



universität
wien

MASTERARBEIT

Titel der Masterarbeit

**Intelligente Effizienzsteigerung in Anbetracht zukünftiger
dezentraler und volatiler Stromerzeugung in Österreich**

verfasst von

David Reiter BSc. (WU)

angestrebter akademischer Grad

Master of Science (MSc)

Wien, 2013

Studienkennzahl lt. Studienblatt:

A 066 915

Studienrichtung lt. Studienblatt:

Masterstudium Betriebswirtschaft

Betreuerin / Betreuer:

Ao. Univ.-Prof. Dr. Jörg Borrmann

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Datum

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Problemstellung.....	3
1.2	Forschungsfragen	3
1.3	Aufbau der Arbeit	4
2	Rahmenbedingungen.....	6
2.1	Das energiepolitische Zieldreieck.....	7
2.2	Überblick über den liberalisierten österreichischen Strommarkt	9
2.3	Akteure am österreichischen Strommarkt.....	10
2.3.1	Der Regelzonenführer.....	11
2.3.2	Die Netzbetreiber	12
2.3.3	Der Bilanzgruppenkoordinator	12
2.3.4	Der Bilanzgruppenverantwortliche	12
2.3.5	Die E-Control	12
2.4	Überblick über das österreichische Stromnetz.....	13
2.5	Österreichs Ausgangssituation für die Einführung von intelligenten Systemen	17
2.5.1	Pumpspeicherkraftwerke	17
2.5.2	Abschaltung von Atomkraftwerken in den Nachbarländern.....	20
2.5.3	Förderung der erneuerbaren Energien.....	21
3	Erzeugung – Speicherung – Verbrauch	23
3.1	Grundlagen dezentraler und volatiler Erzeugung	23
3.1.1	Kraftwerksarten zur Deckung des Leistungsbedarfs	24
3.1.2	Charakteristika der in Österreich verwendeten Kraftwerke.....	26
3.1.3	Merit-Order-Effekt	28
3.2	Grundlagen der Speicherung von Elektrizität	31
3.2.1	Pumpspeicherkraftwerke	32
3.2.2	Power to Gas.....	32

3.3	Grundlagen des volatilen Verbrauchs.....	33
4	Umstieg zu intelligenten (smarten) Technologien	34
4.1	Übergang zum Smart-Meter als Teil eines Smart Grids	35
4.2	Smart Metering	36
4.2.1	Smart-Meter-Verordnung 2012.....	38
4.2.2	Funktionen des Smart Meterings	39
4.2.3	Kosten und Nutzen von Smart-Metern	40
4.3	Advanced Meter Reading	42
4.4	Advanced Meter Management.....	42
4.5	AMI – Advanced Metering Infrastructure.....	43
4.6	Energieinformationsnetze und Energiesysteme.....	44
4.7	Smart Grids	46
4.7.1	Smart Grids - Modellregion Salzburg	48
4.7.2	Pionierprojekte in Österreich.....	50
5	Balance im physischen Stromnetz durch Lastmanagement.....	51
5.1	Theoretische Ansätze der Spitzenlasttheorie	55
5.1.1	Ansatz von Steiner.....	56
5.1.2	Ansätze zur Verhaltensänderung der Konsumenten	57
5.1.3	Theoretische Konzepte der Tarifgestaltung.....	59
5.2	Demand Response	63
6	Dezentrale Erzeugung – dezentrales Tarifsysteem	66
7	Fazit	71
8	Quellenverzeichnis	76
	Anhang 1: Abstract (Deutsch).....	87
	Anhang 2: Abstract (English)	88
	Anhang 3: Lebenslauf	89

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich	11
Abb. 2: Aufbau des österreichischen Stromnetzes im Zeitablauf	14
Abb. 3: Aufbau des österreichischen Stromnetzes von morgen	16
Abb. 4: Typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfes und deren Deckung durch Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke.....	24
Abb. 5: Erzeugungsstruktur 2010	27
Abb. 6: Merit Order für das Jahr 2008	28
Abb. 7: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung	30
Abb. 8: Teilbereiche von Smart Energy	34
Abb. 9: Das intelligente Energiesystem (Smart energy system).....	45
Abb. 10: Gesamtsystem der Energie-Wertschöpfungskette	47
Abb. 11: Preisrisiko bei ausgewählten Tarifmodellen	60

Abkürzungsverzeichnis

AMI	=	Advanced Meter Infrastructure
AMM	=	Advanced Meter Management
AMR	=	Advanced Meter Reading
BGK	=	Bilanzgruppenkoordinator
BGV	=	Bilanzgruppenverantwortlicher
CER	=	Certified Emission Reductions
CPP	=	Critical Peak Pricing
DMS	=	Demand Side Management
EUA	=	European Emission Allowances
RTP	=	Real Time Pricing
RZF	=	Regelzonenführer
TOU	=	Time of Use
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber

1 Einleitung

Die Europäische Kommission publizierte 2010 einen Bericht über die Strategie für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung. Das Eingangsstatement dieses Berichtes lautete wie folgt.

„In den nächsten zehn Jahren sind Energieinvestitionen in einer Größenordnung von einer Billion EUR erforderlich, um einerseits die vorhandenen Ressourcen zu diversifizieren und bestehende Anlagen zu ersetzen und andererseits dem komplexen und sich verändernden Energiebedarf Rechnung zu tragen.“¹

Das aktuelle Energiesystem befindet sich also im Wandel und unterliegt dadurch einem kontinuierlichen Veränderungsprozess. Veränderungen haben einen direkten Einfluss auf die Stabilität eines Systems, welche im Elektrizitätssektor von besonderer Wichtigkeit ist. Das Stromnetz muss zwischen Erzeugung und Verbrauch bei 50 Hertz ausbalanciert sein, um Versorgungssicherheit zu garantieren und Blackouts zu vermeiden. „Die Energieversorgung ist sowohl technisch, rechtlich als auch wirtschaftlich ein hochkomplexes System,“² welches „langfristig sicher, bezahlbar und klimaschonend“³ aufgestellt sein muss. Spiegel (2010) zeigt, dass eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Energieversorgung weltweit die Grundvoraussetzung für die Funktionsfähigkeit und den wirtschaftlichen Erfolg aller Volkswirtschaften ist.⁴ Beim Wandel sind sämtliche Wertschöpfungsstufen von der Energieerzeugung über den Energiehandel, die Energienetze und die Interaktion mit den Kunden betroffen und mit neuen Herausforderungen und unvorhersehbaren Umgebungseinflüssen konfrontiert.⁵ Zusätzlich darf nicht vergessen werden, dass der Wettbewerb sowie die Regulierung auf sämtlichen Wertschöpfungsstufen wesentliche Einflussfaktoren bilden.

Servatius, Schneidewind und Rohlfing (2012) zeigen, dass sich die Entwicklung vom traditionellen zum nachhaltigen Energiesystem in Österreich konkret durch den Umstieg von fossiler Energieerzeugung auf dezentrale Erzeugung und

¹ Europäische Kommission (2010), S. 2.

² Deutsche Energie-Agentur (2011), S. 1.

³ Ebd.

⁴ Vgl. Spiegel et al. (2010), S. 1.

⁵ Vgl. Servatius/Schneidewind/Rohlfing (2012), S. 18.

regenerative Energien entwickelt. Auf der Netzebene gibt es eine Transformation von traditionellen analogen Systemen zu intelligenten Netzen mit bedarfsorientierter und gesteuerter Einbindung von neuen Speichertechnologien und in Bezug auf den Endabnehmer weg vom passiven Verbraucher, hin zur aktiven Mitgestaltung der Kunden, unterstützt durch energieeffiziente Anwendungslösungen.⁶ Zusätzlich findet durch neue Technologien eine Verknüpfung von verschiedenen Energiesektoren statt. Elektrizitätserzeugung tritt zum Beispiel in Form von Kraft-Wärme-Kopplung, immer öfter in Kombination mit Gas oder Wärme, auf und erhöht somit die Komplexität des gesamten Sektors. Eine intelligente Weiterentwicklung ist also nötig, um diesen Herausforderungen entgegen zu wirken.

Ein wesentlicher Teil der konkreten Fragestellungen, die sich aus diesen Veränderungsprozessen ergeben, wird nun erläutert und in der folgenden Arbeit im Detail behandelt.

⁶ Ebd.

1.1 Problemstellung

Betrachtet man den aktuellen Forschungsstand, hat die Entwicklung effizienzsteigernder Konzepte durch die Abschaltung von Atomkraftwerken in Nachbarländern und die Förderung von erneuerbaren Energien international an Bedeutung gewonnen. Bestätigt wird dies durch die Tatsache, dass sich in Europa bereits mehr als 40 Millionen Smart-Meter im Einsatz befinden.⁷ Österreichs Stellung als Standort für Smart Grids in Kombination mit Smart-Metern und Advanced Meter Management zur Abdeckung volatiler Lasten, Verschiebung von Spitzenlasten und deren Erforschung sowie Weiterentwicklung befindet sich aktuell noch im Anfangsstadium und bedarf einer vertiefenden und umfassenden Betrachtung.

Die Resultate der Untersuchung sollten das ökonomische und effizienzsteigernde Potential der Einführung und dem Einsatz von Smart-Metern in Kombination mit Lastmanagement aufzeigen, um den Endkunden, Stromerzeugern und -lieferanten zu einer strategisch nachhaltigen Entwicklung zu verhelfen. Dies sollte gelingen, ohne dabei Rückschritte in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Kauf zu nehmen.

1.2 Forschungsfragen

Auf Basis der stattfindenden Veränderungsprozesse ergeben sich folgende Fragestellungen, welche in der Arbeit untersucht und von verschiedenen Perspektiven bearbeitet werden.

- Wie kann die Balance des Stromnetzes zwischen Erzeuger und Verbraucher angesichts der steigenden Menge an dezentraler und volatiler Erzeugung aufrechterhalten werden?
- Welchen Beitrag leistet dabei der Umstieg von analogen zu digitalen und intelligenten (smarten) Technologien?
- Welchen Beitrag leistet das Lastmanagement, um einen effizienten Umgang mit Spitzenlasten zu gewährleisten?

⁷ Vgl. E-Control (2012a), S. 1.

1.3 Aufbau der Arbeit

Basis für die Struktur dieser Arbeit bilden die in Kapitel 2 beleuchteten aktuellen Rahmenbedingungen für Erzeuger, Verbraucher und sämtliche anderen Akteure am österreichischen Strommarkt. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auslöser des aktuellen Veränderungsprozesses im Stromsektor. Nach der Beschreibung der gesamteuropäischen Vorstellungen der geforderten Entwicklung des Stromsektors durch das energiepolitische Zieldreieck folgt eine spezifizierte Betrachtung des liberalisierten österreichischen Strommarktes und der Entwicklung des Aufbaus des Stromnetzes. Österreich verfügt im gesamteuropäischen Verbund durch seine geografische Lage und die topografischen Gegebenheiten sowie die relativ hohe Förderung von erneuerbaren Energien über Standortvorteile, welche dem Land eine hohe Signifikanz auf dem europäischen Energiesektor zuordnen. Diese Faktoren werden als Basis der zukünftigen Entwicklung im Sektor genauso erläutert wie der Atomausstieg als Folge der Energiewende in Nachbarländern.

Kapitel 3 zeigt das gesamte Bild der Wertschöpfungskette im Stromsektor von der Erzeugung, über die Speicherung und den Verbrauch. Diese drei stark volatilen Bereiche bilden die Stellschrauben für die Balance im Stromnetz bei 50 Hertz, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Auf der Erzeugerseite werden die Charakteristika von Grund-, Mittel und Spitzenlastkraftwerken sowie deren Merit Order erläutert. Bezüglich der Speicherung liegt der Fokus auf neuen Technologien wie Power to Gas, welche zukünftig einen zusätzlichen Beitrag bei vorhandener Überschusserzeugung leisten könnten. Auf der Verbraucherseite steht letztendlich die dynamische Einbindung der Endkunden im Energiesystem im Mittelpunkt.

Auf der Grundlage der Rahmenbedingungen ergeben sich, wie nachfolgend beschrieben, zwei mögliche Wege, um auch in Zukunft die Balance im Stromnetz zu gewährleisten. Der erste Weg besteht aus der in Kapitel 4 erläuterten technologischen Weiterentwicklung durch den Umstieg zu intelligenten Messgeräten (Smart-Metern), kombiniert mit intelligenten Stromnetzen (Smart Grids). Der zweite Weg ist das in Kapitel 5 erläuterte Lastmanagement und die Einführung neuer Tarifmodelle.

Die Technologien aus Kapitel 4 bilden die Basis für die praktische Umsetzung von neuen Tarifmodellen und führen somit zu einer starken Verknüpfung mit

Kapitel 5, in dem auf die Spitzenlastproblematik und deren Umgang eingegangen wird.

Die Kombination aus veränderten Erzeugungs- und Verbraucherstrukturen, technologischen Entwicklungen und der Möglichkeit von Lastmanagement mündet abschließend in der Entwicklung und Beschreibung einer neuen dezentralen Tarifvariante in Kapitel 6. Diese beruht auf den Stabilitätsproblemen im Stromnetz durch die steigende Volatilität in der Erzeugung und auf der aktuellen Förderproblematik durch garantierte Einspeisetarife.

2 Rahmenbedingungen

Seit 1. Oktober 2001 findet in Österreich die Stromversorgung auf einem liberalisierten Markt statt, welcher sich grundlegend vom vorherigen Marktmodell unterscheidet. Weg von monopolistischen Unternehmen unterliegen die Marktteure nun neuen Marktregeln, denen Folge zu leisten ist. In den folgenden Unterpunkten werden die wichtigsten Marktteure und deren Stellung und Aufgaben auf dem Elektrizitätsmarkt erläutert. Dabei kam es im Zuge der Liberalisierung zu einer Teilung der Wertschöpfungskette. Getrennt wurde in einen Wettbewerbsbereich für Erzeugung, Handel und Vertrieb und einen regulierten Bereich für die Übertragung und Verteilung des elektrischen Stroms.⁸ Aus organisatorischer Sicht wurde ein Bilanzgruppensystem eingeführt, welches den Geschäftsfluss aller beteiligten Akteure gewährleisten sollte.

Nach einem Überblick über den liberalisierten österreichischen Strommarkt und Akteure folgt eine Beschreibung des österreichischen Stromnetzes sowie des Umgangs mit eingespeisten und entnommenen Strommengen. Dabei wird auf die Entwicklung des Stromnetzes im Zeitablauf eingegangen, und es werden zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten erläutert.

Es folgt die Beschreibung der österreichischen Ausgangssituation für die Einführung von intelligenten Systemen. Die drei Hauptschwerpunkte liegen dabei auf dem strategisch wichtigen Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken, der Abschaltung von Atomkraftwerken in Deutschland als Folge der gestarteten Energiewende und der nachhaltigen Förderung von erneuerbaren Energien zur Erreichung der weltweiten, europäischen und nationalen Klimaziele.

⁸ Vgl. E-Control (2011a), S. 4.

2.1 Das energiepolitische Zieldreieck

Die Europäische Kommission fokussiert in ihrem Grünbuch 2008 auf drei klare Ziele im Energiesektor. Diese sind Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit und können auch als Basis der Entwicklungsrichtung des europäischen Elektrizitätssektors gesehen werden.⁹ Zu beachten ist, dass diese Ziele in Konkurrenz stehen können und je nach Betrachtung mit verschiedenen Prioritäten belegt sind.

Versorgungssicherheit

Höchste Priorität wird dabei der Versorgungssicherheit zugeschrieben, welche in die technische und die politische Versorgungssicherheit unterteilt werden kann.¹⁰ Unter die technische Sicherheit fällt vor allem die Fähigkeit eines Systems, die Abnehmer jederzeit und zuverlässig mit Strom zu versorgen, Störungen vorzubeugen und im Ernstfall schnell auf eben jene zu reagieren und diese zu beseitigen. Auf politischer Ebene sind vor allem die Verflechtung der Versorgung mit ausländischen Handelspartnern und die Subventionierung erneuerbarer Energien von Bedeutung. Durch Maßnahmen in diesen Bereichen können Abhängigkeiten und Zusatzrisiken in Bezug auf eine sichere Versorgung entstehen.

In der Literatur finden sich verschiedene Dimensionen, anhand derer man das Konzept der Versorgungssicherheit betrachten kann. Diese reichen von der Quelle des Risikos über die Reichweite und Messung der Auswirkungen bis hin zu Faktoren wie der Ausbreitungsgeschwindigkeit, dem Ausmaß der möglichen Schäden und deren geographisch betroffener Umgebung.¹¹

Drei Kategorien von Risikoquellen können aufgezeigt werden. Diese sind durch Überlappungen und Interaktionen geprägt und werden unterteilt in technische, menschliche und naturbezogene Quellen.¹²

⁹ Vgl. Europäische Kommission (2008), S. 3.

¹⁰ Vgl. Winzer (2012), S. 36 ff.

¹¹ Ebd.

¹² Vgl. Winzer (2012), S. 37.

Umweltverträglichkeit

Der Punkt der Umweltverträglichkeit zielt hingegen auf eine Reduktion fossiler Energieträger und die Förderung erneuerbarer Energien ab.¹³ Oft beschränkt sich diese Betrachtungsweise jedoch nur auf die Reduktion von Kohlendioxidemissionen, wobei andere Faktoren vernachlässigt werden. Betrachtet man den gesamten Elektrizitätssektor, verursachen die verschiedenen Technologien der Stromerzeugung unterschiedliche negative Effekte und Kosten, welche zusätzlich einbezogen werden müssen.¹⁴

Wettbewerbsfähigkeit

Aus wirtschaftlicher Sicht spielt die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Europa eine wesentliche Rolle. Die Gesellschaft wünscht sich eine kostengünstige und effiziente Stromversorgung, welche durch einen liberalisierten Markt unter regulatorischer Aufsicht gewährleistet werden soll.¹⁵ Innovation sollte damit gefördert werden und die Entwicklung vorantreiben, um weltweit konkurrenzfähig zu bleiben.

¹³ Vgl. ifo Institut (2012), S. 30.

¹⁴ Vgl. ifo Institut (2012), S. 37.

¹⁵ Vgl. ifo Institut (2012), S. 41 ff.

2.2 Überblick über den liberalisierten österreichischen Strommarkt

Ziel der Liberalisierung des öffentlichen Strommarktes für den Bereich der Großindustrie 1999 und für Haushaltskunden 2001 war die Erhöhung des Gesamtwohlstandes durch eine Steigerung der Effizienz, mehr Wettbewerb und daraus resultierend niedrigeren Preisen für die Stromkunden. Ausgangspunkt dabei war die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie,¹⁶ die zu einer Öffnung der europäischen Energiemärkte führen sollte. Die Netzinfrastuktur musste also von diesem Zeitpunkt an allen Stromanbietern gleichermaßen zur Verfügung stehen. Als Folge des offenen Marktes änderten sich dadurch auch Verrechnungs- sowie Preisbildungsmethoden.¹⁷

Als Regulierungsinstanz für eine effiziente Umsetzung der Liberalisierung in Österreich wurde die E-Control eingesetzt. Der Fokus basierte dabei von Beginn an auf der Unabhängigkeit und der Erweiterung von Befugnissen. Ausgangspunkt der Liberalisierung war die Europäische Union, welche diese schrittweise vorantrieb und in den Liberalisierungsrechtsakten folgende vier Elemente der Regulierung des Europäischen Energiebinnenmarktes in den Mittelpunkt stellt:¹⁸

- Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen,
- Netzzugang für Dritte,
- grenzüberschreitender Handel und
- ein institutionelles Netzwerk von Regulierungs- und Kontrollinstanzen.

Der durch die Liberalisierung in Gang gesetzte Veränderungsprozess bildet die Basis für sämtliche in der Arbeit vorkommenden Weiterentwicklungen in diesem Sektor. Diese Kernthemen der Arbeit zeigen den grundlegenden Umbau der Energieversorgung in den nächsten Jahren. Die Entwicklung geht weg von der zentralen Erzeugung auf nationalen Märkten und dem passiven Verbrauch des Endabnehmers, hin zu einer digitalisierten Messung und Steuerung unter

¹⁶ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

¹⁷ Vgl. E-Control (2011b), S. 25.

¹⁸ E-Control (2011b), S. 4; basierend auf: Richtlinie 96/92/EG; Richtlinie 2003/54/EG; Richtlinie 2009/72/EG.

Einbindung der Nachfrager.¹⁹ Diese Digitalisierung ermöglicht eine intelligente Strominfrastruktur, in die auch dezentral erzeugte Energie integriert werden kann.

Durch die Digitalisierung und Einbindung von Kommunikationstechnologien wie Smartphones könnte auch die Erhöhung der Wechselbereitschaft der Kunden erleichtert und angeregt werden. Diese Erhöhung war bereits ein Ziel der Liberalisierung, wurde jedoch von den Kunden nur in geringem Maße angenommen und kann durch die folgend erläuterten Technologien wieder neuen Aufschwung erhalten.

2.3 Akteure am österreichischen Strommarkt

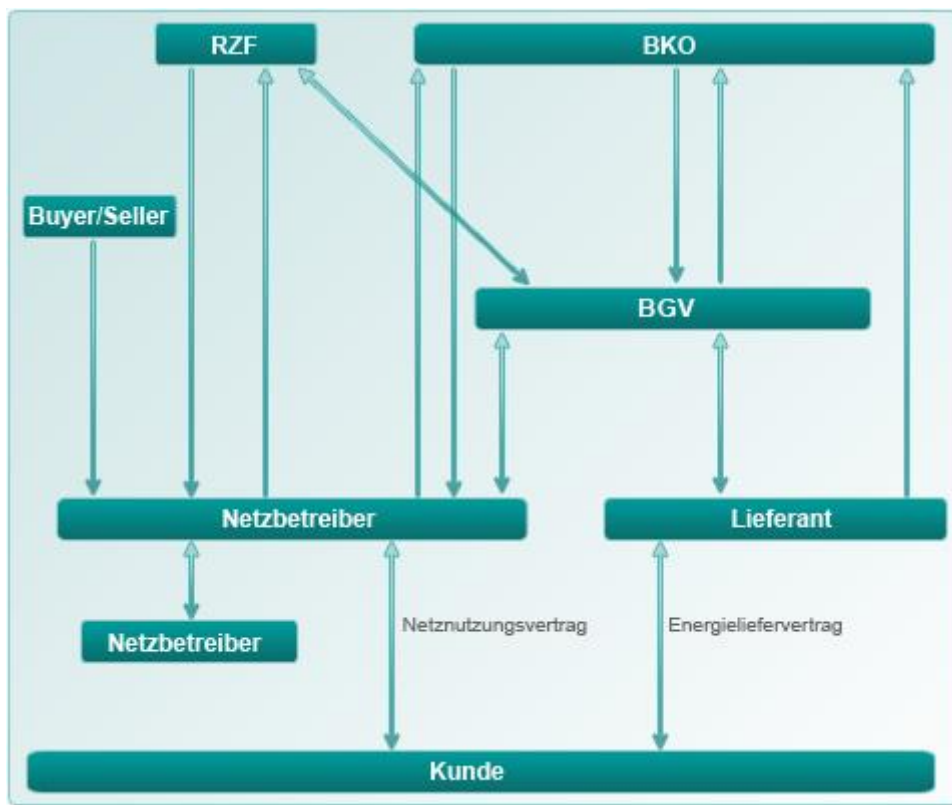
Die Akteure oder auch Marktteilnehmer am österreichischen Strommarkt können laut E-Control grundsätzlich in zwei verschiedene Gruppen getrennt werden. Eine Gruppe betrifft die physische Übertragung und den Ausgleich der Elektrizitätsnachfrage und des Angebots. Hierzu zählen der Regelzonenführer, der Übertragungsnetzbetreiber, der Verteilnetzbetreiber und letztendlich der konsumierende Kunde. Die andere Gruppe ist am virtuellen Ausgleich und der Verrechnung von Differenzen zwischen den Prognosen und der benötigten Mengen an Ausgleichsenergie beteiligt. In diese Gruppe fallen der Bilanzgruppenkoordinator, der Bilanzgruppenverantwortliche, der Lieferant und der Kunde.²⁰

Der Kunde erhält den Strom physisch vom Netzbetreiber geliefert, dem er vertraglich durch den Netznutzungsvertrag gegenübersteht. Netzgebühren gehen dabei an den Netzbetreiber, wohingegen der Lieferant durch den Liefervertrag mit dem Kunden die verbrauchte Energie, Steuern und Abgaben in Rechnung stellt. Ausgehend vom Kunden erläutert folgende Grafik die weiteren Verbindungen der Akteure am Strommarkt.

