fehlten nur noch die Daten eines Stromzählers.

4.2.7 Fazit und Empfehlungen

4.2.7.1 Zusammenfassung

Generell wurden noch viele Probleme beobachtet, die nicht nur einzelne Zähler, sondern das komplette System betrafen.

- Bei den MeterManager-Systemen fiel regelmäßig die Datenerfassung fast aller Zähler aus
- Bei den Itron-Systemen gab es ein Problem mit der Bemessung des Speichers auf dem Zählern, was dazu führte, dass die Daten fast aller Systeme über längere Zeit fehlen.
- Das PPC-System hatte Stromausfälle, die zu längeren Lücken in den Messreihen führten
- Das OpenMuc von Fraunhofer hatte in einem anderen Feldversuch noch Softwareprobleme, die zu einem gleichzeitigen Fehlen der Messwerte führten.

Neben diesen systembedingten Problemen gab es bei allen Systemen fehlende Zählerwerte im Bereich von 1-5 Prozent.

4.2.7.2 Schlussfolgerung

Es ist davon auszugehen, dass die systembedingten Ausfälle nach einer gewissen Testphase behoben sind, und eine Fehlerrate von 0-5% übrig bleibt. Die Robustheit des Systems wird auch davon abhängen, ob Messwerte zwischengespeichert werden, und Lücken damit nachträglich ergänzt werden. Ziel der technischen Begleitforschung war es, im Feldversuch Performancedaten zu erheben, mit deren Hilfe Aufwand, Kosten und Probleme verschiedener Prozesse und Komponenten abgeschätzt werden können. Die Analyse der Installationsprozesse zeigte eine Erhöhung des Aufwands durch eine Reihe von Problemen, insbesondere Verbindungsproblemen. Bei der Analyse der Messwerte zeigten sich bei allen Systemen größerer Ausfälle. Über den Verlauf des Projektes hinweg gab es Fehlerquoten zwischen 0 und 5 %.

4.3 Ergebnisse zur Kundenbegleitforschung

Im Folgenden werden die Ergebnisse zur Energieeinsparung, zur Lastverlagerung, sowie zur Webportalnutzung und Kundenakzeptanz berichtet. Das Webportal 2.0 wurde Ende 2009 fertig gestellt, die ersten Installationen bei den Pionierkunden wurden zu Beginn des Jahre 2010 getätigt, so dass der Feldversuch 2 im Januar 2010 starten konnte. Im Rahmen der Kundenbegleitforschung waren zwei Befragungen geplant, eine Erste zur Erfassung der soziodemografischen Kenngrößen, dem Verhalten und der Einstellungen der Kunden zu Beginn des Feldversuches. Eine zweite Befragung sollte zu einem späteren Zeitpunkt folgen, wenn die Kunden Erfahrungen mit dem Webportal gesammelt hatten.

4.3.1 Methodische Gesichtspunkte

Die beiden ausschlaggebenden Kriterien für die Generalisierbarkeit von Untersuchungsergebnissen aus einer Stichprobe sind zum einen die Stichprobengröße, zum anderen die Vorgehensweise bei der Rekrutierung der Versuchsteilnehmer. Im Idealfall handelt es sich um eine Stichprobe mit über tausend Teilnehmern (n > 1000), die mittels eines Zufallsprozesses aus der relevanten Grundgesamtheit (die Gruppe, auf die die Aussagen ver-allgemeinert werden sollen) bestimmt wurden. Die Stichprobengröße ist dafür von Bedeutung, dass für gefundene Zusammenhänge in der Stichprobe der Zufall als Erklärung ausgeschlossen werden kann. Die Größe der Grundgesamtheit spielt dabei keine Rolle. Die zufallsbasierte Rekrutierung der Testteilnehmer dient dazu, dass die Stichprobe für die jeweilige Grundgesamtheit repräsentativ zusammengesetzt ist. Oft können diese beiden Gütekriterien einer Umfrage, auf Grund von Restriktionen in der Praxis, nicht in vollem Umfang realisiert werden.
Auch im Rahmen des Smart Metering Projekts musste ein Kompromiss zwischen methodischen Anforderungen und einem praktisch realisierbaren Forschungsdesign gefunden werden. Die Teilnehmerzahl der Kundenbefragungen lag, wie im vorigen Kapitel beschrieben, mit 345 bei der Erstbefragung und 251 bei der Zweitbefragung unter der anzustrebenden Fallzahl von ca. Tausend. Die Gründe dafür sind Freiwilligkeit der Testteilnahme, Schwierigkeiten bei der technisch anspruchsvollen Installation der Smart Meter Systeme sowie Budgetrestriktionen. Durch die Beschränkung bei der Fallzahl kann es passieren, dass weniger deutliche Zusammenhänge nicht gegenüber dem Zufall als Alternativerklärung abgesichert werden können. Durch die Freiwilligkeit der Testteilnahme handelt es sich bei den rekrutierten Teilnehmern auch nicht um eine Zufallsauswahl. Vermutlich haben sich nur solche Haushalte zur Teilnahme entschieden, die der Smart Metering Technologie offen und interessiert gegenüber stehen. Durch die Selbstselektionsprozesse können vorhandene Zusammenhänge verdeckt werden. Wenn eine Stichprobe durch Selbstselektion im Bezug auf manche Merkmale sehr homogen

zusammengesetzt ist (z.B. Interesse an Energiethemen) kann man die Auswirkungen dieses Merkmals auf andere Merkmale (Nutzung des Feedbacks) nur noch schwer nachweisen.

4.3.2 Zusammensetzung der Stichprobe

Die untersuchte Stichprobe im „Smart Metering Projekt" weist eine Haushaltsstruktur auf, die sich hinsichtlich der Haushaltsgröße deutlich vom Bundesdurchschnitt unterscheidet: Einpersonenhaushalte sind in der Stichprobe deutlich unterrepräsentiert, während die übrigen Haushaltsgrößen deutlich häufiger sind als im Bundesdurchschnitt.

Tabelle 17
Vergleich der Haushaltsgröße

Anzahl der Personen im Haushalt	Anzahl	Anteil an den befragten Haushalten (1. Befragung)	Haushaltsstruktur der Bunderepublik Deutschland[2]
1	29	9,2%	40,2%
2	140	44,6%	34,2%
3	59	18,8%	12,6%
4	70	22,3%	9,6%
5	13	4,1%	3,4%
6 und mehr	3	1,0%	

In 29% der befragten Haushalte lebten Kinder unter 18 Jahren gegenüber einer Quote von 19,2% in der Bundesrepublik Deutschland.
Auch hinsichtlich der Wohnsituation der befragten Haushalte weicht die Stichprobe vom Bundesdurchschnitt ab. So sind in der Stichprobe die Haushalte in Einfamilienhäusern deutlich überrepräsentiert, während Haushalte in Mehrfamilienhäusern sehr viel seltener vertreten sind.

2 Quelle: Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 2010: Kapitel 11: Bauen und Wohnen, S.295

Tabelle 18
Vergleich der Wohnsituation

Anzahl der Wohneinheiten	Anteil an den befragten Haushalten (1. Befragung)	Wohnsituation in der Bunderepublik Deutschland 2006[3]
EFH	57,2%	28,8%
ZFH	20,6%	18,2%
MFH bis 6 Whg.	9,8%	22,3%
MFH 6–12 Whg.	5,8%	20,7%
MFH über 12 Whg.	6,5%	10,0%

Mit der Überrepräsentation von Einfamilienhäusern geht auch eine überproportionale Vertretung der Gruppe derer einher, die die bewohnte Immobilie auch besitzen. In der Stichprobe gehören 86 % dieser Gruppe an, während bundesweit nur 41,6 % ein Eigenheim oder eine Eigentumswohnung besitzen.

Durch den hohen Anteil an Einfamilienhäusern ist auch die Wohnfläche der befragten Haushalte deutlich größer als das bei einer Zufallsauswahl aus den Haushalten der Bundesrepublik der Fall wäre.

3 Quelle: Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 2010: Kapitel 11: Bauen und Wohnen, S.295

Tabelle 19
Vergleich der Wohnfläche

Wohnfläche der Haushalte	Anzahl	Prozentualer Anteil	Bundesrepublik 2006[4]
bis 40 m²	6	1,9	4,7
41m² bis 60m²	17	5,2	17,6
61m² bis 80m²	30	9,3	25,1
81m² bis 100m²	53	16,4	17,3
101m² bis 120m²	57	17,6	12,1
mehr als 120m²	161	49,7	23,2

Die befragten Haushalte sind ferner überdurchschnittlich gut mit elektrischen Haushaltsgeräten ausgestattet. Entsprechend lag auch der durchschnittliche Stromverbrauch der Haushalte in der Stichprobe mit 4.380 kWh um 27,6% über dem Stromverbrauch der Haushalte in der Bundesrepublik 2009 .

Tabelle 20
Vergleich der Haushaltsausstattung

Haushaltsgeräte	Ausstattungsgrad in der Stichprobe	Ausstattungsgrad in der Bundesrepublik[5]
Waschmaschine	98%	96%
Wäschetrockner	69%	42%
Spülmaschine	92%	59%

Die Anzahl der erwerbstätigen Personen pro Haushalt ist vergleichsweise hoch. Dies geht jedoch auch auf die Überrepräsentation von Mehrpersonenhaushalten in der Stichprobe zurück.

4 Quelle: Statistisches Bundesamt: Mikrozensus 2006, Bestand und Struktur der Wohneinheiten; S.29

5 Quelle: Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe http://www.isr.uc.pt/~remodece/intranet/REMODECE_D9_TEMPLATE_Nov07.doc

Tabelle 21
Vergleich der Erwerbstätigen pro Haushalt

Anzahl der Erwerbstätigen im Haushalt (VZ&TZ)	Anzahl	Prozentualer Anteil	Bundesrepublik 2009[6]
0	97	29,1%	36,6%
1	71	21,3%	35,2%
2	136	40,8%	23,5%
3 und mehr	29	8,7%	4,7%

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es sich bei den Teilnehmern der Studie überwiegend um Paare oder Familien in überdurchschnittlich guten Wohnverhältnissen mit einer umfangreichen Haushaltsausstattung und einem entsprechend erhöhten Energieverbrauch handelt. Es ist daher davon auszugehen, dass auch Bildungsgrad und Haushaltseinkommen deutlich über dem Durchschnitt liegen dürften.

4.3.3 Implikationen für die Generalisierbarkeit

Den Einfluss dieser Verzerrungen auf die Ergebnisse der Studie zu quantifizieren, ist nicht möglich, da keine Studien oder Daten existieren, die Aufschluss über die Auswirkungen und die Akzeptanz von Smart Metering und flexiblen Tarifen in den Gruppen untersuchen, die in dieser Stichprobe unterrepräsentiert sind. Ebenso lässt sich auch nicht sagen, ob sich die festgestellten Verzerrungen direkt auf die Teilnahme an der Studie ausgewirkt haben oder ob sie lediglich Ausdruck eines nicht erfassten Einflussfaktors (z.B. Bildung) sind. Aus wissenschaftlicher Sicht bleibt daher festzuhalten, dass die Ergebnisse nur dann allgemeine Gültigkeit besitzen, wenn sie nicht direkt oder indirekt mit den Kriterien der Selbstselektion zusammenhängen. Mit statistischen Mitteln lässt sich diese Frage jedoch nicht beantworten, da keine Erkenntnisse darüber vorliegen, warum sich eine Person oder ein Haushalt dazu entschlossen hat, an der Studie teilzunehmen.

6 Quelle: Statistisches Bundesamt (2009): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Haushalte und Familien - Ergebnisse des Mikrozensus, S. 29

4.3.4 Befragungsergebnisse: Erwartungen an das Webportal

Bei der Erst- und Zweitbefragung, die im Rahmen des Feldversuchs durchgeführt wurden, stand die Bewertung des Webportals und des flexiblen Tarifs durch die Testkunden im Mittelpunkt des Erkenntnisinteresses. Ferner sollte geklärt werden, ob sich einschlägige Einflussfaktoren auf die Bewertung des Feedbacksystems und des Tarifs identifizieren lassen.

Daher wurden im Rahmen der Erstbefragung Merkmale zur persönlichen Einstellung der Befragten erhoben. Der Fokus der Zweitbefragung lag dagegen auf einer sehr detaillierten Befragung der Testkunden hinsichtlich der Funktionalität und Nutzerfreundlichkeit des Webportals.

Hinsichtlich des Webportals wurden die Testteilnehmer in der ersten Befragung (vor dem Beginn des eigentlichen Feldversuchs und der Freischaltung des Webportals) zu ihren Erwartungen gegenüber dem Webportal befragt (erwartete Nutzungsmöglichkeiten, Nutzungsmotivation und Nutzungshemmnisse). Die Zweitbefragung beinhaltete einen Frageblock, in dem die Teilnehmer angeben konnten, wozu sie das Webportal tatsächlich genutzt haben und was sie zu der Nutzung motivierte oder davon abhielt.

Aus der freiwilligen Bereitschaft zur Teilnahme am Feldtest folgt, dass man den Probanden ein grundlegendes Interesse, eine prinzipielle Offenheit und eine tendenziell wohlwollende Haltung gegenüber der Smart Meter-Technologie unterstellen kann. Daher sind die Erwartungen, die die Testteilnehmer im Rahmen der Erstbefragung gegenüber dem Webportal äußerten, sehr hoch. Das führt dazu, dass bei der Abfrage derselben Aspekte in der Zweitbefragung kaum noch Raum nach oben, also zu einer Verbesserung dieser Werte, vorhanden war. Entsprechend sind die Ergebnisse zu interpretieren: Diesen hohen Erwartungen aus der Erstbefragung konnte nur in manchen Fällen entsprochen werden. Bei den abgefragten Items handelte es sich um Aussagen, denen auf einer Vier-Punkte-Skala zugestimmt oder widersprochen werden konnte.

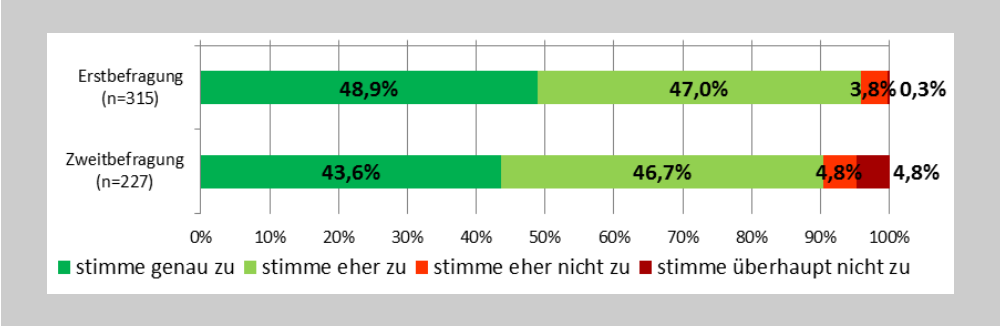
4.3.5 Befragungsergebnisse: Nutzung des Webportals

Bei der Erstbefragung wurde den Teilnehmern die Frage „Wozu wollen Sie die Rückmeldung Ihres Energieverbrauchs durch das Internetportal nutzen?“ gestellt. Bei der Zweitbefragung lautete die Frage „Wozu haben Sie die Rückmeldung Ihres Energieverbrauchs durch das Internetportal genutzt?“ Die Befragten konnten daraufhin verschiedenen Items zustimmen oder sie ablehnen.

Die Transparenz und Vermittelbarkeit des Stromverbrauchs wird positiv bewertet

Item: Um zu erkennen, wie sich der Energieverbrauch über mehrere Wochen oder Monate entwickelt.

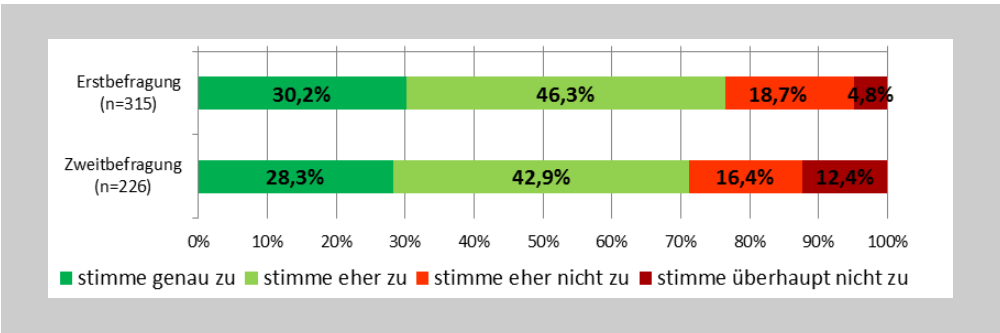
Abbildung 50: Transparenz des Energieverbrauchs



Die hohen Erwartungen im Hinblick auf die Nachvollziehbarkeit des Energieverbrauchs wurden nahezu vollständig erfüllt.

Item: Um anderen Mitgliedern meines Haushalts zu zeigen, wie viel wir tatsächlich verbrauchen.

Abbildung 51: Aufzeigen des Energieverbrauchs

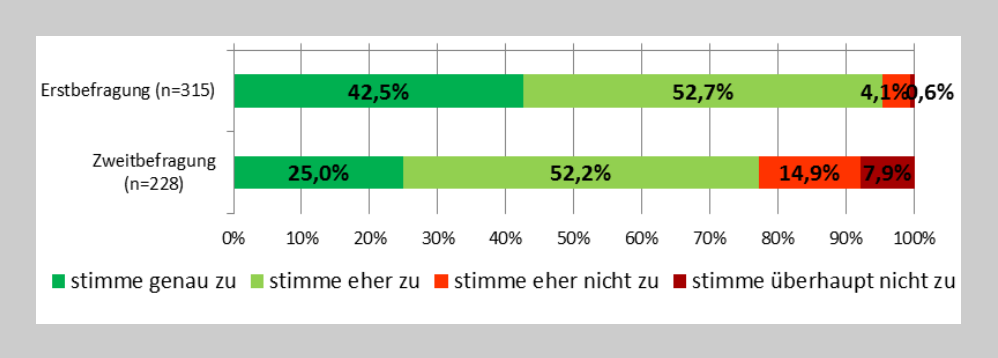


Auch die Verwendung des Webportals als Instrument zur Illustration des Energieverbrauchs gegenüber anderen Haushaltsmitgliedern erfüllte die Erwartungen der Testteilnehmer. Allerdings war das Ausgangsniveau hier nicht ganz so hoch.

Grundsätzlich für Visualisierung des Energieverbrauchs geeignet

Item: Um zu erkennen, ob ich wirklich spare, wenn ich mich anders verhalte.

Abbildung 52: Visualisierung von Verhaltensände-rungen

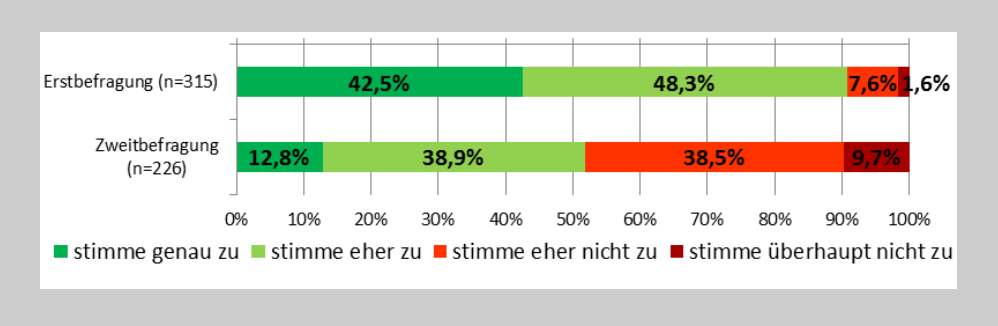


Grundsätzlich scheint das Webportal auch dazu geeignet zu sein, die Effekte von Verhaltensänderungen zu visualisieren, auch wenn die Erwartungen in diesem Punkt nicht komplett erfüllt wurden.

Enttäuschung bei der Hilfestellung zum Energiesparen

Item: Für konkrete Tipps zum Energiesparen.

Abbildung 53: Hilfestellung beim Energiesparen durch das Webportal

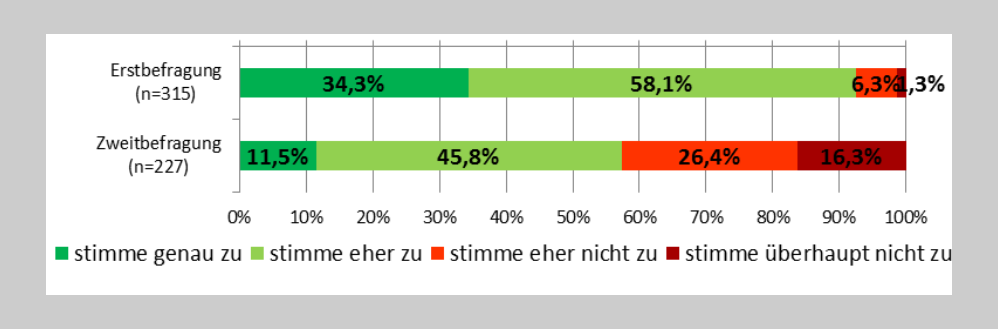


Die Hilfestellung, die das Webportal beim Energiesparen bietet, erfüllte die Erwartungen der Befragten nur begrenzt. Bei der Zweitbefragung gaben nur noch etwas mehr als 50% der Befragten an, dass sie durch das Webportal auch konkrete Energiespartipps bekamen.

Kaum Hinweise zur Energieeffizienz der Haushaltsgeräte

Item: Um zu erkennen, was es bringt, wenn ich ein sparsameres Gerät anschaffe.

Abbildung 54: Abschätzung der Energieeffizienz von Haushaltsgeräten durch das Webportal

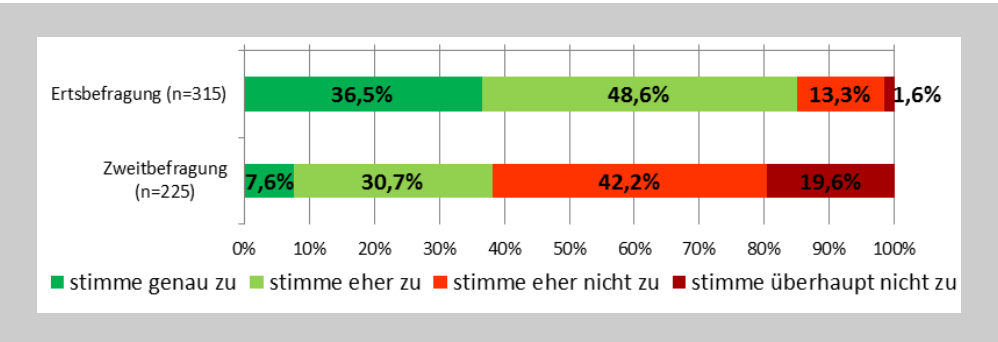


Die Erwartungen der Befragten, durch das Webportal Hinweise zur Auswirkung der Energieeffizienz der Haushaltsgeräte zu erhalten, wurden eher enttäuscht. Ob die Befragten dabei eine Vorausabschätzung zu den Einsparpotentialen einer möglichen Neuanschaffung meinen oder sich darauf beziehen, ob man den Nutzen von Neuanschaffungen im Nachhinein beurteilen kann, bleibt unklar.

Enttäuschung bei der Vorhersehbarkeit von Nachzahlungen und zu hohen Kosten

Item: Um sofort eingreifen zu können, bevor meine Energierechnung zu hoch wird.

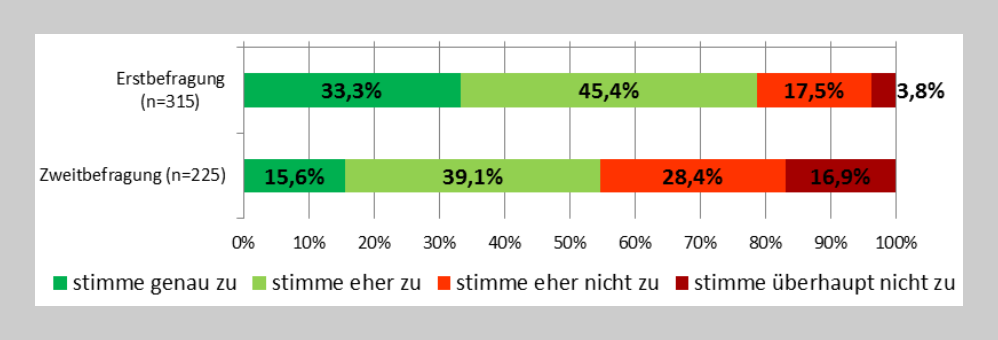
Abbildung 55: Kostenkontrolle mit Hilfe des Webportals



Die Kontrolle und Begrenzung der Energierechnung und die bessere Vorhersehbarkeit eventueller Nachzahlungen bei der Jahresendabrechnung wurden laut den Befragten auch nicht im erwarteten Umfang ermöglicht. Besonders deutlich ist die Differenz bei den Erwartungen, durch das Webportal zu große Kostensteigerungen abwenden zu können. Der Anteil positiver Bewertungen reduzierte sich bei diesem Item von 85,1% bei der Erstbefragung auf 38,3% bei der Zweitbefragung.

Item: Ich möchte mit den Verbrauchsdaten die Energierechnung kontrollieren können.

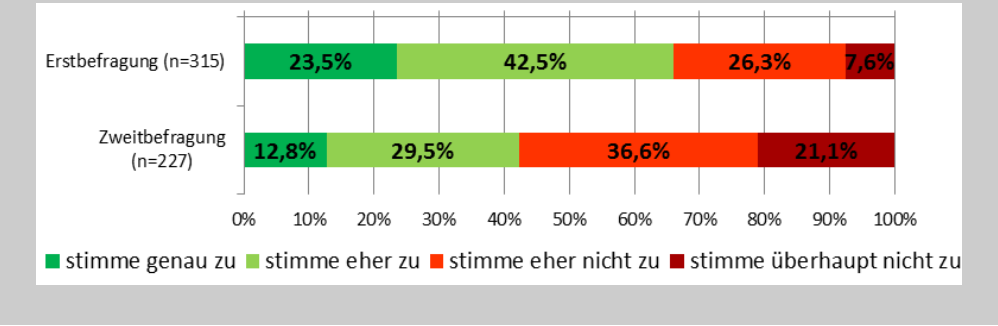
Abbildung 56: Kontrolle der Abrechnung



Der Anteil der positiven Antworten dazu, ob man mit den Angaben aus dem Webportal die Energierechnung kontrollieren konnte, sank von 78,7% auf 45%.

Item: Ich möchte abschätzen können, ob ich / wir etwas nachbezahlen müssen.

Abbildung 57: Vorhersehbarkeit von Nachzahlungen



Hinsichtlich der Vorhersehbarkeit von Nachzahlungen waren die Erwartungen mit einem Anteil von 66% positiver Nennungen vergleichsweise gering. Bei der Zweitbefragung ging dieser Wert auf 42,8% zurück.

4.3.6 Motivation und Hemmnisse bei der Webportalnutzung

Die Erwartungen und Erfahrungen hinsichtlich der Motivation und der Hemmnisse bei der Webportalnutzung weisen eine höhere Stabilität zwischen Erst- und Zweitbefragung auf, als dies bei den erwarteten Nutzungsmöglichkeiten und Hilfestellungen des Webportals der Fall war.

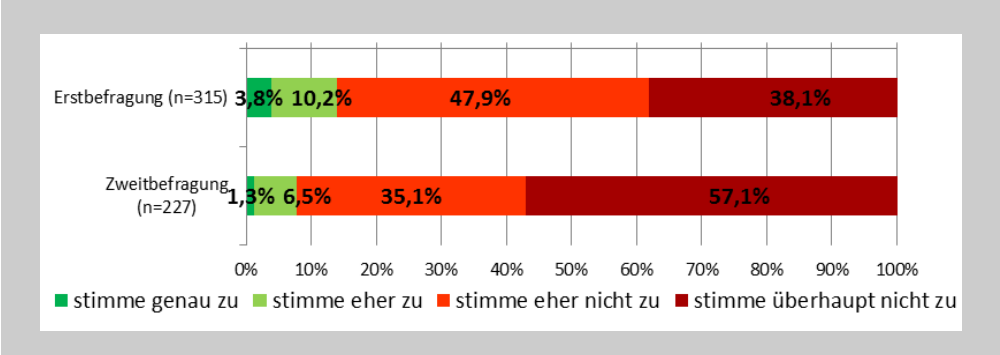
Die Fragestellung zu den erfassten Items lautete bei der Erstbefragung: „Im Folgenden sehen Sie eine Reihe von Aussagen, die man zum Webportal mit Ihren Energiedaten machen kann. Inwieweit stimmen Sie diesen Aussagen zu?“. Bei der zweiten Erhebung wurde gefragt: „Wie hat sich die Nutzung des Webportals für Sie ausgewirkt? Bitte geben Sie an, inwiefern Sie folgenden Aussagen zustimmen.“

Nutzungshemmnisse spielen kaum eine Rolle

Hemmnisse für die Nutzung des Webportals, wie Datenschutzbedenken, moralischer Druck, Überforderung oder befürchtete Zeitverschwendung der Auseinandersetzung mit dem Webportal, spielen kaum eine Rolle. Nachdem sich die Testkunden mit dem Webportal beschäftigen konnten, trat sogar eine weitere Verbesserung gegenüber den zuvor geäußerten, hohen Erwartungen ein.

Item: Die ständige Kontrolle des Energieverbrauchs im Internet verdirbt mir den Spaß im Alltag.

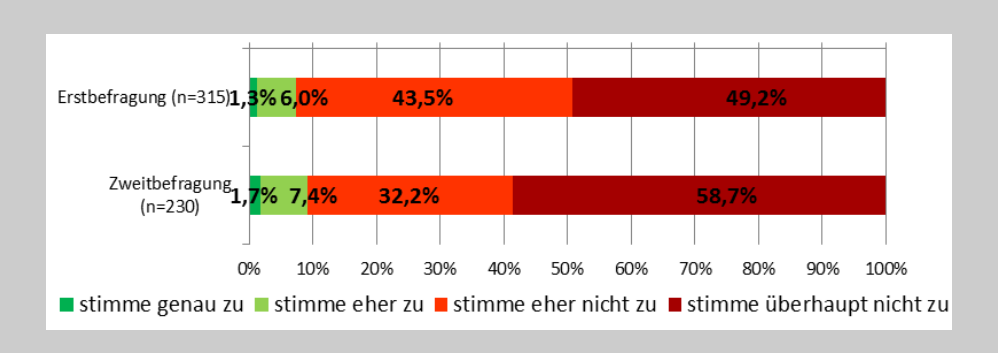
Abbildung 58: Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 1



Im Hinblick auf die Belastung durch die Verbrauchskontrolle ist dieser Trend besonders deutlich. Nur noch 7,8% der Befragten stimmen diesem Item bei der Zweitbefragung genau oder eher zu.

Item: Ich finde es Zeitverschwendung, mich mit dem Webportal zu beschäftigen.

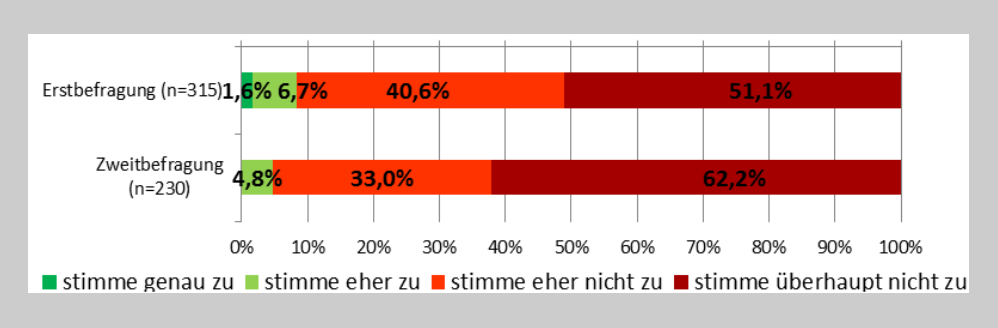
Abbildung 59: Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 2



Bei Zweifeln hinsichtlich der Sinnhaftigkeit einer Beschäftigung mit dem Webportal wiegt der Zuwachs derer, die diesem Item überhaupt nicht zustimmen, den leichten Anstieg bei den Kategorien „stimme genau zu"/„stimme eher zu" auf, so dass sich auch hier eine bessere Bewertung des Webportals bei der Zweitbefragung einstellt.

