

# DIPLOMARBEIT

Titel der Diplomarbeit

„Die Strommärkte der Schweiz und Österreichs im  
Vergleich“

Verfasser

Clemens Jedlicka

Angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften  
(Mag. rer. soc. oec.)

Wien, im November 2008

Studienkennzahl lt. Studienblatt:  
Studienrichtung lt. Studienblatt:  
Betreuer/Betreuerin:

157  
Internationale Betriebswirtschaft  
Univ.-Prof. Dr. Franz Wirl

## Abkürzungsverzeichnis:

|           |                                                  |
|-----------|--------------------------------------------------|
| EVU.....  | Energieversorgungsunternehmen                    |
| kV.....   | Kilovolt                                         |
| kW.....   | Kilowatt                                         |
| kWh.....  | Kilowattstunde(n)                                |
| RL.....   | Richtlinie                                       |
| TWh.....  | Terrawattstunde(n)                               |
| MWh.....  | Megawattstunde(n)                                |
| GWh.....  | Gigawattstunde(n)                                |
| MW.....   | Megawatt                                         |
| BMWA..... | Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit      |
| MCP.....  | Market Clearing Price                            |
| BFE.....  | Bundesamt für Energie (Schweiz)                  |
| VSE.....  | Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen |
| VEÖ.....  | Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs |
| SFr.....  | Schweizer Franken                                |
| Rp.....   | Rappen (100 Rp. = 1 SFr.)                        |
| ct.....   | Cent (100 ct. = €1)                              |
| WACC..... | weighted average capital cost                    |
| CAGR..... | compound average growth rate                     |
| EBIT..... | earnings before interest and taxes               |
| OCF.....  | Operating Cash Flow                              |
| EXAA..... | Energy Exchange Austria                          |
| AT.....   | Österreich                                       |
| CH.....   | Schweiz                                          |
| UV.....   | Umlaufvermögen                                   |

## **Inhaltsverzeichnis**

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 0. Vorwort/Abstract.....                                                         | 5  |
| 1. Einleitung.....                                                               | 7  |
| 1.1. Begriffsdefinitionen.....                                                   | 7  |
| 1.1.1. Regulierung.....                                                          | 7  |
| 1.1.2. Deregulierung.....                                                        | 7  |
| 1.1.3. Privatisierung.....                                                       | 8  |
| 1.1.4. Liberalisierung.....                                                      | 8  |
| 1.1.5. Perfekter Wettbewerb.....                                                 | 8  |
| 1.2. Strom – Gut oder Dienstleistung?.....                                       | 9  |
| 1.3. Physikalische Besonderheiten des elektrischen Stroms.....                   | 10 |
| 1.4. Kraftwerksmanagement.....                                                   | 11 |
| 1.5. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft vor der Liberalisierung.....    | 12 |
| 1.6. Die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz – Rahmenbedingungen.....            | 13 |
| 1.7. Statistische Daten zum Zweck des Vergleichs Österreich – Schweiz.....       | 14 |
| 1.7.1. Erzeugung und Verbrauch.....                                              | 14 |
| 1.7.2. Stromimporte und –exporte.....                                            | 16 |
| 1.7.3. Anzahl der Beschäftigten.....                                             | 17 |
| 1.8. Eine kurze Marktanalyse.....                                                | 18 |
| 1.8.1. Fusionen und Übernahmen.....                                              | 18 |
| 1.8.2. Marktkonzentration.....                                                   | 19 |
| 1.8.3. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung..... | 21 |
| 1.8.4. E-Control.....                                                            | 22 |
| 1.8.4.1. Die E-Control GmbH (ECG).....                                           | 22 |
| 1.8.4.2. Die E-Control Kommission (ECK).....                                     | 23 |
| 1.8.4.3. Der E-Control Aufsichtsrat.....                                         | 24 |
| 1.8.5. Die Energieversorgungsunternehmen.....                                    | 24 |
| 1.8.6. Weitere Marktakteure.....                                                 | 24 |
| 1.8.6.1. Regelzone und Regelzonenführer.....                                     | 24 |
| 1.8.6.2. Bilanzgruppenverantwortlicher.....                                      | 25 |
| 1.8.7. Investitionen.....                                                        | 26 |
| 1.8.8. Wechselraten.....                                                         | 27 |
| 1.8.9. Ausfallraten.....                                                         | 27 |
| 2. Regulierung in Theorie und Praxis.....                                        | 29 |
| 2.1. Natürliche Monopole und Kostensubadditivität.....                           | 29 |
| 2.2. Bestreitbare Märkte.....                                                    | 31 |
| 2.3. Ordnungsrahmen in der Elektrizitätswirtschaft.....                          | 32 |
| 2.3.1. Ausgangspunkt: Vertikale Integration und lokale Gebietsmonopole.....      | 32 |
| 2.3.2. Single Buyer (Alleinabnehmer-)Modell.....                                 | 35 |
| 2.3.3. Ausgehandelter und regulierter Netzzugang.....                            | 36 |
| 2.3.4. Das Common Carrier Modell.....                                            | 36 |
| 2.4. Normative Theorie der Regulierung.....                                      | 37 |
| 2.5. Positive Theorie der Regulierung.....                                       | 38 |
| 2.5.1. Public Interest Theorie.....                                              | 39 |
| 2.5.2. Capture Theorie.....                                                      | 39 |

|                                                                        |        |
|------------------------------------------------------------------------|--------|
| 2.6. Regulierungsmethoden in der Praxis.....                           | 40     |
| 2.6.1. Rate of return Regulierung (Renditeregulierung).....            | 40     |
| 2.6.2. Andere kostenorientierte Regulationsregeln.....                 | 43     |
| 2.6.2.1. Return on Sales und Return on Output regulation...            | 43     |
| 2.6.2.2. Return on Cost Regulation.....                                | 44     |
| 2.6.3. Anreizorientierte Regulationsmechanismen.....                   | 44     |
| 2.6.3.1. Price Cap Regulation.....                                     | 44     |
| 2.6.3.2. Yardstick Competition.....                                    | 45     |
| <br>3. Unbundling.....                                                 | <br>46 |
| 3.1. Varianten des Unbundlings und kurze Timeline.....                 | 46     |
| 3.2. Argumente für und gegen Unbundling.....                           | 47     |
| 3.3. Ziele des Unbundlings – Pläne der EU.....                         | 49     |
| 3.4. Kritik.....                                                       | 49     |
| <br>4. Preistheorie.....                                               | <br>51 |
| 4.1. Peak Load Pricing – Ein Überblick.....                            | 51     |
| 4.2. Das Modell von Steiner.....                                       | 52     |
| 4.3. Weiterentwicklungen des Modells von Steiner.....                  | 53     |
| 4.4. Das EVU als Mehrproduktunternehmen.....                           | 55     |
| 4.5. Nachfrageseitige Verzerrungen.....                                | 56     |
| 4.6. Mehrgliedrige Tarife – Blocktarife.....                           | 56     |
| 4.7. Ramsey-Preise.....                                                | 57     |
| 4.8. Die Vogelsang-Finsinger-Methode.....                              | 58     |
| 4.9. Preisentwicklung.....                                             | 59     |
| 4.10. Das Durchleitungsentgelt.....                                    | 61     |
| 4.11. Auswirkung der Kostenzuschlagsregulierung auf das Netzentgelt... | 63     |
| 4.12. Strombörsen, Pools und Auktionen.....                            | 64     |
| 4.12.1. Strombörsen.....                                               | 64     |
| 4.12.2. Pools.....                                                     | 67     |
| <br>5. Effizienzkriterien.....                                         | <br>68 |
| 5.1. Einleitung und Definition.....                                    | 68     |
| 5.2. Least Cost Planning.....                                          | 72     |
| <br>6. Ausblick und Schlusswort.....                                   | <br>75 |
| <br>7. Anhang (Auswertung und Tabellen).....                           | <br>78 |
| 7.1. Graphiken Österreich.....                                         | 85     |
| <br>8. Literaturverzeichnis.....                                       | <br>92 |

## 0. Vorwort/Abstract

Spätestens seit Ende der 1990er Jahre ist das Thema der Strommarktliberalisierung in Österreich in der breiten Öffentlichkeit sowie auf den Radarschirmen von Wirtschaft und Politik angelangt. Der ordnungspolitische Rahmen wird neu gestaltet: die bislang vorherrschende staatlich unterstützte Monopolstellung der Elektrizitätsversorgung weicht immer mehr dem freien Wettbewerb – nicht zuletzt motiviert durch die Bestrebungen der EU (in Form der 1996 erlassenen Elektrizitätsmarkt-Richtlinie), den freien Warenverkehr zu forcieren. Hinzu kam eine gewisse Unzufriedenheit mit ineffizienter Administration und Produktion (Kapazitätsüberschüsse), überhöhten Preisen sowie geringem Innovationsdruck<sup>1</sup>. Noch in den 70er Jahren war man überzeugt, dass das staatliche Monopol der Elektrizitätsversorgung mit *einem* vertikal integrierten Anbieter, der alle Dienste von Netzbetrieb bis Verkauf besorgte aufgrund der erzielten Skalenerträge die effizienteste Lösung sei. Mit zunehmendem Stromverbrauch erkannte man bald, dass diese Skalenerträge ein solches System nicht rechtfertigten, da sie bereits bei geringen Ausbringungsmengen erschöpft waren. Hinzu kam die technische Weiterentwicklung und die Interessen der EU, die ein Umdenken einleiteten, das in den 90er Jahren in Europa zu einer Strukturreform der netzgebundenen Industrien führte. Die Vorreiter der Strommarktliberalisierungen in der EU waren Großbritannien sowie die skandinavischen Länder. Seit 2001 ist der österreichische Strommarkt für Industriekunden und stufenweise auch für Haushaltskunden geöffnet. Einzig die Netzinfrastuktur verbleibt als natürliches Monopol und die EVU sehen sich einer neu geschaffenen Regulierungsbehörde, der E-Control GmbH, gegenüber. In der Schweiz wurde die Marktöffnung erst vor kurzem eingeleitet (für Haushaltskunden ist die freie Versorgerwahl erst im Jahr 2014 vorgesehen); demzufolge sind die Auswirkungen der Liberalisierungsbestrebungen noch nicht abschätzbar. Die vorliegende Arbeit versucht eine Bewertung des Status Quo und geht der Frage nach ob die Liberalisierung des Strommarktes in Österreich, im Vergleich zur topographisch-meteorologisch und wirtschaftlich ähnlich strukturierten Schweiz, den gewünschten Erfolg gebracht hat. Dabei wird der folgende Verlauf eingehalten: In Kapitel 1 wird eine Einführung über die Elektrizitätsversorgung in Österreich und der Schweiz gegeben (Produktion und Verbrauch, kurze Chronologie sowie die Akteure am Markt), die wichtigsten Begriffe definiert und die ökonomischen und physikalischen Besonderheiten der elektrischen Energie (fortan umgangssprachlich „Strom“ genannt) bestimmt. In Kapitel 2 werden die regulierungsökonomischen Theorien und Praktiken sowie die verschiedenen Konzepte zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes behandelt, in Kapitel 3 wird detailliert auf Unbundling eingegangen, in Kapitel 4 wird die Preisbildung besprochen und in

---

<sup>1</sup> Vgl. Ksoll (2003)

Kapitel 5 die Grundlagen des empirischen Vergleichs vorgestellt. Hier erfolgt auch eine kurze Abhandlung über Strombörsen und Stromauktionen. Kapitel 6 enthält schließlich ein Fazit und Kapitel 7 die Auswertungen für die einzelnen EVU.

## **1. Einleitung**

### **1.1. Begriffsdefinitionen**

Für den weiteren Verlauf der Arbeit ist es nötig, einleitend einige klare Abgrenzungen zwischen den verwendeten Begriffen vorzunehmen:

#### **1.1.1. Regulierung**

„Regulierung bezeichnet Verhaltensbeeinflussung von Unternehmen durch ordnungspolitische, meist marktspezifische Maßnahmen mit dem Ziel der Korrektur bzw. Vermeidung von Marktversagen, d.h. zur Verhinderung monopolistischen Machtmissbrauchs und ruinöser Konkurrenz.“<sup>2</sup> Im Folgenden soll unter Regulierung ausschließlich Preisregulierung (denkbar wären auch eine Mengenregulierung oder das Errichten von Marktzugangsbeschränkungen) verstanden werden, die von staatlichen Institutionen (Behörden) ausgeht. Für Unternehmen im regulierten Markt gelten andere (rechtliche und ökonomische) Vorschriften als für Unternehmen im freien Markt. Regulierung ist aber nicht mit Verstaatlichung gleichzusetzen; ein privates Unternehmen kann genauso einer (Preis-)Regulierung unterworfen werden, wie eines in staatlichem Besitz. Branchen, die in einer Volkswirtschaft häufig einer Regulierung unterliegen sind z.B. die Energieversorgung, die Telekommunikation, die Post, etc. In Zusammenhang mit dem Begriff der Regulierung ist auch die Theorie des natürlichen Monopols von Belang, die auf Industrien, die stark am „Gemeinwohl“ einer Gesellschaft orientiert sind, häufig zutrifft.

#### **1.1.2. Deregulierung**

Deregulierung bedeutet im Wesentlichen die Aufhebung von Regulierungstatbeständen<sup>3</sup> und ist eine fundamentale Voraussetzung für die Einführung von Wettbewerb<sup>4</sup>. Der Vollständigkeit halber sei hier noch einmal dezidiert auf den Unterschied zwischen Deregulierung und Privatisierung hingewiesen. In einem deregulierten Wirtschaftszweig können nichtsdestotrotz Regulierungsregeln auf bestimmten Wertschöpfungsstufen bestehen, wenn diese z.B. die Eigenschaften eines natürlichen Monopols aufweisen (siehe Kapitel 2).

#### **1.1.3. Privatisierung**

---

<sup>2</sup> Gabler Wirtschaftslexikon

<sup>3</sup> ebenda

<sup>4</sup> Haas et al (2004)

Unter Privatisierung versteht man die „Verlagerung bisher staatlicher Aktivitäten in den privaten Sektor der Volkswirtschaft um die Allokation der Ressourcen durch den Markt erfolgen zu lassen<sup>5</sup>.“ Privatisierung geschieht durch eine Veränderung der Besitzverhältnisse des Unternehmens und eine Anpassung an eine Rechtsform des Privatrechts (GmbH, AG, etc.). Das Unternehmen verfolgt fortan das Prinzip der Profitmaximierung und steht nicht mehr unter direktem staatlichem oder politischem Einfluss. Privatisierung ist allerdings keine Voraussetzung von Wettbewerb; vielmehr streben private Unternehmen im freien Markt eine Monopolposition an um statt dem Gewinn im freien Wettbewerb den wesentlich höheren Monopolgewinn zu erzielen<sup>6</sup>. Dies wird durch eine Aussage des Wirtschaftsprofessors David Newberry in Bezug auf die Restrukturierung der englischen Elektrizitätswirtschaft untermauert: „*Competitive market forces are the prime mover driving efficiency gains, (there) is evidence that competition rather than privatisation is the source of the benefits.*“

#### **1.1.4. Liberalisierung**

Liberalisierung bedeutet wörtlich übersetzt die Öffnung eines Marktes durch die Beseitigung von Handelsbarrieren. Erzeuger sehen sich Anbietern gegenüber, die durch die Auflösung der geschützten Handelszonen (z.B. Gebietsmonopole) zu direkten Konkurrenten werden. Konsumenten können im Zuge der Liberalisierung ihren Versorger frei wählen (theoretisch auch Versorger aus anderen Ländern). Darüber hinaus geht mit der Liberalisierung die Schaffung des freien Warenverkehrs durch den Wegfall von Einfuhrbeschränkungen einher. Liberalisierung ist zwar eine grundlegende Voraussetzung von Wettbewerb, ist aber nicht zwangsläufig gleichbedeutend mit Wettbewerb, da zum Entstehen eines Wettbewerbs erst eine Mehrzahl an Anbietern am Markt tätig sein muss<sup>7</sup>.