¹⁹ Vgl. E-Control (2011), S. 11.

²⁰ Vgl. E-Control (2013a), online.

Abb. 1: Schematische Darstellung des Strommarktes in Österreich



Quelle: E-Control (2013a) online

2.3.1 Der Regelzonenführer

Der Regelzonenführer (RZF) wird in Österreich von der Austrian Power Grid AG gestellt. Seine Aufgaben bestehen laut E-Control aus den folgenden Punkten. Der Regelzonenführer²¹

- misst immer den aktuellen Verbrauch innerhalb der Regelzone,
- gibt diesen Wert an den Bilanzgruppenkoordinator weiter, der aus der Differenz zu seiner Prognose die Höhe der Ausgleichsenergie errechnet, und
- verrechnet den Bilanzgruppenkoordinatoren die benötigte Ausgleichsenergie.

²¹ E-Control (2013b), online.

2.3.2 Die Netzbetreiber

Die Netzbetreiber unterteilen sich in Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber. Während der Verteilnetzbetreiber Aufgaben wie die Netzvertragsschließung, die physische Elektrizitätslieferung, die Messung und Zuordnung des Verbrauchs zu den Bilanzgruppen und deren Übermittlung an den Bilanzgruppenkoordinator erfüllt, ist der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich für die Abwicklung des Elektrizitätstransits zuständig.²²

2.3.3 Der Bilanzgruppenkoordinator

Auf der virtuellen Seite agieren als erste Instanz der Bilanzgruppenkoordinator, welcher Differenzen zwischen Prognosen der Bilanzgruppenverantwortlichen und den tatsächlichen Verbrauchswerten auswertet, Ausgleichsenergie vom Regelzonenführer verrechnet bekommt und den Bilanzgruppenverantwortlichen weiterverrechnet. Zusätzlich organisiert er die Auswahl der Ausgleichsenergieerzeuger und erstellt daraus Preisrankings.²³

2.3.4 Der Bilanzgruppenverantwortliche

Der Bilanzgruppenverantwortliche ist der Vertreter einer Bilanzgruppe. Unter dieser Gruppe versteht man „die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Stromaufbringung und Stromabgabe erfolgt.“²⁴ Das am skandinavischen Modell orientierte Bilanzgruppenmodell kann durch die Trennung von Handel und Vertrieb einerseits und dem Netzbetrieb andererseits als Basis des liberalisierten österreichischen Energiemarktes gesehen werden.²⁵

2.3.5 Die E-Control

Zusätzlich sollte die E-Control als Regulierungsinstanz erwähnt werden. Unter einer Vielzahl von Aufgaben ist das zentrale Ziel dieser Aktivitäten, „die Stärkung des Wettbewerbs in einem funktionierenden, versorgungssicheren Energiemarkt bei gleichzeitiger Förderung der nachhaltigen

²² Vgl. E-Control (2013b), online.

²³ Vgl. E-Control (2013b), online.

²⁴ APCS (2013), online.

²⁵ Vgl. APCS (2013), online.

Energieerzeugung.“²⁶ Die Tätigkeitsfelder und die besonderen Kompetenzen der E-Control liegen dabei vor allem bei den folgenden Themen:²⁷

- Endkundenservices,
- Wettbewerb,
- Netzregulierung,
- Versorgungssicherheit,
- Nachhaltigkeit und
- Marktintegration.

Entscheidungen und Weisungen der E-Control in diesen Themenbereichen sind von besonderer Wichtigkeit und beeinflussen sämtliche Entwicklungen am Elektrizitätssektor. Durch Absprachen mit weiteren europäischen Regulierungsbehörden wird zudem an einem harmonisierten europäischen Elektrizitätssektor gearbeitet.

2.4 Überblick über das österreichische Stromnetz

„Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und stellt die Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Klimaschutzziele dar.“²⁸ Mit diesen Worten bezeichnet Österreichs größter Übertragungsnetzbetreiber die Wichtigkeit eines modernen und funktionierenden Stromnetzes.

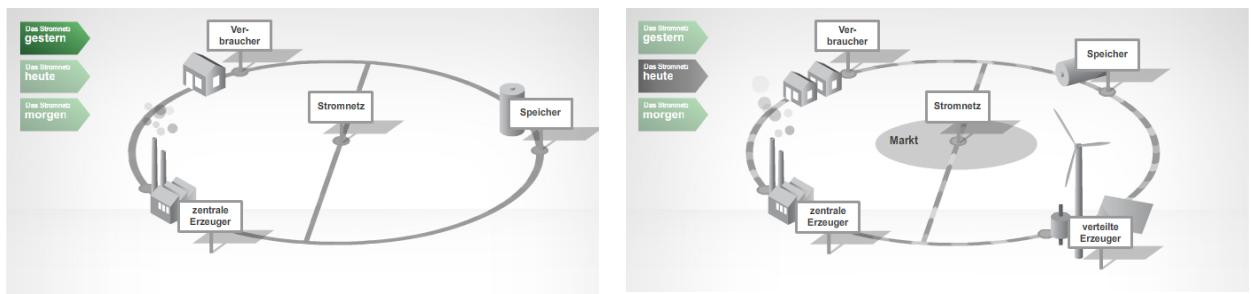
In Folge werden ein Überblick über den aktuellen Zustand, den Aufbau und die geplante Entwicklung des österreichischen Stromnetzes gegeben sowie dessen beteiligte Akteure dargestellt. Folgende Grafiken sollen eine grafische Unterstützung für ein besseres Verständnis des Aufbaus zur Verfügung stellen.

²⁶ E-Control (2013c), online.

²⁷ E-Control (2013c), online.

²⁸ Austrian Power Grid (2011), S. 7.

Abb. 2: Aufbau des österreichischen Stromnetzes im Zeitablauf



Quelle: Smart Grids Austria, (2012) online

Die Struktur des Stromnetzes in Österreich war in der Vergangenheit und ist teilweise auch heute noch von einem relativ einfachen Aufbau geprägt. Im Mittelpunkt standen und stehen großteils immer noch große zentrale Erzeuger, die Elektrizität generieren und in das Stromnetz einspeisen. Diese standen dem Endverbraucher als reinem Konsumenten gegenüber. Durch die Förderung erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung dieser neuen Technologien war es jedoch auch den Konsumenten immer mehr möglich, durch eigene Erzeugung Elektrizität ins Netz einzuspeisen.²⁹ Auch größere Einspeisungsmengen durch Windräder, Wasserkraft oder Solaranlagen werden dezentral generiert. Diese führen vor allem durch ihre volatile Einspeisung zu Stabilitätsproblemen im Stromnetz.³⁰ Das Hauptthema bezüglich der Stromnetze und auch in der weiteren Arbeit ist also die Balance zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch.

„Die Balance ist im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt notwendig, um die Stabilität, Sicherheit und Versorgung zu gewährleisten.“³¹

Sichergestellt wird diese Balance in Österreich von zwei Übertragungsnetzbetreibern. Den größten Teil der Netzinfrastruktur stellt die Austrian Power Grid AG in sämtlichen Teilen Österreichs bis auf Vorarlberg als Regelzonenführer zur Verfügung. In Vorarlberg ist die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH federführend.

Diese beiden Netzbetreiber sind dafür zuständig, Investitionen für ein funktionierendes und sicheres Stromnetz zu tätigen, um bestehende Schwachstellen und Engpässe zu beseitigen. Die Austrian Power Grid AG weist

²⁹ Vgl. Nabe/Brodersen (2009), S. 32 f.

³⁰ Vgl. Nabe/Brodersen (2009), S. 25.

³¹ Smart Grids Austria (2012a), online.

selbst darauf hin, dass aktuell kritische Netzsituationen noch beherrscht werden können, ist sich jedoch zukünftiger Herausforderungen bewusst, wie folgendes Statement zeigt. „Mit jedem Jahr verzögerten Netzausbaus und steigender Lastflüsse steigt jedoch das Risiko, kritische Situationen nicht mehr beherrschen zu können, und das Risiko von Blackouts.“³²

Die Ausbaupläne versuchen nun das Problem der dezentralen und volatilen Erzeugung in den Griff zu bekommen und diese zu virtuellen Kraftwerken zusammenzuschließen.

„Als virtuelles Kraftwerk wird ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verstanden, welche hinsichtlich der technologiespezifischen Einspeise- und Lastcharakteristika aufeinander abgestimmt sind.“³³ Schwerpunkte der konkreten Ausbaupläne in Österreich sind die 380-kV-Salzburgleitung und die Entschärfung von Nord-Süd Engpässen. Durch diese wichtigen Infrastrukturprojekte sollen ein Lückenschluss vollzogen, die Versorgungssicherheit verbessert und das physische Leitungsnetz optimiert werden.³⁴ Problembereiche bei diesen Ausbauplänen sind oftmals raumplanerischer Natur. Neben den begrenzten Ausbauflächen für die Netzleitungen erschwert zusätzlich die fehlende Unterstützung der Bevölkerung einen raschen Ausbau der Infrastruktur.

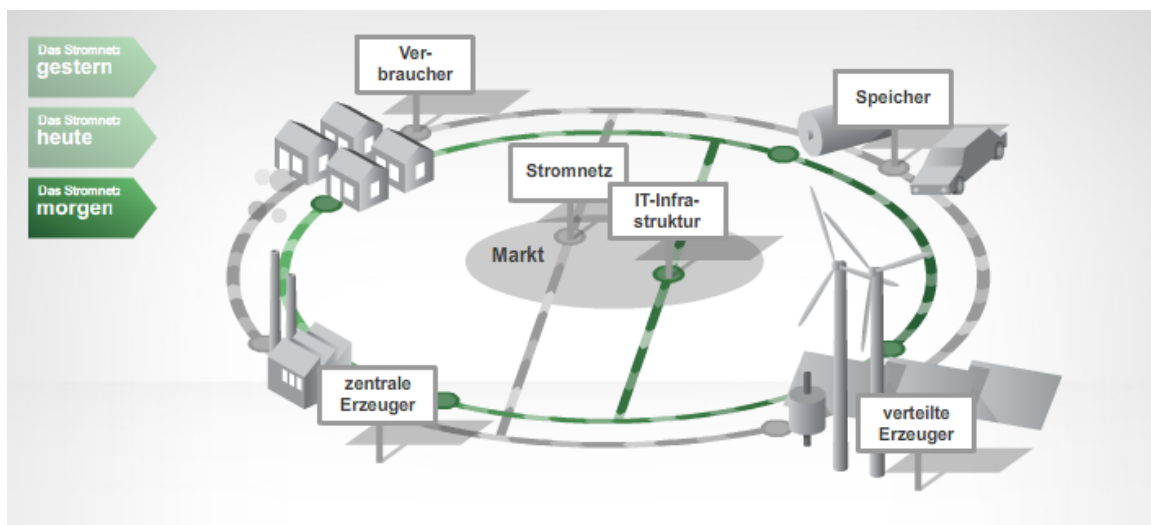
Langfristig wird versucht, das Stromnetz intelligenter zu machen und damit den nächsten Schritt in Richtung Effizienzsteigerung und besserer Steuerung zu setzen. Folgende Abbildung gibt nun einen Überblick über das Stromnetz von morgen, mit integrierter IT-Infrastruktur, verteilten Erzeugern und ausgebauten Speichertechnologien, welche gemeinsam in ein Kommunikationsnetzwerk eingebettet sind.

³² Austrian Power Grid AG (2011), S. 11.

³³ Auer et al. (2006), S. 1.

³⁴ Vgl. Austrian Power Grid AG (2013), S. 3 ff.

Abb. 3: Aufbau des österreichischen Stromnetzes von morgen



Quelle: Smart Grids Austria(2012) online

Laut Joskow (2012) ist bei dieser Weiterentwicklung vor allem eine längerfristige Strategie zu verfolgen, um zu Beginn den Fokus auf Schlüsselkomponenten zu legen und darauf aufbauend die gesamte Infrastruktur umzustellen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Diese Umstellung kann Jahre in Anspruch nehmen und einige Hürden zu überwinden haben. Zusätzlich ist mit Unsicherheit bezüglich des Umfangs, der Kosten und des Nutzens als Resultat der Entwicklung zu rechnen, welche in ihrer Gesamtheit nur schwer abzuschätzen ist. Schwankungen in Bezug auf Regionen und Auswirkungen auf sämtliche beteiligte Stakeholder sind zudem zu berücksichtigen.³⁵ Umweltschutzfaktoren und Genehmigungsverfahren können überdies den weiteren Ausbau der Netze in manchen Fällen erschweren und verzögern.

Um diesen Herausforderungen gerecht zu werden, ist eine aktive Forschungspolitik nötig, um „den heute immer virulenter werdenden ökonomischen Konflikt zwischen Einspeisern und Netzbetreibern im Sinne einer WIN-WIN Situation zu lösen.“³⁶

³⁵ Vgl. Joskow (2012), S. 45.

³⁶ Lugmaier/Brunner (2008), S. 15.

2.5 Österreichs Ausgangssituation für die Einführung von intelligenten Systemen

Österreich hat mit seiner Lage im Zentrum Europas und dem Potential der Alpen eine spezielle Ausgangssituation für die Einführung von intelligenten Systemen. Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Einflussfaktoren für einen sinnvollen und nachhaltigen Einsatz von intelligenten Systemen vorgestellt. Durch die Wichtigkeit der Energiespeicherung sind diese vor allem der Zugriff auf Pumpspeicherkraftwerke zur eigenen und ausländischen Deckung der Lastspitzen. Zeitgleich bietet sich durch die aktuelle Entwicklung in Deutschland die Möglichkeit, sich strategisch zu positionieren und die Herausforderungen, welche durch die Abschaltung von Atomkraftwerken und die extrem starke Förderung von erneuerbaren Energiequellen entstehen, positiv zu nutzen. Einen dritten Punkt stellen das Engagement und die Leistungsbereitschaft in Richtung eigener Förderung von erneuerbarer Energie dar. Der Umstieg auf diese erneuerbaren Energien bietet die beste Möglichkeit, um im selben Schritt auf intelligente Systeme umzusteigen und diese praktisch einzusetzen. Diese Charakteristika der österreichischen Ausgangssituation werden nun im Detail erläutert.

2.5.1 Pumpspeicherkraftwerke

Die Liberalisierung des Strommarktes sowie die rasante Entwicklung der Windenergie und der erhöhte Strombedarf werden als Haupttreiber der Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich angesehen.³⁷ Österreich mit seiner strategisch wichtigen Lage als Teil der Alpen ist somit neben Ländern wie der Schweiz, Rumänien, Spanien und Portugal für die gesamte Europäische Union von besonders großer Bedeutung im Bereich der Speicherung von Energie.³⁸ Dies wird auch durch Projektförderungen und Entwicklungspläne unterstützt.

Trotz der Tatsache, dass sich in Europa die Energiepolitik zu einem großen Teil immer noch in der Hand der souveränen Staaten befindet, bildet die

³⁷ Vgl. Deane et al. (2009), S. 1299.

³⁸ Vgl. European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012), S. 83.

geografische Lage in Zentraleuropa den ersten wichtigen Ansatzpunkt zur Erweiterung des Netzes an Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.³⁹ Dies würde nicht nur die landeseigene Versorgung zu Spitzenlastzeiten absichern, sondern zusätzlich gesamteuropäische Unterstützung liefern. Aufgrund der bereits bestehenden und auch zukünftig auftretenden Nachfrage, vor allem aus Ländern wie Deutschland und Italien, könnte ein strategisches Hauptaugenmerk sinnvollerweise auf der Weiterentwicklung und dem Ausbau dieser Technologie in Österreich liegen.⁴⁰

Besonders aus finanzieller Sicht könnte Österreich durch Investitionen in diesem Technologiebereich Vorteile generieren. Durch die Verwertung von Überschusselektrizität, die oftmals kostenlos zur Verfügung gestellt oder bei der sogar für die Abnahme bezahlt wird, kann der Pumpkreislauf gestartet werden. Folgen darauf Energieengpässe, kann durch die Speicherung Elektrizität rasch produziert und zu hohen Marktpreisen an die Nachfrager verkauft werden. Dieser Zusammenhang kann auf jeden Fall doppelt positiv betrachtet und so effizient wie möglich genutzt werden.

Hauptaugenmerk der Energiewende und der aktuellen Entwicklung in Richtung intelligenter Energiesysteme ist die Balance von wetterabhängigen Fluktuationen im Bereich der erneuerbaren Energien. Durch die schwankende Produktion, vor allem im Bereich der genutzten Solar- und Windkraft, welche neben der Wasserkraft den größten Anteil im erneuerbaren Energiemix darstellt, gewinnen flexible und langfristige Speichermöglichkeiten mehr und mehr an Bedeutung. Diese Bedeutung steigt zusätzlich, wenn man diverse Lastdiagramme betrachtet, die „je nach klimatischen Verhältnissen, Lebensgewohnheiten, sozialer Situation, Wirtschaftsstruktur und dergleichen“⁴¹ unterschiedlich ausfallen. Der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten bei vorhandenen Ressourcen in Österreich ist aus aktueller Sicht für diese Problemstellungen eine der besten Alternativen. Gründe dafür sind die bereits langjährige Erfahrung mit dieser Technologie und die Möglichkeit der Optimierung durch zusätzliche intelligente Systeme, welche Kraftwerke zu

³⁹ Vgl. Droste-Franke et al. (2012), S. xxxvii.

⁴⁰ Vgl. European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012), S. 105 ff.

⁴¹ Giesecke/Mosonyi (2005), S. 98.

aktiven Komponenten von Gesamtsystemen machen können. Die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken basiert dabei auf dem folgenden Prinzip.

Es handelt sich hierbei um „einen Wälzbetrieb bzw. um eine hydraulische Umlagerung, deren Wirtschaftlichkeit zunächst durch die Relation zwischen der Stromerzeugung zu Spitzenbedarfszeiten und der Nutzung billigen Überschussstroms aus dem Netz zu Schwachlastzeiten bestimmt wird.“⁴² Unter dem Wirtschaftlichkeitsaspekt kann bei Pumpspeicherkraftwerken zwischen dem direkten und indirekten Nutzen unterschieden werden.

Giesecke und Mosonyi (2005) nennen als direkten Nutzen vor allem die positive Differenz zwischen den Kosten der bezogenen Energiemengen und den Einspeisungserlösen. Betriebskosten und Investitionskosten können durch diesen Überschuss abgedeckt werden oder sind durch den indirekten wirtschaftlichen Nutzen gerechtfertigt und gewährleisten die Rentabilität dieser Kraftwerke. Dieser indirekte Nutzen entsteht beispielsweise durch die Kooperation mit anderen Kraftwerken und durch die dynamische Arbeitsweise der Pumpspeicherkraftwerke, die einen großen Beitrag zur Frequenzhaltung leisten.⁴³

Zusammenfassend erwähnen Giesecke und Mosonyi folgende Aufgaben von Pumpspeicherkraftwerken:⁴⁴

- Ausgleich (tages-, wochen- oder jahresweise) zwischen Energieüberschuss und Energiebedarf im regionalen, überregionalen und internationalen Verbundnetz,
- Frequenzhaltung, um die kleinen, aber rasch auftretenden Schwankungen der Netzfrequenz als Folge des Belastungsgrades innerhalb eines minimalen zulässigen Bereichs zu halten,
- schnelles Abfangen von extremen Leistungsschwankungen zu speziellen Zeitpunkten oder verursacht durch Witterungsbedingungen,
- Überbrückung plötzlicher Kraftwerksausfälle im Verbundnetz und
- Hilfestellung beim Zusammenschalten einzelner Netzteile im europäischen Stromverbund sowie beim Wiederaufbau eines

⁴² Giesecke/Mosonyi (2005), S. 99.

⁴³ Vgl. Giesecke/Mosonyi (2005), S. 65 f.

⁴⁴ Vgl. Giesecke/Mosonyi (2005), S. 639 f.

Versorgungsnetzes nach einem Netzzusammenbruch, das heißt bei dem sogenannten Schwarzstart.

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine sehr effiziente und nahezu verlustfreie Möglichkeit der Speicherung dar, welche Energie in kürzester Zeit und in relativ großen Mengen zur Verfügung stellen kann.⁴⁵ Bezogen auf die Wirtschaftlichkeit ist dies jedoch nur bei speziellen geografischen Gegebenheiten möglich und dadurch in der Verwendung eingeschränkt.

2.5.2 Abschaltung von Atomkraftwerken in den Nachbarländern

Aufgrund unvorhergesehener Katastrophen mit resultierenden Schäden an Mensch und Natur ist es in den vergangenen Jahren in Europa zu einem Umdenken über die Nutzung von Atomkraftwerken gekommen. Vor allem die Bundesrepublik Deutschland reagierte auf die gestarteten Diskussionen über die Energiewende mit der Abschaltung von veralteten Atomkraftwerken. Nach anfänglichen Befürchtungen, die Stromversorgung nach diesem Schritt nur durch ausländische Importe, unter anderem auch aus Österreich, zu garantieren, entspannte sich die Situation jedoch. Durch die Einspeisung von Energie aus Windparks in Norddeutschland könnte die nachgefragte Energie rein theoretisch aus der eigenen Produktion gedeckt werden.⁴⁶

Das Problem dabei liegt jedoch im Versäumnis der Modernisierung des deutschen Stromnetzes.

Durch den Wegfall von Atomreaktoren und bestehender Großindustrie mit großer Nachfrage im südlichen Bundesgebiet besteht die Möglichkeit einer Überlastung des Netzes. Praxisrelevanz erreichte dieser Zustand am 8. und 9. Dezember 2011, als Deutschland erstmals Stromhilfe aus Österreich anforderte.⁴⁷

Dieses Ereignis zeigt die Wichtigkeit eines entwickelten intelligenten Stromnetzes für Österreich, um auch weiterhin Nachbarländer in einer noch verbesserten Form zu unterstützen und finanzielle Einnahmen zu generieren.

⁴⁵ Vgl. Radgen (2007), S. 19.

⁴⁶ Vgl. Schröder et al. (2012), S. 1 ff.

⁴⁷ Vgl. Wirtschaftsblatt (2011), online.

Prozesse zur Entwicklung von Smart Grids und intelligenten Zusatzsystemen könnten als Teil der gesamten Energiepolitik auf gesamteuropäischer Ebene koordiniert umgesetzt werden. Dies würde auch Österreich dabei unterstützen, die größten Wohlfahrtseffekte zu generieren und die erneuerbare Energie weiter zu forcieren.⁴⁸ Ein länderübergreifendes Denken auf gesamteuropäischer Ebene könnte bedeutende Effizienzsteigerungen mit sich bringen, wenn die Technologien dort eingesetzt werden, wo der Output maximiert werden kann. Möglichkeiten wären dabei Offshore-Windkraftanlagen an der europäischen Nordküste, kombiniert mit der Speicherung in Skandinavien oder Solarproduktion in den südeuropäischen Ländern, kombiniert mit Speicherkapazitäten in den Alpen.

2.5.3 Förderung der erneuerbaren Energien

Österreich ist neben Schweden, Dänemark, den Niederlanden und Deutschland eines der Länder mit signifikant entwickeltem Energiesektor, mit hohem kommunalem Einfluss und bewusster Stadtplanung, in der ein kommunales Energiemanagement allgemein üblich und verbreitet ist.⁴⁹ Diese Charakteristika bilden die Basis für einen überzeugenden Einsatz zur Förderung von in Österreich vorhandenen erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor. Quaschnig (2007) bezeichnet erneuerbare oder regenerative Energien als „Energiequellen, die unter menschlichen Zeithorizonten unerschöpflich sind.“⁵⁰ Die vorhandenen und großteils in Österreich verbreiteten erneuerbaren Energieträger werden im Ökostromgesetz 2012 wie folgt bestimmt. Unter diese Energieträger fallen „erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas), einschließlich Tiermehl, Abflauge oder Klärschlamm.“⁵¹

In Österreich bestehen aktuell 78,4% der gesamten inländischen Energieproduktion aus erneuerbaren Energieträgern. Durch die topographische

⁴⁸ Vgl. Haucap et al. (2011), S. 39.

⁴⁹ Vgl. Coenen/Menkveld (2002), S. 110.

⁵⁰ Quaschnig, (2007), S. 34.

