



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Anreizwirkungen im Realisierungsprozess von Smart Grids

Eine vergleichende Analyse unterschiedlicher Stakeholderperspektiven
in Österreich

**ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
einer Diplomingenieurin**

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Mag. rer. soc. oec. Dr. rer. oec. Michael Getzner
E 280/3 Fachbereich Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik
Department für Raumplanung

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät Architektur und Raumplanung

von
Mag.^a Regina Seile
0605164

Wien, am 31.05.2013

Danksagung

Danke...

...den *Interviewpartner/innen* für die informativen Gespräche. Durch die Offenheit ihre Sichtweisen zu teilen trugen sie maßgeblich zum Gelingen der vorliegenden Diplomarbeit bei.

...speziell an meinen Betreuer *Dr. Michael Getzner* für seine wertvollen Impulse während des Arbeitsprozesses, die mich stets zur Reflexion über methodisches und inhaltliches Vorgehen anregten. Vielen Dank für Ihren konstruktiven Betreuungsstil, der umfassenden Gestaltungsspielraum zu ließ und meine Motivation stärkte.

...an meinen Freund *Pavel Chorda Gavila*, der den Arbeitsfortschritt konstant durch seinen erfrischenden Humor förderte und mich mit voller Tatkraft und Liebe unterstützte.

...auch meinen Studienkolleginnen *Theresia Lechner* und *Rupinder Rai*, die zu fachlichem Austausch motiviert waren und ihren kritischen und kreativen Geist einbrachten.

...an *Nicole Horsky* für das gewissenhafte und aufmerksame Lektorat.

...allen Mitgliedern meiner *Familie*, die Interesse äusserten und mich nach bestem Ermessen ideell unterstützten.

...für die vielseitige Unterstützung zahlreicher Freund/innen, die hier nicht namentlich erwähnt sind, mich jedoch in der Studienabschlussphase begleiteten.

Ich danke Ihnen/Euch allen.

Inhaltsverzeichnis

DANKSAGUNG	1
1 EINLEITUNG	4
1.1 PROBLEMSTELLUNG UND FORSCHUNGSFRAGE	4
1.2 STRUKTURELLER AUFBAU	5
I. THEORIE	9
2 TRANSFORMATION DER ENERGIEVERSORGUNGSSTRUKTUREN	9
2.1 TRIEBKRÄFTE ZUR WEITERENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEVERSORUNG	9
2.1.1 Fortschreitender Klimawandel	9
2.1.2 Steigende Energiepreise	10
2.1.3 Hohe Energieimport-Abhängigkeit	11
2.1.4 Gefahr der Energiesicherheit	11
2.1.5 Forderung der Energie-Effizienzsteigerung	12
2.2 LIBERALISIERUNG DER ENERGIEMÄRKTE DER EUROPÄISCHEN UNION	13
2.2.1 Innovationszyklen der Elektrizitätswirtschaft nach Utterback	13
2.2.2 Liberalisierungsbestrebungen in der Stromwirtschaft	14
2.2.3 Exkurs: Monopolstellung europäischer Netzbetreiber	16
2.2.4 Neudefinition nationaler regulatorischer Aufgaben	17
2.3 BESTANDSAUFNAHME DER ÖSTERREICHISCHEN STROMVERSORUNG	18
2.3.1 Akteure auf dem österreichischen Strommarkt	18
2.3.2 Technische Gestaltung der Stromnetze	20
2.3.3 Aufbringung von Elektrizität	21
2.4 ENERGIEPOLITISCHE ZIELSETZUNGEN	23
2.4.1 Ebene der Europäischen Union	23
2.4.2 Nationale Ebene	24
3 DER SMART GRID-ANSATZ	26
3.1 DEFINITORISCHE ANNÄHERUNG	26
3.2 TRADITIONELLE VERSORGUNGSSTRUKTUREN IM WANDEL	28
3.2.1 Zunehmende Dezentralisierung der Netzstrukturen	28
3.2.2 Umkehr unidirektionaler Energieflüsse	29
3.3 SMARTE KENNZEICHEN VON INTELLIGENTEN STROMNETZEN	30
3.3.1 Neue Technologie zur Energieerzeugung und elektronischer Vernetzung	30
3.3.2 Integration der Energieverbraucher/innen	33
3.3.3 Konzeption neuer Geschäftsmodelle	34
4 REGULATORISCHE INVESTITIONSANREIZE FÜR SMART GRIDS	35
4.1 GRÜNDE UND MAßSTÄBE STAATLICHER REGULIERUNG	36
4.1.1 Normative Theorie	36
4.1.2 Positive Theorie	37
4.1.3 Effizienzmaßstäbe staatlicher Regulierung	38
4.2 ANALYSE ÖSTERREICHISCHER REGULIERUNGSFORMEN	39
4.2.1 Kostenorientierte Regulierung auf Übertragungsnetzebene	40
4.2.2 Anreizorientierte Regulierung auf Verteilernetzebene	42
4.3 SMART GRID-KONFORME INVESTITIONSANREIZE	45
4.3.1 Innovation und Regulierung	45
4.3.2 Incentivierung innovativer Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung	46

5	DYNAMISIERUNG DER TARIFMODELLE IM SMART GRID.....	49
5.1	CHARAKTERISTIKA DYNAMISCHER TARIFE	49
5.1.1	Netzüberlastungen als Ausgangsproblem	49
5.1.2	Zentrale Zielsetzungen	50
5.1.3	Differenzierung von konventionellen Einheitstarifen	52
5.2	SYSTEMATISIERUNG DYNAMISCHER TARIFMODELLE.....	53
5.2.1	Lastabhängige Tarifmodelle	54
5.2.2	Zeitvariable Tarifmodelle	56
5.3	NUTZEN VON DYNAMISCHEN PREISSTRUKTUREN	60
6	GESAMTWIRTSCHAFTLICHE NUTZENEFFEKTE VON SMART GRIDS.....	63
6.1	WIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE	63
6.2	UMWELTEFFEKTE	66
6.3	TECHNISCHE EFFEKTE	68
II.	EMPIRIE	69
7	VERGLEICH VON STAKEHOLDERPERSPEKTIVEN.....	69
7.1	DARSTELLUNG DER INTERVIEWSITUATION	69
7.2	AUSGANGSDEFINITIONEN	69
7.3	SYSTEMATISIERUNG DER REALISIERUNGSHerausforderungen.....	71
7.4	FINANZIERUNG, GEBÜHRENGESTALTUNG UND ÖKONOMISCHE KONFLIKTE	76
7.5	SYSTEMATISIERUNG DER NUTZENKOMPONENTEN.....	79
7.6	KOSTENKOMPONENTEN	86
7.7	AUFTRETEN RÄUMLICHER DIFFERENZEN	88
7.8	ÖKONOMISCHE RENTABILITÄT	89
8	SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	91
8.1	EINGRIFFE IN DIE TRADITIONELLE WERTSCHÖPFUNGSKETTE	92
8.2	DIFFERENZEN IN DER AUSFÜHRUNG VON NUTZENKOMPONENTEN	94
8.3	NUTZENKOMPONENTEN UND ÖKONOMISCHE ANREIZE FÜR UNTERSCHIEDLICHE STAKEHOLDER.....	96
8.4	WER SIND DIE „GEWINNER“ IM SMART GRID?	99
	ZUSAMMENFASSUNG.....	102
	ABSTRACT	103
9	VERZEICHNISSE	104
9.1	QUELLENVERZEICHNIS.....	104
9.2	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	111
10	ANHANG.....	112
10.1	DARSTELLUNG: HERAUSFORDERUNGSMATRIX.....	112
10.2	DARSTELLUNG: NUTZENMATRIX	113

1 Einleitung

1.1 Problemstellung und Forschungsfrage

Der Energiekonsum Europas ist seit den 1970er Jahren durch einen ansteigenden Verbrauch fossiler Energieträger geprägt (Agentur für erneuerbare Energien, o.J.: 39). Der zunehmende Konsum wird europaweit vorwiegend durch die Energieerzeugung von zentralen Großkraftwerken, die den Strom über Übertragungs- und Verteilernetze zu den Endkund/innen leiten, gedeckt (vgl. Karl, 2011, S. 10). Die Ausschöpfung des Potenzials zur Erzeugung durch erneuerbare Energieträger, erfährt in Anbetracht globaler Entwicklungen, wie beispielsweise der instabilen Preissituation und der Endlichkeit fossiler Energie, auch in Österreich zunehmend an Relevanz (vgl. BMVIT, 2009, S. 4).

In Folge dieser Entwicklungen werden im Rahmen der Energie- und Klimapolitischen Ausrichtung der Europäischen Union (EU) Anforderungen an die regenerative Energieerzeugung, und insbesondere an die Modernisierung der Stromnetze, die durch hohe Investitionen gekennzeichnet sind, formuliert (vgl. Aigner et al., 2013, 2). Im Rahmen des Klima- und Energiepakets, das 2008 durch das Europäische Parlament beschlossen wurde, wird eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger um 20 % der gesamten Energieproduktion gefordert. Gleichzeitig wird die Senkung in der Höhe von 20 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 wie auch der Energieeffizienz, angestrebt (Europäisches Parlament, 2010, o.S.). Auf nationaler Ebene ergibt sich daraus eine Verpflichtung, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Inlandserzeugung von 23 % im Jahr 2005 auf einen Zielwert auf 34 % bis zum Jahr 2020 zu steigern (NTP SGA, 2010, S. 21). Gleichzeitig sollen die Lastflüsse der Stromnetze effektiver gesteuert werden, und die dezentrale Stromerzeugung wie auch -speicherung forciert werden, um auch zukünftig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. BMVIT, 2009, S. 4). Um den Anforderungen, die sich daraus an zukünftige Stromnetze stellen, gerecht zu werden, führt die *Energy Roadmap 2050* – die 2011 von der Europäischen Kommission verabschiedet wurde und die langfristigen Perspektiven der europäischen Energie- und Klimapolitik festlegt – die Weiterentwicklung der Stromnetze zu Smart Grids an (vgl. Energy Roadmap, 2011, S. 15).

Smart Grids werden seit einigen Jahren auf europäischer und nationaler Ebene von politischen Gremien, Netzinitiativen und Technologieplattformen als Lösungsansatz zur Bewältigung der zukünftig aufkommenden Herausforderungen der Energieversorgungswirtschaft – insbesondere zur zunehmenden Integration erneuerbarer Energieträger in die Stromnetze – propagiert. Während in einigen europäischen Staaten, wie beispielsweise in Deutschland oder den Niederlanden, bereits flächendeckende Planungs- und Implementierungsschritte auf dem Weg zu Smart Grids gesetzt werden, werden auch in Österreich erste Demonstrationsprojekte zur Testung von Smart Grid-Elementen in der Praxis durchgeführt (vgl. BMVIT, o.J., o.S.). Als populärer Lösungsvorschlag kursiert der Smart Grid-Ansatz mittlerweile auch in österreichischen Debatten zur Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur. Laut Reinhard Prener, dem Geschäftsführer von Wien Energie Stromnetz, steht auch der Wandel der öster-

reichischen Stromnetze kurz bevor: „Die Netzbetreiber stehen an der Schwelle zur massivsten Umgestaltung seit Beginn der flächendeckenden Versorgung mit elektrischer Energie in Österreich. Die heimischen Netzunternehmen bekennen sich zu ihrer zentralen, proaktiven Rolle in der zukunftsweisenden Entwicklung der heimischen Stromnetze hin zu modernen, sicheren, effizienten und nachhaltigen Smart Grids“ (Brehmer, 2011, S. 42).

Mit der Weiterentwicklung der Stromnetze geht jedoch gleichzeitig ein beträchtlicher Investitionsbedarf einher. In den vergangenen zehn Jahren investierten die EU, nationale Regierungen und Energieversorgungsunternehmen (EVUs) rund fünfeinhalb Milliarden Euro in etwa 300 europäische Smart Grid-Pionierprojekte (vgl. Lohse, o.J., o.S.). Während unterschiedliche Finanzierungsmodelle denkbar sind, erfordert die Anpassung der Strominfrastruktur jedenfalls umfangreiche Investitionen von Seiten der österreichischen Netzbetreiber. Nachdem die zur Finanzierung angehaltenen Netzbetreiber die erforderlichen Investitionen über die Netzentgelte an die Stromkund/innen weitergeben können, fällt der gesamtwirtschaftlichen Wirkung von Smart Grids hohe Relevanz zu. Im Rahmen einer umfassenden Kosten-Nutzen-Analyse wird derzeit eine volkswirtschaftliche Bewertung der Realisierung von Smart Grids auf österreichischer Ebene durchgeführt¹. Da damit bereits erfasst wird, in welchem Verhältnis die Kosten zu den aus Smart Grids hervorgehenden Nutzeneffekten stehen, wird der Fokus im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit auf die involvierten Akteure gelegt. Im Zentrum steht demnach die Betrachtung des Nutzens, der sich für unterschiedliche Stakeholdergruppen aus der Realisierung von Smart Grids in Österreich ergibt.

Die **Hauptfragestellung**, die im Zuge der Arbeit beantwortet werden soll, lautet demnach wie folgt: Welche ökonomischen Anreize ergeben sich im Rahmen von Smart Grids für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie aus der Perspektive unterschiedlicher Stakeholdergruppen? Zur Beantwortung der Fragestellung werden einerseits Nutzen- und Wertschöpfungseffekte, die in der Literatur und in internationalen Studien als wesentlich angeführt werden, reflektiert. Andererseits wird durch die Durchführung von Expert/inneninterviews mit drei Akteursgruppen, die direkt von der Umstellung auf Smart Grids betroffen sind (Netzbetreiber, Kund/innen und Industrie), eine differenziertere Beantwortung der Fragestellung ermöglicht. Neben der genannten Hauptfragestellung werden angrenzende und ebenso relevante Themenfelder bearbeitet. Diese werden im nachfolgenden Kapitel, das den strukturellen Aufbau der Arbeit erörtert, vorgestellt.

1.2 Struktureller Aufbau

Im Rahmen des **zweiten Kapitels („Transformation der Energieversorgungsstrukturen“)** wird ein Überblick über die Transformationsprozesse, die die Energieversorgungsstrukturen in den vergangenen Jahren, gegenwärtig wie auch zukünftig wesentlich kennzeichnen, gegeben. Die Schilderung der sogenannten *Driving Forces*, die einen zukünftigen Wandel der der-

¹ Siehe dazu: Bliem, M.; Friedl, B., Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids-Lösungen, Publikation vorraussichtlich: September 2013, <http://www.carinthia.ihs.ac.at/econgrid/econgrid.html> (04. April, 2013), Wien.

zeitigen globalen Energieversorgungsstrukturen unumgänglich erscheinen lassen, sollen ein grundlegendes Problemverständnis schaffen und mit Lösungsansätzen, die im Rahmen des Smart Grids geliefert werden, bekannt machen. Weiters wird verdeutlicht, wie sich die energiewirtschaftlichen Strukturen und Rahmenbedingungen der EU in den vergangenen Jahren im Zuge des Liberalisierungsprozesses veränderten. Eine Bestandsaufnahme des österreichischen Strommarktes wie auch der zukünftigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen auf Ebene der EU und nationaler Ebene runden die Erörterung der unterschiedlichen Facetten des gegenwärtig einsetzenden Veränderungsprozesses der Energiewirtschaft ab.

Kaum ein anderer Begriff ist in der Elektrizitätswirtschaft derzeit so präsent wie die die Bezeichnung „smart“. Begriffe wie „Smart Grids“, „Smart Meter“ und „Smart Home“ prägen die Diskussion. Nachdem mit dem Smart Grid-Ansatz eine Vielzahl von Maßnahmen und Konzepten verbunden werden kann, widmet sich das **dritte Kapitel („Der Smart Grid-Ansatz“)** der Frage, worin sich die „*Smartness*“ eines Smart Grid ausdrückt. Hierfür wird in einem ersten Schritt eine definitorische Annäherung an den Begriff Smart Grid vollzogen. Darauf aufbauend werden die bereits aufkommenden Veränderungen traditioneller Stromversorgungsstrukturen angeführt und im Weiteren nach den Vorstellungen des Smart Grid-Ansatzes fortgeführt. Wesentlich in diesem Kapitel ist die Skizzierung der zentralen Charakteristika von Smart Grids, die die Funktionsweise und das Grundverständnis von Smart Grids, auf dem die vorliegende Arbeit aufbaut, zum Ausdruck bringen. Im Zuge dieser Arbeit, so kann vorweggenommen werden, wird eine Einschränkung der Analyse von Smart Grids auf das Elektrizitätswesen vorgenommen, und Gasnetze werden somit ausgespart.

Im Rahmen der folgenden drei Kapitel werden wirtschaftswissenschaftliche Schwerpunkte zur Analyse von Smart Grids gesetzt. In Anbetracht der hohen Investitionsvolumina, die für die Implementierung von Smart Grids notwendig sind, erfahren Investitionen und im Speziellen die Anreize, die durch das Regulierungssystem zur Intensivierung von Investitionen gesetzt werden, an Relevanz. Da es auf regulatorischer Ebene im Zusammenhang mit Smart Grids jedoch noch viele offene Fragen gibt, werden im Zuge des **vierten Kapitels („Regulatorische Investitionsanreize für Smart Grids“)** die dafür nötigen Rahmenbedingungen erörtert. Anfänglich wird hierfür eine grundlegende investitionstheoretische Erörterung staatlicher Regulierung vorgenommen. In weiterer Folge wird ein Überblick über die theoretische Anreizwirkung und Effizienzsteigerung der in Österreich angewendeten Regulierungsregimes geliefert. Abschließend wird dann folgende Subfragestellung erörtert: Inwiefern stimulieren die in Österreich angewendeten kosten- und anreizorientierten Regulierungsformen Anreize für Netzbetreiber, in Produktinnovationen, die für die Realisierung von Smart Grids grundlegend sind, zu investieren?

Aufbauend auf die Netzinfrastruktur und das „smarte“ Equipment, das im Zuge eines Smart Grids implementiert wird, werden neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft konzipiert. Insbesondere dynamische Tarife, die den Endkund/innen Preisanreize für Verbrauchsverlagerungen bieten, werden in diesem Zusammenhang diskutiert. Das **fünfte Kapitel („Dynamisierung der Tarifmodelle im Smart Grid“)** widmet sich demnach einer allgemeinen Er-

örterung der Dynamisierung von Tarifmodellen. Zuerst werden die technischen Ausgangsproblemstellungen und die darauf aufbauenden Zielsetzungen von dynamischen Tarifmodellen geschildert. Anschließend wird ein Überblick über last- und zeitvariable Tarife geliefert, indem unterschiedliche Tarifmodelle vorgestellt werden. Die Identifizierung wesentlicher volkswirtschaftlicher Nutzenaspekte, die mit der Anwendung dynamischer Preisstrukturen einhergehen, vervollständigt die Darstellung.

Das **sechste Kapitel** („**Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids**“) liefert die theoretische Basis der gesamtwirtschaftlichen Nutzenaspekte von Smart Grids. Anhand der von Bliem et al. 2011 erstellten Nutzenmatrix zu Smart Grids, werden die einzelnen Nutzeneffekte im Text erläutert und mit quantitativen Werten ergänzt. Als Quellen-Grundlage werden hierfür eine Bandbreite unterschiedlicher internationaler Studien, Abschlussberichte von Aktionsplänen und Roadmaps wie auch wissenschaftliche Artikel herangezogen.

Der empirische Teil der Arbeit wird eingeleitet, indem im **siebten Kapitel** („**Vergleich von Stakeholder-Perspektiven**“) die Auswertung der durchgeführten Expert/inneninterviews erfolgt. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei in der Gegenüberstellung der unterschiedlichen Stakeholderperspektiven von Netzbetreibern, Kund/innen und Vertreter/innen der Industrie. Nach der Darstellung begrifflicher Unterschiede und Gemeinsamkeiten wird das im Zuge der Implementierung von Smart Grids auftretende Problemspektrum dargestellt. Hierfür werden die Herausforderungen, die aus der Perspektive der interviewten Marktparteien auftreten, einander gegenübergestellt und in einer Matrix abgebildet. Im Zuge dessen soll weiters herausgefunden werden, welche der von den Interviewpartner/innen genannten Herausforderungen als fundamentale Herausforderungen, die für eine erfolgreiche Implementierung von Smart Grids jedenfalls zu bewältigen sind, und welche als sekundäre bzw. periphere Herausforderungen eingestuft werden können. Anschließend werden ökonomische Aspekte der Finanzierung, Gebührengestaltung und Konflikte, die für unterschiedliche Stakeholdergruppen auftreten, dargestellt. Die Nutzeneffekte, die aus dem Blickwinkel der drei Akteursgruppen genannt werden, werden kontrastiert und ebenso in Form einer Nutzenmatrix dargestellt, was wiederum einen wesentlichen Beitrag für die Beantwortung der Hauptfragestellung liefert. Weitere Themenfelder, die im Zuge der Interviews angesprochen werden (Kosten, räumliche Differenzen und die Einschätzung der ökonomischen Rentabilität der Realisierung von Smart Grids) ergänzen die analytische Betrachtung.

Im **achten und damit letzten Kapitel** wird ein **Fazit** über die im Zuge der Arbeit behandelten Themenbereiche geliefert. Im Zuge dessen wird die Quintessenz der einzelnen Kapitel erneut aufgegriffen. Darüber hinaus wird, als theoretische Zusammenführung, folgende Fragestellung beantwortet: In welche Bereiche greifen Smart Grids in die Wertschöpfungskette der Energieversorgung aus ökonomischer Perspektive ein? Neben der Skizzierung von Differenzen zwischen theoretischen Argumenten und der Sichtweise der interviewten Stakeholder hinsichtlich der Nutzen-Komponente, die durch die Realisierung von Smart Grids entstehen, widmet sich das Fazit der Beantwortung der Hauptfragestellung nach den ökonomischen Anreizen, die aus der Realisierung von Smart Grids für die interviewten Stakeholdergruppen

hervorgehen. Abschließend soll festgestellt werden, ob anhand der Verteilung dieser Anreize sogenannte „Gewinner/innen“ oder „Verlierer/innen“ bei der Weiterentwicklung zu Smart Grids identifiziert werden können.

2 Transformation der Energieversorgungsstrukturen

Zentrales Anliegen dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die Transformationsprozesse, die die Energieversorgungsstrukturen in den letzten Jahren, gegenwärtig und auch zukünftig wesentlich beeinflussen, zu liefern. Dazu werden in einem **ersten Kapitel** die Triebkräfte, die die globalen Energieversorgungsstrukturen derzeit prägen und eine zukünftige Weiterentwicklung erforderlich machen, erörtert. Es wird verdeutlicht, dass Smart Grids hierbei richtungsweisende Lösungsansätze für gegenwärtige Problemstellungen schaffen können. Im **zweiten Kapitel** wird auf maßgebliche Veränderungen, die sich in der Energiewirtschaft der EU im Rahmen des Liberalisierungsprozesses der vergangenen Jahre abspielten, eingegangen. Anschließend wird im Zuge einer Bestandsaufnahme die Netzstrukturen, die Schlüsselakteure und Energieerzeugungsstrukturen des gegenwärtigen Strommarkts Österreichs vorgestellt (**Drittes Kapitel**). Aufbauend darauf werden im vierten Unterkapitel die zentralen Schwerpunkte der aktuellen Energie- und Klimapolitik der EU dargelegt. Hierbei wird insbesondere auf die politische Ausrichtung im Zusammenhang mit Smart Grid-Ansätzen verwiesen (**Viertes Kapitel**).

2.1 Triebkräfte zur Weiterentwicklung der globalen Energieversorgung

Folgendes Kapitel liefert einen Überblick wesentlicher Herausforderungen, die den Elektrizitätssektor auf globaler Ebene derzeit und in naher Zukunft prägen werden. Durch diese Darstellung sollen die Beweggründe zur Weiterentwicklung der Energieversorgungsstrukturen in Richtung Smart Grid deutlich werden. Nachdem diese zahlreich und komplex sind, kann hier lediglich ein Ausschnitt aus der großen Bandbreite wiedergegeben werden. Obwohl die im Anschluss erläuterten Faktoren sich gegenseitig beeinflussen und hohe Interdependenz aufweisen, erfolgt eine individuelle Betrachtung der Schwerpunktthemen. Ergänzend dazu wird jeweils ein kurzer Ausblick, wie Smart Grids daran anknüpfen können, geliefert, bevor dies im weiteren Verlauf der Arbeit nochmals aufgegriffen und anhand der Schilderung zentraler Charakteristika von Smart Grids (siehe Kapitel 3.3) verdeutlicht wird.

2.1.1 Fortschreitender Klimawandel

Nach Angaben des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, kurz: IPCC) wurde bereits gegenwärtig durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern ein Konzentrationsniveau von Treibhausgasen in der Atmosphäre erreicht, das nicht überschritten werden sollte, um das Klima nicht irreversibel zu schädigen (vgl. Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, 2008, S. 2). Mit dem Fortschreiten des Klimawandels steigt der Druck auf die Reduzierung von CO₂-Emissionen. Dadurch entstehen triftige Gründe für die Einleitung von grundlegenden Veränderungen im Elektrizitätssektor, der derzeit auf einem großen Anteil fossiler Brennstoffe aufbaut (vgl. Rodriguez, 2012, S.250).

Um dem Klimawandel angemessen entgegenzuwirken, müssen die CO₂-Emissionen um mehr als die Hälfte des Wertes von 2005 auf globaler Ebene reduziert werden, enthüllt das IPCC (vgl. Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, 2008, S. 2). Die Notwendigkeit der globalen Senkung der Treibhausgasemissionen ist auf der politischen Agenda der internationalen Staatengemeinschaft stark verankert. Nachdem etwa 25% der weltweiten Treibhausgasemissionen im Zuge von Wärme- und Stromerzeugung emittiert werden, fällt der Emissionsreduktion im Zuge der Stromproduktion eine bedeutsame Rolle zu (vgl. UNECE, 2011, o.S.). Gleichzeitig sind die durch die Stromproduktion entstehenden fossilen Energieträger für 30 % der menschlichen Kohlendioxid-Emissionen verantwortlich (vgl. Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, 2008, S. 3). Der Bedarf nach steigender Integration erneuerbarer Energiequellen, sowie die Forderung nach vermehrter Anwendung emissionsparender Technologie in der Stromerzeugung und der zunehmenden Anwendung von stromsparender Technologie auf Seiten der Stromerzeuger wie auch Verbraucher steigt (vgl. Aichele, 2012, S.10).

Smart Grids liefern einen Ansatz, der der letztgenannten Forderung der Integration neuer Technologie zur Energieerzeugung und elektronischer Vernetzung gerecht wird, und dadurch einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Emissionsvolumens liefern kann.

2.1.2 Steigende Energiepreise

Im Zusammenhang mit der Energieproduktion durch fossile Energieträger kann neben der Kohlendioxid-Emission ein zweiter wesentlicher negativer Einflussfaktor, der ebenso einen fundamentalen Wandel der Energieversorgung notwendig macht, genannt werden: die Endlichkeit fossiler Energierohstoffe. Auch wenn die Angaben zu Reichweiten verschiedener fossiler Energierohstoffe stark variieren, zeichnet sich die Knappheitssituation in Form von Preissteigerungen fossiler Energieträger bereits heute ab (vgl. Motsch, 2012, S. 234).

Abbildung 1 zeigt die Preisentwicklung von Rohöl, Erdgas und Kohle im Zeitraum 1986 bis 2010. Einerseits sind Diskrepanzen in der Preisentwicklung der unterschiedlichen Ressourcen abzulesen. Andererseits ist ein signifikanter Preisanstieg von Rohöl, Erdgas und vor allem Kohle seit der Jahrtausendwende zu vernehmen (vgl. Hidayatullah et al., 2011, S. 217).

Entwicklung der weltweiten Energiepreise für Rohöl, Erdgas und Kohle

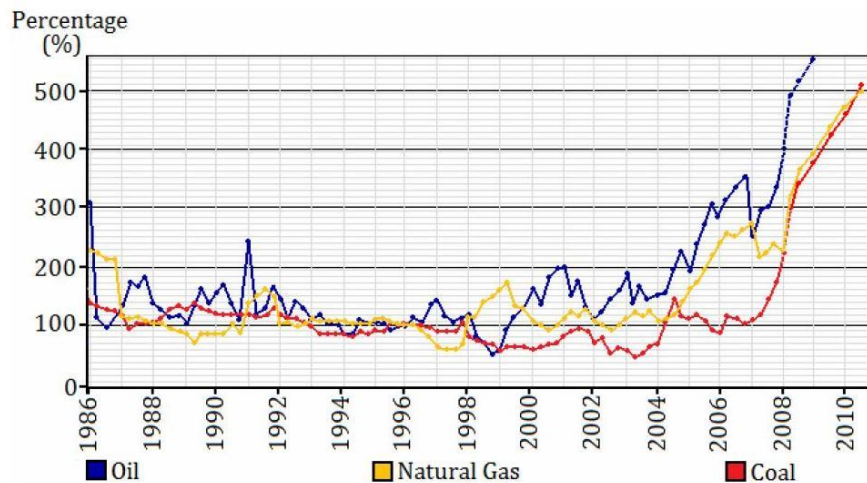


Abbildung 1: Entwicklung der weltweiten Energiepreise für Rohöl, Erdgas und Kohle, 1986-2010 in %. Quelle: Hidayatullah et al., 2011, S. 217.

In Anbetracht der weltweiten Preisentwicklung von fossilen Energieträgern gewinnt die Substitution bzw. Ergänzung dieser durch regenerative Energie, wie sie im Zuge von Smart Grids vorgesehen ist, zunehmend an Bedeutung (siehe Kapitel 3.3).

2.1.3 Hohe Energieimport-Abhängigkeit

Im Zusammenhang der eben angeführten Preissteigerungen warnt die Internationale Energieagentur (*International Energy Agency*, kurz: *IEA*) vor allem bei Rohöl und Gas vor Versorgungsengpässen in Europa. John Scot weist darauf hin, dass die Schwierigkeit im Kontext der Preissteigerung von Öl und Gas unter anderem darin liegt, Preisentwicklungen realistisch einschätzen zu können (vgl. Scott, 2009, S. 12). Folglich wird die Senkung der Abhängigkeit von Energieimporten im Wirtschaftsraum Europa zunehmend relevant. Beispielsweise kann die Elektrifizierung des Straßenverkehrs durch Elektro- und Hybrid-Fahrzeuge wesentlich zur Importsenkung beitragen (vgl. BMVIT, 2009, S. 4).

Smart Grids können Lösungsansätze für die genannten Problembereiche liefern, indem über die zunehmende Integration regenerativer Energie die Abhängigkeit von fossiler Energie und Energieimport reduziert wird (vgl. Samad; Kiliccote, 2012, S. 76).

2.1.4 Gefahr der Energiesicherheit

Seit den Geschehnissen am 11. September 2001 steht das Thema Energiesicherheit auf der Agenda zahlreicher Akteure des Elektrizitätssektors. Ein ähnlicher Gewaltakt könnte weitreichende Zerstörungen in den Bereichen der Kommunikation, der Elektrizität oder des Transportsystems verursachen (vgl. Massoud zit. nach Hidayatullah et. al, 2011, S. 218). Angriffe auf den Elektrizitätssektor werden in erster Linie durch Internet-Drohungen der Manipulie-

rung von Kommunikationssystemen ausgesprochen. In Anbetracht der möglichen Beeinträchtigung der Energiesicherheit, stellt die Konzeption von Lösungen, die sogenannte Cyber-Sicherheit im Energiesystem gewährleisten, eine wesentliche Anforderung an zukünftige Energiesysteme dar. Gleichzeitig wird dieser Aspekt bereits als wesentliche Komponente im Zuge der Konzeption von Smart Grids diskutiert (vgl. Hidayatullah et al., 2011, S. 218).

2.1.5 Forderung der Energie-Effizienzsteigerung

Eines der Hauptziele jedes Stromnetzes ist die Garantie einer verlässlichen, stabilen und möglichst störungsfreien Energielieferung an alle angeschlossenen Kund/innen. Das Ziel der Energieeffizienz erfährt hohe Priorität auf der europäischen energiepolitischen Agenda. Beispielsweise werden im Zuge des Energie- und Klimapakets 2007 konkrete effizienzfördernde Maßnahmen von den Mitgliedsstaaten gefordert (vgl. Europäische Kommission, 2007, o.S.). Ebenso widmen sich die Mitgliedsstaaten der EU im Rahmen des „Europäischen Aktionsplan für Energieeffizienz“ der Wirtschaftlichkeit von Instrumenten, die in der Energieversorgung, -übertragung und -verbrauch eingesetzt werden (vgl. Europäische Kommission, 2008, o.S.).

In der Diskussion um die Steigerung der Energieeffizienz wird beispielsweise der Wandel von der derzeit stark zentralisierten Struktur der Energiebereitstellung zu einer dezentralen Struktur mit großteils fluktuierender Einspeisung von erneuerbarer Energie, wie sie auch im Smart Grid vorgesehen ist, angeführt (siehe Kapitel 3.2.1 und 3.2.2) (vgl. Hidayatullah et al., 2011, S. 219).

Um zu verdeutlichen, dass die Triebkräfte zur Erneuerung des elektrischen Energiesystems vielfältig sind, sei hier zum Abschluss John Scott zitiert, der die Schlüsselherausforderungen, die zukünftig auf die Stromnetze „wie ein Meteorregen“ (Scott, 2009, S. 12) einwirken werden, wie folgt zusammenfasst: *“We have finite hydro-carbon fuel stocks, rising energy demands, urban air quality issues, rising population, climatechange extreme events and climate change rising average temperatures which all effect power grids. [...] Security and energy supplies – very real at the moment, and rising levels of CO2”* (ebd.).

Im Zuge dieses Kapitels wurde gezeigt, dass die zentralen Standpfeiler des derzeitigen globalen Energieversorgungssystems in Anbetracht der globalen Entwicklungen brüchig werden und langfristig nicht tragfähig sind. Die Triebkräfte zur Veränderung der strategischen Ausrichtung als auch der praktischen Realisierung sind zahlreich. So könnten Smart Grids einen wesentlichen Beitrag zur Transformation und schrittweisen Bewältigung zentraler Problem-bereiche des gegenwärtigen Energieversorgungssystems liefern. Welche konkreten Lösungsansätze im Zuge des Smart Grid-Ansatzes formuliert werden können, wird im Kapitel „Smarte Kennzeichen von intelligenten Stromnetzen“ (Kapitel 3.3) geschildert.

Nachdem die zentralen Gründe für die eine Weiterentwicklung der globalen Energieversorgungsstrukturen geschildert wurden, soll im Folgenden auf maßgebliche Veränderungen der

Rahmenbedingungen, die sich der europäischen Energiewirtschaft in den vergangenen Jahren durch die Liberalisierung der Energiemärkte ergaben, eingegangen.

2.2 Liberalisierung der Energiemärkte der Europäischen Union

Die Energiemärkte der EU unterlagen in den letzten beiden Jahrzehnten einem grundlegenden Wandel. Die Kennzeichen dieses Wandels werden anschließend auf Ebene der EU-Strommärkte wie auch für die nationale Umsetzung skizziert. Daran anknüpfend werden die damit einhergehenden Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen dargestellt. Vorab liefern die von Utterback definierten Innovationszyklen eine grundlegende Einführung in die zyklischen Veränderungen der Elektrizitätswirtschaft.

2.2.1 Innovationszyklen der Elektrizitätswirtschaft nach Utterback

Die von Utterback 1996 definierten typischen Innovationszyklen werden hier durch die von Wohlfahrtsstätter und Boutellier in ihrem Artikel „Marktmodellinnovation in der Elektrizitätswirtschaft – der intelligente Konsument“ vorgenommenen Analyse, ergänzt.

In der ersten Phase findet laut Utterbach eine Produktinnovation, die das Marktgeschehen maßgeblich verändert, statt. Damit gilt in der Elektrizitätswirtschaft die Einführung von Wechselstrom im Jahr 1914 als kennzeichnende Innovation, die die industrielle Entwicklung der darauffolgenden Jahrzehnte maßgeblich beeinflusste. Auch die Schaffung von handelbaren CO₂-Emissionszertifikaten kann hier beispielhaft genannt werden (siehe Abbildung 2). Phase zwei ist durch die Fokussierung auf die Kommerzialisierung und Optimierung von Kosten geprägt. Die seit rund fünfzehn Jahren verstärkt geförderte Integration erneuerbarer Energieträger im Bereich der Stromproduktion kann hier als klassische Prozessinnovation angeführt werden. Nach der Änderung der Prozesse tritt die Innovation der Geschäftsmodelle in den Vordergrund. Diese Phase wurde in Europa mit der Liberalisierung des Energiemarktes eingeläutet. Im Zuge dessen verändern sich die Strukturen der Organisation und neue Marktteilnehmer/innen formierten sich. Beispielsweise kam es im Zuge dessen zur Gründung von Strombörsen (vgl. Utterback zit. nach Bouttelier, Wohlfahrtsstätter, 2010, S. 16).

Wohlfahrtsstätter und Boutellier ergänzen die drei bisher genannten Phasen um eine vierte, nämlich jene der Innovation des Marktmodelles. Im Zuge dessen wird das konventionelle Marktmodell abgelöst oder ergänzt. Beispielhaft für diese Phase können die neuen Systemabläufe und Geschäftsmodelle, die sich mit Smart Grids ergeben, genannt werden. Infolge der Marktinnovationen entstehen, so merken die beiden Autoren an, Impulse die erneut auf die drei zuvor erläuterten Phasen rückwirken und erzeugen damit für alle vorangegangenen Phasen gewissen Mehrwert (vgl. Bouttelier; Wohlfahrtsstätter 2010, S. 17).

Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft

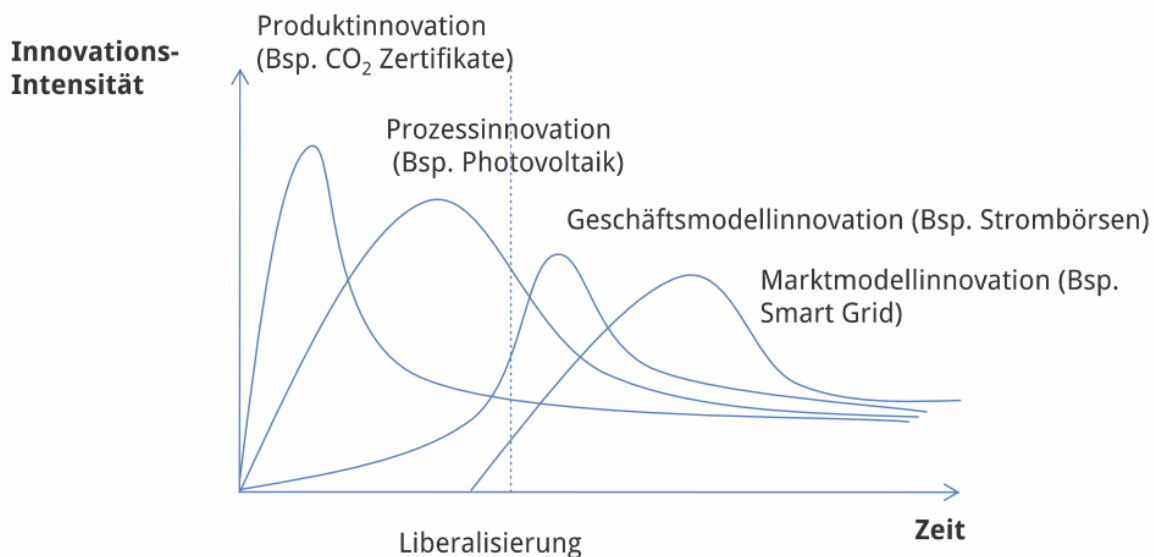


Abbildung 2: Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft nach Utterback, erweitert durch Bouttelier und Wohlfahrtsstätter. Quelle: Bouttelier; Wohlfahrtsstätter 2010, S. 16.

Bouttelier und Wohlfahrtsstätter leiten daraus ab, dass die zunehmende Verknappung des Stromangebotes und die Probleme der Stromspeicherung die Ressourcen- und Energieeffizienz zur neuen Marktinnovation in der Elektrizitätswirtschaft machten. Auch die bereits angeführte Stromproduktion durch Erneuerbare Energiequellen, die aufgrund ihrer hohen Fluktuation die Netzstabilität erschweren, wird in diesem Zusammenhang genannt (vgl. ebd.). Smart Grids läuten folglich, nach der Argumentation der zyklischen Abläufe, Innovationen des gegenwärtigen Marktmodelles ein. Im Anschluss werden die Marktbedingungen auf den Elektrizitätsmärkten der EU verdeutlicht.

2.2.2 Liberalisierungsbestrebungen in der Stromwirtschaft

In den 1990er Jahren begann die Liberalisierung der Energiemärkte innerhalb der EU. Als prioritäres Ziel galt die Schaffung von Wettbewerbsbedingungen, die die Effizienz des Energiemarktes maximieren. Die Vorgaben der EU zur Liberalisierung und Deregulierung der nationalen Strommärkte lösten weitreichende Änderungsprozesse in der Stromwirtschaft, die im Folgenden dargelegt werden, aus (vgl. Hunt, 2002, S. 24f.).

Als wichtiger Schritt zur Umsetzung der vorgegebenen EU-Richtlinien auf nationaler Ebene zählte die Trennung in unterschiedlichen Gesellschaften von Übertragung und Verteilung auf Netzebene einerseits und Erzeugung, Handel und Vertrieb andererseits (vgl. Dänekas, Mayer, 2012, S. 78). Diese vertikale Desintegration, die auch als „*Unbundling*“ bezeichnet wird, soll allen Marktteilnehmer/innen die gleichen Bedingungen ermöglichen (vgl. Wawer, 2007, S. 7). Diese und andere Maßnahmen zur Förderung des Wettbewerbs waren in Österreich zentrale Elemente der Liberalisierung des Strommarktes per 1. Oktober 2001 (vgl. E-Control, 2005, S. 3).

Durch das erwähnte *Unbundling* wurde die vormals durchgehende Wertschöpfungskette der Energieversorgungsunternehmen aufgelöst. In den Folgejahren kam es zu einer EU-weiten Zunahme von Marktakteuren im Bereich der Energieversorgung, des Handels und dem Vertrieb mit Energie. So sind heutzutage beispielsweise neben den jeweiligen früheren Monopolakteur einer Region zahlreiche weitere Stromlieferanten tätig (vgl. Roß, 2012, S. 8). Im Zuge dieser Entwicklung ergeben sich in den letzten Jahren zunehmend Wettbewerbsszenarien, die durch das Eintreten branchenfremder Wettbewerber in die Energieversorgung gekennzeichnet sind (vgl. Doleski, 2012, S. 115). Beispielsweise stammen die nach der Liberalisierung tätig gewordenen Energieerzeuger/innen zum Großteil nicht aus der Energieversorgungsbranche, sondern setzen sich aus Landwirten, Industrieunternehmen oder Privathaushalte zusammen. Auch die Liberalisierung des Messwesens im Jahr 2008 führte zum verstärkten Tätigwerden neuer Akteure aus anderen Sektoren. Vor allem Betriebe aus der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) -Branche beschäftigen sich seitdem intensiv mit dem Angebot von Mess-Dienstleistungen im Energieversorgungsbereich. Auch die Automobilindustrie und die Haushaltsgeräteindustrie beeinflussen den Strommarkt zunehmend. Während Erstere sich auf die Entwicklung von Elektrofahrzeugen fokussiert, konzentriert sich die Haushaltsindustrie zunehmend auf Haushaltsgeräte, die sich über Preissignale an das aktuelle Stromangebot orientieren – wie zum Beispiel Wäschetrockner oder Waschmaschinen (vgl. Roß, 2012, S. 8). Ebenso änderten sich seit der Liberalisierung der Energiemärkte die Kooperationsformen zwischen Energieversorgungsunternehmen. Im Zuge dessen nehmen die Vereinbarungen über gegenseitige Dienstleistungen, wie beispielsweise konsolidierte und zentralisierte Dienstleistungsprozesse (sogenannte *Shared Services*) oder auch die Arbeitsteilung von unterschiedlichen Tätigkeiten, zu (vgl. Roß, 2012, S. 9). Weiters bewirkte der Liberalisierungsprozess, dass es mittlerweile in allen EU-Ländern für Verbraucher/innen möglich ist, ihre Stromanbieter -beliebig auszuwählen oder zwischen verschiedenen Ökostromtarifen zu wechseln (vgl. Aichele, 2012, S. 1). Zukünftig wird erwartet, dass weitere branchenfremde Akteure in den Energiemarkt eintreten (vgl. Roß, 2012, S.8). Im Zuge des erwähnten *Unbundling* -können demnach das Auftreten neuer Akteure (beispielsweise branchenfremde Unternehmen), neue Formen der Zusammenarbeit zwischen diesen (beispielsweise *Shared Services* zwischen EVUs) und das Aufkommen neuer Produkte (beispielsweise intelligente Haushaltsgeräte) am Strommarkt beobachtet werden.

Als weitere Vorgabe, neben dem geschilderten *Unbundling*, sieht der liberalisierte Strommarkt ursprünglich vor, dass möglichst viele Abschnitte der Lieferkette in der Strom- und Gasversorgung dem freien Wettbewerb ausgesetzt sind. Dadurch sollen dem Endverbraucher/innen günstige marktgerechte Konditionen zur Verfügung gestellt werden (vgl. Aichele, 2012, S. 1). Das heißt, dass nun der Bereich der Stromerzeugung, genauso wie der anschließende Vertrieb, dem freien Wettbewerb unterliegt, da die technisch effiziente Größe von Kraftwerken nur auf sehr kleinen Märkten die Nachfrage bedienen kann (vgl. Wawer, 2007, S. 16).