#### **1.1.5. Perfekter Wettbewerb**

Dass in einem Monopolmarkt ein Unternehmen existiert, in einem Duopolmarkt zwei und in einem Oligopol einige dürfte hinlänglich bekannt sein. Doch wie lässt sich „Wettbewerb“ (der gewünschte Zustand für den österreichischen Strommarkt) definieren? Die klassische Definition von perfektem Wettbewerb weist folgende Eigenschaften auf:

---

<sup>5</sup> Gabler Wirtschaftslexikon

<sup>6</sup> Haas et al (2004)

<sup>7</sup> ebenda

- Es wird ein homogenes Gut angeboten, d.h. das Gut hat die gleiche Qualität, egal von welchem Anbieter es kommt
- Anbieter und Nachfrager sind so zahlreich, dass ein Aus- oder Eintritt eines einzelnen die Marktgegebenheiten nicht beeinflussen kann
- Es herrscht vollkommene Information (d.h. jede(r) hat die Möglichkeit sich z.B. über Preise zu informieren – ob davon Gebrauch gemacht wird ist irrelevant)
- Es gibt keine Marktzu- oder -austrittsbarrieren

Ohne viel vorwegzunehmen darf vermutet werden, dass diese Eigenschaften – zumindest im Bereich der Erzeugung – auf den Strommarkt zutreffen.

### ***1.2. Strom – Gut oder Dienstleistung? Ökonomische Besonderheiten des elektrischen Stroms***

In Literatur und Praxis werden überwiegend zweierlei Gründe für die wettbewerbliche Sonderstellung des Strommarkts angeführt: 1.) die ökonomischen Charakteristika und 2.) die physikalischen Charakteristika der elektrischen Energie. Ausgangspunkt für eine marktökonomische Beurteilung der Stromversorgung ist die Klassifizierung in Ware oder Dienstleistung. Dabei ist hier keine eindeutige Abgrenzung über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg möglich. Eine typische Einteilung der Elektrizitätswirtschaft, die sich so auch in der gängigen Literatur<sup>8</sup> wieder findet ist die folgende:

- Erzeugung
- Transport
- Verteilung
- Versorgung

Die Höchstspannungsnetze (380 und 220 kV) transportieren Strom auf nationaler und internationaler Ebene über weite Strecken. Die Hochspannungsnetze (110 kV) sorgen für den Transport zu den Verbraucherschwerpunkten. Die Netze mit mittlerer (1 kV bis 35 kV) Spannung sowie niedriger (unter 1 kV) übernehmen die lokale Verteilung. Durch das hohe Spannungsgefälle werden Übertragungsverluste minimiert<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> Vgl. Ksoll (2003)

<sup>9</sup> Ksoll (2003)

In ihrer Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie hat die EU 1996 (RL 96/92EG) elektrische Energie als Ware definiert, wonach zu schließen ist, dass zwangsläufig das von der EU postulierte Prinzip des freien Warenverkehrs anzuwenden ist – mit der Einschränkung dass auf den Stufen der Übertragung und Verteilung Dienstleistungscharakter vorliegt (Strom ist für den Endkunden nur in Verbindung mit einer Technologie, z.B. einem Bügeleisen, Geschirrspüler oder Trockner, nutzbar; Strom „an sich“ hat für den Endkunden keinen Nutzen). Jedoch ist Strom immateriell und nur sehr begrenzt (und darüber hinaus unwirtschaftlich) speicherbar. Hinzu kommt über das Jahr hinweg betrachtet eine Heterogenität der Nachfrage (siehe Abb. 1) und die Tatsache dass eine nachfrageseitige Schwankung zu verschiedenen Jahreszeiten verschiedene Kosten der Erzeugung bedingt (Eine zusätzliche kWh in einer Starklastperiode ist bedeutend kostenintensiver als eine kWh in einer Schwachlastperiode). Außerdem ist die Nachfrage nach Strom auf kurze Sicht, mangels Substituten, extrem inelastisch. All dies begründet die Sonderstellung der Elektrizitätsversorgung in einer Volkswirtschaft.

### **1.3.    *Physikalische Besonderheiten des elektrischen Stroms***

Die Kirchhoffschen Regeln besagen dass sich Strom in einem geschlossenen Kreislauf frequenzmäßig stets ausgleicht, also ein konstanter Stromfluss vorhanden ist. Das bedeutet, dass immer genauso viel Strom erzeugt (zufließen) werden muss, wie nachgefragt (abfließen) wird. Daraus folgt dass, um das Gleichgewicht aufrecht zu erhalten, das Angebot so angelegt werden muss, dass die Nachfragespitzen stets gedeckt werden können, dass also kein Engpass bei Erzeugung und Transport entsteht. Zu diesem Zweck gibt es einige Kraftwerke (sog. Spitzenlastkraftwerke, z.B. Pumpspeicher-, Druckluftspeicher- oder Turbinengaskraftwerke) die im Ruhezustand verharren, bei Bedarf aber mit minimalem Zeitverlust und ohne nennenswerten Spannungsabfall zugeschaltet werden können. Darüber hinaus ist Strom leitungsgebunden, und folgt laut zweiter Kirchhoffscher Regel dem Weg des geringsten Widerstands (d.h. hat Leitung AB die Kapazität 1000 Watt und den Widerstand 1000 Ohm und Leitung CD die Kapazität 500 Watt und den Widerstand 500 Ohm so fließen 750 Watt zu  $\frac{3}{4}$  über Leitung CD und nur zu  $\frac{1}{4}$  über Leitung AB). Man kann ihn daher nicht über eine bestimmte Strecke direkt von einem Anbieter zu einem bestimmten Nachfrager leiten<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Vgl. Bonde

## 1.4. Kraftwerksmanagement

Um die vielzitierte Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Engpässe zu minimieren ist ein flexibles Kraftwerksmanagement vonnöten das schnell auf Nachfrageänderungen reagieren kann. Die Gesamtnachfrage im Beobachtungsgebiet lässt sich zu einer Lastkurve aggregieren, die meist in Tages-, Jahres oder Mehrjahresskalierung dargestellt wird.

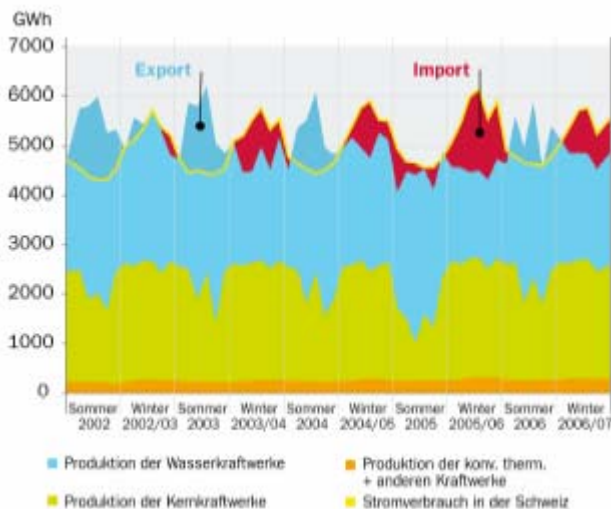


Abb. 1: Lastkurve für die Schweiz<sup>11</sup>

Es wird zwischen

- Grundlast
- Mittellast und
- Spitzenlast

unterschieden. Die Grundlast wird hauptsächlich von Laufwasserkraftwerken, Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerke abgedeckt – diese Kraftwerke laufen auf maximaler Kapazität bei geringen Betriebsgrenzkosten. Mittellastkraftwerke (z.B. Steinkohlekraftwerke) sind durch eine regelbare Leistung, aber eine gewisse Trägheit gekennzeichnet, so dass sie auf schnelle Nachfrageanstiege nicht flexibel genug reagieren können. Diese schnellen Sprünge werden ggf. durch Spitzenlastkraftwerke (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) abgedeckt. Die Zuschaltung solcher Kraftwerke ist aber sehr kostenintensiv, so dass es wünschenswert erscheint einen Anreiz für Endverbraucher zu schaffen ihren Verbrauch in Mittellastperioden zu verlagern. Diese gezielte Steuerung des Nachfrageverhaltens der Kunden wird auch als Lastmanagement bezeichnet. Als Instrumente des Lastmanagements kommen in Frage<sup>12</sup>:

<sup>11</sup> Quelle: VSE

<sup>12</sup> Siehe Röder

1. Laststeuerung durch das Versorgungsunternehmen
2. Tarifliche Anreize für die Abnehmer zur Lastverlagerung
3. Anreize zum Kauf energiesparender Geräte

Um die vorhandene Kapazität optimal zu nutzen werden oft nicht nur Lastspitzen abgebaut (also die Nachfrage in laststarken Perioden gesteuert) sondern auch in nachfrageschwachen Perioden eine künstliche Nachfrage geschaffen.

### ***1.5. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft vor der Liberalisierung – eine kurze Einführung<sup>13</sup>***

Die österreichische Elektrizitätsversorgung vor der Strommarktliberalisierung ist stark gekennzeichnet von föderalistischen Strukturen und Gebietsmonopolen. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (fortan EVU) sind zum Großteil verstaatlicht oder in staatlichem Mehrheitsbesitz und eine Preisbehörde reguliert deren Preise – eine Doppelgleisigkeit, die heute immer noch besteht. Die nachfolgende Abhandlung versucht eine Erklärung dieser Strukturen unter Berücksichtigung der geschichtlichen Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in Österreich.

Mit Inbetriebnahme des ersten E-Werkes, des Wasserkraftwerks der Stadt Scheibbs in Niederösterreich im Jahr 1886, beginnt die Verbreitung der Stromversorgung in Österreich. Es folgten wenig später Kraftwerke in Salzburg (1887), Innsbruck (1888) und Wien (1899). Bis zum Ende des Jahrhunderts wurden Kraftwerke in fast allen Bundesländern errichtet. Die Sozialisierungsbestrebungen nach Ende des Ersten Weltkriegs führten in Österreich zur Erlassung eines Gesetzes, das den Bundesländern das Recht einräumte sich bei der Gründung einer Aktiengesellschaft mit bis zu 50% zu beteiligen. Dieses Gesetz legte den Grundstein für die späteren Landesgesellschaften, die noch heute zum Großteil im Mehrheitsbesitz der Länder sind. Während der Zeit des Anschlusses an das deutsche Reich wurde die Stromgewinnung durch Wasserkraft massiv ausgebaut und nach Ende des Zweiten Weltkriegs wurde mit dem 2. Verstaatlichungsgesetz (1946) der Einfluss des Staates im Elektrizitätsbereich zu Papier gebracht. Dieses Gesetz begründete die im Eigentum der Bundesländer stehenden Landesgesellschaften sowie das (als „Kompromiss“ zwischen Föderalisten und Zentralisten) zentrale Gemeinschaftsorgan, die Verbundgesellschaft, die zu 100% im Eigentum des Bundes steht. Die Aufgaben der Verbundgesellschaft waren:

---

<sup>13</sup> Siehe Humer (1989)

- Die treuhändige Verwaltung der Bundesanteile an den Landesgesellschaften
- Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf im österreichischen Verbundnetz
- Sowie Planungsaufgaben (Bau künftiger Kraftwerke und Verbrauchsprognosen)
- Und Kontrollfunktionen (insbes. bei Stromlieferungen)

Das Preisgesetz von 1976 spricht dem Staat die alleinige Kompetenz bei der Preisfestsetzung von „Energiefieferungen jeder Art“ zu und setzt dazu eine „Preisbehörde“ ein, die sich aus dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit sowie einer Preiskommission zusammensetzt. Das Verfassungsgesetz vom 2. Juli 1987 (als Novelle zum Gesetz von 1946) ermöglichte zwar eine Teilprivatisierung der Verbund- sowie der Landesgesellschaften, sah aber weiterhin eine Zwangsbeteiligung von 51% von Bund bzw. Ländern an den jeweiligen Gesellschaften vor. Der EU-Beitritt Österreichs im Jahr 1992 schließlich öffnete die Tür für eine Liberalisierung und Modernisierung des Strommarktes.

### ***1.6. Die Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz – Rahmenbedingungen***

Die Schweiz ist ebenso wie Österreich ein Bundesstaat, der in seiner Struktur föderalistisch aufgebaut ist, also den Kantonen bei der Gesetzgebung weit reichende Mitspracherechte und Eigenständigkeit (so z.B. bei der Einkommensbesteuerung, wo große Unterschiede zwischen den Kantonen vorherrschen) zubilligt. Ebenso ist die direkte Demokratie ein fester Bestandteil des politischen Alltages; so hat die Bevölkerung das Recht innerhalb von zehn Tagen nach Bekanntmachung eines Gesetzesvorhabens mit 50000 Unterschriften von Stimmberechtigten eine landesweite Volksabstimmung zu fordern. Dies mag zwar dem Geiste der Demokratie entsprechen – das Gesetzgebungsverfahren beschleunigt es aber nicht. Zur Zeit besteht die Schweizer Elektrizitätswirtschaft aus ca. 1000 selbständigen Elektrizitätswerken, die sich zu 80% in öffentlicher Hand befinden (Kanton oder Gemeinde)<sup>14</sup>. Die meisten davon sind für die lokale und regionale Stromversorgung zuständig und haben ein abgeschlossenes Versorgungsgebiet. Oft kommt es vor, dass die Bevölkerung einer Gemeinde vom selben Versorger Strom und gleichzeitig Wasser bezieht. Die großen Unternehmen wie ATEL (Aare und Tessin), CKW (Zentral-schweizerische Kraftwerke), NOK, EGL und BKW betreiben die Überlandleitungen. Die Stromversorgung in der Schweiz ist seit jeher autark und von Selbstbestimmung geprägt – allerdings ist die Schweiz zumindest indirekt von den Vorhaben der EU betroffen einen europäischen Binnenmarkt für Strom zu errichten. So muss z.B. der Zugang zu den Netzen der EU-

---

<sup>14</sup> vgl. <http://www.zeit-fragen.ch/ausgaben/2007/nr34-vom-27-august-2007/die-schweizer-stromversorgung-ist-ein-juwel/>

Länder mit der EU verhandelt werden. Das Bestreben der EU das Stromnetz der Schweiz an die Mitgliedsländer anzubinden und die immer größere Bedeutung des Stromhandels (so importierte die Schweiz im Jahr 2006 20 TWh aus Frankreich und exportierte 23 TWh nach Italien<sup>15</sup>) zwingt die Schweiz auf diesem Gebiet aktiv zu werden. Ende 2000 wurde von den eidgenössischen Räten das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) beschlossen, welches eine vollkommene Marktöffnung sechs Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes vorsieht. Durch den oben erwähnten Prozess gelang es dem Volk im Rahmen eines Referendums am 22. September 2002 über das Gesetz abzustimmen und es mit knapper Mehrheit zurückzuweisen. Knappe vier Jahre später, im März 2007, wurde auf Initiative des Bundesrats das Stromversorgungsgesetz (StromVG), das sich nur unwesentlich vom EMG unterschied, vom Parlament verabschiedet. Ein Referendum blieb diesmal mangels Unterstützung der Gewerkschaft aus, so dass das Gesetz am 1. Januar 2008 in Kraft trat. Das StromVG spricht Energielieferanten das Recht auf diskriminierungsfreien Zugang zu den (Verteil-)Netzen zu (siehe Kapitel 2.3.3.) und betrifft in einer ersten Phase Industrie- und Gewerbebetriebe mit einem Verbrauch von mindestens 100 MWh pro Betriebsstätte. Innerhalb von fünf Jahren ab Inkrafttreten des Gesetzes sollen alle Endverbraucher die Möglichkeit haben ihren Energieversorger frei zu wählen; dies bedarf allerdings einer Zustimmung des Volkes im Rahmen eines fakultativen Referendums. Schon im Vorfeld der endgültigen Marktöffnung, im Dezember 2006, wurde mit der Swissgrid AG eine eigenständige Netzgesellschaft gegründet, die für den sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb des Höchstspannungsnetzes zuständig ist<sup>16</sup>. Im StromVG ist überdies vorgesehen, dass das Eigentum am Höchstspannungsnetz innerhalb von fünf Jahren an die Swissgrid übergehen soll. Deren Aktionäre sind mit Ausnahme der EKZ alle im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Schweizer EVU. Mit Inkrafttreten des Gesetzes verfügt der schweizerische Elektrizitätsmarkt auch über einen Regulator, die Elektrizitätskommission (ElCom). Diese setzt sich aus drei Westschweizern und vier Deutschschweizern zusammen und überwacht die Netznutzungs- und Netzzugangsmodalitäten und setzt diese durch<sup>17</sup>. Die ElCom führt bei Streitigkeiten betreffend Elektrizitätstarife, Netznutzungsentgelte oder Netzzugang als unabhängige richterliche Instanz Entscheide herbei und überwacht die Preise.