⁵¹ Ökostromgesetz 2012 (2013), § 5.

Situation setzen sich diese größtenteils aus Wasserkraft und Biomasse zusammen.⁵²

Die Herausforderung liegt nun in der Integration dieser erneuerbaren Energien in das gesamte Portfolio der Energieerzeugung. Durch die dezentrale Erzeugung im eigenen Land wird die Importabhängigkeit reduziert und ein Teil zur Versorgungssicherheit beigetragen. Kurzfristige Strompreiserhöhungen durch die Förderung und Subventionierung von erneuerbaren Energien könnten dabei eventuell gerechtfertigt sein. Immerhin ergeben sich dadurch diverse positive externe Effekte, die eine Steigerung der Gesamtwohlfahrt bewirken. Beispiele dafür sind die Reduktion des CO₂-Ausstoßes und weiterer schädlicher Gase. Zusätzlich werden durch die Förderung erneuerbarer Energie sogenannte Green Jobs geschaffen, landwirtschaftlichen Betrieben eine neue Einkommensquelle zur Verfügung gestellt und somit als Resultat ein neuer Wirtschaftszweig etabliert. Weitere Gewinner der Förderung dieser Technologien sind Forschungseinrichtungen und Unternehmen dieses Segments, die durch ihre generierten Erkenntnisse, Produkte und Dienstleistungen im internationalen Wettbewerb an Bedeutung gewinnen.

⁵² Vgl. BM für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010), S. 2.

3 Erzeugung – Speicherung – Verbrauch

Die Versorgungskette im Elektrizitätssektor fokussiert sich auf drei Schwerpunkte. Diese bestehen aus der Steuerung der volatilen Erzeugung, kombiniert mit der Integration von Speichertechnologien und der Vernetzung und Einbindung der Verbraucher.⁵³ Diese einzelnen Bestandteile werden in den folgenden Unterpunkten erläutert. Dabei wird bei der Erzeugung auf die verschiedenen Kraftwerksarten generell und im Speziellen auf die Charakteristika der in Österreich eingesetzten Kraftwerke eingegangen. Aktuelle Entwicklungen und die Kombination aus zentraler und dezentraler Erzeugung werden anhand des Merit-Order-Effekts erläutert und durch die kritische Betrachtung von externen Effekten wie der Emissionsproblematik weiter untersucht. Die Marktreife immer effizienterer Speichertechnologien mit steigenden Wirkungsgraden bildet den zweiten Bestandteil der Betrachtung. Erläutert werden benötigte Charakteristika von Speichertechnologien sowie der aktuelle Entwicklungsfortschritt in diesem Sektor. Den Abschluss bildet eine Betrachtung des volatilen Verbrauchs durch die Darstellung eines typischen Tageslastverbrauchs und dessen Charakteristika und Abhängigkeiten.

3.1 Grundlagen dezentraler und volatiler Erzeugung

Bei der Elektrizitätserzeugung muss - abgesehen von der Abstammung - auch die zeitliche Komponente der Verfügbarkeit berücksichtigt werden. Erneuerbaren Energien wird im Gegensatz zur konventionellen Energieerzeugung immer der Nachteil der Volatilität zugesprochen.⁵⁴ Um nun die Normlast von 50 Hertz bei fluktuierendem Verbrauch konstant aufrechterhalten zu können, werden die verschiedenen Kraftwerke - je nach Charakteristika - in unterschiedlich langen Zeitfolgen und Intensitäten betrieben. Zusätzlich spielt die Regelbarkeit eine wichtige Rolle. Wie folgend im Detail erläutert, benötigt man dafür Grundlastkraftwerke zur Abdeckung der Grundlast,

⁵³ Vgl. Smart Grids Austria (2012a), online.

⁵⁴ Vgl. Verband der Elektrotechnik (2007), S 143.

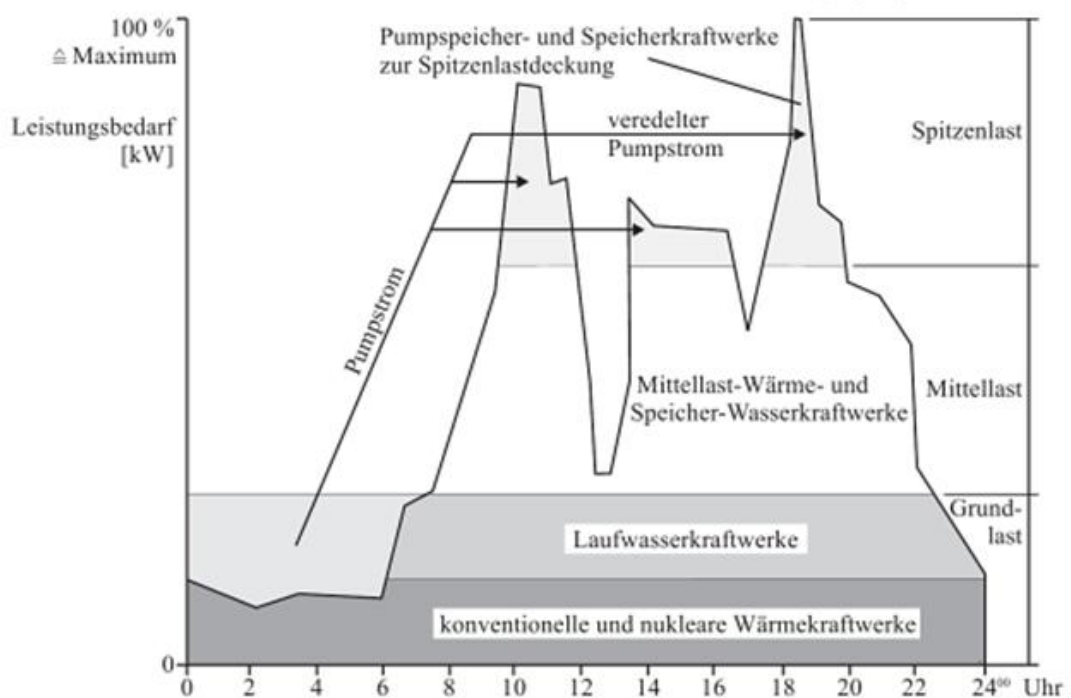
Mittellastkraftwerke für den über die Grundlast hinaus benötigten Verbrauch und Spitzenlastkraftwerke für zufällige und kurzfristig auftretende Lastspitzen.⁵⁵

3.1.1 Kraftwerksarten zur Deckung des Leistungsbedarfs

Abbildung 7 gibt einen ersten Überblick über eine typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfs bezogen auf 24 Stunden und deren Deckung durch 3 verschiedene Kraftwerksarten. Selbst das Maximum der Kurve bei 100% Leistungsbedarf muss zur Verfügung gestellt werden. Im Detail betrachtet erkennt man die Möglichkeit und Notwendigkeit der Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken.

Pumpstrom wird in den Nacht- und Morgenstunden verwendet, um den Speicher zu füllen. Zu Spitzenlastzeiten werden die Speicher geleert und durch das Abfließen der Wasserreserven der benötigte Strom erzeugt.⁵⁶

Abb. 4: Typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfes und deren Deckung durch Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke



Quelle: Giesecke, J./Mosonyi, E. (2009), S. 55

⁵⁵ Vgl. E-Control (2009a), S. 22.

⁵⁶ Vgl. Deane et al. (2009), S. 1294.

3.1.1.1 Grundlastkraftwerke

„Grundlastkraftwerke sind Kraftwerke, die aufgrund hoher Kapitalkosten bei gleichzeitig relativ geringen Betriebskosten nur wirtschaftlich zu betreiben sind, wenn sie nahezu das ganze Jahr Strom erzeugen.“⁵⁷ Kurz gesagt wird diese Art von Kraftwerken dafür verwendet, um den minimalen dauerhaft nachgefragten Verbrauch zu decken. Um dies zu gewährleisten, müssen diese Kraftwerke kontinuierlich Strom erzeugen und einspeisen und dürfen kaum Unterbrechungszeiten aufweisen. Grundlastkraftwerke sind zum Beispiel Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke an Flüssen, Braunkohlekraftwerke und Gaskraftwerke sowie Gas-Dampf-Kombikraftwerke.⁵⁸

3.1.1.2 Mittellastkraftwerke

Mittellastkraftwerke kommen zum Einsatz, wenn Strom über die Grundlast hinaus verbraucht wird und rasch auf umfassende Nachfrageschwankungen reagiert werden muss. Als Beispiele können in diesem Fall etwa Steinkohle-, Öl-, Gas- oder Speicherkraftwerke erwähnt werden.⁵⁹ Die Höhe der Nachfrage nach dieser Mittellast entsteht durch eine relativ gut prognostizierbare und vorhersehbare Lastkurve. Aus diesen Lastkurven lassen sich - je nach Jahreszeit oder Wochentag - Fahrpläne für die Kraftwerke erstellen, die später abgearbeitet werden. Unterschiede zu den Grundlastkraftwerken sind hierbei ein niedrigerer Wirkungsgrad, ein geringerer Jahreseinsatz und durch die gegebene Auslastung geringere Investitionskosten.⁶⁰

3.1.1.3 Spitzenlastkraftwerke

Spitzenlastkraftwerke sind bei kurz auftretenden Lastspitzen und kurzfristigen Lastschwankungen in einem Versorgungsgebiet im Einsatz. Zusätzlich können diese Kapazitäten auch durch einen zufälligen Ausfall von Grund- oder Mittellastkraftwerken benötigt werden. Anfahrtszeiten von nur wenigen Minuten in Kombination mit einer detaillierten Regelbarkeit charakterisieren derartige Kraftwerke. Als Beispiele können Gasturbinen-, Öl-, Speicher- oder

⁵⁷ Nabe/Brodersen (2009), S. 15.

⁵⁸ Vgl. E-Control (2009a), S. 22.

⁵⁹ Vgl. E-Control (2009a), S. 22.

⁶⁰ Vgl. Giesecke/Mosonyi (2009), S. 55 ff.

Pumpspeicherkraftwerke angeführt werden.⁶¹ Zu unterscheiden sind auch regelmäßige und unvorhergesehene Lastspitzen. Spitzenlastkraftwerke sind also die letzte Instanz, die die Erzeugung an den aktuellen Verbrauch anpassen und Regelenenergie zur Verfügung stellen.

Spitzen- und Mittellasten werden weitestgehend an Strombörsen gehandelt, um die wirtschaftlichste Alternative einzusetzen.

Zusammenfassend kann folgende Aussage in Bezug auf die eingesetzte Reihenfolge und Priorität von Kraftwerken erwähnt werden. „Kraftwerke mit hohen Kapazitätserweiterungskosten, aber geringen variablen Betriebskosten müssen lange Zeit eingesetzt werden um gewinnbringend zu sein (Grundlastkraftwerke). Kraftwerke mit niedrigen Kapazitätserweiterungskosten, dafür aber hohen variablen Kosten (Brennstoffkosten), sollten nur für kurze Zeit eingesetzt werden um die Spitzenlast zu decken (Spitzenlastkraftwerke).“⁶²

3.1.2 Charakteristika der in Österreich verwendeten Kraftwerke

Im Anschluss an die grobe Aufteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ist es zusätzlich notwendig, auch die Charakteristika der einzelnen unterschiedlichen Kraftwerkstypen zu erläutern. Jeder einzelne, ob konventionell oder erneuerbar, trägt dabei einen Teil zur gewünschten Versorgungssicherheit und Stabilität des Stromnetzes bei.

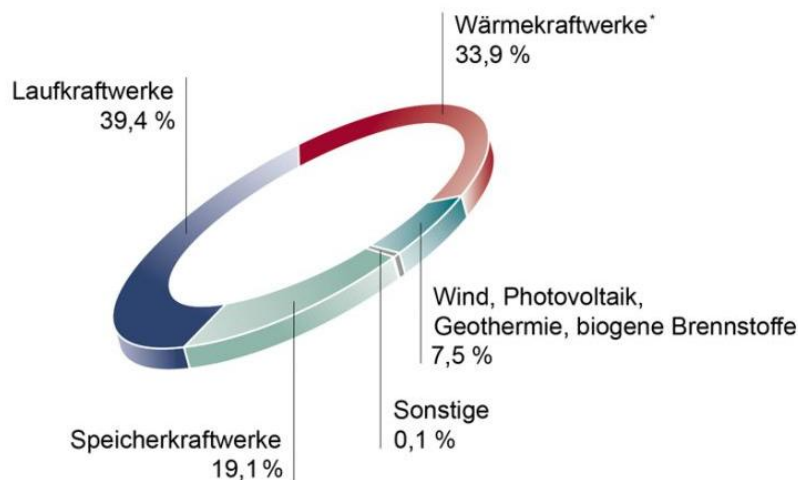
In Österreich werden folgende Kraftwerkstypen eingesetzt.

⁶¹ Ebd.

⁶² Hütter (2010), S. 22.

Abb. 5: Erzeugungsstruktur 2010

Inländische Erzeugung: 71.075 Wh



Quelle: Oesterreichs Energien (2013) online

60% der 71.000 GWh, die 2010 in Österreich erzeugt wurden, entstanden durch Wasserkraft, somit der wichtigsten Quelle für Österreichs Strom, gefolgt von thermischen Anlagen, die 34% des Energiemix ausmachten. Erwähnenswert ist zusätzlich der steigende Beitrag von erneuerbaren Energieformen wie Wind, Photovoltaik und Geothermie.⁶³

Bevor nun im Detail auf die einzelnen Kraftwerkstypen eingegangen wird, folgt eine Erläuterung der Merit Order. Diese kann als Wert-Reihenfolge gesehen werden und ist Ausgangspunkt des Merit-Order-Effektes.⁶⁴ Die Basis für diese Reihenfolge liegt im Konzept der Grenzkosten. Marktpreise ergeben sich im Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Zuerst werden am Markt die produktivsten und kostengünstigsten Kraftwerke zur Energieerzeugung verwendet. Reichen diese nicht mehr aus, um die Nachfrage zu decken, muss auf kostenintensivere Kraftwerke umgestiegen werden. Dies erfolgt solange, bis sich Angebot und Nachfrage zum Marktpreis treffen. Dieser Marktpreis entspricht genau den Kosten für den Betrieb des kostenintensivsten im Einsatz befindlichen Kraftwerkes. Als Resultat ergeben sich einerseits die Konsumentenrente und andererseits die Produzentenrente als Teile der

⁶³ Vgl. Oesterreichs Energien (2013), online.

⁶⁴ Vgl. Fischer/Rosenkranz/Rudorfer (2012), S. 249.

gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt. Die Merit Order indiziert zusätzlich die Angebotspreiskurve für Strom nach dem Konzept der Grenzkosten.⁶⁵

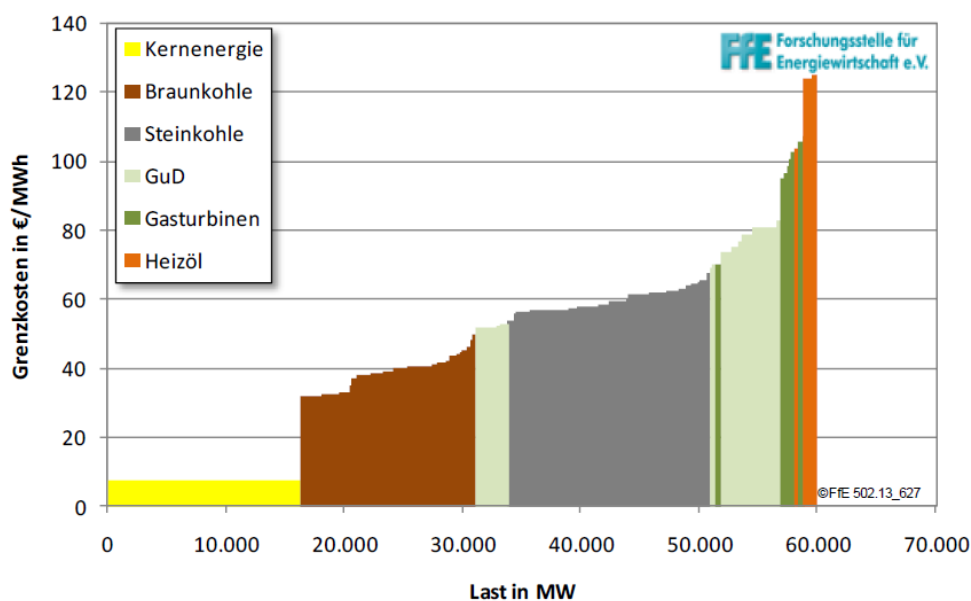
3.1.3 Merit-Order-Effekt

Die Merit Order ist von länderspezifischen Unterschieden geprägt und kann außerhalb von Österreich andere Kraftwerke beinhalten. Im Speziellen ist dabei an die Abwesenheit von Atomkraftwerken in Österreich zu denken, welche in anderen Ländern einen wichtigen Teil der Merit Order darstellen.

Fischer, Rosenkranz und Rudorfer (2012) beschreiben die Merit Order als die Reihenfolge der Anbieter, welche elektrischen Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Betrachtung von variablen Kosten am günstigsten zur Verfügung stellen können. Einflussfaktoren sind dabei die Energiebeschaffungskosten und Stromerzeugungskosten beim eigenen Besitz von Kraftwerken.⁶⁶

Theoretisch kann die Merit Order von konventionellen Kraftwerken wie folgt dargestellt werden. In Bezug auf Österreich ergibt sich dabei durch das Fehlen von Kernenergie eine Verschiebung nach links. Resultat durch die steigenden variablen Kosten ist dabei ein steigender Strompreis bei steigender Nachfrage.

Abb. 6: Merit Order für das Jahr 2008



Quelle: Von Roon, S.; Huck, M. (2010), S. 3

⁶⁵ Vgl. Von Roon/Huck (2010), S. 1.

⁶⁶ Vgl. Fischer/Rosenkranz/Rudorfer (2012), S. 249.

Der sogenannte Merit-Order-Effekt entsteht nun durch das Anwachsen von erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik, welche sich durch starke Subventionierung und niedrige variable Kosten auszeichnen. Durch die niedrigen variablen Kosten der erneuerbaren Energiequellen werden die teuren Gas- und Ölkraftwerke nicht mehr benötigt, um die Nachfrage zu befriedigen und vom Markt verdrängt. Dies wiederum senkt den Strompreis bei gleichbleibender Nachfrage.⁶⁷

„Eine erhöhte Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt zu einer verminderten Residuallast und in Folge dessen auch zu einem verringertem Strompreis, was als Merit Order Effekt bezeichnet wird.“⁶⁸

Aktuell und in Zukunft wird zusätzlich der Preis von Emissionszertifikaten, und zwar als Teil der variablen Kosten von Kraftwerken, eine immer bedeutendere Rolle spielen und Einfluss auf die Merit Order nehmen.⁶⁹ Solche Zertifikate geben laut dem EU Emissions Trading System einem Anlagenbetreiber das Recht, pro Zertifikat eine Tonne CO₂ zu emittieren. Ziel dieses Emissionshandelssystems ist die Reduktion des CO₂-Ausstoßes durch ein Cap-and-Trade-System, wobei der Cap jährlich verringert wird und somit gleichzeitig auch die CO₂-Emissionen.⁷⁰ Zu unterscheiden sind zwei Zertifikatstypen, nämlich EUAs (European Unit Amounts) und CERs (Certified Emission Reductions).

Diese Zertifikate erhöhen - je nach Wirkungsgrad - den Erzeugungspreis vor allem bei Kraftwerkstechnologien, welche bei der Erzeugung größere Mengen an CO₂ ausstoßen. Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Bandbreite der Emissionen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien.

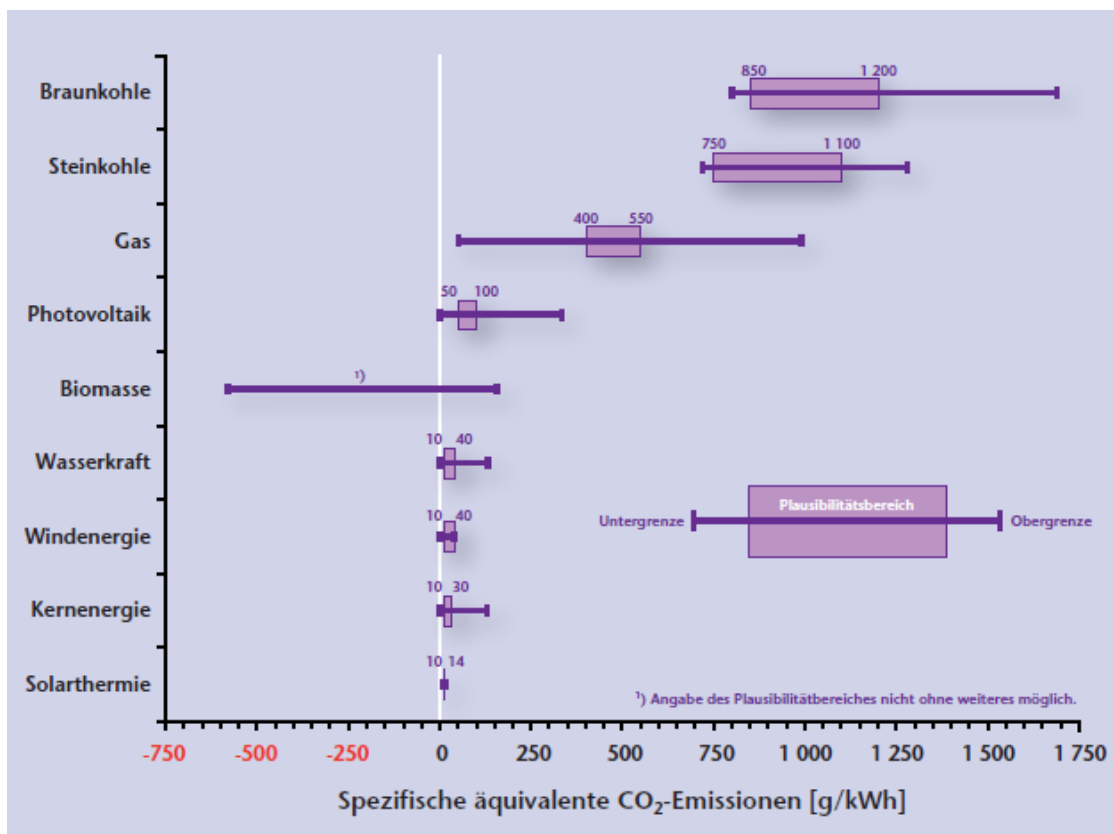
⁶⁷ Vgl. Fischer/Rosenkranz/Rudorfer (2012), S. 249.

⁶⁸ Von Roon/Huck (2010), S. 4.

⁶⁹ Vgl. Schröter (2004), S. 54.

⁷⁰ Vgl. Europäische Kommission (2013), online.

Abb. 7: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung



Quelle: Wagner, H. J.; Koch, M. K.; (2007), S. 50

Primär betroffen sind vor allem Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke. Ausgestoßene Mengen müssen durch Emissionszertifikate neutralisiert werden, welche Preisschwankungen auf den Emissionsmärkten unterliegen. Im Fall hoher Zertifikatskosten wären die Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien im Vergleich zu Kohlekraftwerken wettbewerbsfähiger und würden diese in der Merit Order nach hinten verdrängen (Merit-Order-Effekt) beziehungsweise langfristig insgesamt aus dem Markt drängen.⁷¹ Die bisherige Entwicklung des Emissionshandelssystems war jedoch geprägt von kontinuierlich fallenden Zertifikatspreisen.⁷² Als Folge blieben Kohle- und Gaskraftwerke attraktiv, und die gewünschten Ziele der EU-Kommission, wie die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien und die Reduktion von Emissionen, blieben unerreicht.⁷³

⁷¹ Vgl. Von Roon/Gobmaier (2010), S. 3.

⁷² Börsenentwicklung: European Energy Exchange (EEX).

⁷³ Vgl. Böhringer/Lange (2012), S. 16.

Im Fall von Gaskraftwerken ist der Gaspreis als Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber erneuerbaren Energien von Bedeutung. Durch die mögliche Entkopplung vom Ölpreis, die positive Entwicklung von Erdgas als klimafreundlichem Energielieferanten und die mögliche Umsetzung von Projekten wie der Nabucco-Pipeline ist die Entwicklung des Gaspreises in Zukunft schwer vorausszusagen und somit auch dessen Einfluss auf die Merit Order und die Stromerzeugung.