Item: Durch die Nutzung des Internetportals würde ich mich viel zu sehr unter Druck gesetzt fühlen, Energie sparen zu müssen.

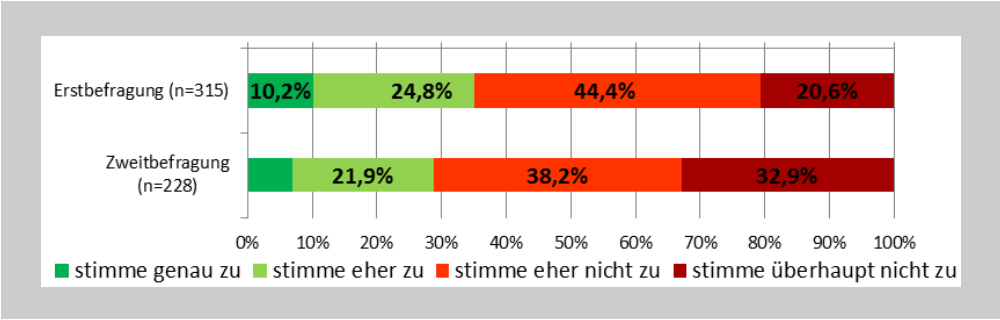
Abbildung 60: Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 3



Ebenso empfinden die Befragten die Nutzung des Webportals nicht in der Form als belastend, dass sie sich dadurch einem Zwangsgefühl im Bezug auf das Energiesparen ausgesetzt sehen.

Item: Ich befürchte, dass man durch das Internetportal zum gläsernen Kunden wird.

Abbildung 61: Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 4

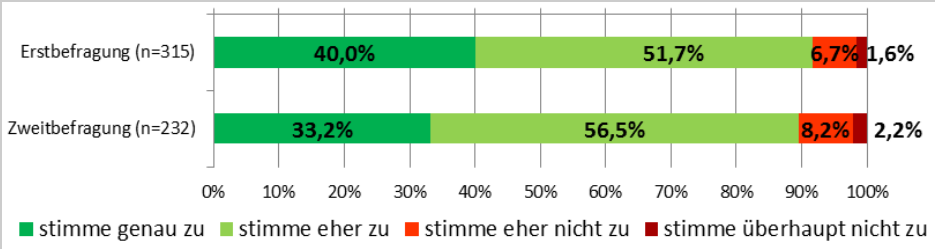


Auch die Bedenken im Bereich des Datenschutzes haben sich nach Nutzung des Portals verringert.

<u>Die Hemmschwelle zur Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch sinkt</u>

Item: Das Webportal weckt mein Interesse, mich näher mit meinem / unserem Energieverbrauch zu beschäftigen.

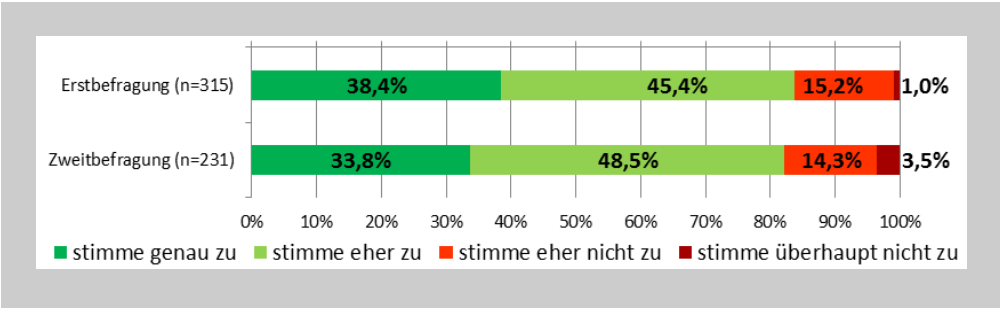
Abbildung 62: Einfluss des Webportals auf die Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch - 1



Das Webportal führt nach Aussage der Testkunden zu einer Aktivierung dahingehend, dass sich die Teilnehmer einfacher mit dem eigenen Energieverbrauch beschäftigen können.

Item: Mit Hilfe des Internetportals würde es mir Spaß machen, mich mit dem Energieverbrauch meines / unseres Haushalts zu beschäftigen.

Abbildung 63: Einfluss des Webportals auf die Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch - 2

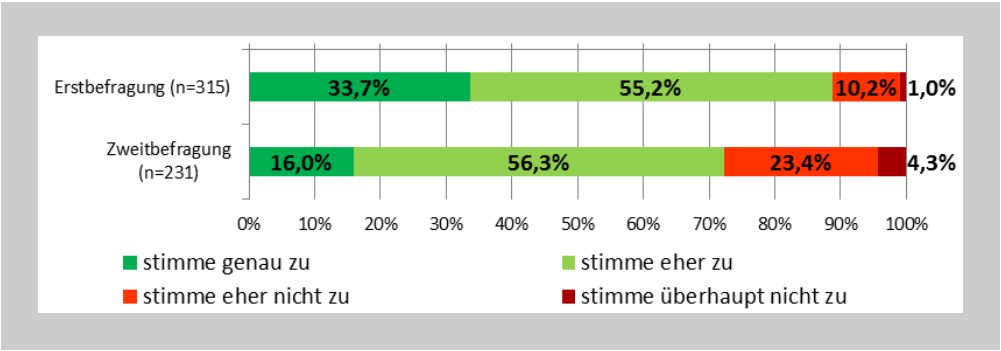


Die Bewertung bei der Zweitbefragung verbleibt, nahezu unverändert, auf einem hohen Niveau.

<u>Die Befähigung zu einem sinnvolleren Umgang mit Energie tritt nicht im erwarteten Umfang ein</u>

Item: Mit Hilfe des Webportals kann ich lernen, sinnvoll mit Energie umzugehen.

Abbildung 64: Befähigung zum sinnvollen Umgang mit Energie durch das Webportal



Beim Abgleich der Erwartungen und der Erfahrungen mit dem Webportal, Wege zu einem sinnvolleren Umgang mit Energie aufzuzeigen, ergibt sich eine Negativverschiebung zwischen Erst- und Zweitbefragung. Dennoch geben bei der Zeitbefragung noch über 72% der Befragten eine positive Bewertung zu diesem Aspekt ab.

4.3.7 Bewertung der Einzelkomponenten des Webportals

Im Rahmen der Zweitbefragung wurden die Befragten um eine detaillierte Bewertung der einzelnen Sparten gebeten. Die Befragten sollten dabei die Aspekte „Informationsgehalt“, „Verständlichkeit“, „Übersichtlichkeit“ und

„Unterstützung zum Energiesparen“ durch die Vergabe von Schulnoten (1 bis 6) bewerten. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle als Durchschnittsnoten dargestellt.

Zweitbefragung: Wie bewerten Sie die Darstellungen der einzelnen Energiesparten? Bitte vergeben Sie Schulnoten, wobei eine 1 die beste Note und eine 6 die schlechteste ist.

Tabelle 22 Bewertung des Webportals und seiner einzelnen Sparten nach verschiedenen Aspekten

	Informations-gehalt insgesamt	Verständlichkeit	Übersichtlichkeit	Unterstützung zum Energiesparen
Übersicht über alle Sparten	**2,2 (n=169)**	**2,1 (n=164)**	**2,2 (n=162)**	**2,9 (n=163)**
Strom	**2,1 (n=183)**	**2 (n=177)**	**2,1 (n=176)**	**2,8 (n=173)**
Gas	**2,3 (n=65)**	**2 (n=63)**	**2,1 (n=61)**	**2,8 (n=62)**
Fernwärme	**2,3 (n=34)**	**2,1 (n=34)**	**2,2 (n=34)**	**3,1 (n=34)**
Wasser	**2,1 (n=128)**	**2 (n=127)**	**2,1 (n=125)**	**2,8 (n=125)**

Während sich die Bewertungen hinsichtlich des Informationsgehalts, der Verständlichkeit der gelieferten Informationen sowie der Übersichtlichkeit ihrer Darstellung über alle Sparten hinweg zwischen Durchschnittswerten von 2,0 und 2,3 bewegen, fällt die Bewertung der Unterstützungsfunktion des Webportals beim Energiesparen mit durchschnittlichen Bewertungen von 2,8 bis 3,1 deutlich schlechter aus. Es lässt sich daher festhalten, dass, aus Sicht der Verbraucher, Feedback-Systeme mehr Anleitung bzw. Unterstützung bei der Verbrauchsoptimierung zur Verfügung stellen sollten. Die zeitnahe Bereitstellung der rohen Verbrauchsdaten in Verbindung mit einer Erkennung von Geräteklassen und einigen Energiespartipps scheint diesen Zweck nur bedingt zu erfüllen.

Trotz ähnlicher Bewertungen der einzelnen Sparten sind die berichteten Energieeinsparungen sehr unterschiedlich

Eine wesentliche Fragestellung der Studie war, inwieweit sich die Nutzung des Webportals durch die Testkunden auf ihren Energieverbrauch auswirkt. Während die Auswertung der Verbrauchsdaten keinen signifikanten Unterschied beim Stromverbrauch der Webportalnutzer gegenüber einer Vergleichsgruppe zeigte (siehe Kapitel 4.2.2), geben 51,8% der Befragten an, seit der Nutzung des Webportals Energie eingespart zu haben.

Zweitbefragung: Haben Sie den Eindruck, dass Sie seit Nutzung des Webportals Energie eingespart haben? Wenn ja, in welcher Sparte?

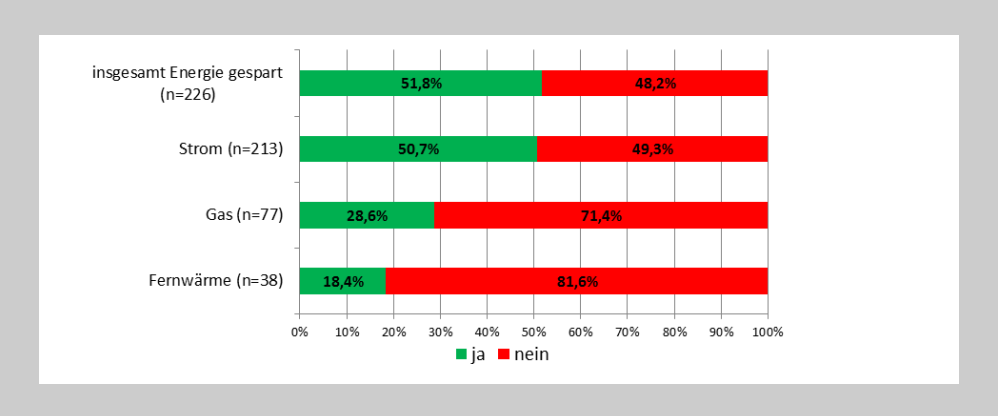
Während sich die Bewertungen hinsichtlich des Informationsgehalts, der Verständlichkeit der gelieferten Informationen sowie der Übersichtlichkeit ihrer Darstellung über alle Sparten hinweg zwischen Durchschnittswerten von 2,0 und 2,3 bewegen, fällt die Bewertung der Unterstützungsfunktion des Webportals beim Energiesparen mit durchschnittlichen Bewertungen von 2,8 bis 3,1 deutlich schlechter aus. Es lässt sich daher festhalten, dass, aus Sicht der Verbraucher, Feedback-Systeme mehr Anleitung bzw. Unterstützung bei der Verbrauchsoptimierung zur Verfügung stellen sollten. Die zeitnahe Bereitstellung der rohen Verbrauchsdaten in Verbindung mit einer Erkennung von Geräteklassen und einigen Energiespartipps scheint diesen Zweck nur bedingt zu erfüllen.

Trotz ähnlicher Bewertungen der einzelnen Sparten sind die berichteten Energieeinsparungen sehr unterschiedlich

Eine wesentliche Fragestellung der Studie war, inwieweit sich die Nutzung des Webportals durch die Testkunden auf ihren Energieverbrauch auswirkt. Während die Auswertung der Verbrauchsdaten keinen signifikanten Unterschied beim Stromverbrauch der Webportalnutzer gegenüber einer Vergleichsgruppe zeigte (siehe Kapitel 4.2.2), geben 51,8% der Befragten an, seit der Nutzung des Webportals Energie eingespart zu haben.

Zweitbefragung: Haben Sie den Eindruck, dass Sie seit Nutzung des Webportals Energie eingespart haben? Wenn ja, in welcher Sparte?

Abbildung 65: Berichtete Energieeinsparung insgesamt und nach Sparten



Die sehr homogene Bewertung der Informationen des Webportals zu den einzelnen Sparten spiegelt sich nicht in den Angaben wider, in welchen Sparten Energie gespart wurde. Aus den Antworten der Befragten zu realisierten Energieeinsparungen ergibt sich ein differenziertes Bild. Es zeigt sich, dass in der Sparte „Strom“ die Befragten am häufigsten der Meinung sind, Energie gespart zu haben. 28,6% der Befragten, denen ein Gaszähler zur Verfügung stand, gaben an, in dieser Sparte Energie gespart zu haben; bei Fernwärme waren es sogar nur 17,1%.

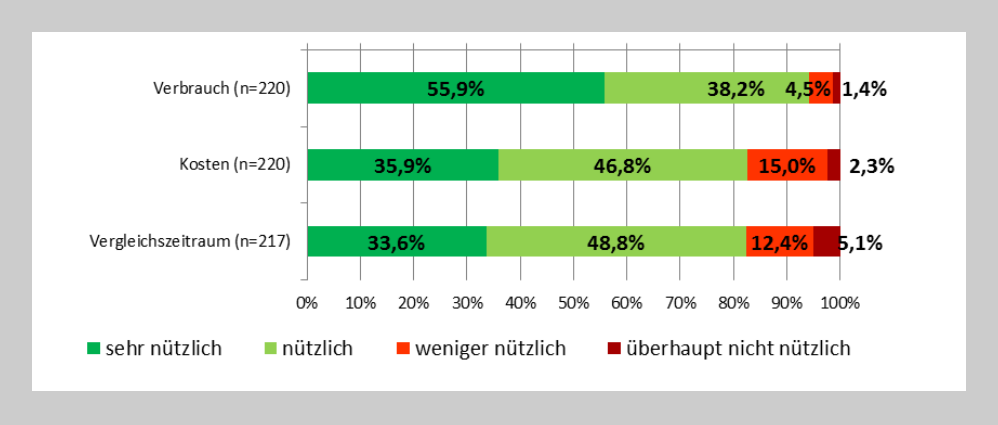
Die Ergebnisse der Studie weisen daher darauf hin, dass die Smart Meter-Technologie für den Stromverbrauch das höchste Einsparpotenzial hat. Durch Desinteresse der Befragten an den anderen Sparten lässt sich dieses Ergebnis jedenfalls nicht erklären, da sich bei der berichteten Nutzungshäufigkeit der Informationsangebote der einzelnen Sparten keine gravierenden Unterschiede zeigen. Ebenso fällt die Bewertung der Nützlichkeit der spartenbezogenen Informationen nicht so unterschiedlich aus, dass sich die Unterschiede der wahrgenommenen Einsparungen in den verschiedenen Sparten darauf zurückführen lassen. Vielmehr kann man annehmen, dass Energiesparmaßnahmen in den einzelnen Sparten unterschiedlicher Natur sind und daher in Bezug auf Umsetzungshemmnisse differenziert betrachtet werden müssen.

Die verschiedenen Darstellungsformen des Energieverbrauchs finden nicht alle denselben Zuspruch

Durch das Webportal hatten die Testkunden die Möglichkeit, sich Informationen zu ihrem Energieverbrauch auf unterschiedliche Art und Weise darstellen zu lassen. Im Rahmen der Zweitbefragung wurden die Testteilnehmer darum gebeten anzugeben, wie nützlich sie die Informationen zum Energieverbrauch, den Kosten, den CO2-Emissionen und der Leistung fanden. Ebenso wurde nach der Nützlichkeit der Geräteerkennung beim Stromverbrauch und der Möglichkeit zur Darstellung von Vergleichszeiträumen gefragt.

Zweitbefragung: Wie nützlich finden Sie die folgenden Informationen bei Strom?

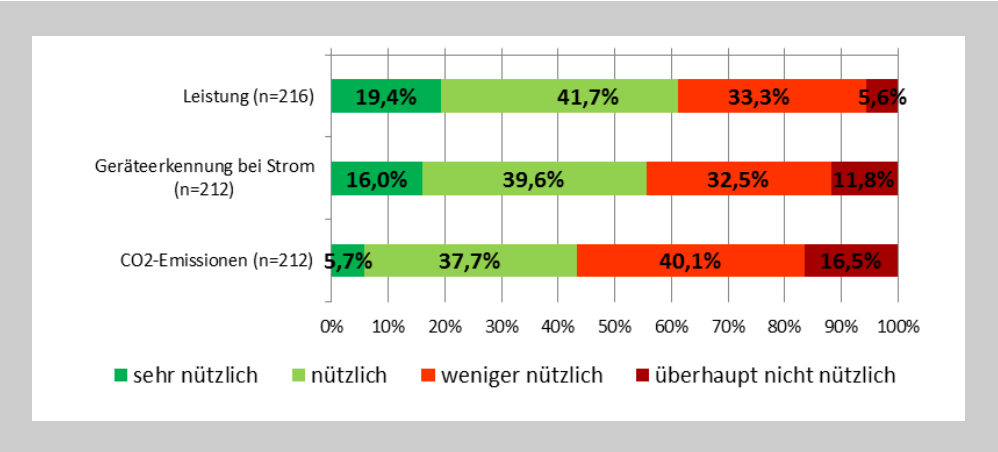
Abbildung 66: Bewertung der Darstellungsformen des Stromverbrauchs - 1



Die Verbrauchsangaben werden von 94% der Befragten als „sehr nützlich“ oder „nützlich“ angesehen. Die Angaben zu den Kosten sowie die Darstellung von Vergleichszeiträumen kamen jeweils auf einen Anteil von 83% positiver Bewertungen.

Zweitbefragung: Wie nützlich finden sie die folgenden Informationen bei Strom?

Abbildung 67: Bewertung der Darstellungsformen des Stromverbrauchs - 2



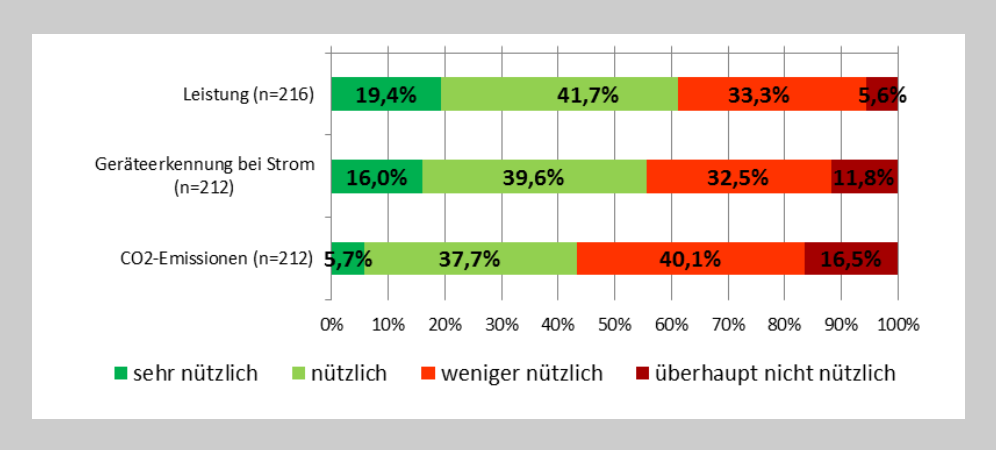
Eine Mittelstellung bei der Bewertung nahmen die Informationen zur aufgenommenen Leistung und der Geräteerkennung bei Strom ein. Die Informationen zur Leistungsaufnahme wurden von 61% als „sehr nützlich“ oder „nützlich“ angesehen. Bei der Geräteerkennung lag dieser Anteil bei

56%. Überwiegend negativ wurde die Angabe der CO2-Emissionen bewertet. 57% der Befragten hielten diese Angaben für „weniger nützlich“ oder „überhaupt nicht nützlich“. Eine Erklärung dafür wäre, dass die Angabe der Masse (Gramm, Kilogramm, Tonne) des ausgestoßenen CO2 für viele Testkunden einfach zu abstrakt ist.

Monatswerte sind für die Befragten am nützlichsten

Zweitbefragung: Sie können im Portal mit der Angabe des Zeitraums verschiedene Formen der zeitlichen Darstellung Ihres Verbrauchsprofils - nach Tagen, Wochen, Monaten und Jahren abrufen. Wie nützlich sind diese Werte für Sie?

Abbildung 68: Bewertung der unterschiedlichen Darstellungszeit-räume



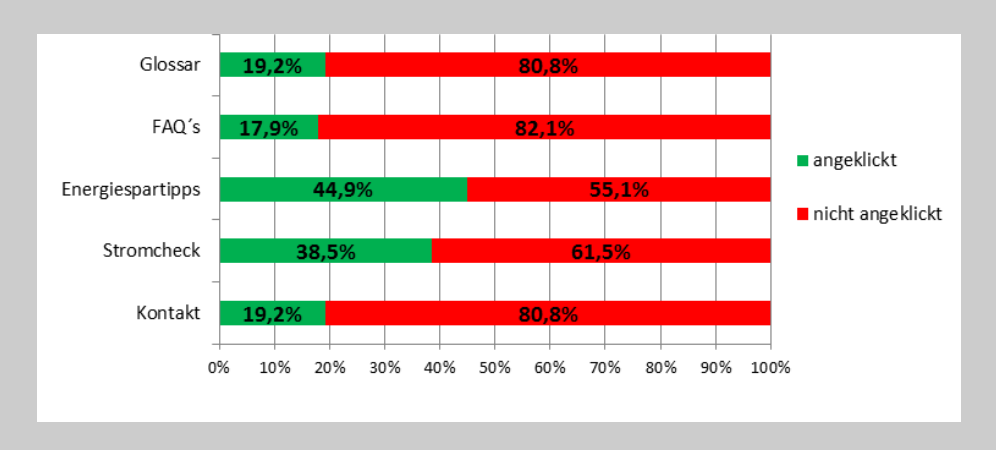
Die Monatswerte als Vergleichszeitraum erzielten mit 94% Zustimmung dabei den besten Wert. Die Bewertung der übrigen Vergleichszeiträume (Tag, Woche, und Jahr) fiel, bei positiven Beurteilungen von jeweils über 80%, ebenfalls durchgehend gut aus.

Die zusätzlichen Informationsangebote wurden nur sehr begrenzt in Anspruch genommen

Neben den Verbrauchsinformationen waren über das Webportal auch Energiespartipps, ein Energiecheck und andere Zusatzinformationen abrufbar. Die Grafik stellt dar, wie viele der Teilnehmer diese Informationen genutzt haben.

Zweitbefragung: Welche der im Folgenden genannten Funkionen und Links, die Sie ganz unten rechts auf der Webseite finden, haben Sie mindestens einmal angeklickt?

Abbildung 69: Nutzung von Zusatzinformationen



Auf die Frage, wie nützlich diese Energiespartipps sind, antworteten 62,4% der Befragten, die die Rubrik „Energiespartipps" angeklickt hatten, mit „nützlich" oder „sehr nützlich". 42% gaben an, einen oder mehrere dieser Tipps auch umgesetzt zu haben.

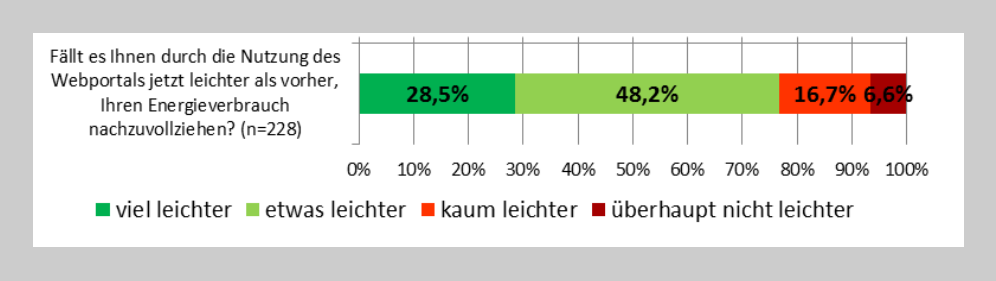
Die Befragten wünschen sich bessere Analysemöglichkeiten

Um die Erhebung zur Benutzerfreundlichkeit und Nützlichkeit des Webportals abzurunden, hatten die Testkunden auch die Möglichkeit, im Rahmen von offenen Fragen, freie Antworten zu geben und dadurch Lob (96 Rückmeldungen), Kritik (80 Rückmeldungen) und Anregungen (84 Rückmeldungen) zum Ausdruck zu bringen. Die bloße Anzahl der Anmerkungen sollte nicht gegeneinander aufgerechnet werden, da zwischen Lob und Kritik auf der einen und Anregungen auf der anderen Seite häufig Redundanzen vorkamen, indem die Befragten aus einem Lob oder einer Kritik eine Anregung ableiteten. Ebenso enthielten viele Angaben mehrere inhaltliche Aussagen. Eine qualitative Auswertung dieser Angaben deutet darauf hin, dass bessere Analysemöglichkeiten des eigenen Energieverbrauchs durch eine bessere Geräteerkennung, kürzere Meßintervalle und/oder eine schnellere Aktualisierung der Verbrauchsdaten im Webportal gewünscht werden. Ferner wurden individuellere Einstellungsmöglichkeiten bei der Darstellung der Werte sowie bessere Möglichkeiten zum Export der Daten in andere Formate/Programme gefordert. Besonders die variable Skalierung der Y-Achse bei den Diagrammen wurde als Manko bei der Informationsvermittlung genannt, da sie einen Vergleich der Werte erschwert.

4.3.8 Zwischenfazit

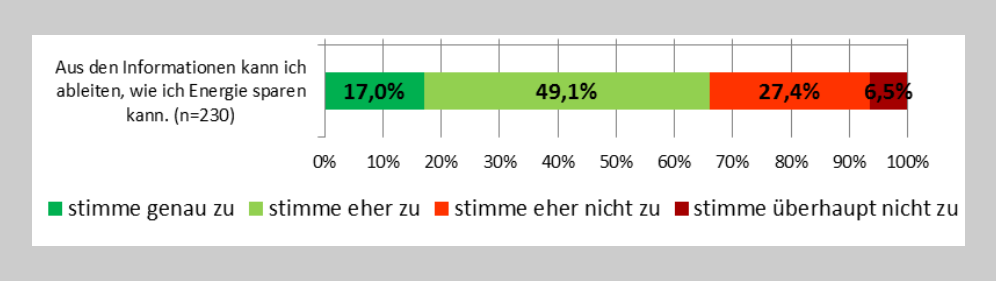
Fasst man diese Ergebnisse zu einem Zwischenfazit zusammen, so werden einige Tendenzen deutlich. Zunächst bleibt festzuhalten, dass die Bewertungen des Webportals durchaus positiv ausfallen. Ferner wird dem Webportal bescheinigt, dass es nützliche Informationen im Bezug auf den Energieverbrauch des Haushalts liefert und diese in anschaulicher Form bereitstellt, was zu einer Erhöhung der Verbrauchstransparenz führt.

Abbildung 70: Steigerung der Verbrauchstrans-parenz



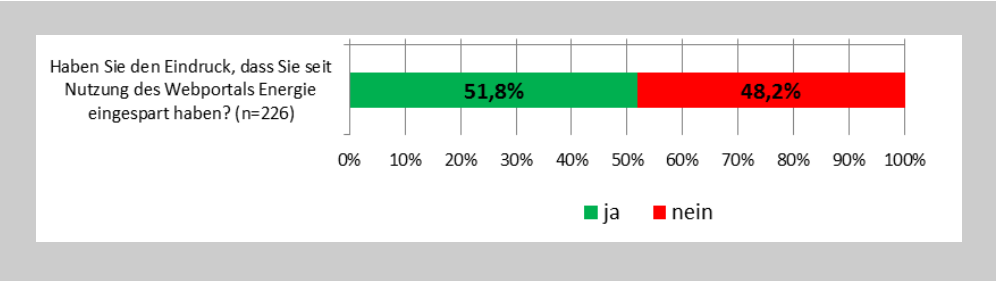
Etwas schlechter fällt die Bewertung im Hinblick auf konkrete Hilfestellungen durch das Portal in Sachen Energiesparen aus. Dieser Trend zeigt sich auch bei den Angaben dazu, ob man anhand der gelieferten Informationen erkennen kann, wie Energieeinsparungen realisiert werden können.

Abbildung 71: Nützlichkeit der Informationen zu Identifikation von Energiespar-potentialen



Der Anteil derer, die angeben, durch die gegebenen Informationen ableiten zu können, wie man Energie sparen kann, spiegelt sich nicht eins zu eins in den Angaben über wahrgenommene Energieeinsparungen wider.

Abbildung 72: Wahrgenommene Energieeinsparung



Diese Gegenüberstellung lässt vermuten, dass die reine Informationsbereitstellung und die damit verbundene Steigerung der Verbrauchstransparenz nicht zwangsläufig zu Energieeinsparungen führen. Dieses Ergebnis wird auch durch eine tiefergehende Analyse der Zusammenhänge zwischen den einzelnen Aussagen untermauert. Mittels einer multivariaten linearen Regression lässt sich feststellen, dass die Angaben zur Steigerung der Verbrauchstransparenz und zur Nützlichkeit der bereitgestellten Informationen im Bezug auf die Erkennung von Energiesparpotentialen einen signifikanten und positiven Einfluss darauf haben, ob die Befragten von Energieeinsparungen durch die Nutzung des Webportals berichten. Beide Einflussfaktoren liefern daher einen eigenständigen Beitrag zur Erklärung der berichteten Energieeinsparungen.

Ferner zeigt sich, dass auch die Angaben der Befragten zu dem Item „Ich habe schon immer sehr auf meinen Energieverbrauch geachtet. Daher gibt es in meinem Haushalt nichts Weiteres zu tun." neben der wahrgenommenen Transparenzsteigerung und der Nützlichkeit der Informationen einen signifikanten Einfluss auf die berichteten Energieeinsparungen haben. Im Gegensatz zu den anderen beiden Einflussfaktoren hat dieser Wirkungszusammenhang eine negative Richtung. Die Erklärung der berichteten Energieeinsparungen durch diese drei Einflussgrößen weist mit einer Varianzaufklärung von 21,4% (R^2=0,214)[7] auch eine akzeptable Modellgüte auf.

Der wahrgenommene Umfang der Einsparpotentiale stellt eine weitere Größe dar, die die Wirkung des Feedbacks im Hinblick auf Energieeinsparungen beeinflusst. Es erscheint durchaus plausibel, dass es Haushalte gibt, die bereits ein so hohes Energieeffizienzniveau aufweisen, dass eine weitere Steigerung nur noch schwer möglich wäre. Sollte es sich dabei um einen maßgeblichen Erklärungsfaktor handeln, so müssten Haushalte, die angeben, keine Energie

7 R^2 ist ein Maß, das angibt wie stark sich die (quadrierten) Vorhersagefehler (Residuen) durch die Berücksichtigung von erklärenden Variablen reduzieren. Bei sozialwissenschaftlichen Fragestellungen wird ein R^2 von 0,2 und mehr als akzeptabler Wert betrachtet.

gespart zu haben, bei der Erstbefragung ein höheres Energieeffizienzniveau aufweisen und sich bereits vor der Untersuchung energiesparender verhalten haben. Ein solcher Zusammenhang lässt sich aber auf Grundlage der vorhandenen Daten nicht feststellen. Ferner zeigt sich, dass auch kein signifikanter Zusammenhang zwischen der Selbsteinschätzung über das eigene Energieeffizienzniveau (und die damit verbundenen, brachliegenden Energiesparpotentiale) und der Energieeffizienz der Haushaltsgeräte oder den berichteten energiesparenden Verhaltensweisen vor Versuchsbeginn besteht. Anders formuliert verfügen die Haushalte, die bei sich noch Energiesparpotentiale erkennen können, über keine signifikant ineffizientere Haushaltsausstattung und verhalten sich vor Versuchsbeginn auch nicht signifikant anders bei energiesparenden Verhaltensweisen als die Haushalte, die angeben, bereits alle Einsparpotentiale ausgeschöpft zu haben.