## ***1.7. Statistische Daten zum Zweck des Vergleichs Österreich – Schweiz***

### ***1.7.1. Erzeugung und Verbrauch***

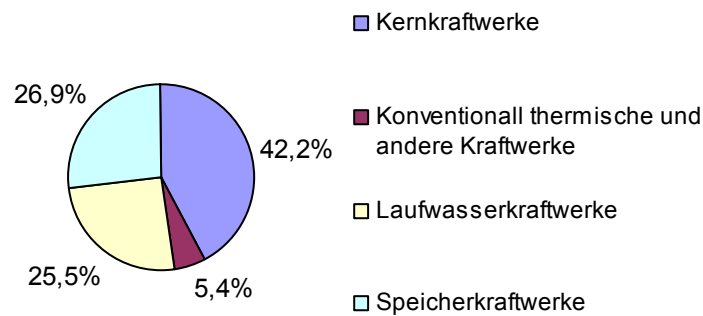
---

<sup>15</sup> Schweizer Elektrizitätsstatistik 2006, BFE

<sup>16</sup> [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)

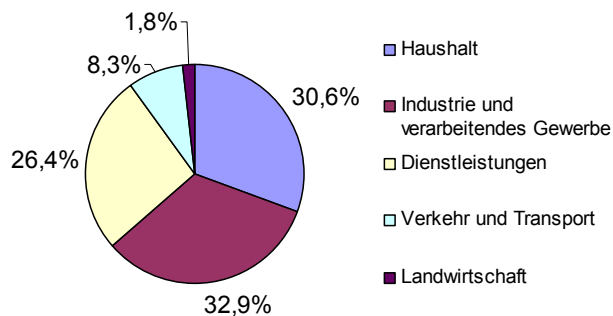
<sup>17</sup> [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)

Der wohl größte Unterschied in der Stromerzeugung zwischen den zwei Ländern liegt in der Nutzung der Kernenergie. Österreich hat in einer 1978 durchgeführten Volksabstimmung gegen die Nutzung von Kernenergie für die Stromerzeugung entschieden. Dieser Entscheid wurde im selben Jahr im Atomsperrgesetz festgehalten und im Jahr 1999 auch in der Bundesverfassung verankert. Anders die Schweiz: die eidgenössischen Kernkraftwerke sind fast für die Hälfte des inländisch produzierten Stroms verantwortlich.



|                                   | 2006   | 2005 | +/-    |
|-----------------------------------|--------|------|--------|
|                                   | in TWh |      |        |
| Landeserzeugung                   | 62,1   | 57,9 | +7,3%  |
| Wasserkraft                       | 32,6   | 32,8 | -0,6%  |
| Kernkraft                         | 26,2   | 22   | +19,2% |
| Konv.-thermische Kraft und andere | 3,3    | 3,1  | +6,4%  |

Abb. 2: Stromerzeugung in der Schweiz<sup>18</sup>

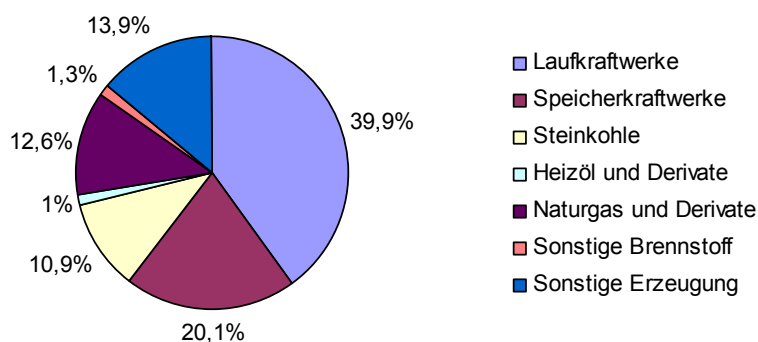


|                                      | 2006   | 2005 | +/-   |
|--------------------------------------|--------|------|-------|
|                                      | in TWh |      |       |
| Endverbrauch                         | 57,8   | 57,3 | +0,8% |
| Haushalt                             | 17,7   | 17,6 | +0,4% |
| Landwirtschaft                       | 1      | 1    | +2,4% |
| Industrie und verarbeitendes Gewerbe | 19     | 18,9 | +0,5% |
| Dienstleistungen                     | 15,3   | 15,1 | +1%   |
| Verkehr                              | 4,8    | 4,7  | +2,1% |

Abb. 3: Stromverbrauch in der Schweiz<sup>19</sup>

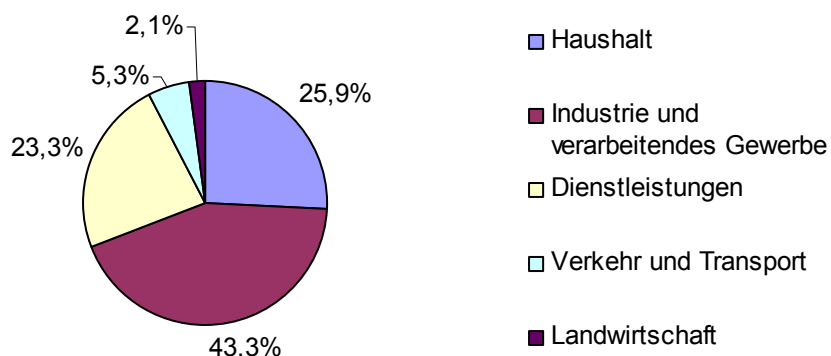
<sup>18</sup> Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2006, Bundesamt für Energie

<sup>19</sup> Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2006, Bundesamt für Energie



|                 | 2007   | 2006  | +/-    |
|-----------------|--------|-------|--------|
|                 | in TWh |       |        |
| Landeserzeugung | 55,55  | 55,46 | +0,2%  |
| Wasserkraft     | 33,36  | 32,55 | +2,5%  |
| Wärmekraft      | 14,48  | 16,44 | -11,9% |
| Sonstige        | 7,71   | 6,47  |        |

Abb. 4 Stromerzeugung in Österreich<sup>20</sup>



|                                                    | 2006   | 2005 | +/-   |
|----------------------------------------------------|--------|------|-------|
|                                                    | in TWh |      |       |
| Endverbrauch                                       | 57,6   | 56,3 | +2,3% |
| Haushalt                                           | 14,9   | 14,7 | +1,6% |
| Landwirtschaft                                     | 1,2    | 1,2  | 0     |
| Industrie und verarbeitendes Gewerbe <sup>21</sup> | 24,9   | 23,9 | +4,2% |
| Dienstleistungen                                   | 13,4   | 13,2 | +1,6% |
| Verkehr                                            | 3,2    | 3,3  | -0,6% |

Abb. 5 Stromverbrauch in Österreich<sup>22</sup>

### 1.7.2. Stromimporte und -exporte

<sup>20</sup> E-Control, Daten für 2007 teilweise auf Schätzungen basierend

<sup>21</sup> In Österreich gehören der Fahrzeug- und Maschinenbau, die Papier- und Druckindustrie, die Eisen-, Stahl- und Metallerzeugung sowie die Chemie- und Petrochemie zu den Industrien, die den höchsten Verbrauch aufweisen.

<sup>22</sup> Quelle: Statistik Austria

| Importe        | in GWh      | Exporte       | in GWh |
|----------------|-------------|---------------|--------|
| Deutschland    | 14164       | Schweiz       | 8221   |
| Tschechien     | 6989        | Deutschland   | 2751   |
| Slowenien      | 580         | Ungarn        | 1455   |
| Ungarn         | 243         | Slowenien     | 1436   |
| Schweiz        | 36          | Italien       | 1396   |
| Summe          | 22013       | Liechtenstein | 154    |
|                |             | Tschechien    | 39     |
| <b>Defizit</b> | <b>6596</b> | Summe         | 15417  |

Abb. 6 Stromhandel Österreich<sup>23</sup>

| Importe        | in GWh      | Exporte | in GWh |
|----------------|-------------|---------|--------|
| Frankreich     | 20600       | Italien | 23000  |
| Österreich     | 3100        | Rest    | 200    |
| Deutschland    | 2300        |         |        |
| Summe          | 26000       | Summe   | 23200  |
| <b>Defizit</b> | <b>2800</b> |         |        |

Abb. 7 Stromhandel Schweiz<sup>24</sup>

### 1.7.3. Anzahl der Beschäftigten

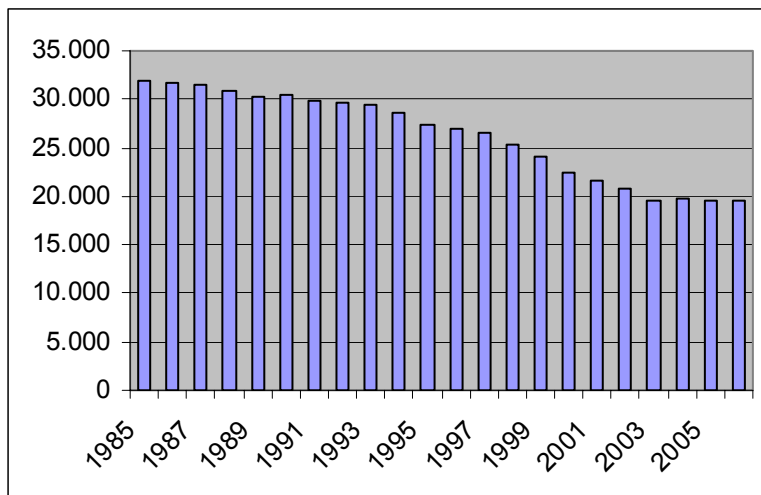


Abb. 8 Anzahl der Beschäftigten in der österreichischen E-Wirtschaft<sup>25</sup>

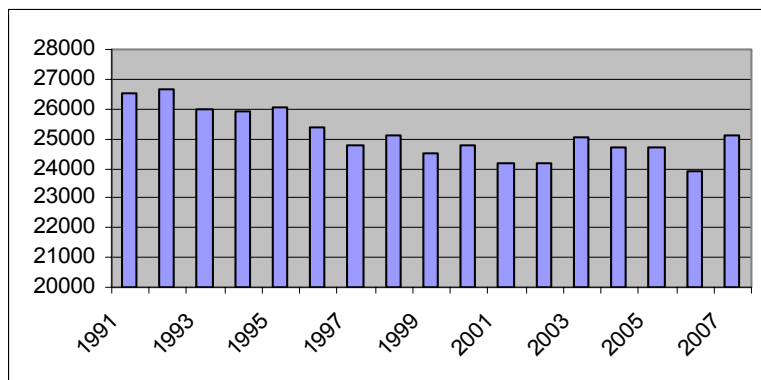


Abb. 9 Anzahl der Beschäftigten in der Schweizer E-Wirtschaft<sup>26</sup>

<sup>23</sup> Quelle: E-Control, Daten für 2007 teilweise auf Schätzungen basierend

<sup>24</sup> Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2006, Bundesamt für Energie

<sup>25</sup> Quelle: VEÖ

<sup>26</sup> Quelle: VSE

Ein Phänomen das oftmals einhergeht mit der Liberalisierung des Strommarkts (und so auch in einigen europäischen Märkten zu beobachten ist) ist ein Stellenabbau ausgelöst durch Einsparungen und Konsolidierungen zum Zwecke der Produktivitätssteigerung. Abbildung 8 liefert eindeutige Beweise für diese Beobachtung: die Anzahl der Beschäftigten in Österreich hat seit 1985 fast kontinuierlich abgenommen, während der Verlauf der Kurve für die Schweiz keinen eindeutigen Trend ausweist. Es existieren jedoch Studien (so z.B. das Branchenhandbuch 2006 der Credit Suisse<sup>27</sup>) die eine mittelfristige Abnahme der Beschäftigung für die Schweiz nach erfolgter Marktöffnung vorhersagen.

## **1.8. Eine kurze Marktanalyse**

### **1.8.1. Fusionen und Übernahmen**

Die makro- (und mikro-)ökonomische Literatur<sup>28</sup> unterscheidet drei Arten von Fusionen:

- Vertikale Fusionen
- Horizontale Fusionen
- Konglomerate Fusionen

Bei der vertikalen Fusion handelt es sich um eine Verschmelzung einer oder mehrerer Unternehmen die auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette liegen, also z.B. zwischen Erzeuger und Lieferant. Unter horizontalen Fusionen versteht man einen Zusammenschluss zwischen Wettbewerbern in einem bestehenden Markt, die sich auf der selben Stufe der Wertschöpfungskette befinden. Als konglomerate Fusionen schließlich bezeichnet man Fusionen zwischen Unternehmen, die weder horizontal noch vertikal miteinander verbunden sind, d.h. aus unterschiedlichen Wirtschaftszweigen kommen und auch nicht durch Zulieferverträge miteinander verbunden sind.

Das explosionsartige Ansteigen von Fusionen und Übernahmen (*Mergers and Acquisitions*) weltweit im Energiesektor (Strom und Gas) steht natürlich in direktem Zusammenhang mit der Öffnung der Märkte. Das wird durch die Power Deals Studie des Beratungsunternehmens PricewaterhouseCoopers bestätigt. Während im Jahr 2000 weltweit „nur“ knapp 80 Milliarden US\$ an Investitionen flossen, so waren es 2007 mit 372 Milliarden US\$ schon mehr als viermal

---

<sup>27</sup> siehe [www.credit-suisse.com/research](http://www.credit-suisse.com/research)

<sup>28</sup> Z.B. Mueller

so viel. Auch die Anzahl der Fusionen und Übernahmen im Jahr 2007 (768) stiegen um 23% im Vergleich zum Jahr 2006 (623). Europa ist weiterhin der Kontinent mit der größten M&A-Aktivität (Zukäufe sowohl als Verkäufe). Unangefochten an erster Stelle liegt der Mega-Deal der italienischen ENEL SpA und der spanischen Acciona SA über 66,2 Milliarden US\$ für die spanische Endesa SA. Der deutsche Energiegigant E.ON zog bei dem Deal den Kürzeren, konnte sich aber stattdessen für 8 Milliarden US\$ das russische Unternehmen OGC-4 OAO (zu 100%) sichern. Darüber hinaus ist Russland erstmals an vorderster Front auch als Investor vertreten.