3.2 Grundlagen der Speicherung von Elektrizität

Eine immer wichtiger werdende Rolle zwischen Erzeuger und Verbraucher im Energienetz spielt die Möglichkeit der Speicherung von Energie im großtechnischen Stil.⁷⁴ Primär wird natürlich das Ziel einer intelligenten Erzeugung verfolgt, doch wird überdies hinaus immer ein bestimmter Anteil der Versorgungssicherheit von Speichertechnologien und deren Verfügbarkeit abhängig sein. Betrachtet man den Begriff der Speicherung in einem breiteren Kontext, kann auch die Umwandlung der Elektrizität in andere Energieformen als Speichermechanismus gesehen werden. Hier spricht man zum Beispiel von einer Umwandlung durch Pumpspeicher beziehungsweise Druckluftspeicher, die eine Rückwandlung erfordern.⁷⁵ Zusätzlich können Methoden zur Umwandlung von elektrischer Energie in Gas verwendet werden. Hier spricht man von Power-to-Gas-Anlagen oder Power-to-Liquid-Anlagen, in denen überschüssige Energie genutzt, aber nicht zwangsläufig wieder in elektrische Energie rückgewandelt wird.⁷⁶ Größtes Problem bei allen diesen neuartigen Technologien ist der niedrige Wirkungsgrad, welcher eine Verwendung im industriellen Maßstab aus Effizienzgründen bislang unrentabel erscheinen lässt. Je nach Einsatzgebiet muss bei Speichern auf gewisse Eigenschaftsprofile geachtet werden, um deren effizienten Einsatz zu gewährleisten. Neben den Hauptpunkten, wie der realisierbaren Speicherkapazität und der abgegebenen Leistung, kommen vor allem Faktoren wie⁷⁷

- die Reaktions- und Leistungsänderungsgeschwindigkeit,

⁷⁴ Vgl. Trost et al. (2012), S. 173.

⁷⁵ Vgl. SRU (2011), S. 122.

⁷⁶ Vgl. Trost et al. (2012), S. 178 ff.

⁷⁷ Vgl. Deutsche Energie Agentur (2013), online.

- die Speicherverluste und Wirkungsgrade,
- die mögliche Anzahl von Speicherzyklen,
- die Standortabhängigkeit (stationär, mobil, an topologische Gegebenheiten gebunden),
- und die Investitions- und Betriebskosten

zum tragen.

3.2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke bilden in Österreich die vielversprechendste und am öftesten eingesetzte Speichertechnologie. Wie bereits unter Punkt 2.5.1 erläutert, führt die Verfügbarkeit dieser Technologie zu einem umfassenden Wettbewerbsvorteil. Überdies hinaus operieren diese Kraftwerke inmitten der europäischen Energielandschaft aus logistischer und wirtschaftlicher Notwendigkeit sowie zum Ausgleich volatiler Stromerzeugung.

3.2.2 Power to Gas

Neben den klassischen Speichertechnologien beschäftigen aktuell zukunftssträchtige Technologien wie Power to Gas diverse Forschungseinrichtungen und Unternehmen. Wegen seines Potentials im Falle einer zukünftigen Marktreife sollte diesem Konzept Beachtung geschenkt werden; es wird nachfolgend in seiner Grundstruktur erläutert.

Die Bundesnetzagentur definiert den Begriff Power to Gas wie folgt. „Power-to-Gas steht für ein Konzept, bei dem überschüssiger Strom dazu verwendet wird, per Wasserelektrolyse Wasserstoff zu produzieren und bei Bedarf in einem zweiten Schritt unter Verwendung von Kohlendioxid (CO₂) in synthetisches Methan umzuwandeln.“⁷⁸

Ein realistischer und umsetzbarer Vorschlag zur Speicherung des entstehenden Methans und bis zu einem gewissen Volumenanteil auch des elementaren Wasserstoffs könnte die bestehende Erdgasinfrastruktur sein.⁷⁹ Diese Infrastruktur würde aus dem Gasnetz und den angeschlossenen

⁷⁸ Bundesnetzagentur (2013), online.

⁷⁹ Vgl. Trost et al. (2012), S. 178.

Untertagespeichern bestehen.⁸⁰ Problembereiche dieser Speichermethode sind im Moment noch die Kosten sowie der relativ geringe Wirkungsgrad, der bewirkt, dass aus 100% Strom nur wieder 40% Strom abgeben werden können. Eine zusätzliche Effizienzsteigerung kann jedoch durch die Nutzung der Abwärme im gesamten Prozess generiert werden.⁸¹

3.3 Grundlagen des volatilen Verbrauchs

Um die Lastschwankungen im Verbrauch besser vorstellbar zu machen, wird nachfolgend ein typischer Lastverlauf eines Tages dargestellt. Zwischen den Morgenstunden bis Mittag besteht eine steigende Nachfrage an Energie, die in eine erste Spitze zu Mittag und eine nachfolgende Abschwächung über die ersten Nachmittagsstunden mündet. Am späten Nachmittag kommt es dann zu einer erneuten Nachfragespitze mit nachfolgend fallender Nachfrage bis zum Minimum in den frühen Morgenstunden. Dieser Verlauf kann an den meisten Werktagen (unter Einbezug von leichten Abweichungen) als Maßstab für den Verbrauch angenommen werden. Durch den starken Einfluss der Industrie auf den Energieverbrauch weicht diese Kurve an Sonn- und Feiertagen üblicherweise davon ab. Zusätzlich zu berücksichtigen sind in Zentraleuropa saisonale Schwankungen, die sich durch einen erhöhten Verbrauch, zum Beispiel in den Wintermonaten, bemerkbar machen.⁸² Zu berücksichtigen ist auch die starke Temperaturabhängigkeit, welche Einfluss auf den Stromverbrauch ausübt. Diese Faktoren sind oft ungenau vorhersagbar und erschweren zusätzlich die Balance im Stromnetz.

In Bezug auf den Verbrauch ist zwischen Industrie- und Haushaltskunden zu unterscheiden. Je nach Verbrauchergruppe gibt es verschiedene Möglichkeiten, deren Verbraucherverhalten zu ändern, um die Volatilität so gering wie möglich zu halten und die Prognosequalität zu verbessern. Dabei steht die Steuerbarkeit von Anlagen des Endverbrauchers im Mittelpunkt, welche durch Anreiz- und Feedbacksysteme auf ein marktreifes Niveau gehoben werden muss. Konkrete Mechanismen werden im Kapitel 5 erläutert.

⁸⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2013), online.

⁸¹ Vgl. Fraunhofer IWES (2013), online.

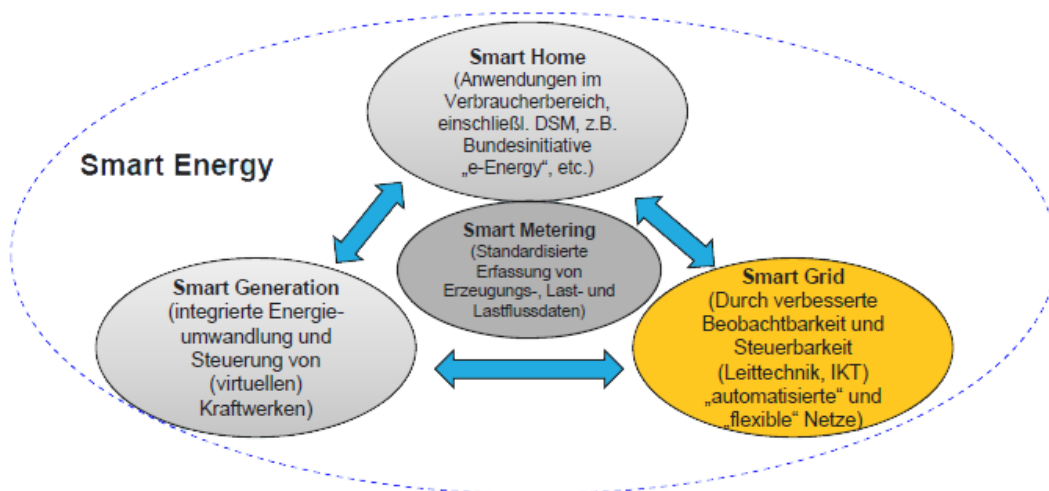
⁸² Vgl. SRU (2011), S. 122 f.

4 Umstieg zu intelligenten (smarten) Technologien

Smarte Technologien begleiten mittlerweile unseren Lebensalltag. Sie versuchen, durch intelligente Anwendungen Prozesse einfacher, effizienter und moderner zu machen. Der Grad an Vernetzung und die Integration immer größerer Datenmengen und deren Auswertungen dienen als Basis, um diese Verbesserungen zu generieren. Fokussiert auf den Energiebereich zeigt sich ein Umstiegsprozess von der klassischen Energieversorgung hin zu Smart-Energy-Konzepten. Büchner (2010) definiert dabei die Smartness als „Absenkung der Kosten für die Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung mit dem Ziel einer Maximierung des volkswirtschaftlichen Nutzens.“⁸³

Abbildung 8 gibt nun einen ersten Überblick über die Teilbereiche von Smart Energy, die oft synonym verwendet werden. Dabei handelt es sich aufseiten des Kunden um Smart-Meter und Smart Homes, beim Übertragungsnetz um Smart Grids und bei der Stromerzeugung um die Smart Generation. Von besonderer Bedeutung ist deren Interaktion und Vernetzung, um einen optimalen Output zu generieren.

Abb. 8: Teilbereiche von Smart Energy



Quelle: Büchner, J. (2010), S. 4

Sämtliche Teilbereiche haben Einfluss auf die Balance im Stromnetz und werden nun beginnend mit dem Smart Metering im Detail erläutert.

⁸³ Büchner (2010), S. 4.

4.1 Übergang zum Smart-Meter als Teil eines Smart Grids

In vielen Branchen, wie zum Beispiel in der Informations- und Kommunikationstechnik, ist die Umstellung von analoger auf digitale Technologie, man denke nur an Radio, Fernsehen und Mobiltelefone, mittlerweile beinahe gänzlich abgeschlossen. Eine Ausnahme von dieser Umstellung und somit der technologischen Weiterentwicklung bildet in Österreich im Moment noch die Energiebranche. In dieser wird, im Speziellen im Haushaltsbereich, der jährliche Stromverbrauch immer noch mit analogen Ferrariszählern nach dem Induktionsprinzip gemessen und über Selbstablesung oder durch Mitarbeiter des Stromlieferanten übertragen. Dieser Prozess ist vor allem kostenintensiv, zeitintensiv und veraltet angesichts der aktuell zur Verfügung stehenden Technologien und der fortgeschrittenen Entwicklung in den USA, Kanada und europäischen Ländern wie Schweden oder Italien.⁸⁴

Positiv anzumerken ist, dass sich dieser Zustand in den nächsten fünf bis zehn Jahren durch strikte und bereits beschlossene EU-Vorgaben völlig verändern wird.

Die zuvor beschriebene analoge Technologie bremst zusätzlich die Entwicklung des Lastenmanagements und blockiert jegliche Form neuartiger Tarife. Genauer betrachtet verursacht die noch nicht vorhandene Infrastruktur zur Messung und Sammlung von zeitgenauen Verbraucherdaten eine unüberwindbare Barriere für Lieferanten, um zeitvariable Tarife für Haushaltskunden anzubieten.⁸⁵ In einem Energiesystem des 21-ten Jahrhunderts könnte es dagegen durch digitale Technik ermöglicht werden, ein Messsystem mit echtzeitbezogenen Daten zu generieren, einzuführen und in verbreiteter Form für das Lastenmanagement und für Endnutzerdienste einzusetzen.⁸⁶ Für Abhilfe und Weiterentwicklung sorgt die Einführung von intelligenten Stromzählern, sogenannten Smart-Metern, welche „in nächster Zukunft auch in privaten Haushalten mehr und mehr die mechanischen Modelle ablösen und als Energiezentrale bei dezentralen Erzeugern und Verbrauchern wichtige Steuerungsfunktionen übernehmen werden.“⁸⁷

⁸⁴ Vgl. Boltz (2010), S. 7 ff.

⁸⁵ Vgl. International Energy Agency (2003), S. 139 f.

⁸⁶ Vgl. International Energy Agency (2003), S. 140.

⁸⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), S. 9.

Mit der Forcierung erneuerbarer Energien wird in Folge der Einsatz von Smart Grids als übergreifendes Gesamtkonzept zwischen Erzeuger, Lieferant und Konsumenten immer wichtiger. Eine Steuerung durch Smart Grids ist deshalb im Besonderen bei erneuerbaren Energien von so großem Nutzen, da Energien wie Windkraft, Sonnenenergie, Wasserkraft, Geothermie oder Biomasse großteils unstetig und schwankend auftreten. Zu berücksichtigen ist dabei auch das Thema der Speicherung und effektiven Nutzung von Überkapazitäten. Diese erneuerbaren Energien „erfordern einen massiven Einsatz der Energiespeicherung in Form von Pumpspeicherkraftwerken, elektrochemischen Batteriespeichern, Wärme- und Druckspeichern sowie technischen Umwandlungen in Wasserstoff oder Methan.“⁸⁸

Auf organisatorischer Ebene wurde zur Förderung der Entwicklung von smarten Systemen in Österreich die Smart-Grid-Technologieplattform ins Leben gerufen. Die Gründung dieser Technologieplattform dient als Möglichkeit zur Förderung der Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen. Sie besteht aus relevanten Akteuren der Industrie, Energiewirtschaft sowie Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen und vereint die Sichtweisen beziehungsweise Entwicklungsfortschritte eben dieser auf einer gemeinsamen Ebene.⁸⁹

In den folgenden Unterkapiteln werden nun die technologische Funktionsweise und die strategische Wichtigkeit von Smart Metering und Smart Grids im Speziellen für Österreich betrachtet. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist dabei das Advanced-Meter-Management als Teil des Advanced-Information-Managements von Bedeutung. Ziel ist es, die zur Verfügung stehenden Technologien in der Informations- und Kommunikationstechnik, verbunden mit Energiesystemen und dem zukünftig integrierten Datenmanagement, überblicksmäßig und strukturiert darzustellen.

4.2 Smart Metering

Durch das Inkrafttreten der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung“⁹⁰ vom 24. April 2012 durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend wurde ein weiterer Schritt in Richtung landesweiter Einführung von

⁸⁸ Kühn (2011), S. 10.

⁸⁹ Vgl. Smart Grids Austria (2012b), S. 1.

⁹⁰ BGBl. II Nr. 138/2012, Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO, S. 1 f.

Smart-Metern gesetzt. Laut Verordnung müssen 95% aller Haushalte bis Jahresende 2019 mit Smart-Metern ausgestattet sein.⁹¹ Von Beginn an zu unterscheiden ist hier die gerätebezogene Bezeichnung Smart-Meter und die prozessbezogene Bezeichnung des Smart Metering.

Die österreichische Smart-Grid-Technologieplattform definiert Smart-Meter als „intelligente Zähler, die eine Zwei-Weg-Kommunikation zu einem zentralen Rechner des Energieversorgers aufbauen können. Smart Meter zeichnen nicht nur den Stromverbrauch im Haushalt auf, sondern können die Daten zeitnahe an die Zentrale weitergeben.“⁹² Die Entwicklung dieser Technologie ist jedoch erst im Anfangsstadium. Eine Palette an Funktionen wird also in Zukunft die Technologie erweitern und sie noch intelligenter machen.

Das aktuell steigende und verbreitete Interesse an intelligenten Messsystemen basiert vor allem auf der Einbeziehung der Konsumenten unter dem Schlagwort des Nachfragemanagements.⁹³

Die Smart-Meter-Technologie hat nun Auswirkungen aufseiten der Energieversorger und Endkonsumenten.

Als Resultat für die Energieversorger wird eine exakte, aussagekräftige und echtzeitbezogene Informationsbasis des Konsumverhaltens von elektrischer Energie erwartet.⁹⁴ Diese Basis bildet in weiterer Folge die Ausgangssituation für sämtliche Effizienzsteigerungen im Lastenmanagement und die Grundlage für neue zeitabhängige Tarife. Moderne Kommunikationstechnologien erleichtern zusätzlich zu innovativem Messen eine bessere und umfassendere Interaktion zwischen dem Konsumenten und den restlichen Teilnehmern der Versorgungskette.⁹⁵ Durch Reaktionen auf Preissignale sorgen sie zum Beispiel für eine aktivere Einbindung der Endkonsumenten.⁹⁶

Für den Endkonsumenten auf der anderen Seite ist Smart Metering „eine neue Technologie, die dabei helfen kann, den Energieverbrauch sichtbarer zu

⁹¹ Vgl. BGBl. II Nr. 138/2012, Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO, S. 1.

⁹² Smart Grids Austria (2012c), online.

⁹³ Vgl. Haney/Jamasb/Pollitt (2009), S. 1.

⁹⁴ Vgl. Kester/González/Burgos (2008), S. 3.

⁹⁵ Vgl. Haney/Jamasb/Pollitt (2011), S. 161.

⁹⁶ Ebd.

machen, Abrechnungssysteme zu verbessern und die VerbraucherInnen für ihren Energiekonsum zu sensibilisieren.“⁹⁷

Der gesamte Prozess der Implementierung und zukünftigen Verwendung dieses digitalen Systems ist jedoch nur möglich, effizient und wohlfahrtssteigernd, wenn gewisse Bedingungen berücksichtigt und erfüllt werden. Im Fokus stehen vor allem der Datenschutz und der Wille des Konsumenten, sein Verhalten in Bezug auf die Energienutzung zu verändern und auf neuartige Tarife zu wechseln.

Folgende Unterpunkte beschreiben nun die Rahmenbedingungen, Funktionsweise und zukünftigen Möglichkeiten des Einsatzes dieser Smart-Meter-Technologie in Bezug auf die Erzeuger, Netzbetreiber, Lieferanten und Konsumenten.

4.2.1 Smart-Meter-Verordnung 2012

Die Verordnung BGBl. II Nr. 138/2012 betreffend Einführung von intelligenten Messgeräten, sogenannten Smart-Metern, vom 24. April 2012, bildet die rechtliche Grundlage für sämtliche zukünftige Schritte in Bezug auf die Einführung von intelligenten Zählern und den Umgang mit den daraus verfügbaren elektrischen Verbrauchsdaten aufseiten des Konsumenten. Konkret aufgelistet sind hier Monitoring- und Berichtspflichten der Netzbetreiber an das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend und an die E-Control.⁹⁸

Von besonderer Bedeutung ist dabei die festgelegte zeitliche Umsetzung der Einführung intelligenter Zähler in Österreich, welche die Auswirkung auf die Geschwindigkeit des Technologiefortschritts in diesem Sektor gewährleisten soll. Es wird festgehalten, dass bis Ende 2015 mindestens 10%, bis Ende 2017 mindestens 70% und bei technisch positiver Entwicklung bis Ende 2019 mindestens 95% der sich im Netz befindlichen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten sind.⁹⁹

⁹⁷ AEA (2012), S. 1.

⁹⁸ Vgl. BGBl. II Nr. 138/2012, Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO, S. 1.

⁹⁹ Vgl. BGBl. II Nr. 138/2012, Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO, S. 1.

Ausschlaggebend für die Verabschiedung dieser Verordnung in Österreich war die auf europäischer Ebene verordnete 3. Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG.¹⁰⁰ Europaweite Ziele dieser Richtlinie sind seit 2009 die Effizienzsteigerung im Energiesektor, die wirtschaftliche Prüfung und Einführung intelligenter Messsysteme sowie die Rechte des Kunden auf Information und Einsicht seiner Verbrauchsdaten in möglichst regelmäßiger, angemessener und einfacher Form.

Die Verordnung bestätigt zusammenfassend die Wichtigkeit und Sinnhaftigkeit vieler bereits gestarteter Pilotprojekte sowie deren inhaltliche Konzeption. Initiatoren für eine Ausweitung des Einsatzes der Smart-Meter-Technologie sind hierbei verschiedene Energieversorger, Ministerien und regionale Interessensgruppen.

4.2.2 Funktionen des Smart Meterings

Bezüglich der technischen Funktionsweise dieser neuen Technologie schreibt die österreichische Regulierungsbehörde eine standardisierte und kompatible Messmethode vor. Eine Effizienzsteigerung in vollem Umfang kann nur erreicht werden, wenn harmonisierte Standards von Smart Metering in ganz Europa angestrebt werden.

Zusammenfassend hat Smart Metering folgende Funktionen:¹⁰¹

- die automatische Verarbeitung, den Transfer, das Management und die Verwendung von Messdaten,
- die automatische Abwicklung von Messungen,
- die 2-Weg-Datenübertragung mit Zähler,
- die Lieferung aussagekräftiger und zeitnaher Verbrauchsdaten an die relevanten Akteure und ihre Systeme, auch an den Energieverbraucher, und die
- Unterstützung von Diensten, welche die Energieeffizienz des Energieverbrauchs und des Energiesystems verbessern (Erzeugung, Übertragung, Verteilung und vor allem Endnutzung).

¹⁰⁰ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

¹⁰¹ Koponen et al. (2008), S. 4.

Diese Funktionen können als Chance gesehen werden, die Energieversorgung in Zukunft dynamischer und verständlicher zu gestalten und für mehr Transparenz zu sorgen.¹⁰²

Zusätzlich zu der Funktionsweise eines Smart-Meters müssen noch die Begriffe Advanced Meter Reading (AMR), Advanced Meter Management (AMM) und Advanced Meter Infrastructure (AMI) erläutert werden. Dabei handelt es sich um zentrale Begriffe aus dem Bereich der Kommunikationstechnologie, die für den Einsatz von modernen Messsystemen unerlässlich sind.¹⁰³

Nachdem der Einsatz eines Smart-Meters als Teil einer größeren Infrastrukturentwicklung analysiert wird, folgt eine kritische Betrachtung der Kosten und der generierten Nutzen durch die verordnete Einführung von Smart-Metern.

4.2.3 Kosten und Nutzen von Smart-Metern

Die Umsetzung der Smart-Meter-Verordnung führt bei betroffenen Interessensvertretungen wie der österreichischen Mietervereinigung, der österreichischen Energiewirtschaft, der Arbeiterkammer, bei regionalen und nationalen Energielieferanten sowie bei Konsumenten zu großem Unmut. In diversen Diskussionsveranstaltungen¹⁰⁴ und Pressemeldungen wird beispielsweise von Zwangsbeglückungen anstatt eines evolutionären Übergangs vom Ferrariszähler zum Smart-Meter gesprochen.

Die Mietervereinigung Österreich kritisiert vor allem die fehlende Wahlfreiheit für Kunden und weist durch eine Petition auf bestehende Probleme in den Bereichen Kosten, Datenschutz, Datensicherheit sowie Elektrosmog hin.¹⁰⁵

Zurückgehend auf die bis November 2012 nicht oder nur teilweise erfolgte Kundeninformation und Kommunikation der Einführung dieser neuen Technologie zeigen Marktinsider auf, dass bei bis zu 90% der Konsumenten in Österreich kein oder nur geringes Wissen über Smart-Meter vorhanden ist.

¹⁰² Vgl. Kester/Burgos/Parsons (2009), S. 6.

¹⁰³ Vgl. Haney/Jamasb/Pollitt (2011), S. 167.

¹⁰⁴ Workshop: Smarte und effiziente Energiewelt durch intelligente Zähler? (2012) Wien, Sprecher: Mag. Nadja Shah (Mietervereinigung), Veranstalter: Austrian Energy Agency.

¹⁰⁵ Vgl. Mietervereinigung Österreich (2010), online.

Um einen Kosten-Nutzen-Vergleich der Einführung von Smart-Metern zu ermöglichen, wurden in Österreich zwei unabhängige Studien in Auftrag gegeben. Das Hauptstatement der Studien, durchgeführt von Capgemini (2010) im Auftrag des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, lautet wie folgt:

„Nach reinen Wirtschaftlichkeits-Kriterien macht die flächendeckende Einführung von Smart Metering keinen Sinn. Ungeachtet dieser rein wirtschaftlichen Gesichtspunkte mögen jedoch andere immer stärker werdende Zukunftstrends wie dezentrale Erzeugung und e-Mobility eine erneute Betrachtung notwendig machen.“¹⁰⁶

Die durch die E-Control in Auftrag gegebene Studie, durchgeführt von PricewaterhouseCoopers, kam zu folgendem Ergebnis.