Die Schlussfolgerungen aus diesen Befunden sind daher: Transparenz beim Energieverbrauch ist eine notwendige, aber nicht in jedem Fall eine hinreichende Bedingung für die Identifikation von Energiesparpotentialen durch den privaten Endverbraucher. Vielmehr gibt es auch Haushalte, die durch Smart Metering ihren Energieverbrauch zwar besser nachvollziehen, aber daraus noch nicht ableiten können, wie sich Energie einsparen lässt. Ein möglicher Grund dafür ist die Einschätzung, dass es keine weiteren Einsparpotentiale gibt. Diese Einschätzung beruht nicht notwendiger Weise darauf, dass die entsprechenden Haushalte ein überdurchschnittliches Niveau in Sachen Energieeffizienz und energiesparendem Verhalten aufweisen.

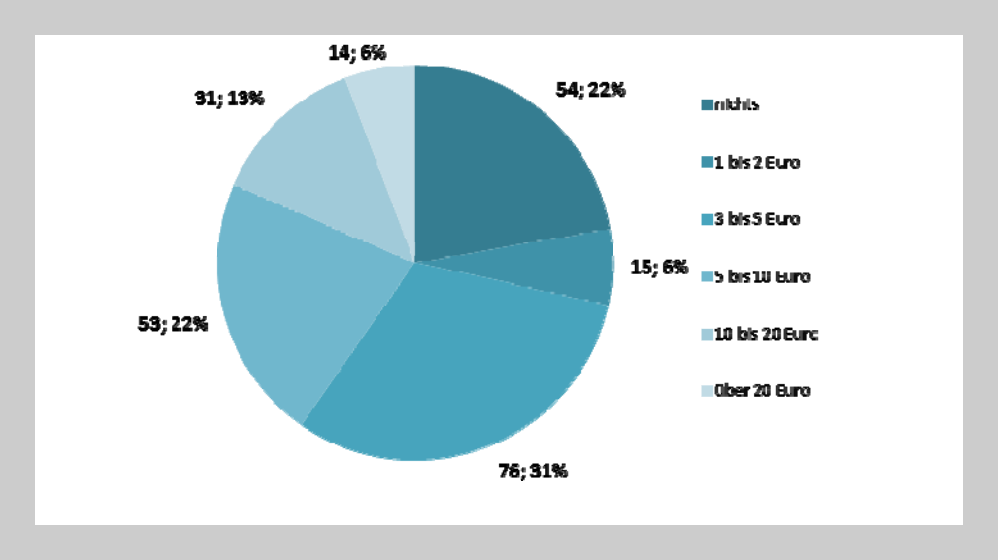
Über diese Befunde hinaus waren keine stabilen und signifikanten Zusammenhänge mit der berichteten Energieeinsparung auffindbar. Dies gilt insbesondere für Merkmale der persönlichen Einstellung, die Differenzen zwischen den Erwartungen an das Webportal (Erstbefragung) und die Erfahrungen mit dem Webportal (Zweitbefragung) sowie die erhobenen soziodemographischen Merkmale.

4.3.9 Finanzieller Umfang der wahrgenommenen Energieeinsparungen und Zahlungsbreitschaft

Die bisher dargestellten Ergebnisse zu den wahrgenommenen Einspareffekten beziehen sich darauf, ob die Testteilnehmer überhaupt der Meinung sind, durch das Feedbacksystem Energie eingespart zu haben. Außen vor blieb dabei die Frage, wie die Höhe dieser Einsparungen von den Befragten veranschlagt wird.

Zweitbefragung: Wie viel Energiekosten pro Monat glauben Sie einsparen zu können, wenn Ihrem Haushalt der intelligente Zähler und das Webportal auf Dauer zur Verfügung stehen?

Abbildung 73: Umfang der finanziellen Einsparung durch das Webportal (n=249)



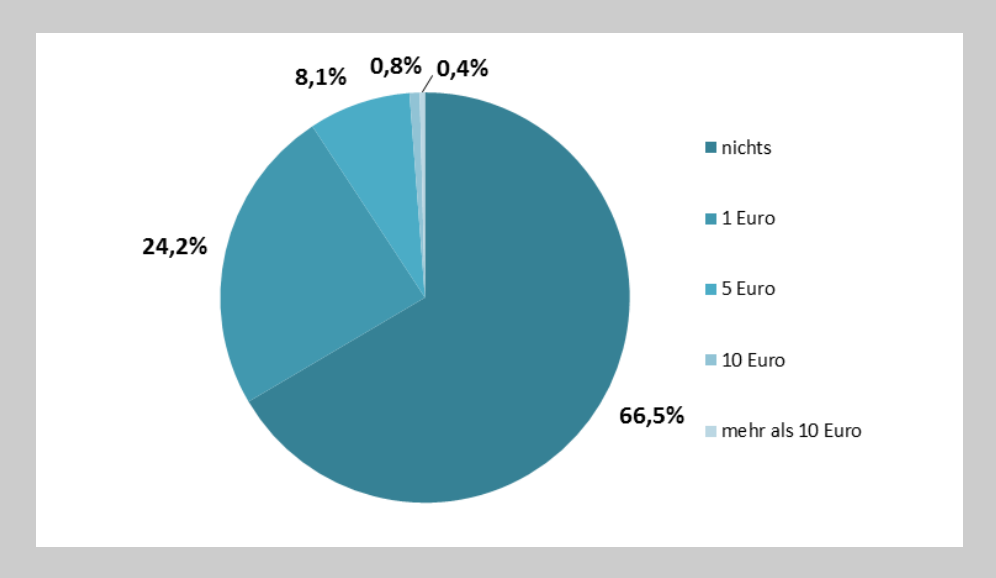
Das Kreisdiagramm zeigt, dass sich die Befragten überwiegend eher geringe Einsparungen durch die Nutzung der Smart Meter-Technologie versprechen. So gehen 22% der Befragten davon aus, dass sie durch die dauerhafte Nutzung des Feedbacksystems keine Reduzierung ihrer Energiekosten erwarten. Weiterhin glauben 37% maximal 5 € pro Monat einsparen zu können. Dabei handelt es sich um Beträge, die wohl kaum dazu motivieren dürften, sich dauerhaft und intensiv mit dem eigenen Energieverbrauch zu beschäftigen. Somit kann man davon ausgehen, dass 59% der Befragten durch die erwartete potenzielle Geldersparnis kaum zu einer dauerhaften Nutzung der Smart Meter Technologie zu bewegen wären. Hier kämen eher ökologische als finanzielle Beweggründe in Betracht. Weitere 22% glauben, 5 bis 10 € monatlich sparen zu können, was einer Jahresersparnis von 60 bis 120 € entspräche und damit wohl eher ein zugkräftiges Argument zur Nutzung des Feedbacksystems darstellen würde. Dasselbe gilt für die 13% der Befragten, die eine Einsparung von 10 bis 20 € erwarten, und die 6% der Testkunden, die sogar davon

ausgehen, über 20 € sparen zu können. Inwieweit die Befragten mögliche Zusatzkosten durch die Smart Meter Technologie bei ihren Angaben bereits antizipiert haben, bleibt fraglich.

Fragt man die Kunden zu ihrer Bereitschaft für ein Feedback-System monatliche Gebühren zu bezahlen, ergibt sich folgendes Bild.

Zweitbefragung: Wie viel wären Sie bereit, für diesen Zähler und das Webportal pro Monat zusätzlich zu bezahlen?

Abbildung 74: Zahlungsbereitschaft für den Smart Meter und das Webportal (n=254)



Die berichtete Zahlungsbereitschaft der Befragten für einen intelligenten Stromzähler in Verbindung mit dem Webportal hält sich in engen Grenzen. So geben 66,5% der Befragten an, dass sie nicht dazu bereit wären, für eine solche Dienstleistung Geld auszugeben. Weitere 24,2% würden gerade einmal 1 € pro Monat für einen solchen Service bezahlen und 8,1% würden dafür 5 € monatlich aufbringen wollen. Der Anteil derer, die sich eine Zahlungs¬bereitschaft von 10 € oder mehr vorstellen könnten, ist vernachlässigbar klein.

Verwendet man bei der erwarteten Kostenersparnis die Mitte der jeweiligen Kategorie (z.B. 1,50 € bei 1 € bis 2 € erwarteter Ersparnis) als individuellen Wert der Befragten und schließt man sowohl bei der angenommenen finanziellen Entlastung als auch bei der Zahlungsbereitschaft die höchste, nach oben offene Kategorie aus, so erhält man zwei Variablen mit metrischem Skalenniveau, die die selbe Maßeinheit aufweisen. Dadurch wird es möglich, mittels einer linearen Regression, die Zahlungsbereitschaft in Abhängigkeit von

der erwarteten Kostenersparnis zu berechnen. Sie ergibt, dass die Befragten 8,5% bis 12,3% der erwarteten Kostenersparnis für die Nutzung des Feedbacksystems bezahlen würden. Der Zusammenhang zwischen Kostenersparnis und Zahlungsbereitschaft ist signifikant.

4.3.10 Ergebnisse der Kundenbefragung im Bezug auf den flexiblen Tarif

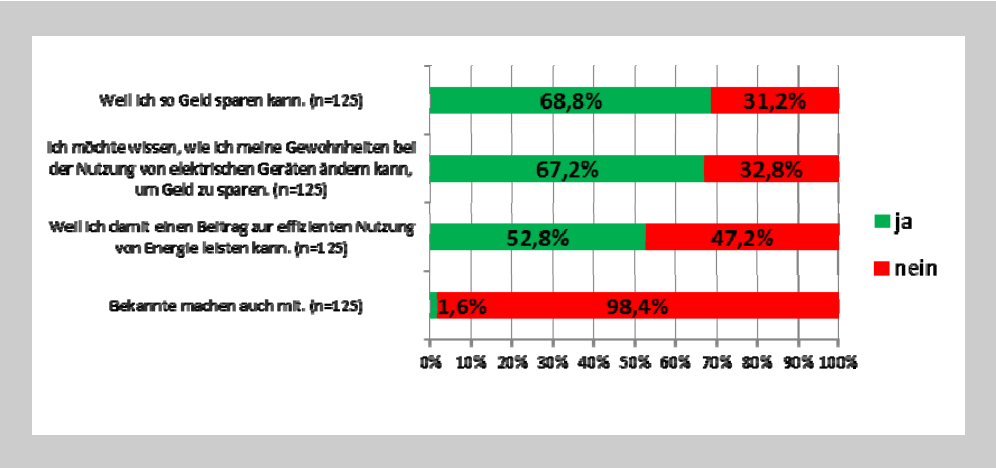
Die zweite Forschungsfrage des Smart Meter Projekts war, inwieweit es durch die Einführung eines variablen Tarifs, der sich bei der Preisspreizung an den fixen und variablen Kosten der Stromversorgung orientiert, zu einer Lastverlagerung beim Stromverbrauch kommt. Im Rahmen dieses Feldversuchs konnten die Testkunden frei entscheiden, ob die Höhe ihrer Stromrechnung auf Grundlage des variablen Tarifs oder mittels der regulären, einheitlichen Kilowattstundenpreise ermittelt werden soll. Wären durch die Teilnahme am Tarif jedoch Mehrkosten entstanden, so wären sie den Stromkunden nicht in Rechnung gestellt worden. Kostenersparnisse, die durch die Teilnahme entstanden, wurden dagegen an die Stromkunden weitergegeben, um einen Anreiz zur aktiven Teilnahme zu geben. Von einem rationalen Standpunkt aus wäre es daher für die Testkunden die logische Entscheidung gewesen, den variablen Tarif zu wählen, da sie dadurch nur gewinnen, aber nichts verlieren konnten. Dennoch hat nahezu die Hälfte der Testkunden den variablen Tarif nicht gewählt. In Hinsicht auf die Kundenakzeptanz stellt sich dabei vor allem die Frage, aus welchen Gründen die Testkunden den Tarif gewählt oder abgelehnt haben.

<u>Gründe für die Entscheidung für den flexiblen Tarif</u>

Die Begründungen der Testteilnehmer, warum sie sich für den Tarif entschieden haben, zeichnen ein relativ deutliches Bild.

Zweitbefragung: Aus welchem Grund haben Sie sich für den variablen Tarif entschieden?

Abbildung 75: Motive für die Wahl des flexiblen Tarifs



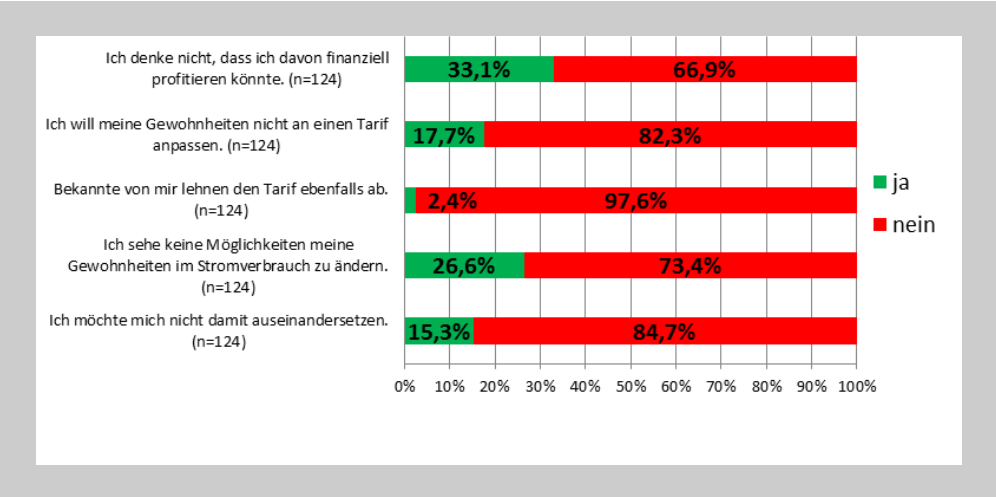
Die Angaben zu der ersten Aussage deuten darauf hin, dass der primäre Beweggrund finanzieller Natur gewesen ist. Die Angaben zum zweiten Item machen deutlich, dass es sich bei der Entscheidung für den Tarif nicht ausschließlich um einen Mitnahmeeffekt gehandelt haben kann. Das wäre der Fall gewesen, wenn nur die Personen diesen Tarif gewählt hätten, die ohnehin ein entsprechendes Verbrauchsmuster aufweisen. Eine sekundäre, wichtige Motivation für die Tarifwahl ist die effiziente Nutzung von Energie. Die Teilnahme von Bekannten spielt dagegen kaum eine Rolle. Insgesamt nennen 97,6% der Befragten einen Grund dafür, warum sie sich für den Tarif entschieden haben. Es ist daher davon auszugehen, dass die vorgegebenen Antwortmöglichkeiten das Motivationsspektrum für die Tarifwahl gut abgedeckt haben.

Gründe für die Entscheidung gegen den flexiblen Tarif

Weniger aufschlussreich sind die Angaben zu den Gründen der Ablehnung des Tarifs. Insgesamt nennen nur 61,3% der Befragten einen Grund, der sie zur Ablehnung des Tarifs bewogen hat.

Zweitbefragung: Aus welchem Grund haben Sie sich gegen den variablen Tarif entschieden?

Abbildung 76: Gründe für die Ablehnung des flexiblen Tarifs



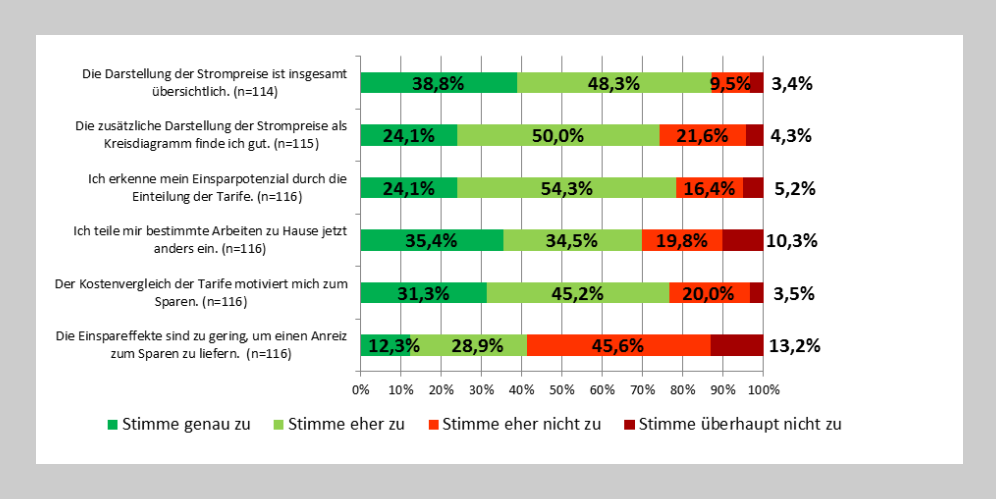
Die meistgenannten Gründe sind die mangelnde Erwartung finanzieller Vorteile, sowie die fehlende Bereitschaft oder Möglichkeit den eigenen Stromverbrauch zeitlich zu verlagern. Auch die Bereitschaft (oder Möglichkeit; s.u.), sich mit dem Tarif überhaupt auseinanderzusetzen, spielt eine gewisse Rolle, während der Rat von Bekannten wiederum nicht ins Gewicht fällt. Die Auswertung der offenen Antwortmöglichkeit deutet darauf hin, dass auch organisatorische Schwierigkeiten seitens der EVU eine Rolle spielten. So äußerten sich 15 Befragte dahingehend, dass ihnen der Tarif überhaupt nicht angeboten worden sei. Des Weiteren gaben acht Befragte an, dass die Zeitspanne zwischen Zählerinstallation und der Tarifofferte zu kurz gewesen sei, um sich damit auseinanderzusetzen. Nimmt man diese beiden Gruppen zusammen, so machen sie 18,5% derer aus, die den Tarif nicht gewählt haben. Über die Gründe für die Ablehnung des Tarifs durch die übrigen stark 20% der Befragten lässt sich keine Aussage machen, da von ihnen keine Angaben gemacht wurden.

Neben den direkten Angaben zur Akzeptanz und Ablehnung des Tarifs zeigte die Datenanalyse noch einen signifikanten Zusammenhang zwischen den Angaben zu dem Item „Das Webportal weckt mein Interesse, mich näher mit meinem / unserem Energieverbrauch zu beschäftigen." und der Wahl des flexiblen Tarifs. Befragte, die angaben, dass sie das Portal zu einer Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch anregt, wählten mit einer höheren Wahrscheinlichkeit den flexiblen Tarif. Insofern kann die Ablehnung des flexiblen Tarifs auch teilweise mit Unzufriedenheit oder Desinteresse gegenüber dem Feedbacksystem als Ganzemn erklärt werden. Allerdings ist die Varianzaufklärung durch diese Variable mit 6,1% relativ gering, daher sollte der Zusammenhang auch nicht überbewertet werden.

4.3.11 Bewertung und Auswirkungen des flexiblen Tarifs

Zweitbefragung: Im Folgenden sehen Sie eine Reihe von Aussagen zum variablen Tarif. Bitte geben Sie für jede Aussage an, inwieweit Sie dieser zustimmen.

Abbildung 77: Bewertung und berichtete Auswirkungen des flexiblen Tarifs



Bei den Testkunden, die den Tarif gewählt haben, treten offenbar kaum Verständnisschwierigkeiten im Hinblick auf die Preisgestaltung auf. Auch die dadurch entstehenden Spielräume für finanzielle Einsparungen sind für 78,4% der Tarifteilnehmer ersichtlich. Obwohl im Rahmen der Auswertung der Verbrauchsdaten keine signifikante Lastverlagerung festgestellt werden konnte, geben knapp 70% der Befragten an, ihr Verbrauchsverhalten geändert zu haben. Drei Viertel der Befragten geben an, dass sie der Preisvergleich der Tarife zum Sparen motiviere. Inwieweit die Befragten damit rein finanzielle Einsparungen durch Lastverlagerung oder ein generelles Bemühen um einen geringeren Energieverbrauch meinen, kann aus diesen Angaben nicht abgeleitet werden. Die Analyse des Stromverbrauchs deutet jedoch darauf hin, dass die Befragten, die Tarifteilnehmer waren, auch absolut weniger Strom verbrauchen. Die im Vergleich zu anderen Smart Meter Projekten mit variablen Tarifen geringe Preisspreizung wurde von 42,2% der Befragten als motivationshemmend wahrgenommen.

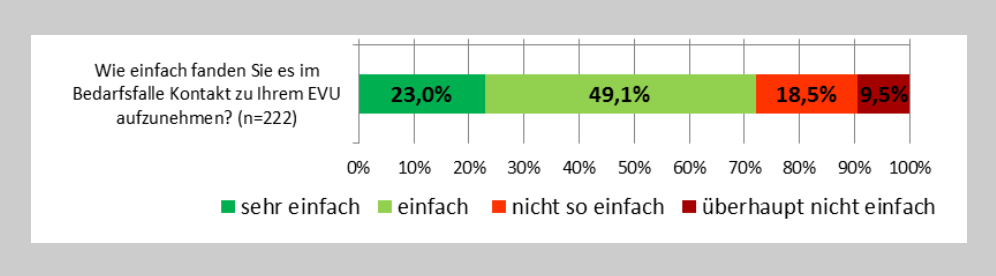
4.3.12 Fazit zum flexiblen Tarif

Die Teilnehmer des Feldversuchs, die sich für den flexiblen Tarif entschieden haben, kommen mit der zeitlichen Aufteilung der Preise zurecht. Die Ergebnisse der Kundenbefragung legen auch nahe, dass ein flexibler Tarif zu einer Verschiebung der Stromnachfrage führt. Aussagen zum Umfang dieser Lastverschiebung können anhand der Befragungsdaten jedoch nicht gemacht werden. Die geringe Preisspreizung zwischen Hoch-, Mittel- und Niedrigpreiszeiten wird von einem nicht unerheblichen Teil der Befragten als Motivationsbremse betrachtet, führt jedoch nicht zu einer generellen Ablehnung des Tarifs. Hinsichtlich der Entscheidung für den Tarif konnten die Beweggründe der Befragten gut erfasst werden. Schwieriger ist die Erklärung der Ablehnung des Tarifs.

4.3.13 Zufriedenheit mit dem Service der EVU im Rahmen des Feldversuchs

Zweitbefragung: Wie einfach fanden Sie es, im Bedarfsfalle Kontakt zu Ihrem Energeiversorgungsunternehmen aufzunehmen?

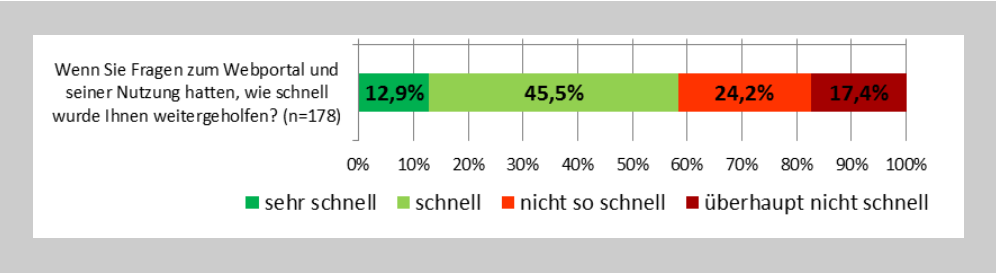
Abbildung 78: Erreichbarkeit des EVU



Über 70% der Befragten geben an, dass das EVU bei Fragen „einfach“ oder „sehr einfach“ zu erreichen war. 18,5% hatten dabei Schwierigkeiten, und bei weiteren 9,5% scheint es größere Probleme bei der Kontaktaufnahme gegeben zu haben.

Zweitbefragung: Wenn Sie Fragen zum Webportal und seiner Nutzung hatten, wie schnell wurde Ihnen weitergeholfen?

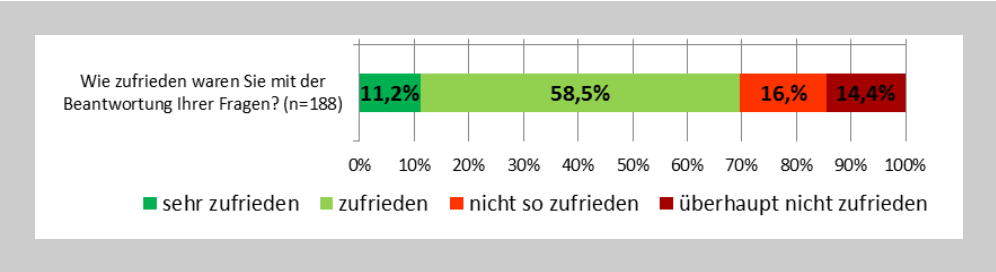
Abbildung 79: Beantwortung von Fragen zum Webportal



Hinsichtlich der Dauer der Problemlösung geben stark 58% der Befragten an, ihnen sei „schnell" oder „sehr schnell" geholfen worden. Knapp ein Viertel gab an, dass dies „nicht so schnell" geschehen sei, und weitere 17,4% mussten offensichtlich lange warten, bis das aufgetretene Problem gelöst wurde.

Zweitbefragung: Wie zufrieden waren Sie mit der Beantwortung Ihrer Fragen?

Abbildung 80: Qualität der Hilfestellung des EVU



Fast 70% bewerten die Beantwortung ihrer Fragen positiv, während die EVU etwa 30% der Befragten nicht zu deren Zufriedenheit weiterhelfen konnten.

4.4 Energieeffizienz: Wirkung von Feedback und variablen Tarifen

Das Untersuchungsdesign des Feldversuchs beinhaltet zwei Versuchsbedingungen. Zum einen wurde der Einfluss eines Feedbacks auf das Verbrauchsverhalten untersucht. Des Weiteren wurde ein variabler Tarif angeboten und dessen Wirkung untersucht. Mögliche zeitliche Verlagerungen des Stromkonsums sollten auf diese Weise aufgezeigt werden.

4.4.1 Methodisches Vorgehen

Für die Auswertung konnten nur Zeiträume und Zähler ausgewählt werden, für die die Messwerte in ausreichender Qualität vorhanden waren. Fehlende

Zählerwerte und Lücken in den Zählerdaten schränken die Datenqualität ein (Zusammenstellung der Erfahrungen im Bericht zur technischen Begleitforschung). Um die Untersuchung wissenschaftlich zuverlässig auszuwerten besteht die Anforderung, für einen möglichst langen Zeitraum für möglichst viele Teilnehmer Daten von hoher Qualität verfügbar zu haben. Unter Berücksichtigung dieser Kriterien gehen Daten aus dem Zeitraum von Anfang August 2010 bis einschließlich Dezember 2010 (01.08.2010 – 31.12.2010) in die Untersuchung ein. Je nach Fragestellung beziehen sich die Ergebnisse auf eine unterschiedliche Anzahl von Teilnehmern, abhängig davon, wie viele gültige Datensätze in die Berechnung einbezogen werden konnten.

Um Aussagen über die Wirkung der Versuchsbedingungen machen zu können wurde eine Kontrollgruppe gebildet. Hierzu wurden Daten von Teilnehmern eines anderen Smart Metering Projektes herangezogen. Voraussetzung für die Bildung der Kontrollgruppe war, dass Daten sowohl für den gewählten Zeitraum als auch zu den für die Berechnung des Stromverbrauchs relevanten Variablen vorlagen. Dies war für 124 Datensätze der Fall. Die Kontrollgruppe ermöglicht so einen Vergleich des Verbrauchs unter Berücksichtigung der wesentlichen Einflussfaktoren (Saison, Haushaltsgröße, Ausstattung etc.).

Das Verbrauchsverhalten unterliegt grundsätzlich mehreren Einflussgrößen. So verbrauchen große Haushalte mit mehreren Bewohnern deutlich mehr Strom als kleine Haushalte mit weniger Bewohnern. Um den Einfluss der Versuchsbedingungen auf das Verbrauchsverhalten zu ermitteln, müssen möglichst alle bekannten Einflussgrößen berücksichtigt werden. Nur wenn der Einfluss der Variablen wie Haushaltsgröße, Wohnfläche und Ausstattung berücksichtigt wird, lässt sich die Wirkung der beiden Versuchsbedingungen Feedback und Tarif berechnen.

Hierzu wurde das Verfahren der Multivariaten Regression verwendet. So können Beziehungen zwischen einer abhängigen Variable (z.B. Stromverbrauch) und mehreren unabhängigen Variablen (z. B. Soziodemografische Variablen, sowie den Versuchsbedingungen) festgestellt werden.

Für die Ermittlung des Einflusses der Versuchsbedingungen müssen zunächst andere relevante Einflussgrößen auf den Stromverbrauch berücksichtigt werden. Hierzu wurde eine Regressionsgleichung aufgestellt, die den Einfluss der Variablen Wohnfläche, Anzahl der Personen im Haushalt, Anzahl der Personen unter 18 Jahren (Kinder), technische Ausstattung (Kombination verschiedener Geräte) und der jeweiligen Versuchsbedingung auf den Lastverlauf bestimmt. Anschließend werden die genannten Variablen mit dem jeweiligen Mittelwert in die Gleichung aufgenommen, nur die Versuchsbedingung wird mit der Ausprägung ja bzw. nein in der Gleichung berücksichtigt. So entstehen jeweils zwei Kurven, ein durchschnittlicher Lastverlauf für Versuchsteilnehmer ohne die jeweilige Versuchsbedingung, und

ein durchschnittlicher Lastverlauf für Teilnehmer, die der jeweiligen Versuchsbedingung unterworfen waren. Die Differenz der Kurven entspricht dem Einfluss des Treatments.

Um die Aussagekraft der Ergebnisse zu bewerten wurde geprüft, inwieweit die Versuchsbedingungen einen signifikanten Beitrag zur Erklärung der Varianz im Verbrauch leisten. Hierzu wird vom tatsächlichen Verbrauch der Anteil subtrahiert, der durch die anderen Variablen erklärt wird. Es bleibt ein „unerklärter Rest", der durch die Versuchsbedingungen erklärt werden kann (plus Fehler). Dieser Rest, eine Energiemenge, wird mit der jeweiligen Versuchsbedingung korreliert und auf statistische Signifikanz hin geprüft. Überblicherweise werden Ergebnisse dann als als signifikant betrachtet, wenn sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 95%, oder gar 99% nicht zufällig sind. Die statistische Signifikanz hängt immer auch mit der Stichprobengrösse zusammen, je größer der Stichprobenumfang umso eher ist ein Ergebnis signifikant. Im Smart Metering Projekt handelt es sich vergleichsweise um eine eher kleine Stichprobe.

Um die Vorhersagekraft eines Regressionsmodells zu bewerten, wird das sogenannte Bestimmtheitsmaß angegeben. Dieses Maß beschreibt den erklärbaren Anteil im Verbrauch und ergibt sich aus dem Quadrat des Korrelationskoeffizienten zwischen den echten Werten und denen, die durch das Modell erklärt werden. Die Bezeichnung hierfür ist "R^2". R ist der Korrelationskoeffizient und das Quadrat davon - R^2 - ist das Bestimmtheitsmaß.

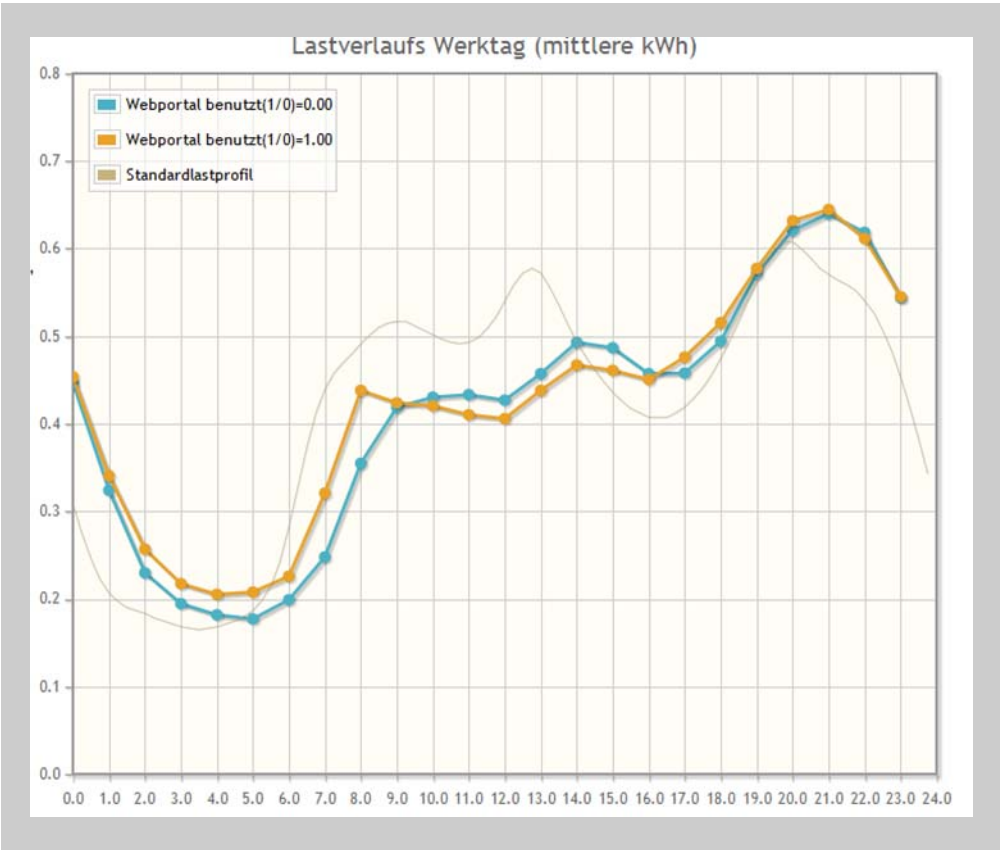
Im Rahmen dieses Projektes wurden neben einer Regression für einen Tagesmittelwert, zusätzlich 48 einzelne Regressionsberechnungen für einzelne Stundenmittelwerte durchgeführt. Es gibt daher ein Bestimmtheitsmaß für die Regression zum Tagesmittelwert. Zusätzlich gibt es 48 weitere Werte, die die Vorhersagekraft der Modelle zu den einzelnen Stunden bewerten. Daraus wurde der Mittelwert für alle 48 Berechnungen bestimmt. Der Mittlere Korrelationskoeffizient bei einer Regression zur Bestimmung der Last in Abhängigkeit von Wohnfläche, Ausstattung, Anzahl der Personen im Haushalt, Personen unter 18 im Haushalt, und Tariftestteilnahme ist 0.55. Das Quadrat davon - das Bestimmtheitsmaß - ist 0.30.