In Österreich geriet der Markt im Zuge der Liberalisierung ebenfalls in Bewegung, wenn auch in vergleichsweise geringerer Größenordnung. Hier sind vor allem die Zusammenschlüsse der Salzburger Stadtwerke und der SAFE (Salzburger AG für Energiewirtschaft) zur Salzburg AG im Jahr 2000 zu nennen, sowie jene der STEWEAG (Steirische Wasserkraft und Elektrizitäts AG) und der STEG (Steiermärkische Elektrizitäts AG) im Jahr 2002.

### **1.8.2. Marktkonzentration**

Grundsätzlich gibt es zwei Arten von Kennzahlen, um die Marktkonzentration zu messen:

- Die Konzentrationsrate (*Concentration ratio*) wird durch Aufsummieren der jeweiligen Marktanteile errechnet. Der Wert für CR-3 gibt z.B. die kumulierten Marktanteile der 3 größten am Markt tätigen Unternehmen an.
- Der Hirschmann-Herfindahl Index (HHI) entsteht durch Aufsummieren der quadrierten Marktanteile. Er bringt daher die Größenverhältnisse der betrachteten Firmen zueinander besser zum Ausdruck, indem größere Firmen stärker gewichtet werden.

Eine marktbeherrschende Stellung wird allgemein angenommen bei einer CR-1 von  $> 33,3\%$ , einer CR-2  $> 50\%$ , bzw. einer CR-3 von  $> 66,67\%$ . Beim HHI gilt ein Wert ab 1800 als kritisch.

(Horizontale) Fusionen erhöhen klarerweise die Marktkonzentration und führ(t)en im Fall der EVU auf europäischer Ebene zum Entstehen von „Stromgiganten“ wie z.B. E.ON, EdF (Electricité de France), RWE (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG) oder Vattenfall. Die

EU hat die hohe Marktkonzentration in Europa zuletzt (siehe z.B. die Sector Inquiry 2006) wiederholt kritisiert – es scheint sogar der bizarre Fall einzutreten, dass die durch die Liberalisierung geschaffenen Stromriesen jetzt wieder durch staatliche Gewalt zerschlagen werden sollen. Mögliche negative Auswirkungen einer hohen Marktkonzentration sind z.B. eine mögliche strategische Kapazitätsverknappung der EVU zum Zweck der Preiserhöhung auf Großhandelsebene. Durch vertikale Fusionen werden außerdem erhebliche Markteintrittsbarrieren geschaffen<sup>29</sup>.

Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Konzentrationsgrade der 3 größten Lieferanten (CR-3) in der EU. Die Beratungsfirma Ernst & Young kommt in ihrer Stadtwerkstudie 2007 über EVU in der Schweiz zu ähnlichen Zahlen für den Schweizer Markt – dieser sei „stark fragmentiert“, „heterogen“ und „wird von sechs großen EVU dominiert, die über 80% der Erzeugungskapazitäten verfügen“.

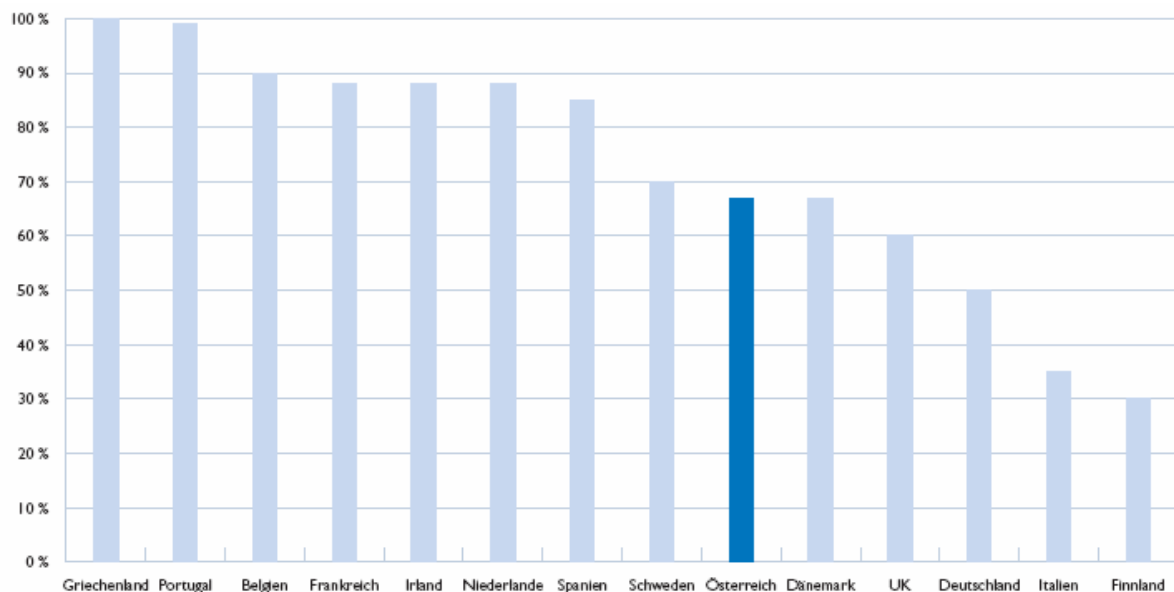


Abb. 10 Marktkonzentrationsgrade (CR-3) in der EU (Quelle: EU-Kommission, Grafik: E-Control)

<sup>29</sup> Mueller

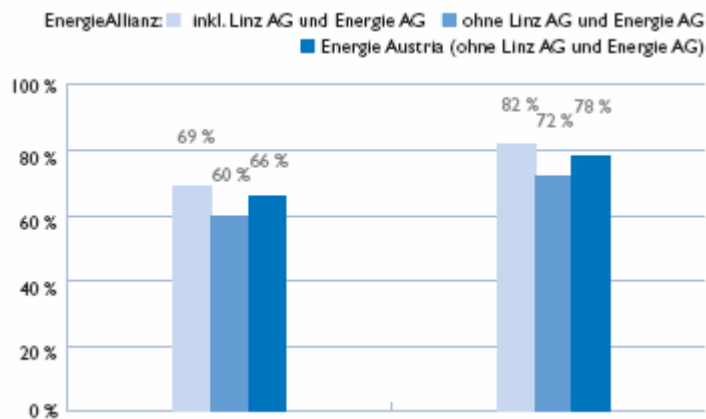


Abb. 11 CR-3 (links) und CR-5 (rechts) in Österreich (Quelle und Grafik: E-Control)

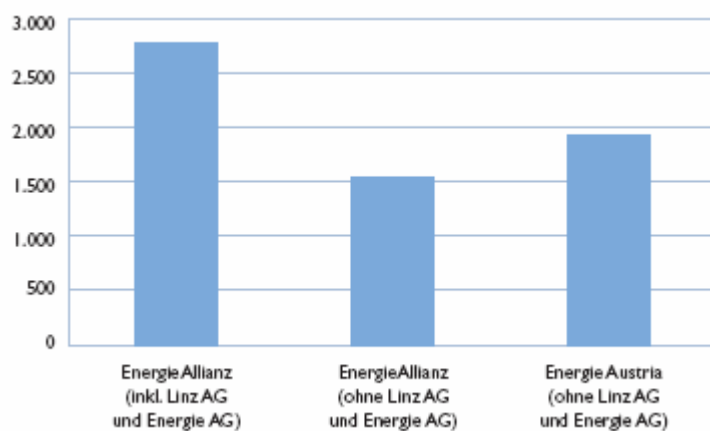


Abb. 12 HHI für Österreich (Quelle und Grafik: E-Control)

Laut einer Studie des Beratungsunternehmens A.T. Kearney (2005) entstehen durch einen erhöhten Konzentrationsgrad allerdings auch Vorteile, so zum Beispiel Markt- und Kostensynergien. Diese manifestieren sich auf die folgende Art und Weise:

- Nutzung gemeinsamer Vertriebskanäle
- Gebündelte Marketingaktivitäten
- Nutzung von Skaleneffekten in operativen Bereichen und in Overheadbereichen
- Portfoliooptimierung durch abgestimmten Kraftwerkseinsatz und gemeinsamer Energiebeschaffung

### ***1.8.3. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung – Timeline***

Ende 1996 präsentierte das Europäische Parlament mit der Richtlinie 96/92/EG die Pläne der EU für eine Umstrukturierung des europäischen Strommarkts. Die Ziele der EU waren damals

unter anderem eine Erhöhung des Wettbewerbs auf Großhandels- und Haushaltsebene sowie eine deutliche Preisreduzierung. Da EU-Richtlinien erst eine gesetzesmäßige Umsetzung auf nationaler Ebene durch die Parlamente der jeweiligen Mitgliedsstaaten benötigen um wirksam in Kraft treten zu können, folgte im August 1998 das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ElWOG), welches eine stufenweise Öffnung des Elektrizitätsmarktes in Österreich und damit die freie Wahl des Stromversorgers auch für Privatkunden vorsah. Nicht einmal zwei Jahre später, im Juli 2000, wurde das ElWOG bereits zum ersten Mal novelliert um die Liberalisierung voranzutreiben. Diese Novelle trat am 1. Oktober 2001 als Teil des Energieliberalisierungsgesetzes in Kraft und ermöglichte allen Privatkunden die freie Wahl des Stromversorgers. Zwei weitere wichtige Neuerungen waren:

- Die Gründung eines Regulators (E-Control GmbH) sowie eines „Beirats“ (E-Control Kommission)<sup>30</sup>
- Die Verpflichtung für Stromhändler die Zusammensetzung des gelieferten Stroms zu deklarieren<sup>31</sup>

Im Jahr 2003 folgten dann auf nationaler Ebene das Ökostromgesetz sowie auf EU-Ebene die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG auf die in dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird.

#### **1.8.4. E-Control**

Die zu 100% im Eigentum des Bundes (das Ministerium für Wirtschaft und Arbeit verwaltet die Anteile) stehende E-Control hat am 1. März 2003 ihre Arbeit aufgenommen<sup>32</sup>. Das Unternehmen besteht aus 3 Organen:

- Der E-Control GmbH („Regulator“)
- Die E-Control Kommission
- Der E-Control Aufsichtsrat

##### **1.8.4.1. Die E-Control GmbH (ECG)**

Die Aufgaben der E-Control GmbH lauten wie folgt<sup>33</sup>:

---

<sup>30</sup> §13

<sup>31</sup> §45 Stromkennzeichnung

<sup>32</sup> [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>33</sup> basierend auf dem ElWOG, dem Verrechnungsstellengesetz, dem Gaswirtschaftsgesetz, dem Energieregulierungsbehördengesetz und dem Ökostromgesetz

- Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich deren Gleichbehandlung
- Überwachung der Entflechtung (Unbundling)
- Aufsicht über Bilanzgruppenverantwortliche, -koordinatoren und Regelzonenführer
- Überwachung der Strom- und Gasimporte im Sinne der EU-Vorgaben
- Schlichtung von Streitfällen zwischen den Marktteilnehmern
- Erstellung von Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich
- Erstellung von Strom- und Erdgaspreisvergleichen für Endverbraucher
- Ökostrom- und Kleinwasserkraftzertifizierung
- Organisatorische Abwicklung von Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern
- Vollziehung der Bestimmungen über Stranded Costs
- Statistische Arbeiten

#### ***1.8.4.2. Die E-Control Kommission (ECK)***

„Die E-Control Kommission besteht aus 3 Mitgliedern, wobei eines dem Richterstand anzugehören hat. Das richterliche Mitglied wird auf Vorschlag des Präsidenten des OGH, die übrigen 2 Mitglieder auf Vorschlag des BMWA ernannt<sup>34</sup>.“ Die E-Control Kommission kann als Berufungsinstanz gegen Bescheide der E-Control GmbH auftreten bzw. können auch Angelegenheiten an die Kommission direkt in einem eigenständigen Verfahren vorgetragen werden (gegen die Entscheidungen in einem solchen Verfahren gibt es eine Beschwerdemöglichkeit bei VwGH bzw. VfGH). Die Hauptaufgaben der Kommission sind:

- Entscheidung bei Netzzugangsverweigerungsverfahren
- Genehmigung der allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber für Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze
- Festsetzung der Systemnutzungstarife

Da sich die ECK in der Vollziehung ihrer Aufgaben des Personals der ECG bedient und die Geschäftsführung der ECK der ECG obliegt, besteht naturgemäß eine großes Nahverhältnis zwischen ECK und ECG. In der ECG finden auch, im Sinne einer Arbeitsteilung zwischen ECK und ECG, viele entscheidungsvorbereitende Tätigkeiten statt<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup> siehe Pichler in Boltz/Holoubek (Hg.)

<sup>35</sup> Lehofer in Boltz (Hg.)

#### 1.8.4.3. Der E-Control Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der E-Control besteht aus einem Vorsitzenden einem Stellvertreter sowie 3 weiteren Mitgliedern.

#### 1.8.5. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Die österreichische EVU-Landschaft ist heute – fast sieben Jahre nach der Liberalisierung – immer noch durch staatliche Mehrheitsbeteiligungen und Cross-Holdings gekennzeichnet. Die folgende Tabelle<sup>36</sup> gibt einen Überblick über die Struktur der Stromanbieter in Österreich im Jahr 2006:

| EVU           | Hauptversorgungsgebiet | Eigentumsverhältnisse                                                                              |
|---------------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| EVN           | NÖ                     | 51% NÖ-Landesbeteiligungsholding GmbH<br>37% EnBW Energie Baden Württemberg AG<br>Rest Streubesitz |
| BEWAG         | Burgenland             | 51% Land Burgenland<br>49% Burgenland Holding AG                                                   |
| KELAG         | Kärnten                | 64% Kärntner Energieholding<br>35% Verbund<br>Rest Streubesitz                                     |
| Salzburg AG   | Salzburg               | 43% Land Salzburg<br>31% Stadt Salzburg<br>26% Energie Oberösterreich                              |
| Wien Energie  | Wien                   | 100% Stadt Wien                                                                                    |
| TIWAG         | Tirol                  | 100% Land Tirol                                                                                    |
| VKW           | Vorarlberg             | 100% Illwerke -> 96% Land Vorarlberg                                                               |
| Energie AG OÖ | OÖ                     | 93% Land Oberösterreich<br>6% Linz AG<br>1% Mitarbeiter                                            |
| ESTAG         | Steiermark             | 75% Land Steiermark<br>25% EdF/GdF                                                                 |
| Verbund       | Österreich             | 51% Republik Österreich<br>10% EVN<br>10% Wiener Stadtwerke<br>5% TIWAG<br>Rest Streubesitz        |

Tab. 1: Österreichischer Strommarkt in Zahlen

#### 1.8.6. Weitere Marktakteure

##### 1.8.6.1. Regelzone (RZ) und Regelzonenführer (RZF)

<sup>36</sup> Quelle: Geschäftsberichte und eigene Recherchen; private Unternehmen kursiv

Als Regelzonen werden die kleinsten Einheiten des Verbundnetzes bezeichnet, die theoretisch jeweils getrennt voneinander betrieben werden können<sup>37</sup>. In Österreich gibt es drei Regelzonen: Tirol, Vorarlberg und die übrigen Bundesländer (Ostösterreich). Die Vorarlberger Regelzone ist an die benachbarte baden-württembergische Regelzone (EnBW) angebunden. In jeder Regelzone gibt es einen RZF (für die Tiroler RZ ist das z.B. die TIWAG Netz AG, die Netzgesellschaft der TIWAG), der vorab für das jeweilige Gebiet die notwendige Kraftwerksleistung (Turbindrehzahl) nach dem sich durch die vorliegenden Stromlieferungen ergebenden Strombedarf ausrichtet, so dass kein Spannungsabfall (eingespeister Strom muss entnommenem Strom entsprechen, siehe Kap 1.3.) auftritt. Dabei befinden sich an jeder grenzüberschreitenden Leitung Leistungsmessgeräte, die eine konstante Messung der Stromflüsse ermöglichen. Kommt es zu einem Ausfall (und damit zu einer Destabilisierung der Systemfrequenz) oder zu kurzfristigen unerwarteten Bedarfsänderungen, muss eine gewisse Menge an Regelleistung (Ausgleichsenergie) zugeschaltet werden um das Gleichgewicht wiederherzustellen.