„Die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse für eine österreichweite Einführung von Smart Metering zeigt, dass in allen vier Szenarien ein positiver Gesamteffekt erzielt werden kann.“¹⁰⁷

Der Nutzen und die Kosten der Einführung stellen sich also je nach Gesichtspunkt und Stakeholdergruppe sehr unterschiedlich dar. Gesamtwirtschaftlich ist bei einem Rollout mit geschätzten Kosten der Umstellung von ~1,6-2,5 Milliarden Euro¹⁰⁸ bzw. ~4,3 Milliarden Euro¹⁰⁹ zu rechnen. Die Frage, wer diese Zusatzkosten zu tragen hat, kann in der aktuellen Situation am Beginn der Umstellung 2012 nur vermutet werden. Aus ökonomischer Sicht ist jedoch davon auszugehen, dass die Kunden der Energieversorger kurz- beziehungsweise langfristig, zum Teil direkt oder über Umwege, dafür aufkommen werden müssen. Problematisch kann laut Branchenkennern diese Umwälzung der Kosten werden, wenn aufgrund der ungewissen Effizienzsteigerung der Stromverbrauch und damit die Stromkosten für den Kunden kaum reduziert werden können. Diese Effizienzsteigerung wird von diversen Studien¹¹⁰ und Pilotprojekten, wie zum Beispiel der Energie AG oder EVN, auf eine Spanne zwischen 2% und 3,5% geschätzt.

¹⁰⁶ Capgemini (2010), S. 68.

¹⁰⁷ PWC (2010), S. 68.

¹⁰⁸ Capgemini (2010), S. 55.

¹⁰⁹ PWC (2010), S. 68.

¹¹⁰ PWC (2010), S. 50.

Laut den beiden erwähnten Studien befinden sich die größten Nutzenpotentiale der Einführung von Smart-Metern bei den Netzbetreibern.

4.3 Advanced Meter Reading

Die Entwicklung des Kommunikationsmechanismus startete mit einer One-Way-Kommunikation betitelt mit Advanced Meter Reading. Über eine Verbindung zum Messgerät können dabei Informationen vom Messgerät ausgelesen und sowohl dem Lieferanten als auch dem Konsumenten zur Verfügung gestellt werden. Diese Verbindung kann permanent oder zeitlich begrenzt sowie verkabelt oder über Funk aufgebaut werden. Ziel des Einsatzes dieser Technologie war eine beschleunigte und genauere Abrechnung des Verbrauchs.¹¹¹

4.4 Advanced Meter Management

Basierend auf Automated Meter Management, das heißt der Two-Way-Kommunikation und zusätzlichen Systemen der Informationstechnologie, erweitert sich der Anwendungsbereich und die Nutzung von intelligenten Messsystemen.

Der Einfluss der Informationstechnologie kann dabei durch die Funktionen¹¹²

- Meter Operating System (MOS),
- Meter Management (MM) und
- Meter Data Management (MDM)

dargestellt werden.

Folgende Tabelle stellt einen Teil der Einsatzmöglichkeiten dieser zusätzlichen IT-Funktionen dar.

¹¹¹ Vgl. Haney/Jamasb/Pollitt (2011), S. 167.

¹¹² Horváth & Partners (2010), S. 7.

Einsatzmöglichkeiten typischer Funktionen der Informationstechnologie

Meter Operating System	Meter Management	Meter Data Management
Systemmanagement und Parametrierung - Monitoring, Logging und Reporting Konfigurierung von Geschäftsprozessen - Zählerdatenübernahme - Ausnahmebehandlungen und Alarme - Auswertungen und Data-Mining-Funktionen	Geräteverwaltung - Stamm- und Bewegungsdatenverwaltung Konfigurierung von Geschäftsprozessen und Anwendungsfällen - Tarifmodelle und Tariffunktionen - Fernsperre und -freischaltung der Zähler - Laststeuerung, Lastbegrenzung - Überwachung der Kommunikationsprozesse	Datenverwaltung - Plausibilisierung der Messwerte - Kennzeichnung von Abrechnungsdaten Auswertungsfunktionen für Messwerte - Data-Mining - Business Intelligence - Benchmarking Optionale Funktionen - Webservices für Visualisierungen von Messwerten - Mehrmandantenfähigkeit - Kundendatencluster - Unterstützung der Abrechnungsfunktionen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an: Horváth & Partners (2010), S. 8

4.5 AMI – Advanced Metering Infrastructure

Advanced Metering Infrastructure bezieht sich auf die gesamte Infrastruktur, angefangen vom Messsystem, über die Kommunikationsnetzwerke bis hin zu den Datenmanagementsystemen. Erst durch die Infrastruktur ist es möglich, ein ganzheitliches Konzept für die Messung, Sammlung, Auswertung und Nutzung der Daten zu entwickeln und den Smart-Meter mit den Stromlieferanten, Marktteilnehmern und weiteren kompatiblen Systemen wie Smart Homes zu verlinken.¹¹³

Durch Smart Homes wäre eine Möglichkeit geschaffen, insbesondere für technikaffine Kundengruppen, größere Effizienzsteigerungen im Haushalt zu erreichen. Verbesserungen in Bezug auf Effizienz und Kundennutzen in den Bereichen Heizung, Kühlung, Sicherheit, Beleuchtung, Verdunkelung und im Unterhaltungsbereich könnten umgesetzt werden.

¹¹³ Vgl. Haney/Jamasb/Pollitt (2009), S. 21.

Unterstützend dabei werden in Zukunft Tablets wirken, durch welche die drahtlose Steuerung dieser Anwendergeräte gewährleistet werden kann. Aus technischer Sicht kann gezeigt werden, dass sich mit „Breitband-Internet, mehreren vernetzten Computern zu Hause, Smart Phones und Tablet PCs, den entsprechenden Tools dahinter“¹¹⁴ und Integration dieser Technologien zu einem ganzheitlichen System eine neuartige Situation der Steuerung und Einflussnahme auf den täglichen Lebensalltag ergibt. Im Entertainment-Sektor ist dieser Wandel bei technikaffinen Kundenschichten durch die Steuerung von Heimanlagen und Fernsehgeräten bereits erfolgt.

4.6 Energieinformationsnetze und Energiesysteme

Kommunikationstechnologien bilden, wie in den vorherigen Unterpunkten dargestellt, den Grundstein für Energieinformationsnetze, welche in Folge das Informationsrückgrat eines Smart Grids darstellen.¹¹⁵

Energieinformationsnetze, wie hier dargestellt, können definiert werden als „Kommunikationsnetze für eine Maschine zu Maschine (M2M)-Kommunikation, welche sich bis zu den einzelnen Verbrauchern und Endgeräten des Verbrauchers erstrecken, durch Monitoring oder Messung erfasste Daten sowie Steueranweisungen übermitteln und die zugehörigen übergeordneten Verarbeitungseinrichtungen für das Management des Energieversorgers erschließen.“¹¹⁶

Begrifflich etwas weiter gefasst ist das Konzept des Energiesystems.

Die folgende Grafik skizziert nun das Gesamtkonzept und die Aufgaben eines Energiesystems laut Positionspapier des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik.¹¹⁷ Sie gibt damit einen ersten großen Einblick in den Aufbau des zukünftigen Energiedienstleistungssektors.

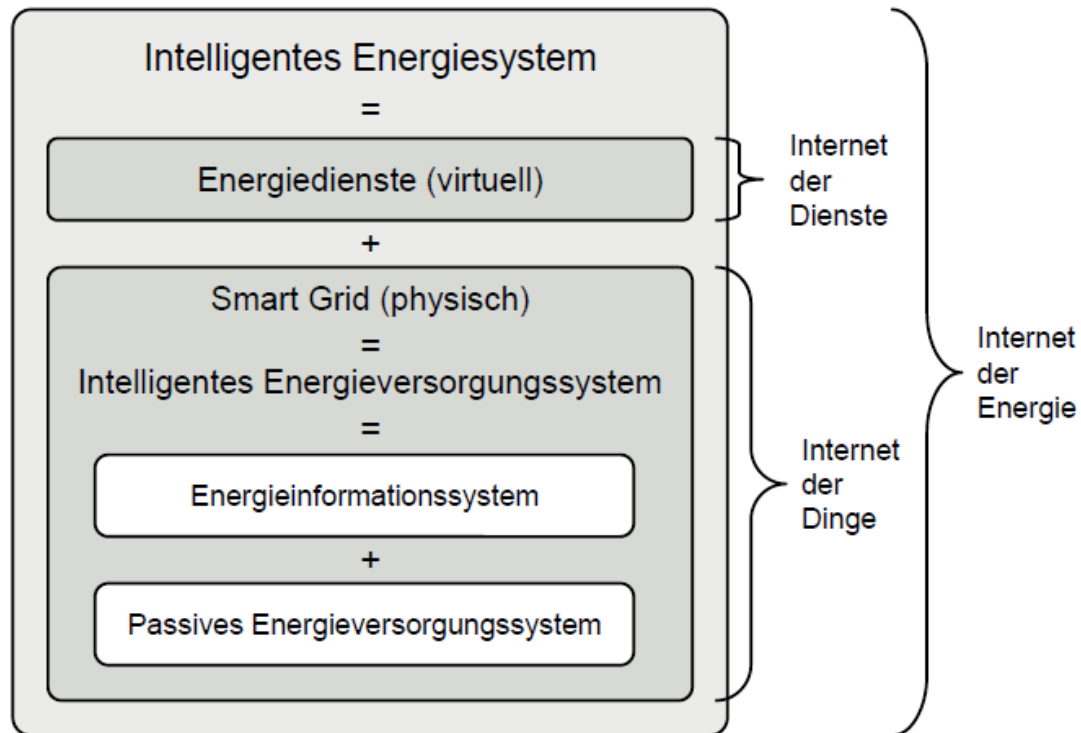
¹¹⁴ Dietrich/Kupzog/Haase (2012), S. 256.

¹¹⁵ Vgl. Großmann/Kunold (2011), S. 12.

¹¹⁶ Großmann/Kunold (2011), S. 14.

¹¹⁷ Vgl. Verband der Elektrotechnik (2010), S. 58 f.

Abb. 9: Das intelligente Energiesystem (Smart energy system)



Quelle: Verband der Elektrotechnik (2010), S. 58

Das hier dargestellte intelligente Energiesystem basiert auf zwei miteinander agierenden Ebenen: den virtuellen Energiediensten und den physischen intelligenten Energieversorgungssystemen, auch Smart Grids genannt. Dieses intelligente Energieversorgungssystem kann wiederum unterteilt werden in ein Energieinformationssystem, bestehend aus dem Telekommunikationssystem und Automatisierungssystem sowie einem passiven Energieversorgungssystem. Das passive Energieversorgungssystem besteht aus den Energiesystemelementen Erzeuger, Speicher, Verbraucher und Netzbetriebsmittel.

Zur besseren Modellierung auf hoher Abstraktionsebene lässt sich ein generisches Modell mit den vier Ebenen¹¹⁸

- Infrastruktur,
- Informationsobjekte und Dienstekommunikation,

¹¹⁸ Vgl. Verband der Elektrotechnik (2010), S. 5.

- Dienste und
- Dienstenutzer

konstruieren, welches „die Integration existierender Technologien und die Erfassung der virtuellen Welt der Dienste unabhängig von der unterliegenden Infrastruktur“¹¹⁹ erlaubt.

Zusammenfassend besteht nun die große Herausforderung in der Verbindung und Kommunikation der physischen Ebene bestehend aus „Anlagen zur Energiegewinnung, Speicherung und zur Energienutzung sowie Einrichtungen zum Transport von Energie mit zugehörigen Betriebsmitteln,“¹²⁰ mit der virtuellen Ebene der Energiedienste zum Management und Austausch der Energie in den Netzen und auf den Märkten.

Entstehende Problembereiche sind dabei im Moment noch die oft fehlende Standardisierung in den Netzarchitekturen. Diese würden die technische Planbarkeit erhöhen und die Unsicherheiten im Investitionsprozess bei einem gleichzeitig stabilen Netzbetrieb verkleinern.¹²¹

4.7 Smart Grids

Unter Smart Grids versteht man nach österreichischer Definition der Smart-Grid-Technologieplattform 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.“¹²² Folgende Grafik soll dieses Gesamtkonzept überschaubar visualisieren.

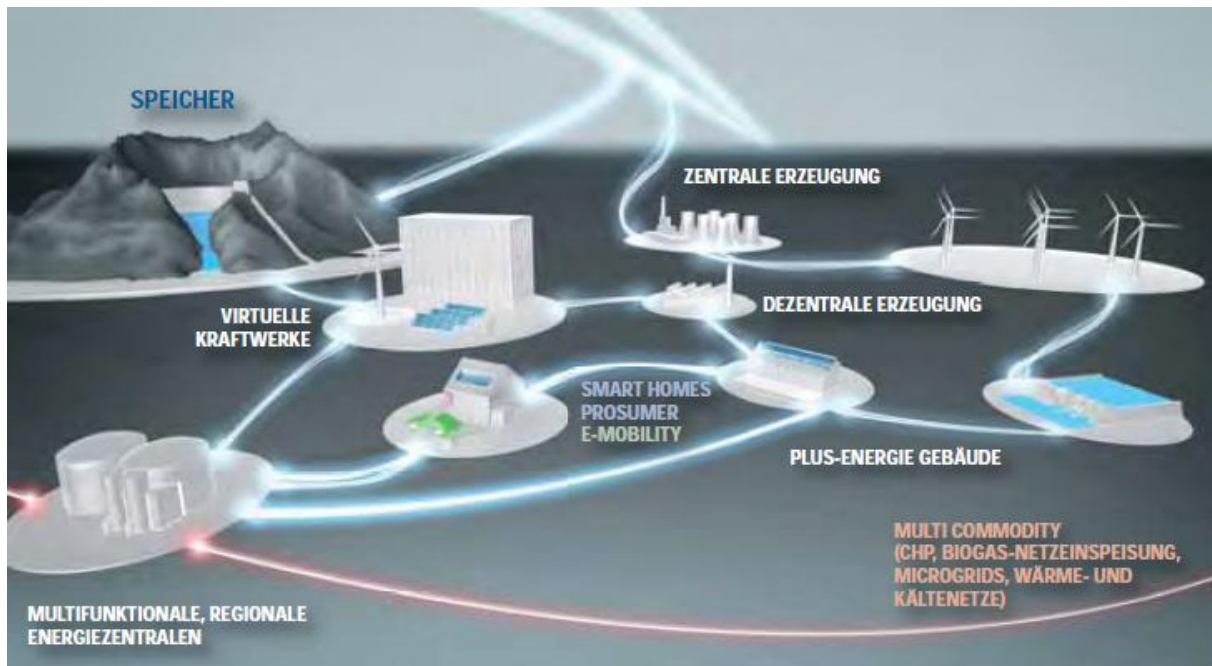
¹¹⁹ Verband der Elektrotechnik (2010), S. 5.

¹²⁰ Verband der Elektrotechnik (2010), S. 59.

¹²¹ Vgl. Großmann/Kunold (2011), S. 15.

¹²² Smart Grids Austria (2012b), S. 1.

Abb. 10: Gesamtsystem der Energie-Wertschöpfungskette



Quelle: BM für Verkehr, Innovation und Technologie (2010), S. 6

Auf europäischer Ebene entscheidet sich die European Regulators Group for Electricity and Gas nach langer Debatte für eine Definition, die den Service, den Smarts Grids ihren Benutzern anbieten kann, in den Mittelpunkt stellt und nicht die Technologie, die durch Smart Grids entwickelt wird.¹²³

“Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.”¹²⁴

Im internationalen Kontext sollte folgende detailreiche Definition mit geringfügigen Abweichungen der österreichischen ebenfalls berücksichtigt werden.

“A smart grid integrates new innovative tools and technologies from generation, transmission and distribution all the way to consumer appliances and equipment. A smart grid would create an energy system that: i) Responds to local and system-wide inputs and has much more information about broader

¹²³ Vgl. ERGEG (2010), S. 19.

¹²⁴ ERGEG (2010), S. 18 f.

system problems and ii) Incorporates extensive measurements, rapid communications, centralized advanced diagnostics and feedback control to optimize the use of the grid.”¹²⁵

Die Optimierung der Nutzung des Stromnetzes kann mit dem energie- und kosteneffizienten Systembetrieb verglichen werden. Unterschiede betreffen die Erwähnung von Herausforderungen, wie den umfangreichen Messsystemen und der resultierenden Steuerung und Regelung der Nutzung des Stromnetzes. Weitere Definitionen beinhalten die Integration moderner Informations- und Kommunikationstechnologien sowie eine wirtschaftlichere und umweltfreundlichere Nutzung.¹²⁶

Zusammenfassend steht ein kosten- und energieeffizienteres Management eines aufgerüsteten Stromnetzes unter Berücksichtigung und Integration dezentral erzeugter erneuerbarer Energien und die Schaffung eines Gleichgewichts von Stromangebot und -nachfrage im Mittelpunkt von Smart-Grid-Konzepten. Um diese ehrgeizigen Ziele umzusetzen, bedarf es einer sensiblen Entwicklungsstrategie, welche einen längerfristigen Plan für die Einführung von Investitionen mit durchdachten und strukturierten Experimenten und Pilotprojekten kombiniert.¹²⁷ Als praktisches Beispiel für die österreichische Erforschung von Smart Grids wird nun ein Pilotprojekt der Salzburg AG vorgestellt.

4.7.1 Smart Grids - Modellregion Salzburg

Den Grundbaustein für die Modellregion Salzburg bildet die Kombination aus Wissenschaft und praktischer Anwendung im Bereich der zukünftigen intelligenten Stromversorgung. Beteiligte Akteure der Forschung sind dabei das Austrian Institute of Technology sowie die TU Wien. Praktischen Input und Ressourcen liefern die Salzburg AG, Siemens und Salzburg Wohnbau.

Laut der Modellregion Salzburg bestehen zwölf Projekte, welche die intelligente Vernetzung von Energie fördern sollen. Erforscht wird dabei in einem Projekt die Integration von Gebäuden, um Spitzenlasten durch intelligentes Lastmanagement zu reduzieren. Weitere Projekte befassen sich mit der

¹²⁵ Saguan (2009), S. 3.

¹²⁶ Vgl. Müller (2012), S. 10.

¹²⁷ Vgl. Joskow (2012), S. 45.

Einbindung der Konsumenten, einerseits in Bezug auf Verbrauchsreduktionen mit Hilfe von Feedbacksystemen auf Smart-Metering-Basis, andererseits mit Strategien und Werkzeugen zur unaufdringlichen zeitlichen Verschiebung der täglichen Energiekonsumation. Neben der Untersuchung von Energie für Heizungszwecke bildet die intelligente Integration von Elektrofahrzeugen einen weiteren Teilaspekt der Forschung. Informations- und Kommunikationsinterfaces sowie deren Infrastruktur bilden die Vernetzungsgrundlage der zuvor genannten Projektinhalte und somit das Rückgrat des gesamten Modells. Auf Netzbasis bestehen Projekte in Bezug auf einen aktiven Verteilernetzbetrieb und die Erweiterung von Aufnahmekapazitäten von erneuerbaren Energien, welche aus dezentraler Erzeugung stammen. Aufbauend auf diesen Projekten sind die Ziele der Modellregion Salzburg die Zusammenführung von Smart-Grid-Applikationen zur Analyse von Synergien und Abhängigkeiten sowie die Integration verschiedener Technologiefelder und deren Interaktion zur Generierung einer gesamtsystematischen Lösung. Dies könnte unter realen Gegebenheiten und Herausforderungen sowie unter Einbindung von Konsumenten stattfinden.¹²⁸

¹²⁸ Vgl. Salzburg AG (2013), online.

4.7.2 Pionierprojekte in Österreich

Weitere Pilotprojekte sind über ganz Österreich verteilt, wobei die wichtigsten Pionierregionen kurz aufgezählt werden.¹²⁹

- **Smart Distribution Grid Biosphärenpark Großes Walsertal** – Netzintegration verteilter Erzeugung
- **Smart Infrastructure Salzburg** – Integrierte Infrastrukturplanung
- **Smart Microgrid Murau** – Regionale, ausfallsichere Elektrizitätsversorgung in der Region Murau
- **Smart Community Großschönau** – Kommunale Infrastruktur und Verbraucher als Schlüsselemente eines intelligenten Energiesystems
- **Smart Services für den Großraum Linz** – Aufbau einer intelligenten Informations- und Kommunikationsstruktur
- **Smart Infosystems Vöcklabruck** – Intelligente Mess- und Informationssysteme in der Smart-Meter-Testregion

¹²⁹ Vgl. BM für Verkehr, Innovation und Technologie (2010), S. 2 ff.

5 Balance im physischen Stromnetz durch Lastmanagement

Nach der Klärung der Rahmenbedingungen, die in Österreich aktuell im Stromsektor bestehen, und im Anschluss an die Erläuterung der technologischen Entwicklungen im Energie- sowie im Informations- und Kommunikationssektor beschäftigt sich das folgende Kapitel nun mit dem Zusammenwirken dieser Faktoren.

Im Mittelpunkt steht die Balance des Energiesystems zwischen der Erzeugung auf der einen Seite, der Speicherung in der Mitte und dem Verbrauch auf der anderen Seite. Ein stabiler Zustand dieser beiden Seiten ist nötig, um die Elektrizitätsversorgung nachhaltig aufrecht zu erhalten.¹³⁰ Dieser muss jedoch unter Berücksichtigung der folgenden Nebenbedingungen realisiert werden. Durch die notwendige Gleichzeitigkeit der Erzeugung und Nachfrage ist Elektrizität im Gegensatz zu Primärenergieträgern wie Mineralölprodukten nicht oder nur in geringen Mengen und hohen Kosten speicherbar und vorhaltbar.¹³¹ Kurz gesagt muss „jede Einheit Elektrizität genau zu dem Zeitpunkt produziert werden, in dem sie nachgefragt wird.“¹³²

Wenn man in diesem Zusammenhang von einem stabilen Zustand des Netzes spricht, geht man von einer Netzfrequenz von 50 Hertz aus, die zu jedem Zeitpunkt, abgesehen von einer kleinen Schwankungsbreite, gehalten werden muss. Dieser reguläre Normstatus wurde in Österreich im Jahr 1920 festgelegt und ist die Basis für die Zusammenarbeit aller Kraftwerksgeneratoren im Verbund und für ein konstantes Schwingen des Wechselstroms in den Netzen und Geräten.¹³³

Fachlich spezifiziert wird diese Thematik mit dem Begriff des Lastmanagements oder des Demand Side Management. Dieses steht grundsätzlich für die Balance zwischen Angebot und Nachfrage von Elektrizität zur Aufrechterhaltung des Stromnetzes und der Verfügbarkeit von Strom. Unter einer Netzlast oder Last generell versteht man im Elektrizitätsbereich die physikalisch auftretende Stromnachfrage.¹³⁴

¹³⁰ Vgl. Frey (2009), S. 1 ff.

¹³¹ Vgl. SRU (2011), S. 122.

¹³² SRU (2011), S. 122.

¹³³ Vgl. Neidhöfer (2008), S. 1 f.

¹³⁴ Vgl. SRU (2011), S. 122.

In der weiteren Arbeit repräsentiert der Terminus des Lastmanagements die Umverteilung der Lasten im kurzfristigen zeitlichen Bezug sowie zwischen längeren Perioden und schließt damit das Nachfragemanagement und die Nachfragerbeteiligung mit ein.¹³⁵ Unter dem Nachfragemanagement in der Elektrizitätsbranche nimmt man Bezug auf eine Reihe von Strategien, und zwar mit dem Ziel einer steigenden Beteiligung der Nachfragerseite, d. h. dem Endkunden von elektrischer Energie, fokussiert auf die Preissetzung und Markträumung im Sektor.¹³⁶ Diese Einbindung des Verbrauchers in den Stabilisierungsprozess basiert großteils auf der Entwicklung von neuen Technologien wie Smart Metering, Smart Grids oder virtuellen Kraftwerken.¹³⁷ Zusätzlich in die gesamte Betrachtung mit einzubeziehen ist die Notwendigkeit von Schattenkraftwerken und der Bedarf an Regelenergie. Für die Frequenzregelung in Europa ist der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zuständig. Dieser regelt die rechtlichen, wirtschaftlichen, technischen und organisatorischen Bestimmungen, welche für ein funktionsfähiges und sicheres Elektrizitätsnetz von Nöten sind. Die Aufrechterhaltung der Netzstabilität liegt dann bei den Übertragungsnetzbetreibern und wird durch die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung gewährleistet. Der technische Begriff dafür ist die Leistungs-Frequenz-Regelung, welche bei größeren Lastschwankungen in Kraft tritt. Je nachdem, welche Dauer der Leistungseinbruch in Anspruch nimmt, kommen verschiedene Regelungen zum Einsatz. Nach einigen Sekunden tritt die Primärregelung ein, welche im unveränderten Zustand nach 30 Sekunden von der Sekundärregelung und nach einem Limit von 15 Minuten oder auch parallel zu einem früheren Zeitpunkt ab Beginn des Leistungseinbruches von der Tertiärregel abgelöst wird.¹³⁸

Laut Vorgaben der ENTSO-E müssen die folgenden Bestimmungen in Bezug auf die Regelreserven eingehalten werden.