4.4.2 Wirkung des Feedback auf das Verbrauchsverhalten

Das Feedback wurde über ein Webportal realisiert. Alle Versuchsteilnehmer, die das Portal mindestens einmal genutzt haben, wurden als der Versuchsbedingung zugehörig gewertet. Dies wurde anhand der Klickdaten festgestellt. Somit gehen Teilnehmer, die das Webportal zwar erhalten, aber nicht genutzt haben, nicht in die Berechnung ein. Für die Berechnung des Einflusses konnten 188 Fälle ausgewertet werden. Unter Berücksichtigung der

oben genannten Einflussgrößen ergibt sich für die Versuchsbedingung Feedback folgendes Bild:

Abbildung 81: Durchschnittlicher Lastverlauf für Werktage mit und ohne Feedback

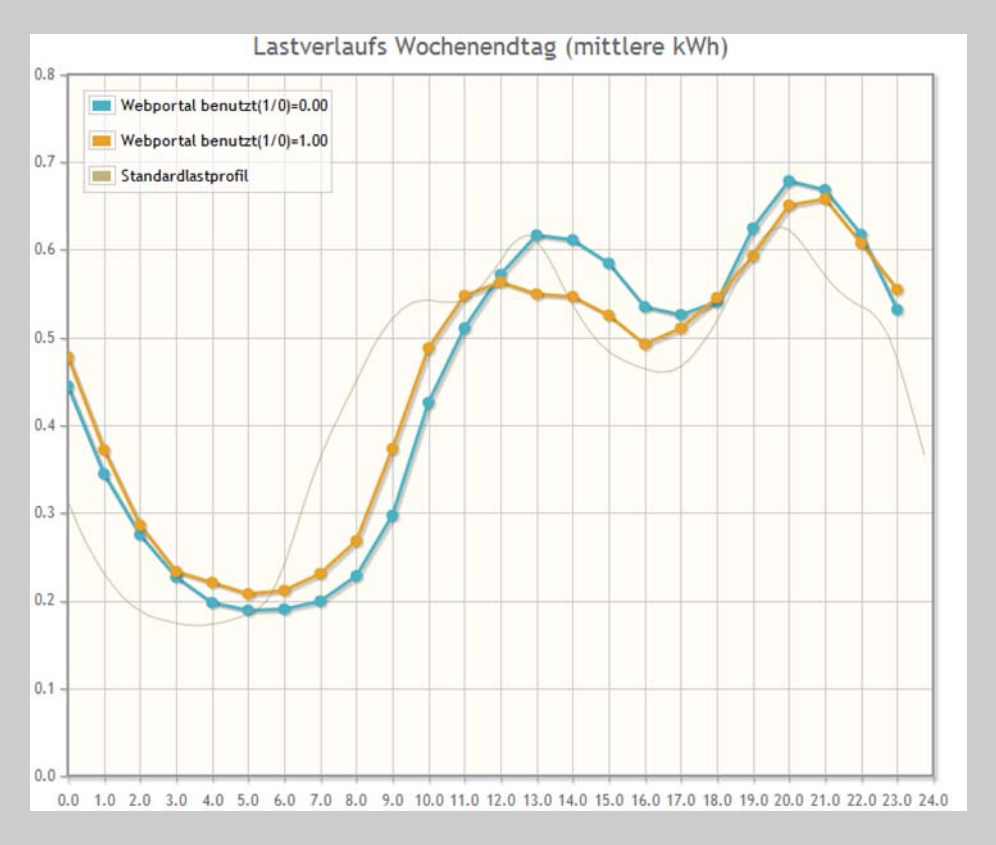


Die blaue Kurve stellt den durchschnittlichen Lastverlauf der Versuchsteilnehmer ohne Feedback für Wochentage dar. Hierbei handelt es sich um Teilnehmer eines anderen Feldversuches.Diese Kontrollgruppe ist mit den Versuchsteilnehmern vergleichbar, da soziodemographische Einflussgrössen bekannt sind und berücksichtigt wurden. Die orange Kurve zeigt den durchschnittlichen Lastverlauf der Feedbacknutzer, ebenfalls für Wochentage. Entgegen der Erwartung besteht ein leicht höherer Verbrauch für Versuchsteilnehmer, die das Feedback genutzt haben: An Wochentagen verbrauchen die Feedbacknutzer durchschnittlich 10.15 kWh, die Nicht-Feedbacknutzer etwas weniger, nämlich 9.91 kWh. Der Unterschied im Verbrauch an Wochentagen beträgt 0.24 kWh. Das entspricht einem Minderverbrauch der Teilnehmer ohne Feedback von 2.36%. Die Korrelation zwischen dem „unerklärten Energieverbrauch“ und der Bedingung „Feedback“ ist mit $r = .03$ nur gering und wird nicht statistisch signifikant (Signifikanz >0.65), d.h. mit einer Wahrscheinlichkeit von nur 65% kann davon

ausgegangen werden, dass der Zusammenhang nicht rein zufällig besteht. Die braune Kurve zeigt zum Verlgeich der Versuchsprofile das Standardlastprofil für Wochentage (Übergangsprofil).

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Wochenenden.

Abbildung 82: Durchschnittlicher Lastverlauf für Wochenendtage mit und ohne Feedback



Die Feedbacknutzer (orange) und die Nicht-Feedbacknutzer (blau) verbrauchen nahezu gleich viel Strom, die Feedbacknutzer haben mit 10.71 kWh einen minimal höheren Verbrauch als die Nicht-Feedbacknutzer (10.63 kWh). Der Unterschied beträgt 0.08 kWh, das entspricht 0.74%. Die Korrelation ist mit r = .01 minimal und nicht signifikant (Signifikanz >0, d.h. der Unterschied ist rein zufällig).

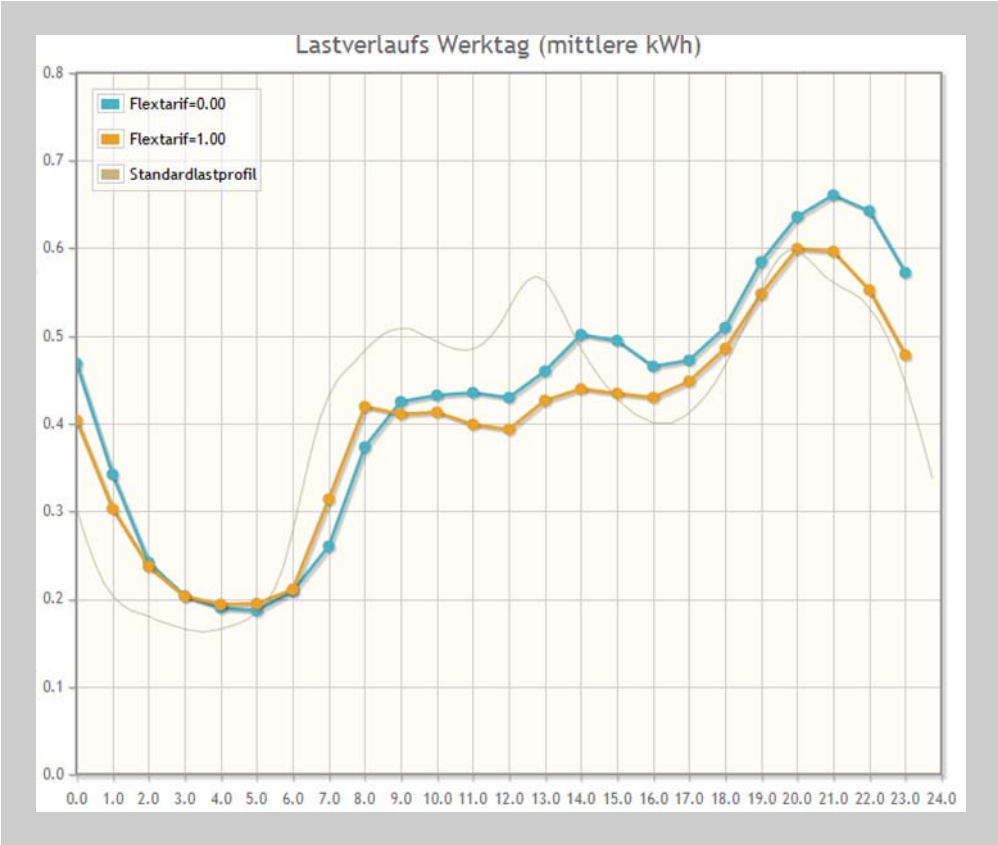
Die Ergebnisse zeigen keinen verbrauchsverringernden Effekt von Feedback.

4.4.3 Wirkung des Variablen Tarifs auf das Verbrauchsverhalten

Wirkung des Tarifs auf die absolute Verbrauchsmenge

Analog zur Versuchsbedingung Feedback wurde die Auswirkung des variablen Tarifs betrachtet. Der Tarif wurde den Versuchsteilnehmern als „Flex Tarif" angeboten mit einer „best-price-option", das heißt, die Teilnehmer konnten den Tarif ohne finanzielles Risiko testen: sollten sie durch den Tarif profitieren, so wurde der eingesparte Betrag ausgezahlt, hätte der Tarif jedoch zu finanziellen Nachteilen geführt, so wurden diese den Teilnehmern nicht in Rechnung gestellt, sondern nach dem konventionellen Tarif abgerechnet. Der Tarif bot den Teilnehmern drei Zeitzonen, in denen der Strompreis variierte. Wochentags, in der Zeit von 9 – 14 Uhr war der Preis um drei Cent teurer als der reguläre Tarif, in der Zeit von 6 – 9 und von 18 – 22 galt der reguläre Tarif, in der übrigen Zeit war der Preis um drei Cent günstiger als es sonst der Fall gewesen wäre. An den Wochenenden galt durchgängig der günstige Tarif (drei Cent günstiger als regulär). Die Berechnung des Einflusses der Tarifoption bezieht sich auf 188 Datensätze, wobei nur 172 Teilnehmer den Tarif tatsächlich erhalten haben. Unter Berücksichtigung der Wohnfläche, der Anzahl der Personen im Haushalt und der Ausstattung ergibt sich für die Bedingung „Tariftestteilnahme" folgender Lastverlauf für Werktage:

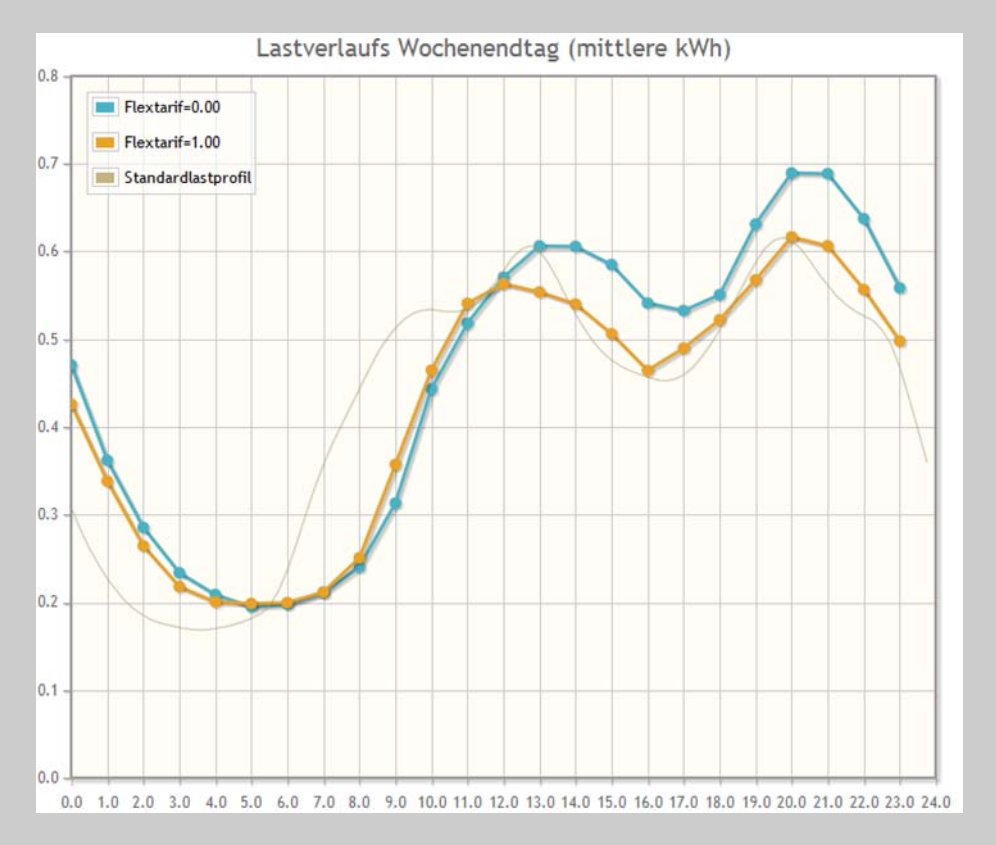
Abbildung 83: Durchschnittlicher Lastverlauf für Werktage mit und ohne variablem Tarif



Die blaue Kurve zeigt den durchschnittlichen Verlauf der Last für die Nicht-Tariftestteilnehmer.Die orange Kurve bildet den durchschnittlichen Lastverlauf der Tariftestteilnehmer ab. Es zeigt sich ein deutlich geringerer Verbrauch, nicht nur in den Tagesstunden, sondern auch über die Zeitzonenengrenze hinaus. Die Tariftestteilnehmer verbrauchen über den Tag gemittelt 0.66 kWh weniger als die Nicht-Tariftestteilnehmer (10.19 kWh/ Nicht-Tariftestteilnehmer vs. 9.53 kWh/ Tariftestteilnehmer). Dies entspricht einem Minderverbrauch von 6.47%. Die unerklärte Restmenge wurde mit der Versuchsbedingung „Tarif" korreliert, es zeigt sich ein Zusammenhang von r = -.07, der nicht signifikant wird (Signifikanz >0.85, d.h. mit einer Wahrscheinlichkeit von 85% ist die Korrelation nicht zufällig).

Für die Wochenenden des Versuchszeitraumes ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 84: Durchschnittlicher Lastverlauf für Wochenendtage mit und ohne variablem Tarif



Am Wochenende galt durchgängig der vergünstigte Tarif. Dennoch zeigt sich für die Tariftestteilnehmer ein geringerer Verbrauch. Sie verbrauchen an Wochenenden im Mittel 10.16 kWh, die Nicht-Tariftestteilnehmer dagegen 10.88 kWh. Die Differenz beträgt 0.72 kWh, das sind 6.61% weniger. Die

Korrelation der Versuchsbedingung „Tarif“ und der unerklärten Energiemenge ist mit r=.08 nicht signifikant (Signifikanz >0.85).

Die bislang berichteten Ergebnisse bezogen sich immer auf gesamte Tage, unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs.

Wirkung des Tarifs: Lastverlagerung

Um etwaige Lastverlagerungen nachzuweisen wurden die einzelnen Zeitzonen des Tarifs gesondert betrachtet. Für die hochpreisige Zeitzone (Werktags 9-14) des Tarifes wurde ein geringerer Verbrauch erwartet. Die Tariftestteilnehmer verbrauchen 4,92 kWh, die Nichttariftestteilnehmer 5,17 kWh. Die Differenz von 0,25 kWh entspricht einem Minderverbrauch in der hochpreisigen Zeitzone von knapp fünf Prozent. Für diese Zeitzone wurde der unerklärte Energieverbrauch mit der Versuchsbedingung Tarif korreliert. Die Korrealtion ist mit r = -.06 nicht signifikant (Signifikanz >0.80). Das heißt es besteht zwar ein negativer Zusammenhang zwischen Tariftestteilnahme und dem Verbrauch, es ist jedoch nicht auszuschließen, dass dieser rein zufällig zu Stande kam.

Für die weiteren Zeitzonen wurde entgegen der Erwartung ein geringerer Verbrauch festgestellt. Allerdings sind auch hier die Unterschiede nicht zuverlässig auf die Versuchsbedingung Tarif zurückzuführen. Von einer „einfachen“ Lastverlagerung im Sinne von Minderverbrauch zu Hochtarifzeiten und Mehrverbrauch zu Niedrigtarifzeiten kann auf Grundlage dieser Ergebnisse nicht geschlossen werden.

4.5 Webportalnutzung

4.5.1 Datenaufbereitung und Clusteranalyse

Um zu verstehen, wie das Webportal von unterschiedlichen Versuchsteilnehmern genutzt wurde, wurden Cluster gebildet, die es ermöglichen sollten, Nutzergruppen zu identifizieren.

Die Daten zur Webportalnutzung mussten für die beschriebenen Analysen zunächst aufbereitet werden. Es wurden einige neue Variablen generiert und unplausible Fälle gelöscht. Um Zusammenhänge der Cluster mit soziodemographischen Variablen ermitteln zu können wurde der Datensatz zur Webportalnutzung mit den Daten aus der Befragung zusammengeführt.

Im Anschluss wurden mehrere Clusteranalysen mit unterschiedlichen Verfahren gerechnet um Ausreißer zu identifizieren und die am besten geeignete Clusteranzahl zu ermitteln. Es wurde schließlich eine 4-Cluster Lösung gewählt. Für eine genauere Beschreibung des Vorgehens, sowohl im Hinblick auf die

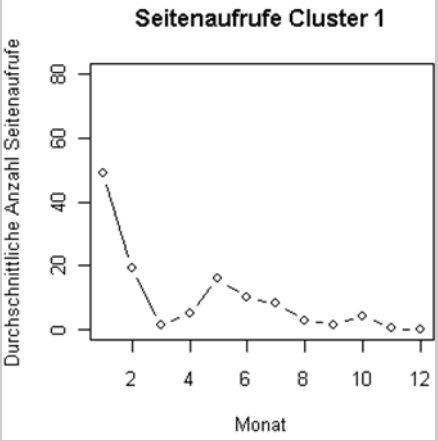
Datenaufbereitung als auch auf die Berechnungen liegen Fraunhofer interne Dokumentationen vor.

Die Charakteristika der entstandenen Cluster bezüglich der Webportalnutzung sowie Zusammenhänge mit soziodemographischen Variablen werden im Folgenden dargestellt.

4.5.2 Beschreibung der Cluster

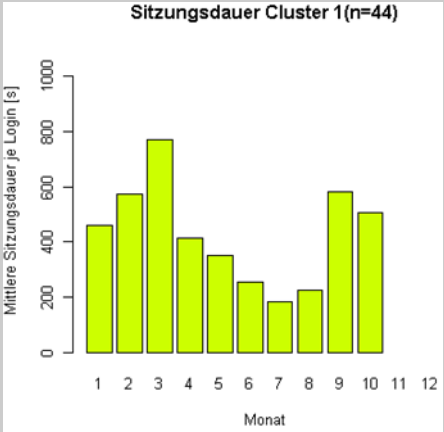
Die Nutzer, die dem **Cluster 1** (n=44) zugeordnet wurden zeigten zu Beginn des Feldversuchs eine mittlere Anzahl an Seitenaufrufen. Diese nimmt jedoch in den ersten Monaten rapide ab.

Abbildung 85: Anzahl der Seitenaufrufe des Cluster 1 über 12 Monate



Zur selben Zeit steigt die Sitzungsdauer von ca. 7,5 auf 12 Minuten. In Monat 5 und 6 steigt die Anzahl der Seitenaufrufe nochmals an, danach fällt sie wieder ab, begleitet von einer stetig abnehmenden Sitzungsdauer bis Monat 7. Ab Monat 8 zeigen sich fast keine nennenswerten Aktivitäten mehr anhand der Seitenaufrufe. Die Sitzungsdauer ist jedoch in Monat 9 und 10 nochmal erstaunlich hoch (10 Minuten in Monat 9). In den letzten beiden Monaten sind sowohl Seitenaufrufe als auch Sitzungsdauer bei Null. Die Loginhäufigkeit entspricht in allen Clustern weitestgehend der Anzahl der Seitenaufrufe.

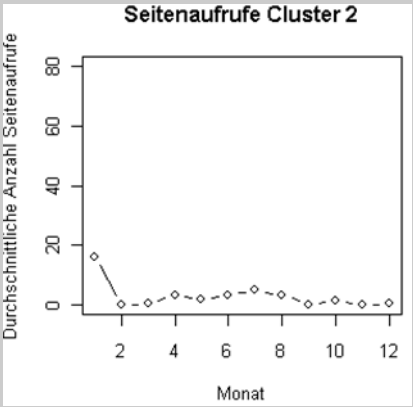
Abbildung 86: Mittlere Sitzungs-dauer des Cluster 1 über 12 Monate



Bezüglich der Seiteninhalte zeigt sich, dass gerade in Cluster 1 auffällig häufig die Rahmenseiten angesehen wurden. Bei den übrigen Seiteninhalten sind zunächst die Verbrauchsseiten an zweiter Stelle, die Seiten zu den Kosten an dritter und Seiten zur Tarifaufteilung an vierter Stelle. Seiten zur Leistung liegen an der fünften und Seiten, die Seiten, die etwas über die CO2 Emission aussagen an sechster Stelle. Seiten zum Kostenvergleich werden nur noch sehr wenige, alle übrigen Seiten gar nicht aufgerufen. In Monat 2 und 3 finden sich keine oder nur äußerst vereinzelte Seitenaufrufe. Im vierten Monat zeigt sich weitgehend dasselbe Muster wie in Monat 1, wenn auch auf einem niedrigeren Level. In Monat 6 dreht sich erstmals das Verhältnis zwischen Rahmenseiten und Verbrauchsseiten um, so dass die Verbrauchsseiten nun an erster Stelle stehen. Dies verstärkt sich in Monat 7 noch. Außerdem werden ausschließlich in diesem Monat auch die Seiten zu Vergleichszeitraum und KostenFlex angesehen. Danach nimmt die Häufigkeit der Seitenaufrufe generell stark ab.

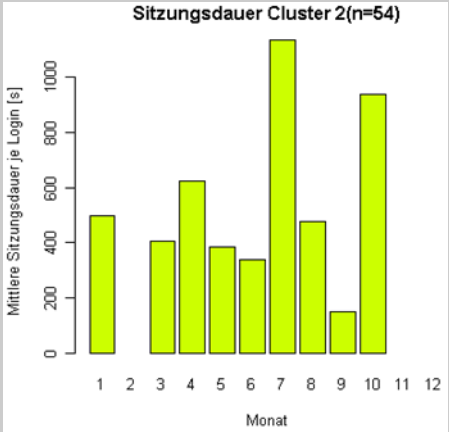
Die Nutzer im **Cluster 2** (n=54) beginnen mit wenigen Seitenaufrufen im ersten Monat. Die Anzahl nimmt sofort stark ab und nur in den Monaten 4,6,7 und 8 zeigen sich überhaupt noch geringe Aktivitäten. Die Sitzungsdauer in Cluster 2 unterliegt starken Schwankungen. Von ca. 8 Minuten in Monat 1 über keine Nutzung in Monat 2 nimmt in Monat 3 und 4 die Sitzungsdauer wieder zu und erreicht einen Peak bei etwas über 10 Minuten, dann geht sie bis Monat 6 wieder zurück und erreicht in Monat 8 mit über 16 Minuten den höchsten Wert über alle Gruppen. Erneute Abnahme und ein weiterer Peak in Monat 10. Danach wird die Aktivität eingestellt.

Abbildung 87: Anzahl der Seitenaufrufe des Clusters 2 über 12 Monate



In Cluster 2 fällt bei den Seiteninhalten auf, dass von Anfang an die Verbrauchsseiten am häufigsten angeklickt werden. Ansonsten entspricht die Rangfolge der Seiteninhalte weitgehend denen aus Cluster 1. In Monat 1 ist der Unterschied zwischen Verbrauchsseiten und Rahmenseiten noch relativ deutlich, im weiteren Verlauf nähren sich diese Häufigkeiten weitgehend an.

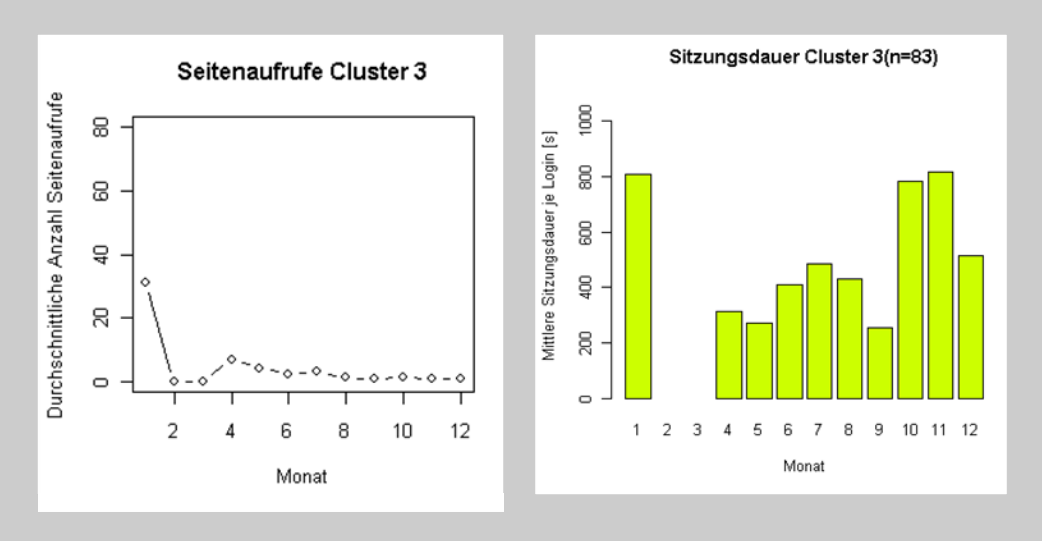
Abbildung 88: Mittlere Sitzungsdauer des Clusters 2 über 12 Monate



Die Nutzer im **Cluster 3** (n=83) beginnen mit knapp über 30 Seitenaufrufen und einer Sitzungsdauer von 12 Minuten und stellen in Monat 2 und 3 ihre Aktivität völlig ein. In Monat 4 zeigen sich nochmals ca. 10 Seitenaufrufe, danach nimmt die Anzahl langsam und stetig ab während die Sitzungsdauer von Monat 5 bis 7 leicht zunimmt. In den letzten Monaten steht eine geringe Anzahl von Seitenaufrufen einer relativ langen Sitzungsdauer gegenüber, die im letzten Monat immerhin noch 8 Minuten beträgt. Bei den Seiteninhalten in

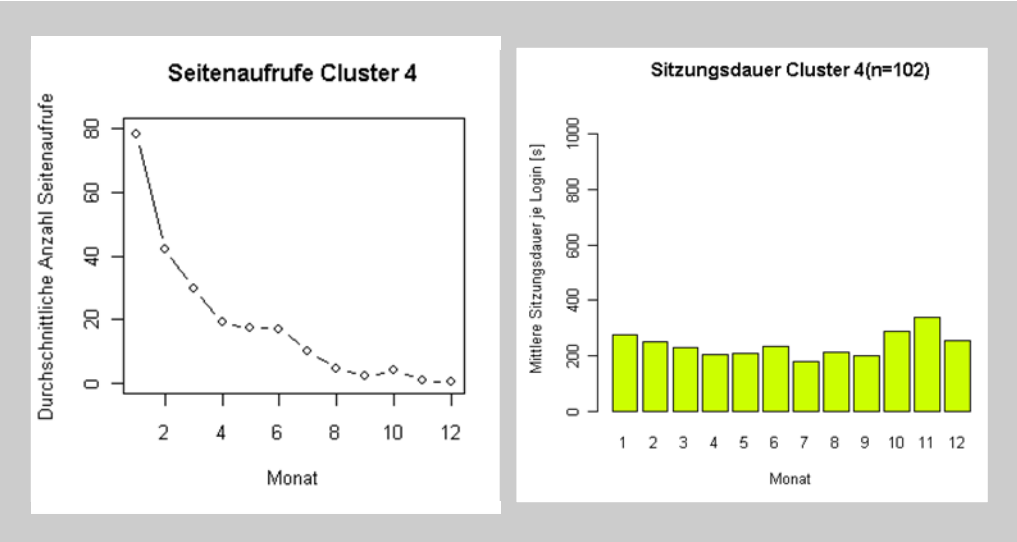
Cluster 3 fällt auf, dass Seiten zum Kostenvergleich häufiger aufgerufen werden als in den anderen Clustern. Jedoch auch hier bei ansonsten weitgehend gleichem Verhältnis zwischen den verschiedenen Inhaltsgruppen.

Abbildung 89: Anzahl der Seitenaufrufe und mittlere Sitzungsdauer des Clusters 3 über 12 Monate



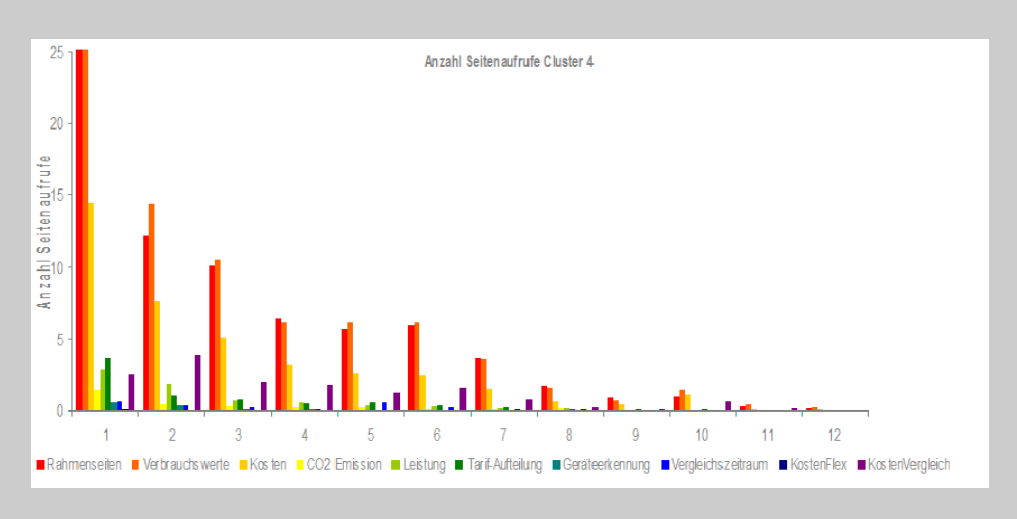
Im Monat 1 zeigen die Nutzer im **Cluster 4** (n=102) mit 80 Seitenaufrufen die höchste Aktivität. Auch im Monat 2 und 3 sind sie mit 40 und 30 Seitenaufrufen noch ebenso aktiv wie Nutzer anderer Gruppen zu Beginn. In Monat 4 sind noch 20 Seitenaufrufe zu finden und dies bleibt konstant bis zum Monat 6. Danach fällt die Aktivität auch in dieser Gruppe steil ab und liegt in Monat 11 und 12 im Durchschnitt bei weniger als 1. Das Cluster 4 ist insofern bemerkenswert, als sich die Sitzungsdauer über alle Monate auf demselben Niveau bewegt. Sie schwankt lediglich leicht um die 5 Minuten mit etwas höherer Aktivität zu Beginn, dann langsamer Abnahme und einer leichten Spitze in Monat 11.