#### **1.8.6.2. Bilanzgruppenverantwortlicher**

Der Bilanzgruppenverantwortliche prognostiziert den Verbrauch seiner Kunden und erstellt einen Summenfahrplan für die Bilanzgruppe. Die Aufteilung findet hier nicht auf geographischer Basis wie beim Regelzonenführer sondern auf wirtschaftlicher Basis statt. Eine Bilanzgruppe stellt eine virtuelle Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden dar und ist in juristischem Sinn eine reine Innengesellschaft<sup>38</sup>. Jeder Marktteilnehmer ist verpflichtet sich einer Bilanzgruppe anzuschließen<sup>39</sup>; dies geschieht oft implizit gemeinsam mit dem Abschluss über einen Stromliefervertrag<sup>40</sup>. Der Bilanzgruppenverantwortliche ist für die Übermittlung technisch relevanter Fahrpläne zur Überprüfung an den RZF sowie der Summenfahrpläne zwecks Ermittlung und Verrechnung der Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator verantwortlich<sup>41</sup>.

---

<sup>37</sup> [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>38</sup> Rabl in Boltz (Hg.)

<sup>39</sup> [www.verbund.at](http://www.verbund.at)

<sup>40</sup> Siehe in dem Zusammenhang die juristische Diskussion von Rabl in Boltz (Hg.)

<sup>41</sup> [www.verbund.at](http://www.verbund.at)

### 1.9. Investitionen

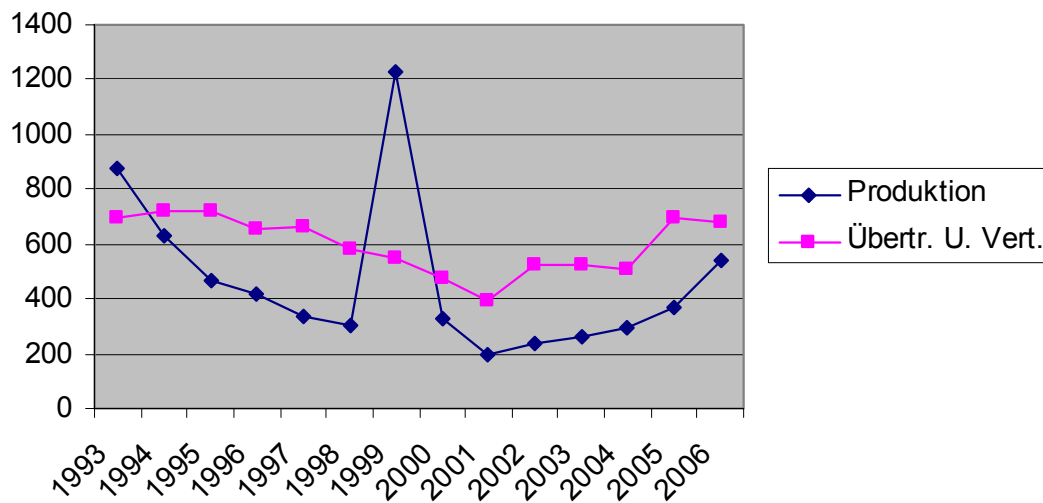


Abb. 13: Investitionen der Schweizer EVU in Mio. SFr. (Quelle: Bundesamt für Energie)

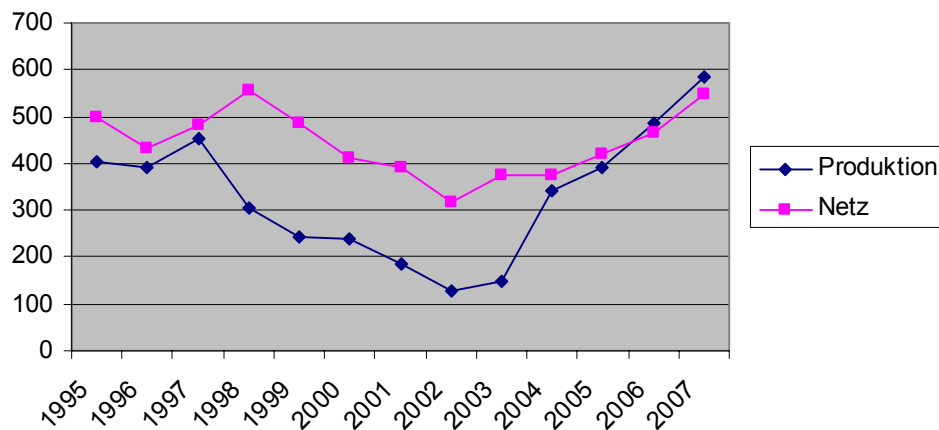


Abb. 14: Investitionen österreichischer EVU in Mio. Euro (Quelle: WIFO/VEÖ)

Bis auf den Ausreißer im Jahr 1999 weisen die Schweiz und Österreich ähnliche Kurvenverläufe auf (Tiefpunkte in den ersten Jahren des Jahrtausends, danach steigende Tendenz). Bei genauerer Betrachtung der Zahlen wird deutlich, dass die Investitionen in Österreich im Durchschnitt aber etwas höher sind als in der Schweiz.

| <i>Jahr</i>            | <i>Ö Produktion</i> | <i>Ö Netz</i> | <i>CH Produktion</i> | <i>CH Ü und V</i> |
|------------------------|---------------------|---------------|----------------------|-------------------|
| 1995                   | 402                 | 497           | 321                  | 499               |
| 1996                   | 392                 | 431           | 290                  | 449               |
| 1997                   | 453                 | 481           | 232                  | 460               |
| 1998                   | 305                 | 556           | 209                  | 399               |
| 1999                   | 243                 | 484           | 848                  | 381               |
| 2000                   | 239                 | 410           | 223                  | 329               |
| 2001                   | 183                 | 391           | 136                  | 268               |
| 2002                   | 127                 | 315           | 166                  | 363               |
| 2003                   | 150                 | 375           | 171                  | 344               |
| 2004                   | 342                 | 373           | 192                  | 332               |
| 2005                   | 392                 | 420           | 238                  | 448               |
| 2006                   | 487                 | 465           | 342                  | 434               |
| <b>Ø 1995 bis 2006</b> | <b>310</b>          | <b>433</b>    | <b>281</b>           | <b>392</b>        |

Tab. 2: Investitionen österreichischer und Schweizer EVU in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten (Daten zu Abb. 13 und 14)

### **1.10. Wechselraten**

Die durchwegs niedrigen Wechselraten bei Haushaltskunden in Österreich geben immer wieder Anlass zu Kritik und Pessimismus bei der Bewertung des Liberalisierungserfolgs. Tatsache ist, dass sich anhand der Wechselraten allein kein allgemeingültiges Urteil ablesen lässt, da Strom für viele Benutzer immer noch als Commodity oder Low-involvement-Produkt gilt. Trotz zahlreicher Informationskampagnen seitens der E-Control ist ein Versorgerwechsel für viele Benutzer entweder zu kompliziert bzw. wird als nicht oder wenig Nutzen bringend gesehen.

|                 | 2001  | 2001/02 | 2002/03 | 2003/04 | 2004/05 | 2005/06 |
|-----------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Haushalte       | 0%    | 0,70%   | 1%      | 0,90%   | 0,50%   | 0,90%   |
| Großverbraucher | 1,60% | 8,90%   | 8,50%   | 14,90%  | 4,60%   | 7,60%   |

Tabelle 2: Wechselraten bei Haushaltskunden und Großverbrauchern in Österreich<sup>42</sup>

### **11.1. Ausfallsraten**

Ein weiterer wichtiger Indikator für die Leistungsfähigkeit bzw. Zuverlässigkeit der Stromversorgung eines Landes ist die mittlere Dauer der Nichtverfügbarkeit (auch bekannt als System Average Interruption Duration Index, oder kurz: SAIDI). Es sind dies Ausfälle oder Störungen, die der Kunde wahrnimmt (bei der Auswertung wird eine Schwelle von 3 Minuten sowohl in Österreich wie auch in der Schweiz zugrunde gelegt; darunter wird nicht registriert), getrennt in

<sup>42</sup> Quelle: E-Control

geplant (grün) und ungeplant (rot). Die Daten beziehen sich für beide Länder auf das Mittelspannungsnetz (1 kV bis 35 kV) und sind stark wetterabhängig – dennoch liefern sie einen guten Anhaltspunkt für die in dieser Arbeit gewollte Bewertung.

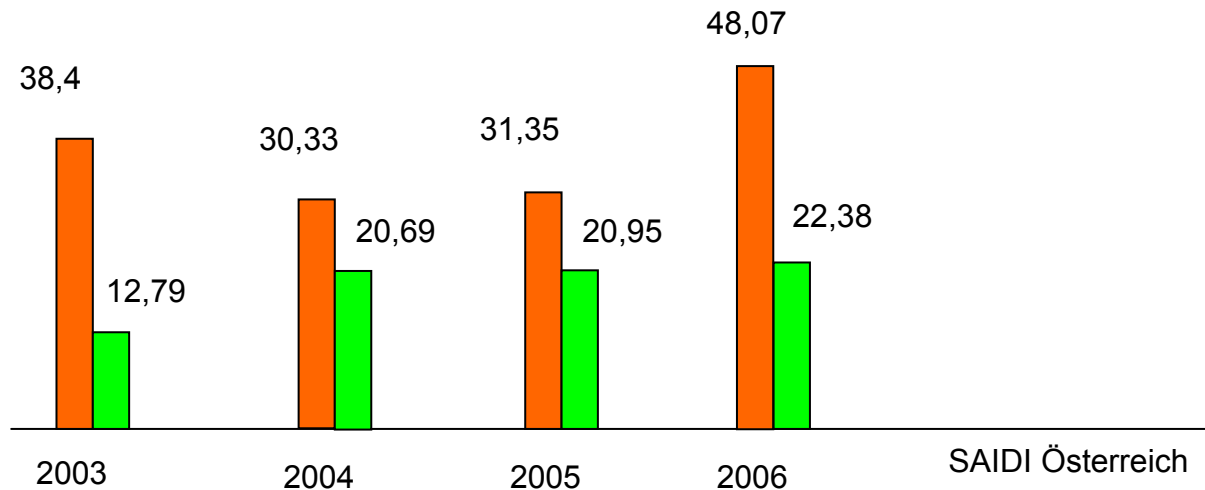


Abb. 15: Ausfallraten in Österreich in Minuten pro Jahr (Quelle: E-Control)

Die Werte für die Schweiz (des Jahres 2006) sind zwar mit 100 Minuten (ungeplant) bzw. 150 Minuten (geplant) auf den ersten Blick deutlich schlechter als die österreichischen<sup>43</sup>, allerdings ist eine Vergleichbarkeit nur sehr eingeschränkt gegeben, da

- a.) in den österreichischen Werten Ausfälle aufgrund von Umweltkatastrophen (wie z.B. Hochwasser) nicht berücksichtigt werden und
- b.) die Werte für die Schweiz nur 60% der schweizerischen EVU in die Auswertung mit einbeziehen (Österreich: 100%) und daher ein solcher Durchschnittswert nur bedingt aussagekräftig ist.

<sup>43</sup> Quelle: VSE

## ***2. Regulierung in Theorie und Praxis***

Aufgrund der zentralen Bedeutung die eine gesicherte Stromversorgung in einer Gesellschaft einnimmt und des Ausmaßes in dem Strom für das Funktionieren von öffentlichem und wirtschaftlichem Leben verantwortlich ist, war es lange Zeit in vielen Industriestaaten die Norm die Stromversorgung durch ein staatlich kontrolliertes Monopolunternehmen zu erbringen. Das nun folgende Kapitel beleuchtet die ökonomischen Hintergründe, die dieser Entscheidung zugrunde liegen, bzw. die zu einer Umgestaltung des Marktes beitragen können. Dadurch soll klar werden, dass die Rechtfertigung einer Monopolstellung eines EVU nur auf der Erzeugerebene aufrecht zu erhalten ist.

### ***2.1. Natürliche Monopole und Kostensubadditivität***

Die neoklassische Theorie der Regulierung zielt auf die Vermeidung von Wohlfahrtsverlusten und Allokationsverzerrungen durch Monopolpreise ab. Das Vorliegen von natürlichen Monopolen wird oftmals als Argument gegen Wettbewerb angeführt. Von einem natürlichen Monopol spricht man wenn ein Anbieter eine Leistung in einem Markt absolut gesehen kostengünstiger anbieten kann als mehrere Anbieter. Es handelt sich daher um einen klassischen Fall des Marktversagens. Enger gefasste Definitionen gehen von einem natürlichen Monopol aus, wenn ein Unternehmen allein den gesamten Markt kostendeckend bedienen kann.

In der Literatur findet sich eine Vielzahl an Abhandlungen über das Thema; Kahn charakterisiert beispielsweise ein natürliches Monopol durch die Existenz von firmeninternen Skalenerträgen die durch fallende Durchschnittskosten für die auf dem gesamten Markt realisierte Nachfrage hervorgerufen werden. Operiert diese Firma nun im Bereich von steigenden Skalenerträgen übersteigen die Durchschnittskosten die Grenzkosten und es ergibt sich ein Verlust. Da die Durchschnittskosten der Firma bei steigendem Output fallen, wird die Firma versuchen „soviel wie möglich“ zu produzieren, im Idealfall den gesamten Bedarf des Marktes. Joskow und Schmalensee sehen ein Unternehmen auch als natürliches Monopol an, wenn ein vorgelagertes, durch einen vertikalen Verbund verbundenes, im Sekundärmarkt tätiges Unternehmen die Kennzeichen eines natürlichen Monopols aufweist; dies gilt selbst dann wenn das nachgelagerte Unternehmen unter Wettbewerbsbedingungen operiert.

Im Allgemeinen wird ein natürliches Monopol aber mit dem Vorliegen von strikter Kostensubadditivität über den gesamten relevanten Outputbereich (also im Bereich in dem der Preis die Kosten übersteigt) erklärt, d.h.

$$C(x) < C(x_1) + C(x_2) + C(x_3) + \dots + C(x_n) \quad (2.1)$$

Langfristig ist es daher optimal den gesamten Markt durch ein einziges Unternehmen zu bedienen. Dieses einzige verbleibende Unternehmen steht nun vor der Aufgabe, anhand welchen Kriteriums der Preis bestimmt wird. Es bieten sich folgende Möglichkeiten:

- Preis = Grenzkosten („volkswirtschaftliches Konzept“, first-best)
  - Hier entsteht durch die fallenden Durchschnittskosten ein Verlust, der z.B. durch staatliche Subvention gedeckt werden kann.
- Preis = Durchschnittskosten („betriebswirtschaftliches Konzept“, second-best)

Wie oben bereits angedeutet, ist es notwendig, ein natürliches Monopol durch Regulierung vor unerwünschten Markteindringlingen zu schützen. Damit ein solches Monopol wohlfahrtsoptimal handelt ist es notwendig, dass keine internen Quersubventionierungen vorliegen und dass die erzielten Überschüsse durch das Vorliegen von Skalenerträgen direkt an die Nachfrager weitergegeben werden – es existiert also keine Monopolrente. Da die Produktionskosten (oder genauer die langfristigen Durchschnittskosten) die zur Bestimmung der Kostensubadditivität<sup>44</sup> herangezogen werden aber mit steigendem technischem Fortschritt immer weiter sinken ist eine konstante Evaluierung der Kostenstruktur im jeweiligen Markt notwendig. Kostensubadditivität und Skalenerträge hängen stark zusammen; das Auftreten von letzteren ist im Allgemeinen Bedingung für das Vorliegen von ersterem.

