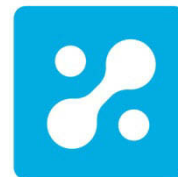




Universität für Bodenkultur Wien
University of Natural Resources
and Applied Life Sciences, Vienna



**Department für Materialwissenschaften
und Prozesstechnik**
Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Smart Metering und sein Einsatz in Österreich

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt- und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Bakk. techn. Michael Holzinger

Matr. Nr.: 0540041

am Institut für Verfahrens- und Energietechnik
der Universität für Bodenkultur, Wien

Betreuer: Ao. Univ. Prof. Dr. Herbert Braun

Klosterneuburg, 11. Jänner 2011

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich recht herzlich bei meinem Betreuer Herrn Ao. Univ. Prof. Dr. Herbert Braun bedanken, der mich stets bei meiner Arbeit und meinen Anliegen unterstützt hat und mir ermöglicht hat, meine Diplomarbeit am Institut für Verfahrens- und Energietechnik zu verfassen.

Ein Dankeschön geht auch an Herrn Ao. Univ. Prof. Dr. Peter Schwarzbauer, der mir sehr mit der Erstellung und Formulierung meines Fragebogens geholfen hat.

Meiner Familie und speziell meinen Eltern gilt ein besonderer Dank, die mich immer mit viel Liebe, Geduld und Ermutigung sowie finanziell, während meiner gesamten Studienzeit, unterstützt haben.

Vielen Dank!

Kurzfassung

Smart Metering ist eine Maßnahme, die die Nutzung der Energie effizienter gestalten soll. Diese Arbeit untersucht den Einsatz von Smart Metering in Österreich, indem die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Akteure (Netzbetreiber, Stromlieferanten und Endkunden) des Strommarktes, sowie die Kosten und Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern beschrieben und analysiert werden. Zusätzlich werden die Erfahrungen aus den in Österreich laufenden oder abgeschlossenen Pilotprojekten mit Smart Metern, sowie der mögliche Beitrag von Smart Metern zur Energieeffizienz erläutert und diskutiert.

Allgemein lässt sich feststellen, dass den Endkunden sowohl finanziell, als auch nicht-finanziell der größte Nutzen durch die Einführung der Smart Meter entsteht. Die höchsten Kosten aus wirtschaftlicher Sicht entstehen den Netzbetreibern. Jene Energieunternehmen, die schon Pilotversuche mit Smart Metern durchführen, stehen der Einführung von Smart Metern mit gemischten Gefühlen gegenüber. Für die Zukunft müssen daher noch einige Rahmenbedingungen geklärt werden. Auch die Energieunternehmen sind der Meinung, dass die Endkunden von der Einführung profitieren werden. Wie hoch die Einsparungen pro Haushalt durch die Smart Meter dann wirklich sein werden, lässt sich allerdings nur schwer abschätzen. Es gibt jedoch aktuelle Zahlen, die zwischen 1,0 % und 3,5 % liegen.

Alles in allem werden die Smart Meter in Österreich zu einer Einsparung und einem effizienteren Einsatz von Energie führen.

Abstract

One measure for consuming energy more efficient is the use of Smart Metering. This paper investigates the use of Smart Metering in Austria, by describing and analysing the effect of Smart Metering on the different actors (network operators, suppliers and consumers) on electricity market and the costs and benefits of an installation of Smart Meters throughout Austria. Additionally this paper determines the contribution of Smart Meters to energy efficiency and also describes the current pilot projects with Smart Meters in Austria.

The results show, that the consumers will derive the biggest financial and non-financial benefits, while the network operators will have to pay the highest monetary costs. Because of this fact, the energy companies in Austria have mixed feelings about the adoption of Smart Meters. Therefore, it is important to clarify general conditions for the future. Also the energy companies guess, that the consumers will profit from the use of Smart Meters. How high the savings per household will be, because of Smart Meters, is very difficult to estimate, but current figures assume 1.0 % to 3.5 %. Altogether, the Smart Meters will lead to energy savings and a more efficient use of energy in Austria.

Maßeinheiten

1 V	= 1 Volt		= elektrische Spannung
1 kV	= 1 Kilovolt	= 10^3 V	
1 W	= 1 Watt		= Leistung
1 kW	= 1 Kilowatt	= 10^3 W	
1 MW	= 1 Megawatt	= 10^6 W	
1 Hz	= 1 Hertz	= 1 Schwingung/sec	= Frequenz
1 kHz	= 1 Kilohertz	= 10^3 Hz	
1 MHz	= 1 Megahertz	= 10^6 Hz	
1 J	= 1 Joule	= 1 Wattsekunde (Ws)	= 1 Newtonmeter (Nm)
1 TJ	= 1 Terajoule	= 10^{12} J	
1 PJ	= 1 Petajoule	= 10^{15} J	
1 Wh	= 1 Wattstunde	= $3,6 \cdot 10^3$ Joule	= Arbeit
1 kWh	= 1 Kilowattstunde	= 10^3 Wh	
1 MWh	= 1 Megawattstunde	= 10^6 Wh	
1 GWh	= 1 Gigawattstunde	= 10^9 Wh	
1 TWh	= 1 Terawattstunde	= 10^{12} Wh	
1 bit/s	= 1 Bit pro Sekunde		= Datenübertragungsrate
1 Kbit/s	= 1 Kilobit pro Sekunde	= 10^3 bit/s	
1 Mbit/s	= 1 Megabit pro Sekunde	= 10^6 bit/s	

U	Verbrauchsspannung
I	Verbraucherstrom
Z	Gesamtwiderstand
B_a	Magnetfeld A
B_b	Magnetfeld B

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG.....	1
1.1	Definitionen und Funktionen des Smart Meterings	2
1.2	Ferrariszähler vs. Smart Meter	4
1.2.1	Ferrariszähler	4
1.2.2	Smart Meter	5
1.3	Kommunikationstechnik für Smart Meter	7
1.3.1	Global System for Mobile Communication – GSM	7
1.3.2	Universal Mobile Telecommunications System – UMTS	8
1.3.3	Worldwide Interoperability for Microwave Access – WiMAX	8
1.3.4	Digital Subscriber Line – DLS Internetverbindung	8
1.3.5	Schmalband-Powerline – PLC	9
1.3.6	Breitband-Powerline – BPL	9
1.3.7	Kostenvergleich	10
1.3.8	Conclusio für die Kommunikationstechnik	10
2	ÖSTERREICHISCHER STROMMARKT.....	12
2.1	Akteure am Strommarkt	13
2.1.1	Regelzonenführer (RZF)	14
2.1.2	Bilanzgruppenkoordinator (BKO)	14
2.1.3	Bilanzgruppenverantwortliche (BGV)	14
2.1.4	Übertragungsnetzbetreiber	14
2.1.5	Verteilernetzbetreiber	15
2.1.6	Lieferanten	15
2.1.7	Kunden	15
2.1.8	Energie-Control GmbH	16
2.2	Österreichisches Stromnetz	17
2.3	Übertragungsnetz und Übertragungsnetzbetreiber	18
2.4	Verteilernetz und Verteilernetzbetreiber	19
3	RECHTLICHE GRUNDLAGEN.....	20
3.1	Europäisches Recht	20
3.2	Nationales Recht	22
4	SMART METERING IN ÖSTERREICH.....	24
4.1	Auswirkungen auf Netzbetreiber	24
4.1.1	Zählerablesung	24
4.1.2	Anbieterwechsel	25
4.1.3	Integration von dezentralen Erzeugern	25
4.1.4	Verbesserung der Netzüberwachung und Steuerung	25
4.1.5	Investitionskosten	25
4.1.6	Installationskosten	26
4.1.7	Datenkommunikationsinfrastruktur	26
4.1.8	Datenzentrum und Datenübermittlung	26
4.1.9	Konsumenteninformation	27
4.2	Auswirkungen auf Lieferanten	27
4.2.1	Zählerablesung	27
4.2.2	„Back-Office“ und Servicestellen	27
4.2.3	Ausgleichsenergieaufwand	27
4.2.4	Peak/Off-Peak Verschiebung	28

4.3	Auswirkungen auf Endkunden.....	28
4.3.1	Steigerung der Energieeffizienz und Energieeinsparungen	28
4.3.2	Erleichterte Zählerablesung – bessere Rechnungsqualität	29
4.3.3	Alternative Tarife.....	29
4.3.4	Erleichterung des Lieferantenwechsels – bessere Servicequalität	30
4.4	Kosten-Nutzen einer Einführung von Smart Metern.....	31
4.4.1	Studie der PricewaterhouseCoopers GmbH	31
4.4.2	Studie der Capgemini Consulting Österreich AG	38
4.4.3	Zusammenführung der Studienergebnisse	41
4.5	Pilotprojekte	43
4.5.1	Linz Strom GmbH	43
4.5.1	Energie AG Data GmbH	45
4.5.1	Salzburg Netz GmbH	46
4.5.1	Energie Steiermark AG	48
4.5.2	EVN AG	49
4.5.3	KELAG Netz GmbH	50
4.5.4	BEWAG Netz GmbH.....	51
4.5.5	Vorarlberger Kraftwerke AG	52
4.5.6	Conclusio der Pilotprojekte	54
5	SMART METERING UND ENERGIEEFFIZIENZ	57
5.1	Effizienzziele	58
5.2	Allgemeine Einsparungspotenziale	58
5.3	Maßnahmen und Voraussetzungen	59
5.4	Der mögliche Beitrag von Smart Metern zur Energieeffizienz.....	60
5.4.1	A review of intervention studies aimed at household energy conservation	61
5.4.2	Influencing electricity consumption via consumer feedback: a review of experience	62
5.4.3	The effectiveness of feedback on energy consumption	63
5.4.4	Conclusio der Studienergebnisse	64
6	DISKUSSION	66
7	LITERATURVERZEICHNIS	70
7.1	Abbildungsverzeichnis	80
7.2	Tabellenverzeichnis	80
7.3	Abkürzungsverzeichnis	81
8	ANHANG.....	83
8.1	Fragebogen Unternehmen.....	83
8.1.1	Fragebogen Linz Strom GmbH.....	85
8.1.2	Fragebogen Energie AG Data GmbH.....	87
8.1.3	Fragebogen Salzburg Netz GmbH	89
8.1.4	Fragebogen Energie Steiermark AG	90
8.1.5	Fragebogen EVN AG	92
8.1.6	Fragebogen KELAG Netz GmbH.....	94
8.1.7	Fragebogen BEWAG Netz GmbH	95
8.1.8	Fragebogen Vorarlberger Kraftwerke AG	97

1 Einleitung

Im Kontext des Klimawandels und der immer größer werdenden Nachfrage nach Energie werden Strategien und Maßnahmen gesucht, die die Nutzung der Energie effizienter und sparsamer gestalten. Eine dieser Maßnahmen stellt die Einführung von intelligenten Messsystemen, sogenannten Smart Metern, als ersten Schritt Richtung intelligenter Netze (Smart Grids) dar. Damit sollen nicht nur die Endkunden und die Netzbetreiber besser informiert, sondern auch der Energiebedarf gesenkt werden. Die flächendeckende Einführung der Smart Meter wird sowohl in der europäischen Effizienzrichtlinie von 2006 (Art. 13 Abs. 1) als auch in der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 2009 (Anh. I Abs. 2) gefordert. Die Mitgliedsstaaten sind angehalten bis 2020 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen auszustatten (Anhang 1 Abs. 21 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009).

Das Ziel dieser Arbeit ist, zu beschreiben und zu analysieren, wie der Einsatz der Smart Meter in Österreich funktioniert, welche Auswirkungen dadurch entstehen und welchen Beitrag die Smart Meter zur Energieeffizienz leisten können. Um dies zu erreichen, werden in dieser Arbeit unter anderem folgende Fragen behandelt:

- Welche Auswirkungen hat die Einführung der Smart Meter auf welche Akteure des österreichischen Elektrizitätsmarktes?
- Welche Kosten und Nutzen entstehen durch die flächendeckende Einführung der Smart Meter in Österreich?
- Welche Pilotversuche mit Smart Metern in Österreich gibt es und wie sehen die Erfahrungen mit Smart Metering aus?
- Welchen Beitrag zur Energieeffizienz können Smart Meter tatsächlich leisten?

Um diese Fragen beantworten zu können, wurde eine umfangreiche Recherche durchgeführt sowie ein Fragebogen entwickelt, der an diejenigen Unternehmen gesendet wurde, die Pilotversuche mit Smart Metern durchführen. Zusätzlich werden die Funktionen und Eigenschaften eines Smart Meters beschrieben und diese dann mit einem Ferrariszähler verglichen, sowie mögliche Kommunikationstechnologien für die Smart Meter vorgestellt. Ebenso geht diese Arbeit auf den österreichischen Strommarkt sowie dessen Akteure ein und erläutert auch die rechtlichen Grundlagen des Smart Meterings auf europäischer und nationaler Ebene.

1.1 Definitionen und Funktionen des Smart Meterings

Smart Metering ist ein Begriff, der komplizierte technische Vorgänge und Installationen vermuten lässt. Er leitet direkt aus der englischen Sprache über, Intelligentes Messen. Smart Meter frei übersetzt, bedeutet Intelligenter Zähler. Was sich hinter dem Begriff Smart Metering tatsächlich verbirgt, soll im Folgenden erläutert werden.

Den Begriff Smart Metering mit einer einfachen Definition zu beschreiben ist grundsätzlich nur schwer möglich. Die Siemens AG (2010) beschreibt Smart Metering als „die Fähigkeit, den eigenen Energieverbrauch im Echtzeitbetrieb abzufragen und dadurch den Energieverbrauch effizienter zu steuern.“ Die *Systemnutzungstarife-Verordnung (2010)* definiert die „Smart Meter-Zählung“ im *Paragraf 10, Zeile 10* als „die Messung von elektrischen Größen sowie deren Nutzungszeitraum mithilfe eines elektronischen, digitalen, vom Netzbetreiber fern auslesbaren Elektrizitätszählers.“ Eine umfassendere Definition liefert die European Smart Metering Alliance. Sie sagt, dass Smart Metering entworfen wurde, um den Energieverbrauchern Echtzeitinformationen über ihren Energiebedarf zukommen zu lassen. Diese Informationen beinhalten nicht nur die Menge des verbrauchten Stromes oder Gases, sondern auch die Kosten und die Treibhausgasemissionen, die durch den Konsum entstehen (ESMA, 2007).

Einfacher für das Verständnis von Smart Metering ist jedoch, seine Funktionen zu beschreiben. Grundsätzlich können folgende Funktionen zugeordnet werden:

- Automatische Verarbeitung, Aufzeichnung, Anzeige, Management und Messung von Echtzeit-Energieinformationen
- Weiterleitung zeitnaher Verbrauchsdaten an die relevanten Akteure, auch an Endkunden
- 2-Wege-Datenübertragung zwischen den Energielieferanten und den Zählern
- Ein interner Speicher, der die Verbrauchsinformationen und die –muster aufzeichnet
- Ein auffallendes und verständliches Display welches folgende Informationen beinhaltet:
 - Vergleich von momentanen und vergangenen Verbrauchsmustern
 - Kosten
 - Anzeige des niedrigsten, des höchsten und des mittleren Verbrauchs
- Lastprofilmessung
- Erfassung von Spannungsqualitätsparametern
- Erfassung von Lieferunterbrechungen
- Aktivierung und Deaktivierung aus der Ferne
- Individuell gestaltete Energiepreismodelle, abgestimmt auf die Bedürfnisse der Kunden

(KOPONEN ET AL., 2008, S. 5; ENERGYWATCH, 2005, S. 3 – 4; BOLTZ, 2008, S. 11 und PWC, 2010, S. 14)

Eine andere Darstellung der Funktionalität von Smart Metering wird in Abbildung 1 dargestellt.

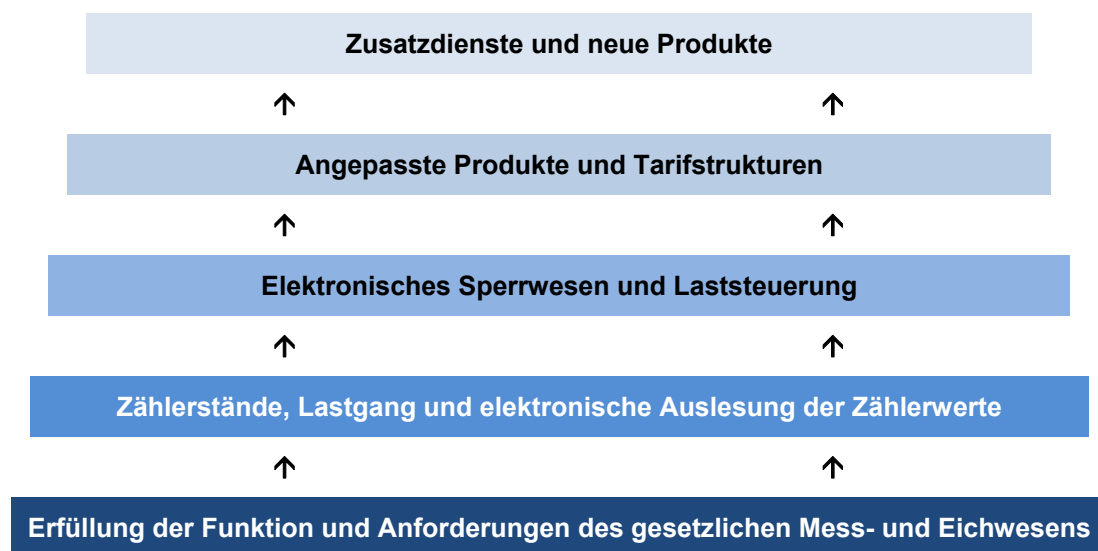


Abbildung 1: Begriffsdefinition Smart Metering

Quelle: ESMA, 2007, S. 13, eigene Darstellung

Grundsätzlich kann bei Smart Metern zwischen zwei verschiedenen Systemen unterschieden werden.

Automated Meter Reading (AMR) sind Systeme, mit denen nur die Zählerdaten über eine unidirektionale Kommunikation ausgelesen werden können. Dadurch besteht der einzige Nutzen dieser Systeme darin, die Ablesekosten zu reduzieren. Die anderen potenziellen Vorteile von Smart Metern können dadurch nicht ausgeschöpft werden (PwC, 2010, S. 37).

Automated Meter Management (AMM) Systeme basieren auf einer Zwei-Wege Kommunikation. Damit können nicht nur die Messwerte ausgelesen, sondern auch Informationen an den Smart Meter gesendet werden. Diese Systeme bilden die Grundlage für die umfangreichen Zusatzfunktionen, welche an den Kunden weiter gegeben werden können (PwC, 2010, S. 38).

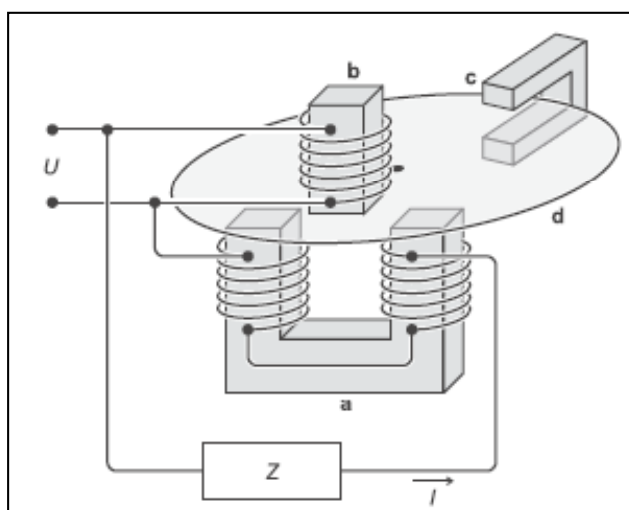
1.2 Ferrariszähler vs. Smart Meter

In den folgenden Kapiteln werden der Ferrariszähler und ein Smart Meter miteinander verglichen.

1.2.1 Ferrariszähler

Der heute am weitesten verbreitete Elektrizitätszähler ist der Ferrariszähler, der nach dem Induktionsprinzip arbeitet und schon seit mehr als 100 Jahren im Einsatz ist (E-CONTROL, 2009g).

Der Ferrariszähler besteht aus einem Messwerk und einem Zählerwerk. Das Messwerk hat einerseits ein Triebssystem, andererseits ein Bremssystem und zusätzlich noch eine bewegliche, umlaufende Scheibe, deren Winkelgeschwindigkeit proportional zur Messgröße ist. Die Umläufe der beweglichen Scheibe werden durch das Zählwerk registriert (PFLIER, 1954, S. 56). Die Scheibe (d) liegt zwischen den Polen von zwei Elektromagneten und ist drehbar gelagert. Der Verbraucherstrom I fließt durch die Spule des einen Elektromagneten (a), während an der Spule des anderen Elektromagneten (b) die Verbraucherspannung U anliegt. Es werden zwei Magnetfelder erzeugt, eines (B_a) proportional zum Verbraucherstrom I und eines (B_b) proportional zur Verbraucherspannung U . In die Metallscheibe werden Wirbelströme induziert, da die beiden Magnetfelder B_a und B_b mit gleicher Frequenz schwingen wie der Wechselstrom. Die Magnetfelder wirken auf die Wirbelströme und versetzen so die Scheibe in eine Drehung. Somit erzeugen die Wirbelströme gemeinsam mit den Magnetfeldern ein Drehmoment, das proportional zur elektrischen Leistung ist. Wird die Anzahl der Umdrehungen von einem Zählwerk erfasst, kann die elektrische Arbeit gemessen werden (LEYBOLD, s.a., S. 1 – 2). Den Aufbau eines Wechselstromzählers zeigt Abbildung 2.



- a.....Elektromagnet im Verbraucherkreis
- b.....Elektromagnet im Spannungskreis
- c.....Permanentmagnet
- d.....drehbare Aluminiumscheibe

- UVerbraucherspannung
- IVerbraucherstrom
- ZGesamtwiderstand

Abbildung 2: Aufbau eines Wechselstromzählers

Quelle: LEYBOLD, s.a., S. 1

Das Zählwerk des Ferrariszählers, wie in Abbildung 3 dargestellt, zeigt nur einen einzigen fortlaufenden Wert an. Aus diesem Wert kann durch jährliches Ablesen ein Stromverbrauch berechnet werden. Berechnet wird der Wert anhand der Differenz des aktuellen abgelesenen Wertes und dem Wert des vorherigen Jahres. Dadurch können weder einzelne Tagesspitzen, noch unterschiedliche Stromverbräuche oder gar Jahreszeitenverläufe festgestellt werden (ECONITOR GMBH, 2010).



Abbildung 3: konventioneller Ferrariszähler

Quelle: ECONITOR GMBH, 2010

1.2.2 Smart Meter

Die neue Generation von Stromzählern, der sogenannte Smart Meter, besitzt im Gegensatz zum Ferrariszähler keine mechanischen Bauteile mehr, sondern basiert vollständig auf Halbleitertechnologie (E-CONTROL, 2009g). Aufgrund der vollständigen digitalen Arbeitsweise des Smart Meters wird eine Ablesung vor Ort überflüssig, da die Messdaten des Zählers automatisch an den Netzbetreiber übermittelt werden. Zusätzlich bietet der Smart Meter weitere Funktionen an (E-CONTROL, 2009d), die am Beispiel einer Smart Meter Lösung von der Firma Landis+Gyr GmbH erläutert werden sollen.

Die Beispiellösung einer Smart Meter Anwendung von Landis+Gyr baut auf einem elektronischen Haushaltszähler auf, der gemeinsam mit einem GSM/GPRS Modul und einem Inhouse-Display einen Smart Meter darstellt.

Der elektronische Haushaltszähler E350 von Landis+Gyr bildet die Grundlage für eine Smart Metering Anwendung. Es können sowohl Wirk- als auch Blindleistungsmessungen durchgeführt werden. Er ist auch Multi-Energie tauglich, da er die Messwerte anderer Strom-, Wasser-, Gas- und Wärmezähler anzeigen kann und zusätzlich bis zu sechs verschiedene Tarife verarbeitet werden können. Er besitzt eine optische Schnittstelle für die Zählerauslesung, die auch vor Manipulation geschützt ist. Eine weitere Funktion ist die Unterbrecherfunktion, mit der Lastbegrenzungen definiert werden können und der Stromzähler fern gesteuert werden kann (LANDIS+GYR, s.a.d, S. 3 und LANDIS+GYR, 2009, S. 2).



Abbildung 4: Haushaltszähler E350

Quelle: LANDIS+GYR, s.a.d, S.3

Für die Datenübertragung des Stromzählers an das Unternehmen wird bei dieser Lösung ein Kommunikationsmodul benötigt. Das E35C Tarifmodul AD-F X1 bildet die Grundlage für das Verbrauchsmanagement. Es können bis zu vier Wasser- oder Gaszähler über eine M-Bus Schnittstelle angeschlossen, und über eine bidirektionale Datenkommunikation verwaltet werden. Das Modul bietet

Speicheroptionen für bis zu vier Tarife, eine Fernschaltfunktion für Teillasten und die Möglichkeit, vereinbarte Lieferwerte und die Netzqualität zu überwachen. Durch einen externen Steuereingang können Tarifschaltungen vorgenommen werden.

(LANDIS+GYR, s.a.b und LANDIS+GYR, s.a.a).



Abbildung 5: Landis+Gyr GSM/GPRS Modul E35C

Quelle: LANDIS+GYR, 2010, S. 1

Die dritte Komponente für die Smart Meter Anwendung ist ein Inhousedisplay, das den Kunden die nötigen Informationen zur Verfügung stellt. Der ecoMeter P350 kann den Kunden Echtzeitinformationen für Strom, Gas, Wasser und Wärme sowie die damit in Verbindung stehenden Kosten anzeigen. Ein integriertes Ampelsystem mit Rot, Gelb und Grün lässt die Konsumenten erkennen, ob ihr Verbrauch momentan hoch, mittel oder niedrig ist. Zusätzlich können die Konsumenten ihren Verbrauch des momentanen Tages, der letzten sieben und 28 Tage, sowie der letzten 12 Monate mittels Balkendiagramm anzeigen lassen (LANDIS+GYR, s.a.c).

Durch die Einbindung des ecoMeters P350 in das System des Versorgers können die aktuellen Energiepreise sowie die



Abbildung 6: Landis+Gyr ecoMeter P350

Quelle: LANDIS+GYR, s.a.c, S. 3

Emissionsdaten ständig aktualisiert werden. Dadurch kann der eco Meter die bisherigen Kosten und auch CO₂ Emissionen berechnen und anzeigen. Es können die Kosten und CO₂ Emissionen für den vorherigen Tag, die letzten sieben und 28 Tage, sowie die CO₂ Emissionen für das gesamte vergangene Jahr angezeigt werden (LANDIS+GYR, s.a.c).

Die Beschreibung des Smart Meters verdeutlicht, dass er dem Ferraris-Zähler überlegen ist. Einen Vergleich der beiden Zähler zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Vergleich Ferraris-Zähler mit Smart Meter

	Ferraris-Zähler	Smart Meter
Bauart	Induktionsprinzip	Halbleitertechnologie
Verbrauchsmessung	fortlaufender Wert in kWh	Verbrauchsmessung in variablen Intervallen
Ablesung	manuell	automatische Fernauslesung
Zusatzfunktionen	nein	ja
Rechnungslegung	berechnete Werte	genau gemessene Werte

Quelle: eigene Darstellung

kWh.....Kilowattstunde

1.3 Kommunikationstechnik für Smart Meter

Um die Vorteile der Smart Meter auch wirklich ausschöpfen zu können, müssen die Daten aus den Zählern zeitnahe zum Versorger und dann zum Endkunden weitergeleitet werden. Dies ist auch notwendig, um individuelle Tarife anbieten zu können. Darum ist es wichtig, eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung zu stellen. Für die Datenübertragung von Smart Metern kommen unter anderem das Global System for Mobile Communication (GSM) Netz, das Universal Mobile Telecommunications System (UMTS), die Digital Subscriber Line (DSL) Internetanbindung sowie die Schmalband- bzw. Breitband-Powerline-Kommunikation in Frage (SCHÖNBERG, 2010, S. 102 – 103). Diese Arten der Datenübertragung, sowie ihre Vor- und Nachteile werden im Folgenden beschrieben.

1.3.1 Global System for Mobile Communication – GSM

Bei diesem System werden die Daten des Smart Meters über das GSM-Netz (Mobilfunknetz) ausgelesen. Damit der Smart Meter eindeutig identifiziert werden kann, bekommt jeder Zähler eine eigene SIM-Karte. Die maximale Übertragungsrate bei GSM liegt bei 171,2 kbit/s wenn die GPRS (General Packet Radio Service) Technik verwendet wird. Wird die Circuit Switched Data Technik verwendet, liegt die Übertragungsrate bei maximal 14,4 kbit/s. Mit diesen Geschwindigkeiten kann keine Breitbanddatenübertragung stattfinden. Zu diesem technischen Problem kommen auch noch praktische Probleme. Die meisten Zähler befinden sich im Keller von Gebäuden, wo die Verfügbarkeit des Mobilfunks eingeschränkt ist. Zusätzlich bedeutet die Übertragung per GSM auch, dass sich der Stromnetzbetreiber in die Abhängigkeit von einem Mobilnetzbetreiber begibt, wodurch hohe monatliche Kosten für die Datenübertragung entstehen (SCHÖNBERG, 2010, S. 104).

Ein weiteres Problem, welches Schönberg (2010, S. 104) in seinem Text für Deutschland beschreibt, würde auch in Österreich auftreten. Werden alleine die Anzahl der in Österreich vorhandenen Zählpunkte für Strom von 5,72 Millionen (Mio.) betrachtet (PwC, 2010, S. 44), wäre das genau diese Anzahl mehr an Teilnehmern im österreichischen Mobilfunknetz, abgesehen von den Zählpunkten für Gas, Wasser und Wärme. Ob die Leistungsfähigkeit des österreichischen Mobilfunknetzes diese große Anzahl an zusätzlichen Nutzern aushält, ist nicht absehbar.

1.3.2 Universal Mobile Telecommunications System – UMTS

UMTS ist der Mobilfunkstandard der dritten Generation. Das Prinzip dahinter ist dasselbe wie bei der GSM-Übertragung der Daten. Jedoch lassen sich mit UMTS Geschwindigkeiten von bis zu 384 kbit/s erreichen. Wird das HSDPA (High-Speed-Download-Packet-Access) Verfahren verwendet, sind sogar Geschwindigkeiten von bis zu 7,2 Mbit/s möglich. Jedoch begibt sich der Netzbetreiber auch hier in die Abhängigkeit eines Telekommunikationsunternehmens und die Kosten sind sogar noch höher als für GSM (SCHÖNBERG, 2010, S. 104).