Abbildung 90: Anzahl der Seitenaufrufe und mittlere Sitzungs-dauer des Clusters 4 über 12 Monate



Auch in Cluster 4 ist die Rangfolge der Seiteninhalte ähnlich wie in den anderen Clustern. Allein die Seiten zum Kostenvergleich liegen in den Monaten 2 bis 7 und 10 bereits an vierter Stelle, werden also im Verhältnis deutlich häufiger aufgerufen als in den übrigen Clustern.

Abbildung 91: Anzahl der Aufrufe verschiedener Seiteninhalte von Cluster 4



4.5.3 Zusammenhangsanalysen

Um herauszufinden, ob in den Clustern bestimmte, durch soziodemographische Merkmale gekennzeichnete Nutzer auftauchen wurden Zusammenhangsanalysen gerechnet. Die Cluster unterscheiden sich bezüglich

der **Wohnfläche** nicht. Der Mittelwert für die Wohnfläche liegt in allen 4 Clustern zwischen 130,56 und 131,93. Betrachtet man die **Altersstruktur der Haushalte** in den Clustern deskriptiv so zeigen sich lediglich geringe Unterschiede zwischen Cluster 1 und 4 auf der einen und Cluster 2 und 3 auf der anderen Seite. Insofern als in Haushalten der beiden ersteren etwas mehr 31-49 jährige und etwas weniger 19-30 jährige sind als in Haushalten der letzten beiden Cluster. Statistische Kennwerte ergeben jedoch, dass keine der Altersvariablen signifikante Unterschiede in Ihrer Verteilung über die Cluster zeigt. Auch bezüglich der **Nutzungsart** (privat/gewerblich), des **Baujahres** und der **Wohnsituation** (Eigentum/Miete) sowie **Anzahl der Parteien im Haus** ergaben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Clustern. Zwischen der **Haushaltsgröße** (Anzahl der Personen) und den einzelnen Clustern ist die einzige signifikante Korrelation, die sich ergibt so zu interpretieren, dass Haushalte mit mehr Personen sich häufiger in Cluster 2 wiederfinden. Allerdings ist die Höhe des Zusammenhangs mit r=.1 nur äußerst gering. Die deskriptive Auswertung der **Lastgänge** zeigt, dass Haushalte in Cluster 2 generell einen etwas höheren Verbrauch haben als die Haushalte in anderen Cluster. Diese Tatsache deckt sich gut mit der Erkenntnis, dass in Cluster 2 eher größere Haushalte vertreten sind.

Hieraus lässt sich schließen, dass die Cluster sich nicht durch soziodemographische Variablen charakterisieren lassen. Es sind also nicht bezüglich der untersuchten Variablen abgrenzbare Personen, die das Webportal auf dieselbe Art und Weise nutzen. Es scheinen andere Faktoren zu sein, die bei der Webportalnutzung eine Rolle spielen.

Ein Zusammenhang der **Motivskalen** „Offenheit und Zuversicht“ „Ableitung konkreter Handlungen“ „Finanzielle Kontrolle“ „Ablehnung“ „Überblick und Transparenz“ einerseits und den Clustern andererseits ergab sich nur bei der Skala „Ableitung konkreter Handlungen“. Diese korreliert leicht positiv (r=.11) mit dem Cluster 2 und leicht negativ (r=-.13) mit dem Cluster 4. Wobei auf den Skalen niedrige Werte eine stärkere Zustimmung bedeuteten. Somit sind die Zusammenhänge so zu interpretieren, dass die Nutzer in Cluster 2 die Aussagen zum Ableiten konkreter Handlungen eher ablehnten, die Nutzer in Cluster 4 dagegen diesen eher zustimmten. Die Zusammenhänge sind jedoch auch hier sehr gering.

Generell lässt sich sagen, dass auch die Motivskalen in der jetzigen Form nicht besonders gut geeignet sind um Unterschiede in der Webportalnutzung zu erklären.

4.6 Prozesseffizienz

Im Rahmen der Prozesseffizienzstudie wurden auf Basis einer Systematisierung von Prozessen im Bereich des Messstellenbetriebs, der Messung und der Abrechnung operative Prozesskosten verschiedener Technologievarianten des Smart Meterings analysiert. Während bisherige Studien ihre Untersuchungen z. B. auf die Entgelte, eine Optimierung der Beschaffung und neue Produkte fokussierten, wurde die eigentliche Prozesseffizienz durch Smart Metering mit Bezug auf die eingesetzten Technologien nach Auffassung der Autoren bislang noch nicht untersucht. Vor diesem Hintergrund hat das Fraunhofer ISE seine systemtechnische Expertise im Smart Metering genutzt und den Fokus sowohl auf den Einsparten- (elektrische Energie) als auch auf den Mehrspartenansatz (elektrische Energie, Gas, Wasser) gesetzt.

Auf dieser Basis wurde geprüft, welche Prozesseffizienzen, verstanden als Prozesskosten der Smart Metering Technologievarianten, im Vergleich zu den Prozesskosten des konventionellen Zähl- und Messwesens mit Ferrariszählern, entstehen. Die Kostenanalyse wurde dabei für jährliche, vierteljährliche und monatliche Ablesevarianten durchgeführt.

Die Berechnungen zeigen, dass Smart Metering bei einer monatlichen Ablesung zu positiven Prozesseffizienzen führen kann, insbesondere beim Mehrspartenansatz in Mehrfamiliengebäuden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist dies jedoch nicht gleichzusetzen mit einer Analyse eines wirtschaftlich rentablen Einsatzes der Systeme, da lediglich Kostenfaktoren betrachtet werden und Einnahmen, die z. B durch an Smart Metering gebundene Mehrwertdienstleistungen entstehen, nicht Gegenstand der Untersuchung waren. Die Ergebnisse zeigen in diesem Zusammenhang jedoch, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Smart Metering Systemen wesentlich von drei Faktoren abhängt: Häufigkeit der Ablesung, eventuell erzielbare Mehrwerte und für Smart Metering anfallende Kommunikationskosten.

Zusammenfassung wesentlicher Analyseergebnisse
Die Analyse der Technologievarianten für den Anwendungsfall Zähl- und Messwesen für die **Sparte „elektrische Energie“** zeigt, dass die konventionelle Technologievariante „Ferraris“ allen Smart Metering Varianten bei den Kosten überlegen ist.

Dieser Vorteil bleibt sogar bestehen, wenn in der Analyse eine vierteljährliche Abrechnung angenommen wird, die durch die wiederholten Prozessabläufe zu insgesamt höheren Kosten für alle Technologievarianten führt.

Erst bei der Vervielfachung der Prozessabläufe durch eine monatliche Abrechnung können diejenigen Smart Metering Varianten Effizienzpotenziale gegenüber der konventionellen Technologie erschließen, die sich durch geringe

Betriebskosten der Kommunikationstechnologie auszeichnen. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen würde ein flächendeckender Rollout der Smart Metering Technologie höhere Prozesskosten als das konventionelle Metering verursachen.

Die Kostenanalyse der Technologievarianten für den **Mehrspartenansatz** zeigt, dass die bisherige Technologievariante „konventionelles Mehrspartensystem" bei einer jährlichen Ablesung fast allen Smart Metering Varianten bei den Prozesskosten überlegen ist. Kostengünstiger als die konventionelle Variante ist die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator".

Wird die Abrechnungsfrequenz auf eine vierteljährliche Abrechnung erhöht, zeigt das Analyseergebnis eine hohe Prozesseffizienz weiterer Smart Metering Systeme. Bei einer Erhöhung der Abrechnung auf eine monatliche Abrechnung aller Sparten, erhöht sich die Effizienz der Smart Metering Systeme weiter, so dass alle untersuchten intelligenten Zählersysteme den konventionellen Systemen in den Prozesskosten überlegen sind.

Diese Analysen zeigen, dass Smart Metering besonders dann prozesseffizient ist, wenn die technischen Funktionsmöglichkeiten gebündelt eingesetzt werden. Dies zeigt sich folglich erst im Mehrspartenansatz, da die Effizienzpotenziale hier am stärksten zum Ausdruck kommen.

In dieser Studie wurden die direkten Prozesskosten betrachtet. Andere Studien zeigen Möglichkeiten zusätzlicher Deckungsbeiträge für die Sparte elektrische Energie auf, die sich durch Effizienzpotenziale in anderen Geschäftsbereichen der Energieversorgung bei der Ausnutzung der technischen Möglichkeiten der Smart Metering Systemen ergeben. Zum einen ist das Verbrauchs-Feedback eine Möglichkeit für den Kunden, die als Zusatzinformation Einnahmen generieren kann. Hier können auch innovative Analysealgorithmen für weiterführende Informationen an den Kunden genutzt werden, die nicht nur Aufschluss über verbrauchte Energiemenge und abgerufene Leistung geben, sondern auch über die Anteile verschiedener Geräte (-gruppen) am Energieverbrauch. Des Weiteren sind über die Datenerfassung Informationen zu generieren, die die Netzbetreiber und Elektrische Energieversorger zu optimierten Beschaffungs- und Betriebsstrategien führen können. Es wird vermutet, dass resultierende Mehrwerte noch verstärkt werden, wenn Rahmenbedingungen für die Akteure in der Energiewirtschaft dahingehend geändert werden, dass die Energiebeschaffung für Privatkunden sich nicht mehr nur am Standardlastprofil orientieren müsste.

Auch bei der Nutzung von Smart Metering in der Mehrsparten-Anwendung bieten sich Vorteile gegenüber dem bisherigen Zähl- und Messwesen. Die Verfügbarkeit von Lastprofildaten verschiedener Medien ermöglicht sowohl

beim Management von Elektrizitätsnetz, dezentralen Erzeugern und Speichern als auch bei der Entwicklung weiterer intelligenter Energielösungen (z. B. Hausenergieversorgung mit Eigenverbrauch elektrischer Energie und Wärmenutzung) den Energieversorgungsunternehmen, Messstellen- und Netzbetreibern positive Deckungsbeträge im Rahmen innovativer Geschäftsmodelle sowohl im Privat- als auch Geschäftskundenbereich zu umzusetzen.

Belastbare wissenschaftlich fundierte Bezifferungen dieser Mehrwerte liegen bisher noch nicht vor, so dass zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht quantifiziert werden, in welcher Höhe diese Mehrwerte einen wirtschaftlich rentablen Einsatz von Smart Metering in der Sparte elektrische Energie ermöglichen.

4.6.1 Zielsetzung der Untersuchung

4.6.1.1 Motivation

Die 2008 beschlossene Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG[8]) und der Messzugangsverordnung (MessZV) hat in Deutschland das Mess- und Zählerwesen für den Wettbewerb geöffnet. Die Einführung der neuen Akteure Messstellenbetreiber (MSB) und Messdienstleister (MDL) führt dazu, dass die Netzbetreiber im Messwesen zu Dritten in Konkurrenz treten. Endkunden können damit ihren Messstellenbetreiber und -dienstleister selbst aussuchen. Sie haben die Möglichkeit sich die verschiedenen neuen Smart Metering Technologien selbst auszusuchen. Im Rahmen des »Integrierten Energie- und Klimaprogramms« hat die Bundesregierung vereinbart, solche neuen Technologien am Markt zügig einzuführen. Durch die Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen wurde die Voraussetzung für die Marktteilnehmer geschaffen, praxisgerechte Lösungen zu entwickeln und einzuführen. Durch die geänderten gesetzlichen Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes an das Mess- und Zählwesen (§21b u. §40 EnWG 2009) ist die Prozesslandschaft in dem Bereich komplexer geworden. Gleichzeitig wird erwartet, dass die verpflichtende Einführung von intelligenten Zählern zum 01.01.2010 die Prozesseffizienz im Bereich des Messwesens erhöht.

Mit der Einführung neuer Zählertechnologien und der Verpflichtung zum Anbieten lastvariabler Tarife durch die Energieversorger entstehen auch für Zählersysteme mit elektronischer Zählerfernauslesung (Automated Meter Reading AMR) neue Marktchancen. Denn durch AMR und Datenverarbeitung kann der Ablesungsprozess weiter rationalisiert werden.

8 Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Juli 2011 (EnWGÄndG) wurde nicht in den Untersuchungen berücksichtigt, da die Studie zu einem wesentlich früheren Zeitpunkt durchgeführt wurde.

Es ist zu prüfen, inwieweit Kosten eingespart werden können. Darüber hinaus werden neue Funktionalitäten und Dienste verfügbar, wiez. B. die Lastbegrenzung oder Sperrung des Elektrische Energieanschlusses bei Zahlungsverzug, die Erkennung von Elektrische Energiediebstahl, Reduzierung von Ablesefehlern, vereinfachtes Management von Lieferantenwechsel oder Mieterwechsel. Solche Systeme, die neben der Zählerfernauslesung auch diese weiteren Dienste und Funktionalitäten übernehmen, werden unter dem Begriff »Automated Metering Management« (AMM) zusammen gefasst.

Darüber hinaus bauen viele Konzepte, die zum Aufbau eines intelligenten Elektrizitätsnetzes entwickelt und teilweise bereits in Demonstrationsvorhaben umgesetzt werden, auf die Verfügbarkeit detaillierter Daten aus Niederspannungsnetzen, die beispielsweise über (Bündelung von) intelligenten Zählern die Grundlage für Effizienzsteigerungen im Netzbetrieb und in der Einbindung erneuerbarer Energien.

Durch die Einführung von AMM Systemen soll zukünftig Energie eingespart und gleichzeitig das Mess- und Zählwesen effizienter und damit kostengünstiger werden. Der vorliegende Bericht untersucht die Umstellung des konventionellen Messwesens auf das sogenannte Smart Metering auf prozessualer Ebene. Es wird untersucht, ob die veränderten Prozesse durch den hohen Automationsgrad günstiger betrieben werden können, oder ob sich dahinter sogar Mehrkosten verstecken.

4.6.1.2 Aufgabenstellung Prozessbegleitforschung

Die im Projektantrag enthaltene Arbeitspaketbeschreibung formuliert die Zielsetzung dieser Studie. Daraus geht hervor, dass die Ergebnisse aus dem Feldversuch für die Bewertung einer Rationalisierung der Geschäftsprozesse herangezogen werden können.

Arbeitspaketsbeschreibung: »Die Ergebnisse aus Teilprojekt 7 werden analysiert und eingehend evaluiert. (…).

Darüber hinaus werden die Ergebnisse zur Rationalisierung der Geschäftsprozesse evaluiert. Die Ergebnisse werden in Kenngrößen zusammengefasst und in Bezug zu den Zielwerten aus TP1 gesetzt. Weiterhin wird überprüft, inwiefern die Ergebnisse auf andere Versorgungsgebiete bzw. Kundengruppen übertragen werden können und welche Ergebnisse dann zu erwarten sind. (…).«

Ergebnisbeschreibung: »Die Kenngrößen zur Energieeffizienz und zur Prozesseffizienz sowie ein Vergleich zu den Benchmarks liegen vor. Weiterhin wird eine ausführliche Bewertung der AMM-Systeme vorgelegt. (…).«

4.6.1.3 Methodik und Lösungsweg

In den vergangenen zwei Jahren wurden mehrere Studien (beispielhaft genannt seien LBD 2009; Pipke et al., 2009; PWC 2010; ATKearney 2008; trend:research 2008) veröffentlicht, die sich mit der Frage beschäftigten, ob und in welchem Umfang sich Vorteile durch geringere Prozesskosten bei der Nutzung von Smart Metering im Vergleich zu den bisherigen analogen Ferrariszählern ergibt. Die auf elektrische Zähler fokussierten Studien sind sich soweit darin einig, dass eine Steigerung der Prozesseffizienz zusätzlich mit weiteren Deckungsbeiträgen anfängliche Investitionen in Zähler, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und EDV-Strukturen amortisieren kann und diese ohne Anhebung der von der Bundesnetzagentur festgelegten Entgelte für Messung und Abrechnung dauerhaft im Betrieb gedeckt werden kann. Eine Berücksichtigung des Mehrspartenansatzes (elektrische Energie, Gas, Wärme/Kälte, Wasser) ist den Autoren zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht bekannt.

Zudem wird in den Studien nur sehr begrenzt die ursprüngliche Idee von Smart Metering und dessen Funktion als Gateway zu einem Objekt (Haushalt oder Gewerbe) innerhalb eines intelligenten Energienetzes reflektiert. Beide Aspekte können bei der Gesamtbewertung von Smart Metering allerdings nicht vernachlässigt werden, sondern sollten bei der aktuellen Gestaltung des regulatorischen Rahmens auch ökonomisch bewertet werden. Denn der zukünftige Umbau des Energieversorgungssystems durch einen vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieerzeugern sowie effizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Zusammenspiel mit einem »Internet der Energie« durch innovative IKT hängt auch von der regulatorischen und technischen Gestaltung im Mess- und Zählerwesen ab.

Deshalb wird in dieser Studie das Ziel verfolgt, die Frage der Prozesseffizienz bei verschiedenen Technologievarianten zu analysieren und zu identifizieren. Es wird berücksichtigt, dass verschiedene (auch anspruchsvollere) Technologievarianten betriebswirtschaftlich interessant sein können und volkswirtschaftlich zusätzlichen Nutzen erbringen können.

Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden Aufgabenstellungen bearbeitet:

1. Wie wirkt sich die bisher bekannte Prozesseffizienz bei Betrachtung verschiedener Technologievarianten aus? Welche Unterschiede in den Kosten können wir ermitteln? Zur Beantwortung dieser Frage wurden Technologievarianten qualitativ beschrieben und in einem Prozesskostenmodell systematisiert. Durch die Zuordnung der Kosten zu betrieblichen (Teil-)Prozessen der jeweiligen Technologievarianten wurden quantifizierte Aussagen hergeleitet.

2. Welche Variation der Prozesseffizienz ergibt sich bei der Annahme verschiedener Ableseintervalle pro Jahr? Es wurde davon ausgegangen, dass Vorteile verschiedener Technologievarianten speziell bei verkürzten Ablese- und Abrechnungsintervallen deutlich werden.

3. Welche Auswirkungen haben Prozessänderungen außerhalb der Umstellung auf AMM Systeme, wie z. B. die Einführung von elektronischer Abrechnung oder Fernsperrmöglichkeiten. Dies wird in einer anschließenden Sensitivitätsanalyse behandelt.

4.6.2 Bisherige Betrachtungen von Prozesseffizienzen durch Smart Metering

Die folgenden Kapitel zeigen auf, welche Prozesse besonders von Smart Metering betroffen sind und identifizieren entsprechende Prozesseffizienzen. Diese dienen als Grundlage für einen Vergleich mit verschiedenen Technologievarianten des Smart Meterings, die wiederum wesentliche Auswirkungen auf die Prozesseffizienzen im Mess- und Zählwesen haben können.

4.6.2.1 Prozessmodell der Bundesnetzagentur

Eine für die die Bundesnetzagentur zur Netzentgeldbestimmung erstellt Studie (vgl. Gnilka, Klebsch and Folta 2008) teilt die in die Netzentgelte eingehenden Prozesse im Mess- und Zählwesen in drei Hauptprozesse auf: Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung. Die Messung umfasst dabei die Ablesung, die Eingabe der Zählerstände in das EDM, Plausibilisierung und die Energiemengenermittlung. Beim Messstellenbetrieb handelt es sich um die Zählerbeschaffung und -verwaltung, die Montage, Lagerung und Wartung, die Eichung und Stichprobenprüfung sowie um die Planung. Die Abrechnung lässt sich wiederum in die Teilprozesse der Erstellung der Rechnung, des Forderungsmanagements, der Kundenbetreuung sowie der Nebenprozesse aufteilen. Die drei Hauptprozesse werden daher bei der Betrachtung der Prozesseffizienz und ihrer Beeinflussung durch die Umstellung auf Smart Metering genau betrachtet.

Abbildung 92: Hauptprozesse im Mess- und Zählwesen zur Netzentgeltbestimmung (Gnilka, Klebsch und Folta 2008).

4.6.2.2 Relevante Prozesse des Zähl- und Messwesens in bisherigen Studien

Zu denjenigen Prozessen, die hauptsächlich von der Umstellung auf AMM-Systeme betroffen sind, gehören Abläufe, die eine Rationalisierung des Vor-Ort Servicepersonals erlauben. Im Folgenden werden die Prozesse genannt, die sich nach Gnilka und Meyer-Spasche (2009) durch die Umstellung auf Smart Metering verändern werden.

So werden für den **Vertrieb** im Prozessbereich der Abrechnung und hier in den Teilprozessen der Erstellung der Turnus- und Zwischenabrechnung sowie der Rechnungskorrektur Einsparpotenziale erkannt. Gleiches gilt für den Prozessbereich EDM-Vertrieb. Hier können bei den Teilprozessen der Ablesung, Prognose und Beschaffung Einsparungen erzielt werden. Der Prozessbereich der Kundenbetreuung und Versorgung verfügt hingegen über Einsparpotenziale im Lieferbeginn/Lieferende/Lieferantenwechsel, bei der Sperrung/Entsperrung, dem Forderungsmanagement/Mahnwesen sowie beim Teilprozess der Stammdatenänderung/Tarifwechsel.

Der **Messstellenbetreiber/Messdienstleister** verfügt über Einsparpotenziale im Prozessbereich der Kundenbetreuung. Gemeint sind hier die Teilprozesse der Übernahme der Messeinrichtung und der Stammdatenänderung.

Auch der **Netzbetreiber** kann seine Prozesseffizienz erhöhen. Betroffen sind die Prozessbereiche EDM-Netz und die Kundenbetreuung VNB. So finden sich Einsparpotenziale im Teilprozess Fahrplan- und Bilanzkreismanagement des Prozessbereichs EDM-Netz. Bei der Kundenbetreuung VNB können bei den

Teilprozessen Netzzugang und Netznutzungsabrechnung Einsparpotenziale identifiziert werden.

4.6.2.3 Adaption des Prozessmodells für die Fraunhofer Prozesskostenbetrachtung

Zur besseren Vergleichbarkeit der bisher erstellten Studien mit den Erkenntnissen der vorliegenden Studie wurde das Prozessmodell weitgehend übernommen und mit Erkenntnissen aus der Kooperation mit der MVV Energie AG und der 24/7 Metering sowie der 24/7 IT geringfügig angepasst. Diese dienen als Grundlage für die Quantifizierung der Prozesseffizienzen bei den nachfolgend definierten Technologievarianten.

4.6.2.4 Bestandteile und Fokus der Fraunhofer-Prozesseffizienzanalyse

- **Technologievarianten**: Prozesse im Bereich des Messstellenbetriebs und Messdienstleisters hängen maßgeblich von der verwendeten Systemarchitektur und der Kommunikationstechnologie ab. Für die Prozessbetrachtung werden auf Basis der aktuellen technischen Entwicklung mögliche Technologievarianten definiert, die zwischen Zähler und Energiedatenmanagementsystem (EDM-System) für die Hauptprozesse Messung und Messstellenbetrieb eingesetzt werden können. Dabei unterscheiden wir in den Technologievarianten die Sparte elektrische Energie und den Mehrspartenansatz (im weiteren Multi-Utility MU genannt). Die zugrunde gelegten Technologievarianten sind in Kapitel 0 beschrieben.

- **Berechnungstool und Datenbasis**: Zur Bestimmung der Prozesskosten wurde eine Tabellenkalkulation erstellt. Sie ermöglicht die Ermittlung von Prozesskosten für die Prozesse des Messstellenbetriebs, der Messung und der Abrechnung. Die detaillierte Beschreibung des Berechnungstools und der Datenbasis für die Kosten der Hauptprozesse wird in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

- **Analyse und Ergebnisse**: Die Analyse wurde für die definierten Technologievarianten berechnet und mit den Häufigkeiten der Ablesung und Abrechnung pro Jahr variiert.

Die Autoren dieser Studie sind der Auffassung, dass den Ergebnissen in der gegenwärtig verfügbaren Literatur nicht widersprochen werden kann. Dennoch haben die ausführlichen Konsultationen mit den an dieser Studie beteiligten Partnerunternehmen gezeigt, dass eine Quantifizierung verschiedener Größen, die letztendlich das Ergebnis eines zusätzlichen Deckungsbetrags von ca. 20 EUR ergeben, schwer nachvollziehbar sind und deshalb von den Autoren als Schätzung verstanden werden. Da in dieser Studie der Anspruch bestand, die Prozesskosten und Effizienzpotenziale auf empirisch belastbare Daten zu begründen wird zu einer leichteren Einordnung die in der DIEHL-Studie

verwendete Systematisierung der Prozesse übernommen, so dass der Leser eigene Rückschlüsse zu weiteren Deckungspotenzialen ziehen kann. Nicht Gegenstand der empirischen Prozesskostenanalyse sind Netzentgelte, neu erschlossene Dienstleistungen und Vertriebsprodukte sowie die Beschaffung, da eine eigene monetäre Betrachtung innerhalb der Analyse aufgrund der komplexen Zusammenhänge an dieser Stelle nicht erbracht werden kann.

4.6.3 Technologie und Systemarchitekturen

Prozesse im Bereich des Messstellenbetriebs und Messdienstleisters hängen maßgeblich von der verwendeten Systemarchitektur und der Kommunikationstechnologie ab. Im Folgenden werden jene Technologievarianten, die zwischen Zähler und Energiedatenmanagementsystem (EDM-System) eine Rolle spielen.

4.6.3.1 Systemarchitekturen

Das Hauptmerkmal von Smart Metering Systemen ist die Systemarchitektur beim Kunden. Grundlegend lassen sich drei Varianten unterscheiden.

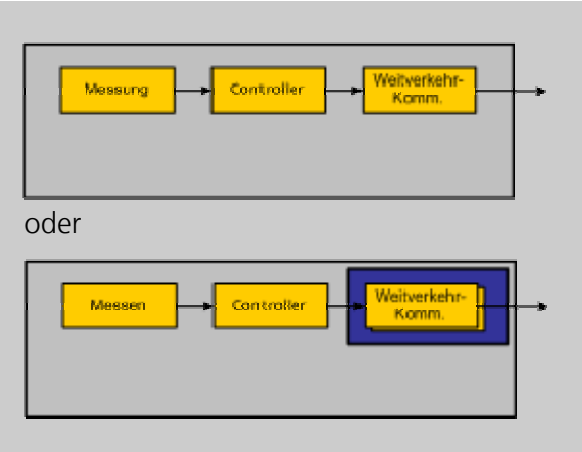
Zähler ohne Kommunikationstechnik

Diese Variante entspricht den herkömmlichen Zählern sowie der gesetzlichen Verpflichtung zur Einführung elektronischer Zähler – im Markt üblicherweise als EDL 21 bezeichnet.

Zähler mit Fernkommunikation

Bei dieser Technologievariante ist in einem elektronischen Zähler die Fernkommunikation integriert. Die Fernkommunikationseinheit kann entweder vollintegriert oder modular und austauschbar sein. Beispiele hierzu gibt es von Landis&Gyr (Enermet), EMH, ISKRA und Siemens. Der so genannte Metermanager, der im Feldversuch der MVV Energie zum Einsatz kam, war ebenso ein solches System mit modularer Fernkommunikation.

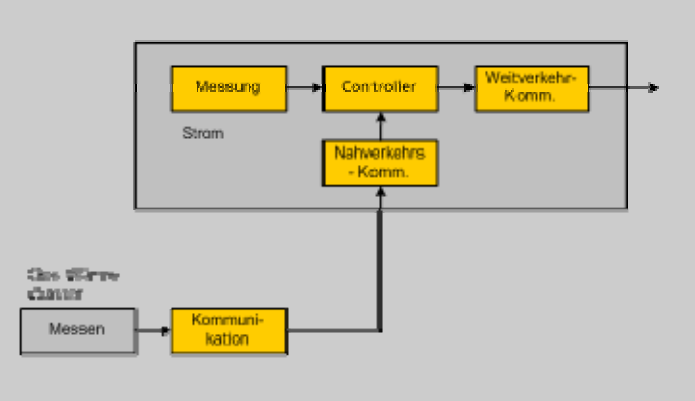
Abbildung 93: Zähler ohne Kommunikations-technik und Zähler mit Fernkommuni-kation



Mehrspartenzähler mit integrierter Fernkommunikation

Bei dieser Technologievariante können an einen Elektrizitätszähler weitere Zähler über eine Nahkommunikation angeschlossen werden. Die Fernkommunikation läuft über den Elektrizitätszähler. Beispiele für diese Technologievariante gibt es z. B. von Siemens, Echelon und Intron. Auch hier gibt es wieder Untervarianten mit modularen Kommunikationseinheiten.

Abbildung 94: Mehrspartenzähler mit integrierter Fernkommunikation

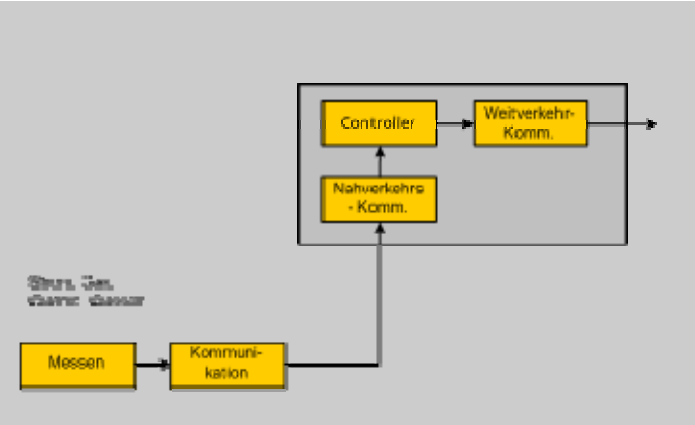


Separates Gateway/MUC/Datenkonzentrator

Bei dieser Technologievariante werden die Daten mehrerer Zähler in einem separaten Gerät gesammelt. Dieses Gerät übernimmt die Aufgabe der Datensammlung (»Datenkonzentrator«), und ist ebenso eine Schnittstelle zur Fernkommunikation (»Gateway«). Es kann ebenso Mehrwertdienste oder zusätzliche Schnittstellen (z. B. Kunden-Display) anbieten. Diese Funktionalitäten führen zu den Bezeichnungen Gateway, Datenkonzentrator

oder MUC, wobei damit im Wesentlichen das Gleiche gemeint ist. Meist wird der Begriff Datenkonzentrator verwendet, wenn die Daten einer sehr großen Anzahl Zähler dort gesammelt werden. Bei dieser Technologie gibt es diverse Untervarianten, die sich in Umfang, Funktionalität, und Modularität unterschieden.

Abbildung 95: Zähler mit separatem Gateway/MUC/ Datenkonzentrator



4.6.3.2 Nahkommunikation

Für die Kommunikation im Haus gibt es im Wesentlichen zwei Möglichkeiten: Draht oder Funk. Bei Elektrizitätszählersystemen wie beim Metermanager gibt es i. A. keine Nahkommunikation.

- **Interne Kommunikation mit M-Bus-Draht**

Auswirkung auf Prozesse: Bei der Technologievariante mit M-Bus-Draht gab es im Feldversuch Zusatzaufwand im Prozess der Erstinstallation und des Zählerwechsels. In vielen Fällen mussten zur Erstinstallation Drähte verlegt werden. Wenn geeignete Kunden mit geringerem Verdrahtungsaufwand vorausgewählt werden, entsteht zudem Aufwand für die Vorauswahl.

Auswirkung auf Kosten: Bei Drahtkommunikation gehen wir von nur geringen Hardwarekosten aus. Allerdings muss ein weiterer Aufwand z. b. durch M-Bus Kabelverlegung angenommen werden.

- **Interne Kommunikation mit Funk**

Auswirkung auf Prozesse: Es hat sich gezeigt, dass die Funkverbindungen im Haus nicht immer funktionieren. Im Allgemeinen war der Aufwand aber wesentlich geringer als bei Drahtkommunikation. Es waren dennoch pro

montierten Zähler im Schnitt einige Minuten notwendig, um Probleme zu lösen.

Auswirkung auf Kosten: Diese Variante erfordert funkfähige Zähler bzw. Module zur Funkkommunikation. Bei größerer Entfernung sind zusätzliche Verstärker erforderlich.

4.6.3.3 Fernkommunikation

In der Fernkommunikation zwischen Haushalt und Energieversorger gibt es verschiedene Funk- und Kabelvarianten.