Bonde (2002) führt folgende Beispiele für Skalenerträge in der Elektrizitätswirtschaft an:

- Ausweitung des Versorgungsgebiets
- Risikopooling (siehe Kapitel 4.7.2.)
- Transportvorteile (die Kapazität der Leitungen steigt überproportional mit ihrem Umfang)

Zusammenfassend sollte man festhalten dass es bei der Entscheidung um die Regulierung eines Marktes wichtig ist herauszufinden auf welchen Stufen der Wertschöpfungskette Skalenerträge

---

<sup>44</sup> Eine Kostenfunktion ist subadditiv wenn sie fallende Durchschnittskosten oder fallende Grenzkosten aufweist. Siehe hierzu Bonde (2002)

vorliegen, damit diese abgeschöpft werden können. Zwei Sonderfälle von Skalenerträgen stellen dabei Verbundvorteile (*Economies of Scope*) und Dichtevorteile (siehe Kapitel 4.7.2.) dar. Verbundvorteile treten auf bei der gemeinsamen Produktion von unterschiedlichen Gütern wenn folgender Zusammenhang gilt:

$$C(x_1) + C(x_2) \geq C(x_1 + x_2) \quad (2.2.)$$

Für das Vorliegen von Subadditivität aufgrund von Verbundvorteilen sind aber zusätzlich komplementäre Produktionskosten der jeweiligen Produkte notwendig<sup>45</sup>.

## 2.2. Bestreitbare Märkte

Unter bestimmten Bedingungen kann auch ohne Regulierung ein wettbewerbsfähiger Markt erreicht werden. In diesen Fällen resultiert aus den endogenen Marktgegebenheiten eine Disziplinierung des Monopolisten, die ihn daran hindert, seine Marktmacht auszunutzen. Ein solcher Fall ist der des bestreitbaren Marktes (*contestable market*), der, Baumol, Panzar und Willig (1982) zufolge, zwei Eigenschaften aufweist:

- Es sind keine Markteintrittsschranken vorhanden
- Und
- Der Marktaustritt ist jederzeit und kostenlos<sup>46</sup> möglich

Der Monopolist kann auf die potentielle Konkurrenz reagieren in dem er z.B. die Preise so niedrig hält, dass er langfristig gerade keinen Verlust erleidet. Er verhält sich dann so als wäre er in einer *tatsächlichen* Wettbewerbssituation. Eine weitere Möglichkeit, den Markteintritt für potentielle Konkurrenten unattraktiv zu machen, ist es, in eine überlegene Technologie oder ein überlegenes Humankapital zu investieren. Ein begünstigter Zugang zu Absatz- und Beschaffungsmärkten kann ebenso dazu führen, dass potentielle Konkurrenz unterbleibt. Die spieltheoretischen Ansätze, die bei der Betrachtung von mehrperiodischen Problemen dieser Art angewendet werden, können auch auf Regulierungsmodelle übertragen werden und heben damit die Eigenschaft der Regulierung als dynamischen Prozess hervor<sup>47</sup>.

---

<sup>45</sup> Eine Kostenfunktion erfüllt die Eigenschaft der Kostenkomplementarität falls  $C(x+z) - C(x) \geq C(x+y+z) - C(x+y)$ .

Vgl. Sharkey (1982)

<sup>46</sup> Bzw. ohne das Auftreten von Kosten, die nicht auch beim Marktaustritt des Monopolisten für diesen anfallen würden.

<sup>47</sup> Siehe Bobzin (2002)

In der Praxis ist die Theorie der bestreitbaren Märkte aber vernachlässigbar bis unbedeutend, da sie auf sehr unrealistischen Annahmen aufbaut (siehe die 2 Eigenschaften oben) bzw. z.B. den Kundenstock (wie auch Technologie und Humankapital) des bereits am Markt befindlichen Unternehmens (*incumbent*) vernachlässigt. Dass die Markteindringlinge wirklich die „Macht“ haben den Incumbent zu disziplinieren, darf in diesem Sinne also bezweifelt werden.

## 2.3. Ordnungsrahmen in der Elektrizitätswirtschaft

### 2.3.1. Ausgangspunkt: Vertikale Integration und lokale Gebietsmonopole

Lange Zeit dominierte die Meinung ein vollständig vertikal integrierter Monopolist wäre ein Garant für die effektivste und sicherste Versorgung mit elektrischer Energie.

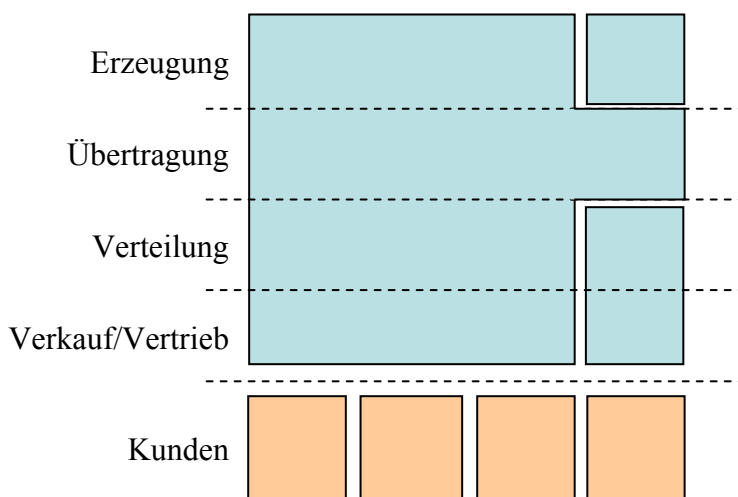


Abb. 16: Vertikal integrierter Monopolist (Quelle: Wild, eigene Abwandlung)

In diesem Modell werden die Endkunden ausschließlich vom Monopolisten (oder von lokalen Verteilunternehmen) beliefert und es besteht keine freie Wahl des Stromversorgers. Auf nationaler Ebene tritt der Monopolist als Verbundunternehmen auf; allfällige Gebietsmonopolisten, (die u.U. auch über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen) und im Besitz der regionalen Verteilernetze sind, haben das uneingeschränkte Verfügungsrecht über letztere und nutzen sie ausschließlich zur Übertragung von eigenerzeugtem Strom<sup>48</sup>. Die Preise die der Monopolist einhebt sind so bemessen, dass sie dessen Kosten decken und zusätzlich eine angemessene Rendite

<sup>48</sup> Siehe Kumkar (2000)

auf das eingesetzte Kapital erlauben. Dadurch entstehen kaum Anreize zur Kostenminimierung. Als Argumente für eine vertikale Integration werden oftmals genannt:

- Die Internalisierung von Externalitäten, z.B.
  - Vermeidung eines doppelten Preisaufschlags (*Double Marginalization*). Ein Monopolist, der einem nachgelagerten Unternehmen ein Zwischenprodukt liefert, wird bei der Preisfestsetzung nur den Effekt berücksichtigen, den ein volkswirtschaftlich „falscher“ Preis auf seinen Gewinn hat, nicht den Effekt auf den Gewinn des nachgelagerten Unternehmens der den überhöhten Preis an die Endkunden weitergibt
- Transaktions- und Koordinationskostenvorteile
- Die Vermeidung von Hold-up Problemen (siehe Single Buyer)

Andererseits kann es durch vertikale Integration zu einer Behinderung bzw. Verdrängung von Wettbewerb kommen. Es ist auch nicht einzusehen, dass die oben genannten Argumente zwangsläufig eine Integration bewirken müssen. Ebenso wäre in einer Vielzahl von Situationen z.B. der Einsatz von langfristigen Verträgen zielführend, allerdings wären diese bedingt durch die Unsicherheit unvollständig, was wieder zu Nachverhandlungen und damit zu Ineffizienzen führt.

Es ist in diesem Zusammenhang wichtig festzuhalten, dass (vollständig) vertikal integrierte Unternehmen nicht nur auf Monopolmärkten anzutreffen sind; jedoch ist ein Aufbrechen der vertikalen Struktur eine wichtige Voraussetzung für das Entstehen von Wettbewerb. Durch die Einführung von Wettbewerb kann ein erhöhter Innovationsdruck und eine Verringerung der X-Ineffizienzen<sup>49</sup> (Abweichung des erreichten Outputs vom theoretisch maximal möglichen Output) erreicht werden. Ebenso entstehen positive Anreize bei Standortentscheidungen und ein Rückgang der durch Informationsasymmetrie bedingten Kontrollkosten. Als Kriterium für eine Bewertung der vertikal integrierten Struktur kann das Vorliegen von Verbundvorteilen genannt werden. Es ist eine vergleichende Bewertung vorzunehmen zwischen der Nicht-Realisierung von Wohlfahrtsvorteilen bei Nicht-Integration und der Wohlfahrtsgewinne durch erhöhten Wettbewerb. Die Informationsasymmetrie und damit die Komplexität der Regulierung ist nämlich erheblich größer bei einer vertikal integrierten Struktur.

---

<sup>49</sup> Siehe Leibenstein

### *Exkurs: Informationsasymmetrien*

Die Theorie der asymmetrischen Information (Principal-Agent-Theorie) geht auf Tirole zurück, der feststellt, dass eine Regulierungsbehörde in der Wahrnehmung der Kostenstruktur und der Effizienz des Ressourceneinsatzes des zu regulierenden Unternehmens eingeschränkt ist. Dies geschieht nicht nur durch Informationsasymmetrien sondern auch durch gezielte Behinderungen der Überwachungstätigkeit des Regulators seitens der Unternehmen. Auch könnte die Regulierungsbehörde Eigeninteressen verfolgen, wenn deren Mitglieder auf Posten in der Industrie spekulieren<sup>50</sup>. Informationsasymmetrie selbst kann sich aber laut Tirole auf zwei Arten manifestieren:

- Moral Hazard

Diese Situation ist durch einen Informationsvorsprung des Prinzipals bei der Ausführung einer Handlung mit nicht (oder schwer) beobachtbaren Eigenschaften gekennzeichnet. Üblicherweise wird in diesem Fall versucht, die Asymmetrie durch verstärktes Monitoring zu reduzieren, bzw. durch anreizkompatible Mechanismen. Als Beispiel kann man den „Effort“ (Einsatz oder Fleiß) eines Arbeiters nennen oder die Ankündigung einer Firma Kosten zu senken.

- Adverse Selection

Adverse Selection ruft ein Marktversagen hervor, wobei die Größe des Marktes - und damit die Anzahl der gewollten Transaktionen - reduziert wird und gleichzeitig eine Überzahl an ungewollten möglichen Transaktionen auftritt<sup>51</sup>. Diese Form der Informationsasymmetrie wird auch „*Hidden Information*“ (versteckte Information) genannt und tritt z.B. bei Versicherungsabschlüssen oder Bewerbungsgesprächen auf. Eine Möglichkeit ihr entgegen zu wirken ist z.B. mittels Signalen (Zeugnissen, Prüfungen, Attesten,...)

Abschließend sei ein konkretes Beispiel genannt: Bei Deregulierung eines vertikal integrierten Unternehmens kann durch Manipulation der internen Verkaufspreise eine Gewinnverschleierung bzw. ein erhöhter Kapitaleinsatz vorgetäuscht werden, wenn der interne Verrechnungspreis gegenüber der Regulierungsbehörde nicht korrekt angegeben wird.

### **2.3.2. Single Buyer (Alleinabnehmer-)Modell**

---

<sup>50</sup> Perloff Microeconomics

<sup>51</sup> ebenda

Das Modell des Alleinabnehmers ist durch die Marktöffnung auf Erzeugerebene gekennzeichnet. Unabhängige Erzeuger konkurrieren um das Lieferrecht und der Alleinabnehmer als Monopsonist kann, begünstigt durch seine marktbeherrschende Stellung, deren Renten abschöpfen (er wird und muss den günstigsten Erzeuger wählen). Da Stromlieferungen oft den Charakter von langfristigen Verträgen haben, kann eine Abhängigkeitssituation resultieren, die durch die Spezifität und die versunkenen Kosten der Investitionen der Erzeuger verstärkt wird. Das Single Buyer Modell wurde auf Druck von Frankreich in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie als Marktöffnungsvariante dokumentiert und manifestiert den öffentlichen Charakter (*service public*) der französischen Stromversorgung, die im Machtbereich von staatlichen und politischen Interessen verbleibt. Endkunden haben keine Möglichkeit den Versorger frei zu wählen und müssen ihren Strom vom Alleinabnehmer (oder von Verteilunternehmen) beziehen. Der Single Buyer hat im Allgemeinen keine eigenen Erzeugungskapazitäten mehr (allerdings existieren diesbezüglich verschiedene Ausgestaltungen<sup>52</sup>). Abbildung 17 dient als schematische Darstellung des Sachverhalts.

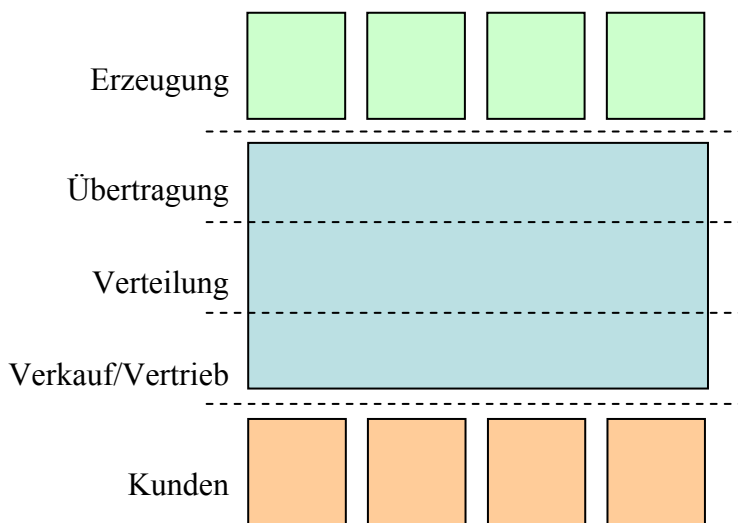


Abb. 17: Single Buyer Modell, eigene Darstellung in Anlehnung an Wild

Die Möglichkeiten der Erzeuger Strom zu exportieren sind sehr eingeschränkt. Sie müssen hierzu das Netz des Alleinabnehmers in Anspruch nehmen. Dieser hat die Möglichkeit derartige Durchleitungen mit Hinweis auf kapazitäts Restriktionen oder Gefährdung der inländischen Versorgung zu blockieren<sup>53</sup>.

<sup>52</sup> Siehe Kumkar (2000)

<sup>53</sup> Kumkar (1997)

### 2.3.3. Ausgehandelter und regulierter Netzzugang

Beim Modell des ausgehandelten (*negotiated*) und regulierten (*regulated*) Netzzuganges (*third party access*) wird durch Allokation spezifischer Durchleitungsrechte sichergestellt, dass Verteiler (Lieferanten) sowie Erzeuger die (Hochspannungs-)Netze des ehemaligen Monopolisten (= Netzbetreiber) nutzen können. Letzterer hat für diskriminierungsfreien Netzzugang zu sorgen, d.h. bei freier Kapazität müssen auch „fremde“ Transporte möglich sein (wobei allerdings die eigene Erzeugung Vorrang genießt). Die Verträge werden entweder zwischen Netzbetreiber und Lieferanten (und in weiterer Folge zwischen Lieferanten und Netzbetreiber) oder direkt zwischen Netzbetreiber und Endkunden geschlossen<sup>54</sup>. Die Tarife (Durchleitungsgebühren) können entweder bilateral ausgehandelt (*negotiated*) oder zentral reguliert und veröffentlicht werden (*regulated*). Aufgrund des Wegfalls des Gebietsschutzes ist es, im Falle des österreichischen Marktes, z.B. möglich, dass ein Verbraucher in Wien Strom von der BEWAG (Burgenland) bezieht.