Eine ähnliche Technologie wie UMTS ist die WiMAX Datenübertragung die im Folgenden kurz beschrieben werden soll.

1.3.3 Worldwide Interoperability for Microwave Access – WiMAX

Dieser Technologie ist es theoretisch möglich, Daten mit einer Geschwindigkeit von 50 Mbit/s über größere Strecken an ein Endgerät zu schicken. Momentan besteht aber noch das praktische Problem der geringen Netzabdeckung. Auch hier müssen die Stromnetzbetreiber für die Nutzung des Mobilnetzes hohe Kosten in Kauf nehmen (SCHÖNBERG, 2010, S. 105).

1.3.4 Digital Subscriber Line – DSL Internetverbindung

Mit der kabelgebundenen DSL Technik können Daten mit einer sehr großen Geschwindigkeit, zwischen 1 Mbit/s und 16 Mbit/s, übermittelt werden. Der Nachfolger von DSL, das VDSL2 kann sogar Geschwindigkeiten von 100 Mbit/s erreichen. Die DSL Verbindung erfüllt die Anforderungen an Bidirektionalität, Breitbandgeschwindigkeit und dem Internetprotokoll (IP). Auch hier sind die Kosten, die aufgrund einer Abhängigkeit von einem Internetanbieter entstehen, ein großer Nachteil. Das kann sogar soweit führen, dass sich der Stromnetzbetreiber in die Abhängigkeit von seinem eigenen Kunden begibt. Dies geschieht

dann, wenn der Netzbetreiber den privaten Internetzugang seines Kunden für die Datenübertragung nutzt.

Ein praktisches Problem kann insofern auftreten, dass die Anschlüsse für das Internet normalerweise nicht in der Nähe des Stromzählers zu finden sind. Ist dies der Fall, müssen die Netzbetreiber dann erst die Leitungen zum Smart Meter verlegen, was zu weiteren finanziellen Aufwendungen führt (SCHÖNBERG, 2010, S. 105).

1.3.5 Schmalband-Powerline – PLC

Bei dieser Technik werden die bestehenden Nieder- und Mittelspannungsstromnetze für die Datenübertragung verwendet. Indem die Stromnetzbetreiber hier ihre eigenen bestehenden Netze verwenden, entsteht ein großer Vorteil, da sie weder abhängig sind, noch entstehen ihnen hohe Kosten. Diese Technik arbeitet jedoch nur in einem schmalen Frequenzbereich von 3 bis 95 kHz, was laut Schönberg (2010, S. 106) zu einer Geschwindigkeit von 2 bis 10 kbit/s führt. Diese Übertragungsgeschwindigkeit ist sogar geringer als die eines analogen Modems mit 56 kbit/s. Dadurch ist die PLC Technik laut Schönberg nicht echtzeitfähig, da es mehrere Stunden dauern würde, bis das System die Zähler einer Region abgefragt hätte. Dies bedeutet auch, dass die gleichzeitige Kommunikation mit mehreren Zählern nicht möglich ist. Anders sieht dies Lipinski (2010, S. 12), der sagt, dass mit der PLC Übertragung Geschwindigkeiten von bis zu 100 kbit/s möglich sind. Der Vorteil dieser Technologie liegt laut Lipinski darin, dass die Gefahr von möglichen Signalreflexionen oder Störungen durch andere Funkdienste kaum vorhanden ist. Dies bestätigt auch die iAd GmbH (s.a.), die sagt, dass die Schmalband Powerline Kommunikation schon seit Jahrzehnten keine Probleme mit elektromagnetischer Strahlung aufweist.

Grundsätzlich ist in Europa ein Frequenzbereich von bis zu 148,5 kHz im Schmalband erlaubt, jedoch wird dieser Frequenzbereich in fünf Bänder (A, B, C, und D) unterteilt, wobei das erste Band keinen Namen hat. Für die Energieversorger sind die ersten beiden Bänder bis 95kHz bestimmt. Die anderen drei Bänder (B – 95 bis 125 kHz, C – 125 bis 140 kHz und D – 140 bis 148,5 kHz) sind für die Nutzung innerhalb von Gebäuden vorgesehen (SCHÖNBERG, 2010, S. 106; BAUER UND DOSTER, 2010, S. 76 und LIPINSKI, 2010, S. 12 – 13).

1.3.6 Breitband-Powerline – BPL

Diese Technik verwendet wie die PLC Technik das Nieder- und Mittelspannungsnetz zur Datenübertragung. Jedoch benutzt die BPL Technik eine Frequenz von 1 bis 30 MHz, was Geschwindigkeiten von 1 Mbit/s bis 10 Mbit/s ermöglicht. Damit können innerhalb von wenigen Sekunden alle lokalen Zähler abgefragt, und die Verbrauchsdaten sofort zur Verfügung gestellt werden. Die Datensicherheit wird durch leistungsfähige Verschlüsselungssysteme sichergestellt, die aus dem Internet bekannt sind. Aufgrund dieser

Eigenschaften bildet das BPL Netz die Grundlage für die intelligenten Stromnetze der Zukunft. Es können jedoch auch hier Probleme bei der Datenübertragung auftreten. Durch den eingesetzten Wellbereich sind die Wellenlängen um ein Vielfaches kleiner als die Leitungslängen des Netzes. Dies führt dazu, dass Übertragungssignale unbeabsichtigt abgestrahlt werden können. Es kann auch passieren, dass andere Funksignale in die Leitung eingekoppelt werden. Somit kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Powerlineübertragung und andere Funkdienste gegenseitig stören. Ein weiteres Problem sind die hohen Frequenzen, die die maximale Distanz verringern und die Zuverlässigkeit der Kommunikation beeinträchtigen (SCHÖNBERG, 2010, S. 106; MLR, s.a.; BAUER UND DOSTER, 2010, S. 75 und IAD GMBH, s.a.).

1.3.7 Kostenvergleich

Die Breitband-Powerline Technologie weist bei einem Vergleich mit den anderen Übertragungslösungen die geringsten Kosten auf. Bei der Verwendung von DSL Leitungen, GSM, UMTS aber auch WiMAX entstehen hohe Installationskosten. Die Datenübertragung mittels dieser Netze ist technisch zwar möglich, jedoch fallen dadurch auch laufend Betriebskosten an. Die einzige Technologie, die aus wirtschaftlicher Sicht mit der BPL Technologie mithalten kann, ist die PLC Technologie (SCHÖNBERG, 2010, S. 106 – 107).

1.3.8 Conclusio für die Kommunikationstechnik

Grundsätzlich sind alle Technologien geeignet, um die Kommunikation zwischen den Smart Metern und den Energieunternehmen sicherzustellen. Jedoch bestehen große Unterschiede bei den Kosten und den technischen Eigenschaften.

Schönberg (2010, S.106-107) ist der Meinung, dass nur die BPL Datenübertragung alle Anforderungen an eine günstige und leistungsstarke Datenübertragung erfüllt, da sie kostengünstig ist, eine Breitband Übertragung möglich macht, über eine bidirektionale Kommunikation verfügt und zusätzlich noch echtzeitfähig ist (SCHÖNBERG, 2010, S. 103).

Anders sieht dies die iAd GmbH (s.a.), die sagt, dass die BPL Technologie für den Internetverkehr entwickelt wurde und daher Messdaten nur sehr ineffektiv transportieren kann. Daher kann die BPL Technologie die Anforderungen der Energieunternehmen nicht erfüllen.

Werden Daten aus Österreich herangezogen, so wird erwartet, dass 70 % der Smart Meter ihre Daten mittels Schmalband Powerline an den nächsten Datenkonzentrator bzw. die nächste Trafostation senden und von dort dann weiter an den Netzbetreiber (Head End).

Vom Datenkonzentrator, der in einer Trafostation verbaut ist, werden die Daten dann mittels Funksystem (35 %), GPRS (27 %), Lichtwellenleiter (24 %), WiMax (12 %) bzw. DSL (2 %) an den Netzbetreiber übermittelt. Der Datenkonzentrator ist notwendig, um die großen

Mengen an Informationen der Smart Meter zu bündeln und schließlich an den Netzbetreiber zu senden.

Für 30 % der Endkunden wird angenommen, dass sie zu weit weg von einem Datenkonzentrator wohnen. Daher werden ihre Daten mittels GPRS Verbindung direkt an den Netzbetreiber übertragen (PWC, 2010, S. 32 und S. 40 – 41 und CAPGEMINI, 2010, S. 17).

Eine Übersicht über den Aufbau der Datenkommunikation in Österreich zeigt Abbildung 7.

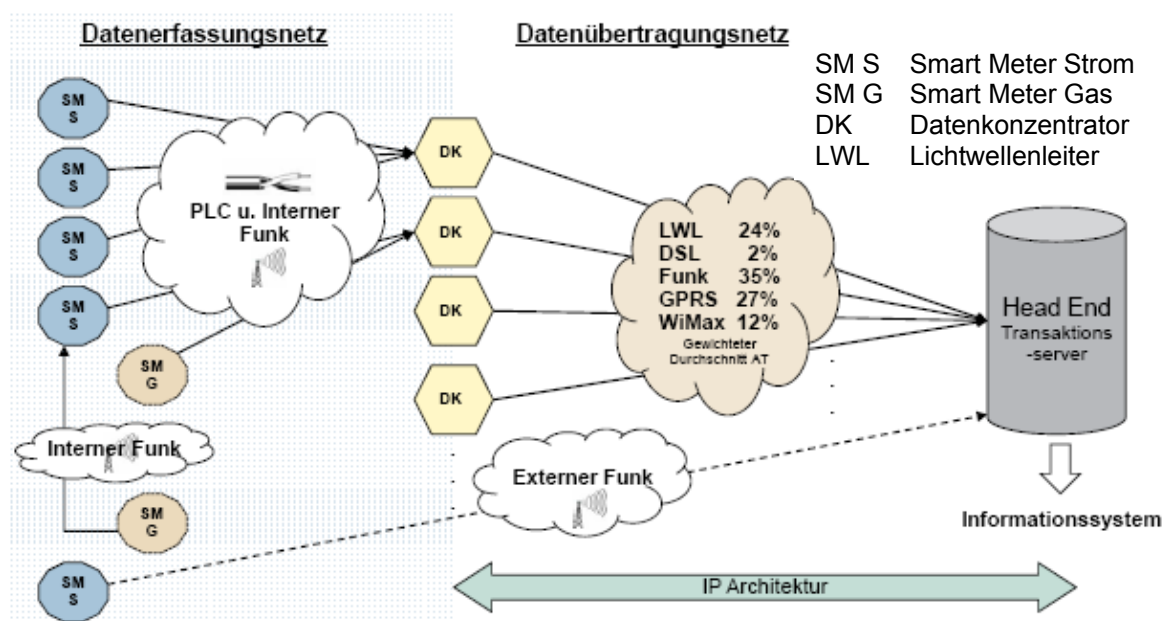


Abbildung 7: Architektur der Datenübertragung in Österreich

Quelle: CAPGEMINI, 2010, S. 18

Aufgrund der Daten aus Österreich und den vorliegenden Informationen kann angenommen werden, dass die PLC Übertragung geeignet ist, um die Anforderungen der Energieunternehmen zu erfüllen.

Nachdem geklärt wurde, was Smart Metering ist, welche Funktionen Smart Meter besitzen und welche Kommunikationstechnologien für die Übertragung der Daten in Frage kommen, wird im nächsten Kapitel der österreichische Strommarkt sowie dessen Akteure beschrieben.

2 Österreichischer Strommarkt

Der Strommarkt in Österreich ist stark durch die inländische Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft gekennzeichnet, wobei sich der Beitrag der Wasserkraft seit den 60er Jahren nahezu vervierfacht hat. Im Jahr 2008 produzierte die Wasserkraft, laut Energiestatus Österreich 2010, rund 59 % der inländischen Bruttostromerzeugung (64 TWh) (BMWFJ, 2010c, S. 31). Das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010a) sowie die Eurostat (2010, S. 278) geben die Bruttostromerzeugung mit 67 TWh im Jahr 2008 an, wobei die Wasserkraft hier einen Anteil von 61 % hat.

Die Dominanz der Wasserkraft spiegelt sich auch in der Höhe der installierten Engpassleistung (= dauerhafte Leistung, die ein Kraftwerk unter normalen Bedingungen erreichen kann (Stala, s.a.)) der Kraftwerke wider. So waren Ende 2009 12.665 Megawatt (MW) Engpassleistung aus Wasserkraft installiert. Im Vergleich dazu lag die Engpassleistung der Wärmekraftwerke nur bei 7.388 MW und die der erneuerbaren Energieträger (ohne Wasserkraft) bei 1.031 MW. Somit hatten die Wärmekraftwerke einen Anteil von 31 – 36 % an der Stromerzeugung, Laufkraftwerke 42 – 44 % und Speicherkraftwerke 15 – 19 %. Anzumerken ist, dass knapp 80 % der Stromerzeugung von Wärmekraftwerken mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurden (BMWFJ, 2010c, S. 31; E-CONTROL, 2010b und ÖSTERREICH'S ENERGIE, s.a.). Die Erzeugerstruktur von Strom im Jahr 2008 zeigt Abbildung 8.

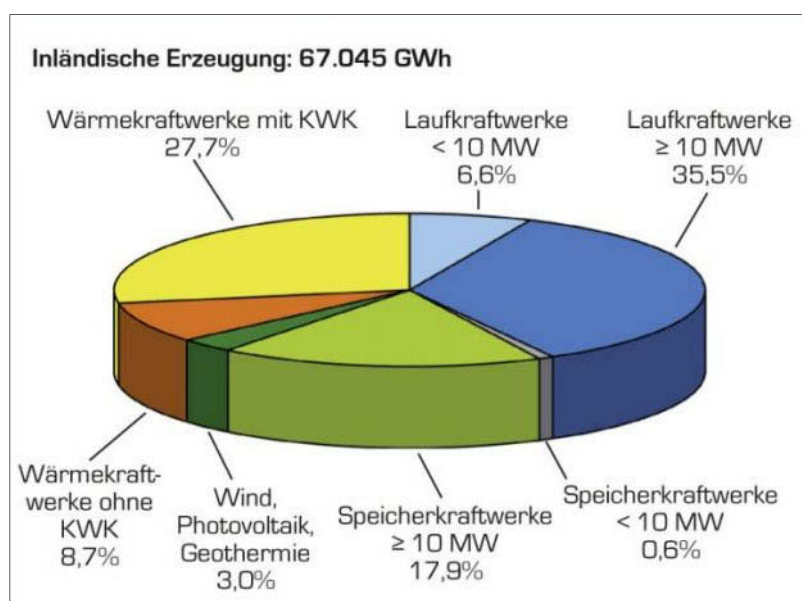


Abbildung 8: Erzeugerstruktur Strom - Österreich 2008

Quelle: ÖSTERREICH'S ENERGIE, s.a.

Aufgrund des hohen Elektrizitätsbedarfs in Österreich, der 2008 bei 58,7 TWh Endenergie lag, muss Österreich seit 2001 ständig mehr Strom importieren als exportieren. Im Jahr 2008 wurden 19,7 TWh importiert und 14,9 TWh exportiert (BMWFJ, 2010c, S. 34 – 35).

Da der Strommarkt von verschiedenen Akteuren beeinflusst und Strom über Leitungen übertragen wird, werden in den folgenden Kapiteln die Akteure am Strommarkt und das österreichische Stromnetz beschrieben.

2.1 Akteure am Strommarkt

Um einen Überblick über den Strommarkt zu erlangen, werden hier kurz die Akteure des österreichischen Strommarktes erläutert. Eine Übersicht über die Akteure am Strommarkt zeigt Abbildung 9.

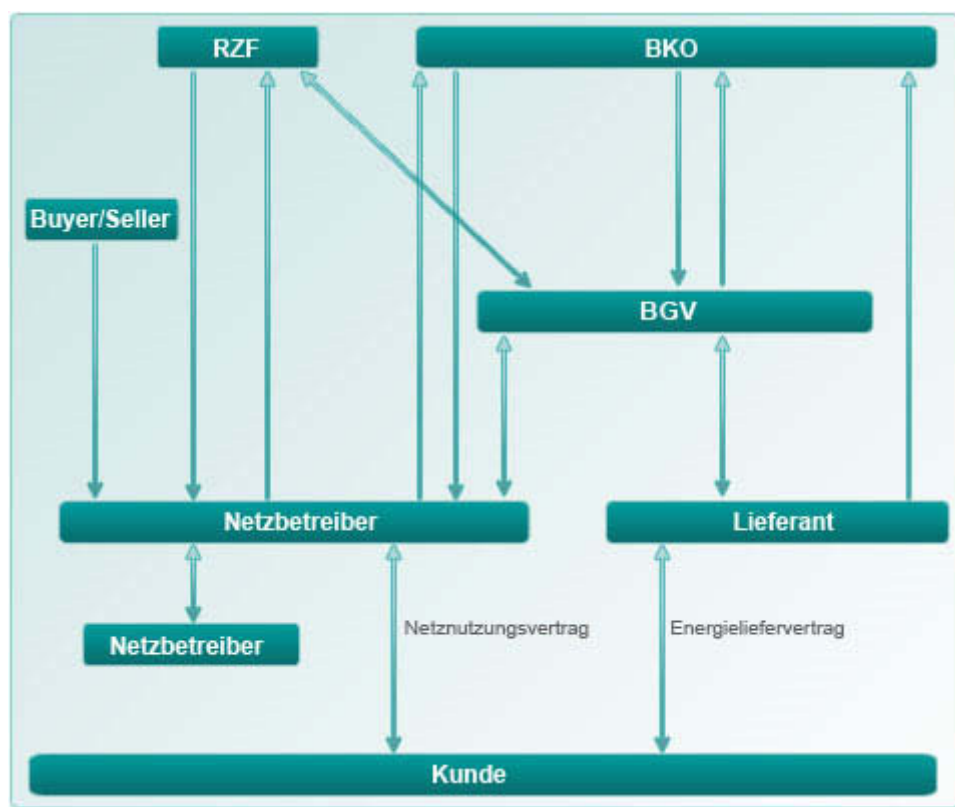


Abbildung 9: Schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich

Quelle: E-CONTROL, 2009a

RZF.....Regelzonenführer

BKO.....Bil

anzgruppenkoordinator

BGV.....Bilanzgruppenverantwortlicher

2.1.1 Regelzonenführer (RZF)

Das Übertragungsnetz in Österreich wird in Regelzonen unterteilt, damit es technisch kontrolliert werden kann. Jede Regelzone hat einen eigenen Regelzonenführer der für die Messung des aktuellen Verbrauches in seiner Regelzone, die Weitergabe der Messwerte an den Bilanzgruppenkoordinator und die Verrechnung der benötigten Ausgleichsenergie mit dem Bilanzgruppenkoordinator verantwortlich ist (E-CONTROL, 2009f). Unter Ausgleichsenergie wird verstanden „die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann“ (ELWOG 2008, § 7 Z.1).

2.1.2 Bilanzgruppenkoordinator (BKO)

Der Bilanzgruppenkoordinator ist eine Verrechnungsstelle, die aufgrund einer Konzession zugelassen ist. Die Aufgaben des BKO's bestehen darin, die Differenz zwischen den gemessenen Werten der Netzbetreiber und den Prognosen der Bilanzgruppenverantwortlichen zu berechnen, den Bilanzgruppenverantwortlichen die verbrauchte Ausgleichsenergie zu verrechnen und Angebote für die Ausgleichsenergie von den Erzeugern einzuholen und dann ein Ranking zu erstellen (E-CONTROL, 2009f).

2.1.3 Bilanzgruppenverantwortliche (BGV)

Die Bilanzgruppe ist eine virtuelle Gruppe, in der ein Ausgleich zwischen der Abgabe und der Aufbringung erfolgt. Jeder Marktteilnehmer muss sich einer Bilanzgruppe anschließen, von der er dann seine Energie bekommt oder an die er dann Energie liefert. Die Aufgaben des BGVs sind die Prognosen für den nächsten Tag zu erstellen, diese an den Bilanzgruppenkoordinator zu übermitteln und den Lieferanten die Ausgleichsenergie zu verrechnen (E-CONTROL, 2009f).

2.1.4 Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgaben und Eigenschaften des Übertragungsnetzbetreibers werden in Kapitel 2.3 näher beschrieben.

2.1.5 Verteilernetzbetreiber

Der Verteilernetzbetreiber darf den Transport von elektrischer Energie nur nach den festgelegten Entgelten durchführen. Er muss einen stabilen Netzbetrieb sicherstellen und die Funktionsfähigkeit des Netzes durch Investitionen gewährleisten (E-CONTROL, 2009f). Eine ausführlichere Beschreibung des Verteilernetzbetreibers ist in Kapitel 2.4 zu finden.

2.1.6 Lieferanten

Der Lieferant liefert Strom an seine Kunden. Seit 2001 müssen die Netzbetreiber den Lieferanten einen barierefreien Zugang zum Netz gewährleisten, wodurch die Kunden zwischen unterschiedlichen Anbietern wählen können. Der Lieferant hat einen Liefervertrag mit den Kunden, nach dem er den Kunden die verbrauchte Energie verrechnet. Zusätzlich muss er den Bedarf seiner Kunden für den nächsten Tag abschätzen und dem Bilanzgruppenverantwortlichen übermitteln (E-CONTROL, 2009f). In Österreich gibt es im Moment etwa 130 verschiedene Stromlieferanten. Einige bieten ihren Strom nur lokal an, andere im gesamten Bundesgebiet, sodass je der Kunde im Durchschnitt zwischen zehn Anbietern wählen kann (E-CONTROL, 2009c).

Interessant ist in diesem Kontext auch die Lieferantenstruktur in Österreich. Die Daten aus 2009 zeigen, dass alleine fünf Lieferanten rund 63 % der Kunden mit Strom beliefern. Schon die Hälfte der Lieferanten, nämlich 70, beliefern 99 % aller Kunden mit Strom. Das ist gleichbedeutend damit, dass die andere Hälfte der Lieferanten kaum eine Rolle am österreichischen Strommarkt spielten (E-CONTROL, 2009e).

2.1.7 Kunden

Sie sind die Endverbraucher der elektrischen Energie und können seit 01. Oktober 2001 frei zwischen den Lieferanten wählen (E-CONTROL, 2009f).

Die Verbraucherstruktur des Elektrizitätsmarktes von 2009 zeigt, dass die Haushalte und die Groß-Industrie die größten Verbraucher in Österreich sind, wobei die Werte einen Mittelwert von 2005 bis 2009 darstellen. Der kleinste Verbraucher an Strom war die Landwirtschaft mit durchschnittlich 1.464 Gigawattstunden (GWh) im Jahr. Im Vergleich dazu verbrauchten die Haushalte 12.891 GWh, also nahezu die 9-fache Menge an Energie, dicht gefolgt von der Groß-Industrie mit 12.636 GWh Verbrauch. Somit verbrauchten die Haushalte und die Groß-Industrie gemeinsam nahezu 50 % der Elektrizität in Österreich (E-CONTROL, 2010a). Eine Übersicht über die Verbraucherstruktur in Österreich 2009 zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Verbraucherstruktur des österreichischen Elektrizitätsmarkt 2009

Kundenkategorie	Einheit	Mittlere Abgabe 2005 – 2009	Anteil
Haushalte	GWh	12.891	23,9 %
Gewerbe und sonstige Kleinkunden	GWh	8.990	16,6 %
Landwirtschaft	GWh	1.464	2,7 %
Klein-Industrie (Jahresbezug bis 2 GWh)	GWh	8.380	15,5 %
Mittlere-Industrie (2 bis 20 GWh)	GWh	9.675	17,9 %
Groß-Industrie (über 20 GWh)	GWh	12.636	23,4 %
Gesamtabgabe an Verbraucher	GWh	54.043	100 %

Quelle: E-CONTROL, 2010a, eigene Darstellung

GWh.....Gigawattstunde

2.1.8 Energie-Control GmbH

Die Energie-Control GmbH (E-Control) wurde im Jahr 2001 als österreichische Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt eingesetzt. Die Hauptaufgabe der E-Control besteht darin, gemeinsam mit dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend die Liberalisierung des Strom- bzw. Gasmarktes umzusetzen. Sie ist eine privatrechtlich strukturierte Gesellschaft mit Sitz in Wien, die aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags als Behörde Bescheide und Verordnungen erlassen kann.

Als Grundlage ihres Handelns dient neben dem Energie-Regulierungsbehördengesetz (BGBl I Nr 121/2000 idF BGBl I Nr 113/2008) auch das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (BGBl I Nr 143/1998 idF BGBl I Nr 112/2008), sowie das Ökostromgesetz ((BGBl Nr 104/2009), das Gaswirtschaftsgesetz (BGBl I Nr 121/2000 idF BGBl I Nr 106/2008) und das Energielenkungsgesetz (BGBl Nr 545/1982 idF BGBl I Nr 106/2006) (E-CONTROL, 2009h, S. 160).

Nachdem die wichtigsten Akteure des Strommarktes beschrieben wurden, wird nun auf das österreichische Stromnetz und dessen Struktur eingegangen.

2.2 Österreichisches Stromnetz

Das Stromnetz in Österreich umfasst, bezogen auf die Trassenlänge, 231.103 km und wird, wie in Tabelle 3 ersichtlich, in sieben Netzebenen unterteilt. Den größten Anteil am Gesamtnetz hat die Niederspannungsebene mit 68 %, gefolgt von der Mittel- und Hochspannungsebene mit 30 % (ÖSTERREICHS ENERGIE, 2010).

Tabelle 3: Netzebenen in Österreich

Netzebene	Bezeichnung
Ebene 1	Höchstspannungsebene (380 und 220 kV) inkl. 380/220 kV-Umspannung
Ebene 2	Umspannung von Höchst- auf Hochspannung (380/220 auf 110 kV)
Ebene 3	Hochspannung (110 kV)
Ebene 4	Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung (110 auf 30 – 10 kV)
Ebene 5	Mittelspannung (10 – 30 kV)
Ebene 6	Umspannung von Mittel- auf Niederspannung (10 – 30 kV auf 400 V)
Ebene 7	Niederspannung (400 V)

Quelle: VERBUND AG, 2010a und EXAA, 2007, eigene Darstellung

V.....Volt; kV.....Kilovolt

Die Trassenlänge der jeweiligen Netzebene in Österreich zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: Trassenlänge des österreichischen Stromnetzes 2008

Spannungsebene	Leitungslänge in km	Anteil an Gesamtlänge
380 kV	1.317	0,5 %
220 kV	1.876	0,8 %
110 kV	6.522	2,8 %
1 kV bis 10 kV	64.320	27,8 %
bis 1 kV	157.069	68,0 %
Summe	231.103	100,0 %

Quelle: TIWAG, 2010b, eigene Darstellung

kV.....Kilovolt

Das Stromnetz in Österreich wird unterteilt in das Übertragungsnetz (Ebene 1 bis 3) und das Verteilernetz (Ebene 4 bis 7) (TIWAG, 2010a und TIWAG, 2010b). Auf diese beiden Netze wird in den nächsten Kapiteln eingegangen.

2.3 Übertragungsnetz und Übertragungsnetzbetreiber

Das Übertragungsnetz ist ein Hochspannungsverbundnetz, das eine Spannungshöhe von 100 kV oder mehr besitzt und dessen Aufgabe der überregionale Transport von elektrischer Energie ist (§ 7 Z. 40 ELWOG 2008).

Das Übertragungsnetz wird in Österreich in Regelzonen unterteilt, um den Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können. Das internationale Verbundnetz setzt sich aus unterschiedlichen Bereichen zusammen, die grundsätzlich auch alleine betrieben werden könnten. Darum hat jede Regelzone einen eigenen Regelzonenführer der schon im Vorhinein einen Fahrplan berechnet, in dem er bestimmt wie viel Strom, aufgrund der geltenden Lieferverträge, über die Grenzen der Regelzone fließt. Dieser Fahrplan bestimmt dann, wie die in der Regelzone befindlichen Kraftwerke betrieben werden (E-CONTROL, 2009f).

Das Übertragungsnetz in Österreich ist in drei Regelzonen eingeteilt und daher gibt es drei Regelzonenführer:

- Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) – Regelzone Ost-Österreich
 - TIWAG-Netz AG – Regelzone Tirol
 - VKW-Netz AG – Regelzone Vorarlberg
- (§ 22 Abs. 1 ELWOG 2008 und WKO, 2003)

Einen Überblick über die Aufteilung der Regelzonen in Österreich zeigt Abbildung 10.



Abbildung 10: Regelzonen in Österreich

Quelle: APG, 2009, S. 30

Die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers sind einerseits die Wartung und der eventuelle Ausbau des Übertragungsnetzes und andererseits „die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen“ (§ 7 Z. 40a ELWOG 2008).

Den zweiten Teil des Stromnetzes, neben dem Übertragungsnetz, stellt das Verteilernetz und seine Betreiber dar.

2.4 Verteilernetz und Verteilernetzbetreiber

Verteilernetze „sind Netze, welche jeweils innerhalb einer begrenzten Region dem Transport bzw. Verteilung von elektrischer Energie mittels hoher, mittlerer oder niedriger Spannung zur Versorgung von Kunden dienen“ (E-CONTROL, 2007, S. 63).

Ein Verteilernetzbetreiber ist verantwortlich für die Wartung, den Ausbau und den Betrieb des Verteilernetzes. Zusätzlich muss der Betreiber sicherstellen, dass das Netz die langfristige Fähigkeit besitzt, eine angemessene Nachfrage zu befriedigen (§ 7 Z. 43a ELWOG 2008). Der Verteilernetzbetreiber liefert Energie an jene Kunden, mit denen er einen Vertrag hat. Zusätzlich ordnet er den gemessenen Verbrauch der jeweiligen Bilanzgruppe zu und übermittelt dem Bilanzgruppenkoordinator seine Verbrauchsdaten (E-CONTROL, 2009f).

Die Nutzung des Stromnetzes verursacht Kosten und diese werden über die Systemnutzungstarife den Kunden verrechnet. Das Netzentgelt setzt sich aus dem Systemdienstleistungsentgelt, dem Netzzutrittsentgelt, dem Netznutzungsentgelt, dem Netzbereitstellungsentgelt, dem Netzverlustentgelt und dem Entgelt für Messleistungen zusammen (§ 1 SNT-VO 2010).