Die Liberalisierungsbestrebungen der EU werden durch die wettbewerbsrechtliche "*Essential facility*"-Doktrin, die ursprünglich aus der USA stammt, beeinflusst. Diese besagt, dass für

einen Teil der Wertschöpfungskette ein freier Wettbewerb aufgrund der hohen volkswirtschaftlichen Kosten kontraproduktiv wäre und natürliche Monopole demnach für „wesentliche Einrichtungen“ (engl. *Essential facilities*) zuzulassen sind. Dies gilt beispielsweise für Verteilernetze und überregionale Übertragungsnetze für Strom. Ein gemeinsamer Betrieb mehrerer Stromnetze wäre nicht praktikabel und volks- als auch betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, wird argumentiert. Folglich unterliegt der Netzbereich auch in Österreich staatlicher Kontrolle und wird als natürliches Monopol durch die Regulierungsbehörde reguliert (vgl. Aichele, 2012, S. 3; E-Control, 2005, S. 2).

Im Folgenden wird auf die wesentlichen Merkmale der monopolistisch-gekennzeichneten Netzwerk- und Infrastrukturindustrie, zu denen auch die leitungsgebundene Infrastruktur wie die Strominfrastruktur gehört, eingegangen.

2.2.3 Exkurs: Monopolstellung europäischer Netzbetreiber

Netzwerk- und Infrastrukturindustrien sind natürliche Monopole, da die gesamte Nachfrage am effizientesten und kostengünstigsten durch einen Alleinanbieter gedeckt wird. Es liegt folglich eine subadditive Kostenstruktur vor (vgl. Schuhmann, 1999, S. 290). Diese macht es ökonomisch sinnvoll, dass die Infrastruktur von einem Unternehmen betreut wird und nicht von anderen Wettbewerbern dupliziert wird (vgl. Growitsch et al., 2010, S. 9).

Grundsätzlich kann bei natürlichen Monopolen die Grundannahme aufgestellt werden, dass das jeweilige Monopolunternehmen jene Outputmenge erzeugt, bei der der Grenzerlös gleich den Grenzkosten ist. Weiters kann der Marktakteur, der das Monopol inne hat, die Preisfestsetzung oberhalb der durchschnittlichen Kosten tätigen. Dadurch kontrolliert er durch den sogenannten *Cournot*-Preis die gesamte Angebotsmenge am Markt. Folglich können in diesem Fall, verglichen mit der Preissenkung in Höhe der Grenzkosten unter Wettbewerbsbedingungen, Wohlfahrtseinbußen für Nachfrager/innen entstehen (vgl. Fritsch zit. nach Growitsch et al, 2011, S. 159). Dieser grundlegende Zusammenhang wird anschließend kurz ausgeführt.

Sollte die Angebotsmenge des Monopol-Akteurs geringer als unter Wettbewerbsbedingungen sein, kann daraus eine geringere Nachfrage nach Produktionsfaktoren entstehen und somit zu einer Fehlallokation, der sogenannten **allokativen Ineffizienz**, führen. Monopolistische Marktstrukturen können außerdem die Charakteristik geringer Effizienz der Leistungserbringung aufweisen, d.h. die Allokation der unternehmerischen Ressourcen erfolgt suboptimal und weist sogenannte **produktive Ineffizienz** auf. Die Abwesenheit von Wettbewerbsdruck befähigt den Monopolist dazu, die Preise oberhalb der Grenzkosten anzusetzen und folglich kann dieser Ineffizienzen in Kauf nehmen (vgl. Fritsch zit. nach Growitsch et al, 2011, S. 159). Abgesehen von den genannten statistischen Ineffizienzen können in monopolistischen Strukturen auch **dynamische Ineffizienzen**, eintreten. Diese können ursächlich auf den gleichen Einflussfaktoren wie produktive Ineffizienzen beruhen. Zusätzlich haben diese eine Verzögerung der sich verändernden Rahmenbedingungen wie auch geringe Bereitschaft zur

technischen Entwicklung zur Folge (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 160). Im Kapitel „Effizienzkriterien staatlicher Regulierung“ werden diese eben angeführten Effizienzmaßstäbe erneut aufgegriffen und in Zusammenhang mit staatlicher Regulierung gestellt.

Als zentrale Eigenschaften von natürlichen Monopolen können steigende Skalenerträge, sinkende Durchschnittskosten, hohe Investitionskosten wie auch Subadditivität genannt werden (vgl. Becker, 2005, S. 44). Das Auftreten subadditiver Kostenfunktionen mit den angeführten Ineffizienzen resultiert im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung in Marktversagen. Auf dieser Grundlage werden politische Eingriffe ins Marktgeschehen durch staatliche Akteure gerechtfertigt. Die Rahmenvorgaben auf EU-Ebene geben diesbezüglich die Etablierung einer Regulierungsinstanz vor. Diese ist mit Aufgabe der Schaffung eines Marktzutrittes ohne Diskriminierung wie auch der Disziplinierung der Preisbildung im Bereich der Energieversorgungsnetze betraut. Die Reduktion von Wohlfahrtsverlusten und Steigerung von Effizienzen steht hierbei im Zentrum. Instrumentell können ökonomische Belohnungen oder Bestrafungen als Anreize für die Marktteilnehmer/innen wohlfahrtsökonomisch zu agieren eingesetzt werden (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 160).

Trotz der Monopolstellung der EVUs, ergeben sich in den letzten Jahren zunehmend Wettbewerbsszenarien auf nationalen Energiemärkten. Diese sind auch durch das Eintreten branchenfremder Wettbewerber in den Bereich der Energieversorgung gekennzeichnet. Beispielsweise steigt die Telekommunikationsbranche durch moderne Zählertechnologie im Messwesen oder anderen Entwicklungen auf dem Gebiet der IKT verstärkt in die Stromversorgungsindustrie ein. Diese Veränderungen setzen EVUs vor die Aufgabe, einerseits neue Marktpartner/innen und andererseits neue Technologien, wie beispielsweise Smart Meters in ihre Prozesse zu integrieren (vgl. Doleski, 2012, S. 115). Auch die Weiterentwicklung zu intelligenten Stromnetzten bildet den zunehmenden Wettbewerb mit neuen teilweise branchenfremden Akteuren und Integration deren Technologie ab.

2.2.4 Neudefinition nationaler regulatorischer Aufgaben

Mit dem Einsetzen des Liberalisierungsprozesses im EU-Wirtschaftsraum änderten sich gleichzeitig die Rahmenbedingungen der Regulierungsbehörden. Im Folgenden soll erläutert werden inwiefern regulatorische Aufgaben im Zuge dessen auf nationaler Ebene neudefiniert wurden.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Gewährleistung der Einhaltung von gesetzlichen Vorgaben in den Kompetenzbereich der Regulierungsbehörde fällt. Dadurch sollen angemessene Wettbewerbsbedingungen am nationalen Energiemarkt garantiert werden (vgl. Wieser, 2000, S. 19).

Die Regulierungsbehörde vor der Liberalisierung sorgte vorwiegend dafür, dass „eine geringe Zahl von räumlich abgegrenzten Unternehmen [zugelassen werden] und für diese dann eine Preis-, Mengen- und Investitionskontrolle [durchgeführt wird]“ (Wieser, 2000, S. 9, Änderung

durch die Verf.). Das Regulierungsparadigma nach der Liberalisierung baut auf dem Verständnis auf, dass ein Großteil der Teilbereiche der Infrastruktursektoren keine natürlichen Monopole darstellen. Die zentrale Aufgabe des Regulierungsregimes liegt seitdem in der Organisation der nationalen Energiemärkte, um einen freien Wettbewerb, welcher folglich in Kosten-Reduktionen, Preissenkungen und staatlicher Innovationstätigkeit resultieren soll, zu garantieren (vgl. Wieser, 2000, S.9 f.).

Durch den Übergang von monopolistischen Strukturen zu Wettbewerbsbedingungen werden die Regulierungsaufgaben im Infrastruktursektor neu definiert. Folgende Aufgabenbereiche sind seit der Liberalisierung prioritär:

- Regulierung
- Kundenschutz
- Management begrenzter Ressourcen
- administrative Aufgaben
- Sicherung von Allgemeindiensten und gemeinwirtschaftlichen Aufgaben (vgl. Wieser, 2000, S. 14).

Im Rahmen der Liberalisierung wird der Fokus weg von administrativen Aufgaben der traditionellen Regulierungsbehörde hin zu ökonomischer Regulierung verlegt. Das grundlegende Ziel der ökonomischen Regulierung ist die Schaffung von Wettbewerb und die Ermöglichung von „fairen“ Marktzutrittsbedingungen. Gleichzeitig müssen die Interessen der Verbraucher/innen gewahrt werden indem eine Grundversorgung mit Infrastrukturleistungen, ein angemessenes Preis-Leistungsverhältnis wie auch eine sinnvolle Nutzung knapper Ressourcen garantiert wird (vgl. Wieser, 2000, S.15).

Auf österreichischer Ebene übertrug der Gesetzgeber auf Grundlage des Energieliberalisierungsgesetzes am 1. März 2001 die Aufgabe der „Umsetzung der Liberalisierung des österreichischen Strom- und Gasmarktes zu überwachen, zu begleiten und gegebenenfalls regulierend einzugreifen“ (vgl. Energie Control Austria, o.J., o.S.). Ebenso soll die Regulierungsbehörde die Wettbewerbsbedingungen unter Berücksichtigung gemeinwirtschaftlicher Zielsetzungen, wie der Förderung der Versorgungssicherheit - und des Umweltschutzes, stärken und sicherstellen (vgl. E-Control, 2002, S. 3).

Abschließend kann festgehalten werden, dass der primäre Zweck der Regulierungsbehörde im gegenwärtigen System einerseits die Effizienzsteigerung von Netzwerkindustrien und andererseits den Schutz von Konsument/innen vor Missbrauch von Monopolstellungen ist (vgl. Wieser, 2000, S. 7).

2.3 Bestandsaufnahme der österreichischen Stromversorgung

2.3.1 Akteure auf dem österreichischen Strommarkt

Im Folgenden wird eine Kurzvorstellung der Aufgabenbereiche des österreichischen Regulatorienführers und des Bilanzgruppenkoordinators, der Netzbetreiber im Allgemeinen wie

auch der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber im Speziellen und schlussendlich der Erzeuger/innen, Lieferant/innen und Kund/innen geliefert.

Regelzonenführer

Zum Zweck der technischen Kontrolle des Energieflusses im internationalen Verbundnetz wird das Übertragungsnetz in sogenannte Regelzonen unterteilt. Das internationale Verbundnetz besteht aus zahlreichen Einzelbereichen, die einem eigenständigen Betrieb unterliegen. Dem Regelzonenführer liegt die Aufgabe der sogenannten „Fahrplanerstellung“ inne. Das heißt, er misst - den Stromverbrauch innerhalb der Regelzone und erstellt Lastprognosen. Damit können Netzengpässe im Vorhinein besser erkannt werden, was in weiterer Folge zum Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Verbrauch innerhalb der einzelnen Regelzonen beiträgt (vgl. E-Control, 2005, S. 19). Derzeit ist der Regelenenergiemarkt Österreichs in zwei Zonen unterteilt. Die Vorarlberger Kraftwerke (VKW Netz AG) bilden eine eigene Zone, die innerhalb des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, kurz: ENTSO-E) dem deutschen Regelblock angehört. Der Rest des Bundesgebietes stellt die eigenständige Regelzone „Ost“ dar. Innerhalb dieser kam es 2010 zu einer Kooperationsvereinbarung zwischen der Tiroler Regelzone AG (TIRAG) und der Austrian Power Grid (APG). Im Zuge dessen wurden die Kompetenzbereiche des Regelzonenführers Anfang 2011 allesamt der APG übertragen und die beiden letztgenannten Regelzonen zusammengelegt (vgl. E-Control, 2011, S. 9).

Bilanzgruppenkoordinator (Verrechnungsstelle)

Zwei Bilanzgruppenkoordinatoren sind in Österreich für die Ermittlung der Ausgleichsenergie zuständig. Während in der Regelzone der APG die *APCS Power Clearing and Settlement AG* tätig ist, übernimmt die A&B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG die Regelzone der VKW Netz AG (vgl. E-Control, 2005, S. 20).

Netzbetreiber

Den österreichischen Netzbetreibern liegt die Planung, Instandhaltung und der Netzbetrieb inne. Weiters fällt die Erfassung, Verarbeitung und Weiterleitung von Messwerten an Lieferanten, Bilanzgruppenkoordinatoren und die Verrechnung in deren Aufgabengebiet (vgl. E-Control, 2005, S. 20).

Übertragungsnetzbetreiber

Das österreichische Übertragungsnetz wird von dem Übertragungsnetzbetreiber APG betrieben. Diesem fällt damit zusätzlich zu den genannten Tätigkeiten der Netzbetreiber die Aufgabe des Elektrizitätstransits zu (vgl. E-Control, o.J., o.S.).

Verteilnetzbetreiber

In der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber liegt die Gewährung des Stromtransportes auf Grundlage der bestehenden Verträge zwischen Erzeugern und Abnehmer/innen. Weiters garantiert er die Funktionsfähigkeit des Verteilernetzes und ist zu den hierfür notwendigen Investitionen verpflichtet. Beispielsweise sind technische Maßnahmen, die einen stabilen

Netzbetrieb fördern, zu setzen. Zu seinen Aufgabenbereichen zählen ebenso die Schließung von Lieferverträgen mit Endverbraucher/innen wie auch die Verbrauchsmessung und anschließende Weiterleitung an den Bilanzgruppenkoordinator (vgl. E-Control, o.J., o.S.). Derzeit sind auf dem österreichischen Strommarkt 130 Verteilnetzbetreiber tätig (vgl. E-Control, 2011, S. 18).

Erzeuger

Als Erzeuger werden sämtliche juristische oder natürliche Personen wie auch Erwerbsgesellschaften, die elektrische Energie produzieren, bezeichnet. Durch einen Vertrag mit dem Stromlieferanten oder der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) wird die Abnahme des erzeugten Stromes vereinbart (vgl. E-Control, o.J., o.S.).

Lieferanten

Die Lieferanten sind mit der Aufgabe betraut, Ihren Kund/innen Strom zu liefern. Seit Oktober 2011 ist den Lieferanten diskriminierungsfreier Netzzugang durch die Netzbetreiber zu gewährleisten. Im Zuge dessen wird es Kund/innen ermöglicht, zwischen unterschiedlichen Anbietern auszuwählen. Die Lieferanten schließen somit Lieferverträge mit ihren Kund/innen, kommunizieren den prognostizierten zukünftigen Bedarf ihrer Kund/innen an den Bilanzgruppenverantwortlichen und stellen ihren Kund/innen den verbrauchten Strom in Rechnung (vgl. E-Control, o.J., o.S.). Derzeit bieten rund zehn Lieferanten die Lieferung von Elektrizität am österreichischen Strommarkt an (vgl. E-Control, 2011, S. 21).

Kund/innen

Als Kund/innen werden sämtliche Endverbraucher von elektrischer Energie bezeichnet. Diesbezüglich können Haushaltskund/innen, Industriekund/innen und Gewerbekund/innen unterschieden werden. Seit 1. Oktober 2001 können alle drei Kund/innen-Gruppen ihre Lieferanten frei auswählen. Die Aufgaben, die den Kund/innen im Stromsystem zufallen, bestehen aus der Einwilligung eines Liefervertrages mit einem gewählten Lieferanten und der Bezahlung des verbrauchten Stromes (vgl. E-Control, o.J., o.S.).

2.3.2 Technische Gestaltung der Stromnetze

Um ein grundlegendes Wissen über die technische Ausgestaltung des österreichischen Stromsystems zu schaffen, werden im Folgenden einige wesentliche Prinzipien der Netzführung angeführt.

Im gegenwärtigen Energiesystem wird Strom von zentralen Großkraftwerken in Hoch- oder Höchstspannungsnetze eingespeist und anschließend nach dem Top-down-Prinzip auf der Mittel- und Niederspannungsebene zu den Verbraucher/innen transportiert (vgl. Roß, 2012, S. 287). Top-down bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Stromfluss von den höheren zu den niederen Spannungsebenen fließt. Durch Rückgriff auf Funktionen der Informations- und Kommunikationstechnologie kann der Strom über große Distanzen transportiert wer-

den. Der jeweilige Betreiber des Netzes ist dafür zuständig, dass sich Stromangebot und -nachfrage im Gleichgewicht befinden (vgl. Dänekas, Mayer, 2012, o.S.).

Das Übertragungsnetz (Hoch- und Höchstspannungsnetz) hat die Ausgleichfunktion zwischen Einspeisung und Verbrauchsvolumen durch Erzeugungsanlagen (Kraftwerke) und Endverbraucher/innen (Lasten) inne. In die Verteilnetze (Nieder-, Mittel- und Hochspannung) wird Energie auch dezentral durch Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Photovoltaik, Windkraft- oder Wasserkraftanlagen eingespeist (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 2).

2.3.3 Aufbringung von Elektrizität

Nachdem die Schlüsselakteure des österreichischen Strommarktes vorgestellt wurden und die technische grundlegende Funktionsweise der Stromnetze erklärt wurde, wird im Folgenden der gegenwärtige Energieerzeugungsmix Österreichs wie auch die Entwicklung von Ökostromanlagen im vergangenen Jahrzehnt betrachtet.

Die Energieerzeugung Österreichs ist aufgrund geeigneter klimatischer und topographischer Bedingungen durch einen großen Anteil an Wasserkraft gekennzeichnet (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 3). Abbildung 3 zeigt die Zusammensetzung der österreichischen Erzeugung elektrischer Energie im Jahre 2009. Es wird ersichtlich, dass etwa 56 % des produzierten Stroms von Lauf- und Speicherkraftwerken, also Wasserkraft, stammt. Mit rund 17 % ist Erdgas der zweitgrößte Primärenergieträger im Erzeugungsmix. Rund 7 % beträgt der Anteil der elektrischen Energie aus Steinkohle und Kohlederivaten, gefolgt von 4 % aus sonstigen Brennstoffen. Etwa 2 % stammen aus Handel und Derivaten und 14 % aus sonstigen Erzeugnissen (vgl. E-Control, 2011, S. 28).

Energieerzeugungsmix in Österreich nach Energieträgern 2009

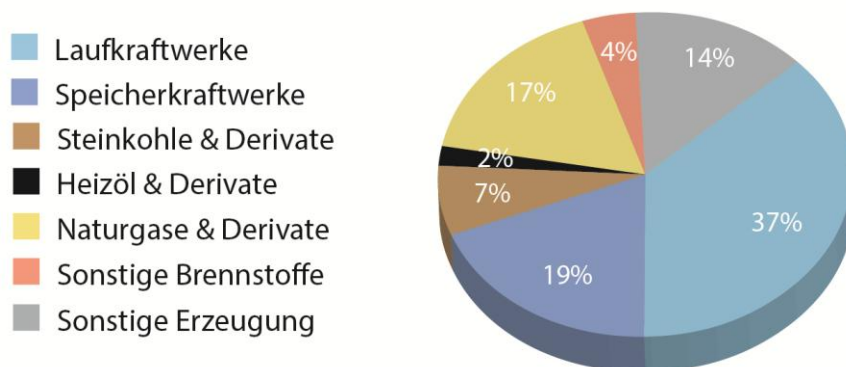


Abbildung 3: Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern in 2009; eigene Darstellung. Quelle: E-Control, 2011, S. 28.

Die durch dezentrale Wasser- und Kleinwasserkraftwerkserzeugung geprägte Energieproduktion Österreichs wurde im Laufe der letzten Jahre – in Folge der Ökostromförderung – durch kleinere Erzeugungsanlagen wie auch Wärmekraftwerke von Biomasse und Biogas

erweitert (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 3). Abbildung 4 zeigt ein hohes Mengenwachstum der Ökostromförderung im Zeitraum zwischen 2003 und 2010 für alle erneuerbaren Energieträger. In diesem Zusammenhang kann seit 2004 ein deutlicher Rückgang der von der Abwicklungsstelle für Ökostrom (Oe-MAG) ² abgenommenen Kleinwasserkraft festgestellt werden. Als Erklärung führt die E-Control im „*National Report Austria 2011*“ die steigenden Marktpreise an, die es für Einspeiser/innen attraktiver machen, auf dem freien Markt zu verkaufen anstatt das Einspeisetarifsystem zu nutzen. Insgesamt ist der von der Oe-MAG abgenommene Mengenanteil von Ökostromförderungen an der Gesamtabgabe im öffentlichen Netz von 9,7 % im Jahr 2010 auf 10,7 % im Jahr 2011 angestiegen. Dies kann mit dem Anstieg der Kleinwasserkraftmengen von 1,2 % auf 2,3 % innerhalb eines Jahres in Verbindung gebracht werden. Der Anteil des restlichen Ökostroms blieb mit 8,4 % unverändert im Vergleich zum Vorjahr (vgl. E-Control, 2011, S. 30).

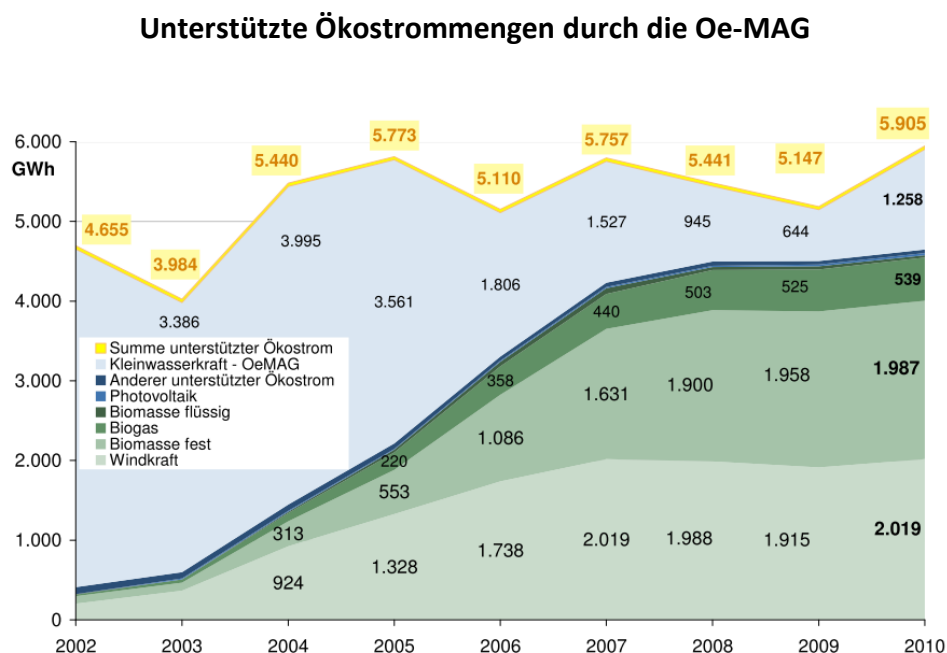


Abbildung 4: Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2010 nach Technologien durch die österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG). Quelle: E-Control, 2011, S. 28.

Der dokumentierte anhaltende Zuwachs von erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung wie auch der insgesamt steigende Energieverbrauch machen eine Verstärkung und einen teilweisen Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich. Nachdem das bestehende Stromnetz national wie auch auf europäischer Ebene teilweise stark veraltet ist und einem weiteren Anstieg an dezentraler Erzeugung nur schwer nachkommen kann, sind Adaptionenmaßnahmen notwendig, um weiterhin eine konstante Stromversorgung garantieren zu können (vgl. Bruyn, Markl, 2013, S. 3).

² Die Oe-MAG ist für die Abrechnung von Ökostrom zuständig. Die Abnahme des Ökostroms von Einspeiser/innen, die Quotenberechnung und die tägliche Zuweisung der Ökostromquoten an die Stromhändler – auf Basis der Ökostromquoten –, und die Abwicklung von Förderanträgen zählen unter anderem zu deren Aufgabenbereichen (vgl. Google OeMAG-site).

Im Folgenden wird, aufbauend auf der gegenwärtigen Erzeugungsstruktur, der Blick auf die zukünftige energiepolitische Ausrichtung der EU und Österreichs gerichtet. Im Speziellen wird dabei auf die Erwähnung von Smart Grids in den jeweiligen Strategiepapieren eingegangen.

2.4 Energiepolitische Zielsetzungen

Für die Ausrichtung der EU-Klimapolitik sind sowohl langfristige politische Rahmenstrategien, wie etwa die *Energy Roadmap 2050*, wie auch mittelfristige Strategien wie beispielsweise das Energie-Klimapakiet, das an einem Zeithorizont bis 2020 ansetzt, grundlegend. Anschließend werden die zentralen Schwerpunkte der mittelfristigen Ausrichtung der aktuellen Energie- und Klimapolitik der EU dargestellt.

2.4.1 Ebene der Europäischen Union

Im Dezember 2008 einigte sich das Europäische Parlament auf ein Energie-Klimapakiet, welches die Erreichung folgender Ziele bis 2020 (auch 20-20-20-Ziele genannt) vorgibt:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber 1990,
- Senkung des Energieverbrauchs um 20 % gegenüber dem prognostizierten Stand von 2020 durch verbesserte Energieeffizienz,
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 20 % der gesamten Energieproduktion (vgl. Europäisches Parlament, 2010, o.S.).

Während die Senkung der Treibhausgase und die zunehmende Energieproduktion durch erneuerbare Energien verbindlichen Charakter aufweisen, ist die Senkung des Energieverbrauchs nicht verbindlich festgelegt (vgl. ebd.).

Zur Umsetzung der genannten „20-20-20-Ziele“ des Energie- und Klimapakets wurde ein Strategieplan für Energietechnologie (*The European Strategic Energy Technology Plan*, kurz: SET-Plan) erstellt. Dieser besteht im Wesentlichen aus Maßnahmenvorschlägen zur gemeinsamen Zielerreichung in der EU. Als zentrale technologische Herausforderung für die nächsten zehn Jahre wird die Schaffung eines intelligenten, einheitlichen europäischen Elektrizitätsnetzes genannt. Das soll einerseits die uneingeschränkte Integration von regenerativen und dezentralen Energiequellen ermöglichen und andererseits die Nutzung der Netzinfrastuktur effizienter gestalten (vgl. Europäischen Kommission, 2007a, S. 6ff.). Die Entwicklung von Smart Grids wird also im SET-Plan ausdrücklich als politische Zielvorgabe formuliert.

Um sowohl die Gesamtziele der EU wie auch die jeweiligen nationalen Ziele hinsichtlich der Förderung von regenerativen Energiequellen zu konkretisieren, beschloss das europäische Parlament und der Rat der EU im April 2009 die „Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG“ (EE-RL 2009). Im Zentrum dieser steht die Unterstützung und Förderung der Integration von erneuerbaren Energiequellen in das Übertragungs- und Verteilernetz bei gleichzeitiger konstanter Gewährung von Netzsicherheit. Um dies zu ermöglichen, sind die

EU-Mitgliedsstaaten nach Art. 16 Abs. 1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie dazu angehalten „geeignete Schritte, um die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze, Speicheranlagen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen“, (Europäisches Parlament, 2009, S. 20) zu tätigen. Auch hier wird deutlich, dass anhand der Energie- und Klimapolitik, speziell mit dem Artikel 16, die Weiterentwicklung der Smart Grids forciert werden soll (vgl. Europäisches Parlament, 2009, o.S.).

Im Zuge der Schaffung eines integrierten EU-Binnenmarktes für Energie und der seit den 1990er Jahren fortschreitenden Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte werden im Rahmen der sogenannten „Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie“ (ELtRL 2009), welche 2009 beschlossen wurde, unter anderem weitere Schritte zur Steigerung der Transparenz und Verbesserung der Verbraucherrechte vorgesehen (vgl. Europäisches Parlament, 2009a, o.S.). In Anbetracht der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung legt Artikel 3 Absatz 11 der ELtRL 2009 fest, dass Elektrizitätsunternehmen eine Optimierung des Stromverbrauchs vornehmen müssen, indem sie beispielsweise neue Preismodelle entwerfen oder intelligente Messsysteme einführen (vgl. Europäisches Parlament, 2009a, S. 11). Demnach soll „Smart Metering“ (Intelligente Zählertechnik) bis zum Jahr 2020 in 80 % der EU-Haushalte installiert werden. Artikel 15 Absatz 3 der ELtRL 2009 führt aus, dass die Netzbetreiber bei der Integration von Erzeugungsanlagen dazu angehalten sind, durch erneuerbare Energiequellen im Abstimmung mit Art. 16 der zuvor angeführten EE-RL 2009 zu handeln. Die EU-Mitgliedsstaaten fördern die Modernisierung folglich vor allem auf Ebene der Verteilernetze – beispielsweise durch die Einführung von Smart Grids, die so konzipiert werden, dass sie gleichzeitig dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz fördern (vgl. ebd.).

Die zentralen mittelfristigen Zielsetzungen der europäischen Klima- und Energiepolitik ergeben sich, so wurde im Zuge dieses Abschnittes deutlich, aus der im Rahmen der EE-RL 2009 geforderten zunehmenden Integration erneuerbarer Energieträger und dem in der ELtRL 2009 festgehaltenen Netzausbau nach wirtschaftlichen Kriterien. Diese beiden zentralen Zielvorgaben müssen bei der Umsetzung in nationales Recht durch die Mitgliedsstaaten kombiniert werden. Smart Grids liefern, so wurde in den analysierten Dokumenten angegeben, adäquate Lösungsansätze auf dem Weg zur Zielerreichung.

Anschließend wird der Fokus auf die Umsetzung der EU-Vorgaben auf nationaler Ebene wie auch auf spezielle Strategiedokumente Österreichs gelenkt.

2.4.2 Nationale Ebene

Auf nationaler Ebene ergibt sich aus dem Klima- und Energiepaket der EU von 2008 eine Verpflichtung zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieverbrauch. Die vorgegebene 20 %-Steigerung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen wird ausgehend von 23,3 % im Jahr 2005 mit einem Zielwert von 34 % bis zum Jahr 2020 für Österreich festgelegt (vgl. NTP SGA, 2010, S. 21).

Im März 2010 wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend wie auch vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft Zielsetzungen für Österreichs zukünftige Energieversorgung im Rahmen der „Energiesstrategie Österreich“ definiert. Darin sind konkrete Maßnahmenvorschläge zu der von der EU im Rahmen des Klima- und Energiepakets vorgegebenen „20-20-20-Ziele“ für die Umsetzung auf nationaler Ebene enthalten. Smart Grids werden in der Energiesstrategie als „höchst relevant“ für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Einbeziehung erneuerbarer Erzeugungsstrukturen bezeichnet (vgl. BMWFJ, 2010, o.S.).

Der „Nationale Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich“ (NREAP-AT), welcher im Mai 2010 vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend herausgegeben wurde, beschreibt die Maßnahmen, die ergriffen werden sollen, um den Anteil der regenerativen Energien bis 2020 auf die im EU-Klima- und Energiepaket geforderten 34 % zu erhöhen. Beispielsweise ist eine vorrangige Anschlusspflicht von sogenannten Ökostromanlagen, also Anlagen zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, festgelegt. Daraus ergibt sich, dass beispielsweise im Falle einer Netzüberlastung Ökostromanlagen ein Vorrangrecht in der Einspeisung gegenüber anderen Stromerzeugungsanlagen eingeräumt wird (vgl. BMWFJ, 2010a, o.S.).

Auf europäischer Ebene, wie auch auf nationaler Ebene, wird das Smart Grid als Ansatz, der wesentlich zur politischen Zielerreichung in unterschiedlicher Art beitragen kann, erachtet. Im Speziellen werden die Ziele der Effizienzsteigerung der Infrastruktur, eine zunehmende Integration von erneuerbaren Energieträgern, die Einführung intelligenter Messsysteme, wie auch die Gewährung von Versorgungssicherheit im Stromnetz als Bereiche, in denen Smart Grids einen wesentlichen Beitrag leisten kann, angesehen.

Zusammenfassend wurde im Zuge des Kapitels „Transformation der Energieversorgungsstrukturen“ einerseits die Erkenntnis gewonnen, dass die gegenwärtigen Energieversorgungsstrukturen angesichts des Fortschreitens des Klimawandels, der steigenden Energiepreise, der hohen Energieimport-Abhängigkeit, der steigenden Gefahr der Energiesicherheit und der zunehmenden Notwendigkeit der Energieeffizienz-Steigerung eine Weiterentwicklung notwendig machen. Andererseits wurde deutlich, dass im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte der EU-Mitgliedsländer bereits ein struktureller Wandel der Energiemärkte und des regulatorischen Rahmens stattfindet. Nachdem ebenso das gegenwärtige Stromnetz Österreichs in seiner technischen Ausgestaltung, seinen Marktakteuren und Energieaufbringungsmustern, wie auch die Schwerpunkte der energiepolitischen Ausrichtung bekannt sind, kann auf dieser Basis im Anschluss der Smart Grid-Ansatz als mögliches zukunftsfähiges Konzept, vorgestellt werden.

3 Der Smart Grid-Ansatz

Der Ausdruck Smart Grids wird in der Energieversorgungsbranche derzeit stark diskutiert. Die Ideen und Konzepte, die hinter diesem stehen, sind vielfältig und umfassend. Im Zuge dieses Kapitels soll daher eine theoretische Betrachtung des Smart Grid-Konzeptes geliefert werden.

Dafür widmet sich das **erste Kapitel** einer systematischen Annäherung an den Begriff „Smart Grid“. Während im **zweiten Kapitel** die bereits eintretenden Veränderungen der traditionellen Versorgungsstrukturen dargestellt werden, nimmt das **dritte Kapitel** aufbauend darauf eine Skizzierung der Funktionsweise und zentralen Kennzeichen von Smart Grids als Möglichkeit einer konkreten Veränderung der Versorgungsstrukturen vor. Nachdem die Einleitung von Veränderungen im Energieversorgungssystem stets von Hindernissen begleitet ist, werden abschließend im **vierten Kapitel** die Herausforderungen, die sich laut dem gegenwärtigen Stand der Literatur im Realisierungsprozess auf dem Weg zu Smart Grids ergeben können, ausgeführt.

3.1 Definitorische Annäherung

Bevor im nachfolgenden Kapitel der grundlegende Unterschied zwischen traditionellen und intelligenten Stromnetzen verdeutlicht wird, wird nun eine definitorische Annäherung an den Begriff „Smart Grid“, der mit „Intelligentes Stromnetz“ ins Deutsche übersetzt werden kann, vollzogen.

Als zentrale Stoßrichtung, die das Reflektieren über neue Netzlösungen anregt, gelten die Anforderungen, die im Zuge der Energieproduktion durch fluktuierende Einspeisung dezentraler Stromerzeuger, wie beispielsweise Windkraft, Wasserkraft oder Photovoltaik, auftreten. In diesem Licht wurde die Grundidee von Smart Grids, dezentrale Erzeuger/innen durch IKT zu vernetzen und einem gemeinsamen Steuerungsmechanismus zu unterziehen, geboren. Im Jahr 2006 wurde die Grundidee des Smart Grids zum erstmals umfassend formuliert (vgl. Dänekas, Mayer, 2012, o.S.).

Der Begriff „Smart Grid“ wurde am 24. April 2007 von Andres E. Caravallo auf einer „*IDC Unified Communications & Mobility Conference*“ in Chicago erwähnt. Er behauptete, dass ein intelligentes Stromnetz durch die Kombination von Energie, Kommunikation und Hardware geschaffen werden kann. Als Voraussetzung dafür betonte er die Etablierung neuer gesetzlicher Rahmenbedingungen und neuer dezentraler Netzstrukturen (vgl. Dänekas, Mayer, 2012, S. 23).

Nach der Begriffsschöpfung durch Caravallo entstand eine Vielzahl an unterschiedlichen Definitionen. Die einzelnen Definitionen variieren meist nicht sehr, sondern fokussieren andere Teilaspekte des Konzeptes mit unterschiedlicher Intensität (vgl. Harnisch, 2011, S. 4). Es ist jedoch keine allgemein-anerkannte bzw. standardisierte Definition in der aktuellen For-

schungsliteratur zu identifizieren. Aus der Fülle an Definitionen werden nun zwei sich im Kern ähnelnde Bestimmungen exemplarisch angeführt.

Die *European Technology Plattform Smart Grids* (kurz: ETPSG) wie auch die *European Smart Grid Task Force* (kurz: SGTF) liefern eine kompakte und allgemein-gehaltene Definition von Smart Grids: „*A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies*“ (ETSG, o.J., o.S.).

Auch in Österreich fand bereits ein breiter Reflexionsprozess über geeignete Definitionsmöglichkeiten von Smart Grids statt. Dieser konzentrierte sich vor allem auf die im Mai 2008 gegründete Nationale Technologieplattform *Smart Grids Austria* (kurz: NTP SGA). Die NTP SGA besteht aus dreißig Stakeholdern der elektrischen Energieversorgung. Die Mitglieder stammen aus den Bereichen der Netzbetreiber, Energiewirtschaft, Industrie, Forschungseinrichtungen wie auch Konsument/innen und Nutzer/innen. Die NTP SGA baut ihre Arbeit auf folgendem Begriffsverständnis, das im Rahmen eines Stakeholder-Prozesses erarbeitet wurde, auf: „Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“ (vgl. NTP SGA, o.J., o.S.).

In der wissenschaftlichen Literatur wird häufig die zur Verwirrung führende Aussage getätigt, dass Smart Grids die bestehenden Netze ablösen. Richtig ausgedrückt wird ein kontinuierlicher Entwicklungsprozess zu Smart Grids hin vollzogen, so korrigieren Friedl et al. in ihrem Aufsatz „Regulierung und Smart Grids“ die in der Literatur weitverbreitete fehlerhafte Formulierung. Während die „*Smartness*“ im Zuge von smarten Übertragungsnetzen auf sehr hohem Niveau fortgesetzt wird, wird diese im Verteilernetz im Zuge von steigender Effizienz im Netzbetrieb maßgeblich gesteigert, jedoch nicht neu geschaffen, lautet die Argumentation (vgl. Friedl et. al 2011, S. 2).

Die Kernidee des Smart Grid-Ansatzes, so wurde aus den zwei genannten Definitionen deutlich, ist die Vernetzung von Erzeuger/innen, Verbraucher/innen und Speichermöglichkeiten zu einem System. Damit wurde klar, dass sich die „*Smartness*“ des Begriffes nicht nur auf - das Netz (*Grid*) bezieht, sondern mit Erzeugung, Verteilung und Lieferung von elektrischer Energie das gesamte Energieversorgungssystem und deren Stakeholder, die von einer „nachhaltigen, ökonomisch-effizienten und sicheren Elektrizitätsversorgung“ (ETSG, o.J., o.S., Übersetzung durch die Verf.) profitieren, mit einschließt. Eine große Anzahl unterschiedlicher Lösungsansätze, die die Wertschöpfungskette elektrischer Energieversorgung optimieren, können unter einem Smart Grid subsummiert werden. Um die Grundideen des Smart Grids zu vermitteln, werden anschließend traditionelle wie auch intelligente Versorgungsstrukturen und deren zentrale Charakteristika skizziert.

3.2 Traditionelle Versorgungsstrukturen im Wandel

Anschließend werden in einem ersten Schritt die Kennzeichen und Herausforderungen der traditionellen Stromnetze dargelegt. Aufbauend darauf werden die Grundprinzipien, die dem Smart Grid-Ansatz zugrunde liegen, davon abgeleitet.

3.2.1 Zunehmende Dezentralisierung der Netzstrukturen

Das „traditionelle“ österreichische Stromnetz ist durch ein hohes Ausmaß an Zentralität geprägt. Diese Struktur ist einerseits topologisch begründet und andererseits historisch gewachsen (vgl. Bliem et al., 2011, S. 2). Die Zentralität drückt sich darin aus, dass die Energieerzeugung vorwiegend durch große Kraftwerke erfolgt. Über das Höchstspannungsnetz wird die erzeugte elektrische Energie anschließend zu lokalen Verteilernetzen transportiert, welche wieder um Verbraucher/innen aus den Bereichen des Handels, der Industrie, des Transportes und die Haushalte versorgen (vgl. Rodriguez, 2012, S. 249). Der Vorteil einer zentralen Struktur liegt im Systemausgleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch, der durch eine geringe Anzahl großer Produktionsstätten verhältnismäßig einfach geschaffen werden kann. Die Erzeugung wird in diesem System der jeweiligen Last angepasst (vgl. Roß, 2012, S. 279). Sobald der Verbrauch höher oder geringer ausfällt als geplant, ist die Balance unausgeglichen, und folglich verändert sich die Netzfrequenz. Bei großen Abweichungen kann in weiterer Folge die Netzstabilität nicht mehr garantiert werden. Um in diesem Fall einem Ausfall des gesamten Stromversorgungssystems vorzubeugen, werden Kraftwerke und einzelne Stromverbraucher automatisch vom Netz genommen. Die Ausstattung mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), die für die Regelung des Stromnetzes notwendig ist, wie auch der Anschluss von Kraftwerken und Netzanlagen, ist jedoch bisher ausschließlich in Höchstspannungsnetzen installiert. Niedrigere Spannungsebenen funktionieren vorwiegend ohne Systemmanagement und ohne Anbindung an zentrale Steuerungseinrichtungen. Für diese stellt eine verstärkte Einspeisung durch dezentrale Energieträger ein Hindernis dar, den Ausgleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch zu gewährleisten (vgl. NTP SGA, o.J., o.S.).

Die Bewältigung der mitunter großen Schwankungsbreiten, die die Erzeugung durch erneuerbare, dezentrale Energieträger mit sich bringt, stellt demnach eine Herausforderung für die derzeit stark zentralisierte Stromnetzstruktur – vor allem auf Verteilernetzebene – dar. Ein Blick auf die Transparenz-Plattform der *European Energy Exchange AG* (kurz: EEX) (vgl. EEX, o.J., o.S.) gibt Aufschluss über die Stärke der Schwankungen innerhalb eines Tages: Bei starkem Wind und wolkenfreiem Himmel kann in den Sommermonaten eine Leistung von bis zu 30.000 Megawatt aus Windkraft und Photovoltaik erzielt werden, was circa die Hälfte des benötigten Bedarfs zu dieser Jahreszeit abdeckt (siehe Abbildung 5). Jedoch kann die Änderung der meteorologischen Bedingungen innerhalb kurzer Zeit einen Abfall auf 1.000 Megawatt bewirken. In Anbetracht dieser großen Schwankungsbreiten lässt sich ein großer Teil der Stromeinspeisung dezentraler erneuerbarer Energiequellen schon heute nur schwer steuern (vgl. Fox, Müller, 2011, S. 7).

Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen innerhalb eines Tages

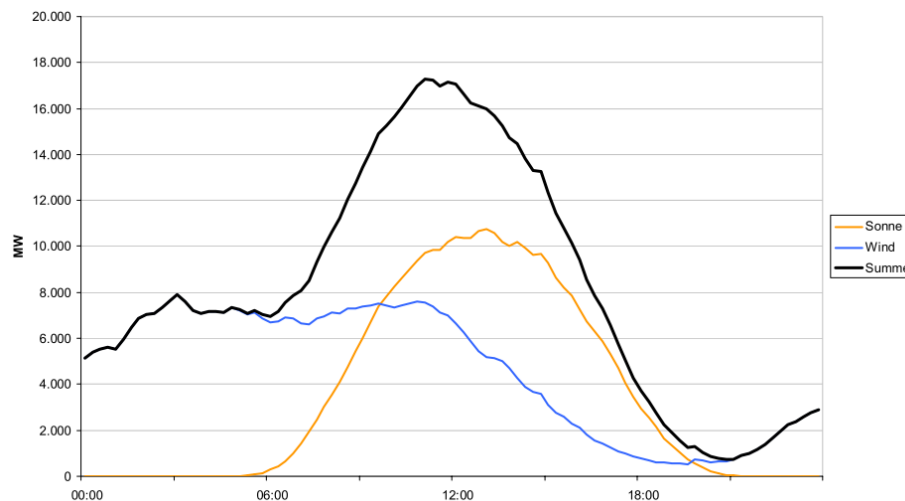


Abbildung 5: Stromerzeugung aus den regenerativen Energiequellen Sonne, Wind und in Summe, am 17.06.2011. Quelle: EXX, o.J., o.S.

Durch den Ausbau von Spitzenlastkraftwerken können die immensen Schwankungsbreiten in der Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger ausbalanciert werden. Diese ermöglichen es die Lastspitzen abzuflachen, oder auf einen Abfall der Erneuerbaren-Einspeisung, beispielsweise bei plötzlichem Auftreten von Windstille oder Wolken, zu reagieren. Als Nachteil kann jedoch gesehen werden, dass Spitzenlastkraftwerke eine lange Bauzeit und einen geeigneten Standort, der aufgrund politischer Widerstände laut Fox und Müller schwer zu finden ist, verlangen. Demnach stellt auch der Ausbau der Spitzenlastkraftwerke keine angemessene Lösung zur Bewältigung großen Schwankungsbreiten dar (vgl. ebd.).

Durch die zunehmende Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energie werden die Erzeugungsstrukturen bereits zunehmend dezentralisiert. Erzeugungsanlagen entstehen vorwiegend an Standorten, die geeignete klimatische, landwirtschaftliche oder andere günstige Bedingungen aufweisen (vgl. Roß, 2012, S. 288). Um auch bei einer zukünftigen Zunahme der dezentralen Einspeisung fluktuierender Volumina aus regenerativen Energiequellen Netzstabilität zu gewährleisten, ist Handlungsbedarf im Bezug auf die Veränderung der Netzstrukturen nötig.

3.2.2 Umkehr unidirektionaler Energieflüsse

Das traditionelle Stromnetz ist weiters durch eine unidirektionale Energieflussrichtung gekennzeichnet. Dies bedeutet, dass die Stromversorgung primär von der Erzeugungsstätte in Richtung Verbraucher/innen fließt. Nachdem die Integration von erneuerbaren Energieträgern eine erschwerte Kapazitätsplanung der Stromeinspeisung in die Netze bewirkt, wird die Notwendigkeit der gezielten Steuerung weiter bestärkt (vgl. Motsch, 2012, S. 233). Auch die Umkehr des Lastflusses hat, wie die eben beschriebene Dezentralisierung, bereits begonnen. Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung vollziehen sich Einspeisung und Transport nicht mehr ausschließlich nach dem Top-Down-Prinzip, sondern ver-

mehrt auch aus den Verteilernetzen, wo die dezentrale Einspeisung von erzeugter Energieleistung durch erneuerbare Energieanlagen entsteht und über die Nieder- und Mittelspannungsebene in die Übertragungsnetze gelangt (vgl. Roß, 2012, S. 288).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die bisher zentral gesteuerten Stromnetze dem Anspruch der erhöhten Inlandsstromerzeugung mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien in ihrer derzeitigen Form nur schwer nachkommen können. Obwohl sich bereits ein begonnener Wandel der Energieversorgungsstrukturen, der sich durch voranschreitende Dezentralisierung und wechselnde Lastflüsse in den Netzen auszeichnet, abbilden lässt, müssen die zukünftigen Herausforderungen stärker in Angriff genommen werden. Die Abstimmung des Strombedarfs auf witterungsbedingte Schwankungen der Stromerzeugung durch erneuerbare Energie ist demnach eine maßgebliche Voraussetzung um die Versorgungssicherheit der Stromnetze auch weiterhin zu gewährleisten (vgl. Fraunhofer ESK, 2011, S. 36). Wie soeben angedeutet, hat der Wandel zentraler Stromversorgungsstrukturen mit unidirektionalem Energiefluss bereits begonnen. Im folgenden Abschnitt soll skizziert werden, wie dieser nach den Vorstellungen des Smart Grid-Konzeptes fortgesetzt werden könnte. Außerdem wird ein Überblick über die wesentlichen Kennzeichen des Smart Grid-Ansatzes geliefert.