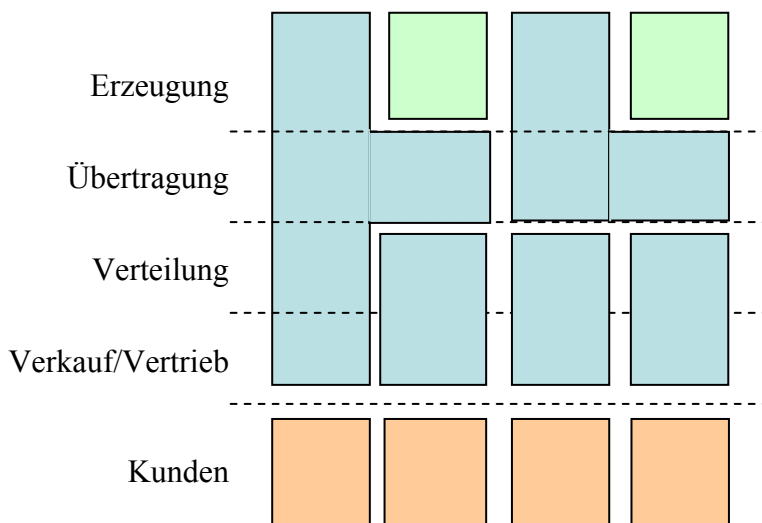


Abb. 18: Ausgehandelter und regulierter Netzzugang, Quelle: Wild

### 2.3.4. Das Common Carrier Modell

Das Common Carrier (CC-)Modell, als Modell mit dem höchsten Liberalisierungsgrad auf Handels-(Vertriebs-)ebene<sup>55</sup>, war der ursprüngliche Vorschlag der EU und findet sich so auch im Richtlinienentwurf von 1992 (basierend auf einem Arbeitspapier von 1988) wieder, der al-

<sup>54</sup> Dickgreber (2002)

<sup>55</sup> Kumkar (2000)

lerdings von der Mehrheit der Mitgliedsstaaten abgewiesen wurde. Als Gegenvorschlag wurde daraufhin seitens der EU das Modell der spezifischen Durchleitungsrechte (siehe Kapitel 2.3.3.) als Abschwächung des Common Carrier Modells vorgelegt<sup>56</sup>, das diesem sehr ähnlich war, allerdings einige Abweichungen enthielt. Diese sollen hier kurz erwähnt werden<sup>57</sup>:

- „Formelle Ernennung eines Übertragungsnetzbetreibers (Common Carrier), der für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsanlagen verantwortlich ist“ aber keine „eigenen“ Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten betreiben darf
- Der Netzzugang kann nur unter stark begrenzten Bedingungen verweigert werden
- Der Netzbetreiber muss die Netznutzungsstarife veröffentlichen
- Die Lieferanten nehmen im CC-Modell einen höheren Stellenwert ein, da sie kurzfristige Anpassungen der in den Direktverträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen im Rahmen der Systemplanung übernehmen. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte werden diese Aufgaben vom Netzbetreiber übernommen.

Das Common Carrier Modell fand neben den USA in Europa hauptsächlich in den skandinavischen Ländern Anwendung. Die folgende Abbildung soll als schematische Darstellung dienen:

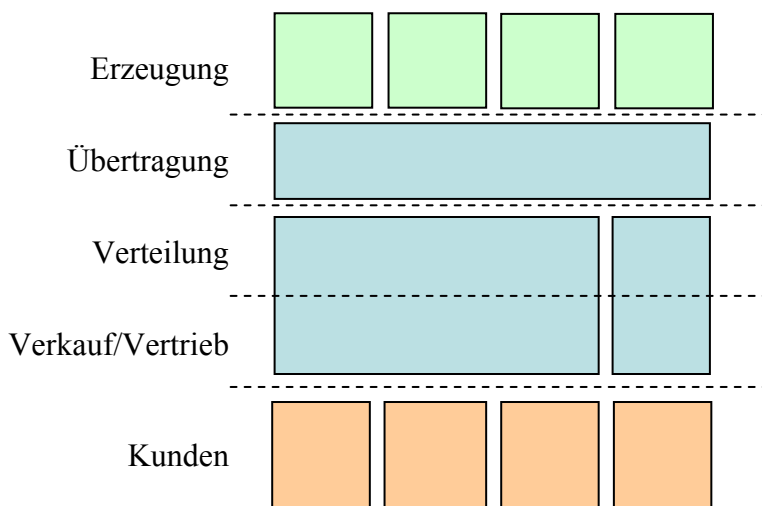


Abb. 19: Common Carrier Modell, Quelle: Wild

## 2.4. Normative Theorie der Regulierung

Die normative Theorie der Regulierung erklärt die Notwendigkeit eines regulatorischen Eingriffs zum Zweck der Wohlfahrtssteigerung mit dem Vorliegen des Marktversagens. Da auf die

<sup>56</sup> Kumkar (1997)

<sup>57</sup> Kumkar (1997) und (2000)

meisten Tatbestände schon an anderer Stelle eingegangen wird, sei hier auf die Aufstellung von Dickgreber verwiesen<sup>58</sup>. Regulierung wird hervorgerufen durch:

- Natürliches Monopol
- Externalitäten
- Öffentliche Güter
- Versunkene Kosten
- Ruinöse Konkurrenz
- Informationsasymmetrien
- Quersubventionen
- Universaldienstleistung
- Volkswirtschaftliche Rückgratfunktion

Im Mittelpunkt der normativen Theorien steht die Frage „Was ist die *Bedingung* für Regulierung?“.

## **2.5. Positive Theorie der Regulierung**

Die positive Theorie der Regulierung stellt eine Weiterentwicklung der normativen Theorie dar. Sie geht nicht nur vom Marktversagen als Ursache für Regulierung aus, sondern berücksichtigt auch Eigeninteressen der eingebundenen Behörden, Politiker und Unternehmen. Als Beispiele für Eigeninteressen sind u.a. zu nennen:

- Stimmenmaximierung (der Politiker)
- Schutz vor Wettbewerb (der Unternehmen)
- Karrierechancen von Mitgliedern der Behörde in der Industrie

Ein Teil dieser Theorien wurde von der wirtschaftsliberalen Chicago-School rund um Posner, Stigler, Peltzmann, u.a. Mitte des 20. Jahrhunderts entwickelt. Der große Unterschied zur normativen Theorie ist, dass Regulierung nicht als wohlfahrtsoptimierendes Instrument angesehen wird. Die darin enthaltenen verschiedenen Ansätze versuchen zu erklären, warum die von der normativen Theorie vorausgesetzte Effizienz der Regulierungsmaßnahmen nicht erreicht wird und orientieren sich dabei an in der Realität anzutreffenden Abweichungen vom von der normativen Theorie gezeichneten Idealbild<sup>59</sup>. Regulierung wird nicht mehr nur als ökonomischer

---

<sup>58</sup> vgl. Dickgreber (2002)

<sup>59</sup> ebenda

Prozess, fernab jeglicher gesellschaftlichen und politischen Aspekte, betrachtet, sondern als umfassende Antwort auf eine komplexe Situation.

Die Frage ist „Was ist die *Begründung* für Regulierung?“.

Die folgende Aufzählung<sup>60</sup> fasst die in der positiven Theorie enthaltenen Ansätze zusammen:

- Public Interest Theorie
- Capture Theorie
- Bürokratietheorie

Auf die politisch motivierten Life Cycle und Congressional Dominance Theorien soll im Rahmen dieser Arbeit nicht näher eingegangen werden.

### **2.5.1. Public Interest Theorie**

Die Public Interest Theorie baut auf der normativen Theorie der Regulierung auf und wird vielfach auch als normative Theorie bezeichnet, in dem Sinne dass das öffentliche Interesse und die Maximierung der Wohlfahrt gleichgesetzt wird. Folgende Annahmen liegen der Public Interest Theorie zugrunde:

- Regulierung ist kostenlos
- Die Regulierungsbehörde ist uneigennützig und vollständig informiert
- Die Regulierungsinstrumente rufen keine Verzerrungen auf Unternehmensseite hervor
- Die Regulierungsbehörde ist Wohlfahrtsmaximierer

Die Theorie geht davon aus, dass Regulierung aus dem öffentlichen Interesse resultiert und quasi als Schutzmechanismus für die Allgemeinheit eingesetzt wird. Dabei bereitet die Definition von „öffentlichem Interesse“ allerdings Schwierigkeiten. Verschiedene Marktteilnehmer können verschiedene Auffassungen von „öffentlichem Interesse“ haben. Politiker (Regulierungsbehörden haben oftmals ein Naheverhältnis zur Politik) könnten darunter z.B. Stimmenmaximierung verstehen<sup>61</sup>. Auch ist fraglich ob sich die zahlreichen, oft divergierenden Einzelinteressen der „Öffentlichkeit“ wirklich sinnvoll zu einem, allgemein-gültigen „öffentlichem Interesse“ aggregieren lassen. Eine Erklärung allein auf Basis des öffentlichen Interesses erscheint also zweifelhaft.

---

<sup>60</sup> Vgl. Bonde (2002)

<sup>61</sup> ebenda

### **2.5.2. Capture Theorie**

Die Capture Theorie geht auf Stigler zurück, der die Initiative für Regulierung aufseiten der Industrie vermutet. Demnach stellt Regulierung eine Verteidigung der Marktposition der bestehenden Unternehmen durch Schaffung von Zutrittsschranken und Auflagen dar. Die Regulierungsbehörde wird früher oder später von den Interessen der Industrie vereinnahmt („captured“) und Regulierung wird zu einem „Gut“ für das eine konkrete Nachfragefunktion bestimmt werden kann. Laut Stigler existieren vier Vorteile, die ein bestehendes Unternehmen in einer Industrie aus der Regulierung ziehen kann:

- Direkte Geldflüsse
- Schutz vor neueintretenden Wettbewerbern
- Schutz vor Substitutionsprodukten und Förderung komplementärer Produkte
- Vorteilhafte Preiskontrollen

Auch die Capture Theorie berücksichtigt die politische Dimension der Regulierung. Die Industrie versucht jene politischen Kräfte für ihre Zwecke zu gewinnen, die eine stärkere Lobby darstellen und liefert im Gegenzug Stimmen und finanzielle Ressourcen. Je bedeutender die jeweilige Industrie, desto stärker wird der Druck sein, der auf die Regulierungsbehörde ausgeübt wird. Trotzdem ist es möglich, dass auch kleine Interessensgruppen, sogar gut informierte und organisierte Konsumentengruppen Druck auf die Behörde ausüben können<sup>62</sup>.

Als bekanntestes Capture-Beispiel aus der Praxis wird häufig der Fall der Interstate Commerce Commission, die in den USA zur Regulierung des Eisenbahnverkehrs von 1887 bis 1995 eingesetzt wurde, genannt<sup>63</sup>.

## **2.6. Regulierungsmethoden in der Praxis**

### **2.6.1. Rate-of-return Regulation (Renditeregulierung)**

Die Renditeregulierung als Vertreter der kostenorientierten Regulierungsmechanismen<sup>64</sup> erlaubt dem Monopolunternehmen eine kostendeckende Preissetzung und darüber hinaus eine „angemessene“ Rendite auf das eingesetzte Kapital. Das Unternehmen ist in seinem Faktoreinsatz

---

<sup>62</sup> Siehe Peltzmann

<sup>63</sup> Bernstein, M. H. (1955): *Regulating Business by Independent Commission*, Princeton.

<sup>64</sup> Vgl. Wild

und damit in seiner Produktion unbeschränkt, solange die erwirtschafteten Gewinne nicht einen bestimmten Richtwert übersteigen<sup>65</sup>. Dieser Wert orientiert sich im Allgemeinen an der entsprechenden Kapitalmarktrendite. Dadurch ergeben sich zwei Probleme:

- Falls der Richtwert gleich der Kapitalmarktrendite ist, ist die regulierte Firma indifferent zwischen dem Verbleiben am Markt, d.h. dem Erwirtschaften des Gewinns und dem Einstellen der Produktion und kann daher nicht in eine bestimmte Richtung gesteuert werden<sup>66</sup>. Falls der Richtwert höher oder niedriger als die Kapitalmarktrendite ist, ergeben sich Ineffizienzen (Über- bzw. Unterproduktion).
- Die Investitionen in Kapital,  $K$ , der regulierten Firma müssen bekannt sein (und von dieser korrekt angegeben werden).

Trotz der offensichtlichen Nachteile der Renditeregulierung wurde die Methode vielfach in der Praxis eingesetzt, insbesondere in den USA. Die Kritik ließ allerdings nicht lange auf sich warten. Die ersten und bekanntesten Autoren waren 1962 Averch und Johnson, die zeigten<sup>67</sup>, dass die Renditeregulierung unter gewissen Umständen für den Monopolisten kapitalverschwenderische Anreize haben kann und damit eine kostenminimale und faktoreffiziente Produktion nicht gewährleistet. Dieser daraufhin „Averch-Johnson-Effekt“ benannte Umstand tritt dann auf, wenn die angemessene Rendite über der Kapitalmarktrendite liegt<sup>68</sup> und soll im Folgenden kurz erläutert werden:

Es sei  $K$  die Höhe des Inputfaktors Kapital,  $L$  die Höhe des Inputfaktors Arbeit,  $P$  der Preis und  $Q$  die Menge des Gutes, sowie  $w$  und  $r$  die Faktorpreise. Die Rendite auf das eingesetzte Kapital ergibt sich somit aus:

$$r = (PQ - wL)/K \quad (2.3)$$

Diese darf einen bestimmten Richtwert,  $f$ , nicht überschreiten:

$$f \geq (PQ - wL)/K \quad (2.4)$$

Aus der Definition  $\pi = PQ - wL - rK$  ergibt sich nach einigem Umformen:

$$\pi \leq (f - r)K \quad (2.5)$$

---

<sup>65</sup> Vgl. Train (1991)

<sup>66</sup> Diese Annahme schließt allerdings das Vorliegen von versunkenen Kosten aus, was in der Elektrizitätswirtschaft höchst unrealistisch ist.

<sup>67</sup> Harvey Averch and Leland L. Johnson (1962), „Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint“, American Economic Review, Vol. 52 S. 1053-1069

<sup>68</sup> Vgl. Wild

Die Gewinne des Unternehmens dürfen den Wert  $(f - r)/K$  nicht übersteigen. Angenommen, die „angemessene“ Rendite sei  $f = 10\%$ , die Investitionen in Kapital  $K = €5000$  und der Kapitalkostensatz  $r = 5\%$ , so darf das Unternehmen nach der Renditeregulierung höchstens

$$(10\% - 5\%) \cdot €5000 = €250$$

Gewinn erwirtschaften.

Am folgenden einfachen Beispiel soll kurz der Kapitaleinsatz eines Unternehmens, das der Renditeregulierung unterliegt – ceteris paribus – einem Unternehmen das in einem unregulierten Markt tätig ist, gegenübergestellt werden:

Angenommen, das Unternehmen besitzt die Kostenfunktion  $C = wL + rK = 10$  und die Nutzenfunktion  $U = KL$ , so ergibt sich laut Lagrange:

$$\max \pi = KL - \lambda(10 - wL - rK)$$

Die partiellen Ableitungen (Bedingungen erster Ordnung) ergeben:

$$\frac{\partial \pi}{\partial L} = K + \lambda w = 0 \quad \text{ferner} \quad \frac{\partial \pi}{\partial K} = L + \lambda r = 0 \quad \text{und schließlich} \quad wL + rK = 10$$

Gegeben den Fall, dass  $w = r = 0,1$  so folgt  $K = L = 5$ .