3 Rechtliche Grundlagen

In den folgenden zwei Kapiteln werden die rechtlichen Grundlagen für Smart Metering auf europäischer und nationaler Ebene beschrieben.

3.1 Europäisches Recht

Grundlage für die Einführung von Smart Metering in Österreich bildet die Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie). Die Richtlinie fordert im Anhang I Absatz 2 die Einführung von intelligenten Messsystemen, durch welche die Verbraucher bei ihrer aktiven Teilnahme am Strommarkt unterstützt werden.

Vor der Einführung der Messsysteme kann eine wirtschaftliche Bewertung durchgeführt werden, die alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt sowie des einzelnen Verbrauchers aufzeigt bzw. prüft. Zusätzlich soll untersucht werden, welche Methode des intelligenten Messens kostengünstig und wirtschaftlich vertretbar ist, wobei auch beachtet werden soll, in welchem praktischen Zeitraum die Einführung der Messsysteme möglich ist. Diese Bewertungen sollen bis 3. September 2012 abgeschlossen werden (Anh. 1 Abs. 2 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009).

Auf Grundlage der Bewertung (Anh. 1 Abs. 2 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009) „erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme“ (Anh. 1 Abs. 2 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009). Ist die Bewertung der Einführung positiv, sollen bis 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden (Anh. 1 Abs. 21 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009).

Die europäische Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie gibt auch eine Empfehlung für die Förderung der Energieeffizienz ab. Die Mitgliedsstaaten oder die Regulierungsbehörde sollen den Elektrizitätsunternehmen empfehlen, den Stromverbrauch zu optimieren (Art. 3 Abs. 11 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009), „indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen.“ (Art. 3 Abs. 11 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009)

Eine weitere rechtliche Rahmenbedingung bietet die Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Energieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Die Richtlinie fordert in Artikel 13 Absatz 1, dass „alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“. Voraussetzung dafür ist, dass die Einführung technisch und finanziell vertretbar ist und die potenziellen Energieeinsparungen im Vergleich zu den Kosten akzeptabel sind (Art. 13 Abs. 1 EFFIZIENZRICHTLINIE 2006).

Zusätzlich müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Abrechnungen der Energieverteiler, Energieeinzelhandelsunternehmen und Verteilernetzbetreiber den tatsächlichen Energieverbrauch klar und verständlich wiedergeben. Die Kunden müssen in der Lage sein, ihren eigenen Energieverbrauch steuern zu können, indem die Abrechnung des tatsächlichen Verbrauchs oft genug durchgeführt wird (Art. 13 Abs. 2 EFFIZIENZRICHTLINIE 2006).

Artikel 13 Absatz 3 der Effizienzrichtlinie (2006) fordert, dass den Endkunden folgende Informationen zur Verfügung gestellt werden müssen. Informationen über die tatsächlichen Preise und den tatsächlichen Energieverbrauch, einen Vergleich mit einem normierten oder ermittelten Durchschnittswert sowie einen Vergleich zwischen dem jetzigen Energieverbrauch und dem Verbrauch im selben Zeitraum des Vorjahres.

Smart Metering wird auch im Anhang III der Effizienzrichtlinie (2006) unter „Sektorübergreifende Maßnahmen“ angeführt, wo es im Absatz 1 heißt – „Verbrauchserfassung, intelligente Verbrauchsmesssysteme, wie z. B. Einzelmessgeräte mit Fernablesung bzw. -steuerung, und informative Abrechnung;“

3.2 Nationales Recht

Auf nationaler Ebene wurde die Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG im Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010, Art. 1 BGBl. I Nr. 110/2010), verankert. Das Bundesgesetz wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend am 23. Dezember 2010 kundgemacht. Die darin festgelegten Bestimmungen treten mit 03. März 2011 in Kraft (BMWFJ, 2011 und §§ 109 und 110 ELWOG 2010).

Geltende Bestimmungen, die Smart Metering betreffen, finden sich in der Systemnutzungstarife Verordnung (2010). So muss der Netzbewerber dem Netzbetreiber ein Messentgelt für die Einrichtung und den Betrieb von Zählereinrichtungen entrichten. Dieses Messentgelt gilt für jede Art der Messung, die im Paragraphen 10 angeführt sind und somit auch für die Smart Meter Zählung (§§ 9 Abs. 1 und 10 SNT-VO 2010). Jedoch darf der Einsatz von Smart Metern für Stromkunden nicht mehr kosten als herkömmliche Messleistungen (§ 22 Abs. 1 SNT-VO 2010).

Im § 83 Absatz 1 des ElWOG 2010 wird festgelegt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend die Einführung von intelligenten Messsystemen mittels Verordnung festlegen muss. Im Vorhinein muss eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt, sowie die Regierungsbehörde und Vertreter des Konsumentenschutzes angehört werden. Durch diese Verordnung sind die Netzbetreiber dann verpflichtet, alle Kunden ohne Lastprofilzähler mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Zusätzlich muss die Regulierungsbehörde einen Kriterienkatalog festlegen, den alle intelligenten Messsysteme erfüllen müssen (§83 Abs. 2 ELWOG 2010).

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, spätestens sechs Monate nach der Installation der Messsysteme, täglich die Verbrauchsdaten des jeweiligen Kunden zu erfassen und für die Verrechnung und Kundeninformation zu speichern. Zusätzlich sollen diese Daten zum Zweck der Energieeffizienz gespeichert werden. Die erfassten Daten müssen dann spätestens einen Tag danach dem Kunden im Internet zugänglich gemacht werden, wobei hier die Richtlinien des Daten- und Konsumentenschutzes beachtet werden müssen (§84 Abs. 1 ELWOG 2010).

Zusätzlich sind die Netzbetreiber verpflichtet, die mittels Smart Meter gemessenen Daten an die jeweiligen Lieferanten zu schicken. Die Lieferanten müssen dann, innerhalb von zwei Wochen nach der Übermittlung, ihren Kunden Stromkosten- und Verbrauchsinformationen zukommen lassen. Hier muss es auch die Möglichkeit geben, dass der Endkunde die Informationen gratis in Papierform erhält (§84 Abs. 2 ELWOG 2010).

An Endverbraucher, die noch keine Smart Meter Messung besitzen, müssen detaillierte Verbrauchsinformationen mit der Rechnung zugesendet werden und es muss ihnen möglich gemacht werden, dass sie einmal vierteljährlich ihre Zählerstände bekannt geben können. Wird diese Möglichkeit von den Endverbrauchern genutzt, so ist der Netzbetreiber verpflichtet innerhalb von zwei Wochen, nach der Bekanntgabe der Zählerstände, zeitnahe Verbrauchsinformationen zur Verfügung zu stellen (§84 Abs. 3 ELWOG 2010).

Die Regulierungsbehörde hat das Recht, die vom Netzbetreiber an die Lieferanten zu übermittelnden Daten, aber auch den Detailierungsgrad und die Form der Verbrauchsinformation zu bestimmen. Die Informationen müssen so gestaltet sein, dass sie einerseits verständlich sind und andererseits zur Effizienzsteigerung beitragen können (§84 Abs. 4 ELWOG 2010).

Nachdem die rechtlichen Grundlagen des Smart Meterings geklärt wurden, wird im nächsten Kapitel auf Smart Metering in Österreich eingegangen.

4 Smart Metering in Österreich

In diesem Kapitel sollen die Auswirkungen der Einführung einer Smart Meter Infrastruktur auf die unterschiedlichen Akteure des Strommarktes, die Kosten und Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern, sowie die Erfahrungen und Einschätzungen verschiedener österreichischer Elektrizitätsunternehmen bezüglich Smart Meterings beschrieben werden.

4.1 Auswirkungen auf Netzbetreiber

Smart Metering bildet die Grundlage für die Nutzung vieler Energieeffizienzpotenziale bei den Netzbetreibern und erhöht außerdem die Qualität der Kundenbetreuung und den Automatisierungsgrad von Prozessen (PWC, 2010, S. 28). Der Rollout von Smart Metern hat positive, aber auch negative Auswirkungen auf die Netzbetreiber, wie auf:

- die Zählerablesung
- den Anbieterwechsel
- die Integration von dezentralen Erzeugern
- die Verbesserung der Netzüberwachung und der Netzsteuerung
- die automatische Leistungsbegrenzung
- die Investitionskosten
- die Installationskosten
- die Kosten der Datenkommunikationsinfrastruktur
- die Kosten des Datenzentrums
- die monatlichen Übermittlungskosten und
- die Kosten für die Konsumenteninformation

(PWC, 2010, S. 29; MACDONALD, 2007, S. 54 und BOLTZ, 2008, S. 14)

4.1.1 Zählerablesung

Durch die Einführung von Smart Metern wird der Netzbetreiber in Zukunft Kosten und Zeit einsparen, da das manuelle Ablesen der Zähler einmal im Jahr entfällt. Pro Zähler werden rund 0,25 Stunden Zeitaufwand benötigt. Jedoch werden während der Umstellung von den alten Zählern auf Smart Meter die Kosten pro alten Zähler steigen, da die Anzahl der Zähler immer weniger und damit der Zeitaufwand pro Zähler steigen wird. Diese Kosten sind abhängig von der Geschwindigkeit und der Methode des Rollouts (MACDONALD, 2007, S. 53; FRONTIER ECONOMICS, 2007, S. 37 – 38 und PWC, 2010, S. 29).

4.1.2 Anbieterwechsel

Smart Meter vereinfachen die Wechselprozesse und führen zu einer Automatisierung dieser Prozesse. Die Einsparungen entstehen dadurch, dass der Netzbetreiber die Daten zu jeder Zeit zur Verfügung hat, genaue Kundeninformationen besitzt und den Zählerstand sowie Verbrauchswerte jederzeit abrufen kann. Dadurch reduziert sich auch die Anzahl der Kundenanfragen, was zu einer weiteren Kostenreduktion im Back-Office führt. Weitere Kosten im Back-Office werden durch den Wegfall von Datenfehlern bei der Übermittlung und den Wegfall von Rechnungen, die auf Schätzungen beruhen, gespart (PWC, 2010, S. 29 und FRONTIER ECONOMICS, 2007, S. 38).

4.1.3 Integration von dezentralen Erzeugern

Heutzutage wird die dezentral erzeugte Energie immer noch über die zentralen Netze verteilt. Durch die Einführung der Smart Meter kann ein Informationsaustausch zwischen den dezentralen Erzeugern und dem zentralen Verbraucher hergestellt werden. Dadurch ist es dann möglich, die dezentrale Energie auch wirklich dezentral zu verbrauchen und somit den Effizienzwert zu erhöhen. Durch die bessere Effizienz kann der Netzbetreiber letztendlich Kosten sparen (HOFFMANN, s.a.).

4.1.4 Verbesserung der Netzüberwachung und Steuerung

Smart Metering verbessert die Prognosequalität für die zu transportierende Strommenge und somit auch das Lastmanagement des Netzbetreibers. Dadurch können die Netzverluste um bis zu 4,4 % reduziert werden. Durch das verbesserte Netzmanagement können auch Probleme schneller ermittelt und behoben sowie Schäden von Elektrogeräten der Endkunden verhindert werden. Die Automatisierung durch die Smart Meter führt zu einer Verringerung der fehlerhaften Ablesungen, und in weiterer Folge zu Einsparungen bei den administrativen Kosten (PWC, 2010, S. 30 und LANDIS+GYR, 2009, S. 27).

4.1.5 Investitionskosten

Die Einführung von Smart Metern verursacht beim Netzbetreiber Kosten, deren Höhe einerseits von der Anzahl der Zähler (Deckungsgrad) abhängt und andererseits von den Kosten für jeden einzelnen Zähler. Der Zähler wird umso teurer, je mehr Funktionen er besitzt. Zu beachten sind Kosten für die Eichung, Kosten für den eigenen Stromverbrauch des Smart Meters sowie die Wartungskosten. Zu beachten ist hier auch, dass jährlich circa 0,8 % der Smart Meter ausfallen werden und dass nach 8 Jahren, aufgrund eines erwarteten Technologiesprunges, die Smart Meter ausgetauscht werden (PWC, 2010, S. 30 – 31 und CAPGEMINI, 2010, S.33).

4.1.6 Installationskosten

Die Montage der Smart Meter wird von Technikern oder Monteuren durchgeführt, wobei die Techniker nur bei technisch schwierigen Installationen zum Einsatz kommen und die Monteure bei den restlichen Montagen. Einige Netzbetreiber müssen externe Monteure anmieten, da hier die eigenen Ressourcen nicht ausreichen werden. Die gesamten Installationskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die Montage, die Implementierung des Systems, den Lizenzen und den aliquoten Projektkosten, die zum Beispiel durch die Schulung von Mitarbeitern entstehen. Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass der Einbau der Smart Meter aufeinander abgestimmt ist, da ein nicht strukturierter Montageprozess höhere Montagekosten verursacht. Die Installationskosten werden nicht an die Kunden weitergegeben (PWC, 2010, S. 31 – 32 und CAPGEMINI, 2010, S. 34).

4.1.7 Datenkommunikationsinfrastruktur

Um den Einsatz von Smart Metern zu ermöglichen, muss eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur geschaffen werden. Die verursachten Kosten beinhalten Aufwendungen für das Aufrüsten der Zähler, der Trafostationen und der Zentralen, inklusive aller technisch notwendigen Geräte. In Österreich wird eine Datenübertragung mittels PLC und GPRS angenommen, wobei hier die Kosten bei der PLC Übertragung nicht vom übertragenen Datenvolumen abhängig sind. Trotzdem fallen laufende Kosten für die Instandhaltung und die Wartung an. Bei der GPRS Übertragung sind die Kosten abhängig vom Datenvolumen und daher sind die gesamten Betriebskosten von GPRS höher als von der PLC Übertragung (PWC, 2010, S. 33 – 34 und CAPGEMINI, 2010, S. 34).

4.1.8 Datenzentrum und Datenübermittlung

Da die Anzahl der Messwerte stark ansteigen wird, werden auch die Kosten beim Messdaten-Management steigen. Die Daten werden alle 15 Minuten im Zähler gespeichert und dann einmal täglich an den Netzbetreiber weitergeleitet, jedoch muss es auch möglich sein, die Daten zu jeder Zeit ablesen zu können. Durch die größere Datenmenge werden sowohl die Kosten für die Infrastruktur im Datenzentrum als auch die Personalkosten steigen.

Aufgrund der großen Datenmenge werden die Daten vom Smart Meter an einen Datenkonzentrator gesendet, der diese Daten dann bündelt und an den Netzbetreiber weiterleitet, wobei ein Datenkonzentrator bis zu 300 Zähler abfragen kann. Die Anschaffung und der Betrieb der Datenkonzentratoren erhöhen zusätzlich die Kosten (PWC, 2010, S. 32 – 33).

4.1.9 Konsumenteninformation

Damit die Kunden einen zeitnahen Zugriff auf ihre Daten haben, kann die Informationsübermittlung zum Beispiel über ein Webportal erfolgen. Diese Möglichkeit der Datenübermittlung muss jeder Netzbetreiber seinen Kunden zur Verfügung stellen. Die Adaption solcher Informationssysteme verursacht weitere Kosten und einen weiteren Zeitaufwand beim Netzbetreiber (PwC, 2010, S. 34).

4.2 Auswirkungen auf Lieferanten

Die Lieferanten zählen auch zu den Akteuren am Energiemarkt, die langfristig gesehen von der Einführung des Smart Meterings betroffen sind. Die Einführung der Smart Meter wirkt sich bei den Lieferanten auf aus:

- die rechnerische Ermittlung des Zählerstandes
- das „Back-Office“ und die Servicestellen
- den Ausgleichsenergieaufwand
- die Peak/Off-Peak Verschiebung

(PwC, 2010, S. 35)

4.2.1 Zählerablesung

Auch beim Lieferanten wird durch die Einführung der Smart Meter eine manuelle Ablesung der Zählerstände überflüssig. Der Lieferant spart dabei vor allem administrative Kosten bei der Rechnungslegung, da der Aufwand für Neuberechnungen geringer wird (PwC, 2010, S. 36).

4.2.2 „Back-Office“ und Servicestellen

Die Kosten für das Service werden sinken, da effizientere Anbieterwechsel durchgeführt werden und somit der zeitliche Aufwand für Kundenanfragen wegen fehlerhaften Wechselprozessen geringer wird. Es kommt auch zu einer Reduktion von fehlerhaften Rechnungen und daher wird angenommen, dass die Kundenanfragen um 20 % bis 50 % zurückgehen werden (PwC, 2010, S. 35 und MACDONALD, 2007, S. 53 und 55).

4.2.3 Ausgleichsenergieaufwand

Da der Energielieferant genauere Informationen über den Verbrauch seiner Kunden besitzt, kann er die benötigte Ausgleichsenergie besser abschätzen, wodurch die Ausgleichsenergiekosten, aufgrund heutiger Daten, um 4,0 % sinken werden. (PwC, 2010, S. 36).

4.2.4 Peak/Off-Peak Verschiebung

Der Lieferant hat die Möglichkeit, durch die variable Gestaltung der Tarife, den Kunden spezifische Angebote zu unterbreiten, wodurch er dann auch seine Beschaffung effizienter gestalten kann. Die variablen Tarife werden dazu führen, dass es zu einer Verschiebung der Spitzenlast kommt.

Durch die größere Anzahl der Messdaten, muss die IT-Infrastruktur verbessert werden, wodurch dem Lieferanten Kosten für die Software, die Implikation und die Server entstehen. Indirekte Kosten entstehen den Lieferanten durch die Verhaltensänderung der Kunden, da diese weniger Energie verbrauchen und somit der Lieferant weniger Einnahmen hat (PwC, 2010, S. 36 – 37 und FRONTIER ECONOMICS, 2007, S. 46).

4.3 Auswirkungen auf Endkunden

Durch die Installation von Smart Metern und zusätzlichen Diensten werden einige Auswirkungen auf Endkunden erwartet. Diese Auswirkungen sind unter anderem:

- Steigerung der Energieeffizienz
- Reduktion des Energieverbrauches
- erleichterte Zählerablesung
- dadurch eine höhere Rechnungsqualität
- alternative Tarife
- Erleichterung des Lieferantenwechsels
- besseres Kundenmanagement und -service

(BOLTZ, 2008, S.16; PwC, 2010, S. 21 und MACDONALD, 2007, S. 47 – 52)

4.3.1 Steigerung der Energieeffizienz und Energieeinsparungen

Die Einführung von Smart Metern trägt wesentlich zur Steigerung der Energieeffizienz beim Endkunden bei. Jedoch führt die reine Installation der Smart Meter noch zu keinen Einsparungen, sondern schafft eine umfangreiche Daten- und auch Informationsbasis für die Entwicklung von neuen Maßnahmen, die zu Energieeinsparungen führen. Um Energieeinsparungen zu erreichen, müssen die Verbraucher ihr Verhalten verändern und daher muss ihnen die Information über ihren Energieverbrauch zeitnah übermittelt werden. Jedoch ist nicht nur die Schnelligkeit der Datenübermittlung ausschlaggebend für eine Verhaltensänderung, sondern auch die Art und Weise der Präsentation der Daten, der Ort und das Medium der Übermittlung. Daher ist es sehr wichtig, dass die Kommunikation der Daten genau auf die Bedürfnisse der Endkunden abgestimmt ist. Dazu zählen auch Energiespartipps, die leicht angewendet werden können sowie die Aufbereitung der Daten,

damit die Kunden sie einfach und schnell interpretieren können (PwC, 2010, S.21 – 23; DARBY, 2006, S.4 und BOLTZ, 2008, S. 16).

Als Verhaltensänderungen werden unter anderem, die Vermeidung von Stand-by Verbrauch von elektrischen Geräten, der Einsatz von Energiesparlampen, das Abschalten von nicht benutzten Geräten und vieles mehr erwartet. Durch die Verhaltensveränderung kommt es zu Energieeinsparungen und dies führt in weiterer Folge zu Kosteneinsparungen beim Stromkonsumenten (PwC, 2010, S. 23).

4.3.2 Erleichterte Zählerablesung – bessere Rechnungsqualität

Smart Meter bringen den Konsumenten einen Nutzen durch die Verbesserung der Zählerablesung und infolgedessen eine Verbesserung der Rechnungsqualität. Die momentane Verrechnung des Verbrauchs wird vom Netzbetreiber derzeit rechnerisch ermittelt, da nicht immer der Zählerstand abgelesen wird. Durch die automatische Übermittlung der Daten kann die Rechnung verbrauchsabhängig erstellt werden. Dies bringt den Kunden Vorteile bei der Jahresabrechnung, aber auch wenn die Energiepreise steigen. Zusätzlich zur Verringerung der Kosten durch die genaue Rechnungslegung kommt es auch zu einer Verringerung des Zeitaufwandes für die Selbstablesung oder die Ablesung durch einen Angestellten des Stromnetzbetreibers. Der Zeitaufwand für solch eine Ablesung wird mit 0,25 Stunden pro Jahr beziffert. Zusätzlich entfällt auch der Zeitaufwand (0,5 Stunden) der durch ein fehlerhaftes Ablesen und damit in Verbindung stehende Telefonate anfällt. Ein weiterer positiver Effekt ist, dass es durch die Smart Meter zu weniger Messfehler kommen wird (PwC, 2010, S. 26 – 27).

Durch die automatische Übermittlung der Daten, wird auch die Privatsphäre der Konsumenten besser geschützt, da nun keine Mitarbeiter mehr ständig den Privatbesitz betreten muss um den Zählerstand abzulesen (CPUC, 2010).

4.3.3 Alternative Tarife

Durch den Einsatz von Smart Metern können alternative Tarife entwickelt werden, die den Verbrauch der Konsumenten von den Peak-Zeiten (Spitzenzeiten mit hohem Verbrauch) hin zu den Off-Peak-Zeiten (geringer Verbrauch) verschiebt. Durch die zeitlich variierbaren Tarife können die Konsumenten weitere Energiekosten sparen, da der Strom in der Off-Peak-Zeit billiger ist und dadurch vom Stromlieferanten auch billiger angeboten werden kann. Jedoch können hier auch Probleme auftreten, da ein großer Teil der Off-Peak Zeiten in den Nachstunden liegen. So kann es zu Schwierigkeiten kommen, die Konsumenten dazu zu bringen, dass sie laute Maschinen wie Trockner oder Waschmaschinen in der Nacht einschalten. Zusätzlich kann es Probleme damit geben, dass die Konsumenten ihre gewaschene Wäsche dann den Rest der Nacht in der Waschmaschine liegen lassen wollen.

Doch es erscheint möglich, dass die Lieferanten Tarife entwickeln, die variabler sind als Tag-Nachtstrom Modelle (PwC, 2010, S. 25 – 26 und MACDONALD, 2007, S. 50).

4.3.4 Erleichterung des Lieferantenwechsels – bessere Servicequalität

Tauchen bei den Kunden Fragen zu Komplikationen oder Lieferantenwechsel auf, dann nehmen sie Kontakt zu den Servicestellen des jeweiligen Netzbetreibers oder Energielieferanten auf. Durch die Einführung von Smart Metern sind die Servicestellen stets über die aktuellen Zählerstände informiert und können so gewisse Fragen einfacher und auch schneller beantworten. Zusätzlich wird es aufgrund der genauen Rechnungslegung durch die Daten der Smart Meter zu weniger Problemen kommen.

Ein negativer Effekt der Smart Meter im Servicebereich könnte sein, dass es einige Konsumenten stört, wenn ihr genauer Energieverbrauch ständig dem Netzbetreiber bzw. Lieferanten bekannt ist. Andererseits ist aufgrund der ständig bekannten Daten ein Lieferantenwechsel viel einfacher, da hier zum Beispiel die Endabrechnung sehr leicht erfolgen kann. Auch wird die Anzahl der fehlerhaften Lieferantenwechsel sinken und somit zu einer Zeitersparnis bei den Kunden führen, da durch einen fehlerhaften Lieferantenwechsel für zusätzliche Telefonate 0,17 Stunden anfallen (PwC, 2010, S. 27 – 28 und MACDONALD, 2007, S. 52).

Eine Übersicht über die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Akteure zeigt Tabelle 5.

Tabelle 5: Erwartete Auswirkungen der Smart Meter Einführung auf die unterschiedlichen Akteure am Strommarkt

	Netzbetreiber	Lieferanten	Endkunden
Zählerablesung	K/N	N	N
Lieferantenwechsel	N	N	N
dezentrale Erzeuger	N	-	-
Netzüberwachung	N	-	-
Investitionskosten	K	K	-
Installationskosten	K	-	-
Datenkommunikationsinfrastruktur	K	-	-
Datenzentrum	K	K	-
Konsumenteninformationen	K	K	N
Servicestelle/Servicequalität	N	N	N
Ausgleichsenergieaufwand	-	N	-
individuelle Tarife	K/N	K/N	N
Energieeffizienz/Energieeinsparungen	K/N	K/N	N
Rechnungsqualität	N	N	N

Quelle: eigene Darstellung

K.....Kosten; N.....Nutzen

Nachdem die Auswirkungen der Einführung von Smart Meter auf die Netzbetreiber, die Lieferanten und die Endkunden beschrieben wurden, sollen nun die Kosten und Nutzen einer Einführung von Smart Metern in Österreich beschrieben werden.

4.4 Kosten-Nutzen einer Einführung von Smart Metern

Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2009) fordert im Anhang 1 Absatz 2, dass bis 2020 mindestens 80 % aller Verbraucher mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sind. Jedoch kann davor die flächendeckende Einführung der Smart Meter einer Bewertung unterliegen (Anh. 1 Abs. 2 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE 2009). Auf Grundlage dieser Vorgabe wurden in Österreich zwei Studien durchgeführt, die die Kosten und Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern untersuchen.

Der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) beauftragte die Capgemini Consulting Österreich AG, welche die Studie „Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung“ durchführte.

Die zweite Studie wurde im Auftrag der Energie-Control GmbH von der PricewaterhouseCoopers GmbH (PwC) durchgeführt, mit dem Titel „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering“.

Die beiden Studien, sowie deren Ergebnisse werden im Folgenden beschrieben und erläutert.

4.4.1 Studie der PricewaterhouseCoopers GmbH

Ziel der Studie ist es, eine objektive volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse zu erstellen, die die österreichweite Einführung von Smart Meter für Strom und Gas untersucht. Es wird versucht die Vorteile und Nachteile für alle Betroffenen und die Effekte für die gesamte Volkswirtschaft und den Wettbewerb darzustellen (S. 6).

Die Berechnungen der Studie sind nach den Akteuren Konsumenten, Lieferanten und Netzbetreiber gegliedert. Untersucht wurden vor allem die Einsparungspotenziale für Kunden und andere Marktteilnehmer, Einsparungseffekte für den Kunden durch vereinfachte Prozesse und alternative Tarifmodelle für den Kunden (S. 7).

Damit die Gesamtkosten den Gesamtnutzen gegenübergestellt werden können, wurden sowohl direkte als auch indirekte Kosten und Nutzen beschrieben (S. 44).

Für die Kosten-Nutzen-Analyse wurden vier verschiedene Szenarien für die Einführung von Smart Metern entwickelt (S. 7).

Szenario I: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95 % aller Zähler, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2017 festgelegt.

Szenario II: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95 % aller Zähler, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2015 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2017 eingeführt werden.

Szenario III: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95 % aller Zähler, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2017 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2019 eingeführt werden.

Szenario IV: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 80 % aller Zähler, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2020 festgelegt (S. 7).

Szenario IV ist somit jenes mit dem längsten Einführungszeitraum und gleichzeitig aber auch das mit dem geringsten Einführungsgrad. Das Szenario mit dem kleinsten Einführungszeitraum ist Szenario II, wobei der Einführungsgrad identisch ist mit jenem von Szenario I und III (95 %).

Aufgrund der Thematik dieser Diplomarbeit werden hier hauptsächlich die stromspezifischen Ergebnisse behandelt.

Auswirkungen auf Konsumenten

Die Einführung von Smart Metern ermöglicht den Kunden, regelmäßig seinen Energieverbrauch zu kontrollieren und auf dessen Basis sein Verhalten zu ändern. Durch die Einführung von Smart Metern wird eine Reduktion von mindestens 3,5 % des Stromverbrauchs erwartet (S. 9).

Da dem Kunden keine Kosten bei der Einführung entstehen, ist der Nettoeffekt der Kunden immer positiv. Der Nettoeffekt im Stromsektor für Konsumenten liegt zwischen 2.0 Mrd. Euro bei Szenario IV und 2.7 Mrd. Euro bei Szenario II (S. 9 und S. 55). Eine Übersicht über die Kosten und Nutzen der Konsumenten im Bereich Strom zeigt Tabelle 6. In der Tabelle ist ersichtlich, dass der größte Nutzen für die Konsumenten durch die Energieeinsparungen und den effizienteren Wettbewerb entsteht.

Tabelle 6: Kosten-Nutzen-Analyse für Endkunden im Bereich Strom

		Szenario I 95 % S 2017		Szenario II 95 % S 2015		Szenario III 95 % S 2017		Szenario IV 80 % S 2020	
in 1.000 Euro		Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Kosten	Installationskosten Zähler	–	–	–	–	–	–	–	–
	Summe direkter Kosten	–	–	–	–	–	–	–	–
	Summe indirekter Kosten	–	–	–	–	–	–	–	–
	Kosten gesamt	–	–	–	–	–	–	–	–
Direkter Nutzen	Weniger Anrufe im „Back Office“	–	254.277	–	272.199	–	254.277	–	197.292
	Zählerablesung	–	203.421	–	217.760	–	203.421	–	157.834
	Summe direkter Nutzen	–	457.698	–	489.959	–	457.698	–	355.126
Indirekter Nutzen	Geringerer Verbrauch	–	1.824.231	–	1.952.811	–	1.824.231	–	1.415.414
	Effizienterer Wettbewerb	–	260.604	–	278.973	–	260.604	–	202.202
	Effizienterer Anbieterwechsel	–	624	–	668	–	624	–	484
	Peak/Off-Peak-Verschiebung	–	52.669	–	56.381	–	52.669	–	40.865
	Summe indirekter Nutzen	–	2.138.128	–	2.288.833	–	2.138.128	–	1.658.965
	Nutzen gesamt	–	2.595.826	–	2.778.792	–	2.595.826	–	2.014.092
NETTOEFFEKT			2.595.826		2.778.792		2.595.826		2.014.092

Quelle: S. 55, eigene Darstellung

S 2017.....Einführung der Strom Smart Meter bis 2017

Der Nettoeffekt des Stromverbrauches, der durch die Einführung von Smart Meter entsteht, wird in Tabelle 7 dargestellt. Die größten Stromeinsparungen entstehen in Szenario II mit 29.612 Gigawattstunden (GWh), während im Szenario I V nur 22.127 GWh eingespart werden.