Betrachtet man zuerst die Primärregelung, ergeben sich laut Fussi, Schüppel, Gutschi und Stigler (2011) auf Basis der ENTSO-E folgende Vorgaben.

¹³⁵ Vgl. Strbac (2008), S. 1.

¹³⁶ Vgl. International Energy Agency (2003), S. 17.

¹³⁷ Vgl. Hütter (2010), S. 57.

¹³⁸ Vgl. E-Control (2013d), online.

Die Primärregelung¹³⁹

- muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert und für bis zu 15 Minuten einsetzbar sein,
- muss die quasistationäre Frequenzabweichung unter Einbeziehung des Selbstregelungseffektes der Lasten auf ± 200 mHz begrenzen,
- ist innerhalb des Gebietes der ehemaligen UCTE auf einen Referenzstörfall von ± 3000 MW ausgelegt, der einem Ausfall zweier großer Kraftwerksblöcke entspricht und
- fordert von den beteiligten Kraftwerken eine Mindestleistungszahl in der Höhe von 15000 MW/Hz.

Zur Entlastung der Primärregelung, welche Nationen übergreifend für Stabilität sorgt, wird die Sekundärregelung aktiviert, welche auf die betroffene Regelzone begrenzt ist.¹⁴⁰

In der zweiten Regelungsstufe bestimmt die ENTSO-E folgende Vorgaben.

Die Sekundärregelung¹⁴¹

- wird meist zeitgleich mit der Primärregelung aktiviert und sollte in der Regel die Primärregelung nach 5 Minuten abgelöst haben,
- soll die Frequenzabweichung innerhalb von 15 Minuten auf den Sollwert zurückgeführt haben und
- kann bei gegebener leittechnischer Anbindung und entsprechender Übereinstimmung mit den jeweiligen ÜNB auch aus anderen Regelzonen/Regelböcken erbracht werden, jedoch muss ein Mindestanteil von 66% der benötigten Sekundärregelung innerhalb jeder Regelzone vorgehalten werden.

Im Vergleich zur Primär- und Sekundärregelung können für die Tertiärregelung viele Kraftwerke eingesetzt werden. Sie tritt spätestens nach 15 Minuten in Kraft, wenn der Leistungsabfall danach immer noch anhält.¹⁴²

¹³⁹ Fussi/Schüppel/Gutschi/Stigler (2011), S. 3.

¹⁴⁰ Vgl. E-Control (2013d), online.

¹⁴¹ Fussi/Schüppel/Gutschi/Stigler (2011), S. 3 f.

¹⁴² Vgl. E-Control (2013d), online.

Die Tertiärregelung oder Minutenreserve¹⁴³

- wird manuell aktiviert und muss spätestens 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen,
- kann direkt (zu jedem Zeitpunkt) oder auch fahrplanmäßig (Einbindung in den vorhandenen Fahrplan) abgerufen werden,
- wird beim Auftreten von Großstörungen zusätzlich zur bereits eingesetzten Sekundärregelleistung aktiviert, damit eine Rückführung zur Sollfrequenz möglich wird und
- kann bei gegebener leittechnischer Anbindung und entsprechender Übereinstimmung mit den jeweiligen ÜNB auch aus anderen Regelzonen/Regelblöcken erbracht werden. Jedoch muss mindestens die Hälfte an Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung innerhalb der betroffenen RZ vorgehalten werden.

Abschließen wird die Abgrenzung und Unterscheidung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie erläutert. Vereinfacht kann gesagt werden, dass man „Abweichungen der Prognose in der Regelzone als Regelenergie“¹⁴⁴ und „Abweichungen der Prognose in der Bilanzgruppe als Ausgleichsenergie“¹⁴⁵ bezeichnet.

Lastmanagement benötigt überdies hinaus parallel begleitende Maßnahmen, um der Veränderung der Struktur der Stromerzeugung Rechnung zu tragen. Diese können wie folgt zusammengefasst werden. Sie betreffen den¹⁴⁶

- Netzausbau,
- die kommunikative Aufrüstung der Netze (Smart Grids),
- die Steuerung stromverbrauchender Geräte (Demand Response) und
- die Installation von elektrischen Speichern.

Die kommunikative Aufrüstung der Netze in Form von Smart Grids wurde bereits in einem der vorigen Kapitel erläutert, ebenso die Notwendigkeit und

¹⁴³ Fussi/Schüppel/Gutschi/Stigler (2011), S. 4.

¹⁴⁴ Vgl. E-Control (2013d), online.

¹⁴⁵ Ebd.

¹⁴⁶ Vgl. FVEE (2011), S. 106.

Umsetzungsmöglichkeiten von elektrischen Speichern. Darum konzentrieren sich die folgenden Unterpunkte auf die Einbindung des Verbrauchers durch neuartige Tarife und die Steuerung von stromverbrauchenden Geräten durch Demand-Response-Lösungen. Zum besseren Verständnis werden zuerst Grundkonzepte der Spitzenlasttheorie erläutert. Bei der Balance des Stromnetzes spielen diese Spitzenlasten in Bezug auf Stabilität die entscheidende Rolle und werden durch zusätzliche erneuerbare Energieformen zum einen verstärkt, aber tragen auch, wie die Solarenergie zur Mittagszeit an sonnigen Tagen, zur besseren Abdeckung und somit in einem kosteneffizienteren Einsatz bei.

5.1 Theoretische Ansätze der Spitzenlasttheorie

Grundsätzlich zu unterscheiden sind zwei verschiedene Konzepte im Bereich der Spitzenlasttheorie. Auf der einen Seite befindet sich der deterministische Ansatz, welcher davon ausgeht, dass die Stromerzeugung und der Verbrauch zu jedem beliebigen Zeitpunkt exakt prognostiziert und bestimmt werden können.¹⁴⁷ Grundlage bildet die Unterteilung in mehrere Produkte als Folge der unterschiedlichen zeitlichen Nachfrage und der damit verbundenen Möglichkeit der Realisierung von Verbundvorteilen.¹⁴⁸ Der deterministische Ansatz beruht auf der Leontief-Produktionstechnologie,¹⁴⁹ welche die Grundlage der optimalen Produktionskapazität und Spitzenlastpreise bei Steiner (1957) und in relevanten nachfolgenden Aufsätzen bildet.¹⁵⁰ Durch Maximierung des sozialen Überschusses lassen sich dabei unter Einbezug der Kapazität und der Ausbringungsmengen die optimalen Spitzenlastpreise und Kapazitäten berechnen.¹⁵¹ Nach Borrmann und Finsinger (1999) ergibt sich in Anbetracht der bestehenden Verbundvorteile auf Basis von Spitzenlast- und Schwachlastzonen folgende Spitzenlastpreisregel. In einer im Optimum nicht bindenden Kapazitätsgrenze in einer Zeitzone und einer bindenden in der anderen Zeitzone, tragen die Nachfrager zu Schwachlastzeiten nur die variablen Kosten und die Nachfrager zu Spitzenlastzeiten die variablen und

¹⁴⁷ Vgl. Crew/Fernando/Kleindorfer (1995), S. 215 f.

¹⁴⁸ Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 241.

¹⁴⁹ Vgl. Varian (1994), S. 4.

¹⁵⁰ Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 241.

¹⁵¹ Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 243.

fixen Kosten, also die gesamten Kapazitätskosten.¹⁵² Dieser Fall ist repräsentativ für den Elektrizitätssektor, beispielsweise durch den Einsatz von TOU-Tarifen in Form von Tag- und Nachtstrom.

Auf der anderen Seite befindet sich der stochastische Ansatz, welcher Wahrscheinlichkeiten für bestimmte Umstände und Unsicherheiten in Bezug auf Nachfrage und Erzeugung mit einbezieht.¹⁵³ Die resultierenden Zufallsschwankungen sind nur aufwändig prognostizierbar und erschweren den Einsatz einfacher Zeitzonentarife. Eine Generalisierung der deterministischen Nachfrage könnte dabei durch den Einsatz von voneinander unabhängigen Störtermen auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen erfolgen.¹⁵⁴

Die deterministische Sicht ist nur durch starke Einschränkungen möglich und dient der Vereinfachung der Darstellung und Berechnung von Energiepreisen. Größere Realitätsnähe wird durch den stochastischen Ansatz erreicht, welcher Kraftwerksausfälle genauso berücksichtigt, wie die volatilen Nachfrageschwankungen von sämtlichen Kundensegmenten.¹⁵⁵

Weitere Methoden, um diese Schwankungen zu berücksichtigen, ergeben sich durch real time pricing und priority pricing. Diese binden die Preise an aktuelle Marktpreise oder die von den Nachfragern vorhandene Zahlungsbereitschaft für Zuverlässigkeit.¹⁵⁶

5.1.1 Ansatz von Steiner

Bezüglich des deterministischen Ansatzes wird die Sichtweise des Elektrizitätssektors von Steiner erläutert. Diese Sichtweise bildet die Basis für die weiteren Punkte der Tarif- und Preisgestaltung. Steiner (1957) sah die Herausforderung darin, eine angemessene Preispolitik zu finden, welche genügend Kapazitäten zur Verfügung stellt sowie deren effiziente Nutzung gewährleistet und gleichzeitig die vollen sozialen Kosten der Ressourcennutzung abdeckt. Steiner sieht das Problem der Preisfindung in der konstanten Verfügbarkeit von Kraftwerken zu Spitzenlastzeiten, welche in langfristiger Sicht zu Unterauslastungen führen würde. Probleme mit dieser Art

¹⁵² Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 249.

¹⁵³ Vgl. Crew/Fernando/Kleindorfer (1995), S. 215 f.

¹⁵⁴ Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 255 f.

¹⁵⁵ Vgl. Hütter (2010), S. 31.

¹⁵⁶ Vgl. Borrmann/Finsinger (1999), S. 259 f.

von Charakteristika sind vor allem bei Produkten und Dienstleistungen zu finden, welche technisch nur schwer oder kaum speicherbar sind. Dies trifft konkret im Elektrizitätssektor größtenteils zu.¹⁵⁷

5.1.2 Ansätze zur Verhaltensänderung der Konsumenten

Bevor ich nun die theoretischen Konzepte der Preisgestaltung erläutere, befasse ich mich mit den Anreizsystemen zur Verhaltensänderung von Verbrauchern. In Bezug auf die 20-20-20-Ziele der Europäischen Union sollte dabei das Verbraucherverhalten so verändert werden, dass bis 2020 eine Energieeffizienzsteigerung um 20% erreicht wird.¹⁵⁸ Neue Tarife können dabei theoretisch zu Wohlfahrtssteigerungen führen, jedoch nur, wenn ein Wechsel der Kunden zu diesen Tarifen stattfindet und diese in ihrer geplanten Weise verwendet werden. Es müssen also Anreizmechanismen gefunden werden, um die Wechselbereitschaft der Kunden zu erhöhen und die Entscheidung bei einem konkreten Wechsel auf den Tarif mit den größten Wohlfahrtseffekten zu lenken. Der konkrete Wechsel zu neuen Tarifen und anderen Stromanbietern wird durch die Technologie der Smart-Meter dank Automatisierung stark vereinfacht werden und zu Einsparungen für Netzbetreiber, Stromlieferanten und Endkonsumenten führen.¹⁵⁹ Die Gründe dafür sind die Verfügbarkeit der zeitgenauen Verbrauchsdaten sowie Zählerstände, welche direkt an den neuen Stromlieferanten weiter gegeben werden können. Neue Tarife können auf Grund der historischen Verbrauchsdaten effizienter gewählt werden und resultieren in verringerten Transaktionskosten der beteiligten Akteure.

Verhaltensänderungen können nun konkret durch externe Einflussfaktoren wie Feedbacksysteme, aus persönlicher Überzeugung beziehungsweise Werthaltung heraus oder durch monetäre Anreize herbeigeführt werden. Die Basis ist dabei immer ein gewisser Zugang zu Informationen über das persönliche Verbraucherverhalten und den aktuellen Energieverbrauch, um positive Nutzenpotentiale zu erkennen und diese zu realisieren.¹⁶⁰ Durch Feedbacksysteme, welche dem Endkonsumenten eine Rückmeldung über das Verbraucherverhalten geben, kann eine Veränderung dieses Verhaltens

¹⁵⁷ Vgl. Steiner (1957), S. 585.

¹⁵⁸ Vgl. Europäische Kommission (2010), S. 7.

¹⁵⁹ Vgl. PWC (2010), S. 29 ff.

¹⁶⁰ Vgl. PWC (2010), S. 22.

erzeugt werden. Die Informationen können dem Verbraucher barrierefrei zur Verfügung gestellt und in Kombination mit Benchmarks übersichtlich aufbereitet werden.¹⁶¹ Einsparungspotentiale für Haushalte als auch für Gewerbekunden können so erkannt werden und in langfristigen Energieeffizienzmaßnahmen münden.

Auf gesetzlicher Basis soll die sogenannte Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung 2012, kurz DAVID-VO 2012, die Ausgestaltung der Verbrauchsinformationen und der Datenübermittlung beginnend vom Netzbetreiber, über den Lieferanten bis hin zum Endkunden festlegen. In der Erläuterung zu dieser Verordnung bezeichnet die E-Control das Verbraucherfeedback an den Endkonsumenten als eine geeignete Maßnahme, um die Energieeffizienz positiv zu beeinflussen.¹⁶² Datenschutzbestimmungen bei der Authentifizierung und der Datenabfrage müssen dabei genauso eingehalten werden wie eine gewisse Neutralität der Datendarstellung, um Wettbewerbsvorteile für Energielieferanten zu vermeiden.¹⁶³

Die nachhaltigste Form der Verhaltensänderung wäre basierend auf persönlicher Überzeugung und Werthaltungen, welche durch Medien und das Bereitstellen von Information erzielt werden kann. Ein bewusster Umgang mit den zur Verfügung stehenden Energieressourcen wäre das erwünschte Resultat und könnte durch eine gewisse Vorbildwirkung und Kommunikation zu essentiellen Einsparungen und Effizienzsteigerungen führen.

Die dritte Möglichkeit der Verhaltensänderung besteht durch die Einführung von finanziellen Anreizen. In einer Umgebung steigender Energiepreise können die Stromkosten über Tarifsyste me als monetäre Anreizfaktoren dienen, um das Verbraucherverhalten zu ändern.¹⁶⁴ Monetäre Anreize sind als Folge angepasster Tarife nur möglich, wenn eine Informationsbasis und ein Feedbacksystem sowohl für den Endverbraucher als auch für den Lieferanten zur Verfügung stehen.¹⁶⁵ Diese Voraussetzung wird durch die Einführung von Smart-Metern und den dazu kompatiblen Kommunikationssystemen in den

¹⁶¹ Vgl. E-Control (2012b), S. 4.

¹⁶² Vgl. E-Control (2012b), S. 2.

¹⁶³ Vgl. E-Control (2012b), S. 3.

¹⁶⁴ Vgl. Bender/Götz (2010), S. 18 f.

¹⁶⁵ Vgl. Kester/Burgos/Parsons (2009), S. 113.

folgenden Jahren per gesetzlicher Grundlage erfüllt sein.¹⁶⁶ Die konkrete Nutzung dieser neuen Technologie und deren Einsatz könnte jedoch eine gewisse Anlaufzeit in Anspruch nehmen, um ein reaktives Verhalten auf Preis oder Marktsignale zu erzeugen. Zusätzlich zu beachten ist die unterschiedliche Wirkung von monetären Anreizen auf verschiedene soziale Gesellschaftsschichten. Laut Branchenexperten sind dabei die größten Verhaltensänderungen im Bereich der Mittelschicht zu erwarten, während die Oberschicht weiter an ihren Gewohnheiten festhalten wird und die soziale Unterschicht aus diversen Gründen keinen Zugang findet, um sich generell mit der Thematik auseinanderzusetzen und Einsparpotentiale zu finden.¹⁶⁷

5.1.3 Theoretische Konzepte der Tarifgestaltung

Der Einsatz von intelligenten Netzen kombiniert mit Smart-Metern stellt eine neue Technologie zur Verfügung, um neue Bepreisungsmechanismen und Tarifmodelle zu generieren und einzuführen zu können.¹⁶⁸ Hier bewegt man sich weg von einer statischen Betrachtung, hin zu einer detaillierten und dynamischen Ausgestaltung der Modelle. Durch das Einbeziehen der Verbrauchszeit entstehen dabei sogenannte dynamische Tarife. In der Vergangenheit war das Ziel dieser dynamischen Tarife die Verbrauchsverlagerung von Peak- hin zu Off-Peak-Zeiten.¹⁶⁹ Zukünftig wird laut vertraulichen Expertenmeinungen diese Verschiebung teilweise nicht mehr notwendig sein, wenn durch regenerative Energien zusätzlich Erzeugungsspitzen anfallen, die zeitgleich zu Verbrauchsspitzen entstehen. Die Verbrauchsverlagerung muss also dementsprechend nur dann stattfinden, wenn die Differenz aus Erzeugung und Verbrauch signifikant ansteigt. Verbraucherlastspitzen werden also in Zukunft nicht das grundsätzliche Problem sein. Wichtig ist die Balance zu jenen Zeitpunkten, wo eine Lücke aus der Erzeugung von volatilen und regenerativen Energien entsteht.¹⁷⁰ Dies sind Zeitpunkte, in denen kurzfristig Sonnen- und Windflauten auftreten, welche die

¹⁶⁶ Vgl. E-Control (2012b), S. 2 f.

¹⁶⁷ Vgl. E-Control (2009b), S. 26.

¹⁶⁸ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 7.

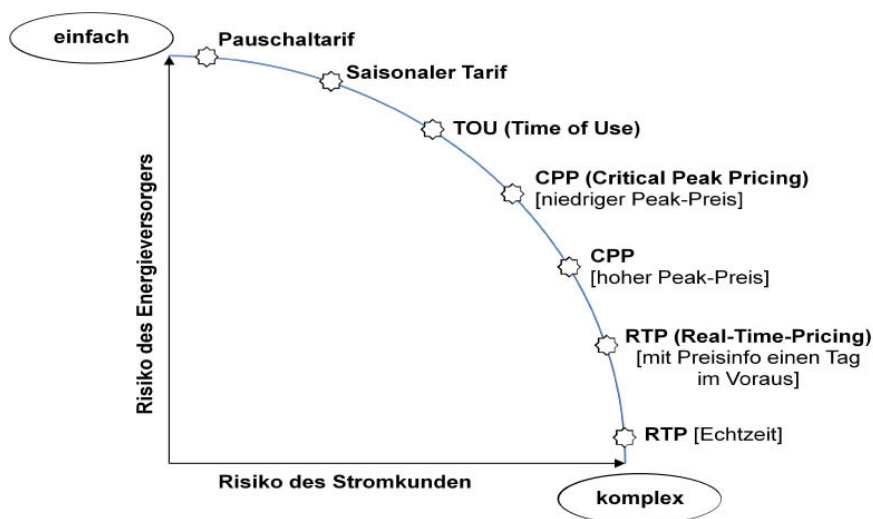
¹⁶⁹ Vgl. Crew/Fernando/Kleindorfer (1995), S. 215 ff.

¹⁷⁰ Vgl. SRU (2011), S. 181.

Strompreise zusätzlich innerhalb kurzer Zeit massiv ansteigen lassen.¹⁷¹ Die Marktentwicklung und die politischen Ziele der Europäischen Kommission zeigen, dass der Anteil dieser erneuerbaren Energieerzeugung weiter ansteigen wird und somit auch die Volatilität der Erzeugung.¹⁷²

Im nächsten Unterpunkt werden nun verschiedene Tarifsysteme erläutert, die bei effizienter Umsetzung das Ziel der Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie eine generelle Glättung von unerwünschten Lastspitzen vor Augen haben. Darunter fallen das Time of Use Pricing, Critical Peak Pricing, Real Time Pricing und der Peak Time Rebate. Diese Tarife bieten eine zusätzliche Möglichkeit für Konsumenten, Energieausgaben zu senken, sind jedoch abhängig vom persönlichen Willen und der Preiselastizität des Konsumenten. Zusätzlich zur Umverteilung der Netzlast ist auf die Verteilung kurzfristiger Preisrisiken zu achten.¹⁷³ Folgende Grafik bietet einen Überblick über die Einordnung der verschiedenen Tarifmöglichkeiten und deren Risikoverteilung zwischen Energieversorger und Stromkunden.

Abb. 11: Preisrisiko bei ausgewählten Tarifmodellen



Quelle: Dütschke, E.; Unterländer, M.; Wietschel, M. (2012), S. 8 basierend auf: Cousins, T. (2009) sowie Faruqui, A.; Wood, L. (2009)

¹⁷¹ Ebd.

¹⁷² Vgl. SRU (2011), S. 130.

¹⁷³ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 8.

5.1.3.1 Time of Use Pricing

Das grundlegendste Tarifsystem, welches die Basis für die restlichen Systeme bildet, ist die Methode der Time of Use oder kurz gesagt TOU. Das Prinzip besteht immer darin, verschiedene Verbrauchszeiten mit unterschiedlichen Preisen zu belegen, d.h. eine Zeitstruktur zu generieren und damit Energie in Off-Peak-Zeiten billiger anzubieten als in Peak-Zeiten. Unterscheidungen können dabei in Bezug auf Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit getroffen werden.¹⁷⁴ Mit diesem Tarif versucht man also, die echtzeitbezogene Kostenstruktur der zur Verfügung gestellten Elektrizität zu kommunizieren.¹⁷⁵ TOU-Tarife sind normalerweise für längere Zeitperioden konzipiert und besitzen ihre Gültigkeit über mehrere Monate oder Jahre. Daraus lässt sich schließen, dass nicht immer die aktuellsten Kosten der Elektrizitätserzeugung und der Verteilung durch den Tarif repräsentiert werden. Überdies können kurzfristige Risiken und Volatilitäten nicht in den Tarif miteinbezogen werden.

Der Konsument hat durch den Tarif den Anreiz, seine Konsumation von Peak-Zeiten zu Off-Peak-Zeiten zu verschieben und dadurch eine Preisspanne zwischen Spitzenlast und Grundlast als seinen Vorteil zu generieren.¹⁷⁶ Je größer die Preisdifferenz zwischen Peak und Off-Peak dabei festgelegt ist, desto höher sind die Chancen der Verhaltensänderung des Verbrauchers. Standard-TOU-Tarife besitzen zwei Zeitperioden, können im Bedarfsfall aber auch komplexer gestaltet und um zusätzliche Zeitperioden erweitert werden. Im Mittelpunkt sollte dabei jedoch eine verständliche und benutzerfreundliche Variante stehen, welche den Endkonsumenten nicht überfordert.

Train und Mehrez (1994) unterscheiden in optionale Time-of-Use-Tarife, in denen der Konsument zwischen einem Standardtarif und einem zeitabhängigen Tarif frei wählen kann, und gesetzlich vorgeschriebenen zeitabhängigen Tarifen. Dabei ist zu beachten, dass beide unterschiedliche Wohlfahrtsimplikationen und Rechtfertigungsgründe aufweisen.¹⁷⁷ Time-of-Use-Tarife sind die am weitesten verbreitete Form von Tarifen in Ländern, in denen sich bereits Smart-Meter im Einsatz befinden und dynamische Tarife angeboten

¹⁷⁴ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 4.

¹⁷⁵ Vgl. Kester/Burgos/Parsons (2009), S. 71.

¹⁷⁶ Vgl. Train/Mehrez (1994), S. 263.

¹⁷⁷ Ebd.

werden. Sie stellen den Endkunden dabei eine Möglichkeit zur Verfügung, eine langfristige und vorausschauende Energieverbrauchsplanung anzuwenden.