- **GPRS**

Funklösungen bergen generell das Risiko schlechten Empfangs, insbesondere in Kellerräumen. In solchen Fällen bestehen beim Installationsprozess Problemlösungen aus dem Anbringen einer externen Antennen.

Auswirkung auf Prozesse: Auswertungen aus der technischen Begleitforschung sowie Befragungen weiterer Experten ergaben, dass im Prozess der Erstinstallation einige Minuten für Tests der Funkverbindung und für das Lösen von Problemen (Anbringen externer Antenne…) notwendig waren.

Auswirkungen auf Kosten: GPRS-Module sind etwas teurer in der Anschaffung als andere Technologien. Zudem fallen für den Ableseprozess jährliche Kosten an.

- **Powerline**

Bei der Powerline-Technologie werden die Daten der Haushalte per Powerline zum Datenkonzentrator gesendet. Von dort können die Daten mit unterschiedlichen Technologien zum EDM-System gesendet werden.

Auswirkung auf Prozesse: Auch bei der Powerline-Kommunikation gab es gelegentlich Kommunikationsprobleme und ähnliche Problemlösungszeiten wie bei GPRS. Dies betraf den Prozess der Erstinstallation.

Auswirkung auf Kosten: Es entstehen Prozesskosten für die Verwendung der Kommunikation sowie für Datenkonzentratoren und Infrastruktur. Die Kosten sind auch davon abhängig, ob Schmalband- oder Breitbandpowerline verwendet wird.

- **DSL**

Auswirkungen auf Prozesse: Auch hier gehen wir von einigen Minuten Aufwand für Probleme mit der Kommunikation aus.

Auswirkungen auf Kosten: Ein zusätzlicher DSL-Anschluss fällt mit hohen Kosten für die Ablesung ins Gewicht. Folglich wäre diese Technologie nur wirtschaftlich, wenn eine große Anzahl Haushalte mit einem DSL-Anschluss ausgelesen werden könnte. Eine Alternative ist jedoch, kostenfrei ein vorhandenes Kunden-DSL zu nutzen.

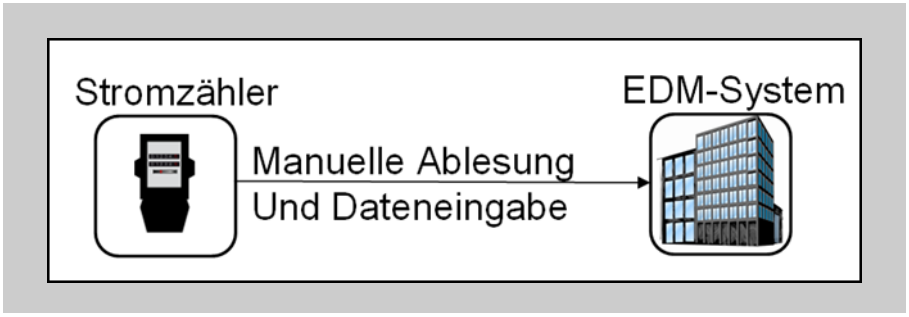
4.6.4 Technologievarianten in der Prozesseffizienzanalyse

4.6.4.1 Beschreibung der Technologievarianten für Smart Metering bei elektrischer Energie

Die gesetzliche Vorschrift sieht einen Einbau von elektronischen Zählern momentan nur für die Sparte elektrische Energie vor. Entsprechend werden Technologievarianten (TEV) unterschieden, wie sie im Feldversuch des Smart Metering Projekts und zahlreichen anderen Pilotinstallationen in Deutschland zurzeit installiert sind.

TEV »Ferraris«: Diese Technologie bildet den Status quo bisher ab, d. h. ein herkömmlicher Ferrariszähler wird in den bisherigen Teilprozessen Messstellenbetrieb (MSB), Abrechnung und Messung betrachtet und dient als Vergleichsgröße für alle weiteren Varianten. Als Kostenreferenz werden Angaben der MVV Energie verwendet.

Abbildung 96: Schematische Struktur von TEV »Ferraris«



TEV »EDL 21 Zähler«: Diese Technologie bildet die gesetzliche Vorgabe nach EnWg §§ 21 und 40[9] ab und beinhaltet einen elektronischen

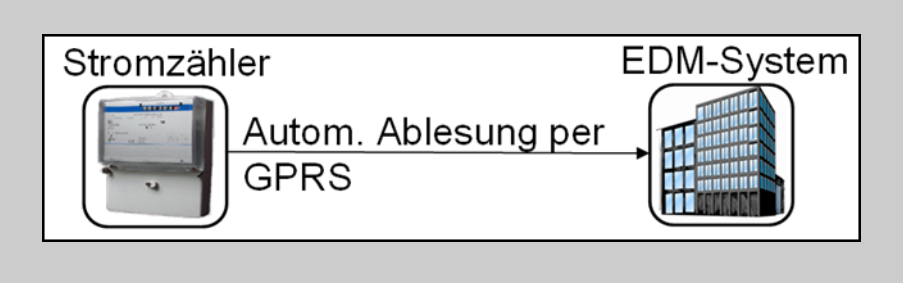
9 Vor der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2011.

Elektrizitätszähler, der nicht über eine Zählerfernauslesung verfügt. Alle Prozesse bis auf Abschreibung und Zinsen bei MSB bleiben wie in TEV »Ferraris« unverändert.

Abbildung 97: Schematische Struktur von TEV TEV »EDL 21«

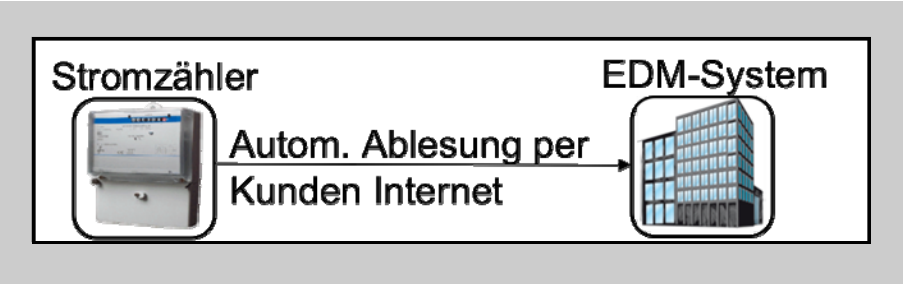
TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler«: In diesem Anwendungsfall wird ein Elektrizitätszähler mit integriertem GPRS-Funkmodul fernausgelesen. Die Kommunikation läuft einmal täglich über GPRS (Flatrate), eine Nahkommunikation entfällt.

Abbildung 98: Schematische Struktur von TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler«.



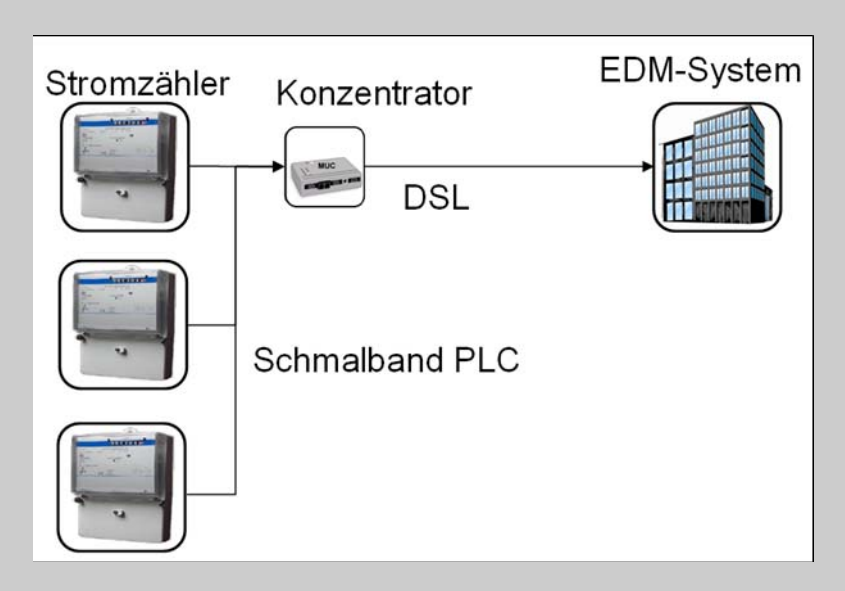
TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler - Kunden Internet«: Dieser Anwendungsfall ist eine Variante der obigen TEV. Mittels Ethernet oder WLAN wird das Elektrizitätsnetz mit dem Breitband-Internet-Zugang des Kunden verbunden. Daher fallen weder für die Nahbereichs- noch für die Fernkommunikation zusätzliche Kosten an.

Abbildung 99: Schematische Struktur von TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler - Kunden Internet«.



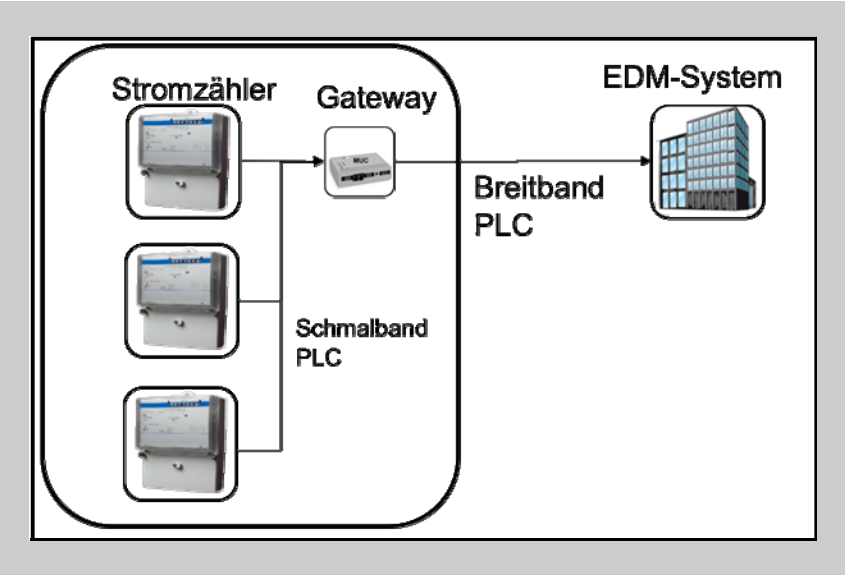
TEV »Zähler und Datenkonzentrator - Breitband Internet«: In dieser Variante kommunizieren mehrere Elektrizitätszähler mit einem Datenkonzentrator in der nächstgelegenen Trafostation, die Kommunikation bis dort läuft über Schmalband-PLC. Im Datenkonzentrator werden in unserer Variante die Daten von 150 Zählern gesammelt und täglich über DSL an das EDM weitergegeben. Diese Variante entspricht einem typischen Szenario von Einfamilienhäusern, für die einzelne Gateways pro Haushalt weniger wirtschaftlich wären.

Abbildung 100: Schematische Struktur von TEV »Zähler und Datenkonzentrator«.



TEV »Elektrizitätszähler/Mehrfamilienhaus«: Diese Variante entspricht dem Auslesen vieler Elektrizitätszähler in einem Mehrfamilienhaus. Ähnlich wie im vorherigen Fall werden die Daten vieler Elektrizitätszähler in einem Gateway gesammelt, welches sich hier jedoch direkt im Haus befindet. Die Kommunikation zum EDM verläuft über Breitband-PLC.

Abbildung 101: Schematische Struktur von TEV »Elektrizitätszähler/ Mehrfamilienhaus«.

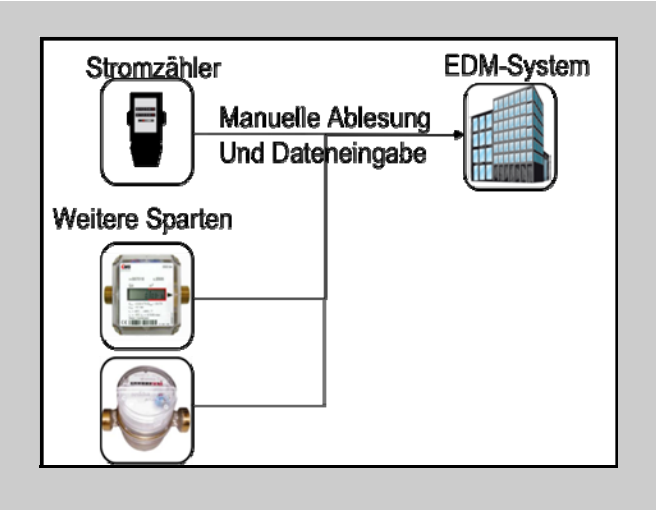


4.6.4.2 Beschreibung der Technologievarianten von Mehrsparten-Systemen

Im folgenden Abschnitt werden die Technologievarianten für Mehrspartensysteme, welche als Basis für die Analyseergebnisse der Prozesskosten im Mehrspartenbereich dienen, beschrieben.

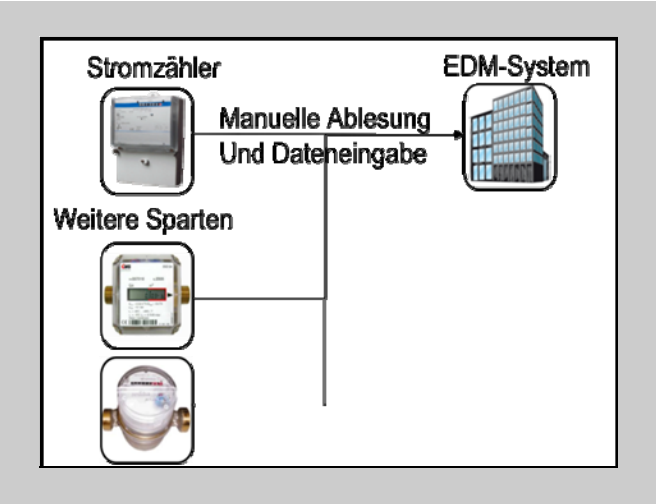
TEV »Konventionelles Mehrspartensystem«: Diese Technologie bildet den Status quo ab. D. h., dass ein herkömmlicher Ferraris-, Gas-, und Wasserzähler in den bisherigen Teilprozessen Messstellenbetrieb (MSB), Abrechnung und Messung betrachtet wird und als Vergleichsgröße für alle weiteren Varianten dient.

Abbildung 102: Schematische Struktur von TEV »Konventionelles Mehrspartensystem« .



TEV »Mehrspartensystem/EDL 21 Zähler«: Diese Technologie entspricht dem vorherigen Fall. Es wird jedoch ein elektronischer Elektrizitätszähler nach EnWg §§ 21 und 40[10] verwendet. Alle Prozesse bis auf Abschreibung und Zinsen beim Messstellenbetrieb bleiben wie im vorherigen Anwendungsfall unverändert.

Abbildung 103: Schematische Darstellung der Struktur von TEV »Mehrspartensystem /EDL 21 Zähler«

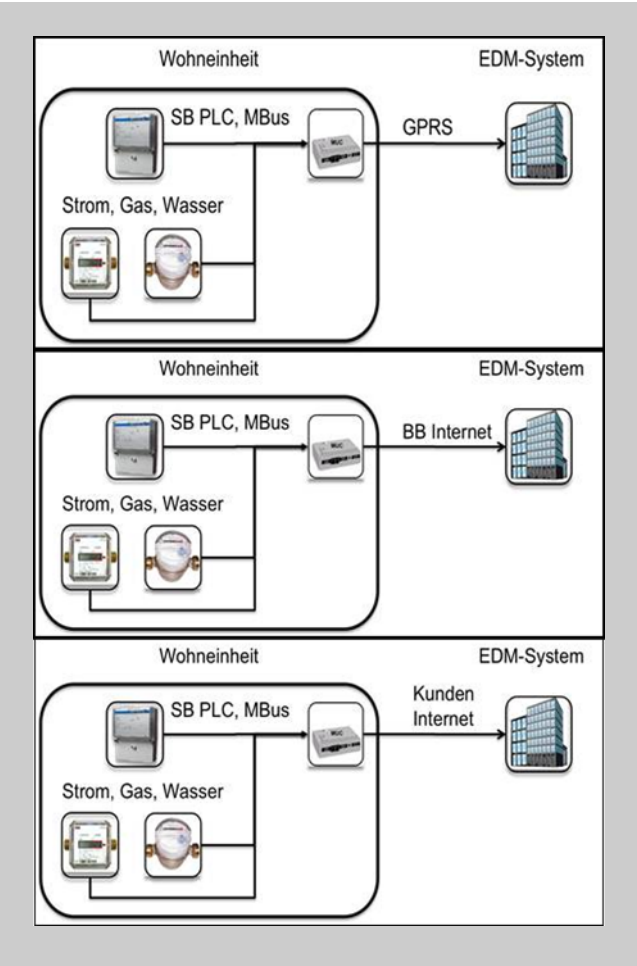


TEV »Haushalts-MUC«: In diesem Anwendungsfall wird ein Elektrizitäts-, Gas-, und Wasserzähler von einem Kunden-MUC über M-Bus-Draht ausgelesen. Dieses sendet die Daten einmal täglich an den Energieversorger.

10 Vor der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2011.

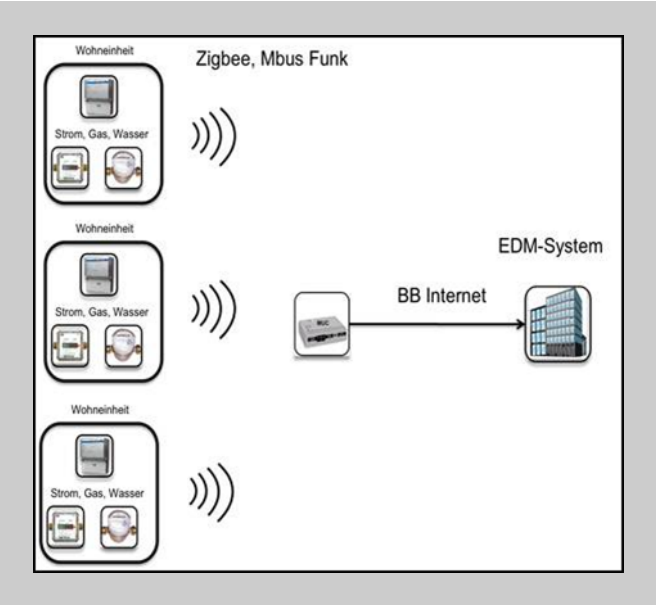
Unterschieden werden hier drei Untervarianten: Die Kommunikation zum EDM-System verläuft über Funk (1), zusätzlich eingebautes DSL (2) oder ein vorhandenes Kunden-DSL (3).

Abbildung 104: Schematische Struktur der TEV »Haushalts-MUC« in drei Untervarianten



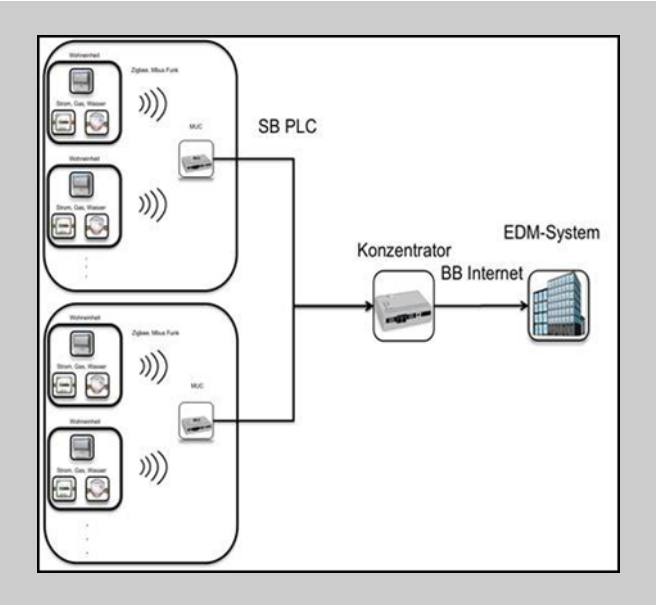
TEV »Mehrfamilienhaus-MUC«: In diesem Anwendungsfall werden die Elektrizitäts-, Gas-, und Wasserzähler mehrerer Haushalte über Funk von einem MUC ausgelesen. Der MUC sendet die Daten per DSL an den Energieversorger.

Abbildung 105: Schematische Struktur der TEV »Mehrfamilienhaus-MUC«



TEV »Mehrfamilienhaus-MUCs mit Datenkonzentrator«: Dieser Anwendungsfall entspricht dem vorherigen, jedoch werden die Daten mehrerer Mehrfamilienhaus-MUCs zusätzlich über Schmalband-Powerline von einem Datenkonzentrator gesammelt. Dieses sendet die Daten per DSL an den Energieversorger.

Abbildung 106: Schematische Struktur der TEV »Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator«.



4.6.5 Berechnungstool und Datenbasis

4.6.5.1 Berechnungsmodell und Struktur der Tabellenkalkulation

Das im Anhang der Studie beschriebene Berechnungsmodell zur Ermittlung der Prozesskosten basiert auf der in Kapitel 1.5.2.1 beschriebenen Systematisierung der Prozesse. Zur Ermittlung der Prozesskosten für die Hauptprozesse im Mess- und Zählwesen, dem Mess¬stellenbetrieb (MSB), der Messung (MES) und der Abrechnung/Kundenservice (ABR) wurde eine Tabellenkalkulation erstellt.

Die Berechnung fußt auf einer Datenbasis, die zum einen Investitionitionskosten für einzelne Zählertechnologien und der dahinter liegenden IT Serverstruktur und zum anderen Bearbeitungsdauern und Auftrittshäufigkeiten der jeweiligen Teilprozesse liefert. Darüber hinaus sind variable Kosten wie Stundensätze und Kommunikationskosten vonnöten.

In die Berechnung für die Kosten des Prozesses »Messstellenbetrieb« gehen die Investitionitionskosten für die verwendete Technologievariante sowie Prozessdauern und Häufigkeiten von technischen Prozessen ein (z. B. Turnuswechsel). Als Datenbasis für die Investitionitionskosten dienen diejenigen Kosten, die in den Feldversuchen des Smart Metering Projekts aufgetreten sind. Diese Investitionitionskosten wurden für die Geschäftsprozessbegleitforschung mit einem Faktor für Skaleneffekte und Lernkurven belegt, der den Investitionitionsaufwand reduziert. Die Kosten für die Prozesse, die den Hauptprozessen Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung zuzurechnen

sind, ergeben sich aus der Prozessdauer, der Prozesshäufigkeit und dem Stundensatz des Bearbeiters.

Über de eigentliche Datenbasis hinaus sind generelle Annahmen zu treffen. Für das Kalkulationstool wurden Parameter angenommen, welche zusammen ein Berechnungsszenario ergeben. Diese sind wichtig, damit nicht prozessuale Größen, wie z. B. IT-Investition auf die einzelnen Zählpunkte umgelegt werden können. Hierzu sind Annahmen zur Gesamtzahl der installierten Systeme, Größe von Mehrfamilienhäusern, Verhältnisse Zähler zu Server etc. zu treffen.

Allgemeine Annahmen für die Berechnung sind:

- Marktreife der verwendeten Technologie
- Ausschließlichkeit der betrachteten Technologievariante
- 100.000 Haushalte sind mit der jeweiligen Technologievariante bestückt
- weitere Kennzahlen in der Tabelle 8

Darüber hinaus gibt es in der Fachliteratur, teilweise kontrovers diskutierte Parameter wie z. B. Fernsperrmöglichkeiten. Solche Parameter fließen in eine spätere Sensitivitätsanalyse ein, darin sind einstellbar:

- Abschreibdauer für Investitionitionsgüter,
- Quantifizierung der Mehrwertdienste,
- Fernsperrmöglichkeit,
- elektronische Abrechnung,
- Kostenstelle für die Kommunikationskosten

Tabelle 23
Alle Kennzahlen für Berechnungsszenario

Kennzahlen Szenario	
Abschreibungsdauer Smart Metering	8
Abschreibungsdauer Konventionelles Metering	16
Anzahl HH	100.000
Anzahl Zählpunkte	300.000
Anzahl Zähler je Sparte	100.000
Zählpunkte je Server	30.000
Zähler je Konzentrator	160
Deckungsbeitrag durch Mehrwertdienst	0
Zähler je MUC/Anzahl der betrachteten Sparten	3
WE je Mehrfamilienhaus	4
MUCs je Konzentrator	40
Anzahl Abrechnungsrelavente Ablesungen Smart Metering	1/4/12
Anzahl Abrechnungsrelavente Ablesungen Konv. Metering	1/4/12
Elektronische Abrechnung (0=nein,1=ja)	0
Fernsperrung ja/nein	0
Vollkostenträgerkommunikation (1=Abrechnung,0=sonstige Mehrwerte)	1

In den späteren Berechnungen werden die vorher genannten Technologievarianten für unterschiedliche Abrechnungsintervalle verglichen. Zunächst wird von einer jährlichen Abrechnung ausgegangen, ehe die Prozesskosten für eine vierteljährliche und eine monatliche Abrechnung untersucht werden.

Bei Mehrspartensystemen nehmen wir an, dass die Prozesse für alle Sparten gebündelt sind. Auch wenn die verfügbaren Zähler im Haushalt i. A. unterschiedlich sind, betrachten wir stets ein System mit Elektrizitäts-, Gas- und Wasserzählern. Dies entspricht ungefähr den Erfahrungen im Feldversuch, wo Mehrspartensysteme im Schnitt etwa aus drei Zählern bestanden.

4.6.5.2 Berechnungsweg der Teilprozesskosten

Allgemein gilt für die Berechnung aller Kosten für Teilprozesse, dass sich diese aus der Dauer der Bearbeitung (tTeilprozess), der Auftritts¬häufigkeit (hTeilprozess) des jeweiligen Teil¬prozesses sowie dem Stundenlohn des Bearbeiters ergeben. Da¬ten¬grundlage der im Anhang gezeigten Werte sind Schätzungen (Grundlage der Schätzungen MiM Daten) und Literaturwerte.

$$K_{Teilprozess} = t_{Teilprozess} \cdot h_{Teilprozess} \cdot K_h$$

In die Prozesskosten gehen die variablen Kosten wie Stundensatz (Kh) ein (vgl. Variable Kosten, Häufigkeit und Dauer der Prozesse).

Die Grundlage für die Prozesshäufigkeiten und Prozessdauern bilden die Daten, welche der Projektpartner mit dem MiM Projekt zur Verfügung stellte.

4.6.5.3 Kosten für den Messstellenbetrieb

Die Prozesskosten je Zähler und Jahr für den Messstellenbetrieb setzen sich aus zwei Kostenblöcken zusammen. Man kann die für diesen Prozess auftretenden Kosten in einmalige und laufende Kosten aufteilen.

Die einmaligen Kosten setzen sich aus den Hardware-Kosten für die Zähler und IT-Infrastruktur sowie aus den Prozesskosten für die Erstinstallation der Zähler und Zählpunkte zusammen. Übergeordnete Hardware-Investitionen werden anteilig auf die Zählpunkte über die Abschreibungszeit umgelegt. Die Abschreibungszeit ist in der Berechnung per „default"-Wert auf die Eichfrist der in der TEV verwendeten Zähler gesetzt. Für Sensitivitätsanalysen ist die Abschreibungsdauer im Rahmen der Verlängerbarkeit der Eichfristen parametrierbar gehalten.

Einmalige Kosten im Hauptprozess „MSB"

Die im Anhang aufgelisteten einmaligen Kosten im Prozess „Messstellenbetrieb" beinhalten die Abschreibung der Anschaffungsinvestitionen der Zähler sowie der Infrastruktur. Ebenso gehen in diesen Wert die Betriebskosten des IT-Systems mit ein. Die umzulegenden Kosten, die sich aus den Investitionen für Hardware über die eigentlichen Zähler hinaus ergeben, hängen stark von den Berechnungsgrundlagen und Mengengrößen ab.

Für die Montage und Erstinstallation werden veränderte Prozessdauern angenommen, die aus den Erfahrungen im Feldversuch gewonnen wurden (siehe hierzu den Bericht zur technischen Begleitforschung). Für die Beschaffungskosten und die Erstinstallationskosten ist ein Faktor einstellbar mit dem Kostenreduktionen durch Skaleneffekte bzw. Marktreife Rechnung getragen wird. Dieser ist getrennt für die Hardware-Komponenten sowie für deren Installationskosten einstellbar. Die Installations- und Investitionskosten werden jeweils auf eine einstellbare Abschreibedauer abgeschrieben. Als „default"-Wert wird die gesetzlich vorgegebene Eichfrist der Elektrizitätszähler angenommen.

Die Hardware-Investitionen für IT Systeme hängen stark von der Menge der pro Server verwalteten Zähler ab. Dies ist in den Szenario Kennzahlen parametrierbar (vgl. Tabelle 8).

Zu den Anschaffungskosten von Servern und AMM System kommen noch die Betriebskosten aus Wartung und Energieverbrauch. Die den Kosten zugrunde liegenden Zahlen stammen bisher aus Literaturquellen (vgl. PWC ÖSTERREICH, 2010; TREND:RESEARCH GMBH, 2007). Die aus obigen Annahmen ergebenen und umzulegenden IT-Kosten sind ebenfalls im Anhang abgebildet.

Laufende Kosten MSB

Die laufenden Kosten für den Messstellenbetrieb beinhalten die Kosten für die Teilprozesse sowie Betriebskosten für das AMM- bzw. EDM System. Die Prozesskosten für die laufenden Kosten MSB ergeben sich nach dem Berechnungsweg aus Kapitel 1.5.5.2. Die im Anhang gezeigten angenommenen Werte fließen in die Prozesskosten für die laufenden Kosten im Messstellenbetrieb ein.

4.6.5.4 Messung

Die Kosten für den Hauptprozess „Messung“ (MES) entstehen hauptsächlich durch die eigentliche, abrechnungsrelevante Ablesung der Messwerte. Hierzu werden auch die eventuell auftretenden Telekommunikationskosten zur Abholung der Registerwerte gezählt.

Die Prozesskosten setzen sich aus der Prozessdauer und -häufigkeit für die Bearbeitung der Unterprozesse im Teilprozesses »Ablesung« und den Kommunikationskosten für die Ablesevorgänge bei den fernauslesbaren Technologievarianten zusammen (siehe Systematik und Werte im Anhang). Hier ist zu beachten, dass Kommunikationskosten nicht unbedingt nur für die abrechnungsrelevanten Prozesse anfallen. Geht man von einer Kostenstellenrechnung aus, fallen Kommunikationskosten für die Abrechnung und für Mehrwertdienste an. Die Kommunikationskosten können daher vollständig oder nur anteilig dem Prozess der »Messung« zugewiesen werden. Das Berechnungstool ist über einen Softwareschalter in der Lage beide Möglichkeiten zu berücksichtigen. Im Hauptteil des Berichtes wird davon ausgegangen, dass die Kommunikation vollständig dem Prozess »Messung« angerechnet wird. Die Häufigkeit der Abrechnung ist beim Haupt¬prozess „Messung“ der Hauptkostentreiber.

Bei TEV, denen die Kommunikationskosten per sogenannter Flatrate abgerechnet werden, ist die Kostenstellenzuweisung dieser Kosten wichtig. Geht man davon aus, dass die Kosten nur zur Abholung der Messwerte anfallen oder wird eine Flatrate aus anderen Systemdienstleistungen benötigt, wirkt sich auf die dem Prozess „Messung“ zugerechneten Kosten unter Umständen stark aus. Diese Kosten¬stellenzuordnung ist in der Berechnung parametrierbar. Diese dedizierte Zuordnung der Kostenstelle ist nur dann vonnöten, wenn auch Mehrwertdienste quantifiziert angegeben werden.

4.6.5.5 Abrechnung/Kundenservice

Der dritte und letzte Hauptprozess, die »Abrechnung« setzt sich im Berechnungsmodell aus den Kosten für die Erstellung der Abrechnung, den Abrechnungshäufigkeiten und kaufmännischen Prozessen zusammen, die auch dem Kundenservice und dem Forderungsmanagement zugewiesen werden können. Den Kosten für die eigentliche Abrechnungserstellung liegt die Annahme zugrunde, dass diese durch Smart Metering nur dahingehend tangiert wird, dass die Häufigkeit steigt. Prozesseffizienzen, die sich durch elektronische Abrechnung und Fernsperrungsprozesse ergeben sind ebenfalls durch Softwareschalter integrierbar, im Hauptteil jedoch nicht eingestellt.