Tabelle 7: Nettoeffekt des Stromverbrauchs im gesamtem Modellzeitraum

in GWh	Szenario I 95 % S 2017	Szenario II 95 % S 2015	Szenario III 95 % S 2017	Szenario IV 80 % S 2020
Verbrauchsreduktion (Strom + Gas)	30.521	31.260	28.914	23.348
Stromverbrauch Smart Meters	1.419	1.500	1.409	1.109
Stromverbrauch Server- + Klimaanlage (Strom)	117	123	117	93
Stromverbrauch Server- + Klimaanlage (Gas)	24	24	22	19
Gesamter zusätzlicher Stromverbrauch	1.560	1.647	1.547	1.221
NETTOEFFEKT in GWh	28.961	29.612	27.366	22.127

Quelle: S. 53, eigene Darstellung

Auswirkungen auf Netzbetreiber

Nach den gesetzlichen Regelungen müssen die Netzbetreiber die alten Stromzähler gegen neue Smart Meter austauschen. Dabei fallen Investitionskosten, höhere Betriebskosten, aber auch Kosten für die IT-Infrastruktur an. Zusätzlich haben die Netzbetreiber auch noch geringere Einnahmen, da die Konsumenten weniger Energie verbrauchen und somit das Netz weniger benutzen. Die Investitionskosten im Bereich Strom liegen bei den Szenarien zwischen 604 Mio. Euro und 846 Mio. Euro, wobei die Kosten hier vom Durchdringungsgrad abhängig sind. Die mit Abstand größten Investitionskosten entstehen bei der Anschaffung der Smart Meter. Neben den Investitionskosten entstehen auch sehr hohe Betriebskosten, die zwischen 692 Mio. und 964 Mio. Euro liegen. Dabei fallen die größten Kosten für die monatlichen Verbrauchsinformationen und die Wartung der Smart Meter an. Indirekte Kosten entstehen durch die Verhaltensänderung der Endverbraucher, die zu einem geringeren Verbrauch führen und so zu weniger Einnahmen (S.10 und S. 57 – 58). Tabelle 8 zeigt die Aufschlüsselung der Gesamtkosten.

Tabelle 8: Investitions-, Betriebs- und indirekte Kosten der Stromnetzbetreiber im gesamten Modellzeitraum

	in 1.000 Euro	Szenario I 95 % S 2017	Szenario II 95 % S 2015	Szenario III 95 % S 2017	Szenario IV 80 % S 2020
Investitionskosten	Investitionskosten Smart Meter	537.614	548.379	537.614	456.789
	Installationskosten Smart Meter	193.510	196.613	193.510	165.445
	Reinvestitionskosten Smart Meter	0	0	0	0
	Infrastruktur Datenzentrum	37.820	38.932	37.820	32.578
	Reinvestition IT-Infrastruktur	14.805	14.805	14.805	14.805
	Investition Konzentrador	30.754	31.869	30.754	25.459
	Zusätzliche Investition Eichung	13.577	15.187	13.577	9.221
	Summe Investitionskosten	828.082	845.785	828.082	604.334
Betriebskosten	IT-Personal	101.028	108.149	101.028	78.387
	Kommunikationsstruktur	200.325	216.129	200.325	153.808
	IT-Stromverbrauch	15.825	16.952	15.825	12.272
	IT-Wartungskosten	44.250	47.914	44.250	33.814
	Wartungskosten Stromzähler	228.943	247.005	228.943	175.780
	Stromverbrauchskosten Stromzähler	5.552	5.943	5.552	4.307
	Webportal	16.588	16.588	16.588	16.588
	Kosten der monatlichen Verbrauchsinformation	283.217	305.668	283.317	217.528
	Summe Betriebskosten	895.828	964.348	895.828	692.484
i.K.	Verhaltensänderung	575.180	615.721	575.180	446.280
	Gesamtkosten	2.299.090	2.425.854	2.299.090	1.743.098

Quelle: S. 57 – 58, eigene Darstellung

i.K.....indirekte Kosten

Der Nutzen für die Netzbetreiber liegt zwischen 272 Mio. und 382 Mio. Euro. Der Gesamtnutzen wird aus dem direkten Nutzen und dem indirekten Nutzen gebildet. Eine Aufschlüsselung des Gesamtnutzens zeigt Tabelle 9.

Tabelle 9: Nutzen der Stromnetzbetreiber im gesamten Modellzeitraum

	in 1.000 Euro	Szenario I 95 % S 2017	Szenario II 95 % S 2015	Szenario III 95 % S 2017	Szenario IV 80 % S 2020
dir. Nutzen	Personalaufwand	292.299	314.826	292.299	224.938
	Verbesserte Prognosequalität	3.756	4.041	3.756	2.749
	Wegfall rechnerische Ermittlung	57.236	61.751	57.236	43.945
	Summe direkter Nutzen	353.290	380.619	353.290	271.677
i. N.	Effizienter Anbieterwechsel	1.047	1.120	1.047	812
	Gesamtnutzen	354.337	381.739	354.337	272.489

Quelle: S. 59, eigene Darstellung dir. Nutzen.....direkter Nutzen i. N.....indirekter Nutzen

Wie Tabelle 8 zeigt, liegen die Kosten für die Netzbetreiber zwischen 1,7 Mrd. Euro und 2,4 Mrd. Euro. Diesen Kosten steht jedoch nur ein Nutzen von 272 bis 354 Mio. Euro gegenüber. Dies führt zu einem negativen Nettoeffekt, wie in Tabelle 10 dargestellt wird.

Tabelle 10: Nettoeffekt für die Netzbetreiber

in 1.000 Euro	Szenario I 95 % S 2017	Szenario II 95 % S 2015	Szenario III 95 % S 2017	Szenario IV 80 % S 2020
Gesamtkosten	2.299.090	2.425.854	2.299.090	1.743.098
Gesamtnutzen	354.337	381.739	354.337	272.489
NETTOEFFEKT	-1.944.753	-2.044.115	-1.944.753	-1.470.609

Quelle: S. 57 – 59, eigene Darstellung

Den geringsten negativen Nettoeffekt weist Szenario IV auf, das jedoch auch den geringsten Deckungsgrad (80 %) hat. Szenario II, mit dem kürzesten Zeitraum für die Einführung hat den größten negativen Nettoeffekt mit 2,0 Mrd. Euro.

Auswirkungen auf Lieferanten

Die Stromlieferanten profitieren durch die Verfügbarkeit einer neuen Messtechnologie und können daher neue Angebote, wie zum Beispiel kundenspezifische Tarife, bereitstellen. Aufgrund der Adaption der IT-Systeme entstehen den Lieferanten am Anfang höhere direkte Kosten als ein direkter Nutzen, je doch werden die Lieferanten neue Geschäftsmodelle einführen, die ihnen dann einen zusätzlichen Nutzen bringen. Indirekte Kosten entstehen durch den Rückgang des Energieverbrauches (S. 11).

Wie hoch die Kosten und Nutzen sowie der Nettoeffekt sind, zeigt Tabelle 11.

Tabelle 11: Kosten, Nutzen und Nettoeffekt der Stromlieferanten im gesamten Modellzeitraum

	in 1.000 Euro	Szenario I 95 % S 2017	Szenario II 95 % S 2015	Szenario III 95 % S 2017	Szenario IV 80 % S 2020
d. K.	IT-Kosten	3.849	3.964	3.849	3.207
i. K.	Verhaltensänderung der Kunden	714.916	765.307	714.916	554.701
	Gesamtkosten	718.766	769.271	718.766	557.908
Dir. Nut.	Verbessertes Kundenservice	127.992	137.013	127.992	99.308
	Geringere Ausgleichsenergie	9.231	10.077	9.231	6.741
	Wegfall rechnerische Ermittlung	57.236	61.751	57.236	43.945
	Summe direkter Nutzen	194.459	108.841	194.459	149.994
Ind.N.	Peak/Off-Peak Verschiebung	158.006	169.143	158.006	122.596
	Effizienterer Anbieterwechsel	523	560	523	406
	Summe indirekter Nutzen	158.529	169.703	158.529	123.002
	Gesamtnutzen	352.988	378.544	352.988	272.996
	NETTOEFFEKT	-365.778	-390.727	-365.778	-284.912

Quelle: S. 62, eigene Darstellung

d.K.....direkte Kosten

i.K.....indirekte Kosten

Dir. Nut.....direkter Nutzen

Ind.N.....indirekter Nutzen

Der Nettoeffekt der Lieferanten ist negativ, wobei sich auch hier zeigt, dass der geringste negative Nettoeffekt bei Szenario IV auftritt und der größte bei Szenario II. Jedoch ist der negative Nettoeffekt der Lieferanten viel geringer als jener der Netzbetreiber.

Auswirkungen auf das Marktmodell

Durch die Smart Meter Einführung fallen die Lastprofile weg und es ist möglich, eine monatlich genaue Abrechnung zu erstellen. Es verringert sich neben dem administrativen auch der datentechnische Aufwand. Tabelle 12 zeigt die Auswirkungen auf die Kosten und Nutzen des Marktmodells.

Tabelle 12: Kosten und Nutzen für das Marktmodell Strom

	Szenario I 95 % S 2017		Szenario II 95 % S 2015		Szenario III 95 % S 2017		Szenario IV 80 % S 2020	
in 1.000 Euro	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	0	11.447	0	12.350	0	11.447	0	8.789
NETTOEFFEKT		11.447		12.350		11.447		8.789

Quelle: S. 66, eigene Darstellung

Da für das Marktmodell keine Kosten entstehen, sondern nur ein Nutzen, ist der Nettoeffekt positiv. Den größten Nutzen weist Szenario II auf, den geringsten Szenario IV.

Gesamtergebnis

Werden die Ergebnisse betrachtet, so zeigt sich, dass den Kunden ein großer Nutzen durch die Einführung der Smart Meter entsteht, da ihnen keine Kosten anfallen. Somit liegt auch der Nettoeffekt der Kunden zwischen 2,0 und 2,7 Mrd. Euro.

Die „Verlierer“ aus ökonomischer Sicht sind die Netzbetreiber, die einen großen negativen Effekt durch die Einführung erfahren werden, da sie große Investitionen tätigen müssen. So zeigt sich in Tabelle 8, dass die größten Investitionskosten durch die Anschaffung und die Installation der Smart Meter entstehen. Jedoch liegen die Betriebskosten für die Smart Meter sogar noch über den Investitionskosten, wodurch auch der große negative Effekt zwischen 1,4 Mrd. und 2,0 Mrd. Euro zustande kommt.

Die Auswirkungen auf die Lieferanten sind geringer, da sie nur geringe Investitionskosten haben, ihnen hingegen indirekt durch die Verhaltensänderung der Kunden Kosten entstehen, da diese weniger Strom verbrauchen werden. Allerdings besteht bei den Lieferanten die Chance, dass sie neue Geschäftsmodelle einführen und dadurch einen zusätzlichen Nutzen generieren können.

In Tabelle 13 werden die Kosten und Nutzen aller Akteure und des Marktmodells dargestellt. Es zeigt sich, dass obwohl für die Netzbetreiber und die Lieferanten negative Nettoeffekte entstehen, der gesamte Nettoeffekt positiv ist. Den größten positiven Nettoeffekt weist Szenario II (Best Case Szenario) auf, welches in weiterer Folge auch für eine makroökonomische Analyse der österreichischen Volkswirtschaft herangezogen wurde.

Tabelle 13: Zusammenfassung der gesamten Kosten und Nutzen im Bereich Strom

	Szenario I 95 % S 2017		Szenario II 95 % S 2015		Szenario III 95 % S 2017		Szenario IV 80 % S 2020	
in 1.000 Euro	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Endkunde	0	2.595.826	0	2.778.792	0	2.595.826	0	2.014.092
Netzbetreiber	2.299.090	354.337	2.425.854	381.739	2.299.090	354.337	1.743.098	272.489
Lieferanten	718.766	352.988	769.271	378.544	718.766	352.988	557.908	272.996
Marktmodell	0	11.447	0	12.350	0	11.447	0	8.789
Gesamt	3.017.856	3.314.598	3.195.125	3.551.425	3.017.856	3.314.598	2.301.006	2.568.366
NETTO-EFFEKT		296.742		356.300		296.742		267.360

Quelle: eigene Berechnungen

Die Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft werden in Tabelle 14 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Einführung von Smart Metern im Strom- und Gasmarkt insgesamt einen positiven Einfluss auf die österreichische Volkswirtschaft hat. So können jährlich 547 Arbeitsplätze geschaffen werden und die Wertschöpfung steigt um 775 Mio. Euro.

Tabelle 14: Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft - Szenario II (Strom + Gas)

Bereich	Produktion national + Importe	Produktion national	Wertschöpfung	Arbeitnehmer -entgelte	Unselbstständig Beschäftigte	Zusätzliche Beschäftigte
Einheit	1.000 Euro	1.000 Euro	1.000 Euro	1.000 Euro	Anzahl	Anzahl/Jahr
Industrie 2011 – 2026	1.635.178	1.205.238	620.054	338.474	7.395	483
Energiewirtschaft 2011 - 2026	747.534	531.875	155.063	58.592	977	64
Gesamteffekt	2.382.712	1.737.113	775.116	397.066	8.371	547

Quelle: S. 67, eigene Darstellung

Die zweite Studie wurde von der Capgemini Consulting Österreich AG, im Auftrag der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, durchgeführt und wird im Folgenden beschrieben.

4.4.2 Studie der Capgemini Consulting Österreich AG

Ziel dieser Studie war es, die flächendeckende Einführung von Smart Metering in Österreich wirtschaftlich zu bewerten. Der Ansatz sieht einen Vergleich zwischen dem Status Quo und der Einführung von Smart Metern vor. Der Fokus dieser Studie liegt vor allem auf dem Strombereich (S. 4). Der Betrachtungszeitraum wurde bis 2028 festgelegt, damit ist gesichert, dass zwei komplette Lebenszyklen von Smart Metern bewertet werden können. Der Anfang des geplanten Rollouts wurde mit Jänner 2013 festgesetzt (S. 11). Für die Bewertung wurden drei verschiedene Szenarien herangezogen, die im Folgenden beschrieben werden sollen.

Szenario 1 - Business as usual (BAU): es gibt keinen Austausch auf Smart Meter, sondern es werden weiter Ferrarisähler eingesetzt. Dieses Szenario gilt als Baseline, welchem die zwei Smart Meter Szenarien gegenübergestellt werden.

Szenario 2 – EU-,Vorgabe“: 80 % der Stromzähler werden bis 2020 durch Smart Meter ersetzt (nur Strom).

Szenario 3 – 100 % Rollout: bis 2020 werden flächendeckend Smart Meter installiert (Strom) und bis 2024 für Gas.
(S. 12)

Ende 2009 gab es in Österreich 5,6 Mio. Stromzähler (= Zählpunkt). Betrachtet wurden Kunden bzw. Zählpunkte mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh oder einer Anschlussleistung von unter 50 kW. Das sind hauptsächlich kleinere Gewerbe und Haushaltskunden (S.13).

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung wurde die Kapitalwertmethode (Net Present Value = NPV) herangezogen, die es durch Abzinsungen möglich macht, Zahlungen die zu einem beliebigen Zeitpunkt anfallen, miteinander zu vergleichen (S. 45).

Hier werden aufgrund der Thematik dieser Diplomarbeit hauptsächlich die stromrelevanten Daten wiedergegeben.

Erzeuger, Lieferanten und Kunden

Erzeuger und Kunden weisen einen positiven NPV auf, wobei den größten Nutzen den Kunden zugutekommt. Bei einem 80 % Rollout beträgt der Nutzen 107 Mio. Euro bei einem 100 % Rollout sogar 131 Mio. Euro. Lieferanten weisen, mit 8,4 (80 % Rollout) bzw. 7,6 Mio. Euro (100 % Rollout), einen negativen NPV auf. Einen positiven NPV zeigen auch die Stromerzeuger mit 3,4 bzw. 4,0 Mio. Euro. Eine Übersicht über den jeweiligen NPV zeigt Tabelle 15.

Tabelle 15: NPV der Erzeuger, Lieferanten und Kunden

	BAU – 80 % Rollout	BAU – 100 % Rollout
in Euro	NPV	NPV
Erzeuger	3.400.000	4.000.000
Lieferanten	-8.400.000	-7.600.000
Kunden	107.000.000	130.000.000
Gesamt	102.000.000	126.400.000

Quelle: S. 62 – 63, eigene Darstellung

Stromnetzbetreiber

Ein Rollout von 100 % von Strom würde im Vergleich zu dem weiteren Verbau von herkömmlichen Zählern Mehrkosten von 2,5 Mrd. Euro mit sich bringen. Bei einem 80 % Rollout wären es immer noch 1,8 Mrd. Euro (S. 48).

Werden die einmaligen Kosten, die bei einem Rollout anfallen, begutachtet, so zeigt sich, dass vor allem die Kosten für die Zähler mit 581 Mio. bzw. 710 Mio. Euro ins Gewicht fallen und auch die Montage verursacht mit 257 Mio. bzw. 384 Mio. Euro hohe Kosten. Die laufenden Kosten liegen zwischen 391 Mio. Euro (80 % Rollout) und 634 Mio. Euro (100 % Rollout). Eine Aufschlüsselung der einmaligen und der laufenden Kosten im Vergleich zum BAU Szenario zeigt Tabelle 16.

Tabelle 16: Laufende und einmalige Kosten im Betrachtungszeitraum

		BAU – 80 % Rollout		BAU – 100 % Rollout	
in Euro		NPV	NPV/Zählpunkt p.a	NPV	NPV/Zählpunkt p.a
einmalige Kosten	Smart Meter	-581.634.025	-5,82	-710.835.359	-7,11
	Datenkommunikation	-226.324.418	-2,26	-383.533.656	-3,84
	Montage	-257.175.974	-2,57	-384.030.936	-3,84
	Stranded Investments	-15.517.268	-0,16	-18.510.589	-0,19
	Systemintegration	-286.791.783	-2,87	-286.791.783	-2,87
	Programm Management	-107.121.557	-1,07	-107.121.557	-1,07
	Information und Umschulung	-18.980.721	-0,19	-7.588.245	-0,08
Summe einmalige Kosten		-1.493.545.748	-14,94	-1.898.412.126	-19,00
laufende K.	Netz	-305.924.023	-3,061	-579.445.947	-5,798
	Ablesung, Ab- und Zuschaltung	139.458.094	1,395	169.840.688	1,699
	Informationssystem	-225.228.419	-2,254	-225.228.419	-2,254
	Kundenservice	223.972	0,002	241.504	0,002
Summe laufende Kosten		-391.470.375	-3,917	-634.592.173	-6,350
Gesamtkosten		-1.885.016.123	-18,86	-2.533.004.299	-25,35

Quelle: S. 49 – 51, eigene Darstellung

laufende K.....laufende Kosten; p.a.....pro Jahr

Die Netzbetreiber profitieren bei einem Rollout von Smart Meter im Bereich der Ablesung und des Kundenservice, die hier beide einen positiven Nutzen aufweisen. Im Gesamten bleibt der Nettoeffekt aber negativ.

Gesamtergebnis

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zeigen die Ergebnisse, dass es, wie in Tabelle 17 dargestellt, zu einem negativen NPV und somit zu gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten von 1,7 Mrd. bzw. 2,4 Mrd. Euro kommen wird.

Tabelle 17: Gesamtwirtschaftlicher NPV

	BAU – 80 % Rollout	BAU – 100 % Rollout
in Euro	NPV	NPV
Erzeuger, Kunden Lieferanten	102.000.000	126.400.400
Netzbetreiber	-1.885.016.123	-2.533.004.299
NETTOEFFEKT	-1.783.016.123	-2.406.603.899

Quelle: eigene Berechnungen

4.4.3 Zusammenführung der Studienergebnisse

Ein direkter Vergleich der Studienergebnisse ist schwierig, da die zwei Studien unterschiedliche Bewertungsmethoden, verschiedene Szenarien als Berechnungsgrundlagen und zusätzlich verschiedene Einflussfaktoren herangezogen haben. Trotz dieser Tatsachen können einige Tendenzen erkannt werden. So lässt sich erkennen, dass die billigste Lösung für die Netzbetreiber jeweils das Szenario mit einer 80 % Abdeckung ist, welches ja auch von der EU bis 2020 gefordert wird. Die Netzbetreiber haben hier die geringsten Kosten, jedoch entsteht ihnen dadurch auch der geringste Nutzen. Auch die Lieferanten haben hier die geringsten Kosten und den geringsten Nutzen. Die „Verlierer“ bei diesem Szenario sind die Kunden, denen zwar in keinem Szenario Kosten anfallen, hier aber den kleinsten Nutzen davontragen.

PwC sieht bei diesem Szenario einen negativen Nettoeffekt für die Netzbetreiber von insgesamt 1,5 Mrd. Euro, während Capgemini den negativen Nettoeffekt mit rund 1,9 Mrd. Euro beziffert. Auch der Kundennutzen weist bei beiden Studien für dieses Szenario sehr unterschiedliche Werte auf. Während PwC den Kunden einen Nutzen von 2,0 Mrd. Euro zuschreibt, sieht Capgemini im gesamten Modellzeitraum nur einen Nutzen von 107 Mio. Euro, was natürlich ein sehr großer Unterschied ist. Inwiefern dieser Unterschied aussagekräftig ist, kann nicht beurteilt werden, da in der Studie der Capgemini Gruppe der Nutzen anders bewertet wurde als in der Studie von PwC. So wurde der Nutzen der Kunden, der durch Energieeinsparungen, durch den leichteren Lieferantenwechsel und der Nutzung von innovativen Tarifmodellen entsteht, bei Capgemini mit Null bewertet (CAPGEMINI, 2010, S. 40). Interessant erscheint auch, dass PwC, trotz kürzerem Betrachtungszeitraum, einen höheren Nutzen für die Endkunden sieht.

Die teuersten Szenarien für die Netzbetreiber, aber auch für die Lieferanten sind jene mit einem hohen Abdeckungsgrad. Das Szenario II (95 % Abdeckung) der PwC Studie beinhaltet zwar die größten Kosten für die Netzbetreiber und die Lieferanten, jedoch auch jeweils den größten Nutzen. Insgesamt gesehen ist dieses Szenario II das Beste der vier PwC Szenarien, da hier den Kunden der größte Nutzen entsteht und so mit auch der größte positive Nettoeffekt. Anders sieht dies die Capgemini AG, die für ihr vergleichbares Szenario des 100 % Rollouts, einen negativen Gesamteffekt sieht. Hier entsteht zwar den Kunden auch der größere Nutzen im Vergleich zum 80 % Rollout, jedoch sind hier insgesamt die Kosten größer.

PwC sieht bei Szenario II einen negativen Nettoeffekt für die Netzbetreiber von 2,0 Mrd. Euro, während Capgemini bei dem 100 % Szenario einen negativen Nettoeffekt von 2,5 Mrd. Euro errechnet. Dieser Unterschied kann jedoch durch den unterschiedlich langen Beobachtungszeitraum erklärt werden, da PwC den Rollout bis 2015 sieht und Capgemini bis 2028. Der größte Unterschied bei diesen beiden Szenarien besteht beim Nutzen der Kunden. Während PwC einen positiven Nettoeffekt von 2,7 Mrd. Euro für die Konsumenten sieht, beschreibt Capgemini den Nutzen der Konsumenten mit nur 130 Mio. Euro, obwohl der Betrachtungszeitraum größer ist. Dies kann aber auch darauf zurückzuführen sein, dass ein Teil des Nutzens der Endkunden bei Capgemini mit Null bewertet wurde (CAPGEMINI, 2010, S. 40).

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht dürfte sich ein positiver Effekt durch die Einführung von Smart Metern ergeben, da laut der Studie von PwC sowohl die Wertschöpfung und die Produktion steigen, als auch mehr Arbeitsplätze geschaffen werden können.

Die Ergebnisse der beiden Studien sind sehr unterschiedlich, was die Kosten und den Nutzen der Einführung von Smart Metern betreffen. Dies mag daran liegen, dass Kosten und Nutzen unterschiedlich bewertet wurden. Grund dafür kann aber auch sein, dass die eine Studie von der unabhängigen Stromaufsichtsbehörde in Auftrag gegeben wurde und die andere Studie vom Verband der Elektrizitätsunternehmen in Österreich. Somit kann es gut möglich sein, dass die Elektrizitätsunternehmen einen Nutzen darin sehen, dass sie die Kosten der Einführung höher bewerten, um eine verpflichtende Einführung von Smart Metern zu verhindern oder versuchen die Kosten auf den Staat abzuwälzen.

So ist Capgemini der Meinung, dass die Einführung der Smart Meter aus rein wirtschaftlicher Sicht keinen Sinn macht, jedoch Anforderungen wie die steigende dezentrale Erzeugung oder die Elektromobilität der Einführung von Smart Metern einen Rechtfertigungsgrund geben (CAPGEMINI, 2010, S. 68). Anders sieht dies die Studie der PwC GmbH, die sagt, dass insgesamt ein positiver Gesamteffekt in allen vier Szenarien entstehen wird. Zusätzlich hebt sie hervor, dass jährlich circa 0,7 TWh Strom und 6,2 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden können. So sagt PwC auch, dass eine flächendeckende Einführung der Smart Meter von über 95 % besser ist als ein 80 % Rollout, da so ein größerer Nutzen entstehen wird (PwC, 2010, S. 68).

Ob nun positive oder negative Effekte entstehen dürfte nicht relevant sein, da die Vorgaben der EU bis 2020 erfüllt werden müssen, sofern die Bewertung der Einführung positiv ist. Da die Bewertung der unabhängigen Stromaufsichtsbehörde E-Control positiv ausgefallen ist, scheint es wahrscheinlich, dass die Netzbetreiber bis 2020 80 % der Zähler tauschen müssen.

Nachdem die allgemeinen Auswirkungen auf die Netzbetreiber, die Stromlieferanten sowie die Endkunden und die Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern beschrieben wurden, sollen im nächsten Kapitel praktische Erfahrungen mit dem Einsatz von Smart Metern erläutert werden, um die theoretischen Aussagen der Studien mit den praktischen Erfahrungen der Energieunternehmen zu vergleichen. Dazu werden die gemachten Erfahrungen sowie Einschätzungen aus den Pilotversuchen mit Smart Metern verschiedener Energielieferanten in Österreich beschrieben. Um Informationen über die Erfahrungen der Feldversuche zu erhalten, wurde ein Fragebogen erstellt, dessen Ergebnisse im Folgenden zusammengefasst werden.

4.5 Pilotprojekte

In Vergleich zu anderen europäischen Ländern wie Italien (ca. 30 Mio. installierte Smart Meter) oder Schweden (ca. 5 Mio. installierte Smart Meter) hat Österreich spät begonnen Pilotversuche mit Smart Metern durchzuführen. Damit steht Österreich jedoch auf demselben Level wie Deutschland oder die Schweiz, die auch erst spät mit der praktischen Umsetzung von Smart Metern begonnen haben (HORVÁTH & PARTNERS, 2010, S. 15 und SCHAUB, 2009, S. 365). Laufende bzw. abgeschlossene Pilotversuche in Österreich gibt es von der BEWAG Netz AG, der Energie AG Data GmbH, der Energie Steiermark AG, der EVN AG, der KELAG Netz GmbH, der Linz Strom GmbH, der Salzburg Netz GmbH und der Vorarlberger Kraftwerke AG. Die Erfahrungen und Einschätzungen aus diesen Pilotstudien werden im Folgenden beschrieben.

4.5.1 Linz Strom GmbH

Für die Stromerzeugung und -verteilung, aber auch den Vertrieb und die Telekommunikation der Linz AG ist die Linz Strom GmbH für Energieerzeugung, -verteilung und Telekommunikation verantwortlich. Das Netzgebiet umfasst die Stadt Linz sowie weitere 82 Gemeinden, in denen insgesamt rund 234.000 Kunden betreut werden (LINZ AG, s.a.b und LINZ AG, s.a.c).

Schon im Jahr 2007 begann die Linz Strom GmbH mit der Installation von Smart Metern in Oberösterreich, was dazu führte, dass heute schon 57.000 Smart Meter bei den Endkunden installiert sind. Jährlich kommen ca. 20.000 neue Zähler dazu. Die Linz Strom GmbH sieht sich daher selbst als Vorreiter auf dem Gebiet des Smart Meterings (KATZENSCHLÄGER, 2010 und DIE PRESSE.COM, 2010).

Die Datenübertragung vom Smart Meter zur Trafostation, welche die Daten dann an die Zentrale weiterleitet, erfolgt mittels Schmalband Powerline Übertragung. Den Kunden ist es möglich, ihren durchschnittlichen Stromverbrauch sowie den zeitlichen Verlauf des

Stromverbrauches zu begutachten. Zusätzlich können sie noch Vergleichsdaten des Stromverbrauches einsehen. Über das Internetportal „EnergieInformationssystem“ (E.I.S) können die Kunden alle Energieverbrauchsdaten von Strom, Wasser, Erdgas und Wärme abfragen. Liegt der Verbrauch über dem Durchschnitt, können die Kunden online eine Energieberatung in Anspruch nehmen, in denen sie weitere Energiespartipps erhalten. Neben dem Internetportal als Feedbacksystem hat die Linz Strom GmbH einen Feldversuch mit Inhousedisplays laufen (KATZENSCHLÄGER, 2010 und LINZ AG, s.a.a).