5.1.3.2 Critical Peak Pricing

Critical Peak Pricing ist eine Form von TOU-Tarifen. Diese wird jedoch zielgerichteter eingesetzt, um Lastspitzen nur an speziellen Tagen im Jahr zu reduzieren und zu glätten, an denen die Nachfrage aufgrund unterschiedlicher Umstände besonders hoch ist und nicht täglich, wie im Basiskonzept des Time-of-Use-Tarifs.¹⁷⁸ Zur Verwendung wird eine maximale Zahl an Tagen vertraglich festgelegt, welche sich im Normalfall auf 1% der Jahresstunden beschränkt.¹⁷⁹ Die Preise in den betreffenden Zeiträumen sind dabei bekannt und signifikant höher als in den restlichen Zeitperioden, jedoch wird der genaue Zeitplan, wann die Preise gelten, erst ein bis zwei Tage zuvor festgelegt.¹⁸⁰ Die Endkonsumenten sollen dabei durch Nachlässe an den Standardtagen motiviert werden, um wiederum das Gesamtziel einer Lastverschiebung zu erreichen.¹⁸¹

5.1.3.3 Real Time Pricing

Real Time Pricing geht gegenüber TOU und CPP einen Schritt weiter in Richtung Flexibilität in der Preisgestaltung. Die Strompreise für den Endkonsumenten sind bei dieser Tarifmethode direkt an die aktuellen Preise an den Strombörsen gekoppelt und somit von den Marktgegebenheiten abhängig.¹⁸² Es können also dem Endkunden die echten Stromerzeugungskosten basierend auf einem System von Angebot und Nachfrage zugeteilt werden.¹⁸³ Preisschwankungen und Risiken an den Börsen werden direkt an den Konsumenten weitergegeben, was zu positiven oder auch stark negativen Auswirkungen für den Endkunden führen kann. Bei dieser Tarifart kann zusätzlich unterschieden werden, ob die gesamte verbrauchte Last oder nur ein Teil davon mit diesen Preisen belegt wird. Aus zeitlicher Sicht wird der Kunde 24 Stunden im Vorhinein oder tagesaktuell über den Preis

¹⁷⁸ Vgl. Jongejan/Katzman/Leahy/Michelin (2010), S. 9.

¹⁷⁹ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 5.

¹⁸⁰ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 5.

¹⁸¹ Vgl. Jongejan/Katzman/Leahy/Michelin (2010), S. 9.

¹⁸² Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 6.

¹⁸³ Vgl. Jongejan/Katzman/Leahy/Michelin (2010), S. 13.

informiert.¹⁸⁴ Dies ist natürlich nur über bereits vorinstallierte Feedbacksysteme wie Smart-Meter möglich. Die technologische Entwicklung folgt im Moment genau diesem Weg. Sie stellt die Möglichkeiten zur Verfügung, durch kabellose Kommunikationswege und koordinierte Messinfrastruktur, Echtzeitpreise an die Kunden zu transportieren und ihnen in einer verständlichen und aufgeschlüsselten Form zu präsentieren.¹⁸⁵

5.2 Demand Response¹⁸⁶

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft sieht die Demand-Response-Technologie als Chance für die europäische Energiewirtschaft und definiert sie wie folgt.

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“¹⁸⁷

Die aus den USA stammende Technologie wird bereits in Deutschland eingesetzt und könnte zukünftig auch für Österreich von Bedeutung sein. Angesprochen werden Großverbraucher aus der Industrie, welche die Möglichkeit besitzen, ihre Anlagen kurzfristig ein- oder abzuschalten, beziehungsweise nicht die gesamte Zeit mit maximaler Leistung produzieren müssen.

Folgende Möglichkeiten stehen dabei zur Verfügung.¹⁸⁸

- **Last reduzieren:** Abschaltung oder Leistungsreduktion von Anlagen, bei denen kein Nachholbedarf entsteht.

¹⁸⁴ Vgl. Dütschke/Unterländer/Wietschel (2012), S. 6.

¹⁸⁵ Vgl. Jongejan/Katzman/Leahy/Michelin (2010), S. 14.

¹⁸⁶ Informationen basierend auf vertraulichen Gesprächen mit einem Branchenexperten.

¹⁸⁷ Von Roon/Gobmaier (2010), S. 4.

¹⁸⁸ Von Roon/Gobmaier (2010), S. 11.

- **Last verschieben:** Abschaltung oder Leistungsreduktion von Anlagen mit Speichern, welche später wieder in den ursprünglichen Zustand versetzt werden müssen und dabei Nachholbedarf generieren.
- **Last puffern:** Analog der Lastverschiebung, doch mit vorherigem Auffüllen des Speichers. Dies kann zu einem Netto-Mehrverbrauch durch ungünstigere Temperatur- bzw. Druckverhältnisse führen.
- **Last erhöhen:** Leistungserhöhung oder Anschaltung zusätzlicher Verbraucher um Lasttäler auszugleichen.

Grundsätzlich gibt es in fast jedem Industriesektor Möglichkeiten, um eine oder mehrere dieser Maßnahmen durchzuführen. Einige Sektoren haben jedoch ein größeres Potential für den Einsatz von Demand Response als andere. Diese sind z. B. die Metallerzeugung, die chemische Industrie, das Papiergewerbe und sämtliche anderen Industrien, in denen mit materiellen Puffer- oder Speicherarten gearbeitet wird.¹⁸⁹ Zu berücksichtigen sind zusätzlich Industrien mit Wärme- oder Kältebedarf wie Heizöfen oder Kühlanlagen. Um einen reibungslosen Ablauf der Verwendung dieser Technologie zu ermöglichen, sind diverse Rahmenbedingungen sowie Vertragsvereinbarungen zwischen den beteiligten Akteuren von Nöten.¹⁹⁰ Von Roon und Gobmaier beschreiben die beteiligten Akteure und Prozesse eines Demand-Response-Prozesses wie folgt. Der erste beteiligte Akteur ist ein Energieversorgungsunternehmen, welches sich Vorteile aus der Steuerung der Anlagen eines Industriekunden erhofft. Der zweite beteiligte Akteur ist wie erwähnt ein Industrieunternehmen, welches durch Anreize Kapazitäten zur Verfügung stellt und diese zeitlich zur Steuerung und Verwendung freigibt. Der dritte Akteur ist ein Technologieunternehmen, welches die technische Steuerung der Anlagen gewährleistet, eine Kommunikationsschnittstelle aufbaut und die Steuerung in Bezug auf gegebene Signale des Energieversorgungsunternehmens durchführt.¹⁹¹ Vertrauliche Informationen von Experten aus der Branche bestätigen, dass aus technischer Sicht der Grundstein für Demand Response durch Speicherprogrammierbare Steuerungen (SPSS) und

¹⁸⁹ Vgl. Von Roon/Gobmaier (2010), S. 4.

¹⁹⁰ Vgl. Von Roon/Gobmaier (2010), S. 9.

¹⁹¹ Vgl. Von Roon/Gobmaier (2010), S. 8.

Kommunikationstechnologien gelegt wurde, die Umsetzung jedoch oft an der komplizierten Vertragsgestaltung der drei beteiligten Akteure scheitern würde. Eine Balance aus Anreizen zur Beteiligung des Anlagenbetreibers am Gesamtsystem und einem gewissen Grad an Ertragsrückfluss für die weiteren beteiligten Akteure muss gefunden werden, um die kurzfristige Veränderung der Verbraucherlast auch wirtschaftlich effektiv nutzen zu können. Zusätzlich entstehen Kosten der technischen Systemumstellung sowie durch den Aufbau der Kommunikationstechnologie, deren Wartung und den laufenden Betrieb der Steuerungsdienstleistung.¹⁹² Es müssen also Anreize für sämtliche beteiligte Akteure gefunden werden, um das Endziel einer Reduktion oder einer Verschiebung von Lastspitzen zu erreichen und somit eine intelligente Effizienzsteigerung herbeizuführen. Besonders durch die steigende Anzahl an Photovoltaikanlagen und Windkraft entstehen kurzfristige Schwankungen, die durch Demand Response ausgeglichen werden könnten.¹⁹³

Punkte, die im Besonderen für die Demand-Response-Technologie sprechen, sind die reduzierte Komplexität und die geringen Investitionskosten im Vergleich zu Speichertechnologien oder einem großflächigen Netzausbau.

¹⁹² Vgl. Von Roon/Gobmaier (2010), S. 28 ff.

¹⁹³ Vgl. Klobasa/Obersteiner/Ragwitz/Auer (2006), S. 1 f.

6 Dezentrale Erzeugung – dezentrales Tarifsystem

Der Anteil an dezentral erzeugten Strommengen nimmt durch den immer größer werdenden Anteil an erneuerbaren Energien stetig zu. Vor allem in regionalen Gebieten mit den zur Verfügung stehenden Freiflächen für Solar- und Windkraft ist dieser Trend stark steigend. Energieflüsse entstehen somit nicht nur aus dem Netz, sondern auch durch dezentrale Einspeisungen in das Netz. Geförderte Einspeisetarife für erneuerbare Energien drücken dabei den Stromhandelspreis. Als Resultat dieser Erzeugungsstruktur entstehen hohe Differenzen zwischen niedrigen Marktpreisen und hohen Erzeugungspreisen. Die Bereitstellung erneuerbarer Energie unterliegt dabei aktuell keinem direkten Wettbewerb. Die private Erzeugerseite bei erneuerbaren Energien ist geprägt von staatlichen Förderungen, welche als Folge für den Endkunden über Umlagen zu erhöhten Stromkosten führen. Der selbst erzeugte Strom – beispielsweise durch Solarpaneele – reicht dabei theoretisch oft aus, um den Tagesbedarf zu decken. Zu bestimmten Zeiten sind jedoch zu große oder zu kleine Mengen am Erzeugungsstandort für den Verbraucher verfügbar. Dies führt dazu, dass weiterhin ein Teil des Stroms vom Gesamtnetz zu Marktpreisen bezogen und ein anderer Teil über geförderte Tarife in das Gesamtnetz eingespeist werden muss und das gesamte Stromnetz belastet. Dies führt zu einer neuen herausfordernden Situation für Energieversorgungsunternehmen, welche durch die sinkenden Handelspreise mehr und mehr unter Druck geraten und auf neue Tarifvarianten angewiesen sind. Für diese Situation könnte eine Kombination aus den zuvor analysierten Technologieentwicklungen und Tarifmodellen mit dem Resultat eines neuen regionalen Stromtarifs Abhilfe schaffen.

Theoretische Ansatzpunkte bilden dabei das regional pricing sowie das nodal pricing. Durch die örtlich unterschiedliche Anzahl der verfügbaren Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie, kann von regionalen Preisunterschieden ausgegangen werden. Der dezentrale Tarif greift jedoch weiter als die reine regionale Preisdifferenzierung und zieht die Konsumenten in den Preisgestaltungsprozess mit ein.

Die dezentrale Tarifvariante würde auf dem Einsatz von Smart Grids und Smart-Metern basieren. Der Strompreis würde dabei dem Prinzip des regionalen Angebots und der regionalen Nachfrage folgen. Hierbei könnte die Nachfrage an die Einspeisemenge gekoppelt und somit ein regionaler Marktpreis generiert werden. Dieser bestimmt den Einspeisetarif beim Erzeuger sowie den Abnehmertarif beim Endkunden. Es werden somit Erzeuger und Verbraucher in einen regionalen Markt eingebunden. Zwischen diesen Tarifpreisen sind jeweils eine Marge für den Einspeiser als auch für das Energieversorgungsunternehmen mit einzuberechnen. Die beteiligten Akteure wären ein Energieversorgungsunternehmen, reine Konsumenten ohne Eigenerzeugung, Konsumenten mit Eigenerzeugung sowie Konsumenten mit Eigenerzeugung und Speichermöglichkeiten.

Interessant wäre diese Methode bei einer Bündelung sämtlicher erneuerbaren Energien in einer Region, in Kombination mit einer intelligenten Vernetzung der Endabnehmer in einem Smart Grid. Dies könnte in Form einer separaten Bilanzgruppe umgesetzt werden. Eine Mitbestimmung und Beteiligung der Kunden an der Energieerzeugung wären somit genauso gewährleistet wie Effizienzsteigerungen durch den Einsatz moderner Technologien.

Im Detail könnten lokale Stromerzeuger über die zur Verfügung stehenden intelligenten Informations- und Kommunikationstechnologien bzw. zusätzlichen Erzeugungs- sowie Verbrauchsinformationen den Einsatz von Speichern in Betracht ziehen und so das dezentrale Konzept weiter ausbauen. Smart-Meter und Smart Grids geben also sowohl den Erzeugern als auch den Endkunden die Möglichkeit, durch eine echtzeitbezogene Datenbasis aktiv auf den regionalen Marktpreis Einfluss zu nehmen. Über ein Internetportal oder mobile Applikationen (Apps) wäre es hierbei möglich, die zeitaktuellen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen für die Tarifkunden aufzubereiten und ihnen in einer einfachen und überschaubaren Weise zur Verfügung zu stellen.

Auf Basis dieser Informationen könnte der Kunde entscheiden, zu welchen Zeiten er

- den eigenerzeugten Strom in das Netz liefert,
- den eigenen Speicher mit eigenerzeugter Energie speist,
- den eigenerzeugten Strom selbst verbraucht oder
- Strom aus dem Netz bezieht, um seinen Speicher zu füllen.

Dies könnte durch persönliche Kundensteuerung oder auf der Grundlage vorprogrammierter Algorithmen umgesetzt werden. Die Algorithmen würden auf Basis von Preisober- und Preisuntergrenzen zu einer Begrenzung von Extremsituationen in Bezug auf die Kosten für den Tarifkunden führen. Es kommt hiermit also durch den Einsatz von lokalen Speichereinheiten zur Balance von Angebot und Nachfrage sowie einem stabilen Netz mit gewährleisteter Versorgungssicherheit. Zusätzliches Speicherpotential wäre zukünftig auch durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen verfügbar.

Zur Stabilisierung von extremen Schwankungen auf Basis von unerwarteten Unsicherheiten wären unter anderen die folgenden Methoden möglich.

Die einfachste Möglichkeit wäre der Ausgleich durch Elektrizität aus dem Gesamtnetz bzw. anderen Bilanzgruppen durch das Energieversorgungsunternehmen, welches den Tarif zur Verfügung stellt. Dieser müsste zu 100% aus regenerativer Erzeugung stammen, um in das gesamte Konzept eingegliedert zu werden.

Eine weitere Möglichkeit wäre der Einsatz von Gaskraftwerken - im nachhaltigsten und regenerativsten Fall durch den Einsatz von lokal erzeugtem Biogas.

Eine dritte Möglichkeit besteht durch die Bereitstellung einer größeren Speichereinheit durch das Energieversorgungsunternehmen. Bei hohen Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen mit resultierenden starken Preisschwankungen könnte dieser Speicher eine Pufferfunktion erfüllen. Die Finanzierung eines solchen Pufferspeichers könnte alternativ ebenso über Bürgerbeteiligungen umgesetzt werden und somit zusätzliche Akzeptanz schaffen.

Ziel dieser drei Methoden wäre neben der Netzstabilität auch die konstante Festlegung allgemeiner Preisunter- und Preisobergrenzen in Anlehnung an aktuelle Marktpreise. Somit könnte dem Kunden eine gewisse Form von Sicherheit zur Verfügung gestellt werden, welche negative Preisdifferenzen zu aktuellen Marktpreisen stark eingrenzt.

Als Resultat könnten die Preise zu einem regulierenden Effekt führen, indem die Stromerzeugung besser an den Stromverbrauch, wie auch umgekehrt, angepasst wird. Das öffentliche Netz könnte entlastet und der Ausbau der Netzinfrastruktur teilweise reduziert werden.

In Bezug auf das Fördersystem, welches sich aus der reinen Investitionsförderung von Neuanlagen und der Förderung durch garantierte Einspeisetarife zusammensetzt, würden sich die nachfolgend dargestellten Änderungen ergeben.¹⁹⁴

Erneuerbare Energien und Speicher könnten weiterhin durch Investitionsförderungen subventioniert werden, um deren weiteren Ausbau fortzusetzen. Der zweite Teil der staatlichen Förderkosten durch Einspeisevergütungen könnte durch das Tarifsysteem jedoch reduziert werden. Dies würde weiterhin Investitionssicherheit für die Neuanlagenbetreiber gewährleisten und steigende Förderkosten durch Einspeisevergütungen verhindern. Zudem könnten die Betreiber die lokal effizientesten Technologien umsetzen und nicht jene mit dem höchsten Förderanteil.

Der Nutzen für den Kunden resultierte hier erstens aus der Garantie, den verbrauchten Strom ausschließlich aus regionalen erneuerbaren Quellen zu beziehen, falls er das möchte. Zweitens könnte er bei einem weiteren Anstieg des Ausbaus erneuerbarer Technologien und folgend höherem Angebot mit fallenden Strompreisen rechnen. Zusätzlich wäre durch die Interaktion im System die oft geforderte Bürgerbeteiligung im Energiesektor gewährleistet. Dies wäre ein erster Schritt hin zu einem völlig neuen Strommarktdesign, welches auch die Erzeuger erneuerbarer Energien in den Marktprozess einbinden würde.

Problembereiche der Umsetzung könnten durch den ersten Schritt der Umstellung auf diesen Tarif entstehen. Es müsste eine Region gefunden werden, welche sowohl aus Erzeugern und Verbrauchern besteht. In dieser

¹⁹⁴ Vgl. Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (2013), § 5.

Region müsste in einem ersten Schritt eine größere Anzahl an Konsumenten freiwillig auf diesen Tarif umsteigen, um eine erste Basis zu schaffen und einen ersten Preis zu generieren, der in etwa dem Marktpreis entspricht. Das Energieversorgungsunternehmen, welches den Tarif anbieten würde, könnte hier die Steuerung übernehmen, um diesen Tarif am Beginn zu stützen und ihn mittelfristig komplett von Angebot und Nachfrage abhängig zu machen. Zusätzlich zu beachten ist die Zeitdauer für die Aufrüstung mit privaten Speichern zur effizienteren Umsetzung des Tarifs. Die Speichertechnologien müssten leistbar sein und deren Installation ebenso durch Förderungen unterstützt werden.

In Österreich ist mit der Einführung von Smart-Metern auf Kundenseite bereits ein erster Schritt Richtung mehr Intelligenz gesetzt worden. Der dezentrale Tarif benötigt überdies hinaus jedoch ein intelligenteres Stromnetz und zusätzliche Plattformen und Steuereinheiten bei den Erzeugern und Verbrauchern. Als problematisch könnte sich dabei die Finanzierung herausstellen, wie das aktuelle Beispiel mit der Einführung von Smart Metern (siehe Kapitel 4.2.3) zeigt.

Würde das Tarifsystem in einer Region funktionieren, könnte es österreichweit ausgedehnt werden und die anfänglichen Investitionskosten durch Synergie- und Lerneffekte stetig verringern.

7 Fazit

Zum Abschluss werden die Resultate in Bezug auf die Forschungsfragen zusammengefasst und möglichst komprimiert dargestellt.

Balance des Stromnetzes

Die Gemeinsamkeit aller drei Forschungsfragen bezieht sich auf das Ziel der Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch, mit dem erwünschten Resultat einer ökologisch nachhaltigen, stabilen und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsinfrastruktur und einer möglichst hohen Versorgungssicherheit.

Dieser Zustand des Gleichgewichts kann nun einerseits durch die Einführung und Entwicklung neuer Technologien erreicht werden oder andererseits durch die Anpassung von Rahmenbedingungen auf dem gesamten Elektrizitätssektor. Betrachtet man das große Ganze, sind dabei Entwicklungen in den Nachbarländern, politische Entscheidungen, Veränderungen der Erzeugungs- sowie Verbraucherstruktur, die Weiterentwicklung der Speichertechnologien und außerdem Entwicklungen auf den Strom- und Rohstoffhandelsbörsen zu beachten. In Österreich sind diese Veränderungen des Stromsektorumfeldes weniger drastisch ausgeprägt als vergleichsweise in Deutschland durch das dortige Bekenntnis zur Energiewende und Abschaltung von Atomkraftwerken. Dies führt dazu, dass in Österreich die Angst vor Versorgungsengpässen und Blackouts gesellschaftlich weniger präsent ist. Bei Branchenkennern und Fachleuten herrscht aber große Übereinstimmung, dass es auch in Österreich in Bezug auf die sich verändernde Situation im Sektor, man denke an den Anstieg volatiler erneuerbarer Energien, zu Problemen mit der Stabilität im Stromnetz kommen kann.

Konkrete Handlungsmöglichkeiten, um dem Stabilitätsproblem entgegenzuwirken, sind durch den Einsatz von intelligenten Technologien und dem Lastmanagement gegeben.

Intelligente Technologien

In Bezug auf die Einführung von innovativen Technologien kann die Balance durch die Einführung von intelligenten Energiesystemen aufrechterhalten werden. Es muss dabei zum Einsatz von mehr Flexibilitätstechnologien kommen. Die Entwicklung in diesem Bereich findet in Österreich konkret über die Einführung von Smart-Metern und der Entwicklung von Smart Grids sowie passenden Informations- und Kommunikationstechnologien statt. Eine erfolgreiche Umsetzung ist mit einer gewissen Vorlaufzeit an Testläufen verbunden. Diverse Pilotprojekte zeigen regional große Fortschritte und können strategisch auf ganz Österreich ausgedehnt werden. Eine gesamtösterreichische Umstellung auf intelligente Technologien im Stromsektor, beginnend mit der Umstellung auf Smart-Meter, wird dabei bis 2019 angestrebt. Dies könnte in einem schrittweisen, langfristig durchdachten und kommunizierten Prozess unter Einbezug der Bevölkerung und deren Bedenken und Wünschen implementiert werden. Diese Einbindung wird aktuell von diversen Interessensvertretungen kritisiert und verlangsamt die Einführung und Weiterentwicklung der Technologien. Der Endkonsument ist dabei einer der wichtigsten Stakeholder, weil dieser letztendlich die Technologie effektiv oder ineffektiv oder nicht nutzt. Er ist es, der durch Verhaltensänderungen die Balance unterstützen kann und in Zukunft immer aktiver positiv in den Gleichgewichtsprozess eingreifen kann. Je größer dabei die Verbraucherlast, desto größer auch die mögliche Wirkung. In näherer Zukunft wird dies durch die relativ einfache Realisierung im Industriekundensektor durch die Technologie der Demand Response der Fall sein.

Die Netze durch den Einsatz von Smart-Metern und Smart Grids intelligenter zu machen ist ein Schritt, welcher jedoch nur gesellschaftlich und wirtschaftlich sinnvoll ist, wenn die Stromnetze weiter ausgebaut werden, um auch größere geografische Volatilitäten abzufedern. Strategisch wichtigstes Netzprojekt ist in Österreich dabei der Ausbau des 380-kV-Rings. Im Idealfall sollte eine gesamteuropäische Lösung mit einer grenzüberschreitenden Vernetzung und Koordination angestrebt werden. Ein funktionierender europäischer Strombinnenmarkt wäre hier die Basis für Wohlfahrtssteigerungen und mehr Effizienz. Der Rahmen für die Umsetzung könnte dabei auf gesamteuropäischer

Ebene geschaffen werden, um die gesamten Kapazitäten mit dem Verbrauch möglichst optimal abzustimmen.

Die Unterstützung, welche nun intelligente Technologien zu dieser Balance beitragen können, ist folgende. Durch die Auswertung und Nutzung der zusätzlichen Datenmengen, welche durch intelligente Technologien wie Smart-Meter entstehen, können Erzeugung, Speicherung und Verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden. Durch die echtzeitbezogenen Daten ist der Grundstein für ein Energiesystem mit angewandtem Lastmanagement gelegt. Regelenergie und Ausgleichsenergie können in der Folge genauso wie der Einsatz von Schattenkraftwerken reduziert werden. Auf der Erzeugerseite ermöglicht die digitale Technologie die Koordination von unterschiedlichen dezentralen und kleineren Erzeugungseinheiten zu sogenannten virtuellen Kraftwerken. Durch das Zusammenschließen zu virtuellen Kraftwerken können die Volatilität der Erzeugung gedämpft und die Belastung des Stromnetzes reduziert werden. Auf Wetterschwankungen kann besser reagiert und Spitzenlasten können effizienter und kostengünstiger abgedeckt werden.