In die Kostenstelle „Abrechnung/Kundenservice" fließen die im Anhang gezeigten Prozesse mit den dargestellten Teilprozessdauern und -häufigkeiten ein:

Sperrvorgänge werden in der zentralen Berechnung sowohl in der smarten als auch in der konventionellen Meteringwelt als manuelle Prozesse verstanden. Da Fernsperrungen noch der Diskussion unterliegen, fließen Fernsperrprozesse nur in die anschließende Sensitivitätsanalyse ein.

4.6.5.6 Multy Utility Ansatz

Bei der Berechnung der Prozesskosten bei Mehrsparten Metering Systemen wird davon ausgegangen, dass Infrastruktur wie IT Systeme in gleichen Teilen für 3 Sparten genutzt werden. Also auch Prozesse, die bei allen betrachteten Sparten auftreten gemeinsam genutzt werden können.

4.6.6 Analyse und Ergebnisse

4.6.6.1 Analyseergebnisse der Technologievarianten bei jährlicher Auslesung

In einem ersten Schritt wurden auf Basis der im Kapitel 6 beschriebenen Datenbasis und unter Verwendung des beschriebenen Berechnungstools die Prozesskosten der verschiedenen Technologievarianten für die aktuell gültige jährliche Abrechnung analysiert. Im Anhang werden die für jede Technologievariante entstehenden Kosten für die drei Hauptprozesse Messstellenbetrieb, Abrechnung/Kundenservice und Messung sowie die Gesamtkosten und Effizienzpotenziale gegenüber dem Referenzfall dargestellt. Als Referenzarchitektur verwendet wird die aktuell verwendete Technologievariante, d. h. die Variante „Ferraris" für das Mess- und Zählerwesen für die Sparte elektrische Energie und die Variante „Konventionelles Mehrspartensystem" für das Mess- und Zählerwesen von Elektrizitäts-, Gas- und Wasserzählern.

Ergebnisse für die Technologievarianten der Sparte elektrische Energie:

- Bei der Analyse der jährlichen Ablesung zeigt sich, dass der Referenzfall »Ferraris« mit 24,7 € am günstigsten ist, wobei vor allem die Teilprozesse der Abrechnung und des Messstellenbetriebs kostensignifikante Positionen sind.

- Die Technologievariante »EDL 21« unterscheidet sich vom »Ferraris«-Referenzfall nur marginal, da die gesamte Prozesskette unter der Voraussetzung einer jährlichen Ablesung ähnlich ist.

- Alle Smart Metering Varianten weisen deutlich höhere Kosten auf als der Referenzfall. Die erhöhten Kosten kommen neben den höheren Investitionen für Zähler vor allem durch die Kommunikationskosten bei der Messung zustande. Hier zeigt sich ein klarer Kostenvorteil bei Systemen, die entweder bereits verfügbare Internetkommunikation oder andererseits Breitband Internet nutzen können.

Ergebnisse für die Technologievarianten des Mehrspartenansatzes:

- Das konventionelle Mehrspartensystem ist die kostengünstigste Variante, allerdings weist die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator“ eine höhere Prozesskosteneffizienz bei heutigen Gegebenheiten auf als das konventionelle System.

- Auch die Variante „Haushalts-MUC (Kundeninternet)“ ist nur wenig teurer bei den Prozesskosten als das Referenzsystem.

- Bei allen MUC-Systemen sind im Vergleich zum Referenzsystem Mehrkosten im Messstellenbetrieb durch höhere Aufwendungen für Abschreibungen gegeben, bei der Abrechnung weisen sie dafür eine signifikante Prozesskosteneffizienz zum Referenzsystem auf.

- Aufgrund der verschiedenen Kommunikationstechnologien unterscheiden sich die MUC-Systeme letztendlich deutlich, einige Systeme können das konventionelle System in diesem Prozess deutlich unterbieten, andere weisen hier nochmals massive Mehrkosten auf (als Extremfall die Variante „Haushalts-MUC (Breitband Internet)“.

4.6.6.2 Analyseergebnisse der Technologievarianten bei vierteljährlicher Auslesung

In einem zweiten Schritt wurde eine vierteljährliche Abrechnung angenommen (Ergebnisse siehe Anhang). Hintergrund dieser Annahme ist der §21a des EnWG aus 2009, in dem Endverbraucher der Anspruch auf diese Abrechnungsfrequenz eingeräumt wird.

Der Einfachheit folgend wird dabei die Abrechnung im Mehrspartenansatz für alle Sparten als vierteljährlich berechnet, auch wenn die gesetzliche Pflicht sich bisher nur auf die Sparte elektrische Energie bezieht.

Ergebnisse für die Technologievarianten der Sparte elektrische Energie:

- Die kostengünstigste Variante bildet selbst bei einer vierteljährlichen Abrechnung der Referenzfall »Ferraris« mit 44 €. Die Kosten steigen insbesondere bei der Erstellung der Abrechnung sowie die Kosten der Messung in puncto Ablesung und Aufbereitung der Messwerte. Mit 23,9 € bildet die Erstellung der Abrechnung den kostenintensivsten Bereich bei der jährlichen Ablesung. Wie schon bei der jährlichen Ablesung unterscheiden sich die Kosten zwischen den manuell ablesbaren Zählervarianten „Ferraris" und „EDL 21" nur signifikant durch Aufwendungen für Abschreibung und Zinsen.

- Fast so kostengünstig wie Ferraris und kosteneffizienter als die Variante „EDL 21" sind die beiden Smart Metering Varianten »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler – Kunden Internet« und »Zähler und Datenkonzentrator, Breitband Internet«, die besonders im Prozess Messung höhere Effizienz aufweisen als die manuell abgelesenen Varianten.

Ergebnisse für die Technologievarianten des Mehrspartenansatzes:

- Beim Mehrspartenansatz fällt das Ergebnis zugunsten der Smart Metering Technologievarianten aus: Die kostengünstigsten Variante ist demnach die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator", die im Verhältnis zum Referenzfall eine höhere Prozesskosteneffizienz von fast 30 % aufweist.

- Bis auf die Variante „Haushalts-MUC (Breitband Internet)"weisen alle MUC-Systeme eine deutlich Effizienzsteigerung auf, die vor allem durch Vorteile im Hauptprozess „Abrechnung/Kundenservice" und teilweise auch bei der Messung liegen. Gleichzeitig wurde für den Messstellenbetrieb eine negative Effizienz für alle MUC-Systeme ermittelt, die durch Aufwendungen für Abschreibung und Zinsen gegeben sind.

4.6.6.3 Analyseergebnisse der Technologievarianten bei monatlicher Auslesung

In einem dritten Schritt wurde eine monatliche Abrechnung für die Analyse angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist der §21a des EnWG 2009, in dem Endverbraucher der Anspruch auf diese Abrechnungsfrequenz eingeräumt wird.

Im Anhang sind die für jede Technologievariante entstehenden Kosten für die drei Hauptprozesse Messstellenbetrieb, Abrechnung/Kundenservice und

Messung sowie die Gesamtkosten und Effizienzpotenziale gegenüber dem Referenzfall dargestellt.

Ergebnisse für die Technologievarianten der Sparte Elektrische Energie:

- Bei der Analyse der monatlichen Abrechnung zeigt sich, dass durch die monatliche manuelle Ablesung und die damit verbundene Aufbereitung der Daten sich die Kosten für diese Bereiche bei den Varianten »Ferraris« und »EDL 21« deutlich erhöhen.

- Die kostengünstigste Variante mit 78,7 € bildet die Variante »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler – Kunden Internet«.

- Die Technologievariante »EDL 21« unterscheidet sich vom »Ferraris«-Referenzfall nur marginal, da die gesamte Prozesskette unter der Voraussetzung einer monatlichen Ablesung ähnlich ist. Geringfügige Unterschiede ergeben sich aus höheren Anwendungen für Abschreibungen und Zinsen im Messstellenbetrieb.

- Es zeigt sich ein Kostenvorteil bei Smart Metering Systemen, die entweder bereits verfügbare Internetkommunikation oder Breitband Powerline mitnutzen können.

Ergebnisse für die Technologievarianten des Mehrspartenansatzes:

- Beim Mehrspartenansatz fällt das Ergebnis zugunsten der Smart Metering Technologievarianten aus: Die kostengünstigsten Variante ist die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator".

- Zwar mit der niedrigsten, aber dennoch deutlichen Effizienzsteigerung bei der Variante „Haushalts-MUC (Breitband Internet)"weisen alle MUC-Systeme einen deutlich Kostenvorteil auf, der vor allem durch Vorteile im Hauptprozess „Abrechnung/Kundenservice" und teilweise auch bei der Messung liegen. Gleichzeitig wurde für den Messstellenbetrieb eine negative Effizienz für alle MUC-Systeme ermittelt, die durch Aufwendungen für Abschreibung und Zinsen gegeben sind.

4.6.7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Im Rahmen dieser Studie wurde die reine Prozesseffizienz durch Smart Metering, insbesondere vor dem Hintergrund der eingesetzten Technologien für den Ein- und Mehrspartenansatz, untersucht.

Es wurde geprüft, welche Prozesskostenvorteile sich bei Smart Metering Technologievarianten im Vergleich zum herkömmlichen Zähl- und Messwesen

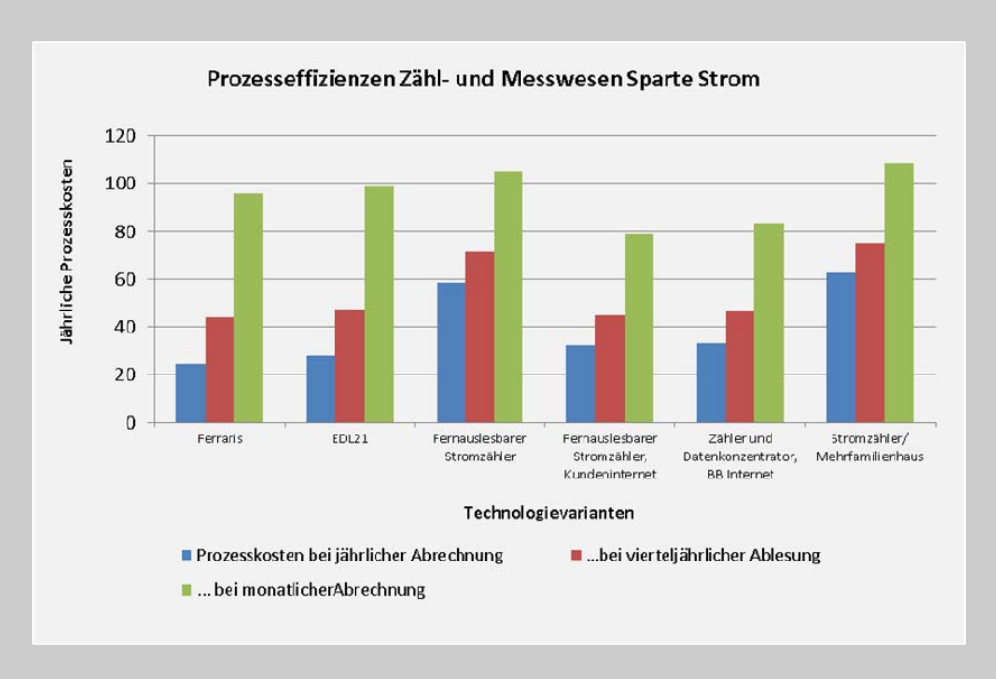
mit Ferrariszählern ergeben. Die Kostenanalyse wurde für eine jährliche Ablesung, vierteljährliche und monatliche Ablesung durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass Smart Metering insbesondere im Fall der monatlichen Ablesung positive Prozesseffizienzen bewirken kann. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Smart Metering Systemen von der Häufigkeit der Ablesung, eventuell erzielbare Mehrwerte und den Kommunikationskosten für Smart Metering abhängen.

Fazit zum Smart Metering in der Sparte elektrische Energie

Die Analyse der Technologievarianten für den Anwendungsfall Zähl- und Messwesen für die Sparte Elektrische Energie ist in Abbildung 107 dargestellt.

Abbildung 107: Prozesskosten Zähl- und Messwesen Sparte Elektrische Energie



Der Vorteil der konventionellen Variante bleibt auch dann bestehen, wenn man in der Analyse eine vierteljährliche Abrechnung aufnimmt.

Erst bei der drastischen Vervielfachung der Prozessabläufe durch die Integration einer monatlichen Abrechnung in die Analyse können diejenigen Smart Metering Varianten Effizienzpotenziale gegenüber der konventionellen Technologie erschließen, die sich durch sehr geringe Betriebskosten der Kommunikationstechnologie auszeichnen.

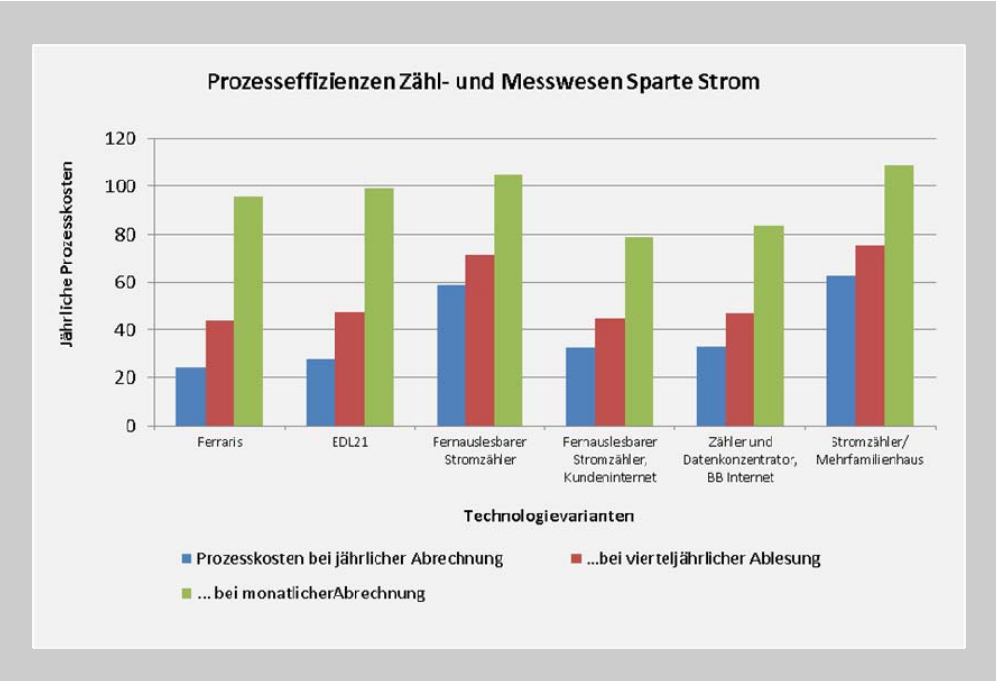
Damit wird deutlich, dass für die Sparte elektrische Energie eine negative Prozesskosteneffizienz erwartet werden muss, wenn unter den aktuellen Rahmenbedingungen ein flächendeckender Rollout der Smart Metering Technologie in Deutschland stattfindet.

Allerdings wird darauf hingewiesen, dass in dieser Studie die reinen Prozesskosten betrachtet wurden. Möglichkeiten zusätzlicher Deckungsbeiträge durch Mehrwertdienstleistungen, wie in anderen Studien gezeigt, wurden nicht berücksichtigt. Zum einen ist das Verbrauchs-Feedback eine Möglichkeit für den Kunden, die als Zusatzinformation vermarktet werden kann. Hier können auch innovative Analysealgorithmen für weiterführende Informationen an den Kunden genutzt werden, die nicht nur Aufschluss über verbrauchte Energiemenge und abgerufene Leistung geben, sondern auch über die Anteile verschiedener Geräte (-gruppen) am Energieverbrauch. Des Weiteren sind über die Datenerfassung Informationen zu generieren, die die Netzbetreiber und Elektrische Energieversorger zu optimierten Beschaffungs- und Betriebsstrategien führen können. Die daraus resultierenden Mehrwerte können zudem noch verstärkt werden, sobald die Rahmenbedingungen für die Akteure in der Energiewirtschaft dahingehend geändert werden, dass die Energiebeschaffung für Privatkunden sich nicht mehr nur am Standardlastprofil orientieren müsste. Da über eine belastbare Bezifferung dieser Mehrwerte bisher keine wissenschaftlichen Erkenntnisse vorliegen, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht quantifiziert werden, in welcher Höhe diese Mehrwerte letztlich Smart Metering in der Sparte elektrische Energie wirtschaftlich machen können.

Fazit zu Smart Metering beim Mehrspartenansatz

Die Kostenanalyse der Technologievarianten für den Mehrspartenansatz ist in Abbildung 108 dargestellt.

Abbildung 108: Prozesskosten Zähl- und Messwesen Multi Utility



Die bisherige Technologievariante „konventionelles Mehrspartensystem“ ist bei einer jährlichen Ablesung fast allen Smart Metering Varianten bei den Prozesskosten überlegen. Kostengünstiger als die konventionelle Variante ist bei den Smart Metering Systemen die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator“.

Erhöht man die Abrechnungsfrequenz im Jahr auf eine vierteljährliche Abrechnung spricht zeigt das Analyseergebnis positive Prozesseffizienz weiterer Smart Metering Systeme. Bei einer Erhöhung der Abrechnung auf eine monatliche Abrechnung, erhöht sich die Effizienz der effizientesten Smart Metering Systeme weiter; insgesamt sind alle intelligenten Zählersysteme dann den konventionellen Systemen in den Prozesskosten überlegen.

Diese Analysen zeigen, dass Smart Metering besonders dann prozesseffizient wirksam wird, wenn die technischen Funktionsmöglichkeiten gebündelt eingesetzt werden. Eine deutlicher Prozesseffizienz von Smart Metering Systemen gegenüber den konventionellen Systemen kommt folglich erst im Mehrspartenansatz zum Tragen, da die Effizienzpotenziale hier am stärksten zum Ausdruck kommen.

Wesentlicher Faktor für die Prozesseffizienz der Smart Metering Systeme im Mehrspartenansatz liegt an den Kommunikationskosten. Unbestritten ist, dass die Kommunikation dazu führt, dass Smart Metering in vielen Fällen

unwirtschaftlich ist. So können Technologievarianten, die die Daten vieler Zähler mittels Datenkonzentrator bündeln und/oder den Mehrspartenansatz vorsehen, eine gemeinsame Nutzung der Zähler für das Smart Metering realisieren und positive Prozesseffizienzen bewirken. Das ideale Beispiel hierfür ist ein gleichzeitiges Auslesen von elektrischer Energie, Gas und Wasser, in Gebäuden, in denen die Sparten von mehreren Kunden bezogen werden (Mehrfamilienhaus mit der Variante Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator). Bei jährlicher Abrechnung ist diese Variante die einzige Smart Metering Variante, die im Vergleich der Prozesskosten zum konventionellen Messen wirtschaftlich und preiswerter wird.

Mit diesem Ergebnis konnte gezeigt werden, dass Smart Metering in der Mehrsparten-anwendung Vorteile gegenüber dem bisherigen Zähl- und Messwesen bietet und zudem völlig neue Möglichkeiten im Energiesystem ermöglicht. Es ist davon auszugehen, dass die Verfügbarkeit von Lastprofildaten verschiedener Medien sowohl beim Management von Netz und dezentralen Erzeugern und Speichern als auch bei der Entwicklung weiterer intelligenter Energielösungen Energieversorgungsunternehmen, Messstellenbetreiber und Netzbetreibern Deckungsbeträge im Rahmen innovativer ermöglicht.

Da über eine belastbare Bezifferung dieser Mehrwerte bisher keine wissenschaftlichen Erkenntnisse vorliegen, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht quantifiziert werden, in welcher Höhe diese Mehrwerte letztlich Smart Metering im Mehrspartenansatz noch wirtschaftlicher machen können.

Ausblick

Aus Sicht der Prozesskostenanalyse ist der Einsatz von Smart Metering insbesondere, dann wenn die Abrechnungsfrequenz niedrig ist, eher fragwürdig. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass intelligente Messsysteme für die verschiedenen Akteure und in verschiedene Vertragsverhältnissen für neue Produkte und zusätzliche Deckungsbeiträge genutzt werden kann, zumal auch die Verfügbarkeit der Daten zur Optimierung anderer Geschäftsbereiche wie beispielsweise im Einkauf verwendet werden kann.

In dieser Frage besteht nach unserer Sicht ein dringender Forschungs- und Informationsbedarf, der im Rahmen dieser Studie und des Smart Metering Projekts nicht geplant und umsetzbar war. Die bisher dazu verfügbaren Studien sind nach unserer Einschätzung als nicht belastbar anzusehen, da die berichteten Deckungsbeiträge in ihrer Zusammensetzung nicht nachvollzogen werden können.

Darüber hinaus wurde die Analyse in einem Zeitraum erstellt, als die im Juli 2011 verabschiedete EnWG-Novelle noch nicht umgesetzt wurde. Somit wird auch die Definition einzelner genannter Technologievarianten hinfällig, die

beispielweise aufgrund der Anforderungen des BSI-Schutzprofils nicht mehr praxistauglich sind. Im EnWGÄndG wird jedoch die Einführung von Smart Metering Systemen für kleine Haushalte (< 6.000 kWh Jahresverbrauch elektrischer Energie) von einer noch zu erstellenden Kosten-Nutzen-Analyse abhängig gemacht. Für diese Analyse liefert die Studie geeigneten Input, da die Untersuchung von Prozesskosten im Zusammenhang mit Smart Metering für einiger der aufgelisteten Technologievarianten bereits als wesentlicher Bestandteil der betriebswirtschaftlichen Seite dieser Kosten-Nutzen-Analyse betrachtet werden kann.

5 Verwertung und Veröffentlichungen

5.1 Verwertung

Die Ziele des Projektes – Energieeffizienz bei Tarifkunden durch den Einsatz intelligenter Zähler, Prozesseffizienz bei Energieversorgern durch intelligente Zähler- und Kommunikationssysteme, Empfehlungen für die Standardisierung – greifen Forschungsschwerpunkte auf, die im Rahmen des E-Energy Förderprogramms seit 2007 im Fokus des Bundesregierung stehen.

Im Verlauf des Projektes wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart Metering deutlich verändert, u.a. durch Novellierung der §21b ff. EnWG, wo für bestimmte Einsatzfälle der Einbau intelligenter Zähler verpflichtend vorgeschrieben wird. Die Ergebnisse des Projektes lassen unter diesen Rahmenbedingungen dennoch keinen kurzfristigen Roll-out von Smart Metering erwarten, da über die Einbauverpflichtung hinaus keine oder nur geringe wirtschaftliche Anreize für Energieversorgungsunternehmen und Kunden bestehen.

Die Ergebnisse des Projekts wurden von den beteiligten Forschungs- und Industrieunternehmen mit jeweils eigener Zielsetzung verwertet. Zielgruppen für die Industrie-Partner sind politische Entscheidungsträger, Verteilnetzbetreiber, Metering-Gesellschaften, Kunden und die Fachwelt. Die Forschungspartner vermitteln die Ergebnisse durch wissenschaftliche Veröffentlichungen, Konferenzbeiträge und Workshops. Zielgruppe ist die Forschungspolitik, die Fachöffentlichkeit, sowie andere Forschungsinstitutionen (siehe auch Veröffentlichungen im Folgenden).

Die im Rahmen der Feldversuche entwickelte Smart Metering Infrastruktur findet zum Teil weiterhin Einsatz in Förderprojekten von MVV Energie. Das Smart Metering Webportal wird z.B. im E-Energy Projekt Modellstadt Mannheim als Feedbackinstrument genutzt.

Im Kundensegment der Tarifkunden sind in den vergangenen 2 Jahren zahlreiche Energiemanagement-Produkte für das intelligente Haus (Smart Home) am Markt eingeführt worden. Häufig bieten diese Produkte Energiemessfunktionen für Einzelgeräte, aber noch keine Anbindung von Smart Metern. Sollte das Produktsegment weiter wachsen, ist mittelfristig mit der Integration von Smart Home und Smart Metering in Form eines Gebäudeenergiemanagements zu rechnen.

Die Infrastruktur der Feldversuche, Zähler und Kommunikationsgeräte wurden nach dem Ende des Feldversuchs entfernt oder als konventionelle Zähler ohne Fernauslesung weiterbetrieben. Der Einsatz in zukünftigen Smart Metering Produkten ist aufgrund der laufenden technischen Entwicklung und Umsetzung neuer Standards unwahrscheinlich.

Vor einer umfassenden wirtschaftlichen Verwertung müssen die laufenden Arbeiten an technischen Richtlinien und die Entwicklung geeigneter Zählersysteme abgeschlossen werden. Die Zuverlässigkeit der in den Feldversuchen des Projektes getesteten Smart Metering Systeme hat sich als zu gering erwiesen und erlaubt noch keinen flächendeckenden Einsatz. Die kommerzielle Vermarktung von Smart Metering Produkten setzt weitere Produkttests und den erfolgreichen Testbetrieb über die gesamte Prozesskette voraus.

Die im Rahmen der Feldversuche implementierte Referenz-Plattform für ein standardisiertes Smart-Metering-System „Open MUC“ wurde und wird kontinuierlich weiterentwickelt und stellt weitere Protokolle auf der Webplattform www.openmuc.org bereit.

Ein Patentierungsverfahren zu einem neuartigen Lastschätzverfahren von elektrischen Verbrauchern befindet sich noch immer bei der Patentstelle.

Die Analyse der Webportalnutzung ist für die wissenschaftliche Gemeinschaft interessant, da in bisherigen Feedback-Studien u. a. der Effekt des Feedbacks auf den Verbrauch untersucht wurde. Nicht geprüft wurde inwieweit bestimmte Nutzungsmuster – vermutlich zusammen mit anderen Einflussgrößen – tatsächlich zu Einsparungen führen.

Die Realisierung eines Laboraufbaus für Multisparten-Smart Metering Systeme am Fraunhofer ISE bietet auch über das Projekt hinaus die Möglichkeit, neu auf dem Markt erscheinende Systeme auf ihre technischen Funktionalitäten und die Erfüllung der vorgeschriebenen bzw. ausgewiesenen Standards zu prüfen. Die Open-MUC Plattform wird in einem Folgeprojekt mit Fraunhofer IIS und Fraunhofer IWES genutzt und weiterentwickelt. Das Projekt OGEMA2 wird in vorwettbewerblicher Zusammenarbeit mit den verschiedenen Branchen ein Betriebssystem für das dezentrale Energiemanagement entwickeln. Dieses Betriebssystem soll grundsätzlich quelloffen (engl. open source) so weit entwickelt werden, dass Hersteller die Schnittstellen ihrer Geräte anpassen können. Hersteller, Software- und Service-Anbieter sollen eigene Anwendungen (Apps, d.h. Programme ähnlich dem iPhoneTM Konzept) entwickeln können, um die eigentlichen Energiemanagement-Aufgaben zu automatisieren. Eine Förderung des Projekts von Seiten BMWi wird positiv beurteilt.

5.2 Veröffentlichungen

Im Folgenden werden alle Beiträge, die zu einer öffentlichkeitswirksamen Verwertung erarbeitet wurden, zusammengestellt. Wie der Liste zu entnehmen ist, fand sowohl eine wissenschaftliche als auch eine praxisorientierte Verwertung statt.

Büttner, Markus (2008). *Smart Metering in Europa – Übersicht über die Aktivitäten in Deutschland und in anderen EU-Staaten*. 15. Mai 2008, DEnA in Berlin.

Büttner, Markus (2008). *Smart Metering – Anforderung, Potentiale und Strategien für die Energiewirtschaft*. 9. Dezember 2008, Vortrag bei Erdgas Münster.

Bürfent, Cedric, Zillgith, Michael & Wittwer, Christof (2008). *Smart Metering Systems Using ZigBee Technology*. 24. Juni 2008, 2nd European ZigBee Developer's Conference, DESING&ELEKTRONIK, Munich, Germany.

Feuerhahn, Stefan, Zillgith, Michael, Becker, Rainer & Wittwer, Christof (2009). *Implementierung einer offenen Smart Metering Referenzplattform – OpenMUC*. 28. Oktober 2009, Internationaler ETG-Kongress in Düsseldorf.

Feuerhahn, Stefan, Zillgith, Michael & Wittwer Christof (2010). *Standardisierte Kommunikation von zeitvariablen Tarifen für intelligentes Energiemanagement im Verteilnetz*. 08.-09. November 2010, VDE Kongress, Leipzig.

Globisch, Joachim, Roser, Annette, Gölz, Sebastian, Fleissner, Dorika & Gruber, Edelgard (2011). *The Smart Meter Project - A pilot study to evaluate the impact on energy saving and shift of consumption through a feedback system and a flexible tariff.* 06.-08. November 2011, International scientific conference Sustainable Consumption - Towards Action and Impact, Hamburg, Germany.

Gölz, Sebastian, Noeren, Dominik & Götz, Konrad (2009). *Smart Metering and Feedback Systems – a Technological Innovation to increase Knowledge, Motivation and Behaviour towards Energy Conservation?* 06 - 09. September 2009, 8th Biennal Conference on Environmental Psychology in Zürich, Switzerland.

Gölz, Sebastian (2010). *Smart Metering und der Endkunde*. 09.-11. Februar 2010 E-word energy & water, Essen.

Gölz, Sebastian (2010). *Nutzung von Smart Metering zur Optimierung der Hausenergieversorgung*. 11.-12. November 2010, 11. Forum Solarpraxis, Berlin.

Gölz, Sebastian (2011). *Smart metering as a tool for better use and better integration of solar energy for heating*, 31. May 2011, 4. IEO Solar Thermal Energy Forum, Warsaw, Poland

Schäfer, Christian (2011). *Smart Metering aus F&E-Sicht: Die energiepolitischen Ziele im Praxistest.* 25.Oktober 2011, „WiM – Liberalisierung im Messwesen", Veranstalter IQPC GmbH, Berlin.

Schäfer, Christian (2011). *Die energiepolitischen Ziele im Praxistest: Energie- und Prozesseffizienz durch Smart Metering*. 26. Oktober 2011, Praxisforum Smart Metering, Frankfurt.

Wittwer, Christof (2010). *From Smart Metering to Smart Grids*. 02.Februar 2010, Massachusetts Institute of Technology, Boston.

Zillgith, Michael (2010). *Open-Source Smart Grid Gateway*. 5. November 2010, OSGi Users'-Forum Germany, Ludwigsburg.