Die Einführung der Smart Meter ist jedoch nicht ohne Probleme abgelaufen. So gab es am Anfang Schwierigkeiten mit der Anpassung der bestehenden Prozesse an die neuen Prozesse des Smart Metering, was in weiterer Folge auch zu großen logistischen Herausforderungen führte, da beim Rollout das alte System mit den Ferrariszählern parallel zum neuen System mit den Smart Metern betrieben werden musste. Zusätzlich gab es auch Probleme mit dem Datenschutz (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Auch direkt bei den Kunden gab es Schwierigkeiten, da diese Angst hatten, dass durch die Einführung und den Betrieb der Smart Meter zusätzliche Kosten für sie entstehen werden. Einige Kunden äußerten auch Bedenken wegen der Powerline Datenübertragung, da sie Angst vor Strahlungen hatten (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Jedoch überwiegen, nach Einschätzungen der Linz Strom GmbH, die Vorteile des Smart Meterings. So können die Meteringprozesse automatisiert werden (z. B. Kundenwechsel oder Sperrung der Stromzufuhr) und dadurch sind in der Leitzentrale ständig zeitnahe Informationen verfügbar. Mit diesen genauen Informationen kann die Kundenberatung verbessert und die Tarife flexibler gestaltet werden. Mit der Einführung von Smart Metern können neue Serviceleistungen entwickelt und angeboten, sowie in weiterer Folge hochwertige Arbeitsplätze geschaffen werden. Die Smart Meter ermöglichen es, andere Zähler, wie Gas- oder Wasserzähler, anzubinden und auch automatische Störungsmeldungen abzugeben (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Diesen Vorteilen stehen allerdings auch Nachteile gegenüber. Die Linz Strom GmbH sieht die Kosten der Smart Meter, die zum Beispiel für die Geräte selbst oder die Infrastruktur anfallen, als Nachteil. Zusätzlich haben die Smart Meter eine geringere Lebensdauer und auch ein kürzeres Eichintervall als die mechanischen Stromzähler (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Grundsätzlich ist jedoch die Linz Strom GmbH der Meinung, dass der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen wird. Außerdem führt an Smart Metering kein Weg vorbei, weil es einerseits Stand der Technik ist und andererseits einen wichtigen Baustein für die zukünftigen intelligenten Netze (Smart Grids) darstellt (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Die Vorteile der Kunden sieht die Linz Strom GmbH bei der Verfügbarkeit von zeitnahen Verbrauchsdaten, was das Verbrauchsverhalten und das Energieparabewusstsein verbessert. Zusätzlich können über lukrative Tarife Anreize geschaffen werden, die nicht nur die Elektrizität betreffen, sondern auch andere Sparten, wie zum Beispiel Gas. Auch profitieren die Kunden durch die bessere Reaktionszeit des Netzbetreibers bei einem Lieferantenwechsel (KATZENSCHLÄGER, 2010).

Für die Zukunft des Smart Meterings ist es wichtig, es als fixen Bestandteil von Smart Grids zu sehen und dass sich der Kunde jederzeit und überall über seine Energiedaten informieren kann. Dies soll mittels Smart Phones, Notebooks oder Ähnlichem ermöglicht werden (KATZENSCHLÄGER, 2010).

4.5.1 Energie AG Data GmbH

Die Energie AG Oberösterreich wurde im Jahre 1950 gegründet. Zuständig für das Smart Meter Projekt ist jedoch die Energie AG Data GmbH, die im Jahr 2006 ins Leben gerufen wurde und zu 100 % eine Tochtergesellschaft der Energie AG ist. Die Energie AG begann im Jahr 2007 mit der Installation der ersten Smart Meter und hat zum heutigen Zeitpunkt ca. 15.000 Smart Meter installiert. Die Kommunikation zwischen den Smart Metern und der Trafostation erfolgt mittels Schmalband Powerline Übertragung, wobei den Kunden derzeit nur der reine Stromverbrauch als Information zur Verfügung gestellt wird. Andere Serviceleistungen sind momentan in Entwicklung, wie zum Beispiel ein Internetportal. Die Informationen werden derzeit mittels Inhousedisplay übermittelt (KALTENLEITHNER, 2010 und ENERGIE AG - DATA GMBH, s.a.).

Bei der Einführung der Smart Meter sind einige Probleme aufgetreten, da viele alte Anlagen auf den neuen sicherheitstechnischen Stand gebracht werden mussten. Schwierigkeiten gab es auch mit der PLC Kommunikation, da die Qualität der Übertragung durch Rückwirkungen beeinträchtigt wurde, was die Verfügbarkeit verschlechterte. Zusätzlich äußerten die Kunden Bedenken wegen dem Datenschutz, da sie zum einen keine „gläsernen Menschen“ werden wollten und zum anderen Angst wegen den Funkstrahlen hatten (KALTENLEITHNER, 2010).

Vorteile sieht die Energie AG darin, dass durch die Automatisierung der personalintensiven Kundenprozesse andere Prozesse optimiert werden können und zusätzlich noch Fehlerquellen beseitigt werden. Dadurch entstehen auch neue potenzielle Möglichkeiten, wie zum Beispiel ein einfacher Tarifwechsel ohne Zählertausch. Zusätzlich können die Smart Meter für die Erfüllung neuer Anforderungen, wie die Einspeisung von dezentralen Erzeugern, genutzt werden. Dafür sind jedoch noch einige Weiterentwicklungen notwendig (KALTENLEITHNER, 2010).

Als Nachteil nennt die Energie AG die hohen Kosten der Smart Meter im Vergleich zu den Ferrariszählern, aber auch die zusätzlichen Herausforderungen, wie zum Beispiel beim Datenschutz. Zudem müssen die EDV Systeme den Anforderungen der Smart Meter angepasst werden, da viel größere Datenmengen zu verarbeiten sind. Jedoch ist Kaltenleithner (2010) der Meinung, dass sich in einigen Jahren ein volkswirtschaftlicher Nutzen ergeben wird, wenn die Elektromobilität, die steigenden Energiepreise, die Anforderungen an die Energieeffizienz, die erneuerbaren Energien und die CO₂ Zertifikate berücksichtigt werden. Dies ist jedoch abhängig von den gesetzlichen Rahmenbedingungen (KALTENLEITHNER, 2010).

Die Kunden profitieren durch die Möglichkeit zeitnahe und detaillierte Informationen über ihren Stromverbrauch, aber auch über andere Energieformen wie Wasser oder Gas, zu erhalten und dadurch dann ihren Energieverbrauch anzupassen. Somit können sie ihre Energiekosten optimieren. Durch die Smart Meter ist es jedoch auch möglich, den Kunden neue Tarife anzubieten und ihnen die Möglichkeit zu bieten, dass sie auch aktiv einen Beitrag zum Umweltschutz leisten können (KALTENLEITHNER, 2010).

Für die Zukunft ist es wichtig, die Verbraucher öffentlich einzubinden, um sie besser informieren zu können, aber auch deren Bedenken ernst zu nehmen und sie dann sachlich zu diskutieren. Im Sinne der Energieeffizienz muss eine Gesamtstrategie hinsichtlich Ökostrom und Elektromobilität entwickelt und dann umgesetzt werden. Dadurch könnte Österreich nicht nur in eine Vorreiterrolle schlüpfen, sondern auch Arbeitsplätze schaffen. Wichtig wird es auch sein, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen eine unterstützende Funktion darstellen, um eine Finanzierung der Smart Meter und der Smart Grids zu gewährleisten, aber auch um das Eichgesetz, den Datenschutz und die Datensicherheit zu unterstützen (KALTENLEITHNER, 2010).

4.5.1 Salzburg Netz GmbH

Die Salzburg Netz GmbH wurde im Jahr 2005 gegründet und ist zu 100 % eine Tochtergesellschaft der Salzburg AG. Ihre Aufgabe ist das Betreiben, die Wartung, die Instandhaltung und die Weiterentwicklung der Struktur des Strom- und Gassnetzes in Salzburg (SALZBURG NETZ GMBH, 2010).

Im Jahr 2009 wurde mit der Installation der ersten Smart Meter begonnen und bis heute sind 500 Stück im Einsatz. Die Datenübertragung zur Trafostation erfolgt mittels Schmalband Powerline Übertragung. Den Kunden werden momentan noch keine Daten zur Verfügung gestellt, jedoch soll damit Anfang 2011 begonnen werden. Dann werden den Kunden über ein Internetportal der durchschnittliche und der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches, die

Energiekosten, der CO₂ Verbrauch sowie Vergleichsmöglichkeiten des Stromverbrauches und der Energiekosten zur Verfügung gestellt werden (SCHMIDT, 2010).

Probleme bei der Einführung der Smart Meter gab es im technischen Bereich der Plug&Play Lösungen. Dies betrifft die Anbindung von anderen Spartenzählern wie Gas, Wasser oder Wärme an die Smart Meter. Der Begriff Plug&Play kommt aus dem Bereich der Computersysteme und bedeutet, dass an einen Computer Hardware angeschlossen werden kann, ohne dass dazu eine zusätzliche Software benötigt wird, damit der Computer dann mit dieser Hardware arbeiten kann (SCHMIDT, 2010 und TECHTERM.COM, 2010). Umgelegt auf die Smart Meter Infrastruktur bedeutet dies, dass andere Spartenzähler ohne weitere Softwareinstallationen einfach mit den Smart Meter verbunden werden können.

Vorteile sieht die Salzburg Netz GmbH bei der Automatisierung der Prozesse und des Kundenservices, wodurch der Kundenkomfort verbessert werden kann. Als Nachteil werden die fehlenden Rahmenbedingungen und Standards sowie die hohen Investitionskosten gesehen. Einen zusätzlichen Nachteil stellt die Tatsache dar, dass Smart Metering noch eine sehr junge Technologie ist. Auch ist die Salzburg Netz GmbH der Meinung, dass die Kosten den Nutzen für den Netzbetreiber eindeutig übersteigen, da eine Prozessoptimierung alleine nicht reicht, um das Smart Metering wirtschaftlich zu machen (SCHMIDT, 2010).

Für die Endkunden werden einige Vorteile gesehen. So fällt der Ablesetermin bzw. die Selbstablesung weg, was auch dazu führt, dass es keine Ablesefehler mehr gibt und die Abrechnung auf gemessenen Werten und nicht auf Schätzungen beruht. Die genauen Informationen ermöglichen dem Kunden seinen Energieverbrauch besser steuern und kontrollieren zu können, indem ihm die Daten direkt vor Ort oder über ein Webportal übermittelt werden. Durch die besseren Informationen können kundenspezifische Angebote erstellt werden und in weiterer Folge das Smart Metering zur Entwicklung der Home-Automation beitragen. Damit ist gemeint, dass Abläufe im Haus automatisch gesteuert werden (SCHMIDT, 2010).

Trotz dieser Vorteile für den Kunden kann noch nicht abgeschätzt werden, wie hoch die tatsächlichen Einsparungen sind, die durch die Installation der Smart Meter und den zusätzlichen Diensten entstehen werden (SCHMIDT, 2010).

Für die Zukunft nennt die Salzburg Netz GmbH einige wichtige Aspekte, die beachtet werden müssen. Damit Smart Metering auch wirklich umgesetzt und in weiterer Folge auch effizient genutzt werden kann, ist die Kundenakzeptanz Grundvoraussetzung. Um dies zu erreichen, muss einerseits der Kundennutzen und andererseits der Datenschutz betont werden. Jedoch ist es auch wichtig, Standards zu schaffen, damit verschiedene Smart Meter Systeme

unterschiedlicher Lieferanten miteinander funktionieren. Dabei muss insbesondere auch auf die Plug&Play Lösungen achtgegeben werden, sodass andere Spartenzähler problemlos eingebunden werden können. Um dann wirklich einen Nutzen zu generieren, muss das Smart Metering System in die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur der Netzbetreiber integriert werden, damit eine durchgängige Prozesskette gewährleistet werden kann, die auch eine Automatisierung sicherstellt. Dies alles zu ermöglichen, erfordert jedoch noch geeignete Rahmenbedingungen, die zum Beispiel den Datenschutz, das Eichrecht oder die Investitionssicherheit betreffen.

4.5.1 Energie Steiermark AG

Die Energie Steiermark AG wurde im Jahr 1996 gegründet und beliefert heute ca. 530.000 Kunden mit Strom, was sie zum viert größten Energieunternehmen in Österreich macht. Das Kerngeschäft umfasst die Bereiche Strom, Fernwärme, Restmüllverwertung und Erdgas (ENERGIE STEIERMARK AG, 2010b und ENERGIE STEIERMARK AG, 2010a).

Der Feldversuch der Energie Steiermark wurde erst im Mai 2010 gestartet und umfasst derzeit ca. 400 Testkunden. Bei der Umsetzung sind bis jetzt keine Probleme aufgetreten, da die Kunden sich freiwillig melden konnten und somit die Kundenakzeptanz schon gegeben war. Die Datenübertragung erfolgt mittels GSM/GPRS Übertragung. Den Kunden werden Informationen sowohl über den durchschnittlichen Stromverbrauch als auch den zeitlichen Stromverbrauch sowie Spartipps und Vergleichsmöglichkeiten des Stromverbrauches über ein Internetportal und Inhousedisplays zur Verfügung gestellt. Die Rückmeldung erfolgt auch über Mobiltelefone und per E-Mail (SCHRÖCK, 2010).

Vorteile für das Unternehmen konnten bis jetzt noch keine beobachtet werden, wobei jedoch untersucht wird, wie die Kunden die zur Verfügung gestellten Informationen akzeptieren und wie dadurch die Kundenbindung beeinflusst wird. Als Nachteil sieht die Energie Steiermark den erhöhten Bedarf an Kundenauskünften, durch die große Anzahl an Informationen (SCHRÖCK, 2010).

Die Endkunden werden einerseits kurzfristig durch die bessere Informationsbereitstellung profitieren und andererseits langfristig aufgrund von einem Zusatznutzen. Für die Zukunft muss für einen flächendeckenden Rollout die Kostenfrage abgeklärt, sowie die Kunden vom Nutzen der Smart Meter überzeugt werden (SCHRÖCK, 2010).

4.5.2 EVN AG

Die EVN AG wurde 1907 als niederösterreichische Landes-Elektrizitätsgesellschaft gegründet und trägt seit 1987 den Namen EVN. Heute beliefert sie über 3 Millionen Kunden in 18 Ländern mit Energie (EVN AG, 2010a und EVN AG, 2010b).

Die EVN begann schon im Jahr 1998 mit der Installation von fern auslesbaren Stromzählern und im Jahr 2010 mit der Montage von Smart Metern. Die Datenübertragung erfolgt mittels GSM/GPRS Übertragung und mittels Schmalband Powerline Kommunikation. Den Kunden werden über ein Inhousedisplay und ein Internetportal der durchschnittliche Stromverbrauch, der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches, die dadurch anfallenden Energiekosten und CO₂ Emissionen sowie Vergleichsmöglichkeiten des Stromverbrauches angezeigt. Zusätzlich erhalten die Kunden monatlich eine Papierrechnung (URBAN, 2010).

Bei der Einführung der Smart Meter sind einige Probleme aufgetreten. So war die Zählerhardware noch nicht fertig entwickelt und wurde daher erst ein Jahr zu spät geliefert. Der GPRS Dienst kann nicht 24 Stunden lang, pro Sende- und Empfangsanlage, aufrechterhalten werden, was dazu führt, dass die Zähler nicht immer erreichbar sind. Zusätzlich sind viele Smart Meter im Keller oder einem Metallschrank montiert, wodurch es nötig ist, eine Außenantenne anzubringen. Auch die Kommunikation zwischen den Strom Smart Metern und den Gaszählern ist aufgrund der Distanz oft mangelhaft. Die Kunden selbst lehnen die Smart Meter Technik ab, da sie nicht so viel Transparenz ihrer Lebensgewohnheiten haben wollen, aber auch wegen der Strahlung der Funktechnik (URBAN, 2010).

Als Vorteil wird die Möglichkeit gesehen, den Kunden zusätzliche Energiedienstleistungen anbieten zu können. Dazu ist allerdings ein standardisiertes Smart Metering System notwendig. Als Nachteil sieht die EVN AG die Kosten im Vergleich zu den Nutzen, da der volkswirtschaftliche Nutzen auf mindestens drei Gruppen aufgeteilt ist, aber der Teilnutzen in keiner der drei Gruppen groß genug ist, um diese zu einer Investition in das Gesamtsystem zu motivieren. Dazu kommt noch, dass die bestehenden IT Systeme wegen der großen Menge an Informationen ausgetauscht werden müssen und das Personal besser ausgebildet und aufgestockt werden muss (URBAN, 2010).

Die EVN AG als Verteilernetzbetreiber hat hohe Systemkosten für Personal, Hardware, Software und Systemintegration, obwohl die Funktionalität nur sehr niedrige Ansprüche erfüllen muss. Grundsätzlich glaubt die EVN AG, dass ein Energielieferant nicht in den Systemaufbau investieren wird, sondern dass diese das nötige Service beim jeweiligen Netzbetreiber einkaufen werden. Die Kosten dafür müssen aber unter dem durchsetzbaren

Marktpreis liegen, da es das Service sonst nicht geben wird. Die erhofften Einsparungseffekte werden allerdings laut EVN AG nicht zustanden kommen (URBAN, 2010). Die Endkunden werden praktisch nicht von einer Einführung der Smart Meter profitieren, da es ohne begleitende Energieberatung keine Einsparungseffekte geben wird und wenn doch, diese dann nicht nachhaltig sind. Die EVN AG ist der Meinung, dass es nur rund 10 % der Bevölkerung gibt, die an ihrem Energieverhalten, und einer Änderung dessen, Interesse haben. Die große Masse sieht keinen Nutzen und daher ist die entstehende Transparenz durch die Smart Meter nicht erwünscht (URBAN, 2010).

Für die Zukunft ist der EVN AG wichtig, dass es in Europa eine einheitliche Standardisierung gibt und dass das Smart Metering eine Schnittstelle zu den Home-Automation Systemen darstellt. Wichtig wird es sein, dass durch die Kommunikation zwischen den Kunden und den Energiedienstleistern jederzeit auf die Kundensysteme zugegriffen werden kann. Jedoch sollte das Service des Smart Meterings nur dem interessierten Teil der Kundschaft zur Verfügung gestellt werden (URBAN, 2010).

4.5.3 KELAG Netz GmbH

Die KELAG Netz GmbH wurde im Jahr 2004 gegründet und ist zu 100 % eine Tochtergesellschaft der KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft. Über das Verteilernetz der KELAG Netz GmbH werden 206.000 Stromkunden mit Energie beliefert (KELAG NETZ GMBH, s.a.).

Das Unternehmen installierte die ersten Smart Meter bereits im Jahr 2008 und hat bis heute 259 Exemplare im Einsatz. Die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und der Trafostation erfolgt mittels Schmalband Powerline Übertragung, wodurch den Kunden in Zukunft der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches angezeigt werden kann. Das Feedback an die Kunden wird mittels Internetportal übermittelt.

Probleme sind bei der Einführung bis jetzt nicht aufgetreten, jedoch konnten schon die ersten Erfahrungen bezüglich der Anpassung der bestehenden Systeme, den Betrieb von Smart Metering Systemen und einem Massenrollout gemacht werden (OBERNOSTERER, 2010).

Da die Anzahl der Zähler noch sehr gering ist, kann die KELAG Netz GmbH noch keine seriösen Aussagen bezüglich Vor- und Nachteile für das Unternehmen machen. Die Kosten im Vergleich zum Nutzen sind in der Zukunft sehr stark von den vorgeschriebenen gesetzlichen Anforderungen abhängig, die der Netzbetreiber einhalten muss (OBERNOSTERER, 2010).

Die KELAG Netz GmbH hat eine Kundenumfrage durchgeführt, um herauszufinden, wie die Kunden durch die Einführung der Smart Meter profitieren. Das Ergebnis zeigt, dass sie vor allem durch die Informationen über das momentane Verbrauchsverhalten einen Nutzen ziehen. Über die Einsparungseffekte durch die Einführung der Smart Meter können noch keine Aussagen getroffen werden. Für die Zukunft ist es wichtig, dass es eindeutige Vorgaben für den Mindeststandard der Funktionalität der Smart Meter gibt und dass klare gesetzliche Regelungen für einen flächendeckenden Rollout bestehen.

4.5.4 BEWAG Netz GmbH

Die BEWAG Netz GmbH ist zu 100 % eine Tochtergesellschaft der Burgenländischen Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (BEWAG). Sie betreut 9.300 km Stromleitungen im Burgenland und Teilen der Steiermark, womit sie mehr als 155.000 Kunden mit Strom versorgt. Das Unternehmen begann im Jahr 2009 mit der Installation der ersten Smart Meter und befindet sich momentan noch in der Testphase. Deshalb sind auch erst 150 Smart Meter installiert worden, jedoch konnten schon einige Erfahrungen gemacht werden (BEWAG NETZ GMBH, 2010 und BENKÖ, 2010).

Die Datenübertragung von den Smart Metern zur Trafostation erfolgt mittels Schmalband Powerline Übertragung. Den Kunden wird nur der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches über ein Internetportal zur Verfügung gestellt. Auch hier gab es Probleme bei der Einführung der Smart Meter, und zwar mit dem Datenschutzgesetz und dem Eichgesetz (BENKÖ, 2010).

Die Vorteile für den Netzbetreiber sieht die BEWAG Netz GmbH bei der Reduzierung von Stromdiebstählen und anderen Verlusten, aber auch bei der Leistungsbegrenzung der Kunden. Weitere Vorteile sind die Möglichkeit der Fernabschaltung, die bessere Information über die Versorgungsqualität sowie die einfachere und genauere Prognose der Netzlast.

Als Nachteil sieht auch die BEWAG Netz GmbH die Anschaffungskosten und die Infrastrukturkosten, die vor allem wegen dem parallelen Telekommunikationssystem entstehen. Die kürzere Lebensdauer der Smart Meter im Gegensatz zu den mechanischen Stromzählern ist auch ein Nachteil. Beim Datenschutz besteht das Risiko, dass zu viele Informationen über den Kunden vorhanden sind und dieser somit zu einem „gläsernen Kunden“ wird. Damit können Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der Kunden gezogen werden (BENKÖ, 2010).

Trotz der Nachteile ist die BEWAG Netz GmbH der Meinung, dass der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen kann, aber nur dann, wenn einerseits die Smart Meter und die dazu nötige Infrastruktur auch von den anderen Sparten wie Wasser oder Gas genutzt werden.

Andererseits muss das System aber auch von allen Marktteilnehmern verwendet und finanziert werden. Bei den Endkunden selbst konnte die BEWAG Netz GmbH bis jetzt noch keinen oder nur einen sehr geringen Nutzen feststellen (BENKÖ, 2010).

Für die Zukunft sieht die BEWAG Netz GmbH die Einführung von Smart Metern als eine Investition in eine wichtige Infrastruktur. Diese Infrastruktur ist dann den zukünftigen Anforderungen und Aufgabenstellungen gewachsen. Wichtig für die Zukunft ist jedoch, hohe „Stranded Costs“ zu vermeiden (BENKÖ, 2010).

4.5.5 Vorarlberger Kraftwerke AG

Die VKW wurde 1901 gegründet und ist heute aufgrund ihrer 170.000 Kunden das größte Energieunternehmen in Vorarlberg (ILLWERKE AG, s.a.). Die VKW befindet sich am Anfang ihres Pilotprojektes, weshalb erst im Jahr 2010 die ersten Smart Meter installiert wurden, und das nur bei internen VKW Mitarbeitern. Dadurch sind erst 60 Smart Meter im Betrieb. Die Datenübertragung erfolgt hier mittels Internetkommunikation der Kunden, wobei diesen Informationen über den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauches, Vergleichsmöglichkeiten des Stromverbrauches und der Energiekosten, sowie Spartipps zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich erhalten die Kunden einen monatlichen Energiebericht mit der Rechnung mitgeliefert, sowie eine Verbrauchsdarstellung im Sekundentakt. Die Informationen werden zusätzlich über ein Internetportal visualisiert (FREI, 2010).

Aufgrund des Status des Pilotversuches konnten noch keine Probleme bei der Umsetzung bzw. Vor- und Nachteile für das Unternehmen beobachtet werden. Für die Kunden sieht die VKW den Vorteil darin, dass diese ihren Stromverbrauch ständig im Blick haben, und so gemeinsam mit einem energiebewussten Verhalten Strom und somit Geld sparen können. Dies führt in weiterer Folge dazu, dass die Umwelt, aber auch das Klima geschont wird. Durch die Einführung der Smart Meter ist es außerdem möglich, den Kunden Energiespartipps zu geben (FREI, 2010).

Wie hoch die Energieeinsparungen sein werden, ist noch nicht absehbar. Für die Zukunft gibt es einige wichtige Aspekte. So müssen einheitliche Standards geschaffen werden und ein akzeptables Kosten und Nutzenpotenzial, sowohl für den Energieversorger als auch für den Kunden, vorhandensein. Die Smart Meter müssen einen wesentlichen Beitrag zur Energieeffizienz leisten und es ermöglichen, dass für den Kunden neue Dienstleistungen geschaffen werden. Jedoch muss auch das Unternehmen selbst von neuen Dienstleistungen, wie eine Lastverschiebung, etc., profitieren können. Dazu wird es nötig sein, das Messwesen zu liberalisieren (FREI, 2010).

Tabelle 18: Übersicht Pilotstudien in Österreich (ohne VKW-AG da nur interner Test)

	Linz Strom GmbH	Energie AG Data GmbH	Salzburg Netz AG	Energie Steiermark AG	EVN AG	KELAG Netz GmbH	BEWAG Netz GmbH
Anzahl Smart Meter Kommunikation	57.000	15.000	500	400	400	259	150
Information	PLC	PLC	PLC	GSM/GPRS	PLC + GSM/GPRS	PLC	PLC
	durchschn. + zeitl. Verlauf Stromverb. Energiespartipps Vergleichsmöglichkeiten Stromverb.	Stromverbrauch andere Informationen in Entwicklung	durchschn. + zeitl. Verlauf Stromverb. Energiekosten CO ₂ Ausstoß Vergleichsmöglichkeiten	durchschn. + zeitl. Verlauf Stromverb. Energiespartipps Vergleichsmöglichkeiten	durchschn. + zeitl. Verlauf Stromverb. Energiekosten CO ₂ Ausstoß Vergleichsmöglichkeiten Stromverb.	zeitlicher Verlauf Stromverbrauch	zeitlicher Verlauf Stromverbrauch
Rückmeldung	Internetportal Inhousedisplay	Internetportal Inhousedisplay	Internetportal	Internetportal Inhousedisplay Handy + E-Mail	Internetportal Inhousedisplay Papierrechnung	Internetportal	Internetportal
Probleme bei Einführung	Anpassung der Prozesse Parallelsysteme Datenschutz Angst vor Strahlung und zusätzl. Kosten	alte Anlagen aufrüsten PLC Datenschutz Angst vor Strahlung	Plug&Play Lösungen	keine, da freiwillige Teilnahme der Kunden	Hardware unfertig GPRS Dienst nicht 24 Std. möglich Ablehnung von Transparenz und Funktechnik	Keine	Datenschutz Eichgesetz
Vorteile Unternehmen	Automatisierung zeitnahe Informat. bessere Kundenberatung neue Serviceleistungen neue Arbeitsplätze	Automatisierung Tarifwechsel Beseitigung von Fehlerquellen neue Serviceleistungen	Automatisierung besserer Kundenkomfort	Keine	zusätzliche Energiedienstleistungen möglich	Keine	geringere Stromdiebstähle Fernabschaltung genauere Prognose Netzlast höhere Versorgungsqualität
Nachteile Unternehmen	Kosten kürzere Lebensdauer kürzeres Eichintervall	Kosten Datenschutz Anpassung EDV	fehlende Rahmenbedingungen Investitionskosten junge Technologie	höherer Informationsbedarf bei Kunden	Kosten Personal ausbilden und aufstocken IT Systeme anpassen	Keine	Anschaffungskost. Infrastrukturkosten kürzere Lebensdauer Datenschutz
Vorteile Kunden	zeitnahe Verbrauchsdaten Lieferantenwechsel Energiebewusstsein sein	zeitnahe Informat. Anpassung Energieverbrauch Optimierung der Energiekosten neue Tarife	automatische Ablesung Steuerung Energieverbrauch Individuelle Angebote	bessere Information Zusatznutzen	praktisch keine	bessere Informationen über aktuelles Verbrauchsverhalten	keiner bzw. nur geringer Nutzen

Quelle: eigene Darstellung

4.5.6 Conclusio der Pilotprojekte

Trotz der Tatsache, dass bis 2020 80 % der Endkunden mit Smart Meter ausgestattet werden müssen, befinden sich die meisten österreichischen Netzbetreiber noch in der Testphase der Smart Meter Projekte. Interessant dabei erscheint, dass nur die beiden oberösterreichischen Netzbetreiber Linz Strom GmbH (57.000 Zähler) und die Energie AG Data GmbH (15.000 Zähler) die Testphase schon abgeschlossen haben und die Smart Meter in den Regelbetrieb integrieren. Die anderen untersuchten Netzbetreiber haben bis jetzt (Dezember 2010) maximal 500 Smart Meter im Einsatz. Dies kann natürlich damit zusammenhängen, dass die gesetzlichen Regelungen der Europäischen Union erst mit dem EIWOG 2010 ins nationale Recht umgesetzt werden, und daher die Netzbetreiber abgewartet haben, wie sich die rechtliche Situation entwickeln wird und vor allem auch, welche rechtlichen Mindestanforderungen an die Smart Meter selbst gestellt werden.

Die Kommunikation mit den Smart Metern erfolgt bei den befragten Netzbetreibern fast ausschließlich mit der Schmalband Powerline Übertragung, wobei die Energie Steiermark AG auf eine GSM/GPRS Lösung setzt, die VKW AG die Kommunikation mittels der Internetanbindung der Kunden vornimmt und die EVN AG sowohl die PLC Technik als auch GSM/GPRS verwendet. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die befragten Netzbetreiber annehmen, dass die PLC Übertragung die Anforderungen der Smart Meter Technologie erfüllen kann. Ob diese Art der Datenübertragung in Zukunft für den Regelbetrieb der Smart Meter in Österreich eine wichtige Rolle spielen wird, wird sich aber erst zeigen.

Die Informationen, die den Kunden von den Unternehmen zur Verfügung gestellt werden, sind recht unterschiedlich. Die einzige Ausnahme sind Informationen über den Stromverbrauch, die alle Unternehmen an ihre Kunden weiterleiten. Dabei wird vor allem der zeitliche Verlauf des Stromverbrauches visualisiert. Vergleichsmöglichkeiten des Stromverbrauches mit anderen Perioden oder dem durchschnittlichen Stromverbrauch stellen immerhin noch 62 % der untersuchten Unternehmen ihren Kunden zur Verfügung. Die Energiekosten des Verbrauches werden nur von 38 % der Unternehmen an die Kunden weitergeleitet.