3.3 Smarte Kennzeichen von intelligenten Stromnetzen

Wie bereits angedeutet unterliegt die Versorgungsaufgabe von Strom bereits einem Wandel. Im Nachfolgenden wird skizziert, wie dieser nach den Vorstellungen des Smart Grid-Ansatzes fortgesetzt wird.

3.3.1 Neue Technologie zur Energieerzeugung und elektronischer Vernetzung

Ein wesentliches Kennzeichen eines Smart Grid stellt die Einbindung unterschiedlicher Energieeinspeiser, vorwiegend von erneuerbaren Energieträgern oder anderen Produktionsanlagen wie beispielsweise Mikroturbinen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Stromerzeugung, dar. Hierfür ist die Einführung von neuer Technologie zum Zweck der Energieerzeugung und deren elektronischen Vernetzung nötig. Nachfolgend werden vier in diesem Rahmen vorgesehene Änderungsmaßnahmen erläutert. Erstens entwickeln sich die bisher vorwiegend hierarchischen bzw. zentralen Netzstrukturen zu dezentralen Strukturen. Zweitens werden die im traditionellen Netz vorhandenen unidirektionalen Lastflüsse und Kommunikationsbeziehungen zwischen einer überschaubaren Anzahl von Marktakteuren durch bidirektionale Lastflüsse zwischen einer steigenden Anzahl von Marktakteuren ergänzt. Drittens kommt es zur Konzeption von virtuellen Kraftwerken, indem viele dezentrale Erzeugungsanlagen zusammengefasst werden und einer gemeinsamen Steuerungszentrale unterliegen. Und zuletzt werden die derzeit geringen Möglichkeiten, den Netzzustand an aktuelle Lastsituationen anzupassen, durch die vorgesehene Erweiterung des Lastmanagements im Smart Grid abgelöst (vgl. Roß, 2012, S. 289).

Dezentralisierung der Stromerzeugungsstrukturen

Ein zentrales Prinzip von Smart Grids wurde bereits mehrmals angedeutet: der Ausbau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Die in Österreich bereits begonnene Dezentralisierung der Stromerzeugung wird im Smart Grid gezielt forciert. Während in traditionellen Stromnetzen vorwiegend zentrale Erzeugungsstrukturen, in denen Stromerzeugung und -verbrauch durch Steuerung der großen Kraftwerke relativ leicht aneinander angepasst werden können, ist eine umfassende Produktionssteuerung im Smart Grid, das auf dem Ausbau der dezentralen Produktion durch erneuerbare Energieträger aufbaut, nicht mehr möglich. Aufgrund der hohen Volatilität erneuerbarer Energieträger wie Windkraft oder Photovoltaik wird im Smart Grid nicht die Erzeugung, sondern der Verbrauch, gesteuert bzw. beeinflusst (vgl. Ebert, 2011, S. 107). Durch den Einsatz von IKT, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik können zentrale und dezentrale Ansätze im Smart Grid sinnvoll kombiniert werden (vgl. Fenn, Metz, 2010, S. 35). So kann beispielsweise über die Echtzeitdokumentation von Erzeugungsdaten die aktuelle Einspeisesituation an den Netzbetreiber kommuniziert werden und erleichtert ihm folglich die Netzführung. Weiters können die Einspeiseprognosen durch die Datenaufzeichnung kontinuierlich verbessert werden (vgl. Wissner, 2009, S. 24 f.). Aus der Dezentralisierung der Erzeugungsstrukturen wird die Zunahme von Marktakteuren wie auch eine Diversifikation der Marktrolle erwartet. Beispielsweise wird die Anzahl dezentraler Erzeuger steigen und ein neues Aktivitätsfeld für Messdienstleister entstehen (vgl. Roß 2012, S. 289).

Bidirektionale Steuerung

Wie bereits erläutert, hat die sogenannte Bottom-Up-Struktur, bei der der Stromfluss nicht ausschließlich von den Energieerzeugern in Richtung Verbraucher/innen fließt, sondern bidirektional ebenso von den Erzeuger/innen aus regenerativen Quellen auf höhere Ebenen der Mittel- und Hochspannungsebene gelangt, bereits begonnen. Smart Grids liefern die hierfür notwendigen Kommunikationslösungen für die Steuerung und Überwachung der Netzinfrastruktur. Infolgedessen wird der Lastfluss und die Verteilung der Lasten transparenter, so dass die Produktion und der Verbrauch von Strom besser aufeinander abgestimmt werden können (vgl. Wissner, 2009, S. 27).

Aus der bidirektionalen Kommunikationsstruktur der Netzelemente ergeben sich auch für Verbraucher/innen neue Anwendungen und Partizipationsmöglichkeiten am Marktgeschehen. Beispielsweise ermöglicht die bidirektionale Steuerung in Kombination mit „smarten“ Haushaltsgeräten den Konsument/innen an Programmen zur automatischen Lastverschiebung teilzunehmen. In Abhängigkeit von Informationssignalen, die das EVU an die Haushaltsgeräte der Endverbraucher/innen sendet, werden diese automatisch gesteuert und können damit zum Lastausgleich im Stromnetz beitragen (vgl. Bliem et al., 2011, S. 8). Auch im Bereich der Elektromobilität sieht das Smart Grid neue Geschäftsmodelle vor. Durch einen bidirektionalen Stromfluss und die Schaffung der notwendigen Infrastruktur, können Elektroautos nicht nur Strom abnehmen, sondern einen Teil auch wieder ins Netz einspeisen und somit als dezentrale Stromspeicher fungieren (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien, 2012, S. 19).

Als zweites Kennzeichen von Smart Grids kann folglich ein Wandel von einer Kommunikationsstruktur, die im traditionellen Stromnetz vorwiegend administrativ und abrechnungsgetrieben ist, zu einer bidirektionalen Kommunikation und verstärkten Einbeziehung der Marktakteure in das Marktgeschehen attestiert werden (vgl. Roß, 2012, S. 289).

Virtuelle Kraftwerke

Während einzelne zentrale Kraftwerke relativ einfach gesteuert werden können, stoßen die derzeitigen Netzstrukturen bei einer Vielzahl von dezentralen Kleinkraftwerken an ihre Grenzen. Eine Grundidee von Smart Grid ist demnach der Aufbau von virtuellen Kraftwerken, in denen zahlreiche kleine und mittlere Stromerzeugungsanlagen zu einem gemeinsamen Kraftwerk miteinander verbunden werden (vgl. BMVIT, 2009, S. 39). Daraus ergibt sich der Vorteil, dass der Vertrieb der dezentral erzeugten elektrischen Energie effizienter und in größeren Volumina vollzogen werden kann. Auch kann durch die Kombination verschiedener Erzeugungsanlagen ein sogenanntes Grundlastband geschaffen werden, das die volatile Verfügbarkeit der unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen ausgleicht. Damit kann die gegenwärtige Einspeisesituation maßgeblich verbessert werden. Nachdem im aktuellen System die Einspeisevergütungen von Strom aus erneuerbaren Energiequellen unabhängig vom jeweiligen Netzzustand ausgehändigt werden, profitieren die Netzbetreiber, die bereits virtuelle Kraftwerke betreiben, nach derzeitiger Rechtslage nicht von der Möglichkeit, die Einspeisung in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes zu tätigen. Stattdessen wird derzeit Regelleistung eingekauft, um fluktuierende Erzeugung und Abweichungen der Prognosen auszugleichen. Diese werden von Übertragungsnetzbetreibern vorfinanziert und schlussendlich über das Netzentgelt den Kund/innen weiterverrechnet (vgl. Wissner, 2009, S. 24 f.).

Technische Voraussetzung für den Aufbau eines virtuellen Kraftwerkes ist die Vernetzung und Steuerung der einzelnen Erzeuger/innen und Verbraucher/innen über die Einführung von geeigneter IKT. Smart Grids und Smart Metering ermöglichen die Verbindung und Steuerung der dezentralen Energieerzeugungsanlagen (vgl. Roß, 2012, S. 289). Von einer zentralen Steuerungseinheit können die unterschiedlichen Erzeuger in einem eigenen Bilanzkreis geregelt werden und dadurch zu einer netzgünstigen Stromeinsparung führen (vgl. Wissner, 2009, S. 24 f.). Im Smart Grid entstehen somit für Stromproduzenten, Ein- und Verkäufer neue Möglichkeiten mit geringen Volumina auf dem Energiemarkt agieren zu können (vgl. NTP SGA, 2010, S. 39).

Es sei darauf hingewiesen, dass das Smart Grid-Charakteristikum der virtuellen Kraftwerke in Industriebetrieben, wenn auch in deutlich kleinerem Umfang, bereits umgesetzt wird. Alle Energieerzeugungseinheiten eines Industriebetriebes können durch eine zentrale Steuerungseinheit vernetzt werden. Dadurch wird das gleiche Prinzip, wie es auch in virtuellen Kraftwerken vorgesehen ist, angewendet (vgl. Hilt, Martens, 2012, S. 56).

Als drittes technologisches Charakteristikum kann somit die Veränderung des traditionellen Stromnetzes, in dem die Netzinfrastruktur und die IKT nicht miteinander verknüpft sind hin

zu einer Konvergenz von Netz- und IKT-Infrastruktur, wie sie für virtuelle Kraftwerke im Smart Grid-Konzept vorgesehen sind, festgehalten werden (vgl. Roß, 2012, S. 289).

Erweiterung des Lastmanagement durch IKT

Die Anwendung von neuer IKT im Smart Grid ermöglicht eine Ausweitung des Lastmanagement. Im Zuge dessen können im Wesentlichen zwei unterschiedliche Formen auftreten:

Einerseits kann eine Lastreduzierung durch die Verteilnetzbetreiber hierarchisch zum Zweck der Netzstabilität gesteuert erfolgen. In diesem System erlauben Endverbraucher/innen die Steuerung des Energieverbrauches über Fernzugriff der Netzbetreiber durch ein Energiemanagementsystem. Auch die Installation intelligenter Zählgeräte trägt zu einer bidirektionalen Kommunikation der Intelligenzen Zähler mit der zentralen Messstelle bei. Dadurch wird beispielsweise die Fernablese von Zählerständen oder anderer Daten, die für einen sicheren Netzbetrieb maßgeblich sind, ermöglicht. Das Demand Side Management im Smart Grid kann im Wesentlichen unterschiedliche Funktionen erfüllen. Andererseits können Endverbraucher/innen selbst Lastreduzierungen und -steigerungen veranlassen, indem sie ihren Energieverbrauch selbst steuern und ihr Verbrauchsverhalten entsprechend den Tarifinformationen der Stromanbieter angleichen (vgl. Fraunhofer ESK, 2011, S. 32). Grundlage hierfür liefert ein Energiemanagementsystem mit Echtzeitübertragung. Dieses ermöglicht, dass Endverbraucher/innen Daten über den individuellen Stromkonsum übermittelt werden und ihnen damit die Möglichkeit öffnet, ihren Stromkonsum am jeweiligen Netzzustand zu orientieren (vgl. Hidayatullah et al., 2011, S. 223). Indem in Zeiten der Spitzenbelastung Strom teurer angeboten wird als in Zeiten mit hohem Stromangebot, soll ein Anreiz zur Konsumanpassung demnach über Preissignale auf Konsument/innen wirken. Im Kapitel „Systematisierung Dynamischer Tarife“ werden unterschiedliche Modelle der dynamischen Tarifgestaltung ausgeführt (Kapitel 5.2).

Das vierte Charakteristikum technischer Natur kann folglich als das Aufweisen hoher Flexibilität, wie auch eines hohen Automatisierungsgrades in Anpassungen des Netzzustandes an entstehende Lastsituationen aufgefasst werden (vgl. Roß, 2012, S. 290).

3.3.2 Integration der Energieverbraucher/innen

Mit den vorangehenden technischen Kennzeichen von Smart Grids ändert sich die Rolle der Endverbraucher/innen im Energieversorgungssystem. Inwiefern diese auf unterschiedliche Arten stärker integriert werden können, wird folglich dargestellt.

Im Smart Grid ist die/der Endverbraucher/in nicht mehr ausschließlich Stromkonsument/in, sondern kann gleichzeitig als Stromproduzent/in tätig werden und die eigens produzierte Energie in das Netz einspeisen oder selbst verbrauchen. Dieser Wandel der Endverbraucher/innen vom „Consumer“ zum „Prosumer“ erfordert, neben den technologischen Grundlagen, vor allem neue Dienstleistungen auf dem Energiemarkt (vgl. Roß 2012, S. 289). Diese verlangen beispielsweise den Einsatz von intelligenten Messgeräten, sogenannten Smart

Meters, welche als Bindeglied zwischen dem Verteilernetz und den Endverbraucher/innen fungieren. Indem der Smart Meter Daten zum Energiefluss und zur Spannungsqualität aufzeichnet und an den Netzbetreiber weiterleitet, wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit in einem Netz, das aus zunehmend dezentralen Energieerzeugern besteht, geleistet. Weiters liefert der Smart Meter Echtzeit-Daten über den Energieverbrauch von Kund/innen in verkürzten Zeitintervallen. Dadurch kann die/der Endverbraucher/in einerseits für ihr/sein Verbrauchsverhalten sensibilisiert werden und durch ökonomische Anreize zur Änderung dessen animiert werden. Andererseits schaffen Smart Meter die Grundlage für die Anwendung von neuen Dienstleistungen zum Zweck der Energieeffizienzsteigerung. Im Zuge dessen ist beispielsweise der Einsatz von „Smart Home“-Applikationen in Kombination mit dem Smart Grid vorgesehen (vgl. Keussen, o.J., S. 2). Beispielsweise kann über gewisse technische Bauteile und die Programmierung eines Managementkonzepts für Haushalts- und Elektrogeräte der Verbrauch ferngesteuert und schlussendlich die Energieeffizienz der Endverbraucher/innen gesteigert werden (vgl. NTP SGA, o.J., o.S.). In diesem Fall erfolgt eine Integration von Energieversorgung und Verbrauchsteuerung im Zuge des Smart Grid (vgl. Roß, 2012, S. 289).

3.3.3 Konzeption neuer Geschäftsmodelle

Aus den bisher erläuterten Kennzeichen wurde deutlich, dass in einem Smart Grid eine Vielzahl von Akteuren und Systemkomponenten miteinander vernetzt sind und unterschiedlich in Interaktion miteinander treten. Dafür muss neben der technischen Grundlage jedoch auch eine vertragliche Basis für den Austausch der Marktakteure geschaffen werden (vgl. Motsch, 2012, S. 223). Wie bereits skizziert, sind Haushalts-, Industrie- und Gewerbskund/innen im Smart Grid dazu angehalten, aktiv ihren Energiekonsum zu beeinflussen und zu optimieren (vgl. VDE, 2010, S. 24). Hierfür ist die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen eine zentrale Voraussetzung und kann fundamental zur Gesamtsteuerung des Systems und zur Ermöglichung effizienter Allokation beitragen. Geschäftsmodelle, die im Zuge von Smart Grids aufkommen, sind vor allem dynamische Tarife, die den Verbraucher/innen preisliche Anreize zum Stromverbrauch entsprechend der aktuellen Angebot-Nachfrage-Situation auf dem Strommarkt liefern, anzuführen (vgl. Motsch, 2012, S. 233).

Aufgrund der Erläuterung im Zuge dieses Kapitels, kann die These aufgestellt werden, dass sich die Intelligenz von Smart Grids einerseits aus der Anwendung von intelligenter Netztechnologie, die den Informationsstand über die sich wandelnden Lastzustände dokumentiert und kommuniziert, ergibt. Andererseits trägt der Mehrwert von Geschäftsmodellen, die auf dieser Grundlage zur Nutzung dieser Informationen grundlegend sind, maßgeblich zur „Smartness“ des intelligenten Netzes bei.

4 Regulatorische Investitionsanreize für Smart Grids

Aus den bisherigen Erläuterungen wurde deutlich, dass die Realisierung von Smart Grids erhebliche Anpassungen der Strominfrastruktur erfordert. Hierfür sind umfangreiche Investitionen von Seiten der österreichischen Netzbetreiber erforderlich. Der Investitionsbedarf zur Realisierung von Smart Grids kann bisher nur grob geschätzt werden. Für Österreich werden bis 2020 Investitionen in der Höhe von acht bis zehn Milliarden Euro für die Einrichtung von intelligenten Netzstrukturen erwartet (vgl. Deasley et al., 2012, S. 55). Die Aufteilung des Investitionsvolumens zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ist derzeit noch unklar. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Investitionsvolumen auf Ebene der Verteilernetze zehnfach höher ist (vgl. Roß, 2012, S. 296).

Auch wenn das konkrete Ausmaß der Investitionen noch unklar ist, wird deutlich, dass hohe Investitionen der Netzbetreiber Voraussetzung für die Realisierung von Smart Grids sind. Gleichzeitig wird die neu-implementierte Technik zu Mehrkosten im regulären Netzbetrieb führen. Längerfristig können diese durch Steigerung von Effizienz an anderen Stellen (beispielsweise durch den Wegfall der Zählerauslesung vor Ort durch Fernauslesung) erneut kompensiert werden. *Ceteris paribus* ist jedoch von einer anfänglichen Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation der innovativ-tätigen Netzbetreiber auszugehen (vgl. ebd.).

Am regulierten Strommarkt münden Investitionsentscheidungen von Monopolisten demnach häufig in einen Konflikt zwischen „wirtschaftspolitisch motivierten Effizienzzielen, strukturellen Veränderungen und technologischem Fortschritt sowie dem unternehmerischen Gewinnmaximierungskalkül unter regulatorischen Vorgaben“ (Growitsch et al., 2010, S. 12). Richtungsweisend für Investitionsentscheidungen von Seiten der monopolistisch agierenden Netzbetreiber ist folglich, wie Investitionen von Seiten der Regulierungsbehörde gehandhabt werden und welche Anreize diese für den Netzbetreiber setzt. Daher soll in diesem Kapitel folgender Frage nachgegangen werden: Inwiefern setzen die in Österreich angewendeten Kosten- und anreizbasierten Regulierungsregime, Anreizhebel für die Investition in Produktinnovationen, die für die Realisierung von Smart Grids notwendig sind und langfristig zu dynamischer Effizienz führen?

Im **ersten Kapitel** werden die Gründe für staatliche Regulierung investitionstheoretisch erörtert. Im Zuge dessen werden die Blickwinkel der normativen wie auch der positiven Theorie der Regulierung dargestellt. Abschließend liefert die Vorstellung unterschiedlicher wirtschaftspolitischer Effizienzkriterien staatlicher Regulierung die nötige Grundlage für das **zweite Kapitel**. In diesem werden die beiden in Österreich angewendeten Regulierungsansätze, nämlich die kostenorientierte Regulierung der Übertragungsnetzebene und die anreizorientierte Regulierungsform der Verteilnetzebene skizziert und anhand der zuvor angeführten Effizienzkriterien geprüft. Im **dritten Kapitel** wird der Zusammenhang zwischen Investitionen, die Produktinnovationen zur Realisierung von Smart Grids fördern, und den Regulierungsformen ausführlicher untersucht. Damit soll abschließend eine Antwort auf die bereits erwähnte Kernfrage dieses Kapitels, nämlich jene nach den Potenzialen zur

Incentivierung von innovativen Investitionen im Rahmen der angewendeten Regulierungsregime Österreichs, geliefert werden.

4.1 Gründe und Maßstäbe staatlicher Regulierung

Im Zuge der Regulierungen greift der Staat direkt in das Marktgeschehen auf dem Strommarkt ein. Dieser Eingriff kann in der Regulierungstheorie normativ oder positiv interpretiert werden. Während die normative Theorie das Argument des Marktversagens aufgreift und staatliche Eingriffe zur Steigerung der Gesamtwohlfahrt als Voraussetzung für die Effizienz sieht (vgl. Morasch, 2001, S. 11), rückt die positive Theorie die Frage „Wie greift der Staat ein“ in das Zentrum der Betrachtung (vgl. Getzner, 2013, S. 17). Anschließend wird sowohl die Argumentation der normativen als auch der positiven Theorie der Regulierung ausführlicher dargelegt.

4.1.1 Normative Theorie

Normative Theorien führen Marktversagen als Begründung für regulierende staatliche Eingriffe in das Marktgeschehen an. Marktversagen „bedeutet, dass Branchenbesonderheiten einen Wettbewerb verhindern würden bzw. der Marktprozess zu Ergebnissen führen würde, die von den üblicherweise erwarteten positiven Wirkungen des Wettbewerbs abweichen“ (Möschel, 1983, S. 608). Die normative Theorie, die auch als *Public-Interest-Theorie* bezeichnet werden kann, besagt damit im Wesentlichen, dass staatliche Regulierung für die Durchsetzung des Gemeinwohls notwendig ist (vgl. Mitnick, 1980, S. 31). Nach der normativen Theorie dienen regulatorische Eingriffe in den Markt der Korrektur des Marktversagens und der Steigerung des Allgemeinwohls (vgl. Picot, 2008, S. 24). Hierfür wird argumentiert, dass gewisse Märkte bzw. Sektoren ohne Regulierungseingriffe nicht zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führen, sondern in ineffizienter bzw. unfairer Distribution resultieren (vgl. Posner, 1974, S. 336).

Als Gründe für das Eintreten von Marktversagen im Energiesektor wird beispielsweise das Auftreten natürlicher Monopole, der Annahme ruinöser Konkurrenz wie auch das Vorliegen von externen Effekten genannt. Diese werden anschließend kurz ausgeführt (vgl. Krenn, 2002, S. 14).

Eine weitere Form des Marktversagens zeigt sich laut Vertreter/innen der normativen Theorie durch das Auftreten von ruinöser Konkurrenz. Diese ist dann vorzufinden, wenn Wettbewerbssituationen „im Versagen des marktwirtschaftlichen Ausleseprozesses mit gesamtwirtschaftlich schädlichen Auswirkungen befürchtet [werden]“ (Müller, Vogelsang, 1979, S. 41). Ruinöse Konkurrenz führt demnach dazu, dass der Wettbewerb durch das finanzstärkste Unternehmen dominiert wird, anstatt durch das effizienteste Unternehmen (vgl. Becker, 2005, S. 25).

Ebenso wird in der Energieproduktion das Auftreten externer Effekte als Argument für die Notwendigkeit von Regulierung eingebracht. Externe Effekte, die durch Produktion oder Konsum eines Gutes als Vorteile oder Nachteile für Dritte entstehen, werden in der Preisbildung nicht einbezogen (vgl. Hölzer, 2000, S. 62).

Durch diese Argumente wurde der Kern der normativen Regulierungstheorie verdeutlicht, nämlich mit der Begründung, dass Marktversagen, welches beispielsweise aus den eben genannten Gründen entstehen kann, zu suboptimalen Wettbewerbsergebnissen führt. Die Zielsetzung, die daraus abgeleitet wird, ist eine Korrektur des Marktversagens (vgl. Morasch 2012, S. 99).

4.1.2 Positive Theorie

Die positive Theorie der Regulierung baut ihre Argumentation nicht wie die normative Theorie auf Begründungen für staatliche Eingriffe auf, sondern liefert Erklärungen für die tatsächlichen politischen, historischen und ökonomischen Gründe, die zu Regulierungsmaßnahmen führen (vgl. Krenn, 2002, S. 16). Als Ausgangspunkt der Regulierung wird Politikversagen angeführt. Regulatorische Maßnahmen werden demnach entsprechend dem „Eigeninteresse der beauftragten Behörden [...] bzw. [dem] Interesse von Gruppen [...], die versuchen, durch Wettbewerbsbeschränkungen leistungsfremde Einkommen zu erzielen“ (Hölzer, 2000, S. 63, Änderung durch die Verf.) getätigt.

Als zentraler Aufsatz der Regulierungsökonomie kann der Aufsatz *„Behavior of the Firm under Regulatory Constraint“* von Averch und Johnsons angeführt werden. Diese argumentieren, dass Regulierung das grundlegende Problem der Marktmacht nicht beseitigt, sondern lediglich reduziert. Auch die Chicagoer Schule äusserte seit den 1970er-Jahren Kritik an der normativen Theorie. Stigler führte in diesem Zusammenhang den Regulierungsprozess und seine Institutionelle Einbettung aus (vgl. Knieps, 2007, S. 229). Denn gemäß der Argumentation der normativen Theorie, würden staatliche Regulierungseingriffe am ehesten in monopolähnlichen Märkten auftreten. Stigler konnte diesen Zusammenhang zwischen Marktunvollkommenheit (externe Effekte, monopolistische Marktstrukturen) und regulatorischen Eingriffen nicht bestätigen (vgl. Posner, 1974, S. 336). Infolgedessen wird argumentiert, dass Regulierung nicht nur dem öffentlichen Interesse, sondern ebenso der Einflussnahme politischer Interessen unterliegt (vgl. Kaufer, 1981, S. 149 f.). Die positive Theorie kann demnach ebenso als *„Private Interest“*- oder *„Public Choice“*-Theorie bezeichnet werden. Die erwähnte Einflussnahme kann sich dabei auf die Gesetzgebung wie auch auf die Umsetzung der Regulierung beziehen. Regulatorische Maßnahmen werden demnach entsprechend dem „Eigeninteresse der beauftragten Behörden erklär[t] bzw. auf das Interesse von Gruppen, die versuchen, durch Wettbewerbsbeschränkungen leistungsfremde Einkommen zu erzielen [zurückgeführt]“ (vgl. Hölzer, 2000, S. 63, Änderung durch die Verf.). Dabei stehen beispielsweise Motive wie Budget- und Wählerstimmenmaximierung oder die des Wettbewerbschutzes im Vordergrund (vgl. Morasch, 2012, S. 99).

Anschließend sollen die von der normativen und positiven Regulierungstheorie auf den Elektrizitätssektor umgelegt werden. Das Auftreten von Marktversagen stellt die grundlegende Begründung für die Notwendigkeit staatlicher Regulierung dar. Leistungsgebundenheit, starre Märkte und eine hohe Kapitalintensität können mitunter als Charakteristika des Elektrizitätssektors angeführt werden. Daraus ergeben sich ein natürliches Monopol und das Auftreten ruinöser Preiskämpfe. Ebenso ist eine Anschluss- und Versorgungspflicht auch für unrentable Kund/innen zu gewährleisten. Unter Wettbewerbsbedingungen würden diesen Kund/innen höhere Tarife verrechnet werden. Außerdem würden Versorgungsunternehmen geringe Investitionsstandards anstreben, Daraus würden negative Folgewirkungen für die Versorgungspflicht entstehen (vgl. Krenn, 2002, S. 17).

Aus den geschilderten Argumenten zur staatlichen Regulierung der leistungsgebunden Energieversorgung wird der staatliche Eingriff gerechtfertigt und die Etablierung einer Regulierungsinstanz zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Marktzutrittes wie auch zum Zweck der Preisdisziplinierung durch europarechtliche Richtlinien vorgegeben. Das regulatorische Eingreifen soll Wohlfahrtsgewinne maximieren und Effizienzsteigerungen der regulatorischen Unternehmen steigern. Im Rahmen von ökonomischen Belohnungen und Bestrafungen können durch die Regulierungsbehörde Anreize geschaffen werden, die die regulierten Unternehmen dazu bewegen könnten nach wohlfahrtökonomischen Zielen zu handeln (vgl. Growitsch et al., 2010, S. 3). Hierbei können jedoch in monopolistischen Marktstrukturen, die in Kapitel „Exkurs: Monopolstellung europäischer Netzbetreiber“ (siehe Kapitel 2.2.3) geschilderten Ineffizienzen (allokative, produktive oder dynamische Ineffizienz) auftreten. Diese Ineffizienzen können in drei Effizienzkriterien von staatlicher Regulierung umgelegt werden. Sie werden im Anschluss skizziert und für den Umbau (spezifizierend ist unklar) in ein Smart Grid ausgeführt.

4.1.3 Effizienzmaßstäbe staatlicher Regulierung

Bei der Effizienzmessung von Infrastrukturnetzen durch staatliche Regulierung kann allgemein zwischen drei Effizienzmaßstäben unterschieden werden.

Allokative Effizienz beschreibt das theoretische Fundament für die Regulierung eines natürlichen Monopols. Mit der Cournot-Preisbildung, so wurde im Kapitel Energiemärkte bereits erläutert, geht eine suboptimale Allokation der Ressourcen einher. Um den pareto-optimalen Zustand, an dem der Grenznutzen den Grenzkosten entspricht zu erreichen und damit die allokative Effizienz zu erfüllen, muss eine Reglementierung der Gewinnmaximierung des Monopolisten vollzogen werden. Das Vorliegen von allokativer Effizienz bedeutet nicht automatisch, dass die Ressourcenverwendung auch kosteneffizient vollzogen wird. Allokative Effizienz tritt auf, wenn eine gegebene Outputmenge mit minimalem Kostenaufwand ermöglicht wird oder umgekehrt wenn mit einem gegebenen Input die maximal zu erreichende Outputmenge erzielt wird (vgl. Growitsch et al., 2010, S. 3).

Diese beiden statischen Effizienzkriterien sind auf bestimmte Zeitpunkte bezogen und bilden keinen langfristigen Anstieg der Effizienzpotenziale ab. Im Zuge der **dynamischen bzw. innovativen Effizienz** hingegen werden Prozess- und Produktinnovationen (also Investitionen in neue Technologien wie beispielsweise Smart Grids) inkludiert und sind demnach für die Weiterentwicklung zu Smart Grids ausschlaggebend. Dieser Effizienzmaßstab lässt somit sowohl statische, temporäre Ineffizienzen und die Schaffung von zusätzlichen Nachfrageeffekten als auch langfristige Kostenreduktionen und Reagieren auf sich ändernde Marktbedingungen zu (vgl. Bourreau, Dogan zit. nach Growitsch et al., 2010, S. 3). Dynamische Effizienz ist folglich dann vorzufinden, wenn die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt über einen längeren Zeitraum betrachtet maximal ist. Ergänzend muss jedoch erwähnt werden, dass auf dem Weg zur dynamischen Effizienz im Zuge von Investitions- und Innovationsmaßnahmen kurzfristig auch Kostenineffizienz auftreten kann (vgl. Growitsch et al., 2010, S. 3).

Grundlegend kann, wie bereits angedeutet, zwischen zwei Innovationsarten in der Entwicklung von Smart Grids differenziert werden: Prozessinnovation und Produktinnovation. Erstere bezeichnet Innovationstätigkeiten in den Netzbetrieb, die keine investitive Form aufweisen und folglich die OPEX³ reduzieren. Prozessinnovationen bleiben damit auf die produktive Effizienz beschränkt. Unter Produktinnovation hingegen sind kapitalintensive Investitionen (CAPEX⁴) in die technologische und materielle Aufwertung der Netzinfrastruktur und somit auch den Aufbau eines Smart Grids beinhaltet. Auch wenn kurzzeitig statische Ineffizienzen auftreten können, führen Produktinnovationen langfristig zu dynamischer Effizienz (vgl. Growitsch et al., 2010, S. V).

Es kann demnach festgehalten werden, dass für die Schaffung von Smart Grids vor allem kapitalintensive Investitionen in Form von Produktinnovationen ausschlaggebend sind, die langfristig zu dynamischen Effizienzen führen.

Nachdem nun ein Grundverständnis für die unterschiedlichen Maßstäbe zur Effizienzmessung in der Netzinfrastruktur geliefert wurde, werden anschließend die Regulierungsformen, die auf Österreichs Strommarkt Anwendung finden, dargestellt und auf die eben erläuterten Effizienzkriterien geprüft.

4.2 Analyse österreichischer Regulierungsformen

Nach der Liberalisierung des Österreichischen Elektrizitätsmarktes im Jahr 2000, nahm im darauffolgenden Frühjahr Österreichs Regulierungsbehörde Energie-Control GmbH (E-Control) ihre Arbeit auf und veranlasste die ersten Tariffestlegungen. Seit diesem Zeitpunkt wird für Österreichs Stromnetz eine Form der kostenbasierten Regulierung, nämlich die des

³ Die OPEX (*operational expenditures*) bezeichnen die laufenden Betriebsausgaben für den operativen Geschäftsbetrieb. Dazu zählen demnach die Kosten für Rohstoffe, Betriebsstoffe, Personal und andere. Durch die Optimierung der Betriebsorganisation können die OPEX beispielsweise beeinflusst werden (vgl. Angenend, 2005, S. 23).

⁴ Als CAPEX (*capital expenditures*) werden Investitionsausgaben für längerfristige Anlagegüter bezeichnet. Darunter fallen beispielsweise Maschinen, Gebäude, Rechnersysteme und andere Kostenfaktoren. Die CAPEX sind strukturbedingt und können daher nur mittel- oder langfristig beeinflusst werden (vgl. ebd.).

Kosten-Plus Ansatzes angewendet. Die Netztarife werden hierbei nach Ablauf jeder Periode entsprechend den dokumentierten Kosten gewährt. Diese Regulierungsform bewirkte jedoch Probleme bezüglich der Höhe von rückwirkend anerkannten Kosten. Im Zusammenhang mit der notwendigen Kostendokumentation ergab sich ein enormer administrativer Aufwand und hohe Planungsunsicherheit. Diese nachteiligen Effekte können als Gründe für den Rückgang der Investitionen in Übertragungsnetze von 300 Millionen Euro auf 210 Millionen Euro im Zeitraum 1999 bis 2002 betrachtet werden. In nur drei Jahren sank das Investitionsvolumen Österreichs folglich um 30 %. Um diesen Schwierigkeiten entgegenzuwirken wurde mit 01.01.2006 ein Anreizregulierungssystem implementiert, das eine *Price-Cap* Regulierung enthält (vgl. Bremberger, Prügler, 2011, S. 5). Charakteristisch für diese Regulierungsform ist die Entkoppelung der Kosten und Preise in der Tarifbildung. Obwohl sowohl Tarife für Verteilungs- als auch Übertragungsnetzebene in der genannten Verordnung publiziert wurden, wurde der anreizbasierte Mechanismus in Verbindung mit dem Systemnutzungsentgelt lediglich auf Verteilernetzebene eingeführt. Die Übertragungsnetzebene wird bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt durch eine Kosten-Plus-Regulierung bestimmt (vgl. E-Control Kommission, 2006, o.S). Nachfolgend wird die kostenbasierte und anreizbasierte Regulierung allgemein und in ihrer österreich-spezifischen Anwendungsform skizziert.

4.2.1 Kostenorientierte Regulierung auf Übertragungsnetzebene

Die Rentabilitätsregulierung (*Rate-of-Return-Regulierung*, kurz: ROR) ist eine im europäischen Raum häufig angewendete Regulierungsmethode. Bei der *Rate-of-Return-Regulierung* wird dem regulierten Unternehmen⁵ eine fixe Kapitalrente, welche nicht überschritten werden darf, durch die Regulierungsbehörde vorgegeben (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 162). Dadurch wird dem Unternehmen eine angemessene Rendite gewährt und Produktivitätsabschläge können abgezogen – so die Kernidee. Die Regulierungsbehörde übernimmt die jährliche Kostenprüfung des Unternehmens und ist darauf bestrebt dessen Kosten zu bestimmen – OPEX wie auch CAPEX werden hierbei berücksichtigt. Für die Kapitalkosten wird den Unternehmen eine angemessene Verzinsung auf das investierte Anlagenkapital gewährleistet. Die Zinsrate wird meistens durch den gewichteten Kapitalkostensatz oder durch den *Weighted Average Cost of Capital*-Ansatz (kurz: WACC), der einen Zinssatz entsprechend der Marktbedingungen simuliert, berechnet (vgl. Friedl et al., 2011, S. 9). Wenn die vordefinierte Kapital-Rentabilität als zu hoch erachtet wird, dann ist das Unternehmen dazu verpflichtet, Preissenkungen einzuleiten. Im Fall, dass die Rendite zu gering ausfällt, kann das Unternehmen dazu verpflichtet werden, Preissenkungen zu veranlassen. Der Gewinn eines Unternehmens kann folglich maximiert werden, indem die festgelegte Kapital-Rentabilität nicht überstiegen wird (vgl. Growitsch et al., 2011, S. 161).

Im Rahmen der kostenorientierten Regulierungsform wird zwischen der *Rate-of-Return-Regulierung* und der Kostenplus-Regulierung (*Cost-Plus-Regulierung*) differenziert. Diese unterscheiden sich insofern, dass bei Ersterer die Regulierungsbehörde dem Unternehmen

⁵ Im Folgenden werden die Begriffe Netzbetreiber, Unternehmen und regulierte Unternehmen synonym verwendet.

eine Kapitalrente festlegt. Bei der Zweiten werden die Gewinne des Unternehmens durch einen Aufschlag auf die tatsächlichen Produktionskosten begrenzt (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 162).

Die Preisbildung der Rentabilitätsrechnung erfolgt im Rahmen eines mehrstufigen Verfahrens. Zuerst reicht das Unternehmen bei der Regulierungsbehörde jene Preise ein, die aus Unternehmenssicht für die Deckung der Kosten erforderlich sind. In einem nächsten Schritt treffen Vertreter/innen der Konsument/innen und Produzent/innen wie auch Regulierungsbehörde zusammen und einigen sich über die ermittelten Kosten auf einen fairen Preis und Kapitalrenditen (vgl. Hütter, 2010, S. 35). Bei dieser Form der Preisbildung ist oft problematisch, dass der Anreiz zur Kostenminimierung für das Unternehmen gering ist und es zur Überfinanzierung durch die Regulierungsbehörde kommen kann. Dieser Effekt wird in der Literatur als *Averch-Johnson*-Effekt bezeichnet (vgl. Hütter, 2010, S. 27). Der *Averch-Johnson*-Effekt wird insbesondere dann deutlich, wenn die Investitionsanreize für das Unternehmen betrachtet werden. Nachdem die für das Unternehmen anfallenden Kosten direkt und zeitverzögert an die Endverbraucher/innen weiterverrechnet werden können, liegt ein starker Anreiz für die Investitionsleistung vor, so Friedl et al. „Da das effiziente Niveau des Kapitaleinsatzes seitens des Regulators aufgrund von Informationsasymmetrien nicht einfach zu bestimmen ist, besteht unter einem *Cost-Plus*-Regime für Unternehmen generell der Anreiz mehr zu investieren als tatsächlich notwendig ist“ (Friedl et al., 2011, S. 10). So beschreiben Friedl et al. die möglichen Folgewirkungen der im *Cost-Plus*-Regime vorzufindenden asymmetrischen Aufteilung von Informationen zwischen dem regulierten Unternehmen und der Regulierungsbehörde.

Das Unternehmen kann folglich seinen Informationsvorsprung bezüglich der unternehmensinternen Kennzahlen und Effizienzpotenziale strategisch einsetzen. So kann es Kostenstrukturen beispielsweise gezielt an das Regulierungsunternehmen weitergeben und damit den eigenen Vorteil ausspielen. Dieses Phänomen wird in der Ökonomie als Prinzipal-Agenten-Problem bezeichnet. Daraus resultiert, dass das regulierte Unternehmen zwar einen Investitionsanreiz vorfindet, jedoch hinsichtlich effizienter Ressourcenallokation keine Anreize zur Kostenreduktion vorliegen (vgl. Laffont, Tirole 1993 zit. nach Growitsch et al., 2010, S. 8). Im Rahmen der Rentabilitätsregulierung kann es demnach zur Fehlallokation in Form von ineffizientem Kapitaleinsatz durch das Unternehmen kommen (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 162). Aus der Perspektive der Investitionstheorie kann an dieser Stelle festgehalten werden, weisen kostenorientierte Regulierungsformen das Potenzial auf, alloкатive Effizienzen zu heben. Produktive oder dynamische Effizienzanreize werden jedoch nicht gesetzt (vgl. Growitsch et al., 2010, S. 11). Nun wird auf die Spezifika des Kostenplus-Ansatzes und seine Anwendung auf österreichischer Übertragungsnetzebene eingegangen.

Im Rahmen des kostenorientierten Regimes erfolgt die Ermittlung der Kosten für die Tariffestsetzung auf Übertragungsnetzebene auf Buchwertbasis oder auf Basis patagonischer Werte. Hierbei werden alle Investitionen innerhalb der Kapitalbasis berücksichtigt und ebenso Anlagen die sich in Bau befinden, miteinbezogen. Eine ausdrückliche Bewertung der Kos-

teneffizienz von getätigten Investitionen ist jedoch nicht vorgesehen. Die Verzinsung für die Kapitalbasis erfolgt in Österreich mittels WACC-Ansatz. Dabei werden das Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital, dessen Verzinsung wie auch das Investitionsrisiko beachtet. In jährlichem Abstand wird der WACC auf der Grundlage sich ändernder Zinssatz neu berechnet. Um Schwankungen der Zinsrate zu minimieren, wurde die Ermittlung von ein- auf vierjährigen Durchschnitt geändert und jedes Jahr im Zuge der Kostenermittlung erneuert. In weiterer Folge wird der WACC für das Übertragungsnetz in der Systemnutzungstarife-Verordnung veröffentlicht (vgl. Friedl et al., 2011, S. 10).

Im Anschluss erfolgt eine theoretische Abhandlung der anreizorientierten Regulierung bevor auf die in Österreich angewendete Ausprägung eingegangen wird.

4.2.2 Anreizorientierte Regulierung auf Verteilernetzebene

Anreizregulierung bezeichnet Regulierungsformen, die die direkte Verbindung zwischen dem Kostenaufwand der regulierten Unternehmen und den durch die Regulierungsbehörde gewährten Netzentgelten aufheben. Stattdessen ist eine verbindliche ex-ante Festlegung der Tarife in Absprache zwischen dem regulierten Unternehmen und der Regulierungsbehörde vorgesehen. Dadurch sollen Informationsasymmetrien, wie sie bei der kostenorientierten Regulierung auftreten, überwunden und transparente Verträge zwischen den beiden Parteien geschlossen werden. Das Kernprinzip der Anreizregulierung ist die phasenweise Loslösung von Tarifen oder Erlösen und Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode. Dies schafft dem Unternehmen in weiterer Folge die Möglichkeit, seine Kapitalflüsse innerhalb eines gewissen Spielraumes, selbst zu steuern (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 163). Dadurch soll der angeführte *Averch-Johnson*-Effekt, der als zentraler Kritikpunkt der *Rate-of-Return*-Regulierung angeführt wurde, vermieden und die Effizienz von Monopolunternehmen gesteigert werden (vgl. Friedl et al., 2011, S. 11).

Eine sehr häufig angewendete Form der anreizorientierten Regulierung, die auch in Österreich eingesetzt wird, ist durch das Setzen von Preisobergrenzen (*Price Caps*) charakterisiert. Im Gegensatz zu vergangenheitsorientierten Tarifgenehmigungen, wird dadurch ein zukunftsorientiertes Instrumentarium geschaffen, bei dem die Preisobergrenze jeweils zu Beginn für die folgende Regulierungsperiode definiert wird (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 159).

Abbildung 6 stellt die der Anreizregulierung zugrundeliegende Systematik dar. Ausgangspunkt stellen eine geprüfte Kostenbasis des Anfangsjahres und die Vorgabe eines Erlöspfad durch die Regulierungsbehörde zu Beginn der Regulierungsperiode dar. Am Ende der Regulierungsperiode steht der anzustrebende Zielerreichungsgrad, der 100 %-ige Effizienz aufweist. Aus einem generellen Produktionssteigerungsfaktor (X_{gen}) (siehe Abbildung 6), der auf der Durchschnittseffizienz einer Gruppe von Netzbetreibern beruht (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 164) und einem individuellen Effizienzabschlag (X_{ind}), der für jedes Unternehmen individuell definiert wird, ergeben sich gewisse Effizienzabschläge. Um die Kosteneffizienz eines Unternehmens festlegen zu können, wird die Relation der unternehmensspezifischen

Kosten und den Kosten-Treibern gebildet (vgl. Friedl et al., 2011, S. 11). Im Rahmen der *Price-Cap* Regulierung muss jeder Netzbetreiber demnach seine Effizienzpotenziale erfüllen, um innerhalb einer Regulierungsperiode den „Benchmark“ der anderen Unternehmen bzw. Netzbetreiber einzuholen. Dadurch wird eine Art Wettbewerb zwischen Marktakteuren geschaffen und Bedingungen eines Wettbewerbsmarktes nachgeahmt (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 164). Ermöglicht ein reguliertes Unternehmen eine höhere Effizienzsteigerung als im Regulierungspfad vorgegeben ist, entsteht innerhalb der Regulierungsperiode ein zusätzlicher Gewinn für das Unternehmen. Dieser stellt somit einen expliziten Anreiz zur Effizienzsteigerung dar und kann bei Eintritt einer neuen Regulierungsperiode beim regulierten Unternehmen bleiben oder durch die Regulierungsbehörde abgeschöpft und an die Kund/innen weitergegeben werden. Diese Möglichkeit wird als *Carry-Over-Mechanismus* bezeichnet (vgl. Friedl et al., 2011, S. 11).