Abkürzungen

AA	Auslageraktivität
AG	Arbeitsgang
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAT	Berechneter Anfangstermin
BET	Berechneter Endtermin
BPL	Breitband-Powerline
FA	Fertigungsauftrag
FAT	Frühester Anfangstermin
FET	Frühester Endtermin
Gantt-Diagramm	Plantafel, in der Objekte graphisch dargestellt werden
GAT	Geplanter Anfangstermin
GET	Geplanter Endtermin
HAN	Home Area Network
KST	Kostenstelle
LAN	Local Area Network
MAN	Metering Area Network
PFC	Price Forward Curve
Plantafel	Fenster, in dem Objekte bezogen auf ihre Terminsituation graphisch dargestellt werden
PPC	Power Plus Communications GmbH
PPS-System	Produktionsplanungs- und Steuerungssystem
WAN	Wide Area Network

Abbildungen

Abbildung 1:	Übersicht über die Themenbereiche und Ziele des Projekts	7
Abbildung 2:	Übersicht über die Teilprojekte	10
Abbildung 3:	Übersicht über die Teilprojekte	11
Abbildung 4:	Übersicht über den Zeitplan der Teilprojekte	12
Abbildung 5:	Verschiedene Ziele und Häufigkeit ihrer Nennung	34
Abbildung 6:	Verbesserungsvorschläge und Häufigkeit ihrer Nennung	35
Abbildung 7:	Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden (in kWh)“ von Feldversuch 1	37
Abbildung 8:	Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden Tag- und Nachttarif (in kWh)“ von Feldversuch 1	39
Abbildung 9:	Screenshot der Visualisierung „Stromverbrauch über 24 Stunden nach Geräten (in kWh)“ von Feldversuch 1	41
Abbildung 10:	15-minütliche Leistungswerte über einen Tag	46
Abbildung 11:	Lastkurve in 15-Minuten-Auflösung	47
Abbildung 12:	Visualisierung des Ergebnisses der Abschätzung	47
Abbildung 13:	Schema der Messeinrichtung, Quelle: PPC AG	48
Abbildung 14:	Beispiel von Messung und Schätzung des Verbrauchs durch Großgeräte im Haushalt 1	51
Abbildung 15:	Geschätzte und gemessene Werte	52
Abbildung 16:	Struktur des Technologieaufbaus für Feldversuch 2	54
Abbildung 17:	Screenshot des Webportals des Feldversuch 2	55
Abbildung 18:	Kostenvergleich des Standby-Tarifs mit einem aktuellen Privatkundentarif	58
Abbildung 19:	Beispiel einer Price Forward Curve vom 25.09.2008	59
Abbildung 20:	Beispiel H0-Profil für Saison „Übergang“	60
Abbildung 21:	Variabler Tarif mit 3 Preisstufen (links) und mit 6 Preisstufen (rechts)	61
Abbildung 22:	Preisverlauf des variablen Tarifs am Beispiel „MVV Classica flex“ (Bruttopreise)	61
Abbildung 23:	Darstellung des variablen Tarif im Smart Metering Webportal	62
Abbildung 24:	Feldversuchsaufbau Standort Kiel	63
Abbildung 25:	Bewertung des Itron-Systems gemäß Anforderungskatalog	63
Abbildung 26:	Versuchsaufbau Standort Offenbach	64
Abbildung 27:	Bewertung meterManager-System gemäß Anforderungskatalog	65
Abbildung 28:	Versuchsaufbau Standort Mannheim	65
Abbildung 29:	Bewertung PPC-System gemäß Anforderungskatalog	66
Abbildung 30:	Systemkontext Smart Metering Webportal	71
Abbildung 31:	Informationsflyer zu Feldversuch 2	72
Abbildung 32:	Versuchsaufbau im Feldversuch 2	73
Abbildung 33:	Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den MeterManager-Zählern	84
Abbildung 34:	Analyse der Messdaten des MeterManager-Systems	85

Abbildung 35:	Carpetplot zu fehlenden Messdaten beim Meter Manager-System. Die Grafik zeigt die fehlenden Werte im Jahr 2010	86
Abbildung 36:	Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den Itron/Itron-Zählern	87
Abbildung 37:	Fehlende Daten der Itron-Zähler insgesamt	88
Abbildung 38:	Fehleranalyse der Daten der Stromzähler im Itron-System	89
Abbildung 39:	Carpetplot zu fehlenden Strom-Messdaten beim Itron-System	90
Abbildung 40:	Fehleranalyse der Gaszähler im Itron-System	91
Abbildung 41:	Fehleranalyse der Wasserzähler im Itron-System	92
Abbildung 42:	Verzögerung bis zum Erhalt erster Daten bei den PPC-Zählern	93
Abbildung 43:	Fehlende Zählerwerte PPC-Systeme insgesamt	94
Abbildung 44:	Fehleranalyse der Stromzähler im PPC-System	95
Abbildung 45:	Carpetplot zu fehlenden Stromzähler-Messdaten beim PPC-System	96
Abbildung 46:	Fehleranalyse der Gaszähler im PPC-System	97
Abbildung 47:	Fehleranalyse der Wasserzähler im PPC-System	98
Abbildung 48:	Fehleranalyse der Fernwärmezähler im PPC-System	99
Abbildung 49:	Fehlende Stromzähler-Daten beim OpenMUC in Mehrfamilienhäusern zum Vergleich	100
Abbildung 50:	Transparenz des Energieverbrauchs	108
Abbildung 51:	Aufzeigen des Energieverbrauchs	108
Abbildung 52:	Visualisierung von Verhaltensänderungen	109
Abbildung 53:	Hilfestellung beim Energiesparen durch das Webportal	109
Abbildung 54:	Abschätzung der Energieeffizienz von Haushaltsgeräten durch das Webportal	110
Abbildung 55:	Kostenkontrolle mit Hilfe des Webportals	110
Abbildung 56:	Kontrolle der Abrechnung	111
Abbildung 57:	Vorhersehbarkeit von Nachzahlungen	111
Abbildung 58:	Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 1	112
Abbildung 59:	Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 2	113
Abbildung 60:	Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 3	113
Abbildung 61:	Hemmnisse bei der Nutzung des Webportals - 4	114
Abbildung 62:	Einfluss des Webportals auf die Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch - 1	114
Abbildung 63:	Einfluss des Webportals auf die Beschäftigung mit dem eigenen Energieverbrauch - 2	115
Abbildung 64:	Befähigung zum sinnvollen Umgang mit Energie durch das Webportal	115
Abbildung 65:	Berichtete Energieeinsparung insgesamt und nach Sparten	117
Abbildung 66:	Bewertung der Darstellungsformen des Stromverbrauchs - 1	119
Abbildung 67:	Bewertung der Darstellungsformen des Stromverbrauchs - 2	119
Abbildung 68:	Bewertung der unterschiedlichen Darstellungszeiträume	120
Abbildung 69:	Nutzung von Zusatzinformationen	121
Abbildung 70:	Steigerung der Verbrauchstransparenz	122
Abbildung 71:	Nützlichkeit der Informationen zu Identifikation von Energiesparpotentialen	122
Abbildung 72:	Wahrgenommene Energieeinsparung	123
Abbildung 73:	Umfang der finanziellen Einsparung durch das Webportal (n=249)	125

Abbildung 74: Zahlungsbereitschaft für den Smart Meter und das Webportal (n=254) 126
Abbildung 75: Motive für die Wahl des flexiblen Tarifs 128
Abbildung 76: Gründe für die Ablehnung des flexiblen Tarifs 129
Abbildung 77: Bewertung und berichtete Auswirkungen des flexiblen Tarifs 130
Abbildung 78: Erreichbarkeit des EVU 131
Abbildung 79: Beantwortung von Fragen zum Webportal 132
Abbildung 80: Qualität der Hilfestellung des EVU 132
Abbildung 81: Durchschnittlicher Lastverlauf für Werktage mit und ohne Feedback 135
Abbildung 82: Durchschnittlicher Lastverlauf für Wochenendtage mit und ohne Feedback 136
Abbildung 83: Durchschnittlicher Lastverlauf für Werktage mit und ohne variablem Tarif 137
Abbildung 84: Durchschnittlicher Lastverlauf für Wochenendtage mit und ohne variablem Tarif 138
Abbildung 85: Anzahl der Seitenaufrufe des Cluster 1 über 12 Monate 140
Abbildung 86: Mittlere Sitzungsdauer des Cluster 1 über 12 Monate 141
Abbildung 87: Anzahl der Seitenaufrufe des Clusters 2 über 12 Monate 142
Abbildung 88: Mittlere Sitzungsdauer des Clusters 2 über 12 Monate 142
Abbildung 89: Anzahl der Seitenaufrufe und mittlere Sitzungsdauer des Clusters 3 über 12 Monate 143
Abbildung 90: Anzahl der Seitenaufrufe und mittlere Sitzungsdauer des Clusters 4 über 12 Monate 144
Abbildung 91: Anzahl der Aufrufe verschiedener Seiteninhalte von Cluster 4 144
Abbildung 92: Hauptprozesse im Mess- und Zählwesen zur Netzentgeltbestimmung (Gnilka, Klebsch und Folta 2008). 152
Abbildung 93: Zähler ohne Kommunikationstechnik und Zähler mit Fernkommuni-kation 155
Abbildung 94: Mehrspartenzähler mit integrierter Fernkommunikation 155
Abbildung 95: Zähler mit separatem Gateway/MUC/ Datenkonzentrator 156
Abbildung 96: Schematische Struktur von TEV »Ferraris« 158
Abbildung 97: Schematische Struktur von TEV TEV »EDL 21« 159
Abbildung 98: Schematische Struktur von TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler«. 159
Abbildung 99: Schematische Struktur von TEV »Fernauslesbarer Elektrizitätszähler - Kunden Internet«. 160
Abbildung 100: Schematische Struktur von TEV »Zähler und Datenkonzentrator«. 160
Abbildung 101: Schematische Struktur von TEV »Elektrizitätszähler/Mehrfamilienhaus«. 161
Abbildung 102: Schematische Struktur von TEV »Konventionelles Mehrspartensystem«. 162
Abbildung 103: Schematische Darstellung der Struktur von TEV »Mehrspartensystem/EDL 21 Zähler« 162
Abbildung 104: Schematische Struktur der TEV »Haushalts-MUC« in drei Untervarianten 163
Abbildung 105: Schematische Struktur der TEV »Mehrfamilienhaus-MUC« 164
Abbildung 106: Schematische Struktur der TEV »Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator«. 165
Abbildung 107: Prozesskosten Zähl- und Messwesen Sparte Elektrische Energie 174
Abbildung 108: Prozesskosten Zähl- und Messwesen Multi Utility 176

Tabellen

Tabelle 1	Voraussetzungen während des Projekts	7
Tabelle 2	Überblick über untersuchte Systeme	19
Tabelle 3	Übersicht der Ergebnisse zur Spitzenlastreduktion	22
Tabelle 4	Wahrscheinlichste Entwicklung als Szenario	25
Tabelle 5	Szenario 2 – Forcierte politische Vorgaben	26
Tabelle 6	Szenario 3 – Zurückhaltende Entwicklung	26
Tabelle 7	Szenario 4 – Rücknahme einzelner Entwicklungen	27
Tabelle 8	Vergleich der Szenarien zu den technologischen Auswirkungen	28
Tabelle 9	Eckdaten zu Feldversuch 1	30
Tabelle 10	Schätzung und Messung von Grund- und Kühlleistung (Leistung)	50
Tabelle 11	Schätzung und Messung des Gesamtverbrauchs durch Groß- und Restgeräte (Energieverbrauch)	51
Tabelle 12	Vergleich Tarifmodell Effizienztarif mit Tarif Classic	57
Tabelle 13	Eckdaten Feldversuch 2	68
Tabelle 14	Prozessdauern für neue Teilprozesse – Erfahrungen aus dem Feldversuch	81
Tabelle 15	Datenanalyse der Itron-Zähler	86
Tabelle 16	Datenanalyse der PPC-Zähler	92
Tabelle 17	Vergleich der Haushaltsgröße	103
Tabelle 18	Vergleich der Wohnsituation	104
Tabelle 19	Vergleich der Wohnfläche	105
Tabelle 20	Vergleich der Haushaltsausstattung	105
Tabelle 21	Vergleich der Erwerbstätigen pro Haushalt	106
Tabelle 22	Bewertung des Webportals und seiner einzelnen Sparten nach verschiedenen Aspekten	116
Tabelle 23	Alle Kennzahlen für Berechnungsszenario	167

Literaturverzeichnis

2006/32/EG: *Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates*. 2006.

Abrahamse, W. (2003). *The effect of tailored information, goal setting and feedback on household energy use*. In Hendrickx, L., Jager, W. & Steg, L. (Hg.), Human decision making and environmental perception. Universität Groningen.

Ajzen, I. (1991). *The theory of planned behavior*. Organizational behavior and human decision processes 50, 179-211.

Bamberg, S. & Braun, A. (2001). Umweltbewusstsein - ein Ansatz zur Vermarktung von Ökostrom? *Umweltpsychologie 5*, 2, 88-105.

BDEW (2011). *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020*. Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen/Bonn, 16.3.2011.

Becker, L.J. (1978). Joint effect of feedback and global setting on performance: A field study of residential energy conservation. *Journal of Applied Psychology 63*, 4, 428-433.

Bell, P., Greene, T., Fisher, J. & Baum, A. (2001). *Environmental Psychology*. 5. Auflage. Fort Worth: Harcourt.

BET (2009). *Potenzialstudie – Smart Metering: »Intelligente« Zähler – zeitvariable Tarife!;* Aachen, 27.05.2009.

BMFSFJ, StaBa – Bundesministerium für Familie, Senioren, Frauen und Jugend / Statistisches Bundesamt (Hg.) (2003). *Wo bleibt die Zeit? Die Zeitverwendung der Bevölkerung in Deutschland 2001/02.* Wiesbaden.

BMWi (2010). *Bericht zum Breitbandatlas 2010 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie BMWi – Teil 1: Ergebnisse* (Stand Ende 2010).

Breit, H. & Eckensberger, L. H. (1998). Moral, Alltag und Umwelt. In Gerhard de Haan & Udo Kuckartz (Hg.), *Umweltbildung und Umweltbewusstsein. Forschungsperspektiven im Kontext nachhaltiger Entwicklung*, (69 – 89). Opladen: Leske + Budrich.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2008). *Bebauungstypen und Bauperioden von Wohngebieten – Laufende Bevölkerungsumfrage.* http://www.bbsr.bund.de/cln_032/nn_85588/SharedDocs/Glossar Entry/B/bebauungstypen bauperioden__Umf.html (Zugriff 08.2011).

Bundesnetzagentur (2011). *Datenmeldungen PV-Leistungen.* http://www.bundesnetzagentur.de/ DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/ ArchivVerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=198602 (Zugriff Juli 2011).

Christiansen, E. & Kanstrup, A. M. (2009). *"Nice to Know" -metering and informative feedback – stipulating an information space.* Presented at the International EEDAL '09 Conference, Berlin.

Darby, S. (2006). *The effectiveness of feedback on energy consumption*. A review for DEFRA of the literature on metering, billing, and direct displays. http://www.defra.gov.uk/environment/energy/research/pdf/energyconsump-feedback.pdf

Darby, S. (2010). Smart metering: what potential for householder engagement? *Building Research & Information 38* (5), 442 -457.

Diekmann, A. & Preisendörfer, P. (1991). Umweltbewusstsein, ökonomische Anreize und Umweltverhalten. *Schweizerische Zeitschrift für Soziologie 2,* 207-31.

Diekmann, A. & Preisendörfer, P. (1992). Persönliches Umweltverhalten. Diskrepanzen zwischen Anspruch und Wirklichkeit. *Kölner Zeitschrift für Soziologie und Sozialpsychologie 44,* 226-51.

Diekmann, A. & Preisendörfer, P. (1994). Wasser predigen, Wein trinken. Warum unser Engagement fuer die Umwelt oft nur ein Lippenbekenntnis ist. *Psychologie heute 21,* 5, 22-27.

Diekmann, A. & Preisendörfer, P. (1998). Umweltbewusstsein und Umweltverhalten in Low- und High-Cost-Situationen. Eine empirische Überprufung der Low-Cost-Hypothese. *Zeitschrift für Soziologie 27,* 6, 438-53.

DLR, FhG IWES, IFNE (2010). *»Leitstudie 2010« - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart/Kassel/Teltow, Dezember 2010.

DOE (U.S. Department of Energy) (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. A Report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.

DRRC Demand Response Research Center (2005). *Establish the Value of Demand Response – Develop an Integrated Efficiency / Demand Response Framework*. Pier Demand Response Research Center, Lawrence Berkeley National Lab: Berkley, USA. http://drrc.lbl.gov/pubs/DRRC-01_FINAL.pdf (24.05.2007).

Duscha, M., Seebach, D. & Grießmann, B. (2005). *Politikinstrumente zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch*. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Heidelberg: ifeu.

Egan, C. (1999). *Graphical displays and comparative energy information: what do people understand and prefer?* (2-13). Proceedings of the Summer Study of the European Council for an Energy Efficient Economy.

Ellis, P. & Gaskell, G. (1978). *A review of social research on the individual energy consumer*. Unveröffentlichtes Manuskript.

Ester, P. (1985). *Consumer Behavior and Energy Conservation*. Dordrecht: Martinus Nijhoff.

ETG Task Force Smart Metering: Adam, D., Bolder, A., Braun, U., Glaunsinger, W., Causemann, T., Clemens, G., Ermert, D. & Fey, B. (2010). *Smart Energy 2020 - vom Smart Metering zum Smart Grid*: VDE Verlag.

Eurostat (2010). *Versorgungsgrad mit Breitbandanschlüssen;* http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset ?p_product_code= TSIIR150 (Zugriff 08.2011).

EWI, GWS, Prognos (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie BMWi, Basel/Köln/Osnabrück, August 2010.

Faruqui, A., Harris, D. & Hledik, R. (2010). *Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment*, Energy Policy.

Fietkau, H. J. & Kessel, H. (1981). *Umwelt lernen*. Königstein: Hain.

Fischer, C. (2007). *Influencing Electricity Consumption via Consumer Feedback. A Review of Experience,* TIPS Discussion Paper 8. http://www.tips-project.deH (16.7.2007)

Greenpeace Energy (2011). *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik*; IÖW Berlin, Greenpeace Energy eG, Hamburg; Berlin, 2011.

Geiger, B., Hardi, M., Brückl, O., Roth, H. & Tzscheutschler, P. (2004). *CO2 -Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen.* Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik: Technische Universität München.

Gleerup, M., Larsen, A., Leth-Petersen, S. & Togeby, M. (2010). The Effect of Feedback by text Message (SMS) and Email on Household Electricity Consumption: Experimental Evidence. *The Energy Journal 31* (3).

Gnilka, A., Klebsch, R. & Folta, N. LBD-Beratungsgesellschaft mbH (2008): *Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Elektrische Energie- und Gasbereich.* Bundesnetzagentur.

Gnilka, A. & Meyer-Spasche, J. LBD-Beratungsgesellschaft mbH (2009). *Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb - Anforderungen an Energieversorger aus Regulierung und Markt.* EVB Energie AG and Diehl Energy Solutions.

Gnilka, A., Meyer-Spasche, J., Folta, N. LBD-Beratungsgesellschaft mbH (2009). *Smart Metering - Erfolgreich sein durch Prozesseffzienz und Produktinnovation.* Diehl Energy Solutions and EVB Energie.

Guild, R. H. (2007). *Making it Hip – Getting Consumers Excited about Demand Response.* Präsentation auf dem 2007 Integrated Energy Policy Report Joint Committee Workshop: Demand Response and Load Management in California Energy Comission.

Hackett, B. & Lutzenhiser, L. (1991) Social Structures and Economic Conduct: Interpreting Variations in Household Energy Consumption, *Sociological Forum 6*: S. 449-470

Hayes, S. & Cone, J. (1981). Reducing residential electrical energy use: Payments, information and feedback. *Journal of Applied Behavior Analysis, 10*, 425-435.

Hoff, E. H. & Lecher, T. (1995). Ökologisches Verantwortungsbewusstsein. In Martin Jänicke, Hans-Joachim Bolle & A. Carius (Hg.), *Umwelt global. Veränderungen, Probleme, Lösungsansätze* (213 – 224). Berlin: Springer.

Ifeu-Institut (2006). *Effiziente Beratungsbausteine zur Verminderung des Stromverbrauchs in privaten Haushalten.* Zwischenbericht. BW-Plus Stromsparberatung. Heidelberg.

Invensys (2005). *Residential Automated Demand Response System (ADRS).* Pilot Economic Analysis Report.

Jochem, E. (2004). R&D and Innovation policy – Preconditions for making Stepps towards a 2000 Watt/cap society. *Energy and environment, 15*, 2 , 283 -296.

Kals, E. (1996). *Verantwortliches Umweltverhalten. Umweltschützende Entscheidungen erklären und fördern.* Weinheim: Psychologie Verlags Union.

KEMA (2009). *Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering)*; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie BMWi, Bonn, 2009.

Kempton, W. & Layne, L. (1988). *The Consumer's Energy Information Environment.* Proceedings of the American Council for an Energy Efficient Economy Summer Study (1150 – 1166). Washington, DC: ACEEE Press.

King, C. & Delurey, D. (2005). *Twins, Siblings or Cousins? Analysing the conservation effects of demand response programs.* Public Utility Fortnightly.

Klobasa, M. & Ragwitz, M. (2005). *Gutachten zur CO2-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien: Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat)* im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Kohlenberg, R.J., Phillip, T. & Proctor, W. (1976). A behavioral analysis of peaking in residential electricity energy consumption. *Journal of Applied Behavior Analysis 9*, 13-18.

Kohler, S. (2009). *The Efficient Use of Energy–Chances and Challenges.* Presented at the International EEDAL '09 Conference, Berlin.

Koponen, P. (2005). *Current demand response and metering activities and research projects in Finland.* Presentation. VTT – Technical Research Centre of Finland.

KPMG (2011). *Herausforderungen der liberalisierten Energiewirtschaft: Smart Metering – Handlungsempfehlungen*; 2011.

Kurrat, M., Muhr, M., Sumereder, C., Schüller, M., Schäffler, H., Wittwer, C., Stillahn, T., Engel, B. & Thiemann, R. (2010). *Intelligente Elektrische Energienetze Düsseldorf*: Euroforum Verlag GmbH

Lutzenhiser, L., Harris, C. K. & Olsen, M. E. (2002). Energy, society, and environment. In R. E. Dunlap and W. Michelson (Hg.), *Handbook of environmental sociology* (223-271), Westport: Greenwood Press.

Lux, R. (1999). *Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme*. Stuttgart: Universität Stuttgart.

Martens, T. (1999). *Kognitive und affektive Bedingungen von Umwelthandeln*. Dissertation, Christian-Albrechts-Universität, Kiel.

Martinez, M. S. (2006). *Residential Demand Response Technologies: A Consumer's Guide.* Präsentation auf dem National Town Meeting and Symposium On Demand Response. Berkeley: California.

McCalley, L.T. (2003). *From motivation and cognition theories to everyday applications and back again: the case of product-integrated information and feedback.* In Proceedings ECEEE summer study Stockholm (1151-1157).

Mosler, H.-J. & Gutscher, H. (2004). Die Förderung von Energiesparverhalten durch Kombination von instruierter Selbstverbreitung von Interventionsinstrumenten. *Umweltpsychologie, 8* (1), 50-65.

Nielsen, L. (1993). How to get the birds in the bush into your hand. Results from a Danish research project on electricity savings. *Energy policy 21*, 1133-1144.

Nitsch, J., Fischedick, M., Staiß, F., Allnoch, N. & Baumert, M. (2000), *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien*. Umweltbundesamt (Hrsg.). Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Nitsch, J., Gärtner, S. & Barthel, C. (2004). *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland.* Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, WI.

Nitsch, J. (2007). Leitstudie 2007 -*„Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Olmos, L., Ruester, S., Liong, S.-J. & Glachant, J.-M. (2011). *Energy efficiency actions related to the rollout of smart meters for small consumers, application to the Austrian system*, Energy (2011), doi:10.1016/j.energy.2011.04.003.

Peter, U. & Kaufmann-Hayoz, R. (2000). The concept of control: A key concept in understanding and overcoming barriers to responsible environmental behavior. In Walter J. Perrig & Alexander Grob (Hg.), *Control of human behavior, mental processes, and consciousness.* Essays in honor of the 60th birthday of August Flammer (307 – 322), Mahwah: Erlbaum.

Preisendörfer, P. & Franzen, A. (1996). Der schöne Schein des Umweltbewusstseins. Zu den Ursachen und Konsequenzen von Umwelteinstellungen in der Bevölkerung. In Andreas Diekmann & Carlo C. Jaeger (Hg.), *Umweltsoziologie. Kölner Zeitschrift für Soziologie und Sozialpsychologie: Sonderband 36*, 219 - 244.

Prognos (2003). *Zwischenbericht: Analyse der Wirksamkeit von CO2-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung*. Basel: Prognos AG.

Prose, F. & Wortmann, K. (1991). *Energiesparen: Verbraucheranalyse und Marktsegmentierung der Kieler Haushalte. Energiesparen: Verbraucheranalyse und Marktsegmentierung der Kieler Haushalte (Endbericht).* Stadtwerke Kiel.

PWC, E-Control (2010). *Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering*, 2010.

Reusswig, F., Gerlinger, K. & Edenhofer, O. (2003). *Lebensstile und Energieverbrauch. Analyse und Strategieansätze zu einer nachhaltigen Energiestruktur.* WBGU-Hauptgutachten 2003. Springer Verlag.

Schäffler, H. (2006). *Smart Metering - Innovative Mess- und Kommunikationssysteme für Tarifkunden.* Interner Forschungsbericht Teil 1: Stand und Trends in der deutschen Energiewirtschaft. Freiburg: Fraunhofer ISE.

Schahn, J. & Holzer, E. (1990). Konstruktion, Validierung und Anwendung von Skalen zur Erfassung des individuellen Umweltbewusstseins. *Zeitschrift für differentielle und diagnostische Psychologie 11*, 3, 185-204.

Schlomann, B. (2004). *Energieverbrauch in privaten Haushalten und des Sektors Gewerbe, Handels, Dienstleistungen (GHD)*, Abschlussbericht an das BMWi. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Schulz, W., Kalies, M. & Hillebrand, B. (2004). *Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)* (1-166). Köln, Leipzig, Essen: EWI, IE, RWI.

Sernhed, K., Pyrko, J. & Abaravicius, J. (2003). *Bill me this way! – customer preferences regarding electricity bills in Sweden.* In Proceedings of the Summer Study of the European Council for an Energy Efficient Economy (1147-1150).

Shove, E. (1998). Gaps, barriers and conceptual chasms: theories of technology transfer and energy in buildings. *Energy Policy 26*, 15, 1105-1112.

Sontow, J. (2000). *Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung.* Stuttgart: Universität Stuttgart.

Southern California Edison (2004). *California Display Pilot Technology Assessement. Final Report.* Primen: California.

Statistisches Bundesamt (2011a). https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=36F72F1EBD42F91789DB1228D2C4F1E2.tomcat_GO_1_1?operation=previous&levelindex=2&levelid=1314106873554&step=2 (Zugriff 08.2011).

Statistisches Bundesamt (2011b). https://www.genesis.destatis.de/genesis/online; jsessionid= E44B656A39F47310102442D41C9CEC48.tomcat_GO _1_1?operation=ergebnistabelleUmfang&levelindex=2&levelid=1314171863242&downloadname=12211-0103 (Zugriff 08.2011).

Steinheider, B., Fay, D., Hilburger, T., Hust, I., Prinz, L., Vogelgesang, F. & Hormuth, S. E. (1999). Soziale Normen als Prädiktoren von umweltbezogenem Verhalten. *Zeitschrift für Sozialpsychologie 30*, 1, 40-56.

Stern, P. C. (1986). Blind Spots in Policy Analysis: What Economics Doesn't Say about Energy Use. *Journal of Policy analysis and Management 5*, 200-227

Trend:research GmbH (2007) *Potentialstudie: Smart Metering*. 28209 Bremen, Parkstraße 123: Trend Research.

Ueno, T., Inada, R., Saeki, O. & Tsuji, K. (2005). *Effectiveness of displaying energy consumption data in residential houses*. In Proceedings ECEEE summer study, Stockholm (1289-1298).

Ulich,E. & Strohm, O. (1997). *Unternehmen arbeitspsychologisch bewerten. Ein Mehr-Ebenen-Ansatz unter besonderer Berücksichtigung von Mensch, Technik und Organisation*. Zürich: vdf Hochschulverlag.

Urban, D. (1986). Was ist Umweltbewusstsein? Exploration eines mehrdimensionalen Einstellungskonstruktes. *Zeitschrift für Soziologie 15*, 5, 363-77.

Van Houwelingen, J. H. & Van Raaij, W. F. (1989). The Effect of Goal-Setting and Daily Electronic Feedback on In-Home Energy Use. *Journal of Consumer Research*, Vol. 16.

Weihl, J. and Gladhart, P. (1990). *Occupant Behaviour and Successful Energy Conservation: Findings and Implications of Behavioural Monitoring*. In Proceedings of the American Council for an Energy Efficient Economy Summer Study (2171 – 2180). Washington, DC: ACEEE Press.

Wilhite, H. & Ling, R. (1995). Measured Energy Savings from a more Informative Energy Bill. *Energy and Buildings, 22*, 145-155.

Wilhite, H., Nakagami, H., Masuda, T., Yamaga, Y. & Haneda, H. (1996) A cross-cultural analysis of household energy-use behavior in Japan and Norway. *Energy Policy 24*, 795-803.

Wilhite et. al (1999). *Advances in the use of consumption feedback information in energy billings: The experience of a Norwegian energy utility*. Vortrag im Rahmen der ECEEE-Konferenz.

Wood, G. & Newborough, M. (2003). Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design. *Energy and Buildings 35*(8), 821-841

Wortmann, K. (1994). *Psychologische Determinanten des Energiesparens*. Weinheim: PVU.

Endbericht Smart Metering Projekt

Smart Metering, Technik und Potentiale von intelligenten Zähler-, Mess- und Kommunikationssystemen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung

Executive Summary

Förderkennzeichen 0327448A und 0327448B
Projektlaufzeit 01.09.2007 bis 30.08.2011

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Februar 2012

Christian Schäfer
Sebastian Gölz
Dorika Fleissner
Annette Roser
Joachim Globisch
Heike Schiller
Markus Büttner

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Executive Summary

Aufgabenstellung

Durch das im Juli 2005 in Kraft getretene Energiewirtschaftsgesetz und die EnWG Novellen 2008 und 2011 hat sich die rechtliche Ausgangssituation im Bereich des Zähl- und Messwesens grundlegend geändert. War bis dahin nur der Netzbetreiber berechtigt, in diesem Bereich tätig zu werden, so können nun auch unabhängige Dritte den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen vornehmen („Messstellenbetrieb"). Vorraussetzung dafür ist, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen gewährleistet ist und die Messeinrichtung den vom Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügt.

Im Vergleich zu den Studien und Feldversuchen mit dynamischen und zeitvariablen Tarifen in den 90er Jahren (Eckernförder Modell, Modellversuch in Saarbrücken) agieren heute Energieversorger und Tarifkunden folglich unter deutlich geänderten Rahmenbedingungen. Durch die Liberalisierung wurden die EVU entflochten, Netzbetrieb, Vertrieb und Messdienstleistung sind heute eigenständige Gesellschaften bzw. Geschäftsbereiche. Im Vergleich zu den Zählertechnologien der 90er Jahren erlauben AMM-Systeme heute erstmalig den flächendeckenden Aufbau einer durchgängig bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur.

Das Projekt mit einer Laufzeit vom 01.07.2007 bis 30.08.2011, verfolgt drei Hauptziele, die als Motivation für den flächendeckenden Ausbau zentral sind:

- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Energieeffizienz bei Tarifkunden durch intelligente Zähler** sowie durch Feed-Back-Systeme und dynamische Tarife
- Ermittlung des Potentials zur Steigerung der **Prozesseffizienz bei Energieversorgern** mit intelligenten Zähler- und Kommunikationssystemen (Advanced Meter Management-Systemen, AMM)
- **Technische Begleitforschung und Empfehlungen für die Standardisierung** von Zähler- und Kommunikationssystemen.

Das Projekt liefert somit wesentliche Praxiserkenntnisse, die für die weitere Liberalisierung des Mess- und Zählwesens sowie für Umsetzung der EU-Effizienz-Richtlinie verwertet werden können.

Ergebnisse

Energieeffizienz: Die Ergebnisse zum Einfluss des Smart Metering auf die Energieeffizienz bei Tarifkunden lassen keinen signifikanten Einspareffekt erkennen. Weder das Feedback mit Hilfe eines Webportals noch der Einsatz variabler Tarife belegen eine verbrauchssenkende oder –verlagernde Wirkung. Eine Steigerung der Energieeffizienz durch eine höhere Verbrauchstransparenz ließ sich nicht nachweisen.

Prozesseffizienz: Die bisherige Technologievariante ohne intelligente Zähler ist bei einer jährlichen Ablesung fast allen Smart Metering Varianten – bis auf die Variante „Mehrfamilienhaus-MUC mit Datenkonzentrator"- bei den Prozesskosten überlegen. Bei einer Erhöhung der Abrechnung auf eine monatliche Abrechnung, erhöht sich die Effizienz der effizientesten Smart Metering Systeme; insgesamt sind alle intelligenten Zählersysteme dann dem konventionellen Ferraris-System in den Prozesskosten überlegen. Diese Analysen zeigen, dass Smart Metering besonders dann prozesseffizient wirksam wird, wenn die technischen Funktionsmöglichkeiten gebündelt und häufig eingesetzt werden.

Technische Begleitforschung: Generell wurden noch viele Probleme beobachtet, die nicht nur einzelne Zähler, sondern das komplette System betrafen. Es handelt sich u.a. anderem um folgende Probleme: Regelmäßiger Ausfall der Datenerfassung, Probleme mit der Bemessung des Speichers auf den Zählern, was Datenverlust über längere Zeit führte, Stromausfälle, die zu längeren Lücken in den Messreihen führten, Softwareprobleme, die zu einem gleichzeitigen Fehlen der Messwerte führten. Neben diesen systembedingten Problemen gab es bei allen Systemen fehlende Zählerwerte im Bereich von 1-5 Prozent. Es ist davon auszugehen, dass die systembedingten Ausfälle nach einer gewissen Testphase behoben sind, und eine Fehlerrate von 0-5% übrig bleibt. Die Analyse der Installationsprozesse zeigte eine Erhöhung des Aufwands durch eine Reihe von Problemen, insbesondere Verbindungsproblemen.