Besonders auffallend ist, dass nur die Linz Strom GmbH, die Energie Steiermark AG und die VKW AG ihren Kunden Spartipps anbieten. Dies ist deswegen als negativ zu bewerten, da davon ausgegangen wird, dass Einsparungen nur dann zustande kommen, wenn den Kunden Spartipps und eine Energieberatung zur Verfügung gestellt werden. Als gutes Beispiel kann hier das System der Linz Strom GmbH gesehen werden, die ihren Kunden über ein Internetportal die relevanten Verbrauchsinformationen visualisiert. Liegt der Verbrauch über dem Durchschnitt, können die Kunden eine Online-Energieberatung in Anspruch nehmen, in der sie weitere Energiespartipps erhalten.

Die Rückmeldung an die Kunden wird von allen Unternehmen mittels Internetportal verwirklicht, wobei die Energie AG Data GmbH momentan noch auf ein Inhousedisplay setzt. Bei dieser ist jedoch ein Internetportal in Entwicklung. Die Linz Strom GmbH hat einen Feldversuch mit Inhousedisplays laufen und sowohl die EVN AG, als auch die VKW AG geben noch zusätzliche Informationen mittels Rechnung an ihre Kunden weiter. Die Übermittlung der Informationen durch Papierrechnungen sind positiv zu bewerten, da nicht alle Kunden einen Zugang zum Internet haben bzw. nicht mit dem Umgang im Internet geübt sind.

Bei der Einführung der Smart Meter sind Schwierigkeiten bei den Unternehmen selbst, aber auch bei den Kunden aufgetreten. Das größte Problem hatten die Netzbetreiber mit dem Datenschutz, aber auch damit, die alten Prozesse an die neue Infrastruktur anzupassen. Bei den Kunden selbst wurde vor allem die Angst vor der Strahlung durch die PLC Technik als Problem angeführt. Hier wird es für die Zukunft wichtig sein, den Kunden möglichst viele Informationen zur Verfügung zu stellen, damit sie ein positives Bild vom Smart Metering bekommen und um ihnen jegliche Angst davor zu nehmen.

Als Vorteil sehen die Unternehmen vor allem die Automatisierung der Prozesse, wie Ablesen oder Rechnungslegung, allerdings auch die Möglichkeit, neue Service- und Energiedienstleistungen anbieten zu können. Die Energie AG Steiermark, die KELAG Netz GmbH und die VKW AG können hier, aufgrund des Status ihrer Feldversuche, noch keine Aussagen treffen.

Als größten Nachteil empfinden 62 % der Unternehmen die Kosten, sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten. Jedoch werden auch die Probleme mit dem Datenschutz und die kürzere Lebensdauer der Smart Meter als Belastung genannt.

Als Vorteile für die Kunden sehen die Unternehmen vor allem die bessere Informationslage und der damit in Zusammenhang stehenden Änderung des Verbrauchsverhaltens, was wiederum zu Einsparungen bei den Energiekosten führt. Dieser Meinung sind 75 % der untersuchten Netzbetreiber. Zusätzlich wird auch die Möglichkeit der individuellen Tarife hervorgehoben. Anderer Ansicht sind hier die EVN AG und die BEWAG Netz GmbH, die keinen oder nur einen sehr geringen Nutzen bei den Endkunden sehen. Interessant ist in diesen Zusammenhang die Einstellung der EVN AG, die sagt, dass ohne Energieberatung keine Einsparungen auftreten werden und wenn doch, die sie dann nicht nachhaltig sind. Um den Kunden die Vorteile wirklich zu ermöglichen, muss es in Zukunft eine auf den individuellen Daten der Kunden basierende und kostenlose Energieberatung geben.

Für die Zukunft sehen die Unternehmen die Notwendigkeit, einheitliche Standards zu schaffen sowie gesetzliche Rahmenbedingungen zu erarbeiten, die das Eichgesetz, den Datenschutz aber auch die Bedingungen für einen flächendeckenden Rollout beinhalten. Wichtig wird es auch sein, die Verbraucher öffentlich einzubinden, um die nötige Kundenakzeptanz zu erreichen, die für die Einführung der Smart Meter nötig ist.

Werden alle Erfahrungen und Einschätzungen der Unternehmen zu einem Gesamtbild zusammengesetzt, so kann davon ausgegangen werden, dass die Unternehmen dem Smart Metering mit gemischten Gefühlen gegenüberstehen, da ihnen Kosten entstehen werden und die Einführung der Smart Meter auf jeden Fall auch einen zeitlichen und technischen Aufwand bedeutet.

Nachdem die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Akteure, die Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern und Einschätzungen der unterschiedlichen Netzbetreiber beschrieben wurden, soll im nächsten Kapitel geklärt werden, welchen Beitrag Smart Meter tatsächlich zur Energieeffizienz leisten können.

5 Smart Metering und Energieeffizienz

Eine Grundlage für die Einführung von Smart Metern bildet auch der Hintergrund der Energieeffizienz in Österreich. Die Verbesserung der Effizienz der Nutzung von Energie und die dadurch sinkende Nachfrage nach Energie ist eine der Hauptstrategien der österreichischen Energiepolitik. Es soll ein nachhaltiges Energiesystem entwickelt werden (BMWFJ, 2010b). Als Energieeffizienz kann „das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz“ (Art. 3 Abs. b EFFIZIENZRICHTLINIE 2006) verstanden werden.

Die Ausgangslage zeigt, dass der gesamte Endenergieverbrauch in Österreich von 844 PJ im Jahr 1995 auf 1.082 PJ im Jahr 2007 gestiegen ist, was einer Steigerung von 28 % entspricht (EA, s.a.c). Wie in Abbildung 11 ersichtlich, ist auch der Verbrauch an elektrischer Energie stetig angestiegen.

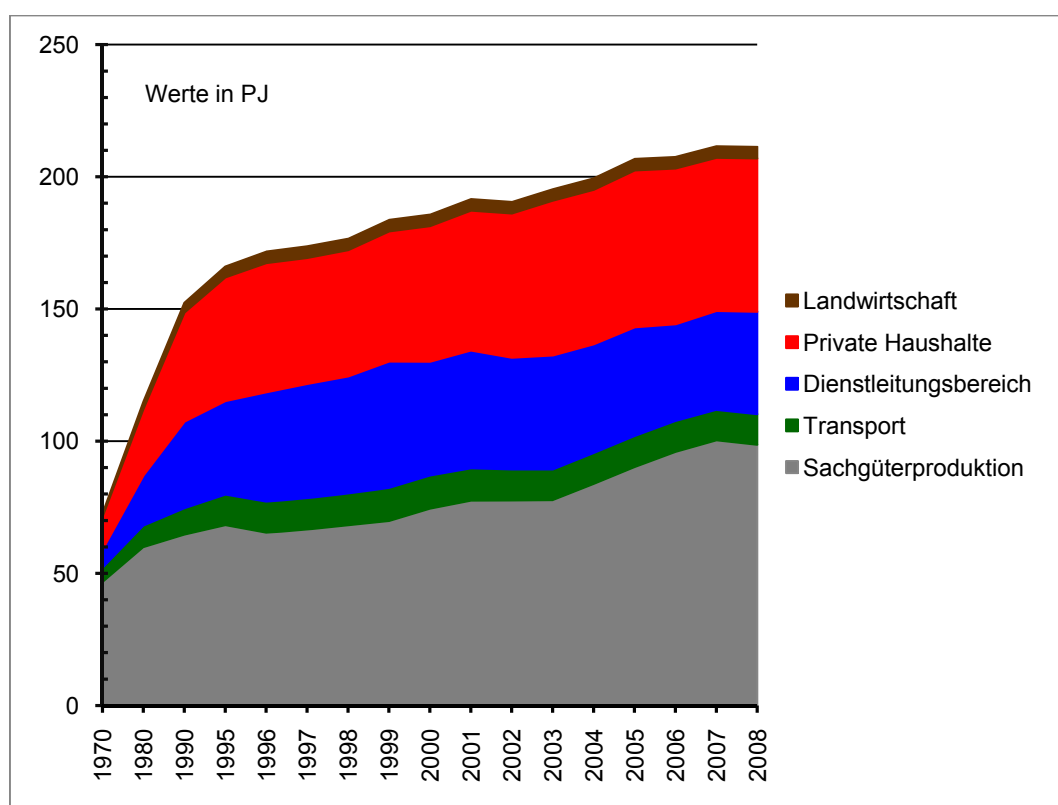


Abbildung 11: Energetischer Endverbrauch von elektrischer Energie nach Wirtschaftssektoren
 Quelle: STATISTIK AUSTRIA, 2010, eigene Darstellung

Um die Energieeffizienz zu steigern, gibt es daher sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene konkrete Ziele für die Energieeffizienz.

5.1 Effizienzziele

An oberster Stelle steht das Kyoto Protokoll, indem sich Österreich verpflichtet hat, seine Treibhausgasemissionen um 13 % gegenüber 1990 zu reduzieren, und das bis zur Kyoto Periode 2008/2012 (E-CONTROL, 2008, S. 13). Zusätzlich schreibt die Effizienzrichtlinie 2006 (Art. 4 Abs. 1 und Anh. I) für das Jahr 2016 einen generellen nationalen Energieeinsparungsrichtwert von 9 % vor, berechnet aus dem durchschnittlichen Wert des Energiebedarfes der Jahre 2001 bis 2005. Für Österreich bedeutet das einen jährlichen Richtwert von 80,4 PJ im Jahr 2016 (EA, s.a.b).

Neben diesen Vorgaben hat die Europäische Union im Dezember 2008 ein Zielpaket für Energie und Klimaschutz erstellt, das Ziele bis 2020 enthält. So sollen bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energieträger bei 20 % liegen, die Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 2005 gesenkt und die Energieeffizienz um 20 % gestiegen sein (E-CONTROL, 2009b).

Auf nationaler Ebene fordert die österreichische Bundesregierung in ihrem Regierungsprogramm für die XXIV. Regierungsperiode, dass bis 2010 eine energie- und klimapolitische Gesamtstrategie entwickelt wird. Zusätzlich sollen Aktionspläne für die Bereiche Mobilität, Bauen und Wohnen, Gewerbe und Industrie sowie für die Energiewirtschaft entworfen werden (EA, s.a.b).

5.2 Allgemeine Einsparungspotenziale

Die Zielvorgaben für 2016 und 2020 können eingehalten werden, wenn die konkreten Maßnahmen wirklich umgesetzt werden. So konnte bei einer Studie der Energie Agency Austria ein jährliches Energieeinsparungspotenzial von 93,55 PJ bis 2020 ermittelt werden (EA, s.a.a). Wie die Einsparungen aufgeteilt sind, zeigt Abbildung 12.

Das Einsparungspotenzial bei der Elektrizität liegt bei 6,7 PJ im Jahr, wozu auch Smart Meter beitragen sollen. Der Einsatz von Smart Meter wird nicht nur in der Effizienzrichtlinie 2006 gefordert, die im Artikel 13 Absatz 1 die Einführung von individuellen Zählern, die den tatsächlichen Energieverbrauch darstellen, fordert, sondern auch in den Maßnahmenvorschlägen des Grünbuches Energieeffizienz, welche im nächsten Kapitel beschrieben werden.

Das Grünbuch Energieeffizienz wurde von der E-Control GmbH im Auftrag der österreichischen Bundesregierung erstellt. Es sollten Maßnahmen entwickelt werden, die den Energieverbrauch von Österreich bis 2020 reduzieren sollen, in dem das Stromverbrauchswachstum und das Energieverbrauchswachstum gedämpft werden (E-CONTROL, 2008, S. 11).

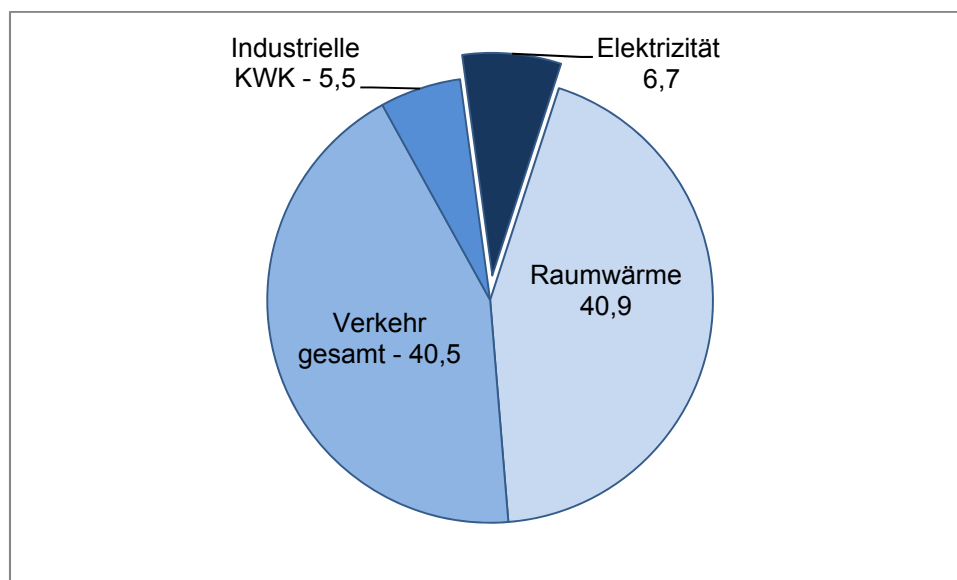


Abbildung 12: Energieeinsparungspotenzial Österreich in PJ pro Jahr

Quelle: EA, s.a.a, eigene Darstellung

Aufgrund der sehr weitreichenden Maßnahmen werden im folgenden Kapitel nur die Maßnahmen und Voraussetzungen bezüglich Smart Meter beschrieben.

5.3 Maßnahmen und Voraussetzungen

Als Maßnahme im Bereich Haushalte, kleines bzw. mittleres produzierendes Gewerbe (KMUs) und private Dienstleister wird die flächendeckende Einführung von Smart Metern für Strom und Gas bis 2015 vorgeschlagen. Zusätzlich werden noch standardisierte Beratungs- und Informationselemente auf der Energierechnung gefordert. Diese Informationselemente sind notwendig, da der Smart Meter alleine noch keinen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leistet (E-CONTROL, 2008, S. 21, S. 25 und S. 113).

Voraussetzung für eine Steigerung der Energieeffizienz durch Smart Meter ist neben einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern, inklusive einheitlicher Standards, auch die Einbindung aller Energieträger. Die Daten des Smart Meters müssen kundenfreundlich aufbereitet werden, damit sie in Verbindung mit einer entsprechenden Beratung zu einer Steigerung der Energieeffizienz beitragen können. Zusätzlich müssen die Kunden einen kostenlosen Zugang zu den Daten besitzen und ein Vergleichssystem installiert werden,

welches es den Kunden erlaubt, Einsparungsmöglichkeiten im Vergleich zu anderen bzw. dem Durchschnitt zu erkennen (BOLTZ, 2008, S. 24 und BOLTZ, 2010, S. 14).

Welchen Beitrag Smart Meter tatsächlich zur Steigerung der Energieeffizienz leisten können, soll im Folgenden erläutert und diskutiert werden.

5.4 Der mögliche Beitrag von Smart Metern zur Energieeffizienz

Schon seit den 1970er Jahren wurden Versuche durchgeführt, wie das Verhalten der Endverbraucher beeinflusst werden kann. So untersuchten unter anderem Abrahamse et al. (2005) 38 Studien, deren Ziel es war, durch Feedback den Energieverbrauch von Haushalten zu verringern. (ABRAHAMSE ET AL., 2005, S. 273). Bevor jedoch die unterschiedlichen Studien und deren Ergebnisse beschrieben werden, wird noch auf den Begriff Feedback eingegangen.

Unter Feedback wird allgemein die Rückmeldung über Auswirkungen einer Handlung verstanden. Dabei kann zwischen internen und externen Feedbacksystemen (FBS), sowie direkten und indirekten FBS unterschieden werden (DETTLI ET AL., 2009, S. 35 – 36).

Interne FBS wie Wohnungsdisplays (siehe Abbildung 6) oder Zählerdisplays sind nur für die Verwendung im Haus geeignet, während externe FBS auch von außerhalb des Hauses genutzt werden können. Solche externen Systeme sind zum Beispiel Internetportale, wie in Abbildung 13 dargestellt, oder aber auch Services für mobile Endgeräte wie Smartphones. Bei den direkten FBS werden die Daten direkt dem Endkunden zur Verfügung gestellt (z. B. Wohnungsdisplays, Gerätedisplay, etc.). Im Gegensatz dazu werden bei den indirekten FBS die Daten an einen Dritten, wie zum Beispiel dem Verteilernetzbetreiber übermittelt. Dieser bereitet die Daten auf, bevor er sie dann den Kunden zur Verfügung stellt (z. B. Internet Portal, Smartphones, etc.) (DETTLI ET AL., 2009, S. 36 – 37).

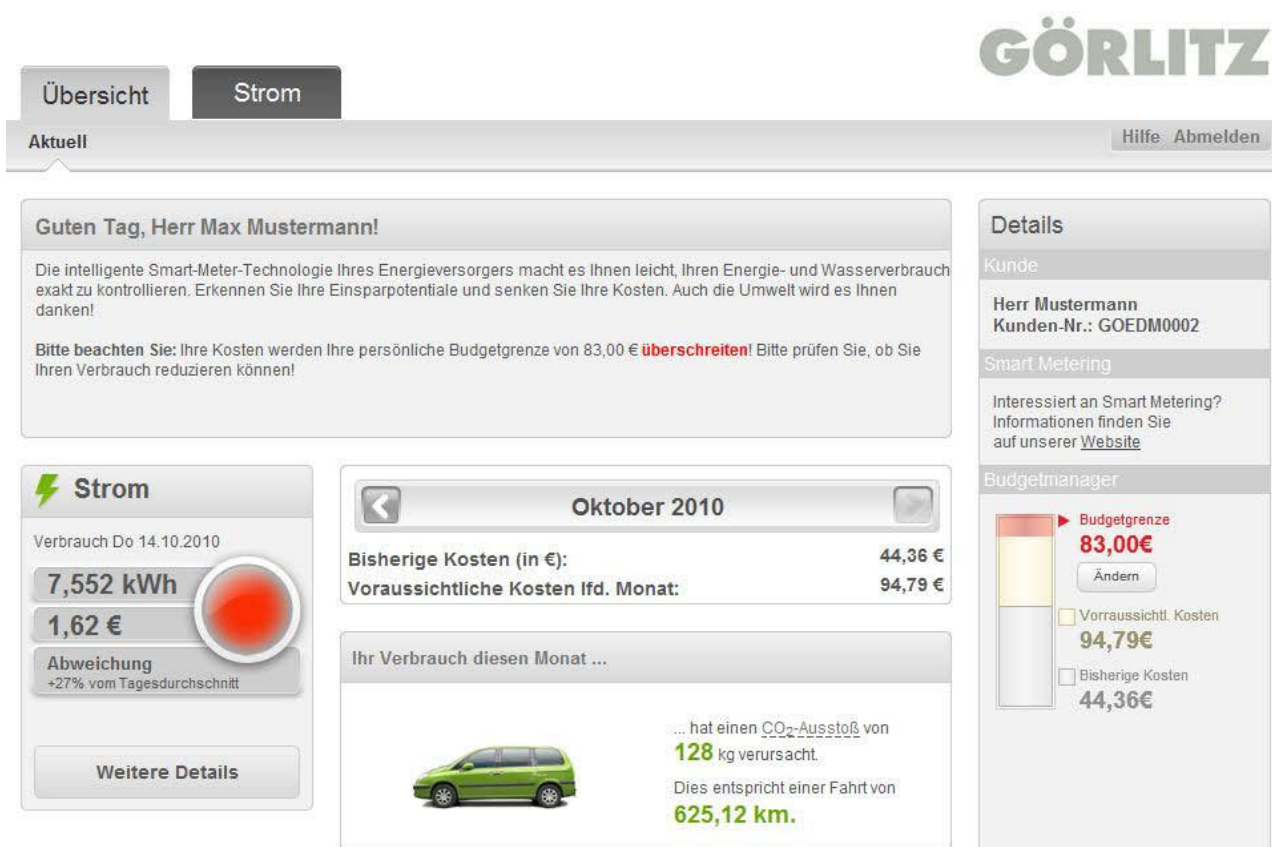


Abbildung 13: Webportal der Görlitz GmbH

Quelle: GÖRLITZ GMBH, s.a.

Im Folgenden werden drei verschiedene Studien, die das Thema Feedback und Energieeffizienz behandeln, kurz beschrieben und deren Ergebnisse dann am Ende des Kapitels analysiert.

5.4.1 A review of intervention studies aimed at household energy conservation

Abrahamse et al. (2005) untersuchten 38 Studien zu dem Thema Feedback und Energieeinsparungen in Haushalten. Die untersuchten Studien wurden nach der Art des Feedbacks gegliedert.

Vier Studien untersuchten den Effekt von **kontinuierlichem Feedback**, wobei hier Einsparungen zwischen 0 % und 12,3 % beobachtet werden konnten. In einer Studie von 1979 wurde das Feedback über Monitore übertragen, was zu einer Einsparung von 12 % führte. Eine andere Studie untersuchte die Auswirkungen von Feedback in zwei kanadischen Städten und einer amerikanischen Stadt. Während in den kanadischen Testhaushalten durch die Information der Energieverbrauch um 4 – 5 % sank, gab es in den US-amerikanischen Testhaushalten keine Auswirkungen auf den Energieverbrauch. In einer weiteren Studie aus dem Jahr 1987 wurden in den USA Informationen über die Preise in On- und in Off-Peak

Perioden an die Testhaushalte geliefert. Dies führte zu keiner Energieeinsparung, sondern nur zu einer Verschiebung des Verbrauchs in die Off-Peak Periode (S. 278).

Bei **täglichem Feedback** an die Haushalte konnten Einsparungen zwischen 0 % und 13 % beobachtet werden. Eine Studie aus dem Jahr 1979 untersuchte die Unterschiede zwischen Feedback und Selbstmonitoring, bei dem die Haushalte ihre Zähler täglich selbst ablesen mussten. Bei den Haushalten, die Feedback erhielten, konnten Einsparungen von 13 % beobachtet werden, während Haushalte mit Selbstmonitoring maximal 7 % Strom einsparten (S. 279).

Wöchentliches und monatliches Feedback führte zu Einsparungen von bis zu 7 %. Eine Studie gab monatliches Feedback über den Verbrauch in kWh und die Kosten an. Die „Feedbackgruppe“ sparte dabei 4,7 % der Energie ein, während die Kontrollgruppe 2,3 % mehr brauchte. Nachdem das Feedback eingestellt wurde, wurde weitere zwei Monate der Verbrauch der Haushalte gemessen, wobei hier ein Anstieg des Verbrauchs bei der „Feedbackgruppe“ von 11,3 % beobachtet werden konnte, während die Kontrollgruppe sogar 0,3 % Energie einsparte (S. 279).

Bei **vergleichendem Feedback** wurde der individuelle Verbrauch mit dem Verbrauch von anderen verglichen, um das Gefühl eines Wettkampfes zu erzeugen, aber auch um sozialen Druck auszuüben. Hierbei konnten einerseits Einsparungen von bis zu 8 % erzielt werden, andererseits kam es bei Haushalten mit wenig Verbrauch im Vergleich zu anderen zu einem Anstieg um bis zu 10,7 % (S. 279 - 280).

Durch **finanzielle Anreize** konnten Einsparungen zwischen 1,7 % und 12 % erzielt werden (S. 280 - 281).

5.4.2 Influencing electricity consumption via consumer feedback: a review of experience

Fischer (2007) untersuchte in ihrer Studie 24 Studien (Zeitraum 1987 bis 2006) hinsichtlich der Art und Weise des Feedbacks sowie der beobachtbaren Einsparungen.

Fischer sagt, dass Feedback heute weit davon entfernt ist, was es sein könnte. Jedoch gibt sie auch Merkmale an, die das Feedback beeinflussen können. So wird die Qualität des Feedbacks beeinflusst durch die Frequenz der Rückmeldung und seiner Dauer, jedoch auch durch die Möglichkeit von Vergleichen, durch den jeweiligen Inhalt und mögliche Kombinationen mit anderen Instrumenten oder zusätzlichen Informationen. Einen Einfluss haben auch die Art der Präsentation der Daten sowie die Aufgliederung der Daten (z. B. für einzelne Räume) (S. 1874 – 1877).

Grundsätzlich funktioniert Feedback und führt zu einer Reduktion des Elektrizitätsverbrauches. So konnten in den Studien Einsparungen zwischen 1,1 % und 20 % beobachtet werden, wobei die üblichen Werte zwischen 5 % und 12 % liegen (S. 1877). Jedoch sagt Fischer auch, dass ein erfolgreiches Feedback, welches Energieeinsparungen anregt und auch von den Haushalten akzeptiert wird, bestimmte Merkmale besitzen muss. Ein Feedback muss:

- auf den aktuellen Verbrauch aufbauen,
- zusätzliche Wahlmöglichkeiten und Verbindungen für den Haushalt aufweisen,
- über eine längere Periode gegeben werden,
- in kurzen Abständen (Frequenz) wiedergegeben werden,
- die Daten verständlich und attraktiv darstellen,
- sowie historische Vergleiche ermöglichen (S. 1882).

Es gibt aber kein perfektes Feedback für alle, da zum Beispiel große Verbraucher anders reagieren als kleine Verbraucher. Gleiches gilt für weniger gebildete bzw. besser gebildete Verbraucher (S. 1882).

5.4.3 The effectiveness of feedback on energy consumption

Darby (2006) untersuchte 38 Studien (Zeitraum 1978 bis 2006), die die Effektivität von Feedback in Haushalten behandelten.

Darby unterscheidet dabei zwischen direktem und indirektem Feedback, wobei durch direktes Feedback 5 – 15 % an Energie eingespart werden konnten und durch indirektes Feedback 0 – 10 % (S. 3).

Eine Tendenz zeigt, dass große Verbraucher besser auf direktes Feedback reagieren als kleine Verbraucher, allerdings ist es hier wichtig, dass die Anzeige der Daten im Haus leicht zugänglich ist. Der Effekt von indirektem Feedback ist sehr stark vom Kontext und der Qualität der Informationen abhängig. Jedoch zeigt sich, dass historisches Feedback besser ist als normatives oder vergleichendes Feedback (S. 3).

Um indirektes Feedback zu verbessern, schlägt Darby einige Richtlinien vor:

- Die Rechnungen sollen auf Messwerten basieren und auch historisches Feedback geben.
- Die Abrechnung soll häufiger erfolgen.
- Die Rechnungen sollen ein vergleichendes Feedback zur Verfügung stellen.
- Die Rechnungen sollen detaillierte jährliche und vierteljährliche Energieberichte enthalten.
- Die Rechnungen sollen die Verteilung der Energie darstellen.

(S. 8)

Um das Feedback effektiv zu gestalten, werden benutzerfreundliche Displays benötigt, die den momentanen Verbrauch, die Kosten, sowie einen historischen Verlauf des Verbrauches darstellen. Zusätzlich sollten diese Displays in der Lage sein Informationen über Tarife und CO₂ Emissionen anzeigen zu können. Neben den Displays können Online-Rechnungen ein nützliches interaktives Feedback sein und zusätzliche Informationen zur Verfügung stellen (S. 4 und S. 17).

Andauernde Effekte werden jedoch nur dann erzielt, wenn die Konsumenten neue Verhaltensstrukturen entwickeln. Dazu benötigen die Konsumenten aber auch zusätzliche Hilfe, die zum Beispiel durch eine gut organisierte Energieberatung gegeben werden kann (S. 4).

5.4.4 Conclusio der Studienergebnisse

Die Ergebnisse der Studien zeigen, dass die Häufigkeit des Feedbacks eindeutig einen Einfluss auf die Höhe der Energieeinsparungen hat. So zeigen Abrahamse et al. (2005), dass durch kontinuierliches Feedback und auch bei täglichem Feedback Einsparungen von bis zu 13 % möglich sind, während ein wöchentliches oder monatliches Feedback nur zu 7 % Einsparungen führen. Auch Fischer (2007) sagt, dass die Effektivität des Feedbacks abhängig ist von seiner Frequenz und der Dauer, und stimmt damit mit Darby (2006) überein, die zur Verbesserung des Feedbacks eine häufigere Abrechnung fordert.

Auch die Art und Weise des Feedbacks hat Einfluss auf die Effektivität. So konnte Darby (2006) nachweisen, dass durch direktes Feedback Einsparungen von bis zu 15 % möglich sind, während durch indirektes Feedback nur bis zu 10 % Strom eingespart wurde. Das direkte Feedback kann, wie Darby (2006) beschreibt, durch ein Wohnungsdisplay gegeben und dann durch indirektes Feedback ergänzt werden. Jedoch muss das indirekte Feedback einige Merkmale besitzen, wie Fischer (2007) in ihrer Studie beschreibt. So muss das

indirekte Feedback auf dem aktuellen Verbrauch aufbauen, in kurzen Abständen wiedergegeben werden und auch historische Vergleiche ermöglichen. Historische Vergleiche sind laut Darby (2006) sehr wichtig für die Qualität des Feedbacks. Eine andere Art von Vergleichen, nämlich der Vergleich mit anderen Haushalten, kann zu negativen Effekten führen. So konnten Abrahamse et al. (2005) feststellen, dass kleine Verbraucher durch den Vergleich mit anderen Haushalten einen erhöhten Stromverbrauch um bis zu 11 % aufwiesen.

Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass laut dieser Studien durch Feedback Einsparungen von bis zu 15 % möglich sind, jedoch abhängig von der Art und Weise, sowie der Qualität des Feedbacks.

Ob in Österreich wirklich so hohe Einsparungen möglich sind, ist allerdings zu bezweifeln. Grund dafür ist, dass 65 % der untersuchten Studien vor dem Jahr 2000 durchgeführt worden sind und 45 % der Studien sogar vor 1990 (ABRAHAMSE ET AL. 2005, S. 284 – 189; DARBY, 2006, S. 22 – 24 und FISCHER, 2007, S. 1883 – 1884). Es kann angenommen werden, dass die damaligen Elektrogeräte weit größere Stromverbraucher waren als die heutigen und daher bei der Änderung des Verhaltens auch größere Einsparungseffekte zustande gekommen sind, als dies heute der Fall wäre.