Schematische Darstellung der Anreizregulierungsmethodik

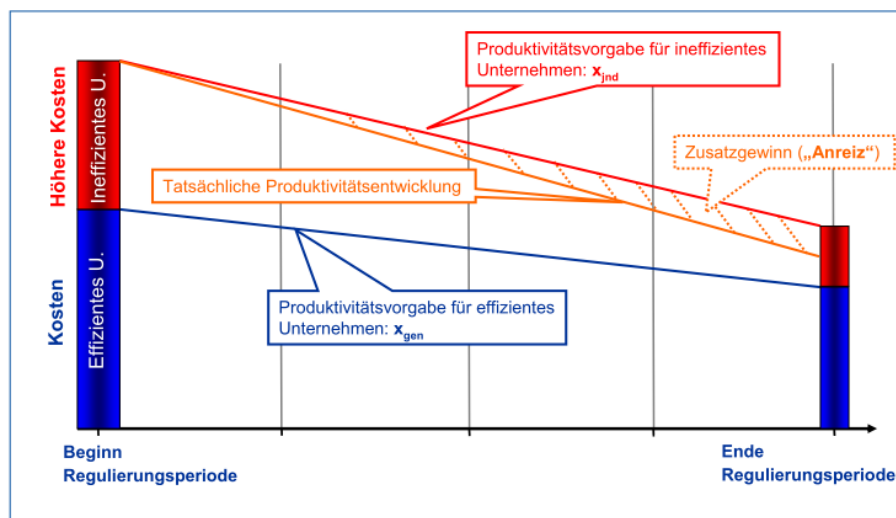


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Anreizregulierungsmethodik. Quelle: Friedl et al., 2011, S. 11.

Im Zusammenhang mit dem geschilderten Mechanismus des Ineffizienzreduktionspfades ist ein möglicherweise auftretender Zielkonflikt zu erwähnen. In Abhängigkeit zur angewendeten Benchmarkingmethode durch die Regulierungsbehörde kann die Vorgabe des Produktivitätsfaktors zwar starke Anreize zur kurzfristigen Kostenreduktion im Bereich der OPEX und damit gleichzeitig zu steigender Effizienz der operativen Geschäftstätigkeit führen, sie löst jedoch geringe Anreize zur langfristigen Optimierung der Kostenstruktur für das regulierte Unternehmen aus. Die dynamische Effizienz wird demnach kaum erfüllt (vgl. Growitsch et al, 2011, S. 164).

Wie bereits erwähnt, unterliegen die Verteilnetzbetreiber Österreichs seit 2006 der anreizorientierten Regulierung. Die derzeitige Regulierungsperiode von acht Jahren (2006-2013) wird in zwei Regulierungsperioden von je vier Jahren unterteilt. Die regulierten Unternehmen sind dazu aufgefordert ihre Effizienzwerte entsprechend den vordefinierten Werten

innerhalb dieser zwei Perioden zu erreichen. Zu Beginn der Regulierungsperiode im Jahr 2006 wurde die Kostenbasis auf Basis patagonischer Werte der Unternehmen durch die Benchmarkingmethode ermittelt. Die Effizienzwerte wurden in einen jährlichen Kostenanpassungsfaktor umgewandelt. Auch für regulierte Unternehmen die bereits eine 100%-ige Kosteneffizienz aufweisen, ist es obligatorisch eine Effizienzsteigerung in Höhe des generellen Produktivitätsfortschrittes ($X_{gen}=1,95\%$ p.a.) zu erzielen. Für die zweite Regulierungsperiode wurde die Kostenbasis auf den Werten von 2008 festgelegt. Die Verzinsung des investierten Kapitals erfolgt wie im Übertragungsnetz auf der Basis eines WACC-Ansatzes, welcher jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode angepasst wird. Im Rahmen des *Carry-Over*-Mechanismus wurden Gewinne, die sich aus Effizienzsteigerungen in der ersten Periode ergaben, im Jahr 2010 beim Übergang in die zweite Periode zu 50 % zwischen Konsument/innen und Netzbetreibern aufgeteilt. Bereits 25 % der erreichten Effizienzsteigerungen auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 wurden bei der neuen Tariffestlegung mit 1.1.2010 beachtet (vgl. Friedl et al., 2011, S. 12 f.).

Um abschließend einen Eindruck darüber zu gewinnen wie Netzbetreiber die Investitionsanreize im gegenwärtigen anreizbasierten Regulierungsregime wahrnehmen, wird hier auf die von Hórvath und Partner durchgeführte Befragung deutscher Netzbetreiber verwiesen. Konkret wurde ihnen die Frage gestellt, ob die Rückflüsse im Zuge der Verzinsung der Investitionsausgaben (CAPEX) ausreichend sind, um den Netzausbau und Smart Grid-Investitionen in der zweiten Regulierungsperiode zu finanzieren. Aus dem Ergebnis geht hervor, dass über 60 % der befragten Netzbetreibern nicht wissen, ob die Rückflüsse für die Finanzierung des Netzausbaus und Aufbau eines Smart Grids ausreichen. Lediglich 17 % der Befragten gehen von einer ausreichenden Rückflussrate aus. In der Ergebnisinterpretation wird die Schlussfolgerung aufgestellt, dass der Großteil der Netzbetreiber die zukünftigen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise neue Marktmodelle im Strombereich, die Wachstumspotenziale, die sich aus der Integration erneuerbarer Energiequellen ergeben oder den technischen Fortschritt, nur vage einschätzen und daher kaum finanzielle Konsequenzen ableiten können. Die Konsequenz sind Unsicherheiten hinsichtlich der Tötigung von Investitionen im Bereich des Netzausbaus und eine Weiterentwicklung zu Smart Grids (vgl. Deeg, Rauh, 2012, S. 10). In Anbetracht dieser Unsicherheiten gewinnen die Anreize, die durch regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt werden, zusätzlich an Bedeutung. Die Anreize wirken erst dann, wenn die Unternehmen gut informiert sind.

Die Abhandlung der zwei Regulierungsansätze machte deutlich, dass die kostenorientierte Regulierungsform, wie sie auf Übertragungsnetzebene in Österreich angewendet wird, Anreizmechanismen für schon getätigte Investitionen durch eine garantierte *Rate-of-Return* liefert. Damit hat sie den Vorteil, dass Investitionen ausgelöst werden. Gleichzeitig wurde jedoch deutlich, dass der kostenbasierten Regulierung die Gefahr der Überkapitalisierung (*Averch-Johnson-Effekt*) inhärent ist und die Anreize zur Effizienz lediglich auf **allokative Effizienz** beschränkt sind (vgl. Clastres, 2011, S. 5405 f.). Die anreizorientierte Regulierungsform schafft es zwar dieses grundlegende Defizit auszugleichen, indem sie durch die Vorgabe der Produktivität für die jeweilige Regulierungsperiode über das Benchmarking wettbewerbs-

ähnliche Bedingungen herstellt. Dadurch entstehen zwar Anreize zu **produktiver Effizienz**, es werden jedoch vorwiegend kurzfristige Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich der OPEX adressiert (vgl. IRIN, 2011, S. 11 f.).

Die eingangs gestellte Frage, inwiefern Potenziale zur Stimulierung von Netzinnovationen, die in weiterer Folge zu dynamischer Effizienz führen und für den Umbau der Netze zu einem Smart Grid ausschlaggebend sind, gehoben werden, bleibt jedoch offen. Um diesen Zusammenhang zu ergründen, wird im Folgenden auf die Wechselwirkung zwischen Regulierung und innovativen Investitionen näher eingegangen.

4.3 Smart Grid-konforme Investitionsanreize

Um zu erfahren, inwiefern die erörterten Regulierungsformen innovationsfreundliche Bedingungen zur Steigerung von innovativen Investitionen, die die dynamischen Effizienz heben, fördern, werden in einem ersten Schritt einige Beispiele geliefert, wie sich die bisherige Forschungsliteratur dem Zusammenhang von Netzinnovation und Regulierungsregimen nähert.

4.3.1 Innovation und Regulierung

Armstrong und Sappington weisen in ihrem Artikel *Recent Developments in the Theory of Regulation* darauf hin, dass kostenorientierte Regulierung vor allem Anreize für kurzfristige Innovationen schafft. Für langfristige Investitionen in die Netzinfrastruktur, also Netzinnovationen, werden jedoch kaum Anreize geschaffen (vgl. Armstrong, Sappington, 2007).

Sweeney diskutiert in seinem Aufsatz *Adoption of Cost-Saving Innovations by a Regulated Firm*, inwiefern es sich für ein Unternehmen lohnt, Innovationen zur Kostensenkung durchzuführen oder ob es für das regulierte Unternehmen zielführender wäre, die Innovationstätigkeit zu verzögern. Ausschlaggebend ist für Sweeney letztendlich die Ausgestaltung des Regulierungsregimes vor allem hinsichtlich der Länge der Regulierungsperiode (vgl. Sweeney, 1981, 437 ff.)

Borreau und Dogyan stellen die These auf, dass die anreizorientierte Regulierung langfristig die Konsumrente steigert, wenn Innovation als kontinuierlich verlaufender Prozess aufgefasst wird. In diesem Fall weist die *Price-Cap*-Regulierung im Vergleich zu anderen Regulierungsformen ein höheres Potenzial zur Förderung von Innovation zum Zweck des technischen Fortschrittes auf (vgl. Borreau, Dogyan, 2001, S. 167 ff.).

Baake et al. behaupten in ihrem Artikel „*Regulatory framework for New and Emerging Markets*“, dass kostenbasierten Regulierungsformen statische Ineffizienz inhärent ist, da im Zuge der Tarifbildung direkt an den Grenzkosten des regulierten Unternehmens angesetzt wird. Daraus ergeben sich negative Auswirkungen für Innovationen. Im Gegenteil dazu erfahren regulierte Unternehmen im Rahmen einer anreizbasierten Regulierung Anreize, ihr Kostenmanagement effizienter zu gestalten, da ihnen dafür eine Belohnung durch die Regulie-

rungsbehörde gewährt wird. Die Suche nach adäquaten Anreizen für die Steigerung dynamischer Effizienzen, sehen die Autoren als gegenwärtig andauernde Herausforderung (vgl. Baake et al, 2005, S. 123 ff.).

Dieser kurze Abriss über den gegenwärtigen Stand der Forschung zeigt, dass die Autor/innen sich der Wechselwirkung zwischen Regulierung und Netzinnovation vorwiegend auf allgemein-wirtschaftstheoretischer Ebene nähern. Außerdem wurde deutlich, dass der Anreizregulierung größere Anreize zur Netzinnovation als der kostenbasierten Regulierungsform zugeschrieben werden. Aufgrund dessen wird der Fokus in der weiteren Erläuterung der Incentivierung zum Aufbau von Smart Grids ausschließlich auf die anreizbasierte Regulierung gelegt.

4.3.2 Incentivierung innovativer Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung

Wie bereits erläutert, setzt die Weiterentwicklung der Netzstrukturen zu intelligenten Stromnetzen finanzielle Aufwendungen im Bereich der Forschung und Entwicklung voraus, bevor Innovationseffekte erzielt werden können. Im Zuge der Anreizregulierung können dadurch nachteilige Effekte für das regulierte Unternehmen auftreten. Wird der finanzielle Aufwand für Forschung und Entwicklung im Rahmen der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde nicht gewährt, kann eine Renditeeinbuße für jenen Netzbetreiber bedeuten, der innovativ tätig wird. Die Höhe dieser ist unter anderem von der Zeitspanne bis Innovationen auf dem Markt ergebniswirksam sind, abhängig. Gesetzt jedoch den Fall, dass die F&E-Kosten berücksichtigt werden, verschlechtert sich *ceteris paribus* die Stellung des Netzbetreibers im Benchmarking mit anderen Netzbetreibern. Denn dieser Netzbetreiber würde Kostentreiber ausweisen, mit denen andere Unternehmen nicht konfrontiert sind. Für den geleisteten Aufwand würde somit keine ausgleichende Output-Steigerung auftreten. Unterschiedliche Lösungsansätze können hierfür angeführt werden. Beispielsweise können die operativen Kosten, die in das Benchmarking einfließen um die Aufwendungen für Forschung und Entwicklung bereinigt werden. Ein anderer Ansatz wäre die Schaffung eines neuen Parameters, der sich auf die Innovationstätigkeit des Unternehmens bezieht und in den Benchmarking-Vergleich integriert wird. Die Forderung der soeben angeführten Autoren lautet demnach: Adaption des Anreiz-Regulierungsregimes so, dass der innovativtätige Netzbetreiber nicht mit nachteiligen Effekten gegenüber nicht-innovativ-tätigen Netzbetreibern konfrontiert ist (vgl. Stronzik, 2011, S. 38).

Eine andere Komponente, die Innovationen im Rahmen des Anreizregulierungsregimes blockieren kann, wird im Zusammenhang mit dem Gewinnabzug gesehen. Bei der Anreizregulierung werden, wie bereits geschildert, Kosteneinsparungen die das regulierte Unternehmen im Laufe einer Regulierungsperiode erzielt, durch die Regulierungsbehörde abgeschöpft und an die Konsument/innen weitergegeben. Diesbezüglich muss hinterfragt werden, ob die Anreize für Prozessinnovation für den Netzbetreiber in Anbetracht des Gewinn-Abschöpfung hoch genug sind. Dieses Problem kann durch eine Orientierung am

durchschnittlichen branchenspezifischen Erlöswerten (*Yardsticking*) anstatt an der individuellen Kostenbasis des Unternehmen, bewältigt werden (vgl. ebd.).

Ein weiterer wesentlicher innovationshemmender Aspekt, der im Zuge der Anreizregulierung auftritt, ist das zeitliche Auseinanderklaffen zwischen der Leistung der Investitionskosten und den aus Smart Grids abgeleiteten Nutzen. Effekte, wie beispielsweise der angesprochene reduzierte Benchmarkingwert oder der Zeitverzug in der CAPEX-Anerkennung durch die Regulierungsbehörde, bewirken eine kurzfristig auftretende Verringerung der Rendite. Hingegen treten jene Nutzeneffekte, die die Rendite des regulierten Unternehmens positiv beeinflussen, wie beispielsweise ein geringerer Investitionsbedarf, im Zuge der Umstellung auf Smart Grids, erst zeitverzögert auf. Diese zeitliche Diskrepanz resultiert laut Strozniak in einem geringeren Anreiz Produktinnovationen zu tätigen (vgl. Strozniak, 2011, S. 39). Andere Autoren gehen sogar soweit, dass sie als Folge der kurzfristigen negativen Effekte auf das Effizienzniveau eine gänzliche Unterlassung der Erweiterungsinvestitionen durch den Netzbetreiber attestieren (vgl. Friedl et al., 2011, S. 12). Der aufgrund des Zeitverzuges kurzfristig schlechter ausfallende Effizienzwert kann durch die Anwendung dynamischer Benchmarkingverfahren reduziert werden. Auftretende Nutzenwerte, wie beispielsweise Parameter, die die Erzeugung durch erneuerbare Energiequellen darstellen, sind bereits im Benchmarking abgebildet (vgl. Strozniak, 2011, S. 39). Friedl et al. verweisen in diesem Zusammenhang auf die Relevanz der in Österreich bereits vorzufindenden expliziten Investitionsanreize durch entsprechende Renditezuschläge (vgl. Friedl et al., 2011, S. 12).

Ein fundamentaler Faktor der die Innovation hemmt, kann demnach im Kern des Grundmechanismus der Anreizregulierung gedeutet werden. Die Aussicht auf Absenkung der Erlösobergrenzen, die die „Anreize“ dieses Regulierungsregimes bilden, liefern für die Netzbetreiber die Herausforderung, bei konstanten Kapitalkosten das Ergebnis durch eine höhere Absenkung der Betriebskosten zu halten. Durch die erwähnte zeitliche Differenz mit den getätigten Investitionen verschärft sich das Problem. „Die Regulierungsbehörden stellen bei ihrer Genehmigung bisher auf testierte Ist-Werte ab, so dass sich ein Zeitverzug von zwei bis zu sieben Jahren zwischen der Aktivierung einer Investition und deren Berücksichtigung in der Erlösobergrenze ergibt,“ (Roß, 2012, S. 11) schildert Roß die Problemlage für Netzbetreiber unter der anreizbasierten Regulierungsregimes Deutschlands. Die erläuterte Problemlage resultiert in einer sehr zurückhaltenden Einführung von Smart Grid-Technologie durch die Netzbetreiber (vgl. Roß, 2012, S. 11).

Ergänzend zu den bisher angeführten Argumenten wird abschließend auf die höheren Kapitalkosten verwiesen, die sich für den Netzbetreiber durch kapitalintensive Investitionen bei Produktinnovationen für Smart Grids, ergeben. Innovationen sind meist mit einem höheren Risiko als Investitionen in konventionelle Technologie begleitet. Bei der Anreizregulierung wird dieses Innovationsrisiko im Rahmen der Bewertung jedoch zu gering beachtet, so lautet die Kritik. Vor allem im Zusammenhang mit dem zeitlichen Auseinanderklaffen der Kosten und Nutzen von Smart Grid-Investitionen, entsteht daraus ein geringerer Anreiz zur Investition (vgl. Strozniak, 2011, S. 39).

Aus den skizzierten Argumenten geht deutlich hervor, dass im Zuge der Anreizregulierung zwar eine Effizienzsteigerung vor allem der produktiven Effizienz ermöglicht wird, jedoch gleichzeitig die Gefahr für Netzbetreiber entsteht, dass Investitionskosten für beispielsweise Netzinnovationen in Richtung Smart Grids, nicht gedeckt werden. Die Anreizwirkung zu Produktinnovationen der Netzinfrastruktur, die für den Aufbau von Smart Grids zentral sind und in weiterer Folge die dynamische Effizienz steigern können, weist im Zuge der Anreizregulierung markante Defizite auf.

Ebenso wurde deutlich, dass *Policies* und Regulierungsformen zur Begünstigung von Netzinnovationen und der Entwicklung von Smart Grids, weiteren Forschungsbedarf auf internationaler Ebene hervorrufen. Die Anforderungen an Smart Grid-konforme Regulierungsregime sind komplex. Letztendlich sind auch die länderspezifischen Bedingungen (wie beispielsweise Nachfragestrukturen oder wirtschaftspolitische Zielsetzungen) in die Regulierungsform mit einzubeziehen. Die Suche nach Smart Grid-konformen Regulierungsformen stellt sich als Meilenstein auf dem Weg zur Realisierung von Smart Grids heraus.

Die durch Smart Grids ermöglichte Effizienzsteigerung basiert auf einem Bedeutungszuwachs des *Demand Response-Management*. Um Effizienzsteigerungen zu erzielen, werden in diesem Rahmen Preismechanismen wie dynamische Tarife angewendet. Die Dynamisierung der Preisstrukturen erfordern wesentliche Veränderungen auf Regulierungsebene. Während Regulierungssysteme, wie die derzeit in Österreich eingesetzte ROR-Regulierung und die *Price-Cap* Regulierung, auf einer direkten Verbindung zwischen verkauften Stromeinheiten und Einnahmen bzw. Profitabilität basieren, werden diese Elemente bei dynamischen Tarifstrukturen, wie sie das Smart Grid vorsieht, entkoppelt (vgl. De Castro, Dutra, 2011, S. 1295). Ím Anschluss wird die grundlegende Funktionsweise von dynamischen Tarifstrukturen erläutert, unterschiedliche Anwendungsvarianten angeführt und schlussendlich die Nutzenaspekte die durch die Dynamisierung der Tarife entstehen, erörtert.

5 Dynamisierung der Tarifmodelle im Smart Grid

Mit der Etablierung von intelligenten Stromnetzten ergeben sich, wie bereits mehrmals im Laufe der Arbeit angedeutet, neue Mechanismen der Preisbildung. Technische Voraussetzung hierfür liefert die Integration von moderner IKT, die die Aufzeichnung der Energieeinspeisung, Stromverbrauchsdaten und der Lastzustände im Stromnetz vollzieht. Die Preisbildung erfolgt in einem Smart Grid nicht mehr wie bisher über statische Tarifsyste-me über die verbrauchten Stromeinheiten, sondern kann in dynamischen Tarifsyste-men, die in Abhängigkeit zum Verbrauchszeitpunkt und der aktuellen Netzbelastung einen Strompreis festsetzen, gebildet werden (vgl. Harnisch, 2011, S. 30). Unter variablen Tarifen können demnach Tarifmodelle bezeichnet werden, bei denen sich der Energiepreis in Abhängigkeit von der Zeit, der Last (Kunden- oder Systemlast), dem Verbrauch oder dem Lastmanagement ändert (vgl. Nabe et al., 2009, S. 44 f.).

Im Zuge dieses Kapitels werden in einem **ersten Kapitel** die allgemeinen Charakteristika von dynamischen Tarifmodellen erläutert. So wird zuerst die technische Ausgangsproblemlage, nämlich die Netzüberlastung geschildert. Die Darlegung von zentralen Zielsetzungen dynamischer Tarifstrukturen und Differenzierungslinien zu statischen Tarifen ergänzt die grundlegende Einführung. Im **zweiten Kapitel** wird daraufhin eine Systematisierung last- und zeitvariabler Tarifmodelle vorgenommen und unterschiedliche Anwendungsvarianten vorgestellt. Abschließend werden im **dritten Kapitel** zentrale Nutzenaspekte dargelegt, die durch die Anwendung dynamischer Preisstrukturen identifiziert werden können.

5.1 Charakteristika dynamischer Tarife

5.1.1 Netzüberlastungen als Ausgangsproblem

Die im Zuge des Aufbaus von Smart Grids vorgesehene verstärkte Integration von regenerativer Energie lässt Engpässe in den Stromnetzstrukturen prognostizieren. In Abbildung 7 werden die zugrundeliegenden Probleme dargestellt, mit denen Netzbetreiber aufgrund dessen konfrontiert sind. Ersichtlich ist einerseits die Einspeisung von regenerativer Energie, die durch dezentrale Photovoltaikanlagen erzeugt wird, und zusätzliche Netzbelastungen, die durch die Nutzung von Elektromobilität entstehen. Daraus resultieren Knappheitssituationen innerhalb der Netzstrukturen. Die Blitze zeigen entstehende Netzüberlastungen und die in weiterer Folge auftretende Notwendigkeit des Netzausbaus an diesen Standorten. Während die Erzeugung durch Windparks bei der Einspeisung auf Mittelspannungsebene im „Fall A“ (siehe Abbildung 7) störungsfrei vollzogen werden kann, treten im „Fall B“, der von einem erhöhten Erzeugungsvolumen durch Windkraft ausgeht, Netzüberlastungen auf (vgl. IRIN, 2011, S. 13).

Engpasssituationen im Verteilernetz durch das Auftreten neuer Akteure

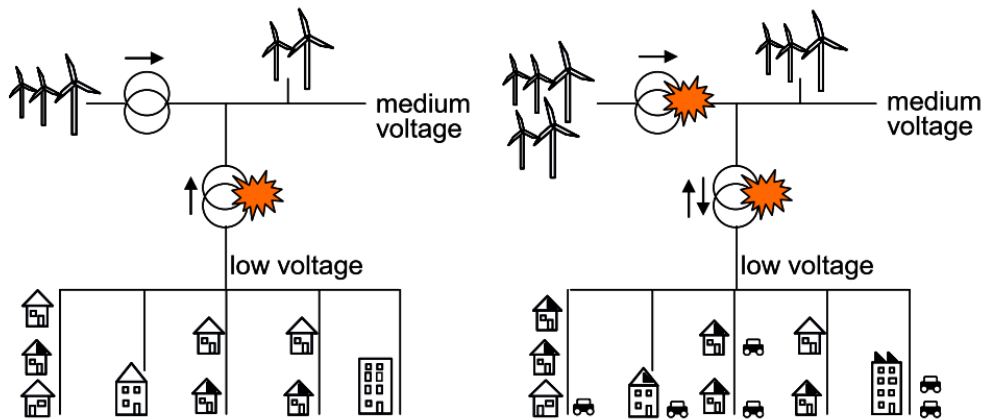


Abbildung 7: Engpasssituationen im Verteilernetz durch das Auftreten neuer Akteure (Fall A und Fall B, von links nach rechts). Quelle: IRIN, 2011, S. 13.

In einem Smart Grid, das durch dezentrale Stromeinspeisung und Abnahme an vielerlei Orten gekennzeichnet ist, muss das gesamte Stromnetz über die Koordination von Stromerzeuger/innen und Abnehmer/innen ausbalanciert werden. Dies kann entweder über eine autoritär-agierende Institution auf der Basis von rechtlichen Bestimmungen geschehen oder aber auch durch ein Marktdesign, welches adäquate Anreize zur Lastverschiebung an die Endverbraucher/innen liefert (vgl. Interviewpartner/in 5). In diesem Kapitel wird der Fokus vorwiegend auf zweitgenannte Funktion des Lastausgleichs über das Marktgeschehen gelegt. Zusammenfassend kann behauptet werden, dass durch die Dynamisierung der Tarifstrukturen und das Setzen von Anreizhebel zur Lastverschiebung, das Grundproblem der Netzüberlastung im Rahmen eines Smart Grid bewältigt wird. Im Folgenden wird die Funktionsweise von dynamischen Tarifmodellen, die bereits in ihren Grundzügen angedeutet wurde, detaillierter erläutert.

5.1.2 Zentrale Zielsetzungen

Im Zuge der Energiewirtschaftsgesetze EnWG Deutschlands § 40, Absatz 3 werden variable Tarife mit dem Ziel ein Anreizsystem für Endverbraucher/innen zu liefern angeführt, um über die Gesetzgebung eine Reduktion oder Verlagerung des Energieverbrauches von Kund/innen zu erzielen. Weiters resultiert daraus ein effizienterer Einsatz von Erzeugungskapazitäten und eine gleichmäßigere Verteilung des Stromverbrauches und kann dadurch wesentlich zur politischen Zielsetzung der CO₂-Einsparungen beitragen (vgl. Bundesnetzagentur, o.J., S. 53).

Für die Anwendung von variablen Tarifstrukturen werden im Artikel „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“ von Nabe et al. folgende vier zentrale energiepolitische Zielsetzungen angeführt:

1. **Energieeinsparung:** Einsparung von Energie bei unterschiedlichen Kundengruppen
2. **Lastgangmodifikation:** Lastgang-Änderungen in definierten Zeiträumen

-
3. **Marktbeteiligung:** Marktbeteiligung der Endkund/innen durch Beschaffung von Strom zu aktuellen Marktpreisen
 4. **Individualisierung:** Befriedigung individueller Kundenbedürfnisse und daraus resultierende Kundengewinnung (vgl. Nabe et al., 2009, S. 51-61)

Diese Zielkategorien werden im Anschluss erläutert. Unmittelbare Effekte der Energieeinsparung (1) können durch Tarife mit Lastmanagementfunktion erreicht werden, wenn der Dienstleister oder Lieferant gewisse Anlagen zu bestimmten Zeiträumen deaktivieren kann und die daraus entstehende Reduktion des Energieverbrauches nicht in gleicher Höhe erfolgt. Um diesen Effekt zu ermöglichen, können beispielsweise verbrauchsvariable Monats-tarife einen reduzierten Energieverbrauch durch niedrige Preise belohnen. Dadurch erfolgt eine Umkehrung des üblichen Systems, bei dem in der Regel ein Mengenrabatt bei steigenden Preisen gewährt wird. Lastverlagerungen im Zuge dynamischer Tarife können potenziell auch Einsparungseffekte provozieren – beispielsweise wenn weniger als 100 % des reduzierten Verbrauches von Spitzenlastzeiten in andere Zeiträume verlegt wird (vgl. Nabe et al., 2009, S. 51 f.).

Weiters können variable Preise so variiert werden, dass Änderungen von üblichen Lastgängen der Endkund/innen provoziert werden (2). Die Lastgangmodifizierung kann beispielsweise reaktionär auf das Einspeisevolumen fluktuierender Erzeugung angewendet werden (vgl. Nabe et al., 2009, S. 52).

Die Preisänderungen ermöglichen darüber hinaus Partizipation von Endverbraucher/innen an den Chancen wie auch Risiken, die durch die Entwicklung auf den Energiemärkten entstehen (3). Auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive kann eine stärkere Kund/innen-Beteiligung am kurzfristigen Marktgeschehen sinnvoll argumentiert werden. Die Preiselastizität der Nachfrage nach Elektrizität kann zur ökonomischen Optimierung herangezogen werden. Wenn Endkund/innen mit stark schwankenden Preisen konfrontiert sind, ändert sich in weiterer Folge meist auch der Lastgang (vgl. Nabe et al., 2009, S. 53 f.).

Die Zielsetzung der Individualisierung (4) bezieht sich auf die Bindung beziehungsweise Neugewinnung von Kund/innen durch Individualisierung der Tarifmodelle. Diese wird über die Bildung von Kundensegmenten für spezifisches Verbrauchsverhalten und individuelle Kundenbedürfnisse gebildet. Beispielsweise sind hier sogenannte Preisevents anzuführen, die einen günstigeren Tagespreis vorsehen (vgl. Nabe et al., 2009, S. 54).

Zunächst werden die wesentlichen Unterschiede zwischen konventionellen Einheitstarifen und dynamischen Tarifmodellen dargelegt. Danach wird auf ein Hauptcharakteristikum von dynamischen Tarifmodellen, der Möglichkeit von Lastenverschiebungen, eingegangen.

5.1.3 Differenzierung von konventionellen Einheitstarifen

Die konventionellen Einheitstarifmodelle des Strommarktes, bei denen sich der Tarif an den durchschnittlich anfallenden Kosten zur Stromerzeugung orientiert, werden im Zuge von dynamischen Tarifmodellen verabschiedet. Erstere sind dadurch gekennzeichnet, dass sie auf einem **Pauschalpreis** basieren und dadurch keine Anreize zur Nachfrageverschiebung erzeugen können (vgl. Faruqui, George, 2002, S. 46). Weiters stellen sie auch keinen Informationsindikator für das aktuelle Marktgeschehen dar, da der Preis bei hoher Nachfrage, Ressourcenknappheit oder ansteigenden Produktionskosten kaum beziehungsweise nicht kurzfristig steigt. Durch die Entstehung des Strompreises auf dem Markt wird, so kann demnach argumentiert werden, eine effiziente Allokation von Ressourcen über natürliche Marktmechanismen verhindert (vgl. Stadler et al., 2004, S. 11). Im aktuellen System beschränken sich die Maßnahmen zur Beeinflussung der Kundennachfrage demnach auf die Durchführung von Informationskampagnen und das Setzen von finanziellen Anreizen um Änderungen im Konsumverhalten der Endverbraucher/innen zu erzielen (vgl. Clastres, 2011, S. 5404).

Mit der Weiterentwicklung zu Smart Grids ergibt sich über die vorgesehene IKT-Infrastruktur der Erhalt von Echtzeitdaten einerseits über das Konsumverhalten der Endverbraucher/innen und andererseits über den jeweiligen Laststatus des Elektrizitätssystems. Auf dieser Datengrundlage kann energieeffizientes Verhalten durch unterschiedliche Anreizmechanismen gefördert werden (vgl. Clastres, 2011, S. 5404). Im Rahmen der Dynamisierung von Tarifmodellen sollen die angesprochenen blockierenden Effekte der Einheitstarifen aufgehoben werden, indem Endkund/innen die Möglichkeit geboten wird, ihren Stromkonsum an den gesetzten Anreizen auszurichten. Die Kernfunktion dynamischer Tarifmodelle besteht, wie bereits angeschnitten, in der Auslösung von Lastverschiebungen über einen Preismechanismus der die Stromproduktionskosten zu jedem Zeitpunkt wiedergibt (vgl. Unterländer, 2010, S. 17). Aus der Echtzeitdokumentation und der in Folge eintretenden Abflachung der Spitzenlasten ergeben sich günstigere Systemkosten, da in Folge der Reduktion Spitzenlastkraftwerke abgebaut werden und Stromlieferanten gleichzeitig den Einkauf von elektrischer Energie zu Spitzenzeiten reduzieren können. Im Zuge einer Untersuchung eines amerikanischen Netzbetreibers im Jahr 2007 wurde dokumentiert, dass eine Nachfragereduktion um drei Prozent während den Hundert höchsten Spitzenlaststunden eine jährliche Einsparung von 145 Millionen bis 301 Millionen US \$ für das Stromsystem bewirken. Die Echtzeitpreise liefern hierdurch die technische Voraussetzung für die Umsetzung von nachfrageseitigen Maßnahmen. Im Rahmen dessen ergeben sich neue Möglichkeiten, da den Endkund/innen eine Belohnung für die Einsparung von Energie ausgestellt werden kann (vgl. Haber, Bliem, 2012, S. 3). Die geringeren Produktions- und Systemkosten können den Konsument/innen über günstigere Strompreise im Rahmen unterschiedlicher Tarifmodelle weitergegeben werden. Der Preismechanismus kann über die Merkmale Zeit und Leistung erfolgen. Ebenso können Endverbraucher/innen ihren Stromkonsum in Zeiten mit großer Angebotsmenge und günstigem Strompreis verschieben und erfahren Kosteneinsparungen (last-variable Tarifmodelle). Weiters können die EVUs Bonuszahlungen aushändigen, wenn Endkund/innen ihren Verbrauch verlegen. In diesem Fall spricht man von anreizbasierten

Demand-Response-Maßnahmen (preisvariable Tarifmodelle) (vgl. Unterländer, 2010, S. 18). Lastvariable und preisvariable Tarifmodelle werden im Anschluss an die folgende Schilderung des *Demand-Response*-Prinzips als wesentliches Grundprinzip variabler Tarife erläutert.

Die nachfrageseitige Beeinflussung des Energieverbrauches wird vor allem im Zuge von *Demand Response*-Modellen angewendet. Mit *Demand Response*⁶ (DR) werden im englischen Sprachraum Maßnahmen zur Beeinflussung der Energienachfrage von Verbraucher/innen bzw. der daraus resultierenden Verbraucherlast zusammengefasst. Während Energiespar- und Effizienzmaßnahmen den allgemeinen Verbrauch von Energie unabhängig von Verbrauchszeitpunkten beeinflussen, wirken DR-Maßnahmen auf eine langfristige oder kurzfristige Änderung des Lastgangs. Das *Demand Response Research Center* (DRRC) liefert folgende Definition: „*Demand Response includes all intentional modifications to the electric consumption patterns of end-use customers that are intended to modify the timing or quantity [...] of customers demand in the power system*“ (DRRC zit. nach Nabe et al., 2009, S.40).

Im Rahmen eines neuen Marktdesigns, das auf dem *Demand-Response*-Prinzip aufbaut, können variable Tarife einerseits zur Reduzierung bzw. Verschiebung von Lasten in Zeiträumen der Spitzenbelastung auf lastarme Perioden von Seiten der Endkund/innen führen. Andererseits kann die Gestaltung von Anreizen für Kundenverbräuche über diese erfolgen – beispielsweise wenn Angebotsspitzen im Stromnetz auftreten oder in Phasen der geringen Netzauslastung. Der Ausgleich von Angebotsspitzen auf Seite der Erzeugung gewinnt vor allem im Rahmen der im SG vorgesehenen Integration erneuerbarer volatiler Energiequellen hohe Relevanz. Den Endkund/innen kann dafür ein Anreiz über den Strompreis, der tariflich unter dem Durchschnittspreis liegt, geboten werden, um zu bewirken, dass dieser intensiven Stromverbrauch innerhalb der preislich günstigen Zeiträume vollzieht (vgl. Motsch, 2012, S. 245).

Im Rahmen von DR werden last- und zeitbasierte Ansätze differenziert. Diese grundlegende Unterscheidung wird im nächsten Kapitel durch die Systematisierung von dynamischen Tarifmodellen deutlich erkennbar.

5.2 Systematisierung dynamischer Tarifmodelle

Die dynamische Tarifgestaltung weist eine Vielzahl von Modellen auf und kann entweder über Mengenwerte oder aber auch über Merkmale wie Zeit und Leistung erfolgen (vgl. Motsch, 2012, S. 246). Im Allgemeinen kann bei nachfragebasierten Tarifen zwischen lastvariablen und zeitvariablen Tarifen differenziert werden. Die Last kann sich hierbei an der Kun-

⁶ Der Begriff Demand Response ist von Demand Side Management abzugrenzen. Während Demand Side Management sehr allgemeine jede Form der Einbeziehung von Kunden zur Förderung der Energieeffizienz und –einsparung. Demand Response bezieht sich auf kurzfristig-strukturierte Beeinflussungen des Elektrizitätssystem und stellt nicht die Stromeinsparung, sondern den flexiblen Stromverbrauch ins Zentrum (vgl. Amann et al, o.J., S. 3).

denlast oder auch an der gesamten Netzbelastung orientieren (vgl. Nabe et al., 2009, S. 14). Zeitvariable Tarifmodelle treten häufiger als last-variable Modelle auf und werden daher auch häufig als Synonym für dynamische Tarifmodelle verwendet. In dieser Arbeit soll jedoch eine saubere Trennung dieser drei Begriffe vollzogen und die ursprüngliche Begriffsverwendung beibehalten werden (vgl. Unterländer, 2010, S. 20).

5.2.1 Lastabhängige Tarifmodelle

Bei lastabhängigen Tarifmodellen ergibt sich der Strompreis aus der von Kund/innen verbrauchten Last. Die im Anschluss vorgestellten Modelle beziehen sich auf den Tagesverbrauch, den Monats- oder auch Jahresverbrauch der Kund/innen.

Der Preismechanismus im Zuge von lastabhängigen Tarifmodellen zielt darauf ab, die Netzlast durch eine zeitliche Verlagerung des Stromkonsums auszugleichen. In preislich günstigen Erzeugungszeiten, in denen das Stromangebot aus erneuerbaren Energieträgern hoch, der gesamte Verbrauch jedoch gering ist, werden Endkund/innen angeregt, den Stromkonsum in diese Zeiten zu verlagern. In Zeiten hoher Verbrauchsniveaus und geringer Produktion kann der Tarif hingegen die Endkund/innen zur Einsparung von Energie animieren (vgl. Bruyn, Markl, 2013, S. 9 f.). Im Folgenden werden jene unterschiedlichen Modelle skizziert, denen der Bezugswert für die Tarifgestaltung die Kundenlast gemeinsam ist. Der betrachtete Konsumzeitraum variiert nach Tagesverbrauch oder kumuliertem Monats- bzw. Jahresverbrauch.

Unter einem **lastbegrenzten Tarif** wird ein Strompreis bis zu einem gewissen Maximum des Lastenverbrauches vereinbart. Die Stromversorgung wird unterbrochen, sobald die definierte Grenze erreicht wird. Nach einer vereinbarten Periode, kann der/die Verbraucher/in wieder Strom beziehen (vgl. Unterländer, 2010, S. 20).

Beim **lastvariablen Tarif** können alternative Preisstufen vereinbart werden. Beispielsweise wird hierbei im 15-Minuten-Takt die Durchschnittslast der vergangenen Viertelstunde ermittelt. Entsprechend dem Durchschnittsverbrauchswert wird eine von mehreren Preisstufen für den Stromkonsum in diesem Zeitraum geltend. Die Funktionsweise des lastvariablen Tarifs wird in Abbildung 8 anhand von zwei Preisstufen verdeutlicht (vgl. Unterländer, 2010, S. 19). Die höhere Laststufe wird aktiviert, wenn ein/e Kunde/in die Lastschwelle von 800 Watt übersteigt (vgl. Nabe et al., 2009, S. 47).

Schematische Darstellung eines lastvariablen Tarifs mit zwei Preisstufen

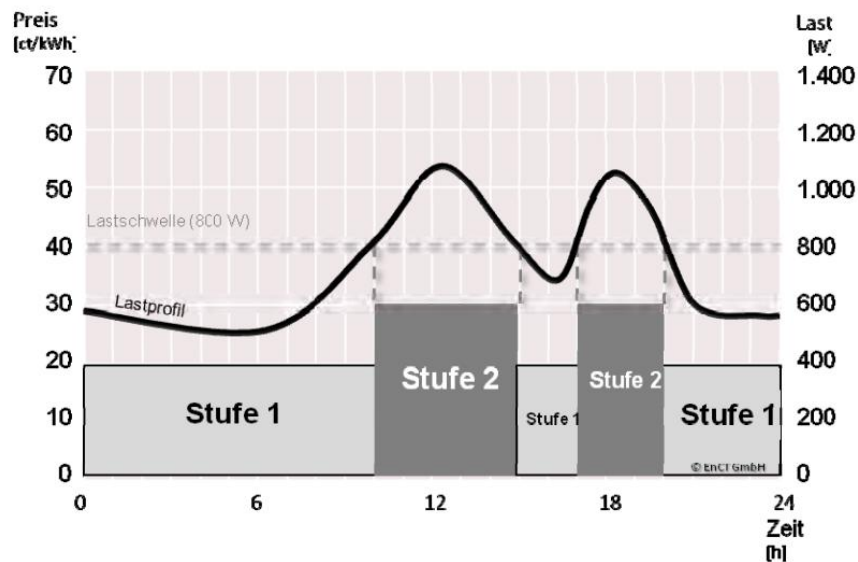


Abbildung 8: Schematische Darstellung eines lastvariablen Tarifs mit zwei Preisstufen, in Abhängigkeit von Preis (Cent pro Kilowattstunde) und Verbrauch (Kilowattstunden). Quelle: Nabe et al., 2009, S. 47.

Weiters kann ein **verbrauchsvariabler Monatstarif** vereinbart werden, bei dem der Monatsverbrauch die Berechnungsgrundlage bildet. Sobald der Lastverbrauch, den monatlich vereinbarten Schwellenwert erreicht, wird jede danach konsumierte Einheit (Kilowattstunde) mit einem höheren Preis in der darauffolgenden Preisstufe angesetzt. Im Folgemonat wird die Bepreisung erneut auf der Basisstufe bei 120 und 200 Kilowattstunden begonnen. Abbildung 9 zeigt die Funktionsweise des verbrauchsvariablen Monatstarifs anhand von drei Preisstufen – es können jedoch beliebig viele festgelegt werden (vgl. Unterländer, 2010, S. 21).

Schematische Darstellung eines verbrauchsvariablen Monatstarifs mit drei Preisstufen

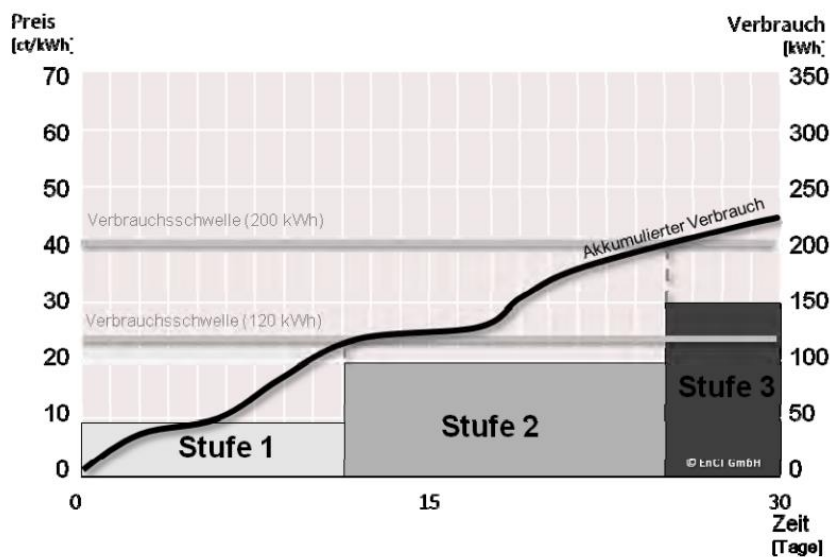


Abbildung 9: Schematische Darstellung eines verbrauchsvariablen Monatstarifs mit drei Preisstufen, in Abhängigkeit von Preis (Cent pro Kilowattstunde) und Verbrauch (Kilowattstunden). Quelle: Nabe et al., 2009, S. 48.

Neben dem verbrauchsvariablen Monatstarif, findet ebenso ein **verbrauchsvariabler Jahrestarif** Anwendung, bei dem der Jahresverbrauch mit zwei oder mehreren Preisstufen kombiniert wird. Mit Eintreten in die zweite Stufe, wird deren festgelegter Preis verrechnet. Häufig ist der Stromkonsum ab der zweiten Stufe preisgünstiger und begünstigt dadurch einen höheren Verbrauch (vgl. Nabe et al., 2009, S. 48). Im Folgenden werden zeitvariable Tarifmodelle vorgestellt, welche die am meisten angewendete Form der preisbasierten *Demand-Response* Maßnahmen bilden.

5.2.2 Zeitvariable Tarifmodelle

In zeitvariablen Tarifen variiert der Strompreis pro Kilowattstunde mit dem zeitlichen Verlauf. Der Preis pro Stromeinheit ergibt sich aus der jeweils aktuellen Kostensituation der Energieversorger. Dadurch werden sehr spezifische Preissignale an die Endverbraucher/innen vermittelt (vgl. Unterländer, 2010, S. 31). Das bekannteste Modell stellt der *Time-Of-Use-Tarif* (TOU), der mit „Zeitvariabler Tarif“ ins Deutsche übersetzt wird. Auch *Critical Peak Pricing* (zu Deutsch: Zeitvariabler Tarif mit Events) und *Real-Time-Pricing* (zu Deutsch: Dynamischer Tarif) wurden bereits in zahlreichen Pilotprojekten getestet (vgl. Nabe et al., 2009, S. 76). Diese drei Modelle werden im Folgenden dargestellt.

Die Preisstruktur beim *Time-Of-Use* TOU resultiert aus der jeweils aktuellen Nachfragestruktur. Durch die Rekonstruktion historischer Lastkurven schwanken die Preise in Abhängigkeit zur Saison, zum Wochentag oder zur Tageszeit. Daraus kann ein besseres Lastmanagement erreicht werden. Aufgrund der langfristigen Definition der Strompreise sind kurzfristige Änderungen und Schwankungen in der Stromproduktion entsprechend aktuellen Ereignissen am Strommarkt nicht im Preis abgebildet. Daher kann der TOU als zeitabhängiger jedoch nicht als typisch dynamischer Stromtarif eingeordnet werden (vgl. Faruqui, George, 2002, S. 46). Der Tagesablauf wird beim TOU in verschiedene Zeitblöcke mit konstanten Preisen unterteilt. Innerhalb der Zeitblöcke können die Preise an die Schwankungen der Grenzkosten für die Stromerzeugung angepasst werden. Da die Preise demnach in Abhängigkeit zur Tageszeit variieren, können effizientere Preissignale an die Endverbraucher/innen gesendet werden (vgl. Gordon et al., 2006, S. 18).