Die Endabnehmer erhalten eine zeitnahe und detailliert aufbereitete Auskunft über ihren Verbrauch und können ihre Verhaltensweisen auf dessen Basis so anpassen, dass sie persönlich Kostenvorteile lukrieren und gleichzeitig einen Beitrag zu einem stabilen System leisten. Zusätzliche Anwendungen auf der Verbraucherseite können auf Wunsch implementiert werden, welche die Datenbasis ebenfalls nutzen und den integrativen Einsatz von Smart Homes oder Elektrofahrzeugen unterstützen. Durch die Zwei-Weg-Kommunikation besteht zusätzlich die Möglichkeit einer automatisierten Fernsteuerung von elektronischen Verbrauchern, welche vor allem bei Großverbrauchern von Nutzen sein kann.

Auf Netzbasis unterstützt der Einsatz von intelligenten Technologien die Integration und Interaktion sämtlicher immer technisch komplexer werdenden Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchereinheiten, schafft Synergien und erleichtert deren Abstimmung zur Balancefindung im Übertragungsnetz. Die gesamte Infrastruktur wird dadurch von der Planung bis zum Betrieb dynamischer sowie besser steuerbar und erhöht die Wirtschaftlichkeit, die Versorgungssicherheit und reduziert Übertragungsverluste.

Zu berücksichtigen ist, dass nicht jeder Umstieg von analogen zu digitalen Technologien notwendig und effizient ist, eine gesetzliche Basis zur Investitionssicherheit benötigt wird und der Stromsektor gewissen Reglementierungen unterliegt. Eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse könnte bei derartigen Investitionen bereits im Vorfeld zeigen, welche Maßnahmen in welchem Zeithorizont umgesetzt werden könnten.

Lastmanagement

Die Implementierung intelligenter Technologien ermöglicht als positiven Effekt den effizienteren Einsatz von Lastmanagement auf sämtlichen Verbraucherebenen. Lastmanagement trägt durch abgestimmte Tarife und Steuerungsmechanismen zu einem ausbalancierten Stromnetz bei. Die Umverteilung von Lasten beruht dabei auf verschiedenen Anreizmechanismen zur Verhaltensänderung von Endkonsumenten, welche in der praktischen Anwendung in den meisten Fällen auf monetärer Basis ausgestaltet sind. Das Resultat sind unterschiedliche Tarifvarianten, welche neben den Preisstrukturen auch durch unterschiedliche Risikoverteilungen charakterisiert sind. Aktuelle Entwicklungen gehen dabei weg von der reinen Reduzierung und Verschiebung von Spitzenlasten, hin zur konkreten Anpassung der Erzeugungsstruktur an die Verbrauchsstruktur unter Einbindung der Charakteristika der erneuerbaren Energien. Zum Beispiel müssen Lastspitzen zur Mittagszeit zukünftig nicht mehr unbedingt durch Verhaltensänderungen reduziert werden, weil aufgrund des steigenden Einsatzes von Solarenergie genau zu diesem Zeitpunkt eine passende Erzeugungsspitze auftritt. Ein weiterer positiver Effekt des Lastenmanagements kann in Bezug auf die Speicherung von Elektrizität angeführt werden. Stromspeicher sind aktuell eine begrenzt vorhandene Technologie, welche vor allem durch die Zunahme von erneuerbarer Energie von Nöten ist. Durch Lastmanagement können diese Speichertechnologien noch wirksamer eingesetzt werden und bilden damit eine kostengünstigere Alternative zum Netzausbau und den langwierigen Neubauprozessen von zusätzlichen Speichern. Im Industriesektor und vor allem bei Großverbrauchern können Demand-Response-Lösungen als eine Möglichkeit des Lastenmanagements angesehen werden und über Fernsteuerung Lasten zu-

oder wegschalten. Die Technologien für sämtliche dieser Prozesse sind bereits vorhanden und in anderen Ländern im Einsatz.

Wohlfahrtseffekte

Derartige Entwicklungen sind aus wohlfahrtsorientierter Sichtweise zu befürworten. Sie führen zu einem reduzierten Einsatz von Spitzenlastkraftwerken und senken dadurch Erzeugungskosten. Zusätzlich erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix und erzeugt einen nachhaltigen Effekt für die Umwelt durch die Reduktion von CO₂-Emissionen. Der bereits laufende Veränderungsprozess im Energiesektor bringt definitiv umfassende Herausforderungen mit sich, sollte aber in der Gesamtbetrachtung zu einem einfacheren, effizienteren und nachhaltigeren Umgang mit der Ressource Strom führen.

8 Quellenverzeichnis

Literatur

Borrmann, J.; Finsinger, J. (1999): Markt und Regulierung, München, Vahlen.

Böhringer, C.; Lange, A. (2012): Der europäische Emissionszertifikatehandel: Bestandsaufnahme und Perspektiven, in: Wirtschaftsdienst, Volume 92, S. 12-16.

Coenen, F.; Menkveld, M. (2002): The Role of Local Authorities in a Transition Towards a Climate-neutral Society, in: Kok, M.T.J.; Vermeulen, W.J.V.; Faaij, A.P.C.; de Jager, D. (2002): Global Warming and Social Innovation: The Challenge of a Climate Neutral Society, London, Earthscan Publications Ltd.

Cousins, T. (2009): Using Time of Use (TOU) Tariffs in Industrial, Commercial and Residential Applications Effectively, Bryanston, TLC Engineering Solutions.

Crew, M.A.; Fernando, C.S.; Kleindorfer, P.R. (1995): The Theory of Peak-load Pricing, in: Journal of Regulatory Economics, Volume 8, S. 215-248.

Deane, J.P.; O' Gallachóir, B.P.; McKeogh, E.J. (2009): Techno-economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant, Cork, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, S. 1293–1302.

Dietrich, D.; Kupzog, F.; Haase, J. (2012): Cyber Physical Systems beschreiben neue Energieversorgungssysteme, in: Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 129, Nr. 4, S. 251-257.

Droste-Franke, B.; Paal, B.P.; Rehtanz, C.; Sauer, D.U.; Schneider, J.P.; Schreurs, M.; Ziesemer, T. (2012): Balancing Renewable Electricity: Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisziplinäre Perspektive, Heidelberg, Springer-Verlag.

Dütschke, E.; Unterländer, M.; Wietschel, M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, in: Working Paper Sustainability and Innovation, Nr. 1, Karlsruhe, Fraunhofer ISI.

ERGEG (2010): Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Conclusions Paper, Brüssel, European Regulators Group for Electricity and Gas.

Europäische Kommission (2008): Grünbuch - Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz, Brüssel, Europäische Kommission.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012): 10-Year Network Development Plan 2012, Brüssel, ENTSO-E AISBL.

Faruqui, A.; Wood, L. (2009): Quantifying the Benefits of Dynamic Pricing in the Mass Market, Washington, Edison Electric Institute.

Fischer, K.; Rosenkranz, C.; Rudorfer, S. (2012): Handbuch Energiepolitik Österreich, Wien, LIT Verlag.

Frey, H. (2009): Lastmanagement mit intelligenten Tarifen, in: Elektrotechnik & Informationstechnik, Volume 126, Nr. 10, S. 358–364.

FVEE (2011): Transformationsforschung für ein nachhaltiges Energiesystem, Berlin, FVEE.

Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2009): Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag.

Großmann, U.; Kunold, I. (2011): Smart Energy 2011 - Smart Grid oder die Zukunft der Energiewirtschaft, Boizenburg, Verlag Werner Hülsbusch.

Haney, A.B.; Jamasb, T.; Pollitt, M.G. (2009): Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience, EPRG Working Paper EPRG0903, Cambridge, Cambridge University.

Haucap, J.; Kofler, C.; Nöcker, T.; Westerwelle, A.; Zimmer, D. (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn, Monopolkommission.

Horváth & Partners (2010): Smart-Metering-Studie 2010 - Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum, Zürich, Horváth & Partner AG.

Hütter, D. (2010): Spitzenlastbepreisung und intelligente Zähler, Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz.

ifo Institut (2012): Studie - Die Zukunft der Energiemärkte, München, ifo Institut.

International Energy Agency (2003): The Power to Choose – Demand Response in Liberalised Electricity Markets, Paris, Jouve.

Jongejan, A.; Katzman, B.; Leahy, T.; Michelin, M. (2010): Dynamic Pricing Tariffs for DTE's Residential Electricity Customers, Center for Sustainable Systems, Michigan, University of Michigan.

Joskow, P.S. (2012): Creating a Smarter U.S. Electricity Grid, in: The Journal of Economic Perspectives, Volume 26, Nr. 1, S. 29-48.

Kester, J.C.P.; Burgos, M.J.G. (2008): European Smart Metering Guide - Energy Efficiency and the Customer, London, ESMA.

Kester, J.C.P.; Burgos, M.J.G.; Parsons, J. (2009): Smart Metering Guide -Energy Saving and the Customer, London, ESMA.

Lugmaier, A.; Brunner H. (2008): Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz: Intelligente Stromnetze der Zukunft, Wien, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Müller, H. (2012): Smart Energy: Auf dem Weg in eine neue Welt der Energie, in: Servatius, H.G.; Schneidewind U.; Rohlfing, D. (2012): Smart Energy - Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag.

Quaschnig, V. (2007): Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation, München, Hanser Verlag.

Schröder, A.; Gerbaulet, C.; Oei, P.; von Hirschhausen, C. (2012): In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand, in: DIW-Wochenbericht, Volume 79, Nr. 20, S. 3-12.

Schröter, J. (2004): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland, Berlin, Technische Universität Berlin.

Servatius, H.G.; Schneidewind U.; Rohlfing, D. (2012): Smart Energy - Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag.

Spiegel, B.; Dratwa, F.A.; Ebers, M.; Pohl, A.K.; Strauch, G. (2010): Energiewirtschaft in Europa - Im Spannungsfeld zwischen Klimapolitik, Wettbewerb und Versorgungssicherheit, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag.

SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten, Berlin, Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG.

Steiner, P.O. (1957): Peak Loads and Efficient Pricing, in: The Quarterly Journal of Economics, Volume 71, Nr. 4, S. 585-610.

Train, K.; Mehrez, G. (1994): Optional Time-of-use Prices for Electricity: Econometric Analysis of Surplus and Pareto Impacts, in: RAND Journal of Economics, Volume 25, Nr. 2, S. 263-283.

Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 36, Nr. 3, S. 173-190.

Varian, H. (1994): Mikroökonomie, München, Oldenbourg.

Verband der Elektrotechnik (2007): Dezentrale Energieversorgung 2020, Frankfurt am Main, Energietechnische Gesellschaft im VDE.

Verband der Elektrotechnik (2010): Energieinformationsnetze und -systeme - Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen, Frankfurt am Main, Informationstechnische Gesellschaft im VDE.

Wagner, H.J.; Koch, M.K.; (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, in: BWK - Das Energie-Fachmagazin, Volume 59, Nr. 10, S. 44-52.

Winzer, C. (2012): Conceptualizing Energy Security, in: Energy Policy, Volume 46, S. 36–48.

Internetquellen

AEA (2012): Förderung von innovativen Smart Metering Dienstleistungen, bezogen unter: <http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/smartregions-projektbrochuere.pdf> [Zugriff am: 10.10.2012].

APCS (2013): Regelwerk, bezogen unter: <http://www.apcs.at/de/regelwerk> [Zugriff am: 15.02.2013].

Auer, H.; Haas, R.; Faber, T.; Weißensteiner, L.; Obersteiner, C.; Fuchs, E.; Heher, A.; Höhne, U.; Molnar, P.; Kastner, S. (2006): Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke, bezogen unter: http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0645_virtuelle-kraftwerke.pdf [Zugriff am: 19.11.2012].

Austrian Power Grid AG (2011): APG-Masterplan 2020: Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der Austrian Power Grid AG, 4. überarbeitete Auflage, bezogen unter: <http://www.apg.at/~media/7DA3C0BAF4704262A5F33D5E5BCFE1BA.pdf>, [Zugriff am: 19.11.2012].

Bender, C. M.; Götz, G. (2010): Der Aufbau eines Energieinformationsnetzes - Einsichten aus der Liberalisierung des Telekommunikationssektors, bezogen unter: http://wiwi.uni-giessen.de/dl/down/open/goetz/4ef3863b714aaa8a8b2d699a4d9cecb07c1d597b50ee23b11d8d835654107cbe34d15ac811a0b71f95ebf6a7e1359775/BenderGoe tz_EnergieinformationsnetzLiberalisierungTelkosektor.pdf [Zugriff am: 27.04.2013].

Boltz, W. (2010): Aktuelles zur Umsetzung von Smart Metering in Österreich und Entwicklungen in der EU, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/01Walter_Boltz20100616.pdf [Zugriff am 02.10.2012].

BM für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010): Erneuerbare Energien - Daten und Fakten, bezogen unter: http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Erneuerbare%20Energien_Daten%20und%20Fakten.pdf [Zugriff am: 01.03.2013].

BM für Verkehr, Innovation und Technologie (2010): Intelligente Energiesysteme der Zukunft - Smart Grids Pioniere in Österreich, bezogen unter: http://www.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/broschuere_smart_grids_pioniere.pdf [Zugriff am: 05.11.2012].

Büchner, J. (2010): Von Smart Metering zu Smart Grids: Anforderungen aus Sicht der Netzbetreiber und Netznutzer, bezogen unter: http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/Vom_Smart_Metering_zu_Smart_Grids_VDI_02122010.pdf [Zugriff am: 17.02.2013].

Capgemini (2010): Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung, bezogen unter: www.oesterreichsenergie.at/Smart_Meter_Wunsch_und_Wirklichkeit.html?file=tl_files/DOWNLOADS/Pdf.%20Netze/Capgemini%20Kosten_Nutzenanalyse%20Smart%20Metering.pdf [Zugriff am: 30.11.2012].

Deutsche Energie-Agentur (2011): Effiziente Energiesysteme – Eine zukunftsfähige Stromversorgung im Fokus, bezogen unter: <http://www.energiewende-richtig.de/download/file/fid/136> [Zugriff am: 19.03.2013].

Deutsche Energie Agentur (2013): Einsatzgebiete von Energiespeichern, bezogen unter: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/uebersicht-stromspeichertechnologien.html> [Zugriff am: 26.02.2013].

E-Control (2009a): Monitoring-Report Versorgungssicherheit Strom, bezogen unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2017.pdf> [Zugriff am: 02.02.2013].

E-Control (2012b): E-Control & Caritas – Pilotprojekt Energieberatungen von einkommensschwachen Haushalten, bezogen unter: http://portalapp.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/infos/dokumente/pdfs/Endbericht_Caritas_FINAL.pdf [Zugriff am: 28.04.2013].

E-Control (2011a): Das österreichische Strommarktmodell, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oesterreich.pdf [Zugriff am: 27.02.2013].

E-Control (2011b): 10 Jahre Energiemarkt Liberalisierung, bezogen unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/bericht-10-jahre-energiemarktliberalisierung.pdf> [Zugriff am: 15.11.2012].

E-Control (2012a): Smart Meter – Größte Effizienzpotenziale durch kurzen Einführungszeitraum, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/07_02_Smart%20Metering_final.pdf [Zugriff am: 24.03.2013].

E-Control (2012b): Erläuterungen DAVID-VO 2012, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/DAVID-VO_Erl%C3%A4uterungen.pdf [Zugriff am: 14.03.2013].

E-Control (2013a): Der Strommarkt in Österreich, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt> [Zugriff am: 14.02.2013].

E-Control (2013b): Akteure auf dem österreichischen Strommarkt, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> [Zugriff am: 14.02.2013].

E-Control (2013c): Die Themen der E-Control, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/econtrol/themen> [Zugriff am: 18.02.2013].

E-Control (2013d): Ausgleichsenergie, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/ausgleichsenergie> [Zugriff am: 26.03.2013].

Europäische Kommission (2010): Energie 2020 - Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie, bezogen unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0639:FIN:DE:PDF> [Zugriff am: 15.03.2013].

Europäische Kommission (2013): Allowances and Caps, bezogen unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/index_en.htm [Zugriff am: 22.02.2013].

Fussi, A.; Schüppel, A.; Gutschi, C.; Stigler, H. (2011): Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten, bezogen unter: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_314_Andreas_Fussi_8-Feb-2011,_9:41.pdf [Zugriff am: 28.03.2013].

Klobasa, M.; Obersteiner, C.; Ragwitz, M.; Auer, H.; (2006): Strategies for an Efficient Integration of Wind Power Considering Demand Response, bezogen unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/isi-publ/2006/isi06p67/0704_L_klobasa_obersteiner_Wind-and-Demand.pdf [Zugriff am: 28.04.2013].

Koponen, P.; Diaz Saco L.; Lopes V.; Morch A.Z.; Orchard N.; Parsons J.; Rochas, C.; Togeby, M.; Vorisek, T. (2008): Definition von Smart Metering, Anwendungen und Identifikationen der Vorteile, bezogen unter: http://www.esma-home.eu/metatraffic2/track.asp?mtr=/UserFiles/file/downloads/Final_reports/D3%20Summary_de.pdf [Zugriff am: 21.10.2012].

Nabe, C.; Brodersen, N. (2009): Stromnetze 2020plus, bezogen unter: http://www.fvee.de/fileadmin/politik/09.12.ecofys_stromnetze_2020plus.pdf [Zugriff am: 02.02.2013].

Neidhöfer, G. (2008): Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz, bezogen unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/Geschichte/Documents/bulletin0817Neidhoefer.pdf> [Zugriff am: 02.02.2012].

Oesterreichs Energie (2013): Energie-Mix in Österreich - die Quellen des heimischen Stroms, bezogen unter: http://oesterreichsenergie.at/Energie-Mix_in_%C3%96sterreich_-_die_Quellen_des_heimischen_Stroms.html [Zugriff am: 11.02.2013].

PWC (2010): Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering, bezogen unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/pwc-austria-smart-metering-e-control-06-2010.pdf> [Zugriff am: 21.10.2012].

Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, bezogen unter: <http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2008/6349/pdf/3448.pdf> [Zugriff am: 21.11.2012].

Smart Grids Austria (2012a): Stromversorgung von heute und ihre Herausforderungen, bezogen unter: <http://www.smartgrids.at/smart-grids> [Zugriff am: 19.11.2012].

Smart Grids Austria (2012b): Factsheet - Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria, bezogen unter: <http://www.smartgrids.at/index.php?download=191.pdf> [Zugriff am: 11.10.2012].

Smart Grids Austria (2012c): Glossar, bezogen unter: <http://www.smartgrids.at/presse/glossar/#smart-meter--smart-metering> [Zugriff am: 15.10.2012].

Strbac, G. (2008): Demand Side Management: Benefits and Challenges, bezogen unter: <http://www.bis.gov.uk/assets/foresight/docs/energy/demand-side-management-benefits-and-challenges.pdf> [Zugriff am: 20.01.2013].

Von Roon, S.; Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland, bezogen unter: www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf [Zugriff am: 05.03.2013].

Von Roon, S.; Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerksparks, bezogen unter: http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf [Zugriff am 12.02.1013].

Wirtschaftsblatt (2011): In der Vorwoche erstmals Austro-Stromhilfe für Deutschland, bezogen unter: <http://wirtschaftsblatt.at/home/boerse/wien/1215796/index> [Zugriff am: 08.11.2012].

Rechtsquellen

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

Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012 StF: BGBl. II Nr. 307/2012.

Richtlinie 1996/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO) StF: BGBl. II Nr. 138/2012.

Anhang 1: Abstract (Deutsch)

Um die Versorgungssicherheit im Elektrizitätssektor langfristig zu gewährleisten, muss das Stromnetz zwischen Erzeugung und Verbrauch bei 50 Hertz ausbalanciert sein. In der Vergangenheit gab es dabei diverse Möglichkeiten, um diese Balance zu erreichen. Im einfachsten Fall kamen hier in Österreich weit verbreitete Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz. Aktuell findet jedoch in Bezug auf diese Balance ein Veränderungsprozess mit Auswirkungen auf die Stabilität der Stromnetze statt. Durch steigende volatile Erzeugung durch erneuerbare Energien treten zusätzlich zu den bereits vorhandenen Schwankungen im Verbrauch auch größere Schwankungen in der Erzeugung auf. In der Arbeit werden nun die Umgebungseinflüsse, Rahmenbedingungen und Methoden erläutert, welche dazu beitragen, diese Schwankungen auszubalancieren oder zu dämpfen. Intelligente Technologien wie Smart-Meter oder Smart Grids tragen dazu genauso bei wie diverse Methoden des Lastmanagements. Das System aus Erzeugung, Speicherung und Verbrauch wird durch die digitale Technik immer mehr vernetzt, aufeinander abgestimmt und optimiert. Sämtliche beteiligten Akteure (inklusive der Endkonsumenten) werden immer stärker in den gesamten Stabilitätsprozess eingebunden und können ihren Teil in Bezug auf Effizienz, Wirtschaftlichkeit, ökologische Nachhaltigkeit und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Anhang 2: Abstract (English)

The electricity network needs to be balanced between the supply and demand of electricity at a frequency of 50 hertz to provide a strategic and long term security of supply in the sector. In the past years, the most important means to maintain this balance were pumped storage hydro power stations in the Austrian Alps. At the moment, however, a change process is taking place that heavily influences the stability of the electricity network. As a result of the subsidization of renewable energy sources, the volatility of the electricity production is increasing. In combination with the occurring volatility of the electricity demand, the network faces stability problems with the risk of sudden blackouts. This thesis describes the regulatory and economic framework, as well as the environmental conditions and methods to balance and reduce these fluctuations. One way to deal with these problems is the technological development of smart meters and smart grids. Another way is to introduce measures in the form of demand side management. The combination of these two measures leads to a connected and interacting information and communication system that automatically coordinates electricity production, storage and consumption. The influence of electricity producers and consumers on the network stability is steadily increasing. Therefore, their contribution to more efficiency, sustainability and security of supply is of great value.

Anhang 3: Lebenslauf

David Reiter

Ausbildung

Seit März 2011	Universität Wien Masterstudium Betriebswirtschaft
Spezialisierungen:	Organisation und Personal Public Utility Management
Okt. 2007 – Jän. 2011	Wirtschaftsuniversität Wien Bachelorstudium Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
Spezialisierungen:	Wirtschaftstraining & Bildungsmanagement Betriebswirtschaftslehre der Klein- und Mittelbetriebe
Bachelorarbeit:	Soziale Nachhaltigkeit im Unternehmen am Beispiel von Spar
Sept. 2001 – Jul. 2006	HTBLA Neufelden, OÖ Betriebsinformatik & Wirtschaftsingenieurwesen

Arbeitserfahrung

Jänner – Juli 2013	Verbund Trading & Sales Deutschland: Marktanalyse, Potentialanalyse und Produktentwicklung im Strom-, Gas- und Emissionssektor, Fokus: Klimaneutrales Gas und europäischer Emissionshandel
Mai – September 2011	Henkel CEE: HR-Training & Development Organisation von Trainings, Development Centern und des Traineeprogrammes, Unterstützung bei nationalen und internationalen Projekten im operationalen Management des Trainingbereichs, Unterstützung bei Outsourcingprojekten, Recherchetätigkeiten im Marktumfeld

Arbeitserfahrung

Seit Oktober 2011	Föger Training: Planspieltrainer für volkswirtschaftliche Planspiele an Gymnasien, Mentoring, Moderation, Präsentation
März 2008 – Jänner 2013	WU Wien: Tutor im Zentrum für Informatikdienste Führung von 5-8 MitarbeiterInnen, Organisationsaufgaben
April 2007 – Juli 2007	ComputaCenter Barcelona: Helpdesk Agent Weltweiter IT – Infrastruktur Service (Englisch) Problemlösung im IT-Bereich
Juli 2003, 04, 05, 06	Voest Alpine AG; Büropraktikum, Werkstudent Projektmanagement im technischen Umfeld

Qualifikationen

Zertifikate	Kompetenznachweis Wirtschaftstraining Diversity Management Stimme, Bewegung, Körpersprache
Besuchte Seminare	Arbeiten in Teams Kommunikation und Konfliktmanagement Erfolgreich präsentieren Besprechungen moderieren

Fachkenntnisse

Sprachen	Deutsch (Muttersprache), Englisch (fließend), Spanisch (Grundlagen)
IT-Kenntnisse	Windows 98-XP-Vista-7, Microsoft Office (Excel, Word, Power Point, Access), MS Visio, Lotus Notes, SAP HR, Macromedia Dreamweaver, Fireworks, CMS – Typo3, Datenbankanwenderkenntnisse, Programmiergrundkenntnisse
Statistik	SPSS, STATA
Führerschein	B