Heutige Schätzungen gehen von weit geringeren Einsparungen aus. So nimmt PwC (2010, S. 24) in seiner Studie einen Einsparungseffekt beim Stromverbrauch von 3,5 % als Ausgangsbasis für die Berechnungen. MacDonald (2007, S.48) nimmt die Einsparungen beim Stromverbrauch mit 2,8 % und Hoffmann (s.a., S. 25) den Einsparungseffekt bei Haushalten mit 1,0 % an. Capgemini hat in seiner Studie einen österreichweiten Einsparungseffekt von 1,8 % errechnet (CAPGEMINI AG, 2010).

Aus den Erfahrungen der Netzbetreiber (siehe Kapitel 4.5), die Pilotprojekte mit Smart Metering durchführen, können noch keine Aussagen bezüglich der Energieeinsparungen pro Haushalt gemacht werden.

Wie hoch die Einsparungen pro Haushalt durch den Einsatz von Smart Metern wirklich sein werden, wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen. Aufgrund der vorliegenden Daten kann allerdings davon ausgegangen werden, dass die Einsparungen im einstelligen Prozentbereich liegen werden.

6 Diskussion

Die Europäische Union fordert die verpflichtende Einführung von Smart Metern, um einerseits die Endkunden besser zu informieren und andererseits den Energiebedarf zu senken. Doch welche Auswirkungen hat diese Forderung auf Österreich und dessen Elektrizitätswirtschaft?

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Smart Meter dem heute hauptsächlich in Verwendung befindlichen Ferrariszähler überlegen sind. Diese Überlegenheit zeigt sich nicht nur in der Möglichkeit der automatischen Fernauslesung der Smart Meter und der Verbrauchsmessung in variablen Intervallen, sondern auch durch die vielen Zusatzfunktionen, die durch die Smart Meter realisiert werden können. So ist es möglich, den Kunden zeitnahe Energieinformationen über ihren Energieverbrauch, die Energiekosten, den CO₂ Ausstoß und vieles mehr zukommen zu lassen. Nachteile gegenüber dem Ferrariszähler bestehen jedoch bei der Lebensdauer der Smart Meter und dem Eichintervall. Diese sind jedoch vernachlässigbar, da die Vorteile eindeutig überwiegen.

Die Einführung der Smart Meter hat natürlich Auswirkungen auf die unterschiedlichen Akteure des Strommarktes in Österreich, doch welche? Die Einführung betrifft hauptsächlich die Netzbetreiber, die Lieferanten und die Endkunden. Die großen Gewinner sind eindeutig die Endkunden, denen voraussichtlich keine Kosten durch die Einführung und den Einsatz der Smart Meter entstehen werden. Sie profitieren dabei nicht nur durch die genaueren Informationen, wodurch sie ihren Energieverbrauch besser steuern können und somit Kosten sparen, sondern auch durch das verbesserte Service, das ihnen die Netzbetreiber und Lieferanten anbieten können. So basieren Rechnungen nicht mehr auf geschätzten oder berechneten Werten, sondern auf genau gemessenen Werten. Jedoch profitieren sie auch von individuell gestaltbaren Tarifen und vor allem dann, wenn sie zu einem billigeren Lieferanten wechseln wollen, da der Wechsel dann schneller und fehlerfrei funktioniert. Die Verlierer aus ökonomischer Sicht sind die Netzbetreiber, da sie sämtliche Kosten für die Installation und den Betrieb der Smart Meter tragen müssen. Doch auch sie ziehen Vorteile aus dem Einsatz der Smart Meter, weil dadurch nicht nur viele Prozesse, wie die Ablesung oder die Rechnungslegung, automatisiert werden, sondern sich dadurch zum Beispiel die Netzüberwachung leichter gestaltet und somit Kosten gespart werden können. Werden die Kosten den Nutzen der Netzbetreiber gegenübergestellt, zeigt sich allerdings, dass die Kosten den Nutzen eindeutig übersteigen. Dies wird auch durch die zwei Analysen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern bestätigt, die beide zu dem Schluss kommen, dass den Netzbetreibern hohe Kosten entstehen werden. Inwieweit der Nutzen die Kosten in

der Zukunft wirklich aufwiegen kann, wird sich erst zeigen, wenn der Rollout abgeschlossen ist. Generell kann allerdings angenommen werden, dass die Investitionen langfristig rentabel sind, auch wenn am Anfang der Einführung hohe Kosten entstehen werden.

Gesamtwirtschaftlich gesehen ist die Einführung der Smart Meter positiv zu sehen, da dadurch nicht nur ein Nutzen bei den Endkunden und den Netzbetreibern bzw. Lieferanten entsteht, sondern auch in der Energiewirtschaft bzw. sogar in der Gesamtwirtschaft. So können nicht nur viele neue Arbeitsplätze geschaffen und die Wertschöpfung gesteigert, sondern auch die gesamte nationale Produktion erhöht werden.

Wie viel Prozent der Bevölkerung sollen überhaupt mit Smart Metern ausgestattet werden? Die Europäische Union fordert eine Einführung bei mindestens 80 % der Bevölkerung bis 2020, jedoch erscheint eine Deckung von 95 % bis 100 % besser. Ein Rollout in diesem Größenformat verursacht zwar größere Kosten bei den Netzbetreibern und Lieferanten, gleichzeitig aber auch einen größeren Nutzen bei den Endkunden. Zusätzlich muss bedacht werden, dass der Betrieb eines Parallelsystems (Ferrariszähler und Smart Meter) um einiges teurer ist, als die Verwendung von nur einem System. Wird der soziale Aspekt beachtet, so ist es sozial nicht gerecht, einen Teil der Bevölkerung ein besseres Service und zusätzliche Funktionen anzubieten, und einem anderen Teil nicht bzw. nur einem bestimmten Bevölkerungsteil die Möglichkeit zu geben, durch ein bewusstes Energieverhalten Kosten zu sparen.

Die Befragung der Unternehmen zeigt, dass erst zwei Netzbetreiber in Österreich, über den Status eines Pilotversuches hinaus, Smart Meter in ihr System integrieren. Die restlichen Energieunternehmen stehen teilweise noch am Anfang ihrer Versuche. Dies ist insofern bemerkenswert, da die Europäische Union fordert, dass bis 2020 80 % der Verbraucher mit Smart Meter ausgestattet sind. Wird die heutige Situation betrachtet, wird sich diese Abdeckung mit Smart Meter bis 2020 nicht ausgehen und daher wird es von der Europäischen Union mit ziemlicher Sicherheit Übergangsbestimmungen geben müssen.

Auch die Einstellungen bezüglich Smart Meter sowie die Erfahrungen damit sind etwas unterschiedlich, obwohl sich eindeutige Tendenzen, wie in Kapitel 4.5.6 beschrieben, herauskristallisieren. Werden die Ergebnisse der Befragung zu einem Gesamtbild zusammengesetzt, zeigt sich, dass die befragten Netzbetreiber in Österreich der Einfuhr von Smart Metern mit gemischten Gefühlen gegenüberstehen. Einerseits stehen den Unternehmen große Investitionen bevor, andererseits werden sich auf jeden Fall Vorteile ergeben, wenn die Smart Meter dann endgültig in die jeweiligen Systeme integriert sind und

die Nutzung der Vorteile, die die Smart Meter mit sich bringen, zur Routine geworden sind. Dafür wird es allerdings auf jeden Fall notwendig sein, einheitliche Standards in Österreich und eventuell sogar in Europa zu schaffen, um den Aufbau von mehreren nicht kompatiblen Systemen zu verhindern. Für Österreich im Speziellen müssen noch geeignete rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit die Unternehmen, aufbauend auf einer gesetzlichen Grundlage, ihre Systeme umstellen können. Zusätzlich zu diesen Rahmenbedingungen sollen auch Mindestanforderungen für Smart Meter gelten, die alle Netzbetreiber einhalten müssen.

Für die Kunden werden sich laut der Befragungsergebnisse Vorteile ergeben, allerdings nur dann, wenn sie sich auch wirklich mit ihrem Energieverhalten beschäftigen und bereit sind, ihr Verhalten so anzupassen, dass dann auch wirklich Änderungen entstehen. Dadurch können die Konsumenten dann tatsächlich Energie und somit auch Kosten sparen.

Smart Metering wird auch im Sinne der Energieeffizienz gefordert, doch welcher Beitrag kann wirklich geleistet werden? Es gab in der Vergangenheit viele Untersuchungen im Bezug auf bessere und schnellere Informationen für die Endkunden hinsichtlich ihres Energieverbrauchs und den damit in Zusammenhang stehenden Einsparungen pro Haushalt. Diese Untersuchungen gehen von Einsparungen von bis zu 15 % pro Haushalt aus. Diese Zahlen werden in Österreich allerdings nicht erreichbar sein, da viele dieser Studien schon vor 1990 durchgeführt wurden. Da angenommen werden kann, dass der damalige Stromverbrauch der Elektrogeräte weit größer war als heute, wird der Einsparungseffekt heute kleiner sein als damals. Zusätzlich wurden kaum Studien im deutschsprachigen Raum durchgeführt. Da die Einstellung zum Energieverbrauch in anderen Ländern mit ziemlicher Sicherheit anders ist als in Österreich, können die Ergebnisse nicht direkt übernommen werden. Aus den laufenden oder abgeschlossenen Pilotstudien können noch keine Einschätzungen bezüglich der Energieeinsparungen gemacht werden. Jedoch werden die Einsparungen pro Haushalt auf jeden Fall im einstelligen Bereich liegen und die Marke von 5 % wahrscheinlich nicht übersteigen.

Alles in allem wird das Thema Smart Metering in Zukunft in Österreich noch einigen Diskussionen unterworfen sein. Die Vorteile, die durch die Smart Meter entstehen, hängen mit hohen Kosten zusammen, die mittelfristig nur schwer durch den entstehenden Nutzen aufgewogen werden können. Inwieweit sich dann wirklich ein Nutzen für die Netzbetreiber und die Endkunden ergeben wird, wird sich allerdings erst zeigen, wenn schon eine Großzahl der Endkunden mit dem neuen System ausgestattet und die Abläufe in den Unternehmen zur Routine geworden sind.

Dafür müssen allerdings zuerst geeignete rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit die Netzbetreiber eine Basis haben, nach der sie sich richten können. Die Aufgabe der Netzbetreiber wird es sein, ihre Bemühungen im Bereich des Smart Meterings über den Status eines Pilotversuchers hinaus auszubauen, um wertvolle Informationen zu erhalten, die dann bei einem flächendeckenden Rollout in Österreich hilfreich sein können.

Wichtig für die Zukunft ist es auf jeden Fall auch, die Endkunden schon vorab über Smart Meter zu informieren und ihnen vor allem die Vorteile dieser Systeme nahe zu bringen. Gleichzeitig muss den Endkunden allerdings auch klar gemacht werden, dass die reine Installation der Smart Meter keinen Nutzen bringt, sondern dass sie selbst auch einen Anteil dazu leisten müssen. In diesem Zusammenhang wird es von Vorteil sein, den Kunden vor allem die Möglichkeit aufzuzeigen, dass sie durch die Änderung ihres Verhaltens wirklich Kosten einsparen können und sie eventuell mit individuellen Tarifen noch mehr zu motivieren.

Wird dies alles umgesetzt, werden die Smart Meter dazu beitragen, dass der Energiebedarf in Österreich gesenkt wird und die Energie auch wirklich effizienter eingesetzt werden kann.

7 Literaturverzeichnis

ABRAHAMSE W., ROTHENGATTER T., STEG L., VLEK CH. (2005): A review of intervention studies aimed at household energy conservation, Journal of Environmental Psychology 25 (2005), 273 – 291

APG, VERBUND-AUSTRIAN POWER GRID AG (2009): Masterplan 2009 – 2020 für das Übertragungsnetz [online], Verfügbar in: [http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-8F794331-A9E6A682/internet/Masterplan-15_\(Langfassung\).pdf](http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-8F794331-A9E6A682/internet/Masterplan-15_(Langfassung).pdf) [Abfrage am 21.Sept. 2010], 139 Seiten

BAUER M. UND DOSTER K. (2010): Automated Metering und Kommunikationstechnologie – Power Line Communication zur Vernetzung intelligenter Stromzähler, Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industrielle Informationstechnik [online], Verfügbar in: www.iit.kit.edu/publ/vms-2010-069.pdf [Abfrage am 08.Okt. 2010], 15 Seiten

BENKÖ A. (2010): Fragebogen BEWAG NETZ GmbH, persönliche Zusendung vom 21. Oktober 2010

BEWAG NETZ GMBH (2010): BEWAG Netz: Effizient, verlässlich und 5 Jahre jung [online], Verfügbar in: http://www.bewagnetz.at/index.php?id=2640&tx_ttnews%5bttnews%5d=330&tx_ttnews%5bbackPid%5d=2638&cHash=3026f0ff576b350914a29d9663219b13
[http://www.bewagnetz.at/index.php?id=2640&tx_ttnews\[ttnews\]=330&tx_ttnews\[backPid\]=2638&cHash=3026f0ff576b350914a29d9663219b13](http://www.bewagnetz.at/index.php?id=2640&tx_ttnews[ttnews]=330&tx_ttnews[backPid]=2638&cHash=3026f0ff576b350914a29d9663219b13) [Abfrage am 25.Okt. 2010]

BMWFJ, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (2010a): Elektrizität [online], Verfügbar in: <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Elektrizit%C3%A4t.aspx> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

BMWFJ, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (2010b): Energieeffizienz [online], Verfügbar in: <http://www.bmwfj.gv.at/ENERGIEUNDBERGBAU/ENERGIEEFFIZIENZ/Seiten/default.aspx> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

BMWFJ, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (2010c): Energiestatus Österreich 2010 [online], Verfügbar in:

<http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energiebericht/Documents/Energiestatus%202010%20inkl.%20Vorwort.pdf> [Abfrage am 07.Sept. 2010], 72 Seiten

BMWFJ, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (2011): Kundgemachte Rechtsvorschriften [online], Verfügbar in:

http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/Rechtsvorschriften/kundgemachte_rechtsvorschriften/Seiten/default.aspx [Abfrage am 10.Jän. 2011]

BOLTZ, W. (2008): Smart Metering in Österreich – Strategie und Ausblick [online], Verfügbar in: [http://www.e-](http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=259407)

[control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=259407](http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=259407) [Abfrage am 09.Sept. 2010]

BOLTZ, W. (2010): Aktuelles zur Umsetzung von Smart Metering in Österreich und Entwicklungen in der EU [online], Verfügbar in: [http://www.e-](http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1527210)

[control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1527210](http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1527210) [Abfrage am 20.Sept. 2010], 31 Seiten

CAPGEMINI, CAPGEMINI CONSULTING ÖSTERREICH AG (2010): Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung [online], Verfügbar in:

http://oesterreichsenergie.at/Smart_Meter_Wunsch_und_Wirklichkeit.html?file=tl_files/DOWNLOADS/Pdf.%20Netze/Capgemini%20Kosten_Nutzenanalyse%20Smart%20Metering.pdf [Abfrage am 30.Sept. 2010], 76 Seiten

CPUC, CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (2010): The Benefits of Smart Meter [online], Verfügbar in: <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Demand+Response/benefits.htm> [Abfrage am 05.Okt. 2010]

DARBY S. (2006): The effectiveness of feedback on energy consumption [online], Verfügbar in: [http://www.vaasaett.com:81/xmlui/bitstream/handle/123456789/133/smart-metering-](http://www.vaasaett.com:81/xmlui/bitstream/handle/123456789/133/smart-metering-report.pdf?sequence=1)

[report.pdf?sequence=1](http://www.vaasaett.com:81/xmlui/bitstream/handle/123456789/133/smart-metering-report.pdf?sequence=1) [Abfrage am 27.Sept. 2010], 21 Seiten

DETTLI R., HEINEMANN CH., PHILIPPEN D., REINHARDT K., SCHÄFFLER H. (2009): Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz [online], Verfügbar in: <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php?file=000000010248.pdf&name=00000290085> [Abfrage am 23.Sept. 2010], 106 Seiten

DIE PRESSE.COM (2010): smart metering: Intelligente Zähler machen Stromverbrauch sichtbar – Smart Metering als Grundlage für mehr Energieeffizienz [online], Verfügbar in: <http://diepresse.com/home/panorama/klimawandel/542507/index.do> [Abfrage am 25.Okt. 2010]

EA, AUSTRIAN ENERGY AGENCY (s.a.a): Energieeffizienz Monitoringstelle – Zahlen & Fakten – Einsparungspotenzial [online], Verfügbar in: <http://www.monitoringstelle.at/Einsparpotentiale.486.0.html> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

EA, AUSTRIAN ENERGY AGENCY (s.a.b): Energieeffizienz Monitoringstelle – Hohe Ziele auf nationaler und internationaler Ebene [online], Verfügbar in: <http://www.monitoringstelle.at/Ziel-Potentiale.422.0.html> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

EA, AUSTRIAN ENERGY AGENCY (s.a.c): Energieeffizienz Monitoringstelle – Zahlen & Fakten – Überblick [online], Verfügbar in: <http://www.monitoringstelle.at/UEberblick.434.0.html> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

ECONITOR GMBH (2010): Smart Meter – Verbraucherfreundliches Energiemanagement [online], Verfügbar in: http://www.econitor.de/magazin/wohnen/strom/smart-meter-verbraucherfreundliches-energiemanagement_1351.html [Abfrage am 17.Sept. 2010]

E-CONTROL (2007): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen [online], Verfügbar in: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-a-20071124-v1-6.pdf> [Abfrage am 21.Sept. 2010], 75 Seiten

E-CONTROL (2008): Grünbuch Energieeffizienz, Maßnahmenvorschläge zur Steigerung der Energieeffizienz [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=241752 [Abfrage am 16.Sept. 2010], 206 Seiten

E-CONTROL (2009a): Der Strommarkt in Österreich [online], Verfügbar in: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt> [Abfrage am 22.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009b): Die 20-20-20 Ziele [online], Verfügbar in: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele> [Abfrage am 16.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009c): Konsumenten – Akteure auf den österreichischen Strommarkt [online], Verfügbar in: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strommarkt/akteure> [Abfrage am 22.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009d): Konsumenten - Smart Meter [online], Verfügbar in: <http://e-control.at/de/konsumenten/strom/smart-meter> [Abfrage am 13.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009e): Marktstatistik Strom 2009 – Lieferanten [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1515210 [Abfrage am 22.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009f): Marktteilnehmer – Akteure auf den österreichischen Strommarkt [online], Verfügbar in: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> [Abfrage am 21.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009g): Marktteilnehmer - Smart Metering [online], Verfügbar in: <http://e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering> [Abfrage am 09.Sept. 2010]

E-CONTROL (2009h): Tätigkeitsbericht 2009 [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1135210 [Abfrage am 22.Sept. 2010], 176 Seiten

E-CONTROL (2010a): Der österreichische Elektrizitätsmarkt – Verbraucherstruktur (Datenstand: August 2010) [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1745267 [Abfrage am 22.Sept. 2010]

E-CONTROL (2010b): Kraftwerkspark in Österreich (Stichtag: 31. Dezember 2009) [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1745217 [Abfrage am 07.Sept. 2010]

EFFIZIENZRICHTLINIE (2006): Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates

ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE (2009): Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

ELWOG, ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND –ORGANISATIONSGESETZ (2008): Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird, BGBl. I Nr. 112/2008

ELWOG, ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND –ORGANISATIONSGESETZ (2010): Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird, Art. 1 BGBl. I Nr. 110/2010

ENERGIE AG, DATA GMBH (s.a.): Das Unternehmen [online], Verfügbar in: http://www.energieag.at/eag_at/page/339536794271614883_642673903066309045_642673903066309045.de.html [Abfrage am 07.Nov. 2010]

ENERGIE STEIERMARK AG (2010a): Über die Energie Steiermark [online], Verfügbar in: <http://www.e-steiermark.com/esteiermark/konzern/index.htm> [Abfrage am 04. Nov. 2010]

ENERGIE STEIERMARK AG (2010b): Zur Geschichte der Energie Steiermark [online], Verfügbar in: <http://www.e-steiermark.com/esteiermark/konzern/geschichte.htm> [Abfrage am 04. Nov. 2010]

ENERGYWATCH (2005): Get Smart: Bringing meters into the 21st Century [online], Verfügbar in: <http://connect.docuter.com/downloaddocument.php?documentid=1325872431495b9936541891230739766&documenttype=pdf> [Abfrage am 05.Sept. 2010], 17 Seiten

ESMA, EUROPEAN SMART METERING ASSOCIATION (2007): What is Smart Metering? [online], Verfügbar in: <http://esma-home.com/smartMetering/> [Abfrage am 05.Sept. 2010]

EUROSTAT (2010): Statistical books – Energy – Yearly Statistics 2008 – 2010 edition [online], Verfügbar in: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-10-001/EN/KS-PC-10-001-EN.PDF [Abfrage am 22.Sept. 2010]

EVN AG (2010a): Geschichte der EVN [online], Verfügbar in: <http://www.evn.at/Gruppe/Geschichte.aspx> [Abfrage am 23.Nov. 2010]

EVN AG (2010b): Unternehmensprofil [online], Verfügbar in: <http://www.evn.at/Gruppe.aspx> [Abfrage am 23.Nov. 2010]

EXAA – ENERGY EXCHANGE AUSTRIA (2007): Netzebene [online], Verfügbar in: <http://www.exaa.at/service/information/glossar/list/n/NE.html> [Abfrage am 20.Sept. 2010]

FISCHER C. (2007): Influencing electricity consumption via consumer feedback: a review of experience, ECEEE 2007 Summer Study, Saving Energy – Just do it! [online], Verfügbar in: http://www.eceee.org/conference_proceedings/eceee/2007/Panel_9/9.095/Paper/ [Abfrage am 27.Sept. 2010], 1873 - 1884

FREI J. (2010): Fragebogen Vorarlberger Kraftwerke AG, persönliche Zusendung vom 03. November 2010

FRONTIER ECONOMICS (2007): Smart Metering, a report prepared for Centrica [online], Verfügbar in: <http://www.frontier-economics.com/library/publications/frontier%20paper%20-%20Centrica%20smart%20metering%20oct2007.pdf> [Abfrage am 06.Okt. 2010], 90 Seiten

GÖRLITZ GMBH (s.a.): Webportal für Kundeninformation [online], Verfügbar in: <https://www.energiewart.de/portal/ProcessProgress.do> [Abfrage am 14.Okt. 2010]

HOFFMANN R. (s.a.): Smart Metering – IP-basierte Energiemesstechnik führt in die Zukunft, Interview mit Ralf Hoffmann, Vorstandsmitglied der GÖRLITZ AG [online], Verfügbar in: <http://www.goerlitz.com/fileadmin/Dokumente/PR-Presse/smart-metering-interview-mit-ralf-hoffmann.pdf> [Abfrage am 06.Okt. 2010], 5 Seiten

HORVÁTH & PARTNERS, MANAGEMENT CONSULTANTS (2010): Smart-Metering-Studie 2010 – Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum – Ergebnisbericht [online], Verfügbar in: http://innovation-navigators.com/fileadmin/media/PDF/de/04_Publikationen/smartmeteringstudie.pdf [Abfrage am 15.Okt. 2010], 32 Seiten

IAD GMBH (s.a.): REMPLI - Frequently Asked Questions - Power-line Communication [online], Verfügbar in: http://www.iad-de.com/technology/rempli/rempli_faq_plc_deu.htm [Abfrage am 27.Okt. 2010]

ILLWERKE AG, s.a.: Unternehmen – Gesellschaften – Vorarlberger Kraftwerke AG [online], Verfügbar in: <http://www.illwerke.at/inhalt/at/97.htm> [Abfrage am 05.Nov. 2010]

KALTENLEITHNER J. (2010): Fragebogen Energie AG, persönliche Zusendung vom 06. November 2010

KATZENSCHLÄGER M. (2010): Fragebogen Linz AG, persönliche Zusendung vom 20. Oktober 2010

KELAG NETZ GMBH (s.a.): Unternehmen [online], Verfügbar in: http://www.kelagnetz.at/content/page_186.jsp [Abfrage am 09.Dez. 2010]

KOPONEN P., DIAZ SACO L., LOPES V., MORCH A.Z., ORCHARD N., PARSONS J., ROCHAS C., TOGBY M., VORISEK T. (2008): Definition von Smart Metering, Anwendungen und Identifikationen der Vorteile, Zusammenfassung, Projekt: European Smart Metering Alliance [online], Verfügbar in: http://www.esma-home.eu/metatraffic2/track.asp?mtr=/UserFiles/file/downloads/Final_reports/D3%20Summary_de.pdf [Abfrage am 05.Sept. 2010], 5 Seiten

LANDIS+GYR (2009): Elektrizitätszähler IEC/MID – Haushalt [online], Verfügbar in: http://www.landisgyr.eu/apps/products/data/pdf1/e350_tech_data_de.pdf [Abfrage am 13.Sept. 2010], 5 Seiten

LANDIS+GYR (2010): Kommunikationsmodul – Haushalt [online], Verfügbar in: http://www.landisgyr.com/chde/apps/products/data/pdf1/Funktionsbeschreibung_E35C_AD-FG.pdf [Abfrage am 13.Okt. 2010], 171 Seiten

LANDIS+GYR (s.a.a): Landis+Gyr E35C Kommunikationsmodul für E350 Zähler [online],
Verfügbar in:

http://www.landisgyr.eu/de/pub/produkte_und_loesungen.cfm?eventProducts=products.ProductDetails&ID=96&catID=12 [Abfrage am 13.Okt. 2010]

LANDIS+GYR (s.a.b): Landis+Gyr E35C Tarifmodul AD-FX1 für E350 Zähler [online],
Verfügbar in:

http://www.landisgyr.eu/de/pub/produkte_und_loesungen.cfm?eventProducts=products.ProductDetails&ID=103&catID=12 [Abfrage am 13.Okt. 2010]

LANDIS+GYR (s.a.c): Personal Energy Management [online], Verfügbar in:

http://www.landisgyr.eu/files/pdf1/D000028271_ecoMeter_en.pdf [Abfrage am 28.Sept. 2010]

LANDIS+GYR (s.a.d): Stromzähler – Haushalt [online], Verfügbar in:

http://www.landisgyr.eu/apps/products/data/pdf1/D000028915_E350_de1.pdf [Abfrage am 13.Sept. 2010], 6 Seiten

LEYBOLD (s.a.): LEYBOLD Handblätter Physik, Elektrizitätslehre – Elektromagnetische Induktion – Wirbelströme [online], Verfügbar in: http://www.ld-didactic.de/literatur/hb/d/p3/p3442_d.pdf [Abfrage am 17.Sept. 2010], 4 Seiten

LINZ AG (s.a.a): EnergiInformationsSystem [online], Verfügbar in:

http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/privatkunden/plus24/onlineservices_2/energieinformationssystem_2 [Abfrage am 25.Okt. 2010]

LINZ AG (s.a.b): LINZ AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und kommunale Dienste [online], Verfügbar in:

http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzag_1/centerWindow?plaginit=1&action=1 [Abfrage am 25.Okt. 2010]

LINZ AG (s.a.c): LINZ STROM GmbH für Energieerzeugung, -handel, -dienstleistungen und Telekommunikation, Unternehmensdaten [online], Verfügbar in:

http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/unternehmensdaten_2/centerWindow?plaginit=1&action=1 [Abfrage am 25.Okt. 2010]

LIPINSKI K. (2010): ITWissen – Glossar – Powerline [online], Verfügbar in:
http://www.itwissen.info/fileadmin/user_upload/EBOOKS/2010_07_Powerline.pmd.pdf
[Abfrage am 27.Okt. 2010]

MACDONALD M. (2007): Appraisal of Costs & Benefits of Smart Meter Roll Out Options, Final Report [online], Verfügbar in: <http://www.berr.gov.uk/files/file45997.pdf> [Abfrage am 05.Okt. 2010], 244 Seiten

MLR, MINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG UND LÄNDLICHEN RAUM BADEN-WÜRTTEMBERG (s.a.):
Internet über Stromnetz: Grundlegende Informationen [online], Verfügbar in:
<http://www.breitband-bw.info/internet-ueber-stromnetz.html> [Abfrage am 08.Okt. 2010]

OBERNOSTERER G. (2010): Fragebogen KELAG Netz GmbH, persönliche Zusendung vom
09. Dezember 2010

ÖSTERREICHS ENERGIE (2010): Netzinfrastuktur [online], Verfügbar in:
<http://oesterreichsenergie.at/netzinfrastuktur.html> [Abfrage am 20.Sept. 2010]

ÖSTERREICHS ENERGIE (s.a.): Erzeugerstruktur 2008 [online], Verfügbar in:
http://oesterreichsenergie.at/tl_files/BILDER/Grafiken/Erzeugungsstruktur%202008.jpg
[Abfrage am 08.Sept. 2010]

PFLIER, M. P. (1954): Elektrizitätszähler, Tarifgeräte, Meßwandler, Schaltuhren, Springer
Verlag, Berlin, 368 Seiten

PWC, PRICEWATERHOUSECOOPERS GMBH (2010): Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen
einer österreichweiten Einführung von Smart Metering [online], Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1605211
[Abfrage am 29.Sept. 2010], 92 Seiten

SALZBURG NETZ GMBH (2010): Unternehmen [online], Verfügbar in:
<http://www.salzburgnetz.at/index.php?id=1696> [Abfrage am 02.Nov. 2010]

SCHAUB TH. (2009): Intelligentes Verbrauchsverhalten dank Smart Metering, Elektrotechnik &
Informationstechnik, Heft 10.2009, 365 - 366

SCHMIDT M. (2010): Fragebogen Salzburg Netz GmbH, persönliche Zusendung vom 29. Oktober 2010

SCHÖNBERG I. (2010): Intelligenz durch Kommunikation, in: Smart Meter für Deutschland – Technik, Kommunikation und Prozesse für Elektrizität, Wasser, Wärme und Gas, Fenchel/Hellwig (Hrsg.), EW Medien und Kongresse GmbH, Seite 102 – 108

SCHRÖCK G. (2010): Fragebogen Energie Steiermark AG, persönliche Zusendung vom 04. November 2010

SIEMENS AG (2010): Smart Grid / Smart Metering [online], Verfügbar in: <http://www.it-solutions.siemens.com/b2b/it/de/global/ueber-uns/answers/it-sustainability/Pages/smart-grid-smart-metering.aspx> [Abfrage am 04.Sept. 2010]

SNT-VO, SYSTEMNUTZUNGSTARIFE – VERORDNUNG (2010): Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden

STALA, STATISTISCHES LANDESAMT SACHSEN-ANHALT (s.a.): Engpassleistung [online], Verfügbar in: <http://www.stala.sachsen-anhalt.de/Definitionen/E/Engpassleistung.html> [Abfrage am 13.Okt. 2010].