Grundsätzlich gibt es nur zwei Preisperioden bei einem TOU: die Grundlast (*Off-Peak Period*), bei geringer Auslastung des Netzes und die Spitzenlast (*Peak Period*), bei hoher Auslastung des Stromnetzes (vgl. Cousins, 2009, S. 2). Abbildung 10 bildet die Systematik eines zwei- und dreistufigen Tarifs ab. In Abhängigkeit zur Saison (Sommer/Winter), zum Wochentag (Arbeitstag/Wochenende) und zur Tageszeit (Tag/Nacht) variieren die Preise. Ein Nachteil des TOU ist die bereits erwähnte Lieferung von nicht aktuellen Werten. Nachdem die Zeitblöcke langfristig vordefiniert werden, kann ein kurzfristiger Ausgleich auf dem Strommarkt zwischen Angebot und Nachfrage nicht einbezogen werden (vgl. Unterländer, 2010, S. 34).

Schematische Darstellung eines *Time-Of-Use*-Tarifs mit zwei und drei Preisstufen

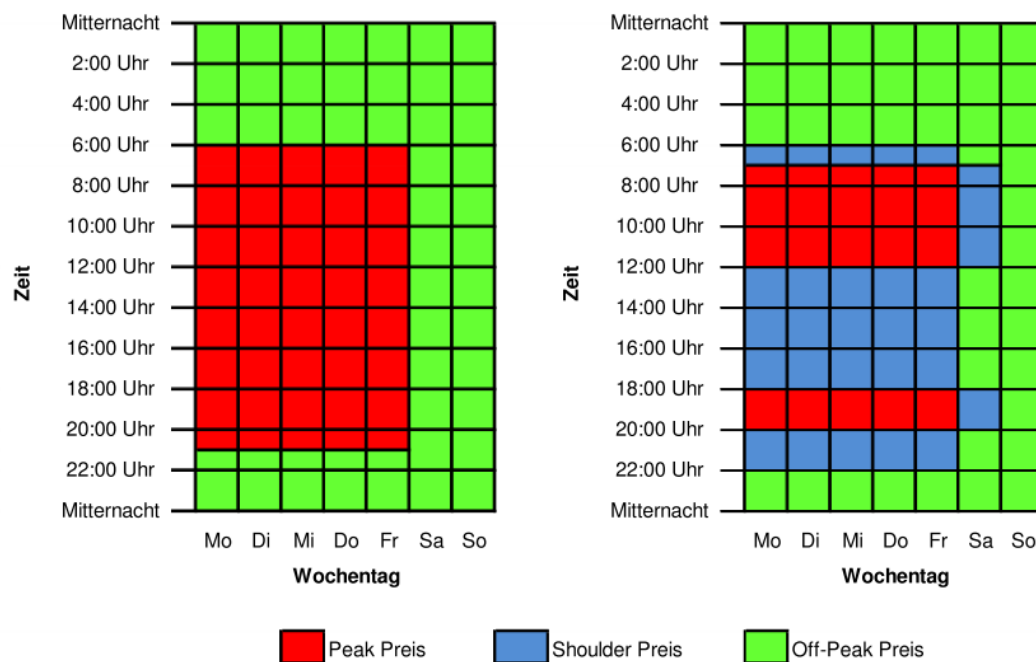


Abbildung 10: Schematische Darstellung eines Time-Of-Use-Tarifs mit zwei und drei Preisstufen in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 23.

Der zweistufige TOU-Tarif erzielte bisher in Pilotprojekten Stromeinsparungen von rund 6 % und Lastverlagerungen von 2 %. Während die Einsparungseffekte darauf hinweisen, dass eine Auseinandersetzung mit dem eigenen Verbrauchsverhalten gefördert wird, lässt sich gleichzeitig aus der geringen Lastverlagerung schließen, dass der Tarif zu geringe Anreize setzt, um Kund/innen zu wesentlichen Veränderungen ihres alltäglichen Stromverbrauchs zu bewegen (vgl. ISE, 2011, S. 10).

Der kritische Peak-Preis (**Critical Peak Price** CPP) stellt eine hybride Form dar, die Elemente aus statischen und dynamischen Tarifmodellen kombiniert (vgl. Borenstein, 2013, S. 129). Bei dieser Ausprägungsform des zeitbasierten Tarifs wird, wie in Abbildung 11 ersichtlich, die Höhe der unterschiedlichen Preisstufen im Vorhinein definiert. Der Anwendungszeitraum bleibt jedoch offen und wird erst einen Tag vor dem Eintreten veröffentlicht. Der Energieversorger kann einen Spitzenlastpreis festlegen und die Endverbraucher/innen sind verpflichtet eine gewisse Anzahl von Spitzenlastpreisen zu bezahlen. Daraus ergibt sich ein wesentlicher Nachteil für Endkund/innen: Sie sind dem Risiko ausgesetzt, dass der vom Energieversorger festgesetzte Spitzenlastpreis den Durchschnittspreis für Spitzenlastzeiten bei Weitem übersteigt. Demnach kann sogenanntes *Moral Hazard* von Seiten des Energieversorgers auftreten. Über die Prognose der Nachfrageentwicklung zu Spitzenlastzeiten kann er zu seinen Gunsten strategisch handeln, indem er weniger Energie einkauft als zur Deckung der Spitzenlast notwendig wäre. Er spekuliert somit darauf, dass die alleinige Ankündigung eines CPP-Events eine Nachfragereduktion in dem Ausmaß der reduzierten Einkäufe bewirkt (vgl. Wolak, 2010, S. 8; Unterländer, 2010, S. 35). Auch wenn eine vertragliche Vereinbarung über die maximal-tolerierbare Einberufung von CPP-Events (üblicherweise 10-15 Tage pro Jahr (vgl.

Borenstein, 2013, S. 129) das *Moral Hazard*-Problem deutlich verringern könnte, bleibt der strukturelle Nachteil für Konsument/innen bestehen: Um eine Kostenreduktion zu erzielen, sind diese zur Anpassung ihrer Lasten gezwungen (vgl. Wolak, 2010, S. 8).

Schematische Darstellung eines kritischen *Peak Price*-Tarifs

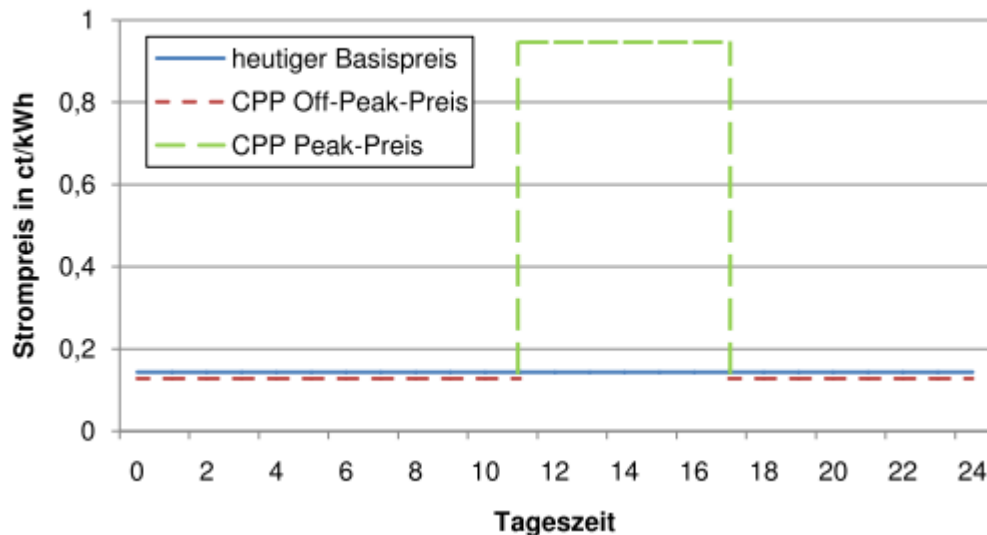


Abbildung 11: Schematische Darstellung eines kritischen Peak Price-Tarifs, Strompreis (Cent pro Kilowattstunde) in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 25.

Pilotprojekte aus dem Bundesstaat Kalifornien weisen dem CCP-Tarif hohe Potenziale der Lastverschiebung zu. In Hochpreisphasen konnten Lastverschiebungen im Ausmaß bis zu 15 % dokumentiert werden (vgl. Unterländer, 2010, S. 34). Trotz des strukturellen Nachteils, dass der Konsument das komplette Risiko trägt, kann dem CPP-Tarif demnach ein hoher Anreiz zur Lastverschiebung zugeschrieben werden.

Beim **Real-Time Pricing** (RTP) findet, so zeigt Abbildung 12 eine stündliche Preisanpassung an das Marktgeschehen statt. Die Preise werden jeweils einen Tag im Vorhinein oder für die folgende Stunde angekündigt. Die aktuelle Marktsituation kann sich demnach sehr zeitnah in der Preisgestaltung abbilden. Je kurzfristiger die Strompreisankündigung erfolgt, desto genauer wird das Angebot-Nachfrage-Verhältnis im Preis widerspiegelt (vgl. Unterländer, 2010, S. 24 f.).

Der französische Energieversorger *Electricité de France* (EDF) führte 1989 für einen Zeitraum von drei Jahren einen RTP-Tarif für Privatkund/innen ein. In dieser Anwendungsform wurden drei Tagesarten definiert: blaue, rote und weiße Tage. Diese wurden wiederum in zwei Preisperioden unterteilt. Abends wurde stets die jeweilige Tagesart für den Folgetag veröffentlicht. Während an blauen Tagen die Grundlast abgedeckt wurde, wurden rote und weiße Tage in Zeiten mit hohem Energieverbrauch angesetzt. Die großen Preisunterschiede zwischen den Tagesarten stimulieren Anreize zur Nachfrageverlagerung auf Seite der Endverbraucher/innen (vgl. Aubin et al., 1995, S. 174 f.).

Im Zuge der dreijährigen RTP-Testphase des EDF wurden Stromverbrauchsreduktionen von 27 % zu Spitzenlastzeiten an roten Tagen im Vergleich zu blauen Tagen erreicht. In Zeiten der Grundlast stiegen diese sogar auf die Höhe von einem Drittel (ebenso an der Differenz zwischen roten und blauen Tagen gemessen). Aubin et al resümieren folglich, dass dem RTP großes Potenzial inne liegt, um Lastverschiebungen zugunsten des Netzbetreibers wie auch Stromverbrauchsreduktionen und Kosteneinsparungen auf Seite der Endverbraucher/innen zu bewirken. Das Ausmaß der Einsparungen hängt bei dieser Tarifforn letztlich von der Flexibilität der Kund/innen ab, ihr Verbrauchverhalten reaktiv auf die kurzfristig verlautbarten Preissignale zu modifizieren. Auch der Einsatz von technischen Mittel, wie beispielsweise Smart Meters, sind hierfür ausschlaggebend (vgl. Aubin et al., 1995, S. 177)

Schematische Darstellung eines *Real-Time*-Tarifs

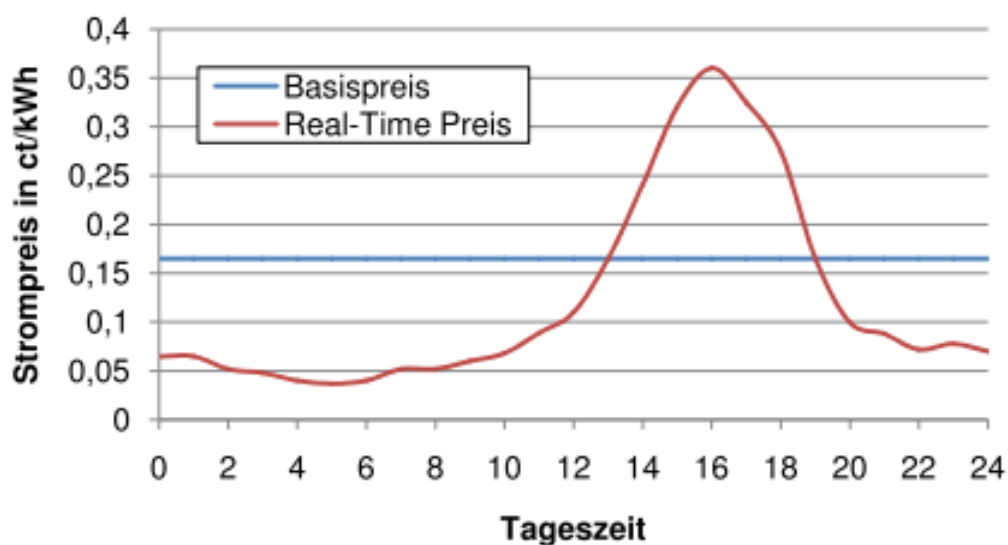


Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Real-Time-Tarifs, Strompreis (Cent pro Kilowattstunde) in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 29.

Neben der Netzlast verändern variable Tarife auch die Umverteilung der Preisrisiken kurzfristig. Beispielsweise liefert der im Rahmen der Einheitstarifmodelle vorgestellte Pauschaltarif für Konsument/innen ein sehr niedriges Risiko, da der Preis unabhängig von konkretem Zeitpunkt und Menge des Stromkonsums gebildet wird. Nachdem die EVUs bei diesem Tarifmodell in Spitzenlastzeiten möglicherweise zusätzlichen Strom produzieren oder zukaufen müssen, stellen Pauschaltarife für EVUs das höchste Preisrisiko dar. Das Preisrisiko der EVUs sinkt wie in Abbildung 13 dargestellt, mit der Etablierung von variablen Tarifmodellen, die der Echtzeitpreisbildung näher kommen. Im Rahmen des RTP, bei dem die Echtzeitpreise des Strommarktes direkt für die Preisbildung herangezogen werden, besteht demnach das größte Preisrisiko für Kund/innen und gleichzeitig das geringste für EVUs (vgl. Cousins, 2009, S. 3)

Einordnung ausgewählter Tarifmodelle entsprechend des Preis-Risikos

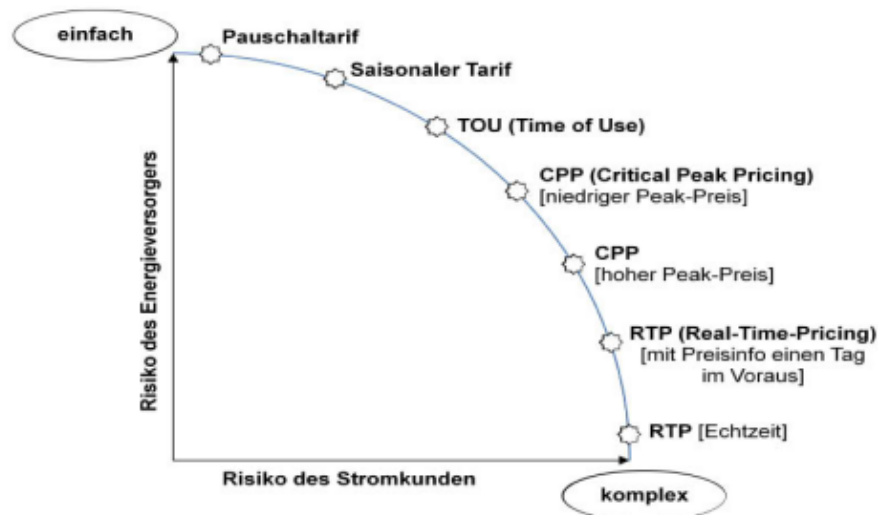


Abbildung 13: Einordnung ausgewählter Tarifmodelle entsprechend des Preis-Risikos für Energieversorgungsunternehmen und Stromkund/innen. Quelle: Cousins, 2009, S. 3.

Die gesamte Bandbreite der erläuterten Tarifmodelle benötigt technische Hilfsmittel zur praktischen Umsetzung des *Demand-Side Management*. Wie bereits erwähnt, werden vor allem moderne IKT wie auch die Installation von Smart Meters, der die jeweilige Last des Endverbrauchers abbildet, als Voraussetzung der Dynamisierung von Tarifen gedeutet. Ebenso sind Internetforen der EVUs vorgesehen, die in Abhängigkeit zu den Messdaten des Smart Meters Informationen zu Stromverbrauchsdaten liefern (vgl. Faruqi, George, 2005, 45 f.).

Im Anschluss an die Skizzierung unterschiedlicher Funktionsweisen von variablen Tarifen, erscheint die Frage nach dem daraus resultierenden Nutzen interessant. Eine Antwort darauf soll im nachfolgenden Kapitel durch die Anführung zentraler Nutzenaspekte geliefert werden.

5.3 Nutzen von dynamischen Preisstrukturen

Ein erster Nutzenaspekt von dynamischen Preisstrukturen entsteht aus der Schaffung einer Anreizwirkung für Kund/innen. Konkret wird der Anreiz zur Verbrauchsreduktion und Lastverschiebung von Seiten der Stromanbieter gesetzt. Der Anreiz kann, wie mehrmals angeführt, so wirken, dass Verbraucher/innen zur Verschiebung des Konsums aus Engpasszeiten angeregt werden. Auf Seite der Stromanbieter sinken die Investitionen in Reserven der Stromerzeugungskapazitäten, deren Kapitalkosten und Instandhaltungskosten unabhängig von der Häufigkeit der Kapazitätsnutzung bezahlt werden müssen. Gleichzeitig steigt die Erzeugungskapazität auf dem Markt und reduziert daher die Kapitalkosten pro Kilowattstunde. Daraus können Einsparungen der Energieerzeugung in der Höhe von 3-4 % resultieren. Diese können wiederum an die Kund/innen in Form von reduzierten Strompreisen weitergegeben werden (vgl. Borenstein, 2013, S. 129).

Aus der Verschiebung der Stromnachfrage weg von Spitzenlastzeiten ergeben sich wesentliche Implikationen für die Emissionswerte im Elektrizitätssektor. Eine Szenarienanalyse des US-amerikanischen Elektrizitätssystems verdeutlichte durch die Gegenüberstellung einer statischen Preisstruktur und eines dynamischen Echtzeitpreises, dass Lastverschiebungen in Reaktion auf Echtzeitpreisbildung, die gesamten System-Emissionen um 10 % jährlich reduzieren können (vgl. Blumsack, Fernandez, 2012, o.S.).

Ein zweiter Nutzen dynamischer Preisstrukturen geht mit der Anreizwirkung einher, für Kund/innen ihren Konsum bei steigenden Strompreisen zu senken. Durch diesen Marktmechanismus verliert der in statischen Preisstrukturen bestehende Anreiz für Stromerzeuger, die Marktmacht genießen, Elektrizitätszurückhaltungen zum Zweck der Preissteigerung auszuüben, an Attraktivität. Der Anreiz eines Stromanbieters den Output zu drosseln, steht in engem Zusammenhang mit der Nachfrageelastizität. Wenn Verbraucher/innen schnell auf Preissteigerungen reagieren, indem sie ihre Nachfrage senken, dann würde eine Output-Zurückhaltung zu Absatzverlusten auf Seiten des Stromerzeugers führen. Diese könnten auch nicht durch höher angesetzte Preise kompensiert werden. Bei statischen Tarifmodellen hingegen besteht kein Anreiz für Konsument/innen auf die Output-Drosselung eines Energieerzeugers zu reagieren, denn die Strompreise werden davon nicht beeinflusst. Wären beispielsweise während der bereits erwähnten Elektrizitätskrise Kaliforniens im Jahr 2000-2001 dynamische Preisstrukturen angewendet worden, wäre die strategische Stromzurückhaltung durch die Unternehmen mit Marktmacht um Marktpreissteigerungen zu bewirken, kaum rentabel gewesen (vgl. Borenstein, 2013, S. 129).

Dynamische Preisstrukturen fördern ebenso die Integration von regenerativen volatilen Energiequellen, wie beispielsweise Windkraft oder Photovoltaik. Sie machen es möglich, Nachfragefluktuationen an die Angebotsfluktuationen erneuerbarer Energieträger anzupassen. Als Resultat werden die Systemkosten reduziert, die zur Integration der Energieträger aufgewendet werden müssen (vgl. Borenstein, 2013, S. 130).

Ein weiterer Nutzen von dynamischen Preisstrukturen kann im Zusammenhang mit einem vermehrten Anschluss von Elektrofahrzeugen an die Stromnetze, wirken. Durch das Aufladen von Elektrobatterien in Grundlastzeiten und dem Einsatz eines parallelen Antwortmechanismus auf fluktuierende Preise, können sowohl die Aufladekosten der Elektrofahrzeuge als auch deren Netzanschlusskosten reduziert werden (vgl. ebd.).

Zum Abschluss des Kapitels kann resümiert werden, dass sich mit der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Bereich dynamischer Tarife auch die Rollen der beteiligten Akteur/innen im Bereich der Energieproduktion und des Verbrauches ändern. Vor allem für Energieversorger und für Endkund/innen, ergeben sich neue Anforderungsprofile, so wurde im Zuge des Kapitels deutlich. Endkund/innen sollen demnach Akzeptanz und Bereitschaft entwickeln und zur reaktiven Verhaltensänderung in Richtung höherer Energieeffizienz durch preisliche Anreize bewegt werden. Energieversorger können über preisliche Anreize

Lastverschiebungen bei Kund/innen bewirken (vgl. Motsch, 2012, S. 244). Im Zentrum der Interaktionen stehen Maßnahmen des nachfrageseitigen Lastmanagements, das die Auslösung von Lastverschiebungen über einen Preismechanismus, veranlasst. Technische Grundlage hierfür ist die im Smart Grid vorgesehene IKT-Infrastruktur: die Dokumentation von Echtzeitdaten über das Konsumverhalten der Endverbraucher/innen, das Einspeisevolumen wie auch den jeweils aktuellen Laststatus der Stromnetze. Auf dieser Datengrundlage ergibt sich der Strompreis entsprechend den aktuellen Stromproduktionskosten und ermöglicht dadurch eine effiziente Ressourcenallokation über natürliche Marktmechanismen. Da die Haushalte nicht in Permanenz die Strompreise betrachten können, müsste die Stromverbrauchsverlagerung in einem gewissen Ausmaß automatisch vollzogen werden. Im Zuge dessen wurden verschiedene Preisbildungsmechanismen von last- und zeitvariablen Tarifen skizziert, deren Potenzial zur Lastverschiebung unterschiedlich attestiert werden kann. Abschließend konnten die zentralen Nutzenaspekte identifiziert werden, die sich aus dynamischen Preisstrukturen ergeben. Einen ersten wesentlichen Nutzen liefert die Anreizwirkung für Verbraucher/innen, ihren Stromkonsum in Zeiten des hohen Stromangebots zu verlegen, die den dynamischen Preisstrukturen zugrunde liegt. Bei Energieerzeugern kann die Lastverschiebung Einsparungseffekte in der Energieerzeugung von bis zu 3-4 % hervorrufen, welche wiederum an die Kund/innen in Form reduzierter Preise weitergegeben werden können. Die reduzierte Nachfrage der Konsument/innen in Zeiten steigender Preise hat zur Folge, dass der bei statischen Preisstrukturen bestehende Anreiz für Stromerzeuger mit Marktmacht den Output zu drosseln, bei dynamischen Preisstrukturen unrentabel wird. Dies stellt den zweiten angeführten Nutzenaspekt dar. Als dritter fundamentaler Nutzen, dem vor allem im Smart Grid Relevanz zukommt, kann die Förderung der Integration von erneuerbaren Energieträgern genannt werden. Durch dynamische Preisstrukturen können die Nachfragefluktuationen an die Angebotsfluktuationen der volatilen regenerativen Energiequellen angepasst werden und die Systemkosten zur Integration erneuerbarer Energieträger können im Zuge dessen maßgeblich reduziert werden.

6 Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids

Die Weiterentwicklung des österreichischen Stromsystems zu Smart Grids erfordert, wie in Kapitel „Neue Technologie zur Energieerzeugung und elektrischen Vernetzung“ (Kapitel 3.3.1) geschildert, umfassende Investitionen im Elektrizitätssystem. Nachdem die zur Finanzierung angehaltenen Netzbetreiber die erforderlichen Investitionen über die Netzentgelte an die Stromkund/innen weitergeben können, ergibt sich die Frage nach den gesamtwirtschaftlichen Wirkungseffekten. Im Folgenden werden daher die in der gegenwärtigen Forschungsliteratur genannten zentralen Nutzenaspekte von Smart Grids erörtert.

Die Struktur des Kapitels orientiert sich an der von Bliem et al. erstellten Nutzenmatrix zu Smart Grids (siehe Abbildung 14). Dabei werden die einzelnen Nutzenkomponenten als Narrativ erläutert und durch quantitative Werte aus unterschiedlichen internationalen Studien ergänzt. Während die erste Nutzenkategorie Nutzaspekte umfasst, die den wirtschaftlichen Bereich betreffen, ergeben sich die zweite und dritte Kategorie aus Effekten für Umwelt und Technik.

Nutzenmatrix: Kategorisierung der Nutzen von Smart Grids

Nutzenkategorie	Nutzen Subkategorie	Elektrizitätsunternehmen	Kunden	Gesellschaft
Wirtschaftliche Nutzeneffekte	Sinkende Gesamtstromkosten		X	
	Sinkende Investitionskosten durch verbesserte Nutzung der Anlagen	X		
	Kapitaleinsparungen bei Netzen	X		
	Einsparungen bei den Betriebs- und Wartungskosten der Netze	X		
	Sinkende Netzverluste	X		
	Schaffung neuer Arbeitsplätze			X
	Etablierung neuer Elektrizitätsmärkte			X
	Erhöhte Marktchancen für dezentrale Energieerzeugungsanlagen	X		
Nutzen für die Umwelt	Reduktion der CO ₂ -Emissionen	X		X
	Reduktion der SO _x -, NO _x - und Feinstaub Emissionen	X		X
	Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	X		X
	Stärkung der Einführung einer flächendeckenden Elektromobilität		X	
Technische Nutzeneffekte	Beitrag zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit	X	X	X
	Erhöhung der Spannungsqualität		X	
	Steigerung der Versorgungssicherung sowie Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten			X

Abbildung 14: Nutzenmatrix: Kategorisierung der Nutzen von Smart Grids nach Bliem et al.; eigene Darstellung. Quelle: Bliem et. al., 2011, S. 14.

6.1 Wirtschaftliche Effekte

1) Sinkende Gesamtstromkosten

Ein erster wirtschaftlicher Nutzen von Smart Grids entsteht durch neue Möglichkeiten der Anreizsetzung und Belohnung von Stromkonsument/innen für Lastverschiebungen in Richtung Niedriglastzeiten (vgl. Friedl, 2012, S. 12). Durch den Einsatz von Verbrauchsmanagement im Bereich der Industrie, Gewerbe und Haushalte können *Demand-Side-Management* oder *Demand Response*-Aktivitäten vollzogen und dadurch Energie-Verlagerungspotenzial

erschlossen werden (vgl. NTP SGA, 2010, S. 19 f.). Konkrete Voraussetzungen hierfür liefern die im Smart Grid vorgesehene Echtzeit-Preis-Dokumentation, die Stromverbrauchsmessung durch Smart Meter und eine ansprechende visuelle Aufbereitung des Energieverbrauchs für die Endverbraucher/innen (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 7). *Price Waterhouse Cooper* (kurz: PwC) legt in der 2009 von der E-Control beauftragten Studie „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering“ die Effekte von Stromkonsum in Zeiten niedriger Last dar: Verbraucher/innen profitieren wenn die Stromverbrauchsgeräte in Phasen mit großem Stromangebot, geringer Nachfrage und niedrigem Preis in Betrieb genommen werden (vgl. PwC, 2010, S. 25). Wird die Spitzenlast geringer, so werden die Preise für die Endkonsument/innen in weiterer Folge gesenkt, führt die US-amerikanische Non-Profit-Organisation *Electric Power Research Institute* (kurz: EPRI) in dem Artikel *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects* den Zusammenhang weiter aus (vgl. EPRI, 2010, S. 2 f.).

Ein weiterer Aspekt, durch den die Stromkosten im Gesamtsystem sinken können, ist die Lieferung von Feedback über die individuellen Verbrauchsdaten mit der Hilfe von Smart Metering. Für die Konsument/innen ergibt sich daraus die Möglichkeit, ihr Stromverbrauchsverhalten zu analysieren und letztendlich ihren Stromverbrauch zu senken (vgl. BITKOM, 2012, S. 19). Über die Höhe der Einspareffekte für Verbraucher/innen im Strombereich, die durch die Einführung von Smart Metering entstehen können, liefern die bisher publizierten Studien unterschiedliche Ergebnisse. In einer Studie des EPRI wird eine absolute Energieeinsparung des gesamten US-amerikanischen Marktes in der Höhe von 56 bis 203 Milliarden Kilowattstunden durch den Einsatz von *Demand Response* und reduzierter Netzverluste im Zuge von Smart Grids errechnet. Dies entspricht einer Verbrauchsreduktion in der Höhe von 1,2 bis 4 % (vgl. EPRI, 2010, o.S.). Die OECD berechnet in der Studie *Smart Grid Applications for Green Growth* von 2009 Stromeinsparungspotenziale zwischen 1,5 % und 3,5 % des durchschnittlichen Jahresverbrauchs über alle durchschnittlichen Bevölkerungsgruppen durch den Einsatz von Smart Metering (vgl. OECD, 2009, o.S.). Im Rahmen der bereits erwähnten Studie von PwC wird ein Einsparungsfaktor von 3,5 % für österreichische Stromkonsument/innen veröffentlicht (vgl. PwC, 2010, o.S.). Das vom deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (kurz: BMFB) geförderte Projekt Intelliekon errechnet eine Bandbreite zwischen 3,7 % bis 9,5 % in Privathaushalten durch Smart Meters. Der höhere Wert basiert auf der Annahme, dass zeitvariable Tarife eingeführt werden (vgl. Intelliekon, 2011, o.S.). Nachdem die drei genannten Werte auf Annahmen fußen, sind empirische Untersuchungen, die speziell auf österreichische Bedingungen eingehen, unerlässlich, existieren bisher jedoch nicht (vgl. Renner, 2011, S. 2).

EVUs können außerdem zur Senkung der Gesamtstromkosten beitragen, indem sie über den Einsatz von digitalen Zählern ihre Stromabrechnungsprozesse mit Kund/innen effizienter gestalten und die Verrechnung folglich anhand von exakteren Werten entsprechend dem tatsächlichen Verbrauch durchführen (vgl. Aichele, 2012, S. 2).

Weiters können Projekte des Lastmanagements, abgesehen von der primären Zielsetzung der Spitzenlast-Reduktion, Energieeinsparungseffekte bewirken. Das bedeutet, dass das Verschieben von Stromkonsum in lastarme Zeiten gleichzeitig den Stromkonsum senken kann. Beispielsweise kann eine Dämpfung der Beleuchtung in Spitzenlastzeiten den absoluten Energieverbrauch reduzieren (vgl. PNNL, 2010, S. 3 ff.). Diesbezüglich konnten im Zuge der Recherche jedoch keine konkreten Werte aufgefunden werden.

Kapitaleinsparungen in Übertragungs- und Verteilernetzen

Aufgrund der starken Interdependenz werden die Nutzeneffekte zwei bis fünf unter Kapitaleinsparungen in Übertragungs- und Verteilernetze zusammenfassend angeführt.

Die im Smart Grid angestrebte Senkung der Spitzenlast im Rahmen des Lastmanagements, bewirkt eine Reduktion der benötigten Erzeugungskapazitäten. Damit geht eine verbesserte Anlagennutzung einher. Diese kann wiederum in Kapitaleinsparungen münden (vgl. Friedl, 2012, S. 12). Das im Smart Grid vorgesehene Echtzeitmonitoring und Lastmanagement kann ebenso die Betriebsführung bei Übertragungs- und Verteilernetzen optimieren (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 11). Durch die zusätzliche Implementierung von IKT entstehen Einsparungseffekte hinsichtlich der Kosten, die zukünftig für die Integration erneuerbarer Energien in das traditionelle Stromnetz anfallen würden. Diesbezüglich liegt eine Studie von *Ernst & Young* vor, die die jährlichen Erhaltungskosten des traditionellen Stromversorgungssystems von Großbritannien auf 46 Milliarden britische Pfund jährlich schätzt. Die Kosten für die Integration von erneuerbaren Energieträgern im Smart Grid wurden mit 27 Milliarden Pfund angesetzt. Der Einsparungseffekt für Großbritannien liegt daher, nach *Ernst & Young*, bei rund 19 Milliarden Pfund im Zeitraum von 2012 bis 2050 durch die verstärkte Integration erneuerbarer Energieträger (vgl. Ernst & Young, 2012, S. 3). Gemäß dieser Berechnung sind die Kosten für Netzaufbau und Netzadaption zum Zweck der Integration volatiler erneuerbarer Energieträger insgesamt um 41,3 % geringer als in einem traditionellen Netz (vgl. BITKOM, 2012, S. 20).

Weiters erhöht die reduzierte mechanische Beanspruchung der Netzanlagen die Nutzungsdauer und senkt die Wahrscheinlichkeit eines frühzeitigen Ausfalls (vgl. EPRI, 2010, S. 4-16). Die internationale Non-Profit-Organisation *The Climate Group* hat in ihrer Publikation *SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age* eine Stromersparnis von 61 Milliarden Dollar im Zeitraum von 2012 bis 2020 durch den Wegfall ineffizienter Übertragung und Verteilung in Stromnetze auf globaler Ebene berechnet (vgl. The Climate Group, 2008, S. 74).

Ein weiterer Nutzen aus dem Smart Grid ergibt sich aus Einsparungen bei Betriebs- und Wartungskosten der Netze. Im Speziellen der Einsatz von IKT zur Wartung der Anlagen und Netze kann Einsparungen bewirken. Beispielsweise könnte die Überprüfung des Anlagenzustandes online vollzogen werden. Der Betrieb und die Wartung der Netze können demnach in einem Smart Grid kosteneffizienter gestaltet und die Systemeffizienz schlussendlich gesteigert werden (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 11).

Außerdem können Smart Grids die bessere Anpassung der Stromerzeugung an den Verbrauch fördern und dadurch einen wesentlichen Beitrag zur Haltung der Spannungsqualität innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches und eines gewissen Netzabschnittes liefern. Der daraus entstehende Nutzen ist die Reduktion von regionalen Netzverlusten (vgl. EPRI, 2010, S. 4-17).

Schaffung neuer Arbeitsplätze

Nachdem die Schaffung von Smart Grids hohe Investitionen in die Netzinfrastruktur und zahlreiche Begleitmaßnahmen erfordert, werden Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte ausgelöst. In dem vom Institut für Höhere Studien Kärnten (kurz: IHS Kärnten) publizierten Artikel mit dem Titel „Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart Grid-Lösungen“ werden jährliche Beschäftigungseffekte in den Jahren 2013 bis 2020 in der Höhe von 8.734 Arbeitsplätzen für Österreich geschätzt. Als Berechnungsgrundlage wurde eine jährliche Investition von 1,7 Milliarden Euro angenommen. Weiters wird eine Erhöhung der jährlichen Wertschöpfung um 0,1 % des BIP durch die Realisierung von Smart Grid-Lösungen im genannten Zeitraum in Österreich errechnet (vgl. Aigner et al., 2013, S. 2).

Etablierung neuer Elektrizitätsmärkte

Wie bereits im Kapitel „Integration der Energieverbraucher/innen“ (Kapitel 3.3.2) ausgeführt, erfahren Endverbraucher/innen im Smart Grid erweiterte Aktionsmöglichkeiten im Rahmen neuer Geschäftsmodelle. Ihre Rolle wandelt sich vom passiven Konsumenten („Consumer“) zum aktiven „Prosumer“, der Strom für den Eigenverbrauch oder zur Einspeisung ins Netz zunehmend selbst erzeugt (vgl. Roß, 2012, S. 289). Die neuen Elektrizitätsmärkte motivieren Endverbraucher/innen ihre Energieressourcen auf dem Markt anzubieten und liefern gleichzeitig die Möglichkeit Einkommen darüber zu lukrieren (vgl. EPRI, 2010, S. 25). Durch die Integration vieler neuer Stromproduzenten kann einerseits die Dominanz großer Kraftwerkserzeuger reduziert werden. Andererseits können die Wettbewerbsbedingungen am Energiemarkt durch das Auftreten vieler neuer Marktakteure/innen maßgeblich erhöht werden (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 11).

Erhöhte Marktchancen für dezentrale Energieerzeugungsanlagen

Die im Rahmen des Smart Grids vorgesehene kommunikationstechnische Anbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen steigert deren Marktchancen. Konkret ist die koordinierte Zu- und Abschaltung von Produzent/innen und Verbraucher/innen zu nennen, die beispielsweise im Zuge eines virtuellen Kraftwerkes möglich wird. Außerdem ermöglicht die im Smart Grid angenommene effizientere Nutzung der elektrischen Infrastruktur eine höhere Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen (vgl. NTP SGA, 2010, S. 19).

6.2 Umwelteffekte

Reduktion der CO₂-Effekte und der SO_x, NO_x- und Feinstaub Emissionen

Zahlreiche bereits angeführte Smart Grid-Komponenten können eine Reduktion der Kohlendioxid- wie auch der Schwefeloxiden (SO_x), Stickoxiden (NO_x) und Feinstaub-Emissionen

bewirken. Ursächlich dafür sind im Speziellen der Ausbau dezentraler regenerativer Energieerzeugungsanlagen und die verstärkte Umstellung auf elektrische Fahrzeuge. Weiters können stromverbrauchende Geräte in Abhängigkeit zu den Preissignalen der EVUs betrieben werden. Die geschilderte Optimierung der Übertragungs- und Verteilernetze senkt die Netzverluste und trägt damit ebenso zu einer Reduktion der Emissionen bei (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 11).

Die unter dem Nutzenaspekt „Stromverbrauchseinsparungen“ angeführten Einsparungseffekte, die sich im Prozentbereich zwischen 1,2 % und 4 % bewegen, erlauben die Annahme, dass in weiterer Folge weniger Energie pro Jahr produziert werden muss und demnach in einer Reduktion aller Emissionstypen resultiert (vgl. EPRI, 2010, S. 25).

Eine Studie des *Pacific Northwest Laboratory* berechnet jährliche Energie- und Kohlendioxid-Einsparungspotenzial von 12 % durch die Realisierung eines Maßnahmenbündels, das intelligente Technologie inkludiert und notwendige Begleitmaßnahmen zur Entwicklung eines Smart Grid führt (vgl. PNNL, 2010, S. 7). Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (kurz: Fraunhofer ISE) quantifiziert eine mögliche CO₂-Reduktion für Deutschland im Zeitraum 2011-2016 durch einen flächendeckenden Einsatz von Smart Metering mit rund zwei Millionen Tonnen pro Jahr (vgl. Fraunhofer, 2011a, S. 21).

Beitrag zur Erreichung der Klimaziele

Smart Grids können die infrastrukturelle Grundlage für die Erreichung der von der internationalen Staatengemeinschaft, wie auch auf nationaler Ebene definierten energiepolitischen Zielsetzungen liefern. Beispielsweise trägt die Energieproduktion durch regional vorhandene erneuerbare Energieträger und die Anreize zur Effizienzsteigerung auf Seiten der Endverbraucher/innen dazu bei, die von der EU definierten Klimaziele des „Klima- und Energiepaket 20-20-20“ zu erreichen (siehe Kapitel 2.4).

Stärkung der Einführung einer flächendeckenden Elektromobilität

Im Rahmen des Szenarios bezüglich der Entwicklung von Elektromobilität in Österreich für den Zeitraum von 2020 bis 2050 vom Umweltbundesamt werden jene Faktoren angeführt, die die Nachfrage nach Elektrofahrzeugen heutzutage noch gering halten. Die Skepsis der Bevölkerung gegenüber neuen Technologien, der geringe infrastrukturelle Netzzugang der Elektrofahrzeugflotte und die noch unzureichende Batteriekapazität werden in diesem Zusammenhang als zentral angeführt (vgl. Lichtblau et al., 2010, S. 22). Smart Grids können zur Bewältigung genannter technischer Herausforderungen beitragen, indem Netzanschlüsse die aus Ladestationen bestehen, eingesetzt werden. Dadurch wird eine Möglichkeit geschaffen, zusätzliche Infrastruktur für die Ladung wie auch für weitere Anforderungen der Elektromobilität zu nutzen, wie beispielsweise die Stromspeicherung (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 12). Diese neuen Speichermethoden ergeben sich durch die im Smart Grid eingesetzte IKT zur Übermittlung des Netzstatus und der Feststellung der im Stromnetz aktuell vorhandenen Speicherkapazität (vgl. Wissner, 2009, S. 26).

Eine erhöhte Nutzung der Elektromobilität kann auch positive Rückwirkungen auf die Energieversorgung mit sich bringen. Nachdem eine hohe Anzahl an Elektroautos statistisch gesehen zum Zweck der Aufladung immer an das Netz angeschlossen ist, kann dadurch die Speicherung der durch erneuerbare Energieträger produzierten Energie in der Batterie der Elektrofahrzeuge vollzogen werden. Dadurch wird die zeitliche Differenz zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf ausgeglichen (vgl. NTP SGA, o.J., o.S.).

6.3 Technische Effekte

Beitrag zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit

Die Ausfall- und Störungsstatistik der E-Control weist eine Versorgungszuverlässigkeit von 99,99 % in Österreich aus. Dies entspricht im Jahr 2010 Versorgungsunterbrechungen für 51,64 Minuten (vgl. ModellRE). Die im Smart Grid vorgesehenen automatischen Diagnoseprogramme und selbstregulierenden Mechanismen melden Schäden und Ausfälle der Elektrizitätsinfrastruktur frühzeitig. Dadurch können Ausfälle und Störungen im Netz weiterhin reduziert werden und die bereits hohe Versorgungszuverlässigkeit des gegenwärtigen Netzes durch die Weiterentwicklung zu einem Smart Grid weiter gesteigert werden (vgl. Friedl, 2012, S. 21).

Erhöhung der Spannungsqualität

Die im Smart Grid vorgesehene Technologie, wie beispielsweise Smart Meters, können die Stromqualität aufzeichnen und dadurch einen wesentlichen Beitrag zur Spannungsüberwachung im Stromnetz liefern. Weiters können Gruppen, in denen mehrere intelligente Zähler integriert sind, gebildet und somit Kontrolle über die Zu- und Abschaltung von wichtigen Lasten (beispielsweise bei Stromausfällen) ermöglicht werden (vgl. Wissner, 2009, S. 26).

Steigerung der Versorgungssicherheit sowie Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten

Indem Versorgungssicherheit einerseits über die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern und andererseits die Stromverteilung über Netzstrukturen zu den Konsument/innen definiert wird, kann durch die Vermehrung und Diversifikation der Energieerzeuger/innen und –träger im Smart Grid die Versorgungssicherheit erhöht werden (vgl. Bliem et. al., 2011, S. 12).

Die verstärkte Integration von erneuerbaren Energieträgern im Rahmen des Smart Grids trägt ebenso zur Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten (vgl. NTP SGA, 2010, S. 19) wie auch zu einer Verbesserung der Leistungsbilanz bei (vgl. Friedl, 2012, S. 15).

Im Anschluss an die Erläuterung der Nutzeneffekte, die sich laut dem gegenwärtigen Stand der Literatur, bei der Einführung von Smart Grids ergeben können, werden die Sichtweisen unterschiedlicher Stakeholdergruppen auf Nutzeneffekte und andere Aspekte von Smart Grids dargestellt.

7 Vergleich von Stakeholderperspektiven

7.1 Darstellung der Interviewsituation

Gegenstand der Interviews mit Expert/innen aus verschiedenen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft sind zentrale Fragen zur Einführung von intelligenten Stromnetzen in Österreich. Nachdem es bisher kaum konkrete praxiserprobte Smart Grid-Lösungen gibt, werden die unterschiedlichen Ansätze und Sichtweisen der Interviewpartner/innen erhoben und anschließend miteinander verglichen.

Bei der Auswahl der Expert/innen wurde darauf geachtet, dass die Interviewpartner/innen aus den drei Fokusgruppen Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie möglichst gleichermaßen vertreten sind. Ein zusätzliches Gespräch mit einem Vertreter aus Forschung und Entwicklung soll die Sichtweisen der drei Hauptakteure ergänzen. Im Zuge dessen wurden im Jänner und Februar 2013 vier österreichische Netzbetreiber, drei Konsumentenvertreter/innen und zwei Expert/innen aus der Industrie und ein/e Interviewpartner/in aus dem Bereich der Forschung zu Ihrer Sichtweise auf Smart Grids befragt. Die Gruppe der Netzbetreiber setzt sich aus drei Verteilungsnetzbetreibern und einem Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Die Interviewpartner/innen, die Verbraucherstandpunkte einbringen, vertreten vorwiegend Endkund/innen auf Haushaltsebene. Die Gruppe der industriellen Vertreter/innen besteht aus jenen, die industrielle Unternehmen als Technologieanbieter von Smart Grid-Technologie vertreten, wie auch jenen, die die Sichtweise der Industrie als Energieverbraucher einbringen.

Während die Dauer der Interviews im Bereich von einer halben Stunde bis zu zweieinhalb Stunden stark variierte, betrug die durchschnittliche Gesprächszeit rund 50 Minuten. Die Interviews wurden anonymisiert durchgeführt, aufgezeichnet und anschließend im Rahmen der Transkription inhaltlich zusammengefasst.

Die Systematik der Auswertung orientiert sich dabei einerseits am thematischen Erkenntnisinteresse und andererseits an der Frage, inwiefern die drei interviewten Stakeholdergruppen in sich konsistente Sichtweisen aufweisen und wie deren Perspektiven zu kontrastieren sind.

7.2 Ausgangsdefinitionen

Der ureigene Gedanke von Smart Grids liegt in der Regelung der Verbrauchssteuerung (vgl. Interviewpartner/in 5). Wie im Theorieteil (siehe Kapitel 3.3) bereits ausgeführt, wird im Smart Grid, im Gegensatz zum derzeitigen Energiesystem, der Energieverbrauch an die Erzeugung angepasst. Auf diesem „kleinstem gemeinsamen Nenner“ bauen alle befragten Interviewpartner/innen ihr Verständnis von Smart Grids auf. Daran anknüpfend kann die fol-

gende zentrale Ausgangsfrage, die die Problemlage schildert, bei der Suche nach einer geeigneten Smart Grid-Definition formuliert werden: „Wie kann man die Infrastruktur adaptieren, um erneuerbare Energieträger, die vielfach volatil und dezentral produziert werden, in einen stabilen Netzbetrieb zu integrieren?“ (Interviewpartner/in 9).

Der Großteil der Interviewpartner/innen verweist auf die von der NTP unter Beteiligung vieler Stakeholder ausgearbeiteten Definition von Smart Grids, die im Kapitel „Definitorische Annäherung“ (siehe Kapitel 3.1) des Theorieteils angeführt ist. Ebenso jene Interviewpartner/innen, die diese Definition nicht nennen, replizieren die zentralen Charakteristika der Definition. Der Mehrwert der NTP-Definition kann beispielsweise in der deutlichen Skizzierung der notwendigen Hardware-Komponenten im Sinne von Netzinfrastruktur einerseits und moderner IKT als Software andererseits, gedeutet werden (vgl. Interviewpartner/in 9). Im Zuge der NTP-Definition wird der Fokus ausschließlich auf die Ebene der Stromnetze gelegt. Die damit einhergehende Nachreihung der Gas- und Wärmenetze beruht auf dem früheren Bedarf und der Erwartung eines größeren volkswirtschaftlichen Nutzens von intelligenten Stromnetzen, führt ein Interviewpartner aus (vgl. Interviewpartner/in 2).

Neben der grundlegenden Einigkeit über den Inhalt der NTP-Definition, vertreten die Interviewpartner/innen unterschiedliche Auffassungen über die geeignete Begriffsverwendung. Beispielsweise weist ein/e Interviewpartner/in darauf hin, dass jene Aspekte, die als „smart“ definiert werden, je nach Rolle des Betrachters variieren. Um diesen Zusammenhang widerzugeben, empfiehlt es sich, anstatt den Begriff Smart Grid zu verwenden, eher von „smarten Funktionalitäten“ zu sprechen, führt jene/r Interviewpartner/in aus (vgl. Interviewpartner/in 7). Dieser angedeutete Zusammenhang kann durch die Durchführung der Interviews bestätigt werden. Während für Netzbetreiber beispielsweise die Betrachtung des Systembetriebes und die Netzsteuerung hohe Relevanz in der Diskussion um Smart Grids erfährt (vgl. Interviewpartner/innen 7, 1, 3, 5), fokussieren Konsumenten-Vertreter/innen sich vorwiegend auf die Auswirkungen neuer IKT-Infrastrukturen, die speziell durch Smart Metering als wesentlichen Teilaspekt eines Smart Grid-Gebildes entstehen (vgl. 4, 8, 10). Für die Industrie als Energieverbraucher stehen sowohl Aspekte des Systembetreibers als auch der Kommunikationsstruktur im Mittelpunkt der Betrachtung. Die industriellen Technologieproduzenten deuten in Smart Grids vor allem neue Marktchancen (vgl. 2, 9). Daraus kann abgeleitet werden, dass der Fokus auf die „*Smartness*“ eines Smart Grid, in Abhängigkeit zu der Rolle die der/die Betrachter/in im Gesamtsystem einnimmt, sich unterschiedlich äussert.

Nachdem die Adaption der Netzstrukturen eine wesentliche Grundlage von Smart Grids darstellt, wird im Anschluss eine umfassende Definition eines Netzbetreibers herausgegriffen und die vier Charakteristika, anhand derer die Smart Grids definiert werden, erläutert. Der bereits genannte Ursprungsgedanke von Smart Grids, nämlich der Regelung der Verbrauchssteuerung, stellt die erste Eigenschaft von Smart Grids dar. Während im konventionellen Netz das Angebot vor allem durch steuerbare Kraftwerke produziert und somit die Erzeugung dem Verbrauch angepasst wird, sind im Smart Grid verstärkt erneuerbare volatile Energieträger vorgesehen. In dieser Hinsicht ändert sich auch der Orientierungsmechanis-

mus: Der Energieverbrauch wird der Erzeugung angepasst. Während die Verteilnetze mit einem Energiefluss in Richtung des Endverbrauchers ausgelegt waren, beginnen sich die Energieflüsse im Smart Grid – beispielsweise bei Energieerzeugung durch Photovoltaik und anschließender Rückspeisung ins Netz – auch umzukehren. Bidirektionale Energieflüsse gelten damit als zweites Charakteristikum smarter Stromnetze. Allerdings ist diesbezüglich zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene zu unterscheiden, denn wechselnde Energieflüsse sind fürs Übertragungsnetz kein neuer Aspekt, für das Verteilnetz hingegen durchaus. Einen weiteren zentralen Aspekt stellt die hochauflösende Messung dar. Die Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten der Verbrauchern/innen oder Erzeuger/innen können für sehr kurze Zeitintervalle (drittes Charakteristikum) erhoben werden. Jedoch auch hier ist in Bezug auf die Messintervalle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene zu differenzieren. Im Übertragungsnetz werden die Informationen bereits gegenwärtig im Viertel-Stundentakt geliefert. Für das Verteilnetz, welches quantitativ weitaus mehr Zählpunkte und Messstellen aufweist, ist dieser hohe Informationsgehalt neu. Ein Smart Grid zeichnet sich auch dadurch aus, dass es möglichst viele aktive steuerbare Elemente, wie beispielsweise regelbare Transformatoren, integriert (fünftes Charakteristikum). Durch diese können bei bidirektionalen Energieflüssen Spannungsprobleme ausgeglichen werden. Die Transformatoren im Übertragungsnetz sind heute schon entsprechend steuerbar, da auf dieser Netzebene, wie erwähnt, bereits gegenwärtig bidirektionale Energieflüsse geregelt werden (vgl. Interviewpartner/in 5).

7.3 Systematisierung der Realisierungs Herausforderungen

Zur Erläuterung der zentralen Herausforderungen, die laut den/der Interviewpartner/inn im Zuge der Weiterentwicklung zu einem Smart Grid und der realen Umsetzung dessen auftreten, erweist es sich als sinnvoll, die jeweiligen Stakeholder-Sichtweise einzeln wiederzugeben. Abbildung 15⁷ liefert eine Übersicht über die in die durch die Ausarbeitung identifizierten und systematisierten Herausforderungen.

Herausforderungen im Realisierungsprozess von Smart Grids

Kategorie	Netzbetreiber	Konsument/innen	Industrie
1.) Finanzierung & Kostenaufteilung der Smart-Grid Kostentreiber	Vorfinanzierung & Kostenabdeckung	Faire Kostenaufteilung	
2.) Technische Entwicklung von "smartem Equipment"	Adaptives Equipment entsprechend der Standortbedingungen		Technischer Ausgleich der reduzierten Netzstabilität durch Integration Erneuerbarer
3.) Akzeptanzschaffung bei d. Bevölkerung gegenüber smartem Equipment	Netzausbau als Notwendigkeit für Smart Grids	Smart Metering als Notwendigkeit für Smart Grids	
4.) Schaffung von gesetzlichen Regularien und Anreizmechanismen für alle Marktakteure	Steuerungshebel für energieeffizientes Verbrauchsverhalten		Festlegung von Geschäftsmodellen zur Dynamisierung der Tarifmodelle
5.) Sicherstellung des Datenschutzes und Vermeidung von Datenmissbrauch		Anwendungsbereich Smart Metering	
6.) Aufklärungsarbeit und Bewusstseinsbildung über Energieeinsparungspotenziale mit Smart Metering		Flexibilisierung des Stromverbrauchsverhalten	

 jener Problembereich, der von allen Interviewpartnern der jeweiligen Akteursgruppe als große Herausforderungen, die es bei der Realisierung von SGs jedenfalls zu bewältigen gilt, angesprochen werden.

 jene Problembereiche die von einzelnen InterviewpartnerInnen angesprochen werden und als sekundäre Herausforderungen eingestuft werden.

Abbildung 15: Herausforderungen im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Herausforderungen für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption.

⁷ Siehe Anhang „Herausforderungsmatrix“ für eine größere Darstellung von Abbildung 15.

1) Finanzierung und Kostenaufteilung der Smart Grid-Kostentreiber

Nachdem alle befragten Netzbetreiber/innen die Finanzierung der Adaptionen zu smarten Netzstrukturen als fundamentale Herausforderung erachten, kann davon eine konsistente Sichtweise abgeleitet werden (vgl. Interviewpartner/innen 3, 5).

Das restriktive Agieren der Regulierungsbehörde E-Control bei der Genehmigung von finanziellen Mitteln für Investitionen des Netzbetreibers mündet im Hinblick auf die Finanzierung von Smart Grids in einen ökonomischen Konflikt für den Netzbetreiber (vgl. Interviewpartner/in 7). Ein Netzbetreiber verdeutlicht seinen finanziellen Engpass: Obwohl 2013 zum ersten Mal höhere Netzgebühren von der Regulierungsbehörde gewährt wurden, stehen für diesen um 40 % weniger finanzielle Mittel als vor der Einführung des Regulats zur Verfügung. Mit den zusätzlichen Anforderungen, die sich durch die Umstellung auf Smart Grids ergeben und die nötige Vor-Finanzierung durch den Netzbetreiber ergibt sich hier ein deutlicher ökonomischer Konflikt für den Netzbetreiber (vgl. Interviewpartner/in 3). Weiters wird der Prozess der Vorfinanzierung durch den Netzbetreiber, die anschließende Anerkennung durch die Regulierungsbehörde und schlussendliche Umsetzung in einen Netztarif hierbei als Hürde, die es zu überwinden gilt, genannt (vgl. Interviewpartner/innen 1, 7). Der Finanzierung, Kostenaufteilung und Gebührengestaltung wird im Anschluss an dieses Kapitel ein eigener Abschnitt gewidmet.

Von Seiten der Industrie wird ebenso wie von den Netzbetreibern der Finanzierungsaspekt als zentrale Herausforderung genannt. Der Schwerpunkt liegt hier jedoch auf einer fairen Kostenaufteilung der Smart Grid- und Smart Meter-Implementierungs- und Umstellungskosten auf unterschiedliche Stakeholdergruppen (vgl. Interviewpartner/innen 2, 9). Nachdem die Industriebetriebe bereits seit Jahren ihren Lastgang messen, lautet die Forderung von Seiten der Industrie-Vertreter/innen, dass Industriebetriebe nicht zur Mitfinanzierung der zukünftig anfallenden Kostentreiber für die Ausrollung von Smart Meter im Bereich der Haushalte und Gewerbe angehalten werden. Die Forderung, die daraus abgeleitet wird, ist eine kostenverursachergerechte Zuordnung und Aussparung der Industrie (vor allem der energieintensiven Industrie) als Verbrauchergruppe, die aus einer wirtschaftlichen Notwendigkeit heraus schon vor einigen Jahren Online-Mess- und Dokumentationssysteme einrichtete (vgl. Interviewpartner/in 9).

2) & 3) Technische Entwicklung und Akzeptanzschaffung gegenüber „smartem Equipment“

Während jene Netzbetreiber, die bereits Smart Grid-Pilotprojekte durchführen, technische Probleme für lösbar oder nicht erwähnenswert erachten (vgl. 1,7), sehen andere in diesem Punkt fundamentale Herausforderungen. Ein Anspruch Zweit-genannter ist etwa die technische Weiterentwicklung zur Schaffung von adaptivem smartem Equipment, das an unterschiedlichen Standorten, einsetzbar ist. Dadurch soll vermieden werden, dass Netzbetreiber stets neues Equipment für entsprechend unterschiedliche Standortcharakteristika der Netzabschnitte von der Industrie kaufen müssen (vgl. Interviewpartner/in 3).

Weiters wird beispielsweise die Ausgleichsschaffung zwischen Energieerzeugung und -verbrauch aufgrund der extremen Zunahme der Schwankungsbreiten in der Erzeugung durch regenerative Energieträger immer schwieriger. So ist eine plötzlich auftretende starke Windfront gleichbedeutend mit dem Anfahren aller Kraftwerke entlang der gesamten Donaukette auf Vollbetrieb innerhalb von zwei Stunden. Mit diesem anschaulichen Exempel wird die Notwendigkeit der Implementierung von Regeltechnologien zur Abfederung dieser enormen Schwankungen verdeutlicht (vgl. Interviewpartner/in 5).

Auch um den weiträumigen Transport von erneuerbarer Energie, die teilweise sehr verbrauchsfern entsteht, zu ermöglichen, müssen weitere Netzkapazitäten geschaffen werden. In diesem Zusammenhang tritt Akzeptanzschaffung bei der Bevölkerung für den Netzausbau als weitere Schwierigkeit vor allem für Übertragungsnetzbetreiber auf: „Die Bevölkerung muss überzeugt werden, dass die Strommasten dazu da sind, dass die Windräder nicht umsonst gebaut werden“, lautet hierzu der plakative Kommentar. Im Kern der Aussage steckt der Ruf nach Überzeugungsarbeit, dass Netzausbau ein relevanter Schritt auf dem Weg zur Integration der Erneuerbaren Energieträger ist. Diese direkte Verbindung ist von der Bevölkerung erfahrungsgemäß jedoch meist zu wenig erfasst (vgl. Interviewpartner/in 5).

Die Kombination des Smart Meterings mit Dienstleistungen, die grundlegende Bedürfnisse von Kund/innen befriedigen, wird als relevante Maßnahme durch eine/n Konsumenten-Vertreter/in empfohlen. Dadurch kann die Akzeptanzsteigerung von smartem Equipment im Speziellen gegenüber dem Smart Metering erreicht werden. Die Ängste der Überwachung und Überregulierung durch Smart Meter können dagegen reduziert werden und durch attraktive ergänzende Dienstleistungen von den Konsument/innen besser angenommen werden. So könnten beispielsweise sicherheitsorientierte Dienstleistungen installiert werden, die Familienangehörige kontaktieren, sobald der Stromverbrauch in einem Haushalt einer alleinlebenden älteren Person eine signifikante Reduktion verzeichnet (vgl. Interviewpartner/in 8). In Anbetracht der demographischen Entwicklung Österreichs können hier durchaus sinnvolle Funktionen für den großen Anteil zukünftiger älterer Generationen generiert werden.

4) Schaffung von gesetzlichen Regularien und Anreizmechanismen für alle Marktakteure

Jene Netzbetreiber, die die Suche nach technischen Lösungen nicht als besondere Herausforderung einstufen, nennen die Entwicklung von sinnvollen gesetzlichen Rahmenbedingungen durch politische Akteure als relevante, zu bewältigende Herausforderung. Der Ausgangspunkt der Argumentation ist die Kritik, dass im derzeitigen polit-administrativen System falsche Anreize gesetzt werden (vgl. Interviewpartner/in 7). Beispielsweise werden durch die derzeitige Förderpolitik jene Photovoltaikanlagen unterstützt, die potentiell circa 10.000 Kilowattstunden pro Jahr erzeugen können. Dies fördert zwar, dass Kund/innen ihren eigenen Jahresverbrauch durch Solarenergie abdecken, es bleibt jedoch viel Potenzial ungenutzt, da der Verbrauch in einem durchschnittlichen Haushalt bei lediglich 4.000 Kilowattstunden liegt. Die Kritik lautet also, dass kein Anreiz für die Entwicklung eines energieeffizienten Verbrauchsverhaltens besteht. Würden hingegen kleinere Photovoltaikanlagen mit

einer jährlichen Leistung von beispielsweise 2.000 Kilowattstunden gefördert werden, so bestünde auf Verbraucherseite einerseits mehr Anreiz, den Haushaltsverbrauch weiter zu reduzieren, andererseits müsste von staatlicher Seite eine geringere Fördermenge aufwendet werden, um nachhaltigere Energieerzeugung zu fördern. Solche Mechanismen müssen für Smart Grids konzipiert werden, um die erwünschten Steuerungshebel im Zusammenhang mit der Energieeffizienzsteigerung zu erzielen. Konkret ist dafür die Konstruktion von Mechanismen, die Anreize bei Endverbraucher/innen schaffen, Energie die trotz hoher Energieeffizienz noch gebraucht wird, in einem Zeitabschnitt zu konsumieren, in dem das Angebot aus erneuerbaren Energieträgern hoch ist und das Stromnetz Kapazitäten dafür aufweist, notwendig (vgl. Interviewpartner/in 1). Die zentrale Forderung für die Systementwicklung Richtung Smart Grid lautet, so kann resümierend festgehalten werden, Konzeption und politische Festlegung von neuen Regularien und Steuerungshebeln für energieeffizientes Verbrauchsverhalten für alle Marktakteure.

Die gegenwärtige Diskussion über gesetzliche Energiewirtschaftliche Regelungen nähert sich der Thematik Smart Grids im Allgemeinen sehr progressiv an - so die Einschätzung eines Netzbetreibers. Es gibt jedoch Bereiche, wie beispielsweise Datenschutzregelungen, die eher restriktiv behandelt werden. Diese beiden Regelungsansätze konsistent zu vereinen ist demnach ein mühsamer Prozess, der jedoch auf dem Weg zu Smart Grids vollzogen werden muss (vgl. Interviewpartner/in 7). Auch aus Sicht der Forschung ist die Konzeption von progressiven Rahmenbedingungen für die Regulierung der Energiemärkte sinnvoll. Der Konservatismus der Energiebranche blockiere die Innovationsfreudigkeit und sei demnach zu durchbrechen, um von visionären Denkprozessen abgelöst zu werden (vgl. Interviewpartner/in 6).

Die weiteren von Seiten der Industrie-Vertreter/innen angesprochenen Herausforderungen sind heterogen und werden sekundär eingestuft. Während ein/e Interviewpartner/in technische Herausforderungen und hierbei im Speziellen den technischen Ausgleich der reduzierten Netzstabilität durch die Integration dezentraler Energieträger anspricht (vgl. Interviewpartner/in 2), sieht ein/e andere/r die Entwicklung von Geschäftsmodellen speziell mit dem Fokus auf flexible Tarifgestaltung als erwähnenswert (vgl. Interviewpartner/in 9).

5) Sicherstellung des Datenschutzes und Vermeidung von Datenmissbrauch

Die befragten Konsumentenvertreter/innen äußern große Bedenken über die Versorgung der österreichischen Haushalte mit Smart Metern. Im Zentrum der Kritik steht dabei die Forderung nach Erlass verbesserter Datenschutz-Bestimmungen durch den Gesetzgeber. Die Herausforderung besteht demnach in der rechtlichen Sicherstellung, die hohe Anfälligkeit des intelligenten Systems hinsichtlich des Datenmissbrauchs zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Selbst Fachexperten, die mit der Technologie von Smart Grids und Smart Metern vertraut sind, können nicht ausschließen, dass die Systeme durch „intelligenten Missbrauch“ nicht verändert oder gestört werden können. So wird die gemeinsame Problemsicht der Konsumentenvertreter/innen deutlich: für die geplante Ausrollung von Smart Meters in Österreich ist der Datenschutz unzureichend geregelt. Es wird zwar in unterschiedlichen Datenschutz-Verordnungen darauf verwiesen, dass das Datenschutzgesetz eingehalten wird. Expli-

zit ausformuliert sind die dafür notwendigen Schritte jedoch nicht, so lautet die Kritik (vgl. Interviewpartner/in 10). Zahlreiche Lücken und Anfälligkeit sind im gegenwärtigen rechtlichen System vorhanden.

Das System weist vor allem drei große Angriffspunkte auf: Erstens, vor Ort im Haushalt beim Endverbraucher, wo das Smart Meter installiert ist, zweitens in den Übertragungsstationen und drittens im Zuge der Datenverarbeitung des Netzbetreibers. (vgl. Interviewpartner/in 4). Durch die Aufzeichnungen der Smart Meter können aus dem Verbrauchsverhalten und dem Tageslastgang Rückschlüsse auf das Verhalten der Konsument/innen gezogen werden. Im Extremfall kann daraus etwa abgelesen werden ob sich ein/e Konsument/in zu einem bestimmten Zeitpunkt in seinem/ihrer Haushalt befindet oder nicht. Dementsprechend gibt es bereits einen Fall in einer Smart Metering-Anwendungsregion, in dem eine Richterin die Smart Meter-Daten anforderte, um nachzuweisen, dass sich der/die vermeintliche Täter/in zum angegebenen Zeitpunkt entgegen seiner/ihrer Aussage sehr wohl zu Hause befand (vgl. Interviewpartner/in 10). Strategische Züge zur Steigerung der Sicherheit des Smart Grid-Systems, die in der USA bereits angewendet werden, wie beispielsweise das Aufkaufen und Einstellen von Hackern, sind für die interviewten Konsumentenvertreter/innen undenkbar. Auch von Siemens, das eines der führenden Unternehmen in der Technologieentwicklung von Smart Grids ist, wurde der Vorschlag der Übernahme dieser Vorgangsweise bereits in die österreichische Diskussion zu Smart Grids und Smart Metering eingebracht (vgl. Interviewpartner/in 4). Für die interviewten Konsumentenvertreter/innen stellt diese Maßnahme jedoch eine undenkbare Option dar.

Die Vorschläge zur Annäherung an eine angemessene Behandlung des Datenschutzes werden unterschiedlich formuliert. Vor dem Einbau von Smart Meters müsste der/die Konsument/in über alle Funktionen des Zählgerätes informiert werden und in weiterer Folge jede Einzelne zur Aktivierung freigeben - bringt ein/e Konsumentenvertreter/in als unumgängliche Voraussetzung in die Diskussion ein (vgl. Interviewpartner/in 10). Die Forderung eines anderen Konsumentenvertreters geht sogar bis zur Einschaltung des Innenministeriums, um die allgemeine Sicherheit zu erhöhen und somit zu verhindern, dass terroristische Bedrohungen das intelligente Stromnetz stilllegen (Interviewpartner/in 4).

6) Aufklärungsarbeit und Bewusstseinsbildung über Energieeinsparungspotenziale mit Smart Metering

Als weitere fundamentale Herausforderungen, die von mehreren Konsumentenschutzvertreter/innen angesprochen werden, sind Aufklärungsarbeit und Bewusstseinsbildung der Konsument/innen über Energieverbrauchsverhalten und die daraus entstehende potentielle Energieeffizienzsteigerung im Haushalt des/der Endverbraucher/in zu nennen.

Nachdem durch Smart Metering lediglich der Energieverbrauch aufgezeichnet wird, ist als Begleitmaßnahme zur Smart Meter-Installierung, Bewusstseinsbildung und Aufklärungsarbeit eine unabdingliche Grundvoraussetzung. Diese sollen eine Bewusstseinsbildung der Konsument/innen zum Energiesparen fördern, da derzeit – abgesehen von den hohen Ener-

giekosten – kaum Anreize für Konsument/innen, sich mit dem Thema des Energieverbrauchs auseinanderzusetzen, bestehen (vgl. Interviewpartner/innen 4, 8, 10). Im Zuge eines kürzlich durchgeführten Tests der österreichischen Stromanbieter wurde demnach festgestellt, dass die Sprache, mit der auf Hotlines und Websites der Stromanbieter kommuniziert wird, für Konsument/innen kaum verständlich ist, und folglich der Anreiz für Konsument/innen, sich mit dem Thema Energiesparen auseinanderzusetzen, rasch schwindet. Solange das Thema des Energiesparens kein positives Image erfährt und von den Konsument/innen nicht angenommen wird, ist der finanzielle Aufwand von Smart Meters höher als der Nutzen. „Also gehört eigentlich nicht am Smart Meter angesetzt, sondern es gehört Aufklärungsarbeit gemacht. So, dass Energiesparen etwas Cooles wird“, so der Ansatz eines Konsumentenvertreters (vgl. Interviewpartner/in 10).

Bewusstseinsbildung wird auch als Möglichkeit für die Attraktivierung von Smart Metering verstanden. Als wesentliche Anforderung gilt hierbei die Anlegung eines langfristigen Aufklärungsprozesses, da kurze Kampagnen erfahrungsgemäß keine nachhaltigen Veränderungseffekte der Verbraucher/innen erzeugen. Weiters muss individualisierte Beratung in diesem Bereich viel stärker fokussiert werden, so eine weitere Empfehlung. Denn bei allgemeinen Bewusstseinskampagnen sind die Streuverluste derart groß und die umsetzungsrelevanten Informationen für Verbraucher/innen gleichzeitig gering, lautet das Argument. Als Zielgruppe erweisen sich junge Bevölkerungsgruppen als nachhaltig. Wird in jungen Jahren ein positiver Zugang zum Energiesparen gefördert, dann ist die Bereitschaft in den Folgejahren viel höher, so die Erfahrungswerte einer Konsumentenvertretung (vgl. Interviewpartner/in 8).

7.4 Finanzierung, Gebührengestaltung und ökonomische Konflikte

Die Finanzierung von Smart Grids geht aus den geführten Interviews als fundamentale Herausforderung hervor. Auch tarifliche Änderungen im Stromsystem sind ein gesellschaftlich relevantes Thema, das in der Diskussion zu Smart Grids auftritt. Wie sich die Stakeholdergruppen zu Finanzierung des Smart Grid, Änderungen der Gebührengestaltung und der möglichen Entstehung von neuen Akteurs-Konstellationen positionieren, soll im Anschluss dargestellt werden. Danach werden ökonomische Konflikte, mit denen sich die jeweiligen Akteursgruppen konfrontiert sehen, angeführt.

Das gegenwärtige Tarifsysteem sieht definitiv keine faire Kosten-Aufteilung vor, so legt ein Netzbetreiber seine Ausgangsposition dar. Beispielsweise werden Endkund/innen über das Netzentgelt zur Förderung großer Energieerzeuger wie Windpark- oder Wasserkraftbetreiber herangezogen. Die Betreiber haben einerseits keine Kostenbeteiligung am Gesamt-Netzausbau, sind gleichzeitig vom Netznutzungstarif ausgenommen und können andererseits aufgrund der hohen Fördersummen und der relativ kurzen Amortisationszeit ihrer Anschaffungswerte bereits nach wenigen Jahren hohe Gewinne durch ihre Energieparks abschöpfen (vgl. Interviewpartner/in 3). Im derzeitigen Regulierungsregime trägt die Kosten zur Netzbereitstellung hauptsächlich der Netzbetreiber, wobei diese in weiterer Folge an die Netzkund/innen weitergegeben werden.

Für einen zukünftigen Ausbau zu Smart Grids muss energiepolitisch festgelegt werden, wie die Kostenzuordnung strukturiert ist. Die Netzbetreiber befürworten diesbezüglich eine möglichst verursachergerechte Kosten-Zuordnung, da von dieser der beste Steuerungshebel für Energieeffizienz erwartet wird (vgl. Interviewpartner/in 1, 5). Im selben Zuge wird darauf hingewiesen, dass auch bei Smart Grids die Sozialisierung von Kosten auf bestimmte Akteure für eine gewisse Zeit denkbar ist, um bestimmtes Agieren oder bestimmte Akteure fördern zu können – wie dies gegenwärtig durch die Förderung der Energiepark-Betreiber vollzogen wird. Denkwürdig wäre beispielsweise die Begünstigung von Industriebetrieben um das Abwandern in Niedriglohnländer zu verhindern und damit dem Verlust von Arbeitsplätzen im Inland entgegenzuwirken (vgl. Interviewpartner/in 5). Das Aufkommen der Grundsatzdiskussion bezüglich der Kostenaufteilung, die sich auf die Frage „wer finanziert und wer profitiert?“ zuspitzen lässt, ist im Zuge der Smart Grid-Einführung vorprogrammiert. Denn erfahrungsgemäß unterscheiden sich die Investoren und die Profiteure im Energieversorgungssystem, so die Beobachtung eines Netzbetreibers (vgl. Interviewpartner/in 1).

Die Forderung der Konsumenten-Vertreter/innen ist deutlich: Die Kosten der Umänderung des Stromnetzes dürfen nicht über die Tarife an die Endverbraucher/innen weiterverrechnet werden. Nachdem sich durch die Umstellung auf Smart Grids für den Netzbetreiber die Möglichkeit neue Verträge mit den Netzkund/innen abzuschließen, und für die Industrie neue Geschäftsmöglichkeiten ergeben, sollen die Kosten entsprechend der Nutzeneffekte für die jeweiligen Akteursgruppen aliquot aufgeteilt werden, so lautet die Argumentation (vgl. Interviewpartner/in 4, 10).

Die Forderung nach einer kostenverursachergerechten Zuordnung der Smart Meter-Anschaffungs- und Installationskosten wird geäußert. In diesem Zusammenhang wird für die finanzielle Entlastung (nicht Einbeziehung) der Industrie als Verbrauchergruppe, die aus einer wirtschaftlichen Notwendigkeit heraus, schon vor einigen Jahren Smart Meters installierte, plädiert (vgl. Interviewpartner/in 9).

Die Umsetzbarkeit von flexiblen Tarifen, die Anreize für Kund/innen zur Lastverschiebung schaffen sollen, um dadurch das Netz zu entlasten, wird gegenwärtig stark diskutiert (vgl. Interviewpartner/in 5). Die meisten Netzbetreiber bringen die Forderung nach einem variablen Netztarif ein. Denn damit kann das Potenzial von Smart Grids zur Stabilisierung der Netze zur Gänze ausgeschöpft werden (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5). Hinsichtlich der flexiblen Preisgestaltung merken die Konsumenten-Vertreter/innen skeptisch an, dass die dadurch möglicherweise entstehende Tarifvielfalt zu Intransparenz der Anbieter und des Marktgeschehens für Konsument/innen führen kann (vgl. Interviewpartner/in 10). Von Seiten der Forschung wird darauf hingewiesen, dass flexible Strompreise nur erfolgreich umgesetzt werden können, wenn die Gebührenunterschiede in der Tarifstruktur groß genug sind. Gleichzeitig sind diese aber auch sozialkritisch zu betrachten, da manche Kund/innen kaum zeitliche Flexibilität in der Verlagerung ihres Energieverbrauches aufbringen können. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von sozialen Modellen unumgänglich (vgl. Inter-

viewpartner/in 6). Auch von der Industrie wird Anreizbildung durch flexible Preisgestaltung als Grundbedingung um Smart Grids effektiv nutzen zu können, eingebracht. Im Zentrum steht für diese die Konzeption von Marktregelungsmechanismen, um in Zeiten, in denen viel Energie dezentral produziert wird, das große Angebot am Markt durch kostengünstigere Preise an die Konsument/innen weiterzugeben können. Die Diskussion der Anreizschaffung durch flexible Tarife befindet sich derzeit erst im Anfangsstadium, so die Einschätzung eines/einer Vertreter/in der Industrie, und erfordert einen ausführlichen Reflexionsprozess am Weg zur Realisierung von Smart Grids (vgl. Interviewpartner/in 9).

Neben den im vorigen Abschnitt genannten Herausforderungen, können bei der Realisierung von Smart Grids ebenso ökonomische Konflikte und Widerstände von Seiten unterschiedlicher Stakeholder auftreten. Diesen wird im Folgenden nachgegangen.

Ökonomische Konflikte werden von Seiten der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Förderungspolitik der Regulierungsbehörde E-Control gesehen. Die Finanzierung von Smart Grid-Implementierungsschritten wird durch das restriktive Vorgehen bei der Genehmigung von Investitionen erschwert. Dieser, für die Netzbetreiber konfliktär wirkende Aspekt wurde bereits bei den Herausforderungen geschildert und wird demnach hier nicht weiter ausgeführt.

Während die Konsumenten-Vertreter/innen keine ökonomischen Konflikte einbringen, verweist die Industrie auf die gegenwärtige Diskussion um Demand-Side-Management. Um Regenergie auch im Smart Grid mit einer Integration erneuerbarer Energieträger bedarfsgerecht liefern zu können, müssen sämtliche Kraftwerksbetreiber in Österreich Backup-Kapazitäten aufbauen, die gewährleisten, dass der Betrieb mit deutlich geringerer Auslastung, wie er im Smart Grid vorgesehen ist, fortgesetzt werden kann. Die Kostenabdeckung für den Aufbau der nötigen Backup-Kapazitäten ist jedoch nicht gegeben. Hierfür sind die finanziellen Anreize für Kraftwerksbetreiber im derzeitigen Finanzierungssystem zu gering (vgl. Interviewpartner/innen 8, 9).

Die Vertreter der Forschung erwähnen die ökonomische Fragwürdigkeit der Integration von erneuerbaren Energieträgern im Zuge von Smart Grids. Sollte fossile Energie weiterhin günstig bleiben und keinen signifikanten Preisanstieg erfahren, stellt sich die Frage, inwiefern die Umstellung auf ein Smart Grid, begleitet von der erhöhten Produktion durch regenerative Energieträger, als ökonomisch sinnvoll gedeutet werden kann (vgl. Interviewpartner/in 6).

Mit der Einführung von Smart Grids können durchaus nachteilige Effekte für unterschiedliche Stakeholder entstehen und Widerstände verschiedener Akteursgruppen provozieren. Mit der Umstellung auf Smart Grids werden neue Geschäftsmodelle eingeführt und das Marktgeschehen wird sich ändern. Neue „Marktspieler“ können auftreten, die in weiterer Folge auch die Konstellationen zwischen den einzelnen Marktakteuren beeinflussen und umgestalten. Sollten derzeitige „Haupt-Akteure“ einen wesentlichen Bedeutungsverlust oder nachteilige Effekte erfahren, ist mit Widerständen zu rechnen (vgl. Interviewpartner/in

2). Beispielsweise sind, wie bereits erwähnt, Widerstände, die einen Großteil der anfallenden Kosten der Umstellung auf Smart Grids tragen sollen, dies jedoch nicht gerechtfertigt sieht, vorprogrammiert (vgl. Interviewpartner/in 1).

Aus Sicht der Vertreter/innen der Konsument/innen, aber auch der Industrie, ist mit vehementen Widerständen im Bereich der Smart Meter zu rechnen – vor allem in Punkto Datenschutz und Systemanfälligkeit (vgl. Interviewpartner/innen 9, 10). Die österreichische Gesellschaft für Datenschutz (kurz: ARGE-Daten) äußert große Kritik an der Einführung von Smart Metering. Zukünftig ist auch von Seiten der Ärztekammer mit Warnungen vor gesundheitlichen Problemen aufgrund der Einwirkung von Funksignalen der intelligenten Zähler(n) zu rechnen (vgl. Interviewpartner/in 4). Ebenso spricht sich die Mietervereinigung Österreichs aufgrund der ungelösten Probleme des Datenschutzes deutlich gegen die Einführung von Smart Metering auf Haushaltsebene aus (vgl. Interviewpartner/in 8).

7.5 Systematisierung der Nutzenkomponenten

Nachdem die Herausforderungen und Problemfelder, die die Realisierung von Smart Grids begleiten, erläutert wurden, werden im Anschluss die im Zuge der Expert/inneninterviews angesprochenen Nutzeneffekte systematisch erläutert. Durch die Nummerierung soll die Lesbarkeit und Zuordnung der Textelemente zur Abbildung 16⁸ erleichtert werden. Die Reihung impliziert jedoch keine Wertigkeit der angeführten Nutzenaspekte.

Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids

Nutzenkategorie	Subkategorie	Netzbetreiber	Verbraucher/innen	Industrie
Wirtschaft	1.) Effizientere Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze	Reduktion der Betriebskosten für Stromverteilung / Reduktion der Netzinstandhaltungskosten Folgenutzen: Reduktion der Netznutzungstarife		
	2.) Stromverbrauchseinsparungen		Verhaltensänderungen im Stromkonsum	Optimierung der Betriebsprozess
	3.) Kosteneinsparungen durch detaillierte Energieverbrauchsdocumentation		Kosteneinsparungen durch Abstimmen des Dynamischen Stromtarifes mit dem individuellen Verbrauchsverhalten	
	4.) Innovationsnutzen für die Volkswirtschaft		Arbeitsplatzschaffung durch Forschung & Entwicklung	Neue Marktchancen durch technologische Entwicklung
Betriebs- und Ausfallsicherheit	5.) Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit der Stromnetze	Reduktion der Ausfalldauer durch rasche Lokalisation der Störfälle Reduktion großflächiger Versorgungsunterbrechungen		
	6.) Verbesserung der "Power Quality"	Reduktion der Spannungseinbrüche und -anhebungen durch Aktivierung und Deaktivierung gewisser Netzabschnitte	Aufladen von Elektrofahrzeugen fordert Netzstabilität	Finanzielle Vorteile durch die Ausweitung des Demand-Side Management auf den Gewerbe-Bereich
	7.) Integration erneuerbarer Energiequellen in die Stromnetze	Unterstützung des Netzbetriebes durch Management dezentraler Einspeiser/innen und Verbraucher/innen	Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen im Inland	
		Zulassung neuer Geschäftsmodelle für den Handel mit regenerativ-erzeugter Energie		
Ökologie	8.) Emissionen	Reduktion von CO2-Emissionen		
Versorgungssicherheit	9.) Reduktion des Imports von Primärenergie	Reduktion der Abhängigkeit des Primärenergieimportes		Erhöhte Handlungsfreiheit für Unternehmen des Emissionsrechtehandels

Abbildung 16: Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Nutzenkomponenten für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption.

1) Effizientere Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze

⁸ Siehe Anhang „Nutzenmatrix“ für eine größere Darstellung von Abbildung 16.

Von Seiten der Netzbetreiber wird als wesentlicher Nutzen von Smart Grids die langfristige Reduktion von Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze angeführt. Die Kostenentwicklung wird mit einer hohen Anfangsinvestition in die Netzstrukturen eingeschätzt. Langfristig ist jedoch mit geringeren Betriebs- und Instandhaltungskosten zu rechnen (vgl. Interviewpartner/in 7). Nachdem die für den Netzbetreiber anfallenden Kosten für Instandhaltung und Betrieb des Netzsystems über das Netznutzungsentgelt von den Endkund/innen abgegolten wird, kann dieser Effekt auch für Kund/innen auf Haushaltebene oder im Bereich der Industrie in Form eines geringeren Netznutzungstarifes im Rahmen von Smart Grids wirken.

2) Stromverbrauchseinsparungen

Durch die Weiterentwicklung zu Smart Grids und den darin vorgesehenen Einsatz von Smart Metering können Stromverbrauchseinsparungen auf der Ebene der Haushalte und der Industrie Nutzen hervorbringen, so sind sich alle Interviewpartner/innen einig. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Stakeholderpositionen dargelegt.

Die interviewten Netzbetreiber positionieren sich mit einer relativ konsistenten Sichtweise. Allein die Information über den Energieverbrauch, die durch Smart Metering geliefert wird, regt nicht zum nachhaltigen Energiesparen an, so lautet deren Hauptargument (vgl. Interviewpartner/in 5). Da auf Haushaltsebene eine gewisse Grundabnahme für die Deckung des täglichen Strombedarfs notwendig ist, kann das Verbrauchsverhalten auf Haushaltsebene nur relativ schwer verändert werden (vgl. Interviewpartner/in 4). Aus bisherigen Projekterfahrungen ging außerdem hervor, dass das Interesse der Kund/innen an Smart Metering nicht von großer Dauer ist, sondern stark abnimmt, sobald sie einmal Kenntnis über ihr Verbrauchsverhalten erlangt haben. Die im Zuge von Smart Metering erhoffte Änderung des Verbrauchsverhaltens auf Haushaltsebene ist langfristig und flächendeckend nicht realistisch, so die einheitliche Sichtweise der Netzbetreiber (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5, 7). Daher wird die Forderung der aktiven und möglichst automatisierten Steuerung des Stromverbrauchs durch Netzbetreiber oder Lieferanten gestellt (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5). Diese muss gleichzeitig jedoch kritisch betrachtet werden, denn die Akzeptanz von Kund/innen gegenüber Fremdsteuerung des Stromverbrauchs ist erfahrungsgemäß gering. Um die Akzeptanz von Kund/innen gegenüber Smart Metering zu fördern, darf einerseits die Automatisierung und Fremdsteuerung ein gewisses Ausmaß nicht übersteigen und muss andererseits attraktive Zusatzfunktionen mit transparentem Kundennutzen liefern (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3).

Die befragten Konsumenten-Vertreter/innen zweifeln die Werte der von der E-Control veröffentlichten Studie über potenzielle Stromverbrauchseinsparungen durch Verhaltensänderungen der Konsument/innen im Zuge der Einführung von Smart Metering allesamt an. Während die E-Control von möglichen Energieeinsparwerten in der Höhe von rund 3,5 % für Haushalte ausgeht, kommen andere Studien zu geringeren Einsparungswerten. Nach der gemeinsamen Sichtweise der Konsumentenvertreter/innen, kann von einem Mittelwert von

circa 2 % Einsparpotenzial bei sehr interessierten und gut informierten Haushaltskund/innen ausgegangen werden (vgl. Interviewpartner/innen 4, 8).

Bei einem Stromverbrauch eines sparsamen durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalts von rund 3.500 Kilowattstunden pro Jahr und einer fraglich prognostizierten Energieeinsparung von 2 % durch den Einsatz von Smart Meter wird der Haushalt jährlich 70 Klowattstunden einsparen. Das entspricht bei einem derzeitigen Strompreis von 0,19 Cent pro Kilowattstunde 13,30 Euro Einsparungseffekt im Jahr für einen Haushalt. Die mögliche Verbrauchssenkung durch Smart Metering ist somit derart gering, dass die Kosteneinsparung den/die Endverbraucher/in im Haushaltsbereich nicht zu Verhaltensänderungen anregt. Dies wird von Seiten der Konsumenten-Vertreter/innen deutlich kommuniziert (vgl. Interviewpartner/in 4). Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die anfänglich möglichen 2 %-Einsparungseffekte bei Kund/innen im Laufe der Zeit geringer werden, da das Interesse im zeitlichen Verlauf nachlässt und gewohnte Verhaltensweisen wieder eintreten – eine Einschätzung die aus bisherigen Beobachtungen der Konsumentenvertreter/innen hervorgeht, empirisch jedoch noch nicht vollständig abgesichert ist (vgl. Interviewpartner/in 8). Im Bereich der Industrie und Kleinunternehmen hingegen, orten die Konsumentenvertreter/innen durch technische Entwicklung weitere Einsparpotenziale (vgl. Interviewpartner/in 4). Weiters wurde deutlich, dass die direkte Steuerung des Energieverbrauchs auf Haushaltsebene, die durch die Netzbetreiber als großer Vorteil attestiert wird, von den Konsumentenvertreter/innen gleichzeitig als größter Nachteil gesehen wird (vgl. Interviewpartner/innen 8, 10). Durch die Möglichkeit der Fernabschaltung des Stromverbrauchs wird die Energienot in Österreich signifikant zunehmen, so die explizite Warnung von Seiten eines Konsument/innen-Vertreter. Auch die Option *Prepaid*-Modelle über Smart Metering einzurichten wird als „katastrophale Idee“ gewertet (vgl. Interviewpartner/in 10). Die Sichtweise der befragten Konsumentenschützer/Innen wurde etwa so deutlich: Erwartungen bezüglich Einsparungspotenziale durch Smart Metering im Zuge von Smart Grids dürfen nicht zu hoch angesiedelt werden. Die Werte, die realistisch angenommen werden können, wie beispielsweise einen europaweiten Einsparungseffekt von 2 % durch Smart Metering auf der Haushaltsebene, ergeben bei den derzeitigen Energiepreisen Einsparungswerte von rund 13 Euro pro Jahr und setzen damit keine großen finanziellen Anreize zu Verhaltensänderungen auf Haushaltsebene zum Zweck des Energiesparens (vgl. Interviewpartner/in 8).

Für die Industrie als Energieverbraucher steht das Monitoring von Verbrauchsinformationen mittels Smart Metering einen relevanten Nutzenaspekt dar, und ermöglicht, durch die Optimierung der Betriebsprozesse, Stromeinsparungseffekte zu erzielen. Neben der Änderung von Betriebsabläufen, kann der Stromverbrauch bei industriellen Unternehmen auch durch die Anwendung von Automatisierungstechnik maßgeblich optimiert werden. So kann beispielsweise im Gewerbe oder in Dienstleistungsbetrieben eine Programmierung der Rechner vorgenommen werden, die bewirkt, dass Computer und Lichttechnik zu Nachtstunden automatisch abgeschaltet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass das daraus entstehende Energieeinsparungspotenzial nicht zu unterschätzen ist (vgl. Interviewpartner/in 8). Auch von Seiten der industriellen Vertreter/innen wird darauf hingewiesen, dass die von der E-

Control publizierten Werte zur Stromverbrauchseinsparung sehr hoch gegriffen sind, und empfehlen diese den Ergebnissen aus anderen Studien gegenüber zustellen und folglich einen Mittelwert zu bilden (vgl. Interviewpartner/in 9).

3) Kosteneinsparungen durch detaillierte Energieverbrauchsdocumentation

Der gesamtökonomische Vorteil des Smart Grid-Systems ist für den Großteil der Konsument/innen sehr abstrakt. Den Nutzen, den der/die Konsument/in von Smart Grids als Gesamtsystem, neben Smart Metering im Speziellen, davonträgt, ist nur sehr schwer kommunizierbar (vgl. Interviewpartner/innen 5, 8). Die von den Konsumenten-Vertreter/innen angesprochenen Nutzeneffekte betreffen demnach hauptsächlich Smart Metering.

Als zentraler Vorteil für Kund/innen ergibt sich bei Smart Grid und Smart Metering der Erhalt einer detaillierten Auflistung des Stromverbrauchs in relativ kleinen Zeiteinheiten. Die präzise Dokumentation des Energieverbrauchs kann, dies hat die vorangehende Ausführung der Stromverbrauchseinsparungen gezeigt, einerseits zu Änderungen im Verbrauchsverhalten anregen. Andererseits kann, über diese Kenntnis, die Tarifwahl im Rahmen der dynamischen Preisstruktur, wie sie im Smart Grid vorgesehen ist, entsprechend dem individuellen Verbrauchsverhalten getroffen und dadurch potenzielle Kosteneinsparungen erzielt werden. Dieser Nutzen trifft sowohl auf Endverbraucher/innen auf Haushaltsebene als auch im Bereich der Industrie zu. Mit dem Argument der vorteilhaften präzisen Preisdokumentation wird jedoch gleichzeitig der Einwand gebracht, dass sensibilisierte Konsument/innen diese Information bereits an der gegenwärtigen Zählertechnologie ablesen können (vgl. Interviewpartner/in 10). Für jene, die sich bereits für ihren Energieverbrauch interessieren, entstehen zusätzliche Nutzeneffekte durch die permanente (d.h. in kürzeren Zeitintervallen verfügbare), zeitnahe Informationsübermittlung über ihre Verbrauchskurven durch modernere, eventuell komfortablere Abrufmöglichkeiten. Als Beispiel hierfür gelten neue Applikationen der IKT.