STATISTIK AUSTRIA (2010): Bilanz der elektrischen Energie [online], Verfügbar in: http://www.statistik.at/web_de/static/bilanz_der_elektrischen_energie_022711.xls [Abfrage am 20.Sept. 2010]

TECHTERM.COM (2010): Plug and Play [online], Verfügbar in: <http://www.techterms.com/definition/plugandplay> [Abfrage am 02.Nov. 2010]

TIWAG (2010a): Stromnetz – Übertragungsnetz – Netztarife [online], Verfügbar in: <http://www.tiwag-netz.at/stromnetz/uenetz/netztarife/index.php> [Abfrage am 21.Sept. 2010]

TIWAG (2010b): Stromnetz – Verteilernetz – Netztarife [online], Verfügbar in: <http://www.tiwag-netz.at/stromnetz/vnetz/netztarife/index.php> [Abfrage am 21.Sept. 2010]

URBAN (2010): Fragebogen EVN AG, persönliche Zusendung vom 22. November 2010

VERBUND AG (2010a): Tarife [online], Verfügbar in:

http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197_2178.htm?lev=5 [Abfrage am 20.Sept. 2010]

WKO, WIRTSCHAFTSKAMMER ÖSTERREICH (2003): Die EIWOG-Novelle 2000 im Überblick

[online], Verfügbar in: <http://wko.at/up/enet/energie/elektrische/ueberblick.htm#Detail> [Abfrage am 21.Sept. 2010]

7.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Begriffsdefinition Smart Metering	3
Abbildung 2: Aufbau eines Wechselstromzählers	4
Abbildung 3: konventioneller Ferrariszähler	5
Abbildung 4: Haushaltszähler E350	5
Abbildung 5: Landis+Gyr GSM/GPRS Modul E35C	6
Abbildung 6: Landis+Gyr ecoMeter P350	6
Abbildung 7: Architektur der Datenübertragung in Österreich	11
Abbildung 8: Erzeugerstruktur Strom - Österreich 2008	12
Abbildung 9: Schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich	13
Abbildung 10: Regelzonen in Österreich	18
Abbildung 11: Energetischer Endverbrauch von elektrischer Energie nach Wirtschaftssektoren	57
Abbildung 12: Energieeinsparungspotenzial Österreich in PJ pro Jahr	59
Abbildung 13: Webportal der Görlitz GmbH	61

7.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Ferrariszähler mit Smart Meter	7
Tabelle 2: Verbraucherstruktur des österreichischen Elektrizitätsmarkt 2009	16
Tabelle 3: Netzebenen in Österreich	17
Tabelle 4: Trassenlänge des österreichischen Stromnetzes 2008	17
Tabelle 5: Erwartete Auswirkungen der Smart Meter Einführung auf die unterschiedlichen Akteure am Strommarkt	30
Tabelle 6: Kosten-Nutzen-Analyse für Endkunden im Bereich Strom	33
Tabelle 7: Nettoeffekt des Stromverbrauchs im gesamten Modellzeitraum	33
Tabelle 8: Investitions-, Betriebs- und indirekte Kosten der Stromnetzbetreiber im gesamten Modellzeitraum	34
Tabelle 9: Nutzen der Stromnetzbetreiber im gesamten Modellzeitraum	35
Tabelle 10: Nettoeffekt für die Netzbetreiber	35
Tabelle 11: Kosten, Nutzen und Nettoeffekt der Stromlieferanten im gesamten Modellzeitraum	36
Tabelle 12: Kosten und Nutzen für das Marktmodell Strom	36
Tabelle 13: Zusammenfassung der gesamten Kosten und Nutzen im Bereich Strom	37
Tabelle 14: Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft - Szenario II (Strom + Gas)	38
Tabelle 15: NPV der Erzeuger, Lieferanten und Kunden	39
Tabelle 16: Laufende und einmalige Kosten im Betrachtungszeitraum	40
Tabelle 17: Gesamtwirtschaftlicher NPV	40
Tabelle 18: Übersicht Pilotstudien in Österreich (ohne VKW-AG da nur interner Test)	53

7.3 Abkürzungsverzeichnis

AG	Aktiengesellschaft
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
APG	Austrian Power Grid Aktiengesellschaft
BAU	Business as usual
BEWAG	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BPL	Breitband Powerline
CO ₂	Kohlendioxid
DSL	Digital Subscriber Line
E-Control	Energie-Control
E.I.S	EnergieInformationsSystem
EU	Europäische Union
FBS	Feedbacksystem
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GSM	Global System for Mobile Communication
GPRS	General Packet Radio Service
HSDPA	High Speed Download Packet Access
IP	Internetprotokoll
KMUs	kleines bzw. mittleres produzierendes Gewerbe
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NPV	Net Present Value – Nettogegenwartswert
PLC	Schmalband Powerline
PwC	PricewaterhouseCoopers GmbH
RZF	Regelzonenführer
TIWAG	Tiroler Wasserkraft Aktiengesellschaft
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VDSL2	Very High Speed Digital Subscriber Line
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VKW	Vorarlberger Kraftwerke
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken und Informationen sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

U.: _____

(Michael Holzinger)

Declaration of Authorship

I certify that the work presented here is, to the best of my knowledge and belief, original and the result of my own investigations, except as acknowledged, and has not been submitted, either in part or whole, for a degree at this or any other University.

U.: _____

(Michael Holzinger)

8 Anhang

8.1 Fragebogen Unternehmen

Um die Erfahrungen und Einschätzungen der Unternehmen mit Smart Metering in Österreich in Erfahrung zu bringen, wurde ein Fragebogen entwickelt, der ausgewählten Netzbetreibern zugesendet wurde. Zu diesen Unternehmen zählen die Linz Strom GmbH, die Energie AG Oberösterreich, die Salzburg Netz GmbH, die EVN AG, die Energie Steiermark AG, die KELAG Netz GmbH, die BEWAG Netz GmbH und die Vorarlberger Kraftwerke AG. Diese Unternehmen sind jene, die in Österreich Feldversuche zu Smart Metering durchführen oder schon durchgeführt haben. Die Informationen aus den Fragebögen dienen ausschließlich dieser Diplomarbeit und werden mit größter Sorgfalt behandelt.

Sehr geehrte(r) Herr/Frau Mustermann!

Im Zuge meiner Diplomarbeit "Smart Metering und sein Einsatz in Österreich" möchte ich die in Österreich durchgeführten bzw. laufenden Pilotprojekte zum Einsatz von Smart Metern, sowie die daraus gewonnenen Erfahrungen beschreiben. Da Sie schon einige Erfahrungen mit Smart Metering gemacht haben, bitte ich Sie, 10 Minuten Ihrer Zeit aufzuwenden, um die folgenden Fragen zu beantworten. Füllen Sie den Fragebogen aus und drücken Sie bitte anschließend auf den Button "Per E-Mail Senden" und schicken die E-Mail an mich zurück. Eine Speicherung des PDF-Dokumentes ist dafür nicht notwendig. Im ersten Teil des Fragebogens werden Fragen zu den Eckdaten des Feldversuches gestellt.

Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☐ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt?
(Mehrfachantworten möglich)

- ☐ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☐ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☐ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen:

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden?
(Mehrfachantworten möglich)

- ☐ Internetportal
- ☐ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☐ andere Art der Rückmeldung:

Im zweiten Teil des Fragebogens bitte ich Sie, Ihre bisher gewonnenen Erfahrungen und Einschätzungen über Smart Meter und deren Einsatz einzubringen.

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile:

Nachteile:

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Im Folgenden werden die Inhalte der jeweiligen Fragebögen angeführt. Die mit „x“ gekennzeichneten Ausführungen, beim standardisierten Teil des Fragebogens, sind jene, die von den befragten Netzbetreibern ausgewählt wurden.

8.1.1 Fragebogen Linz Strom GmbH

Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?

2007

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

52000

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO₂ Ausstoß
- ☒ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☒ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen:

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☒ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
 - Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☒ andere Art der Rückmeldung: Inhouse Display als Feldtest

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Anpassung aller bestehenden Prozesse an Smart Metering
Logistische Herausforderung wegen Parallelbetrieb von 2 Systemen während der Rolloutphase (altes und neues System)
Befürchtung der Kunden, dass zusätzliche Kosten entstehen
Angst mancher Kunden vor Power Line Technik (Strahlung,...)
Datenschutz

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

- Vorteile:** Automatisierung der Meteringprozesse wie z.B. Messdatenerfassung, Kundenwechsel, Sperrung, Wiederinbetriebnahme, etc.
Zeitnahe Informationen über Energieverbrauch der Kundenanlagen in der Leitstelle verfügbar
Verbesserung der Kundenberatung
Flexiblere Tarifgestaltung
Automatische Störungsmeldung von Endgeräten an die Leitstelle
Neue Dienst- und Serviceleistungen können angeboten werden
Anbindung anderer Spartenzähler (Gas, Wärme, Wasser) mittels M-Bus
Schaffung hochwertiger Arbeitsplätze
- Nachteile:** Höhere Kosten (Gerätekosten, Infrastruktur, Datenmanagement, etc.)
Kürzere Lebensdauer von Smart Meter im Vergleich zu mechanischen Elektrizitätszählern
Kürzere Eichfristen bei elektronischen Zählern im Vergleich zu mechanischen Elektrizitätszählern

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Nutzen wird langfristig die Kosten übersteigen, durch WIRE (unter Einbeziehung Ersatz der Rundsteuerung und des Themas Überalterung des bestehenden Zählerparks) in der LINZAG belegt
Smart Metering ist ein essentieller Baustein für Smart Grids
Smart Metering ist mittlerweile Stand der Technik und an diesen Systemen führt in Zukunft kein Weg vorbei
Die LINZ STROM GmbH ist Vorreiter auf diesem Gebiet, anfangs gab es viele Skeptiker, ob sich smarte Zähler durchsetzen --> vor wenigen Tagen wurde die Produktionseinstellung von Ferrariszählern bei Landis + Gyr (= ein weltweit agierender Stromzählerproduzent) bekanntgegeben. Das "Aus" für den mech. Zähler ist damit eingeläutet
Verbesserung der Netzauslastung und Netzoptimierung in der Zukunft

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Zeitnahe Informationen über das Verbrauchsverhalten
Benchmark des Verbrauches der Kundenanlage mit Referenzanlagen (Ampeldarstellung) Energieinformationssystem E.I.S
Steigerung des Energiesparbewusstseins
Anreize durch lukrative Tarife
Spartenübergreifende Verfügbarkeit von Messdaten
Kürzere Reaktionszeiten des Netzbetreibers bei Kunden- und Lieferantenwechsel

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

hiesu kann noch keine verbindliche Aussage gemacht werden, liegt vermutlich im einstelligen Prozentbereich

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Ist fester Bestandteil von Smart Grid

Kunde kann auf seine vor Ort gemessenen Energiedaten über IP-fähige Endgeräte (Smart Phone, PocketPC, Notebook, etc) zugreifen

8.1.2 Fragebogen Energie AG Data GmbH**Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?**

2007

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

ca. 15000

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☐ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☐ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☒ sonstige Informationen: derzeit der reine Stromverbrauch; mehr Services befinden sich derzeit in Entwicklung (z.B. Internet Portal)

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☒ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
 - Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☒ andere Art der Rückmeldung: befindet sich derzeit in Entwicklung

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Zahlreiche Altanlagen müssen auf sicherheitstechnischen Stand gebracht werden. Beeinflussungsprobleme müssen gelöst werden. Durch Netzzurückwirkungen wird die PLC-Kommunikation beeinträchtigt (führt zu schlechter Verfügbarkeit). Kunden hinterfragen Datenschutz (wollen kein gläserner Mensch werden) und Funkstrahlung

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

- Vorteile:** Die (personalintensiven) Kundenprozesse können automatisiert werden. Dadurch können Prozesse optimiert und auch Fehlerquellen ausgeschaltet werden. Es entstehen neue Möglichkeiten (z.B. Tarifwechsel ohne Zähler tauschen zu müssen). Neue Anforderungen durch vermehrte, dezentrale Einspeiser (z.B. PV-Anlagen) müssen erfüllt werden. Die Smart Meter können dafür genutzt werden, allerdings sind umfangreiche Weiterentwicklungen erforderlich
- Nachteile:** Smart Meter kosten wesentlich mehr als Ferrarisähler. Zusätzliche Themen müssen gelöst werden (z.B. Datenschutz, Datensicherheit). Die EDV Systeme müssen erheblich aufgerüstet werden, um die neuen Anforderungen und wesentlich größeren Datenmengen verarbeiten zu können.

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Das hängt vor allem von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab.

Aus meiner Sicht ergibt sich in einigen Jahren sehr wohl ein volkswirtschaftlicher Nutzen, wenn man berücksichtigt:

- steigende Energiepreise
- Co2 Zertifikate
- E-Mobilität
- erneuerbare Energien
- Energieeffizienz

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Sie erhalten zeitnahe, detaillierte Information über Stromverbrauch und auch Verbrauch anderer Medien (Gas, Wärme, Wasser) und können damit den Umgang mit Energien bewusster gestalten

Neue Tarife werden angeboten, Energiekosten können optimiert werden
sie können einen Beitrag zum Umweltschutz leisten

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

möchte ich nicht abschätzen

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

in der Öffentlichkeit-Einbindung der Verbraucher: diese sollen informiert werden, die Bedenken sollen ernst genommen und sachlich diskutiert werden

Energieeffizienz soll ernst genommen werden; eine pragmatische Gesamtstrategie hinsichtlich Ökostrom und dessen Entwicklung (bzw. Förderprogramme) sowie hinsichtlich E-Mobilität muss entwickelt und umgesetzt werden -> Österreich könnte hier eine Vorreiterrolle einnehmen und Vorteile (z.B. Arbeitsplätze) generieren

Die gesetzlichen Entwicklungen sollen unterstützen (Finanzierung von Smart Metering und Smart Grid, Maß- und Eichgesetz muss permanente Weiterentwicklungen unterstützen, Datenschutz und Datensicherheit muss ernst genommen werden)

8.1.3 Fragebogen Salzburg Netz GmbH

Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?

2007

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

500

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☒ Energiekosten
- ☒ CO₂ Ausstoß
- ☒ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☒ Stromverbrauch
 - ☒ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen: Daten werden derzeit noch nicht zur Verfügung gestellt, ist jedoch für Anfang 2011 geplant

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☐ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
 - Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☐ andere Art der Rückmeldung: Daten werden derzeit noch nicht zur Verfügung gestellt, ist jedoch für Anfang 2011 geplant

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

* Plug&Play Lösung für die Einbindung von Spartenzählern (Gas, Wasser, Wärme)

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: Prozesse können automatisiert und das Kundenservice sowie der Kundenkomfort gesteigert werden

Nachteile: Risiko: Junge Technologie, fehlende Rahmenbedingungen und Standards verbunden mit hohen Investitionskosten

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Aus Sicht des Netzbetreibers (würde unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sämtliche Kosten für die Implementierung und Betriebsführung von Smart Metering Systemen tragen) übersteigen die Kosten den Nutzen. Prozessoptimierung allein reicht für die Wirtschaftlichkeit von Smart Metering Systemen nicht aus.

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

- * Kein Ablesetermin oder Selbstablesung mehr nötig
- * keine Ablesefehler oder Verbrauchsschätzungen (exakte Abrechnung)
- * Daten können Online vor Ort oder per Webportal zur Verfügung gestellt werden (täglich, wöchentlich, monatlich,...)
- * höhere Kontrolle und bessere Steuerung des Energieverbrauchs durch den Kunden möglich
- * kundenspezifische Produkte
- * Weiterentwicklung zu Home-Automation (Demand Side Management und automatische Steuerung von Abläufen)

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

kann noch nicht beurteilt werden

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

- * Schaffung von Kundenakzeptanz, insbesondere Kundennutzen und Datenschutz. Kundenakzeptanz ist Grundvoraussetzung, dass Smart Metering umgesetzt und effizient eingeführt werden kann
- * Plug&Play Lösung bei der Installation der Smart Meters, insbesondere bei der Einbindung von Spartenzählern (Gas, Wasser, Wärme)
- * Schaffung von Standards, sodass die Kompatibilität verschiedener Smart Metering Systemlieferanten gewährleistet ist (PLC Übertragung; M-Bus ungleich M-Bus;...)
- * Integration der Smart Metering Systeme in die IKT Landschaft (Billing-, Workforce-, GIS- und Netzleitsysteme sowie Kundenportale usw.) des jeweiligen Netzbetreibers, sodass eine durchgängige Prozesskette (Ende zu Ende Prozesse) sowie deren weitestgehenden Automatisierung gewährleistet ist
- * Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen (Datenschutz, Eichrecht, Investitionssicherheit,...)

8.1.4 Fragebogen Energie Steiermark AG

Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?

Smart Metering wird innerhalb der Energie Steiermark auf zahlreichen Ebenen diskutiert. Im Rahmen Ihrer Anfrage beziehen wir uns auf den mit 05.2010 gestarteten Feldversuch Smart Metering zur Erhebung der Kundenakzeptanz verschiedener Verbrauchsdarstellungen bzw. -kommunikationsarten.

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

Die Testgruppe umfasst rund 400 Kunden.

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ GSM/GPRS Übertragung
- ☐ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO2 Ausstoß
- ☒ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☒ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO2 Ausstoß
- ☒ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen:

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☒ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☒ andere Art der Rückmeldung: Mobiltelefon; E-Mail

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Kunden konnten sich aktiv für den Feldversuch anmelden --> dadurch Kundenakzeptanz gegeben;

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: Im Rahmen des Feldversuchs soll die Kundenakzeptanz von zur Verfügung gestellten Verbrauchsinformationen - insbesondere die Kundenbindungsauswirkungen - evaluiert werden. Eine Aussage hierzu kann aufgrund des laufenden Feldversuchs noch nicht gemacht werden.

Nachteile: Erhöhte erforderliche Kundenbeauskunftung durch Vielzahl an Information.

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Keine Angabe, da für einen flächendeckenden Rollout aktuell noch eine Vielzahl an Fragestellungen diskutiert werden bzw. noch ungeklärt sind.

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Kurzfristig durch verstärkte Informationsbereitstellung; langfristig durch Generierung von Zusatznutzen

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

Aktuell können aus dem Feldversuch heraus noch keine Angaben getroffen werden.

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Für flächendeckendes Rollout: Kostenfrage muss geklärt sein; Kunden müssen vom Nutzen eines Smart Meters überzeugt sein bzw. werden.

8.1.5 Fragebogen EVN AG

Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?

fernauslesbare Zähler: 1998, Smart Meter: 2010

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

400

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☒ Energiekosten
- ☒ CO₂ Ausstoß
- ☒ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☒ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen:

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☒ Inhouse Display
- ☒ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
 - Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich): monatliche Rechnung
- ☐ andere Art der Rückmeldung:

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Die Zählerhardware war noch nicht fertig entwickelt und kam mit 1 Jahr Verspätung. GPRS Dienst wird nicht 24 Stunden pro Sende-/Empfangsanlage aufrechterhalten; Zähler sind nicht immer erreichbar. Zähler sind oft in Keller/Metallschränken montiert, daher ist eine Außenantenne erforderlich. Kommunikation zwischen Stromzähler (als Datenkonzentrator) und Gaszähler aufgrund der Distanzen mangelhaft. Kunden lehnen die Transparenz in ihren Lebensgewohnheiten ab. Kunden lehnen Funktechnik (Strahlung) ab. Smart Metering wird immer nur für eine Minorität an Kunden interessant sein.

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: Über ein eingeführtes, standardisiertes Smart Metering System sind zusätzliche Energiedienstleistungen an Kunden anbietbar.

Nachteile: Smart Metering Einführung zu teuer im Vergleich mit dem Nutzen. Der volkswirtschaftliche Systemnutzen ist auf mindestens drei Gruppen aufgeteilt. Teilnutzen reicht in keiner der drei Gruppen aus, daß diese in das Gesamtsystem investieren würde. Personal muß besser ausgebildet und aufgestockt werden. IT Systeme müssen zur Beherrschung der Datenflut ausgetauscht werden.

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Verteilernetzbetreiber: hohe Systemkosten (Hardware, Software, Systemintegration, Personal), trotz niedriger geforderter Funktionalität, damit die Kosten jedenfalls vom Regulator anerkannt auf die Kunden umgelegt werden können.

Energielieferant: investiert sicher nicht in den Systemaufbau, sondern wird für die interessierte Kundengruppe Services beim Verteilernetzbetreiber einkaufen.

Service Level Agreement Kosten müssen untern dem durchsetzbaren Marktpreis liegen, sonst wird es diese Angebote nicht geben.

Nach den derzeitigen Studien von PWC, Cap Gemini und AT Kearny ist eine positive Wirtschaftliche Darstellung nur unter starken Einschränkungen möglich. Die erhofften Einspareffekte treten dabei nicht ein.

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Praktisch nicht: die kolportierten Einspareffekte werden ohne begleitende Energieberatung nicht erreicht und sind auch nicht nachhaltig. Es gibt in unserer Gesellschaft/Bevölkerung etwa 10% "Selbstverwirklicher" (Definition nach Prof. Karmasin), die an der Analyse und daraus abgeleitet Setzung von Maßnahmen in deren Energieverhalten Interesse haben. Für die größere Masse ist Transparenz und Kosten unerwünscht, ein Nutzen wird nicht gesehen.

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

können wir erst nach Juni 2011 fundiert beantworten.

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Europäische Standardisierung, Schnittstellen zu Homeautomation Systemen, "online" Kommunikation zwischen Kunde und Energiedienstleister, damit in die Kundenanlage bei Wunsch eingegriffen werden kann. Service nur für den jeweils interessierten Teil der Kundschaft zur Verfügung stellen.

8.1.6 Fragebogen KELAG Netz GmbH**Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?**

2008

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

259

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☐ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☐ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO₂ Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☒ sonstige Informationen: zukünftig: zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden? (Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☐ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☐ andere Art der Rückmeldung:

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Es sind weder technische Probleme noch Probleme betreffend Kundenakzeptanz aufgetreten. Es konnten jedoch unternehmensintern schon wertvolle Erfahrungen betreffend Änderung von bestehenden Prozessabläufen bzw. neu zu implementierenden Prozessen betreffend einem Massenrollout und dem nachfolgenden Betrieb von einem SmartMeteringSystem gewonnen werden.

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: die Anzahl der installierten Zähler ist zu gering, um eine seriöse Aussage zu treffen

Nachteile: die Anzahl der installierten Zähler ist zu gering, um eine seriöse Aussage zu treffen

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

das Kosten/Nutzenverhältnis hängt ganz stark von zukünftigen gesetzlichen Erfordernissen ab, welche vom regulierten Bereich (Netzbetreiber) umzusetzen sind

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

laut durchgeführter Kundenbefragung von der Information über das aktuelle Verbrauchsverhalten

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

da erst Daten über 1 Jahr vorliegen, kann keine Aussage über eine langfristige Änderung des Gesamtverbrauches getroffen werden

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

klare gesetzliche Regelungen für einen Massenrollout, klare Vorgaben von Mindeststandards (Funktionalität)

8.1.7 Fragebogen BEWAG Netz GmbH**Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?**

2009

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

150

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☒ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☐ andere Technologie:

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt?
(Mehrfachantworten möglich)

- ☐ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO2 Ausstoß
- ☐ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☐ Stromverbrauch
 - ☐ Energiekosten
 - ☐ CO2 Ausstoß
- ☐ Spartipps
- ☐ sonstige Informationen:

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden?
(Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☐ Inhouse Display
- ☐ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich):
- ☐ andere Art der Rückmeldung:

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Probleme mit Datenschutz
Probleme mit Eichgesetz
Wenig Kundennutzen erkennbar

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: Reduzierung von Stromdiebstählen und anderen Verlusten
Fernabschaltung und Fernzuschaltung möglich
Leistungsbegrenzung bei Kunden
Genauere Prognostizierung der Netzlast
Bessere Erfassung und Auswertung der Versorgungsqualität

Nachteile: Höhere Anschaffungskosten der Zähler (bei geringerer Lebensdauer gegenüber mechanischen Zählern) und Infrastrukturkosten, da beispielsweise ein paralleles Telekommunikationssystem für die Datenübertragung notwendig ist
Datenschutz, es besteht das Risiko, dass der Kunde zum „gläsernen Kunden“ wird. Die Auswertung der detaillierten Verbrauchsdaten gestatten weitreichende Rückschlüsse über die Lebensgewohnheiten des Endkunden

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Der Nutzen kann die Kosten langfristig nur übersteigen wenn das Gesamtsystem spartenübergreifend (Strom, Gas, Wärme, etc.) und auch gleichzeitig von allen Marktteilnehmern (Netzbetreiber, Energielieferanten, Erzeuger, Kunden, etc.) genutzt und finanziert wird.

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Bei den Endkunden ist aus unserer heutigen Sicht sehr wenig bis gar kein Nutzen erkennbar, dies wird auch durch eine aktuelle Studie, welche im Auftrag des Wirtschaftsministerium durchgeföhrt wurde, untermauert wird.

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

Hier bewegen sich verschiedenste Schätzungen von 3% bis sogar 15%, was aber unserer Ansicht nach sehr

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Wir betrachten die Einführung bzw. die Installation eines flächendeckendes Smart Metering Systems als eine Investition in eine wichtige Infrastruktur, welche uns gegen die zukünftigen Anforderungen und Aufgabenstellungen wappnet. Das Hauptaugenmerk muss dabei liegen, enorm hohe „stranded costs“ zu vermeiden.

8.1.8 Fragebogen Vorarlberger Kraftwerke AG**Frage 1: In welchem Jahr wurden die ersten Smart Meter von Ihrem Unternehmen installiert?**

Im Zuge des Smart Metering Feldversuch 2010 wurden bei internen vkw Mitarbeitern die ersten Smart Meters installiert, nachfolgend werden bei externen Kunden weitere intelligente Zähler integriert.

Frage 2: Wie viele Smart Meter sind bis zum jetzigen Zeitpunkt von Ihrem Unternehmen installiert worden?

Derzeit wurden ca. 60 Stk. intelligente Zähler montiert.

Frage 3: Wie erfolgt die Datenübertragung zwischen den Smart Metern und dem Datenkonzentrator? (Mehrfacha nworten möglich)

- ☐ GSM/GPRS Übertragung
- ☐ Schmalband Powerline Übertragung
- ☐ ADSL Internetleitung
- ☒ andere Technologie: die Datenübertragung erfolgt mittels Internetkommunikation des Kunden (Provider)

Frage 4: Welche Daten werden den Endkunden zur Verfügung gestellt? (Mehrfachantworten möglich)

- ☐ durchschnittlicher Stromverbrauch
- ☒ zeitlicher Verlauf des Stromverbrauches (aktueller Tag, Woche, Monat, Jahr)
- ☐ Energiekosten
- ☐ CO2 Ausstoß
- ☒ Vergleichsmöglichkeiten (mit Vorperiode, mit eigenem Durchschnitt)
 - ☒ Stromverbrauch
 - ☒ Energiekosten
 - ☐ CO2 Ausstoß
- ☒ Spartipps
- ☒ sonstige Informationen: Verbrauch im Sekundentakt, monatlicher Energiebericht

Frage 5: Wie erfolgt die Rückmeldung der Informationen an die Endkunden?
(Mehrfachantworten möglich)

- ☒ Internetportal
- ☐ Inhouse Display
- ☒ zusätzliche Informationen auf der Papierrechnung
Zeitintervall der Rechnung (z.B. monatlich): monatliche Rechnung
- ☒ andere Art der Rückmeldung: Software-Verbrauch im Sekundentakt, monatlicher Energiebericht

Frage 6: Wo sind Probleme bei der Einführung der Smart Meter aufgetreten? (z.B. technische Probleme, Kundenakzeptanz, etc.)

Zum jetzigen Status sind bei der Integration (interne Mitarbeiter) keine nennenswerten Probleme aufgetreten.

Die Chancen und Herausforderungen wie auch Probleme werden im Zuge des externen Feldversuches erhoben.

Frage 7: Welche Vorteile bzw. Nachteile für Ihr Unternehmen können Sie aus den bisherigen Erfahrungen mit Smart Metering erkennen?

Vorteile: Vorteile bzw. Nachteile für die vkw werden im Zuge des Feldversuches erhoben.

Nachteile:

Frage 8: Wie schätzen Sie den Nutzen im Vergleich zu den Kosten des Smart Meterings in Ihrem Unternehmen ein? (z.B.: Kann der Nutzen die Kosten langfristig übersteigen?)

Konkrete Kosten und Nutzenpotenziale liegen zur Zeit nicht vor, diese werden im Zuge des Feldversuches erhoben.

Frage 9: Wie profitieren Ihrer Meinung nach die Endkunden durch die Einführung von Smart Metern?

Ihre Vorteile als Smart-Meter-Pionier

- Sie gehören zu den ersten Kunden, die diese Zählertechnologie der Zukunft anwenden können.
- Sie behalten mit Hilfe von Feedbackinstrumenten (e'klar-Meter, e'klar-Stromtagebuch und der monatlichen Rechnung) Ihren gesamten Stromverbrauch im Blick.
- Sie können mit modernster Technik und durch energiebewusstes Verhalten Geld sparen und gleichzeitig die Umwelt und das Klima schonen.
- Sie erhalten praktische Energiespartipps für Ihren Haushalt.

Frage 10: Wie hoch ist der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt, der durch die Einführung der Smart Meter beobachtet werden kann (in Prozent bezogen auf den Gesamtverbrauch)?

Der durchschnittliche Einsparungseffekt pro Haushalt wird durch die wissenschaftlichen Partner (TU-München) im Feldversuch erhoben

Frage 11: Welche Aspekte des Smart Meterings sind Ihrer Meinung nach wichtig für die Zukunft?

Adäquates Kosten- und Nutzenpotenzial für das EVU und die Kunden
Erweiterte Dienstleistungen für den Kunden (Smart Home) und das Unternehmen (Lastverschiebung, Smart Grid)
Etablierte Standards und Skalierbarkeit
Wesentlicher Beitrag hinsichtlich Energieeffizienz
Liberalisierung des Messwesens