Die angesprochenen Zusatznutzen treffen speziell für jene Konsument/innen, die sich bereits vor der Einführung von Smart Metering für ihren Energieverbrauch interessierten, zu, und haben damit lediglich für ein schmales Segment der Konsument/innen Bedeutung (vgl. Interviewpartner/in 8). Ergänzend wird die kritische Perspektive, die in der konstanten Informationsübermittlung einen Komfortverlust für die Konsument/innen sieht, eingebracht. Es wird eine Datenflut erwartet, mit der die Konsument/innen kaum umgehen können, so lautet die kritische Betrachtungsweise diesbezüglich (vgl. Interviewpartner/in 3). Bei der Datenübermittlung durch moderne IKT-Formen muss der hohe Anteil der alternden Bevölkerung mitbedacht werden: rund 30 % der Bevölkerung haben keinen Zugang zum Internet oder Handy-Applikationen und sind dadurch vor Bedingungsschwierigkeiten gestellt (vgl. Interviewpartner/innen 4, 10).

4) Innovationsnutzen für die Volkswirtschaft

In der Analyse der Nutzeneffekte im Bereich der Industrie muss zwischen der zweifachen Funktion der Industrie differenziert werden. Für die Industrie als Technologiehersteller stellen Smart Grid und Smart Metering neue Marktchancen dar. Eine Vielzahl von österreichischen Unternehmen beschäftigt sich bereits mit dem Know-How-Aufbau und ist gewillt, Systemkompetenz im Technologiebereich zu erlangen. Um diesem Ziel näher zu kommen, wird eine enge Verknüpfung der Technologiehersteller mit dem Bereich der Forschung und Entwicklung empfohlen (vgl. Interviewpartner/in 9). Auch die Perspektive der Forschung deutet Smart Grids als entwicklungsfähige Industrie, dessen Innovationspotenzial durch die Zusammenarbeit von Forschung und Entwicklung wie auch der Industrie ausgeschöpft werden kann (vgl. 6).

Durch die technologische Entwicklung im Bereich Smart Grids können gleichzeitig Arbeitsplätze generiert sowie volkswirtschaftlicher Nutzen der Innovation erzeugt werden, der von Forschungseinrichtungen und Industrie durch neue Technologien geschaffen wird - so die Sichtweise eines Interviewpartners (vgl. Interviewpartner/in 2).

5) Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen)

Einen weiteren Nutzeneffekt, dem von mehreren Netzbetreibern hohe Relevanz zugewiesen wird, ist die Steigerung der Versorgungszuverlässigkeit und Reduktion der Versorgungsunterbrechungen im smarten Stromnetz (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5). Obwohl die Versorgungssicherheit heute bereits bei rund 99,99 % liegt, kann sowohl die Anzahl (vor allem bei großflächigen Versorgungsunterbrechungen) als auch die Unterbrechungsdauer der Störungen reduziert werden. Die Ausfallsdauer kann durch eine raschere Lokalisation der Störungsfälle im Smart Grid reduziert werden.

6) Verbesserung der *Power Quality*

Für Netzbetreiber bedeutet die Weiterentwicklung zu einem Smart Grid eine wesentliche Verbesserung der Power Quality. Durch die Aktivierung oder Deaktivierung gewisser Netzabschnitte können Spannungsprobleme im Stromnetz ausgeglichen werden. Ein Interviewpartner verdeutlicht dies an einem anschaulichen Beispiel: Wenn angenommen in allen Seitentälern, mit Ausnahme eines Tales, die Sonne scheint und infolgedessen viel Energie erzeugt wird und den Konsument/innen zu günstigen Abnahmepreisen zur Verfügung steht, dann wäre es in dem einen schattigen Tal kontraproduktiv die Verbrauchsgeräte der Konsument/innen einzuschalten (vgl. Interviewpartner/innen 1, 6). Daher ist es in einem Smart Grid unabdinglich, dass der Netzbetreiber die Möglichkeit der Aktivierung und Deaktivierung gewisser Netzabschnitte inne hat. Dadurch kann sich der Markt einerseits selbst entsprechend Stromangebot und -nachfrage regeln. Andererseits wird durch einen Mechanismus in gewisse Netzabschnitte eingegriffen, um den Stromverbrauch dort zu steuern, physikalische Probleme zu verhindern und schlussendlich die Anzahl von Spannungseinbrüchen oder -anhebungen zu reduzieren. Im Smart Grid können Spannungseinbrüche- und -anhebungen positiv beeinflusst werden, wenn der Netzbetreiber einen Steuerungsmechanismus erhält, mit dem er gewisse Netzabschnitte kurzzeitig deaktivieren oder aktivieren kann. Dadurch

kann auf die aktuelle Marktsituation, die sich aus Energie-Angebot und Energie-Nachfrage ergibt, Einfluss genommen werden (vgl. Interviewpartner/in 1).

Auch durch und für die Konsument/innen entsteht ein Zusatznutzen im Bereich der Elektromobilität, der zur Verbesserung der Power Quality beiträgt. Smart Grids ermöglichen es grundsätzlich parkenden PKWs, eine Teilfunktion im Stromnetz zu übertragen und sie als potenzielle Stromspeicher zu nutzen. Das Aufladen von Batterien der Elektrofahrzeuge kann in diesem Fall einen Beitrag zur Netzstabilität erzielen. In Abhängigkeit von zukünftigen Fortschritten im Bereich der Batterietechnologie für PKWs, der Preisentwicklung des PKWs an sich, und der daraus resultierenden Leistbarkeit für Kund/innen, kann ein wirtschaftlicher Nutzen, der nach derzeitigem Entwicklungsstand noch Utopie ist, einsetzen (vgl. Interviewpartner/in 4).

Durch Smart Grids wird die Ausweitung des Demand-Side-Managements auf ein größeres Verbrauchersegment ermöglicht und stellt damit einen zentralen Nutzen-Effekt vor allem für die Energieverbrauchende Industrie dar (vgl. Interviewpartner/in 1). Im Zuge dessen kann ein wesentlicher Beitrag zur Netzstabilität geleistet werden. So können beispielsweise größere Energieverbraucher, die thermische Prozesse steuern, aufgrund vertraglicher Vereinbarungen mit dem EVU zeitweise vom Netz genommen werden. Der Nutzen, der für die Akteursgruppe der Industrie entsteht ist eine finanzielle Vergütung vom Netzbetreiber oder die Gewährung gewisser tariflicher Konditionen zum Vorteil des Industriebetriebes (vgl. Interviewpartner/in 2). Bisher sind die Rahmenbedingungen für *Demand-Side Management* vorwiegend für große Industriebetriebe und gewisse Branchen gegeben. Beispielsweise können die thermischen Prozesse der Zementproduktion aufgrund der hohen Trägheit für einen gewissen Zeitraum risikolos ohne Strom geführt werden. Die Zementbetriebe werden daher bereits heutzutage umfassend ins *Demand-Side Management* eingebunden und für ihren Beitrag zur Netzstabilität vergütet. Durch Smart Grids können zukünftig auch kleinere Gewerbe-Betriebe in das *Demand-Side Management* aufgenommen werden. Beispielsweise könnten die Kühlgeräte von diversen Kaufhausketten integriert werden und dadurch einerseits zur Unterstützung der Netzstabilität beitragen und andererseits eine Belohnung des EVUs genießen (vgl. Interviewpartner/in 2).

Ein weiterer zentraler Nutzen, der von der Industrie angesprochen wird, jedoch für sämtliche Stromverbraucher/innen gültig ist, ist die Verbesserung der lokalen Resilienz der Stromnetze. Während die Integration erneuerbarer Energie häufig als Risiko für eine sichere Stromversorgung gedeutet wird, können diese auch wesentlich zur Stabilisierung der Energieversorgungsstrukturen beitragen. Dazu muss einerseits im lokalen Stromsystem vordefiniert werden, welche Verbraucher/innen im Falle von Überlastung nicht abgeschaltet werden dürfen, sondern weiterhin durch erneuerbare Energieträger versorgt werden (beispielsweise die Kühlschränke der lokalen Apotheke oder des Krankenhauses), und andererseits welche Energieverbraucher/innen für gewisse Zeit vom Netz genommen werden können. Smart Grids können somit wesentlich zur Stabilisierung der Energieversorgung beitragen – bis zur

praktischen Umsetzung ist der Forschungs- und Demonstrationsbedarf jedoch hoch, so betont ein Vertreter der Industrie (vgl. Interviewpartner/in 2).

7) Integration erneuerbarer Energiequellen in elektrische Stromnetze

Ein zentraler Nutzenaspekt, den mehrere Netzbetreiber ansprechen, ist die Ermöglichung des erhöhten Anschlusses von erneuerbaren Energieträgern an das elektrische Stromnetz. Durch die vorgesehene zukünftige Integration erneuerbarer Energieträger, stoßen die gegenwärtigen österreichischen Stromnetze an die Grenzen ihrer Betriebsfähigkeit, so wird die Ausgangslage geschildert. Um zukünftig Verbrauch und Erzeugung besser aufeinander abstimmen zu können, müssen beteiligte Akteure messtechnisch erfasst und kommunikationstechnisch vernetzt werden (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3). Infolgedessen kann durch ein Smart Grid dem Auftrag zum Anschluss erneuerbarer Energieträger nachgekommen werden und durch das Management dezentraler Einspeiser und Verbraucher den Netzbetrieb unterstützen – so lautet ein zentraler Nutzeneffekt von Smart Grids (vgl. Interviewpartner/in 1).

Eine weitere, für die Volkswirtschaft relevante Folgewirkung ist die Generierung von Arbeitsplätzen im Rahmen der Umstellung auf Smart Grids. Durch die zunehmende Produktion durch erneuerbare Energieträger können beträchtliche Beschäftigungseffekte entstehen. Das Potenzial zur Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen im Inland ist groß. Gleichzeitig muss die Entwicklung des Arbeitsmarktes der erneuerbaren Energien kritisch beobachtet werden, so der Hinweis eines Interviewpartners. Denn während zu Beginn zahlreiche Arbeitsplätze in Österreich entstehen mögen, besteht in weiterer Folge die Gefahr, dass diese in den produktionsgünstigeren asiatischen Raum abwandern. Je nachdem, inwiefern es gelingt, diese Arbeitsplätze im Inland zu halten, kann der volkswirtschaftliche Nutzen folglich unterschiedlich ausfallen (vgl. Interviewpartner/in 5).

Weiters können durch die Zulassung neuer Geschäftsmodelle im Rahmen der verstärkten Produktion durch erneuerbare Energieträger weitere Nutzeneffekte erzielt werden. Um dies zu verdeutlichen, nennt ein/e Interviewpartner/in aus dem Bereich der Industrie ein anschauliches hypothetisches Beispiel: Angenommen in einer Weinviertler Region befinden sich drei Viehwirte mit Photovoltaikanlagen in unmittelbarer Nähe eines Sägewerks. Um die Mittagszeit, wenn bei den Viehwirten kein Strombedarf besteht, könnten diese ihren durch Photovoltaik generierten Strom an das Sägewerk zum Konsum verkaufen. Durch Smart Grids können neue Akteure auftreten, wie beispielsweise die hier angeführten Händler/innen von regenerativ erzeugter Energie. Daraus ergäbe sich, laut Interviewpartner/in, eine Win-Win-Situation für alle beteiligten Akteure: Das Sägewerk könnte Strom lokal günstiger beziehen, die Viehwirte würden für ihren überschüssigen Strom vergütet werden und der Netzbetreiber muss den nachgefragten Strom nicht über weite Strecken transportieren, wodurch das gesamte Stromsystem entlastet werden würde. Dieses Trivialbeispiel verdeutlicht die Möglichkeit, neue Geschäftsmodelle im Zuge von Smart Grids einzuführen. Der/die Interviewpartner/in betrachtet diese Entwicklung als offen: Sollte es gelingen, die Spielregeln zu ändern, können neue Akteure auftreten, bestehende Ressourcen besser genutzt werden und folglich neue Nutzenfunktionen entstehen. Sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen die

nötige Grundlage dafür jedoch nicht schaffen, bleiben potenzielle Nutzeneffekte verwehrt (vgl. Interviewpartner/in 2).

8) Emissionen

Der ökologische Nutzen besteht, so wurde von einigen Interviewpartnern angemerkt, durch die Reduktion der strombedingten CO₂-Emissionen. Diese wird durch die Abwendung von der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und durch Zuwendung zu erneuerbaren Energien bewirkt (vgl. Interviewpartner/innen 5, 7, 8).

9) Reduktion des Importes von Primärenergie

Durch die Integration der erneuerbaren Energieträger ergibt sich für die Netzbetreiber ein weiterer wesentlicher Folgenutzen, nämlich die langfristige Reduktion der Importabhängigkeit – insbesondere von Primärenergieträgern wie Erdgas und Kohle. Im Gegensatz zu Primärenergieträgern, bei denen die Preisentwicklung langfristig schwer zu prognostizieren ist, sind die variablen Kosten regenerativer Energie nahezu Null. Daher resultiert ein wesentlicher volkswirtschaftlicher Nutzen mit der Senkung der Importabhängigkeit infolge der zunehmenden Integration von dezentralen Energieträgern in die Stromnetze (vgl. Interviewpartner/in 5).

Auch die Industrie greift Nutzeneffekte, die aus der Senkung des Importes von Primärenergie entstehen, auf. Für Unternehmen, die dem Emissionshandel unterliegen, können die in Folge dessen eintretenden CO₂-Einsparungen durchaus Relevanz erfahren. Auf politischer und ökonomischer Ebene werden größere Spielräume im Zuge der zunehmenden Unabhängigkeit vom Import fossiler Energieträger erwartet (vgl. Interviewpartner/in 2).

7.6 Kostenkomponenten

Neben den dargestellten Nutzenaspekten ist bei einer schrittweisen Realisierung von Smart Grid mit hohen Investitionskosten zu rechnen. Da von den meisten Interviewpartner/innen keine konkreten Angaben hinsichtlich Kostentreiber getätigt wurden, ist es in weiterer Folge nicht zweckmäßig, eine entsprechende Ergebnistabelle, analog der angeführten Nutzentabelle, zu erstellen. Die wichtigsten genannten Kostentreiber werden im Folgenden zusammengefasst.

Erkennbar wurde, dass die Netzbetreiber sich mit hohen Investitionen für die Realisierung von Smart Grids, konfrontiert sehen. Auf Übertragungsnetzebene wird mit einem Kostenvolumen von etwa zwei Milliarden Euro für den Netzausbau bis 2020 gerechnet. Zusätzlich wird mit rund 150 Mio. Euro jährlich für den Einkauf von Regelenergie kalkuliert (vgl. Interviewpartner/in 5).

Auf Ebene der Verteilernetze nennt ein Interviewpartner folgende vier zentrale Kostentreiber:

1. Kosten für Netzadaptierung (beispielsweise Kabeltausch)

-
2. Überwachungskosten der Niederspannungsabgänge
 3. Automatisierung der Trafostationen und Errichtung der dazugehörigen IKT
 4. Spartenkosten für Netzbetreiber (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5, 7).

Zu Punkt drei kann ergänzend angeführt werden, dass die Sicherheitskosten für Smart Meter sehr hoch angesetzt werden müssen. Unter Spartenkosten (Punkt vier) sind beispielsweise Kosten für Forschung und Entwicklung einzuordnen. So kann etwa jene Smart Grid-Technologie, die nicht kompatibel an jedem Standort eingesetzt werden kann sondern entsprechend der standörtlichen Gegebenheiten neu konzipiert bzw. adaptiert werden muss, zu Spartenkosten führen (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5, 7).

Die für Konsument/innen anfallenden Kosten können die Interviewpartner/innen nur grob einschätzen. Es wird mit folgenden Kostenfaktoren kalkuliert:

1. Smart Meter-Anschaffungskosten: rund 70 Euro pro Zählgerät
2. Einmalige Installationskosten der Smart Meter
3. Anschaffungskosten von intelligenten Haushaltsgeräten (vgl. Interviewpartner/in 4).

Insgesamt wird der Kostenrahmen für die österreichweite Einführung von Smart Metering (wird) mit bis zu vier Milliarden Euro Investitionskosten angesetzt. Die Kostenstruktur dabei ist für die meisten Konsumentenvertreter/innen nicht transparent. Der Betrag kann gemäß den derzeit bekannten Fakten noch nicht genauer definiert werden (vgl. Interviewpartner/in 10). Ein/e Interviewpartner/in verweist auf die von der E-Control berechneten 1,7 Millionen Euro Investitions- und Betriebskosten für die österreichweite Einführung von Smart Metering im Strombereich und betont das erhebliche Kostenausmaß (vgl. Interviewpartner/in VKI).

Für die Industrie als Energieverbraucher entstehen im Smart Grid folgende Kostenfaktoren für die zusätzlich angewendete IKT-Ausrüstung

1. Anschaffungs- und Instandhaltungskosten für IT-Equipment
2. Anschaffungs- und Instandhaltungskosten für Kommunikations-Equipment
3. Anschaffungs- und Instandhaltungskosten für Steuerungs-Equipment (vgl. Interviewpartner/in 2).

Auch die Kosten für Forschung und Entwicklung, die bei der Industrie als Technologiehersteller entstehen, sind laut einem industriellen Vertreter nicht zu unterschätzen (vgl. Interviewpartner/in 2).

Während der Netzbetreiber einen überwiegenden Anteil der Kosten für Smart Grids trägt, beispielsweise für Smart Grid-Regelungen in den Netzen oder Smart Metering, ziehen vor allem jene Netznutzer, die neue Geschäftsmodelle entwickeln, Vorteile aus der Umstellung auf Smart Grids. So können beispielsweise dezentrale Energieerzeuger geringere Netzanchlusskosten in Folge der intelligenten Netz-Regelungen genießen. Auch Energie- und Mobilitätsdienstleister können mit flexiblen Tarifmodellen großen Zusatznutzen erfahren

(vgl. Interviewpartner/in 1). Die Aufteilung zwischen Kosten und Nutzen ist also, so argumentiert der Interviewpartner, ungleich auf Netzbetreiber und Netznutzer verteilt.

7.7 Auftreten räumlicher Differenzen

Der Frage, inwiefern Smart Grids unterschiedliche räumliche Anforderungen implizieren bzw. ob die Rahmenbedingungen und Umsetzung im urbanen oder ländlichen Raum differenziert werden, wird anschließend nachgegangen.

Auf Übertragungsnetzebene ist der Netzbetreiber mit der Aufgabe der Ausgleichsfunktion für das gesamte österreichische Staatsgebiet konfrontiert. Österreich kann demnach als „energiwirtschaftliches Konglomerat“, in dem auch im Zuge der Weiterentwicklung zu Smart Grids räumliche Unterschiede irrelevant sind, betrachtet werden (vgl. Interviewpartner/in 5). Auf Verteilernetzebene hingegen treten unterschiedliche Bedingungen hinsichtlich der Netzcharakteristika im ländlichen und städtischen Raum auf. Aufgrund der schwachen Netzausläufer, die im ländlichen Gebiet vorzufinden sind, erweisen sich Instandhaltung und Aufrüstung zu Smart Grids in Abhängigkeit zur verkauften Kilowattstunde wesentlich teurer als im städtischen Bereich, dessen dicht-vermaschtes Netz als sehr leistungsfähig gilt (vgl. Interviewpartner/in 6). Auch aus den zentralen technischen Anforderungen ergeben sich unterschiedliche Problemstellungen im ländlichen und städtischen Raum. In der Stadt ergeben sich aufgrund der dicht-vermaschten Netzstrukturen leichter Spannungserhöhungen, weshalb es auch zur Überlastung der Leitungen und Betriebsmittel führen kann, wenn viel Leistung eingespeist wird. Im ländlichen Bereich hingegen können sich Spannungsprobleme auf gewissen Netzabschnitten ergeben. Der Netzbetreiber muss im Smart Grid mit einer Art Veto-Recht ausgestattet sein, so lautet die Forderung von Seiten des Interviewpartners. Dadurch kann, wie bereits im Rahmen des Nutzenaspektes „Verbesserung der Power Quality“ angeführt wurde, die Reduktion von Spannungseinbrüchen und -anhebungen im smarten Stromnetz bewirkt werden (vgl. Interviewpartner/in 1).

Aus Konsument/innen-Sicht kann in Bezug auf Smart Metering keine Differenzierung zwischen dem ländlichen und städtischen Raum getroffen werden, so sind sich alle dazu befragten Interviewpartner/innen einig (vgl. Interviewpartner/innen 4, 8, 10). Lediglich die Sinnhaftigkeit der Installation von Smart Meter an Zweitwohnsitzen wird hinterfragt. Konsument/innen sind erstens dadurch zweifach mit Anschaffungs- und Installationskosten konfrontiert, zweitens besteht Skepsis seitens der Konsumenten-Vertreter/innen, inwiefern das Energieverbrauchsverhalten am Zweitwohnsitz auch tatsächlich geändert wird (vgl. Interviewpartner/in 10).

Ein Vertreter der Industrie betont, dass im Zuge von Smart Grids Entscheidungen der Standortwahl getroffen werden müssen. Dazu wird man sich die Frage, wo die Produktion von erneuerbarer Energie räumlich konzentriert sein wird, stellen müssen. Entweder man erzeugt Energie an einem Standort wo Möglichkeiten zur Energieerzeugung durch erneuerbare Energieträger vorhanden sind, und leitet diese dann zu den Verbraucher/innen weiter, oder

es wird direkt dort erzeugt wo große Verbrauchsgruppen angesiedelt sind, beispielsweise im urbanen Gefüge. Je nach gewählter Strategie, ändern sich die Anforderungen an smarte Netzstrukturen im ländlichen oder städtischen Bereich (vgl. Interviewpartner/in 9).

7.8 Ökonomische Rentabilität

Eine resümierende Einschätzung der ökonomischen Rentabilität von Smart Grids wurde von unterschiedlichen Interviewpartner/innen abgegeben.

Für die Netzbetreiber ist die ökonomische Rentabilität einerseits vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Optimierung des gesamten Energiesystems zukünftig technisch notwendig ist. Die daraus entstehenden besseren Möglichkeiten der Integration erneuerbarer Energieträger und positiven Auswirkungen (wie beispielsweise Netzstabilisierung) auf das gesamte Stromsystem durch den Einbau von intelligentem Equipment werden von allen befragten Netzbetreiber/innen befürwortet. Andererseits bleibt die Frage, inwiefern der Einbau von IKT in dem im Smart Grid vorgesehenen Ausmaß tatsächlich für die unterschiedlichen beteiligten Stakeholdergruppen sinnvoll ist, offen (vgl. Interviewpartner/innen 1, 3, 5). Während einige Netzbetreiber die Frage nach der ökonomischen Rentabilität mit dem Hinweis, dass dies von zahlreichen ungeklärten Einflussfaktoren abhängig sei, schlichtweg nicht beantworteten (vgl. Interviewpartner/innen 1, 7), ist die Einschätzung eines Netzbetreibers durchaus positiv gefärbt: Obwohl die ökonomische Rentabilität von vielen Faktoren, die derzeit noch nicht bekannt sind – wie beispielsweise der zukünftigen Wertigkeit von erneuerbarer Energie oder das Behalten der entstehenden Arbeitsplätze im Inland – abhängt, kann der Trend der ökonomischen Rentabilität abgelesen werden (vgl. Interviewpartner/in 5).

Unter der Annahme, dass die Konsument/innen selbst für die Einführung von Smart Metering anfallenden Anschaffungs- und Installationskosten aufkommen müssen, ist auf Ebene der Haushalte keine ökonomische Rentabilität gegeben – so sind sich Konsumenten-Vertreter/innen einig. Vor allem im Falle kleiner Haushalte, bei denen der Stromverbrauch gering ausfällt, sind die finanziellen Vorteile im Vergleich zu den Kostentreibern nicht mehr positiv abzubilden (vgl. Interviewpartner/innen 4, 8, 10). Aus Sicht der Konsumenten-Vertreter/innen betrifft eine ökonomische Rentabilität durch die Einführung von Smart Metering demnach lediglich größere Verbrauchergruppen aus dem Bereich der Industrie und Gewerbe (vgl. Interviewpartner/in 8).

Von Seiten der industriellen Vertreter/innen wird im Zuge einer abschließenden resümierenden Einschätzung von Smart Grids die ökonomische Rentabilität zwar nicht bewertet, es werden jedoch positive ökonomische Wirkungen für die Industrie betont. Für die Industrie als Technologiehersteller ergibt sich durch die Forcierung von Smart Grids ein neues Geschäftsfeld und damit weitere Chancen ihre Wettbewerbsfähigkeit auf dem Markt auszubauen. Auch für die Energie verbrauchende Industrie können positive Effekte der Kosteneinsparung im Zuge von Smart Grids entstehen (vgl. Interviewpartner/in 9). Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht attestiert ein Interviewpartner Smart Grids als unumgänglich und ökonomisch

misch rentabel, da die Umstellung zu einem Smart Grid einen notwendigen Innovations-schritt im Energiesystem darstellt. Die Kunst liegt darin, den richtigen Zeitpunkt der Innovation zu wählen: Klugerweise so, dass man sich zeitlich im vorderen Feld im Vergleich zu anderen Pionier-Ländern positioniert und dadurch Knowhow und Arbeitsplätze generieren kann. Die Schlüsselfrage wird sein, so betont ein Interviewpartner abschließend, wie die volkswirtschaftlichen Nutzeneffekte auf die unterschiedlichen Stakeholdergruppen umverteilt werden (vgl. Interviewpartner/in 2).

8 Schlussfolgerungen

Im Verlauf dieses Kapitels werden die Schlussfolgerungen, zu den über die im Zuge der Arbeit gewonnenen Erkenntnissen gelangt werden kann, vorgestellt. In einem ersten Schritt werden die Quintessenzen der einzelnen Kapitel zusammengefasst. Im Anschluss erfolgt die Beantwortung der in der Einleitung formulierten Fragestellungen.

Da die allgemeinen Energieversorgungsstrukturen derzeit stark von vielschichtigen Transformationsprozessen geprägt sind, wurden diese hinsichtlich eines problemadäquaten Themeinstiegs, im **zweiten Kapitel („Transformation der Energieversorgungsstrukturen)** überblicksmäßig dargestellt. Dadurch sollte sich ein Grundverständnis für die Rahmenbedingungen, die sich im Zuge einer österreichischen Einführung von Smart Grids zeigen, ergeben haben.

Im Rahmen des **dritten Kapitels („Der Smart Grid-Ansatz“)**, welches sich der Vorstellung des Smart Grid-Ansatzes widmete, konnte festgestellt werden, dass sich die Intelligenz von Smart Grids einerseits aus der Anwendung von intelligenter Netztechnologie, die vor allem den Informationsstand über Lastzustände im Netz erfasst, ergibt. Andererseits prägt der Mehrwert der auf dieser Basis angewendeten Geschäftsmodelle (wie beispielsweise variable Tarife) zur Nutzung dieser Information die „*Smartness*“ dieses Ansatzes.

Der Realisierungsprozess von Smart Grids ist aber ebenso durch Hindernisse gekennzeichnet. So wurde im **vierten Kapitel („Regulatorische Investitionsanreize für Smart Grids“)** deutlich, dass die gegenwärtigen Regulierungsvorgaben kaum Anreize für innovative Netzinvestitionen, die für Smart Grids notwendig sind, setzen.

Im **fünften Kapitel („Dynamisierung der Tarifmodelle im Smart Grid“)** wurde über die Erörterung der Funktionsweise variabler Tarifmodelle die Erkenntnis erlangt, dass sich im Zuge der Etablierung neuer Geschäftsmodelle in diesem Bereich die Rollen und Aufgabenbereiche von Endkund/innen und Energieversorgern in der Energieproduktion wie auch im Energieverbrauch wesentlich ändern.

Aufschluss über gesamtwirtschaftliche Nutzenaspekte von Smart Grids konnte dann im **sechsten Kapitel („Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids“)** anhand der von Bliem et al. erstellten Nutzenmatrix gewonnen werden.

Der empirische Teil der Arbeit besteht aus der Auswertung der durchgeführten Expert/inneninterviews im **siebten Kapitel („Vergleich von Stakeholder-Perspektiven“)**. Durch die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Stakeholderperspektiven von Netzbetreibern, Kund/innen und Vertreter/innen der Industrie wurden konsistente und inkonsistente Sichtweisen auf unterschiedliche Themenbereiche von Smart Grids abgeleitet.

Aufbauend auf den skizzierten Inhalten werden im Folgenden die der Diplomarbeit zugrunde liegenden Fragestellungen beantwortet. Die Gliederung orientiert sich dabei an den in der Einleitung präsentierten Fragen.

8.1 Eingriffe in die traditionelle Wertschöpfungskette

Im Zuge der Arbeit wurde deutlich, dass durch die Realisierung von Smart Grids die Wertschöpfungskette der Energieversorgung vielerlei Veränderungsprozessen unterliegt. Neue Aktionsbereiche und Geschäftsmodelle brechen die traditionelle Wertschöpfungskette im Zuge des Smart Grids auf und führen aus ökonomischer Sicht zu fundamentalen Eingriffen in die Bereiche der Erzeugung und des Verbrauchs elektrischer Energie. Diese Behauptung soll im Anschluss begründet werden und beantwortet damit die erste Forschungsfrage.

Die Stromproduktion würde durch die Realisierung von Smart Grids wesentliche Veränderungen erfahren, welche mitunter ökonomischer Natur sind. Die Schaffung der technischen Ausgangsbedingungen für eine zunehmende dezentrale Erzeugung von Strom ermöglicht eine Vertikalisierung der Erzeugungsstruktur. Im Zuge dessen erweitern sich die Aktionsmöglichkeiten für Endverbraucher/innen auf den Elektrizitätsmärkten. Denn der Smart Grid-Ansatz sieht vor, dass Konsument/innen zunehmend als Energieproduzent/innen (sogenannte *Prosumer*) auf dem Elektrizitätsmarkt auftreten, indem sie Strom für den Eigenverbrauch oder zur Einspeisung in die Netze erzeugen und darüber Einkommen lukrieren können. Das Auftreten vieler neuer dezentraler Stromproduzent/innen verändert die Elektrizitätsmärkte insofern, als dass dadurch die Dominanz großer Erzeuger, wie beispielsweise Kraftwerksbetreiber, reduziert wird und der Wettbewerb erhöht wird. Der im Zuge der Liberalisierungsprozesse der 1990er-Jahre bereits begonnene Wandel der Energieproduktion, welcher eine Reduktion des Einflusses von staatlichen Monopolstrukturen zu Energiemärkten mit steigender Konkurrenz bildet, wird somit im Zuge von Smart Grids fortgesetzt. Im Speziellen setzt sich der in Kapitel „Liberalisierungsbestrebungen in der Stromwirtschaft“ (Kapitel 2.2.2) geschilderte Trend, dass Wettbewerbsszenarien in der Energieversorgung zunehmend durch das Eintreten branchenfremder Wettbewerber/innen geprägt werden, im Rahmen des Smart Grid-Ansatzes fort. Landwirte, Industrieunternehmen oder Privathaushalte, die als Energieproduzenten tätig werden, fungieren als Beispiele dafür.

Technische Grundlage hierfür liefert die kommunikationstechnische Anbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und deren koordinierte Zu- und Abschaltung, wie sie im Zuge eines virtuellen Netzwerkes im Smart Grid vorgesehen ist. Die sich daraus ergebende effizientere Nutzung der elektrischen Infrastruktur ermöglicht außerdem eine höhere Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen.

Neben der erläuterten Vertikalisierung und Dezentralisierung der Produktionsbedingungen, entstehen auch im Bereich des Stromverbrauches neue Ansätze, bei welchen vor allem das nachfrageseitige Lastmanagement im Zentrum der Interaktionen steht. Das Hauptziel dabei ist die Anpassung des Stromverbrauches an das schwankende Angebot aus erneuerbaren

volatilen Energieträgern. Im Zuge dessen werden Möglichkeiten der Anreizsetzung und Belohnung von Konsument/innen für Lastverschiebungen in Richtung Niedriglastzeiten diskutiert. Über den Einsatz von Verbrauchsmanagement im Bereich der Haushalte, Gewerbe wie auch Industrie können demnach über *Demand Side Management* oder *Demand Response*-Aktivitäten Energieverlagerungspotenziale eingeleitet werden. Als viel-diskutiertes Geschäftsmodell gelten die im Kapitel „Dynamisierung der Tarifmodelle im Smart Grid“ angeführten variablen Tarife, welche Verbraucher/innen über preisliche Anreize zum Stromverbrauch anregen oder abraten. Der zugrunde liegende Preisbildungsmechanismus funktioniert somit nicht mehr wie bei statischen Tarifmodellen durch die Orientierung an den durchschnittlich anfallenden Kosten zur Stromerzeugung, sondern bildet sich in Abhängigkeit zum aktuellen Marktgeschehen. Die Strompreise erfüllen damit, so kann ökonomisch argumentiert werden, eine Informations- und Lenkungswirkung.

Technische Grundlage hierfür liefert die im Smart Grid vorgesehene IKT-Infrastruktur, die die Echtzeitdaten über das Konsumverhalten der Endverbraucher/innen dokumentiert, und auch den jeweiligen Laststatus und das Einspeisevolumen eruieren kann. Auf dieser Datengrundlage kann der Strompreis entsprechend der aktuellen Stromproduktionskosten gebildet werden und eine effizientere Ressourcenallokation über den freien Markt stattfinden.

Resümierend kann festgehalten werden, dass sich die Einwirkungen von Smart Grids im Bereich des Stromverbrauches für Kund/innen durch die von dynamischen Preisstrukturen ausgehende Anreizwirkung zur Verlagerung des Stromkonsums ergibt. Endkund/innen sollen demnach durch preisliche Anreize zunehmend Akzeptanz und Bereitschaft zu einer reaktiven Verhaltensänderung in Abhängigkeit zu aktuellen Marktpreisen bewegt werden.

Für Energieversorger trägt der Preismechanismus über den freien Markt zu Abflachung der Spitzenlasten bei und reduziert in weiterer Folge deren Systemkosten. Weiters verliert die bei statischen Preisstrukturen durch den Energieversorger verübte Output-Drosselung bei dynamischen Preisstrukturen an Attraktivität. Um die Netzstabilität jedoch weiterhin zu gewährleisten, fordern die interviewten Netzbetreiber einen Steuerungsmechanismus, mit dem sie zeitweise in das Marktgeschehen eingreifen können. Dieser soll es ermöglichen, bei Gefahr der Überlastung gewisse Netzabschnitte zu aktivieren bzw. zu deaktivieren. Damit sollen physikalische Probleme verhindert und schlussendlich die Anzahl der Spannungseinbrüche oder -anhebungen reduziert werden. Dem Netzbetreiber wird damit ein Mechanismus eingeräumt, mit dem er auf das das Stromangebot und die Nachfrage Einfluss nehmen kann.

Die Schilderung macht deutlich, dass auf Basis von Smart Grids das Geschehen auf den Elektrizitätsmärkten einem Wandel unterliegt. Sowohl im Bereich der Erzeugung, als auch der Produktion von elektrischer Energie ergeben sich neue Geschäftsmodelle (beispielsweise die Einführung von variablen Tarifen), wobei sich gleichzeitig auch die Aktionsbereiche der Akteursgruppen erweitern (beispielsweise werden Konsument/innen zunehmend zu Produzent/innen). Smart Grids stellen die technische Infrastruktur für diese Wandlungsprozesse

bereit und regen damit das Entstehen/Aufkommen neuer Dynamiken im Elektrizitätsmarkt an. Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass Smart Grids eine sogenannte *Enabler*-Funktion, die einen Wandel im Elektrizitätsmarkt im Bereich des Verbrauches und der Produktion fördert, einnehmen.

8.2 Differenzen in der Ausführung von Nutzenkomponenten

Im Anschluss soll eine Antwort auf die in der Einführung gestellte Frage nach den Differenzen der Nutzeneffekte von Smart Grids, zwischen jenen die im Kapitel „Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids“ (Kapitel 6) theoretisch ausgeführt wurden und jenen die aus den Perspektiven der interviewten Stakeholder genannt werden (siehe Kapitel Interviews), geliefert werden.

Ein fundamentaler Kritikpunkt, den Interviewpartner/innen aus allen drei Stakeholdergruppen (Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie) anführten, betrifft die Einschätzung des Energieeinsparungspotenzials, das über die Lieferung der individuellen Verbrauchsdaten durch Smart Metering, in zahlreichen Studien angenommen wird. Wie im Kapitel „Wirtschaftliche Effekte“ (Kapitel 6.1) erläutert, wird das theoretische Energieeinsparungspotenzial durch die Einführung von Smart Metering und der daraus erwarteten Veränderung im Verbrauchsverhalten der Endverbraucher/innen in einschlägigen Studien relativ hoch angesetzt. Die angeführten Studien von EPRI (vgl. EPRI, 2010), der OECD (vgl. OECD, 2009, o.S.), PwC (vgl. PwC, 2010, o.S.) und Intelliekon (vgl. Intelliekon, 2011, o.S.) gehen von Einsparungsfaktoren zwischen 1,2 % bis 4 % pro Jahr auf Haushaltsebene aus. Diese Einsparungswerte sollen erreicht werden, in dem Konsument/innen ihr individuelles Verbrauchsverhalten mit Hilfe der Dokumentation der Smart Meters analysieren, anpassen und schlussendlich reduzieren (vgl. BITKOM, 2012, S. 19). Eine der genannten Studien bezieht auch die Einführung zeitvariabler Tarife in die Berechnungen ein, und kommt unter dieser Annahme zu einem Einsparungsfaktor von 9,5 % des durchschnittlichen Jahresstromkonsums pro Jahr und Haushalt (vgl. Intelliekon, 2011, o.S.). Die Einsparungswerte steigen demnach mit der Dynamisierung der Tarifmodelle signifikant an.

Insbesondere die interviewten Konsumenten-Vertreter/innen, aber ebenso Netzbetreiber wie auch Vertreter/innen der Industrie, zweifelten die Höhe dieser theoretisch angenommenen Einsparungswerte an. Nach einer konsistenten Sichtweise der Konsumenten-Vertreter/innen als auch der Industrie kann von den bisher publizierten Studien ein Korridorwert in der Höhe von ca. 2 % jährlichem Einsparpotenzial durch Smart Metering abgeleitet werden. Jedoch auch dieser Wert, so wurde von Seiten der Konsumenten-Vertreter/innen darauf verwiesen, muss mit Vorsicht genossen werden und ist durch Einschränkungen geprägt. Einerseits sind Einsparungen in dieser Höhe nur für Haushaltskund/innen, die bereits für das Thema Energiesparen sensibilisiert sind, anzunehmen. Andererseits kann lediglich in den Anfangsjahren das Interesse der Haushaltskund/innen geweckt werden und sinkt nach bisherigen Erfahrungswerten mit dem Eintreten gewohnter Verhaltensweisen nach einiger Zeit wieder ab. Als ursächlich für diese Entwicklungen werden die

geringen finanziellen Anreizwirkungen, die mit der Kosteneinsparung durch die Anwendung von Smart Metering auf Haushaltsebene einhergehen, argumentiert. Ein Energieeinsparungswert von 2 % ergäbe bei einer Annahme einer Stromrechnung von 3.500 Kilowattstunden für einen durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt und einem Strompreis von 0,19 Cent pro Kilowattstunde, einen Einsparungseffekt von 13, 30 Euro pro Jahr. Die Anreizwirkung die sich daraus für Konsument/innen zur Änderung des Verbrauchsverhaltens ergibt, ist viel geringer als sie von Seiten der Politik durch die Zuhilfenahme internationaler Studien postuliert wird, schlussfolgerten die Interviewpartner/innen.

Aus der Auswertung der Interviews wurde somit deutlich, dass sich die radikale Kritik im Kern auf die Aktivierung eines inadäquaten Anreizhebels durch Smart Metering bezieht. Nachdem Smart Metering lediglich den Energieverbrauch aufzeichnet, regt es nicht per se zum Energiesparen an. Dafür müsste erst die Nutzung der Daten attraktiviert werden. Smart Meters können demnach zwar als Werkzeug, das einen Beitrag zur Anpassung der Netzstrukturen an die Integration erneuerbarer Energieträger leistet, fungieren, jedoch nicht als „der Initiator“, der zum Energiesparen anregt, auftreten. Dieser Zusammenhang wird in der Literatur und in veröffentlichten Studien oft verzerrt dargestellt, so ein/e Interviewpartner/in. Aufbauend auf dieser Argumentation stellten die Konsumenten-Vertreter/innen die Forderung nach umfassender Aufklärungs- und Bewusstseinsbildung als grundlegende Voraussetzung zur derzeit stattfindenden europaweiten Ausrollung von Smart Meter. Solange das Thema Energiesparen kein positives Image bei den Konsument/innen erfährt, ist der finanzielle Aufwand der Smart Meter-Implementierung höher als der daraus hervorgehende Nutzen, so formulierte ein/e Konsumenten-Vertreter/in überspitzt. Abschließend kann festgehalten werden, dass das Argument der Anreizwirkung zum Stromsparen, das in der Theorie für Smart Metering angeführt wird, laut den interviewten Expert/innen, in der Praxis nicht validiert werden kann.

Neben der Uneinigkeit hinsichtlich der Einsparungspotenziale, die durch die Einführung von Smart Metering lukriert werden können, können keine Widersprüche zwischen theoretisch-erläuterten Nutzenaspekten und den Standpunkten der interviewten Expert/innen identifiziert werden. Hinsichtlich der Verteilung der Nutzenkomponente auf die verschiedenen Stakeholdergruppen ergibt sich jedoch ein heterogenes Bild. Während in der Nutzenmatrix von Bliem et al. die Nutzenkomponente von Smart Grids für Netzbetreiber vorwiegend wirtschaftlicher Natur ist, sahen die interviewten Netzbetreiber vor allem einen technischen Beitrag zur Förderung der Betriebs- und Ausfallsicherheit der Stromnetze. Nach einer hohen Anfangsinvestition in die Netzstrukturen mit der Implementierung von Smart Grids, rechnen die Interviewpartner/innen zwar langfristig mit geringeren Betriebs- und Instandhaltungskosten. Zahlreiche in der Literatur angeführte Kapitaleinsparungspotenziale auf Übertragungs- und Verteilungsnetzebene wurden jedoch von den Interviewpartner/innen nicht genannt. Auch im Vergleich der von Bliem et al. und den Interviewpartner/innen genannten Nutzeneffekte für Konsument/innen, ergibt sich eine unterschiedliche Schwerpunktsetzung. Bei Bliem et al. liegt der Nutzen, neben den bereits erörterten sinkenden Gesamtkosten als Folge von Stromverbrauchseinsparungen, lediglich im Zusammenhang mit Elektromobilität

(als Umwelteffekt) und bei der Förderung der Versorgungssicherheit wie auch erhöhten Spannungsqualität im Zuge eines Smart Grids als technischer Effekt. Die interviewten Expert/innen hingegen deuteten zahlreiche Effekte im Bereich der Wirtschaft, der Betriebs- und Ausfallsicherheit wie auch der Ökologie als positive Rückwirkung auf die Konsument/innen. Dieses Schema zeichnet sich ebenso für den Bereich der Industrie ab. Die drei Nutzenkategorien der Konsument/innen werden zusätzlich durch die Kategorie der Versorgungssicherheit und den daraus entstehenden Nutzen für CO₂-handelnde Industriebetriebe durch die im Smart Grid prognostizierte Reduktion des Primärenergie-Imports ergänzt. Blum et al. gehen genauso von Nutzeneffekten in allen drei Nutzenkategorien für die Industrie aus.

Um die Verteilung der Nutzenkomponente deutlicher hervorzuheben, werden diese im Anschluss im Zusammenhang mit den zentralen ökonomischen Anreizen, die sich für die interviewten Marktakteursgruppen ergeben, skizziert und damit die Beantwortung der dritten Forschungsfrage vollzogen.

8.3 Nutzenkomponenten und ökonomische Anreize für unterschiedliche Stakeholder

Netzbetreiber

In einem ersten Schritt werden die Nutzenkomponenten, die von den interviewten Netzbetreibern angesprochen wurden, erneut dargelegt, um in einem zweiten Schritt die ökonomischen Anreize, die Smart Grids für diese bilden, zu identifizieren. Aus der Nutzengrafik (siehe Kapitel Interviews) ist ersichtlich, dass der Großteil der genannten Nutzenaspekte dem Bereich der Betriebs- und Ausfallsicherheit zugeordnet wird. Die zentralen Nutzeneffekte stellen hierbei die erhöhte Anschlussmöglichkeit von Erneuerbaren Energieanlagen, wie auch die Steigerung der Versorgungssicherheit im Stromnetz, dar. Als für die Volkswirtschaft positiv auftretende Folgewirkungen werden die Senkung der Importabhängigkeit von Primärenergie und die Schaffung von Arbeitsplätzen im Zuge der zunehmenden Produktion durch erneuerbare Energieträger angeführt. Der Nutzen der Netzbetreiber ergibt sich, wie bereits erwähnt, vor allem in der Erhöhung der Betriebs- und Ausfallsicherheit der Energieversorgungsnetze. Im Zuge dessen kann einerseits die Steigerung der Versorgungssicherheit wie auch die Verbesserung der Stromqualität durch den Ausbau zu Smart Grids bewirkt werden. Andererseits können gewisse Kostenfaktoren, insbesondere Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze, effizienter strukturiert werden. Die im Smart Grid etablierte Kommunikationsinfrastruktur ermöglicht zudem ein weitreichendes Management dezentraler Einspeiser/innen und Verbraucher/innen.

Aus der Skizzierung der Nutzenaspekte wurde deutlich, dass für die Netzbetreiber vor allem eine technische Notwendigkeit zur Weiterentwicklung der Netzstrukturen besteht. Im Zuge dessen liefern Smart Grids einen Ansatz, mit dem den zukünftigen Anforderungen der zunehmenden Integration von erneuerbaren Energieträgern in die Stromnetze bei gleichzeitiger Erhöhung der Betriebs- und Ausfallsicherheit, gerecht werden kann. Durch den im Smart Grid vorgesehenen Einsatz innovativer Regelungs- und Steuerungstechnik können Spitzenlas-

ten abgeflacht werden und die Systemkosten gesenkt werden. Erst durch die Etablierung von variablen Netztarifen kann das Potenzial zur Stabilisierung der Netze zur Gänze ausgeschöpft werden, so die Sichtweise der Mehrheit der interviewten Netzbetreiber.

Nachdem der Netzbetreiber im Rahmen des regulierten Geschäfts dazu angehalten ist, jegliche Kosten- bzw. Effizienzvorteile, die sich durch geringere Systemkosten ergeben, an die Konsument/innen über den Netztarif weiterzugeben, ist der ökonomische Anreiz zum Ausbau der Netzstrukturen stark begrenzt. Effizienzsteigerungen werden von der Regulierungsbehörde abgeschöpft und auf Konsument/innen in Form geringerer Netztarife übertragen. Gleichzeitig mündet das restriktive Agieren der Regulierungsbehörde hinsichtlich der Genehmigung von finanziellen Mitteln für Netzinvestitionen in einen ökonomischen Konflikt und in geringe Anreize zu innovativen Netzinvestitionen für die Netzbetreiber. Der Anreiz zur Smart Grid-Implementierung für die Netzbetreiber ergibt sich folglich primär aus der technischen Notwendigkeit der rasanten Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen der Weiterentwicklung der Stromnetze zu Smart Grids gerecht zu werden.

Kund/innen

Nachdem die Nutzen- und Anreizstruktur für die Netzbetreiber erläutert wurde, wird im Anschluss auf die Konsument/innen Bezug genommen. Anfänglich werden auch hier die von den Interviewpartner/innen genannten Nutzenaspekte zusammengefasst.

Der gesamtwirtschaftliche Nutzen, der aus der Realisierung von Smart Grids hervorgeht, ist für den Großteil der Konsument/innen aufgrund der Komplexität technischer Zusammenhänge schwer fassbar. Infolgedessen konzentrieren sich die Konsumenten-Vertreter/innen auf die Nutzenkomponenten, die durch Smart Metering entstehen. Jedoch sehen sie sich mit der Herausforderung konfrontiert, den Nutzen, der sich im Speziellen für Konsument/innen aus Smart Grids und Smart Metering ergibt, zu kommunizieren.

Wie bereits bei den Netzbetreibern angeführt, können im Zuge der Umsetzung von Smart Grids die Betriebs- und Instandhaltungskosten reduziert werden und das Energieversorgungssystem langfristig effizienter gestaltet werden. Sollten diese Kostenvorteile in weiterer Folge an die Konsument/innen über günstigere Netztarife weitergegeben werden, können diese davon profitieren.

Im Zusammenhang mit der detaillierten Verbrauchsdokumentation im Zuge von Smart Metering, werden, wie bereits angeführt, sehr geringe Stromeinsparungspotenziale von den Interviewpartner/innen eingeschätzt. Hingegen können sich durch die Abstimmung des Verhaltensverhaltens auf das Stromangebot im Rahmen variabler Tarife mit dynamischen Preisstrukturen, Kosteneinsparungen für Konsument/innen ergeben. Durch die Wahl eines variablen Tarifes, der dem individuellen Verbrauchsverhalten entspricht, kann ein signifikanter Nutzen für die Endverbraucher/innen entstehen. Mit diesem Nutzenaspekt argumentieren die Konsumenten-Vertreter/innen derzeit jedoch kaum, da für die Dynamisierung der Tarifmodelle eine grundlegende Änderung der gegenwärtigen Marktstrukturen und Tarifmodelle

vorausgesetzt wird und diese Entwicklung heutzutage schwer absehbar ist. Ebenso werden im Zusammenhang mit der steigenden Betriebs- und Ausfallssicherheit der Stromnetze vorteilhafte Auswirkungen für Konsument/innen gedeutet. Die Reduktion der Störungsfälle, wie auch die technische Möglichkeit zur Aufladung von Elektrofahrzeugen im Rahmen intelligenter Netzstrukturen wurden von den Interviewpartner/innen genannt. Auch der Schaffung bzw. Sicherung von Arbeitsplätzen durch die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energieanlagen wie auch die Konzeption neuer Geschäftsmodelle für den Handel mit regenerativ erzeugter Energie werden Nutzenpotenziale zugerechnet. Schlussendlich sahen die Interviewpartner/innen den aus Smart Grid und Smart Metering hervorgehenden Nutzen wesentlich davon abhängig, welche Zusatzfunktionen, wie beispielsweise Sicherheitsdienstleistungen, den Konsument/innen im Zuge der Implementierung geboten werden.

In Anbetracht der skizzierten Nutzeneffekte kann schlussgefolgert werden, dass die von Smart Grids und Smart Metering für Konsument/innen ausgehenden ökonomischen Anreize ebenso gering sind. Einerseits sind die Konsument/innen dazu angehalten die Anschaffungs- und Installationskosten von Smart Meters selbst zu tragen. Gemäß der Einschätzung eines Interviewpartners können die Anschaffungskosten bis zu 70 Euro pro Zählgerät betragen. Andererseits werden die Kosteneinsparungseffekte für Konsument/innen, die mit der Nutzung von Smart Metering einhergehen, gering eingeschätzt. Die bereits angeführten potenziellen Kosteneinsparungen in der Höhe von 13,30 Euro pro Jahr (die von einer Stromeinsparung in der Höhe von 2 % pro Jahr ausgehen) sind Zeugnis davon. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass im Zuge der Smart Metering-Implementierung unzureichende ökonomische Anreize zur Änderung des Stromverbrauchsverhaltens gesetzt werden. Die Anreizwirkung zur Nutzung von Smart Metering kann somit lediglich über Bewusstseinsbildung für das Energiesparen und dessen ideellen Mehrwert erfolgen.

Neben Smart Metering, können sich Kostenvorteile für Konsument/innen ebenso aus folgender Annahme ergeben: Durch die im Smart Grid ermöglichte Senkung der Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze für die Netzbetreiber, kann dieser Kostenvorteil an die Konsument/innen in Form von reduzierten Netztarifen weitergegeben werden. Aus dieser Entwicklung kann ein indirekter finanzieller Anreiz für Konsument/innen abgelesen werden. Da das allerdings erst nach einer mehrjährigen Smart Grid-Implementierungsphase zum Tragen kommt, sehr indirekt wirkt und bisher keine Annahmen über die Höhe der Tarifiereduktion getroffen werden können, wurde diesem Anreiz geringe Bedeutung von Seiten der Konsumenten-Vetreter/innen zugewiesen.

Industrie

Im Anschluss werden die Nutzenkomponenten für die dritte Stakeholdergruppe, die Vertreter/innen der Industrie, dargestellt.

Im Bereich der Industrie, so führten die Interviewpartner/innen aus, können über die Optimierung von Betriebsprozessen mit Hilfe von Verbrauchsmonitoring durch Smart Metering erhebliche Stromeinsparungspotenziale erzielt werden. Daraus resultieren für die Industrie,

im Vergleich zu Haushaltskonsument/innen, deutliche Kostenvorteile. Weiters liefert die im Smart Grid ermöglichte Ausweitung des *Demand-Side-Managements* von bisher vorwiegend großen energieverbrauchenden Industriebetrieben auf ein größeres Verbrauchersegment (zunehmend auch kleinere Gewerbe-Betriebe und bisher nicht einbezogenen Branchen) einen finanziellen Mehrwert für die energieverbrauchende Industrie. Auf der Basis vertraglicher Vereinbarungen zwischen dem EVU und dem Industriebetrieb werden entsprechend der Lastsituation im Stromnetz Maßnahmen des *Demand Side-Managements* durch den EVU getätigt. Im Zuge dessen kann der Industriebetrieb kurzzeitig vom Netz genommen werden. Die EVUs können dadurch die Netzstabilität erhöhen und vergüten den Industriebetrieb dafür mit vorteilhaften tariflichen Konditionen oder finanziellen Vergütungen. Für die technologieanbietende Industrie ergeben sich weiters neue Marktchancen im Bereich der technologischen Entwicklung von Equipment, das für die Weiterentwicklung zu Smart Grids benötigt wird.

Neben diesen bisher erwähnten Nutzenkomponenten ergeben sich für die Industrie als Energieverbraucher ebenso die im Zuge der Haushaltskonsument/innen angeführten Effekte. Kurz zusammengefasst sind diese die langfristig mögliche Reduktion der Netznutzungstarife als Folge der effizienten Betriebs- und Erhaltungskosten von Smart Grid,s und die potenziellen Kostenvorteile, die sich aus der Einführung dynamischer Tarifstrukturen ergeben würden. Auch die Erhöhung der Versorgungssicherheit (Reduktion der Störungsfälle) der Stromnetze, die zunehmende Schaffung von Arbeitsplätzen im Bereich der erneuerbaren Energieproduktion wie auch das Aufkommen neuer Geschäftsmodelle für den Handel mit regenerativer Energie wirken vorteilhaft für Industriebetriebe.

Resümierend kann behauptet werden, dass die Realisierung von Smart Grids für industrielle Betriebe, aufgrund mehrerer finanzieller Anreize, ökonomisch begründet sein kann. Für die Industrie fallen zwar Anschaffungs- und Instandhaltungskosten für IT-, Kommunikations- und Steuerungsequipment an, gleichzeitig können jedoch unterschiedliche Kosteneinsparungseffekte aus den Funktionen, die sich für die Industrie in Smart Grids ergeben, erzielt werden. Sowohl die Optimierung der Betriebsprozesse mit Hilfe von Energieverbrauchsmonitoring durch Smart Meters als auch finanzielle Vergütungen, die industriellen oder gewerblichen Betrieben durch die Einbindung in das *Demand Side-Management* der Netzbetreiber gewährt werden, setzen ökonomische Anreize. Darüber hinaus öffnet sich mit dem Smart Grid ein Geschäftsfeld, das den Einstieg von branchenfremden Unternehmen in die Energiebranche lukrativ macht. Indirekte Anreize, die längerfristig auftreten, ergeben sich für die Industrie ebenso wie für Konsument/innen in Form reduzierter Netztarife, die den Endverbraucher/innen als Folge der reduzierten Betriebs- und Erhaltungskosten der intelligenten Stromnetze, gewährt werden.

8.4 Wer sind die „Gewinner“ im Smart Grid?

Es wurde deutlich, dass zwar für alle drei Akteursgruppen Nutzeneffekte und ökonomische Anreize durch die Realisierung von Smart Grids entstehen, die Verteilung dieser jedoch un-

terschiedlich ausfällt. Auf dieser Grundlage soll im Weiteren eruiert werden, inwiefern eine bestimmte Akteursgruppe als deutlicher „Gewinner“ aus dem Smart Grid-Umsetzungsprozess hervorgeht.

Während von den Netzbetreibern hohe Investitionen zur Adaption der Netzinfrastruktur gefordert sind, können diese aufgrund der strukturellen Gegebenheiten als reguliertes Unternehmen keinen Gewinn erwirtschaften. Ebenso sind die Netzbetreiber aufgrund der restriktiven Anerkennung von Netzinvestitionen durch die Regulierungsbehörde bei der Innovation zu Smart Grids mit ökonomischen Konflikten konfrontiert. Der Netzbetreiber stellt somit einen zentralen Akteur dar, der aus einer technischen Notwendigkeit heraus die infrastrukturelle Grundlage für Smart Grids schafft, nicht jedoch als „großer Gewinner“ aussteigt.

Für Konsument/innen auf Haushaltebene ergeben sich vergleichsweise hohe Anschaffungs- und Installationskosten für Smart Meters. Gleichzeitig wird durch dessen Nutzung ein relativ geringes Energieeinsparungspotenzial von 2 % jährlich pro Haushalt, das keine signifikanten ökonomischen Vorteile bewirkt, angenommen. Konsument/innen können demnach nur sehr langfristig und indirekt durch die Reduktion der Netztarife im Zuge der effizienteren Netznutzung von der Umstellung auf Smart Grids und Smart Meter profitieren. Die Endverbraucher/innen auf Haushalts-Ebene gehen demnach ebenso wenig als „große Gewinner“ hervor.

Für die Industrie (vor allem die energieverbrauchende Industrie) ergeben sich signifikante Kosteneinsparungseffekte durch optimierte Betriebsprozesse im Zuge der Nutzung von Smart Metering. Auch durch finanzielle Vergütungen oder tariflich vorteilhafte Konditionen, die von den EVUs durch die Einbindung in deren Demand Side-Management und dem damit geleisteten Beitrag zur Netzstabilität, gewährt werden, profitieren Industrie- und Gewerbebetriebe in umfassendem Ausmaß direkt. Ebenso setzen die erhöhten Marktchancen für technologische Entwicklung und sinkende Netztarife langfristige ökonomische Potenziale für Industriebetriebe frei. Diese können folglich, im Vergleich zu Netzbetreibern oder Konsument/innen als deutliche Gewinner von Smart Grids-Realisierungsprozessen attestiert werden.

Als Conclusio der vorliegenden Diplomarbeit kann festgehalten werden, dass zwar viel für den Smart Grid-Ansatz spricht, die häufig genannte Energieeinsparung auf Haushaltsebene jedoch nicht als schlagendes Argument gilt. Das zentrale Argument für Smart Grids wurde in der technischen Notwendigkeit der Innovation der Stromnetzstrukturen identifiziert. Dadurch wird die technische Grundlage für zukünftige Investitionen in den Ausbau erneuerbarer und dezentraler Energieträger geschaffen.

Schlussendlich hängt das Ausmaß der ökonomischen Anreize für unterschiedliche Stakeholder von den Änderungen der „Spielregeln“ auf dem Elektrizitätsmarkt ab. Smart Grids, so wurde deutlich, liefern die technische Grundlage für das Aufkommen neuer Geschäftsmodelle und für die Änderung der Interaktionsbeziehungen auf dem Strommarkt. Beispielsweise würde die Einführung dynamischer Tarife für alle drei Stakeholdergruppen

bedeutende Nutzeneffekte, die im Smart Grid-Ansatz inkludiert sind, im gegenwärtigen statischen Tarifsystem jedoch verwehrt bleiben, freisetzen. Netzbetreiber könnten im Zuge dessen das Potenzial zur Stabilisierung der Netze besser ausschöpfen. Für Endverbraucher/innen, insbesondere für die Industrie, ergeben sich durch die Reaktion auf Preissignale Kosteneinsparungspotenziale.

Inwiefern von den auf technischer Basis der Smart Grids aufbauenden potenziellen ökonomischen Nutzeneffekten gewonnen werden kann, hängt letztendlich von der Schaffung regulatorischer und gesetzlicher Rahmenbedingungen für die Etablierung neuer Geschäftsmodelle und Marktmechanismen ab. Die entscheidende Frage ist somit, ob und in welchem Ausmaß auf der technischen Grundlage von Smart Grids neue Geschäftsmodelle, die ökonomische Anreize bzw. Mehrwert für unterschiedliche Marktakteure schaffen, zugelassen werden, um von den potenziellen ökonomischen Nutzeneffekten, die auf Smart Grids aufbauen, auch profitieren zu können.

Zusammenfassung

In Anbetracht globaler Entwicklungen stehen die Energieversorgungssysteme gegenwärtig vor gravierenden Transformationsprozessen. Die steigenden Energiepreise fossiler Brennstoffe wie auch die energiepolitischen Zielsetzungen, insbesondere der verminderten Importabhängigkeit und der Steigerung der Inlandsproduktion durch erneuerbare Energieträger, gelten demnach als wesentliche Treiber auf der Suche nach zukünftigen Energielösungen. Als populärer Lösungsvorschlag kursiert der Smart Grid-Ansatz, mittlerweile auch in österreichischen Debatten, zur Weiterentwicklung der Stromnetzinfrastruktur. Aufgrund des hohen erforderlichen Investitionsbedarfs, der damit einhergeht, erscheint die Frage nach den daraus hervorgehenden Nutzenkomponenten notwendig.

Im Zuge der Diplomarbeit wurde einerseits eine **theoretische Diskussion** der Funktionsweise wie auch zentraler wirtschaftswissenschaftlicher Aspekte von Smart Grids (Regulierung, Dynamisierung der Tarifmodelle und gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte) vollzogen. Dadurch wurde die Erkenntnis erlangt, dass Smart Grids aus ökonomischer Perspektive in der Wertschöpfungskette der Energieversorgung vor allem auf die Produktion und den Verbrauch einwirken. Smart Grids nehmen demnach eine sogenannte *Enabler*-Funktion ein und begünstigen durch die Etablierung der technischen Infrastruktur das Aufkommen neuer Dynamiken und Geschäftsmodelle.

Andererseits wurden mit der Durchführung von Expert/inneninterviews unterschiedliche Stakeholderperspektiven (Netzbetreiber, Kund/innen und Industrie) **empirisch** erfasst, die Aufschluss über die zentralen Nutzeneffekte der Weiterentwicklung zu Smart Grids, geben. Durch die Zusammenführung der Nutzenkomponenten konnte weitreichende Konsistenz zwischen Theorie und Empirie festgestellt werden. Lediglich das theoretische Argument der postulierten Anreizwirkung zum Zweck des Stromsparens mit Hilfe von Smart Metering wurde von den interviewten Expert/innen stark kritisiert. Hauptziel der Arbeit ist es, die ökonomischen Anreize, die sich für die drei Akteursgruppen durch die Realisierung von Smart Grids ergeben, zu erörtern. Im Zuge dessen wurde festgestellt, dass sich der Anreiz für Netzbetreiber primär aus der technischen Notwendigkeit, den Anforderungen der zunehmenden Integration dezentraler Erzeugungsanlagen durch die Weiterentwicklung der Netzstrukturen gerecht zu werden, ergibt. Die Anreizwirkung von Smart Grids und Smart Metering für Konsument/innen erfolgt primär über den ideellen Mehrwert des Energiesparens und ist kaum ökonomisch orientiert. Für die Industrie hingegen, so ergab die Analyse, kann der Ausbau zu Smart Grids durchaus ökonomisch begründet werden. Durch die Stützung weiterer Argumente konnte die Industrie im Vergleich zu den zwei anderen Interviewgruppen als eindeutiger „Gewinner“ von Smart Grid-Realisierungsprozessen identifiziert werden.

Von entscheidender Bedeutung ist schlussendlich, ob und in welchem Ausmaß auf der technischen Grundlage von Smart Grids neue Geschäftsmodelle durch die Änderung regulatorischer und gesetzlicher Rahmenbedingungen zugelassen werden. Erst dann können potenzielle signifikante Nutzeneffekte und ökonomische Anreizwirkungen durch innovative Geschäftsmodelle für unterschiedliche Stakeholdergruppen freigesetzt werden.

Abstract

Current global developments are leading to major changes in energy supply systems. Rising fossil fuel prices and political objectives (especially the goal of reduced import dependence and increased domestic production by way of renewable energy sources) are driving forces in the search for new energy solutions. The Smart Grid approach has also become a popular suggestion in the Austrian discourse on the development of the electricity grid. Given the sizable investments required for this approach, it is necessary to ask what specific benefits it would bring.

In the course of this diploma thesis, a theoretical discussion of the functionality and central economic aspects of Smart Grids (regulation, designing dynamic tariff models, and macroeconomic effects) was conducted. From an economic perspective, it was found that Smart Grids have an impact in the energy supply value chain, especially on production and consumption. Smart Grids take on a so-called 'enabler'-function and encourage the establishment of technical infrastructure for the emergence of new dynamics and business models.

By way of expert interviews, various stakeholder perspectives (net operators, consumers, and industry) were captured empirically to shed light on the advantages of Smart Grids. A comparison of the benefits found in theory and those with empirical support largely established consistency. The only major criticism expressed by the experts interviewed was of the theoretical argument to use Smart Metering as an incentive system for saving energy.

The main purpose of this paper is to discuss the economic incentives related to Smart Grids for the three stakeholder groups. It was determined that the incentive for net operators resides in the technical need to prepare the grid for the integration of dispersed power plants. The incentives of Smart Grids and Smart Metering for consumers are less tangible and related to the intrinsic value of saving energy; hardly economic at all. In contrast, the analysis indicates that, for industry, the transition to Smart Grids is completely justifiable in economic terms. Further arguments clearly show industry, in comparison to the other two interview groups, to be the 'winner' when it comes to Smart Grids.

Finally, it is particularly important to consider whether and to what extent new business models based on Smart Grids will be permitted by changes in the regulatory and legal frameworks. It is only then that potentially significant benefits and economic incentives for various stakeholder groups can be unleashed by innovative business models.

9 Verzeichnisse

9.1 Quellenverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien (2012), „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft: Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern, *Renews Spezial*, Heft 58.

Agentur für erneuerbare Energien (o.J.), Der volle Durchblick in Sachen Erneuerbare Energien: Daten & Fakten zu den wichtigsten Energiequellen der Zukunft, www.unendlich-viel-energie.de (15. Dezember 2013), Wien.

Aichele, C. (2012), *Smart Energy: Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement*, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden.

Amann, C.; Elbe, C.; Heinisch, V.; Kollmann, A.; Kraussler, A.; Moser, S.; Schmutzger, E.; Schmidthaler, M.; (o.J.), Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids – LOADSHIFT, Energieinstitut an der JKU Linz, Graz.

Aigner, A.; Bliem, M.; Friedl, B.; Haber, A.; Miess, M.; Schmutzger, E.; Schmelzer, E. (2013), Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien.

Angenend, M. (2005), Einflussmöglichkeiten des Netzbetreibers auf die Versorgungszuverlässigkeit von Rhein-Energie, VDN Treffpunkt Netze, Rhein Energie.

Armstrong, M.; Sappington, D.E. (2007), Recent developments in the theory of regulation. In: Armstrong, Porter, M. R. (Eds.), *Handbook of Industrial Organization*, Vol. 3, Elsevier Science Publishers, Amsterdam.

Aubin, C.; Fougère, D.; Husson, E.; Ivaldi, M. (1995), Real-Time Pricing of electricity for residential customers: Econometric analysis of an experiment. *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 10, pp. 171-191.

Baake, P.; Kameke, U.; Wey, C. (2005), A Regulatory Framework for New and Emerging Markets, *Communications and Strategies*, No. 60, pp. 123-146.

Becker, Katrin (2005), Auswirkung der Liberalisierung auf die Versorgungssicherheit und Investitionsentscheidungen der Gasnetzbetreiber. Diplomarbeit, Graz.

Bliem, M.; Friedl, B.; Haber, A. (2011), Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien.

Blumsack, S.; Fernandez, Alisha (2012), Ready or not, here comes the smart grid! *Energy*, Vol. 37, pp. 61-68.

BMVIT (o.J.), Österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Smart Grids Pionier- und Modellregionen in Österreich, <http://www.energiesystemederzukunft.at/highlights/smartgrids/pionierregionen.htm> (16. Jänner 2013), Wien.

Borenstein, S. (2013), Effective and Equitable Adoption of Opt-In Residential Dynamic Electricity Pricing. *Rev Ind Organ*, Vol. 42, pp. 127-160.

Bourreau, M.; Dogyan, P. (2001), Regulation and innovation in the telecommunications Industry, *Telecommunications Policy* 25, pp. 167-184.

Bouttelier, R.; Wohlfahrtsstätter, C. (2010), Marktmodellinnovation in der Elektrizitätswirtschaft – der intelligente Konsum, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60. Jg., Heft 1/2, 16-19.

Brehmer, R. (2011), Die Netzbetreiber als Rückgrat der Energiewende. In: Österreichs Energie, Forschungsbericht 2011: 20 Jahre Forschung & Innovation, S. 42-43.

Bremberger, C.; Prügler, N. (2011), Grid Regulation in Austria: Smart Grids Incentives or Disincentives? Working Paper, Wien.

Bruyn, K.; Markl, B. (2013), Smart Grids in Österreich aus rechtlicher Sicht. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien.

Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ 2010), EnergieStrategie Österreich: Maßnahmenvorschläge, Wien.

Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ 2010a), Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie, Wien.

Bundesnetzagentur (o.J.), Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen, <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151968/publicationFile/6321/BerichtZaehlMesswesenpdf.pdf> (10. April 2013), Wien.

Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e. V. (BITKOM 2012), Gesamtwirtschaftliche Potenziale intelligenter Netze in Deutschland Langfassung des Endberichts, Berlin.

Clastres, C. (2011), Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives, Energy Policy, Vol. 39, pp. 5399-5408.

Cousins, T. J. (2009), Using Time Of Use (TOU) Tariffs In Industrial, Commercial And Residential Applications Effectively, TLC Engineering Solutions.

Dänekas, C.; Mayer, C. (2012), Smart Grids – die Bedeutung der Informatik für die zukünftige Energieversorgung, Informatik-Spektrum, Bd. 36, S. 78-89.

De Castro, L.; Dutra, J. (2011): The Economics of the Smart Grid. Forty-Ninth Annual Allerton Conference, Illinois, pp. 1249-1301.

Deasley, S.; Riechmann, C.; Rodgarkia-Dara, A. (2012), Smart Grids – wie viel „smart“ ist sinnvoll? Erste Erkenntnisse aus einer Kosten-Nutzen-Analyse für Smart Grids aus UK. Oesterreichs Energie, Mai 2012, S.55-58.

Deeg, M.; Rauh, M. (2012), Smart Grid aus dem Blickwinkel der Elektrizitätsversorger: Ergebnisse einer Befragung im deutschsprachigen Raum. Bulletin, Bd. 9, Electrosuisse und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Zürich, S.8-11.

Doleski, Oliver (2012), Geschäftsprozesse der liberalisierten Energiewirtschaft. In: Aichele, C. (2012), Smart Energy: Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, S. 115-150.

Ebert, G. (2011), Smart Grids – Transformation unserer elektrischen Energieversorgung. FVEE, 104-111.

E-Control (2011), National Report 2011 to the European Commission, Preliminary Version.

E-Control (2010), Presseinformation 10.02.2010 „Analysen der Investitionstätigkeit“.

E-Control (Hrsg.) (2005), Der österreichische Strommarkt. Wien.

E-Control (2001), Jahresbericht 2001. Energie-Control GmbH, Wien.

E-Control (o.J.), Unser Auftrag. www.e-control.at/ (Februar 2013), Wien.

E-Control Kommission (2006), Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006), www.e-control.at, (15. Februar 2013), Wien.

Electric Power Research Institute (EPRI 2010), Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects. Electric Power Research Institute. Palo Alto.

Ernst & Young (2012), Smart Grid: a race worth winning? A report on the economic benefits of smart grid. SmartGrid GB.

European Commission (2011), Energy Roadmap 2050, Luxembourg.

Europäische Kommission (2008), Energieeffizienz im Jahr 2020. Mitteilung der Kommission vom 13. November 2008, http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/en0002_de.htm, (18. Dezember 2012), Wien.

Europäische Kommission (2007), Kommission legt integriertes Energie und Klimapaket zur Emissionsminderung im 21. Jahrhundert vor. Pressemitteilung, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-29_de.htm (18. Dezember 2012), Wien.

Europäischen Kommission (2007a), Europäische Strategieplan für Energietechnologie. http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm, (15. April 2013), Wien.

Europäisches Parlament (2010), Europäisches Parlament verabschiedet Klimapaket. Pressemitteilung, 20081216IPR44857; http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20081216IPR44857/20081216IPR44857_de.pdf (15. Dezember 2012), Wien.

Europäische Parlament (2009), Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:de:PDF>. (25. März 2013), Wien.

Europäisches Parlament (2009a), 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, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF> (25. März 2013), Wien.

European Energy Exchange AG (EXX o.J.), Transparenzplattform, <http://www.transparency.eex.com/de/> (15. April 2013), Wien.

European Technology Platform for SmartGrids (ETPSG o.J.), The SmartGrids European Technology Platform, <http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids>, (20. Jänner 2013), Wien.

Faruqui, A.; George, S. (2002): The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets, The Electricity Journal, July 2002, pp. 45-55.

Fenn, B.; Metz, D. (2010), SmartGrids mit dezentralen Speichern in Verteilnetzen, VWEW Jahrbuch 2010, VWEW-Verlag, S.29-42.

Fox, D.; Müller, Klaus (2011), Smart Grid-Legenden, SR, Heft 94.

Fraunhofer-Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik (Fraunhofer ESK 2011): Smart Grid Communications 2020.

Fraunhofer ISE (2011a), Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit von intelligenten Messsystemen. Ergebnisbericht (Kurz-fassung). Studie für T-Systems International.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE 2011), Intelliekon: Ergebnisbericht –Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsyste. Freiburg

Friedl, B. (2012), Die verschiedenen Nutzenaspekte von Smart Grids und Möglichkeiten zu deren Quantifizierung, Smart Grid Evaluationsworkshop, 09/10 Mai 2012, Frankfurt/Main.

Friedl, B.; Görlich, R.; Steiner, M.; Matuschka-Gablenz, M. (2011), Regulierung und Smart Grids. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien.

Fritsch, M.; Wein, T.; Ewers, H.J. (2001), Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 4. Aufl, Vahlens Handbücher der Wirtschaftspolitik. Vahlen Verlag, München. Zitiert nach: Growitsch, C.; Müller, C.; Wissner, M. (2011): Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen, Z Energiewirtschaft, Bd. 35, S.159–171.

Getzner, M. (2013), Finanzwissenschaft und Infrastrukturökonomie, Vorlesung an der Technischen Universität Wien, SS 2013.

Gordon, K.; Olson, W. P.; Nieto, A. D. (2006), Responding to EPart 2005: Looking at Smart Meters for Electricity, Time-Based Rate Structures, and Net Metering. Edison Electric Institute (EEI), Washington D.C.

Growitsch, C.; Müller, C.; Wissner, M. (2011), Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen, Z Energiewirtschaft, Bd. 35, S.159–171.

Growitsch, C.; Müller, C.; Wissner, M. (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Diskussionsbeitrag 349. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef.

Haber, A.; Bliem, M. G. (2010), Smart Grids – Auswirkungen auf die Netzentgelte, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 60. Jg., S. 2-5.

Harnisch, M. (2011), Intelligente Netze im Energiebereich: Ein rechtlicher Ausblick auf die europäischen Smart Grids der Zukunft. Diplomarbeit, Graz.

Hidayatullah, A.H.; Kala, A.; Stojcevski, B. (2011), Analysis of Distributed Generation Systems, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector, Smart Grid and Renewable Energy, Vol. 2, pp. 216-229.

Hilt, B.; Martens, R. (2012), Smart Grid: Segen und Fluch der regenerativen Energien, Im Schwerpunkt, Heft 1, S. 54-58.

Hölzer, F. (2000), Der Energiesektor zwischen Marktwirtschaft und öffentlicher Aufgabe: Möglichkeiten und Grenzen zwischen staatlicher Steuerung unter besonderer Berücksichtigung des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts und des Europarechts, Carl Heymanns Verlag, München.

Hunt, S. (2002), Making competition work in electricity. John Wiley & Sons, New York.

Hütter, Daniel (2010): Spitzenlastbepreisung und intelligente Zähler. Diplomarbeit, Graz.

Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN 2011), Abschlussbericht Kurzfassung.

Intelliekon (2011), Ergebnisse, Fazits, Interpretationen und Folgerungen aus dem Intelliekon Feldversuch, Freiburg, Frankfurt am Main, Karlsruhe.

Interviewpartner/innen 1-10.

Karl, H. (2011), Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiewirtschaft, ifo Schnelldienst, Heft 7, 10-20.

Kaufer, E. (1981), Theorie der öffentlichen Regulierung. Vahlen, München.

Keussen, Urban (o.J.), Smart Grid – Herausforderungen und Chancen für die Industrie & Energieversorger, E.ON Netz GmbH.

Knieps, G. (2007), Disaggregierte Regulierung in Netzsektoren – Normative und positive Theorie, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 3, S. 229–236.

Krenn, Walter (2002), Die Krise des kalifornischen Elektrizitätsmarktes. Das kalifornische Liberalisierungsmodell des Elektrizitätsmarktes im Vergleich mit alternativen Liberalisierungsmodellen. Diplomarbeit, Graz.

Laffont, J.-J.; Tirole, J. (1993), A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. MIT Press, Cambridge, Massachusetts. Zitiert nach: Growitsch, C.; Müller, C.; Wissner, M. (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie. IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Diskussionsbeitrag 349. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef.

Lichtblau, G.; Pötscher, F.; Winter, R. (2010), Elektromobilität in Österreich Szenario 2020 und 2050. Report, Wien.

Lohse, J. (o.J.), Smart Grid Globale Studie zu Smart Grid-Projekten veröffentlicht, <http://www.cleanenergy-project.de/technik/item/5319-globale-studie-zu-smart-grid-projekten-veroeffentlicht> (20. Jänner 2013), Wien.

Massoud, A.S. (2010), Electricity Infrastructure Security: Toward Reliable, Resilient and Secure Cyber-Physical Power and Energy Systems, Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, 30 September 2010. Zitiert nach: Hidayatullah, A.H.; Kala, A.; Stojcevski, B. (2011), Analysis of Distributed Generation Systems, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector, Smart Grid and Renewable Energy, Vol. 2, pp. 216-229.

Mitnick, B. M. (1980), The political economy of regulation – Creating, designing, and removing regulatory forms, New York.

Morasch, K. (2012), Wettbewerbspolitik und Regulierung. Institut für Ökonomie und Recht der globalen Wirtschaft, München.

Morasch, K. (2001), Wettbewerbspolitik und Regulierung. Institut für Ökonomie und Recht der globalen Wirtschaft, München.

(2012), Smart Energy: Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 229-258.

Müller, J.; Vogelsang, I. (1979), Staatliche Regulierung – Regulated Industries in den USA und Gemeinwohlbildung in wettbewerblichen Ausnahmebereichen in der Bundesrepublik Deutschland. Nomos, Baden-Baden.

Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C.; Tusch, T.; Eder, J.; De Wyl, C.; Vom Wege, J.H.; Mühe, S. (2009), Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153298/publicationFile/6483/EcofysLastvariableZeitvariableTarife19042010pdf> (12. April 2013), Wien.

Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria (NTP SGA 2010), Roadmap Smart Grids Austria. Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze! Wien.

Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria (NTP SGA o.J.), Die österreichische Technologieplattform zum Thema Smart Grids, <http://www.smartgrids.at/plattform/> (20. Jänner 2013), Wien.

OECD (2009), Smart Grid Applications for Green Growth, DSTI/ICCP/IE.

Ökostromgesetz (ÖSG 2012), Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, BGBl I Nr. 75/2011.

Österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.) (BMVIT 2009), Smart Grids Pioniere in Österreich. Intelligente Energiesysteme der Zukunft, http://www.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/broschuere_smart_grids_pioniere.pdf (15. Jänner 2013), Wien.

Pacific Northwest National Laboratory (PNNL 2010), The Smart Grid: An Estimation of the Energy and CO₂ Benefits, Pacific Northwest National Laboratory Richland, Washington.

Picot, A. (2008), Theorie der Regulierung und ihre Bedeutung für den Regulierungsprozess. In: Picot, A. (2008), Zehn Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. Beck, München, S. 9-35.

Pier Demand Response Research Center (DRRC, 2005), Establish the Value of Demand Response Develop an Integrated Efficiency/Demand Response Framework. Zit. nach Ecofys Ecofys Germany GmbH (Hrsg., 2009): Einführung von zeit- und lastvariablen Tarifen, <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153298/publicationFile/6483/EcofysLastvariableZeitvariableTarife19042010pdf> (12. April 2013), Wien.

Posner, R. A. (1974), Theories of economic regulation, Bell Journal of Economics, Vol. 5, No. 2, S. 335-358.

Pricewaterhouse Coopers (PwC 2010), Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering. PricewaterhouseCoopers Österreich,

Renner, S. (2011), Smart Metering und Datenschutz: Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets in Österreich, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien.

Rodriguez, R. (2012), Smart Home – Utopie oder Realität? In: Rohlfing, D.; Schneidewind, U.; Servatius, H.G. (Hrsg.) (2012), Smart Energy: Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem, Springer-Verlag, Berlin, S. 249-259.

Roß, Andreas (2012), Smart Grids – Welche Intelligenz braucht das Netz der Zukunft? In: Rohlfing, D.; Schneidewind, U.; Servatius, H.G. (Hrsg.) (2012), Smart Energy: Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem, Springer-Verlag, Berlin, S. 287-301.

Samad, T.; Kiliccote, K. (2012), Smart grid technologies and applications for the industrial sector, Computers and Chemical Engineering, Vol. 47, pp. 76-84.

Schumann, J.; Meyer, U.; Ströbele, W. (1999), Grundzüge der Mikroökonomischen Theorie. Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York.

Scott, J. (2009), Smart Grids - The European Technology Platform for Electricity Networks of the Future. In: Neumann, K.H.; Picot, A. (Hrsg.) (2009), E-Energy: Wandel und Chance durch das Internet der Energie. Springer Verlag, Berlin Heidelberg, S.11-23.

Stadler, M.; Auer, H.; Haas, R. (2004), Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen in deregulierten Elektrizitätsmärkten, Endbericht.

Stronzik, Marcus (2011), Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung. IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Diskussionsbeitrag 357. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef.

Sweeney, G. (1981), Adoption of Cost-Saving Innovations by a Regulated Firm, The American Economic Review, Vol. 71, No. 3, pp. 437-447.

The Climate Group (2008), SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age, Global eSustainability Initiative.

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE 2011), Catalysing Change, <http://www.unece.org/publications/oes/CatalysingChange.pdf>, (15. Dezember 2012), Wien.

United News Network (UNN 2011): Smart Grids - Von der Energiewende profitieren, Pressemitteilung Nr. 227911, <http://www.lifepr.de/pressemitteilung/rankers-finanzstrategien/Smart-Grids-Von-der-Energiewende-profitieren/boxid/227911> (15. März 2013), Wien.

Unterländer, M. (2010), Dynamische Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjointanalyse. Master Thesis, Karlsruhe.

Utterback, J. M. (1994), Mastering the Dynamics of Innovation: How companies can seize opportunities in the face of technological change. Boston. Zitiert nach: Bouttelier, R.; Wohlfahrtsstätter, C. (2010), Marktmodellinnovation in der Elektrizitätswirtschaft – der intelligente Konsum, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg., Heft 1/2, 16-19.

Verband der Elektrotechnik (VDE 2010): Die Deutsche Normungsroadmap: E-Energy/Smart Grid, Frankfurt am Main.

Wawer, T. (2007), Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt. Dissertation, Bremen.

Wieser, R. (2000), Regulatoren in Netzwerkindustrien – Eine polit-ökonomische Synthese, Working Papers 2/2000, Bundesministerium für Finanzen, Wien.

Wissner, M. (2009): IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft – Auf dem Weg zum Smart Grid, Bad Honnef. IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Diskussionsbeitrag 320. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef.

Wolak, F. A. (2010), An Experimental Comparison of Critical Peak and Hourly Pricing: The PowerCentsDC Program, Very Preliminary Draft, prepared for 2010 POWER Conference, Department of Economics, Stanford University.

Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (2008), Klimaänderungen 2007, Synthesebericht, Berlin.

9.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der weltweiten Energiepreise für Rohöl, Erdgas und Kohle, 1986-2010 in %. Quelle: Hidayatullah et al., 2011, S. 217. _____	11
Abbildung 2: Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft nach Utterback, erweitert durch Bouttelier und Wohlfahrtsstätter. Quelle: Bouttelier; Wohlfahrtsstätter 2010, S. 16. ____	14
Abbildung 3: Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern in 2009; eigene Darstellung. Quelle: E-Control, 2011, S. 28. _____	21
Abbildung 4: Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2010 nach Technologien durch die österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG). Quelle: E-Control, 2011, S. 28. _____	22
Abbildung 5: Stromerzeugung aus den regenerativen Energiequellen Sonne, Wind und in Summe, am 17.06.2011. Quelle: EXX, o.J., o.S. _____	29
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Anreizregulierungsmethodik. Quelle: Friedl et al., 2011, S. 11. _____	43
Abbildung 7: Engpasssituationen im Verteilernetz durch das Auftreten neuer Akteure (Fall A und Fall B, von links nach rechts). Quelle: IRIN, 2011, S. 13. _____	50
Abbildung 8: Schematische Darstellung eines lastvariablen Tarifs mit zwei Preisstufen, in Abhängigkeit von Preis (Cent pro Kilowattstunde) und Verbrauch (Kilowattstunden). Quelle: Nabe et al., 2009, S. 47. _____	55
Abbildung 9: Schematische Darstellung eines verbrauchswariablen Monatstarifs mit drei Preisstufen, in Abhängigkeit von Preis (Cent pro Kilowattstunde) und Verbrauch (Kilowattstunden). Quelle: Nabe et al., 2009, S. 48. _____	55
Abbildung 10: Schematische Darstellung eines Time-Of-Use-Tarifs mit zwei und drei Preisstufen in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 23. _____	57
Abbildung 11: Schematische Darstellung eines kritischen Peak Price-Tarifs, Strompreis (Cent pro Kilowattstunde) in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 25. _____	58
Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Real-Time-Tarifs, Strompreis (Cent pro Kilowattstunde) in Abhängigkeit zur Tageszeit. Quelle: Unterländer, 2010, S. 29. _____	59
Abbildung 13: Einordnung ausgewählter Tarifmodelle entsprechend des Preis-Risikos für Energieversorgungsunternehmen und Stromkund/innen. Quelle: Cousins, 2009, S. 3. _____	60
Abbildung 14: Nutzenmatrix: Kategorisierung der Nutzen von Smart Grids nach Bliem et al.; eigene Darstellung. Quelle: Bliem et. al., 2011, S. 14. _____	63
Abbildung 15: Herausforderungen im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Herausforderungen für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption. _____	71
Abbildung 16: Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Nutzenkomponenten für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption. _____	79
Abbildung 17: Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Nutzenkomponenten für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption. _____	113

10 Anhang

10.1 Darstellung: Herausforderungsmatrix

Herausforderungen in der Realisierung von Smart Grids

Kategorie	Netzbetreiber	Konsument/innen	Industrie
1.) Finanzierung & Kostenaufteilung der Smart-Grid Kostentreiber	Vorfinanzierung & Kostenabdeckung	Faire Kostenaufteilung	
2.) Technische Entwicklung von "smartem Equipment"	Adaptives Equipment entsprechend der Standortbedingungen		Technischer Ausgleich der reduzierten Netzstabilität durch Integration Erneuerbarer
3.) Akzeptanzschaffung bei d. Bevölkerung gegenüber smartem Equipment	Netzausbau als Notwendigkeit für Smart Grids	Smart Metering als Notwendigkeit für Smart Grids	
4.) Schaffung von gesetzlichen Regularien und Anreizmechanismen für alle Marktakteure	Steuerungshebel für energieeffizientes Verbrauchsverhalten		Festlegung von Geschäftsmodellen zur Dynamisierung der Tarifmodelle
5.) Sicherstellung des Datenschutzes und Vermeidung von Datenmissbrauch		Anwendungsbereich Smart Metering	
6.) Aufklärungsarbeit und Bewusstseinsbildung über Energieeinsparungspotenziale mit Smart Metering		Flexibilisierung des Stromverbrauchsverhalten	

 jener Problembereich, der von allen Interviewpartnern der jeweiligen Akteursgruppe als große Herausforderungen, die es bei der Realisierung von SGs jedenfalls zu bewältigen gilt, angesprochen werden.

 jene Problembereiche die von einzelnen InterviewpartnerInnen angesprochen werden und als sekundäre Herausforderungen eingestuft werden.

Herausforderungen im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Herausforderungen für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption.

10.2 Darstellung: Nutzenmatrix

Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids

Nutzenkategorie	Subkategorie	Netzbetreiber	Verbraucher/innen	Industrie
Wirtschaft	1.) Effizientere Betriebs- und Erhaltungskosten der Stromnetze	Reduktion der Betriebskosten für Stromverteilung / Reduktion der Netzinstandhaltungskosten Folgenutzen: Reduktion der Netznutzungstarife		
	2.) Stromverbrauchseinsparungen		Verhaltensänderungen im Stromkonsum	Optimierung der Betriebsprozess
	3.) Kosteneinsparungen durch detaillierte Energieverbrauchs-dokumentation		Kosteneinsparungen durch Abstimmung des Dynamischen Stromtarifes mit dem individuellen Verbrauchsverhalten	
	4.) Innovationsnutzen für die Volkswirtschaft		Arbeitsplatzschaffung durch Forschung & Entwicklung	Neue Marktchancen durch technologische Entwicklung
Betriebs- und Ausfallsicherheit	5.) Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit der Stromnetze	Reduktion der Ausfalldauer durch rasche Lokalisation der Störungsfälle Reduktion großflächiger Versorgungsunterbrechungen		
	6.) Verbesserung der "Power Quality"	Reduktion der Spannungseinbrüche und -anhebungen durch Aktivierung und Deaktivierung gewisser Netzabschnitte	Aufladen von Elektrofahrzeugen fördert Netzstabilität	Finanzielle Vorteile durch die Ausweitung des Demand-Side Management auf den Gewerbe-Bereich
		Verbesserung der Resilienz lokaler Stromnetze		
	7.) Integration erneuerbarer Energiequellen in die Stromnetze	Unterstützung des Netzbetriebes durch Management dezentraler Einspeiser/innen und Verbraucher/innen	Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen im Inland	
		Zulassung neuer Geschäftsmodelle für den Handel mit regenerativ-erzeugter Energie		
Ökologie	8.) Emissionen	Reduktion von CO2-Emissionen		
Versorgungssicherheit	9.) Reduktion des Imports von Primärenergie	Reduktion der Abhängigkeit des Primärenergieimportes		Erhöhte Handlungsfreiheit für Unternehmen des Emissionsrechtehandels

Abbildung 17: Nutzenkomponenten im Realisierungsprozess von Smart Grids, Kategorisierung der Nutzenkomponenten für Netzbetreiber, Konsument/innen und Industrie; eigene Darstellung. Quelle: Expert/inneninterviews durch die Verf., Jän./Feb. 2013; eigene Konzeption.