Ist allerdings der Kapitalkostensatz des Unternehmens durch Renditeregulierung auf  $r_R = 0,05 = f - r$  begrenzt, so ergibt sich:

$K = 2L$  und infolgedessen  $L = 5$  und  **$K = 10$**

Um weiterhin im Gleichgewicht zu bleiben, muss das regulierte Unternehmen also 5 Geldeinheiten *verschwenden* (oder es bleibt bei seinen  $K = 5$  Einheiten und produziert ineffizient). Da der Faktor Arbeit nicht von der Renditeregulierung „betroffen“ ist, bleibt die Frage wie sich dessen Einsatz unter den neuen Bedingungen verändern wird (wenn überhaupt). Festzuhalten bleibt, dass der Kapitaleinsatz ineffizient ist, und damit dass ein bestimmtes Profitniveau, z.B. oben  $\pi = 49$  für den regulierten Fall<sup>69</sup>, auch mit einem weniger kapitalintensiven Faktoreinsatz erreicht werden könnte.

---

<sup>69</sup>  $\pi = 5 \cdot 10 - 0,1 \cdot 5 - 0,05 \cdot 10$

Als kritische Anmerkung sei am Schluss festgehalten, dass der Averch-Johnson-Effekt zwar theoretisch fundiert ist, aber in der Realität nur eine geringe Rolle spielt.

### ***2.6.2. Andere kostenorientierte Regulierungskriterien***

Abhandlungen über den Einsatz anderer Parameter wie Output, Kosten oder Umsatzerlöse anstelle der Rendite als Regulierungskriterium finden sich z.B. in Train (1991) wieder. Diese Methoden sind vom Prinzip her mit der Renditeregulierung verwandt in dem Sinne dass sie an den (Durchschnittskosten-)Kosten des Unternehmens anknüpfen. Zu unterscheiden sind:

#### ***2.6.2.1. Return-on-sales und Return-on-output Regulation***

Diese beiden Konzepte ziehen zur Berechnung des Gewinnzuschlags die produzierte (und verkaufte) Menge (Output) bzw. die dafür eingenommenen Umsatzerlöse (Sales) heran. Dabei wird der Zuschlag häufig in absoluten Beträgen angegeben. Diese Arten der Regulierung haben zur Folge dass das regulierte Unternehmen eine größere Menge – unter effizienter Nutzung der Inputfaktoren – produziert als ein unreguliertes Unternehmen. Der Unterschied zwischen den beiden Konzepten ist, dass unter dem Return-on-output Ansatz das Unternehmen auch in dem unelastischen Abschnitt der Nachfragekurve produziert (mit einem Grenznutzen kleiner als Null).

#### ***2.6.2.2. Return-on-cost Regulation (Kostenzuschlagsregulierung)***

Hier wird der Gewinnzuschlag auf Basis der Kosten, die im regulierten Unternehmen anfallen, berechnet. Es ergibt sich somit der auf den ersten Blick absurde Fall, dass das Unternehmen mit steigenden Kosten höhere Gewinne erwirtschaften darf. Dies ist für das Unternehmen solange von Vorteil bis der letzte Euro den es ausgibt gerade noch einen Euro „Regulierungsgewinn“ einbringt. Dies ist der Punkt an dem das Unternehmen kostendeckend wirtschaftet. In der Theorie ist die Kostenzuschlagsregulierung eine wohlfahrtsoptimierende Methode – unterstellt man aber opportunistisches Verhalten aufseiten des Unternehmens und Nichtnachprüfbarkeit aufseiten des Regulators (also Informationsasymmetrien) können auch hier Anreize zu kapitalverschwenderischem (und damit ineffizientem) Verhalten vorliegen, wenn die jeweiligen Kosten vermeidbar oder überproportional sind. Bormann und Finsinger (1999) nennen hierzu einige Beispiele:

1. Investitionen in Prachtbauten
2. Aufbau von Überkapazitäten
3. Beschäftigung von zuviel Personal
4. Unterhalt von überdimensionalen Vertriebssystemen
5. Exzessive Werbung

Ein Nachteil dieser Methode ist, dass das regulierte Unternehmen keine Anreize hat durch die Kostenzuschlagsregulierung seine Produktion bis zu einem bestimmten Punkt auszudehnen. Auch ist die Kostenkontrolle problematisch (oder nur in sehr eingeschränktem Maße möglich), da nicht immer ersichtlich ist ob der Kostenträger durch die Investition wirklich eine Produktivitätssteigerung auslöst.

### ***2.6.3. Anreizorientierte Regulierungsmechanismen***

Die folgenden Methoden verfolgen durch die Entkoppelung der Erlöse von den Kosten des regulierten Unternehmens drei Ziele:

- eine Ausschöpfung des Rationalisierungspotentials (insbesondere bei der Yardstick-Regulierung)
- eine effizientere Produktion und
- eine Stärkung der Innovationsbereitschaft.

Damit einher geht (im Idealfall) eine Qualitätskontrolle in Bezug auf Versorgungssicherheit und Kundenservice<sup>70</sup>.

#### ***2.6.3.1. Price-Cap Regulation (Regulierung durch Preisobergrenzen)***

Bei der Price-Cap Regulation, die auch in Österreich Anwendung findet<sup>71</sup>, legt die Regulierungsbehörde eine Preisobergrenze fest, die das regulierte Unternehmen nicht überschreiten darf. Diese Preisdecke wird im Zeitablauf der Inflation angepasst und in der Regel abgesenkt; Bezugsgröße ist hierbei oft der Einzelhandelspreisindex, auch Retail Price Index (RPI) genannt (in Österreich wird allerdings ein spezieller „Netzbetreiberindex“ angewandt, der die reale Situation besser widerspiegelt). Der Preis P wird anhand folgender Faustformel bestimmt:

---

<sup>70</sup> Bericht „Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen“, DIW Berlin

<sup>71</sup> Siehe Systemnutzungstarife-Verordnung (per 1.1. 2006) der E-Control

$$P = RPI - X \quad (2.6)$$

Der Faktor X wird als Produktivitätsfaktor bezeichnet und bestimmt die Verteilung der aus der Kostensenkung resultierenden Gewinne zwischen Kunden und Unternehmen<sup>72</sup>. Er trägt dem zunehmenden technischen Fortschritt in der Produktion Rechnung. In der Regel wird die Preisobergrenze für eine mehrjährige Regulierungsperiode bestimmt (in Österreich 4 Jahre) und bleibt innerhalb dieser Periode unverändert (regulatory lag). Ist die Periodenlänge optimal bemessen, ergeben sich signifikante kostensenkende Innovationsanreize.

### **2.6.3.2. Yardstick Competition (Vergleichende Leistungsbeurteilung)**

Die Methode der Yardstick<sup>73</sup> Competition ist im Grunde genommen ein Benchmarking. Sie wird angewendet, wenn innerhalb eines Marktes mehrere Firmen zu regulieren sind, die aufgrund der jeweiligen Kostenstruktur, Größe, Technologie, etc. vergleichbar sind. So können die Informationsasymmetrien reduziert werden und – ebenso wie bei der Price-Cap Regulation – der regulierte Preis von den realisierten Kosten entkoppelt werden. Diese Methode wurde erstmals von Shleifer (1985) vorgeschlagen und erzeugt einen künstlichen Wettbewerb wobei das jeweils effizienteste Unternehmen als Benchmark herangezogen wird. Die Unternehmen haben einen Anreiz kostensenkend zu produzieren, da eine Erhöhung der Effizienz sich direkt in höheren Gewinnen niederschlägt<sup>74</sup>

---

<sup>72</sup> Siehe Dickgreber

<sup>73</sup> Zu dt. Bewertungsmaßstab

<sup>74</sup> Siehe Wild

### **3. Unbundling**

Unbundling, also die Entflechtung der ehemals vertikal integrierten Stromversorger und (Gebiets-)Monopolisten, ist ein zentrales Instrument der EU auf dem Weg zu einem europäischen Strombinnenmarkt und soll daher im Rahmen eines eigenen Kapitels (kurz) betrachtet werden. Den EVU wurde damit ein Maßnahmenkatalog verordnet, deren weitreichender Umfang die Unternehmen vor große Herausforderungen stellte. Die verschiedenen Varianten des Unbundling bringen allesamt eine mehr oder weniger radikale interne Restrukturierung mit sich (so z.B. den Aufbau einer eigenständigen Rechnungslegung sowie eines eigenen Personalbestands), die (man möchte fast sagen: natürlich) mitunter auch auf Widerstand bei den EVU traf. In den folgenden Unterkapiteln soll ein einleitender Überblick über die Ausgestaltung des Unbundling der EVU auf europäischer Ebene sowie eine kritische Hinterfragung der Sinnhaftigkeit derselben gegeben werden.

#### **3.1. Varianten des Unbundlings und kurze Timeline**

- Buchhalterisches (Accounting) Unbundling (getrennte Rechnungslegung der Geschäftseinheiten)
- Informationelles (Informational) Unbundling (Trennung der Informationsflüsse zwischen den Geschäftseinheiten)
- Organisatorisches (Functional) Unbundling (getrennte organisatorische Verwaltung der Geschäftseinheiten)
- Gesellschaftsrechtliches (Legal) Unbundling (rechtliche Eigenständigkeit durch Aufspaltung der Geschäftseinheiten in einzelne Firmen, die aber unter dem Dach einer Holding bzw. eines Konzerns verbleiben können, die Holdinggesellschaft behält als „Residual Claimant“ die Profite der Tochter ein, die aber ihrerseits eigenen Preis- und Investitionsentscheidungen trifft) kann folgendermaßen vollzogen werden<sup>75</sup>:
  - Übertragung des Netzeigentums auf eine konzerneigene Tochtergesellschaft (Vollfunktionsmodell)
  - Verpachtung des Netzes an die Tochtergesellschaft (Pachtmodell)
  - Aufrechterhaltung des Netzbetriebs (incl. Wartung, Planung, Bau) durch die Tochtergesellschaft im Namen und auf Rechnung des Konzerns, Verbleiben des Netzeigentums beim Konzern (Betriebsführungsmodell)

---

<sup>75</sup> Siehe Geschäftsbericht EVN 2004/05

- Ownership Unbundling (eigentumsrechtliche Entflechtung, „Zerschlagung“) Weiterentwicklung der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung, die Geschäftseinheiten (sprich insbesondere die Netze) müssen in rechtlich selbständige Firmen aufgespalten werden, die nicht unter gemeinsamer Führung stehen dürfen.

Wenn von „Legal Unbundling“, also gesellschaftsrechtlichem Unbundling, die Rede ist, bedeutet das automatisch, dass auch buchhalterisches, organisatorisches und informationelles Unbundling zur Anwendung gelangt. Der Fahrplan für die Umsetzung des Legal Unbundling ist in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie verankert: die betroffenen Unternehmen haben demnach bis 1. Juli 2004 Zeit um ihre Übertragungs- (Transport-)netze bzw. bis zum 1. Juli 2007 um ihre Verteilnetze den Vorgaben entsprechend in (Tochter-)Unternehmen überzuführen. Kaum 2 Monate nach Ablauf letzterer Frist, im Herbst 2007, sorgte ein von der EU vorgelegtes Gesetzespaket für Aufregung: das von der EU hierin favorisierte Modell des Ownership Unbundling stellt eine deutliche Verschärfung der Maßnahmen dar und stößt infolgedessen bei einigen Mitgliedsstaaten auf massive Ablehnung. Darin vorgesehen ist ein De-facto-Zwangsverkauf der Netze. Österreich hält, ebenso wie Deutschland, Frankreich und Griechenland<sup>76</sup> weiterhin am System des Legal Unbundling fest (obwohl die E-Control Ownership Unbundling unterstützt<sup>77</sup>). In der Schweiz ist Legal Unbundling – mindestens auf buchhalterischer Ebene – für die Verteilnetze im Gesetz verankert (siehe StromVG, Artikel 10).

### ***3.2. Argumente für und gegen Unbundling***

Einer Studie des Beratungsunternehmens Booz Allen Hamilton zufolge ist der Haupttreiber für eine Ausgliederung eines Geschäftsbereichs die Erhöhung der internen Transparenz, gefolgt von einer Verbesserung der Kooperationsmöglichkeiten.

---

<sup>76</sup> Stand Anfang 2008

<sup>77</sup> Die Presse, 28.2. 2008, Der Kampf um die europäischen Stromnetze

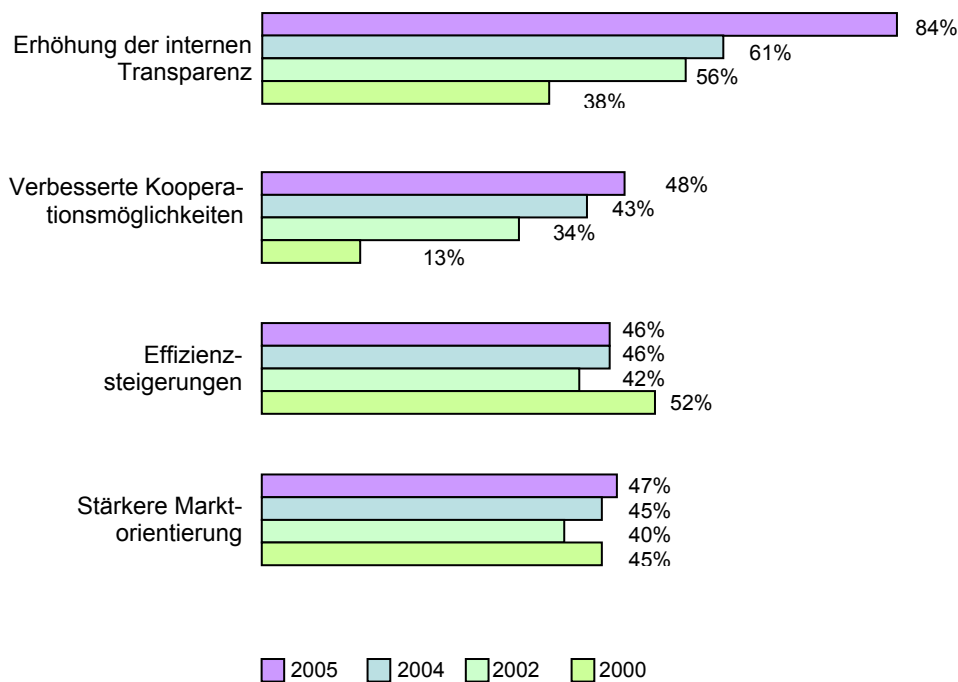


Abb. 20 Gründe für Unbundling<sup>78</sup>

Dem steht der kostenmäßig oftmals sehr hohe Aufwand einer Ausgründung gegenüber. Um die Entflechtung erfolgreich zu gestalten, ist eine klare und vordefinierte Strategie nötig, da die gewählte Methode auf die Firmenstruktur und die Marktgegebenheiten abgestimmt sein muss. So ist zum Beispiel bei einer Holdingstruktur eine effiziente und transparente Corporate Governance Struktur notwendig um nicht Shareholder Value zu vernichten. Darüber hinaus kann Unbundling auch erhebliche Synergieverluste und eine Steigerung der Komplexität mit sich bringen. Folgende Strategien bieten sich an um die Eigenständigkeit des Netzbetriebs im Konzern zu vollziehen:

- Ausgliederung des Netzbetriebs, die übrigen Geschäftseinheiten bleiben weitgehend integriert unter dem Dach einer Holding
- Eingliederung des Netzbetriebs in die Holdinggesellschaft, Ausgliederung der übrigen Geschäftseinheiten
- Ausgliederung aller Geschäftseinheiten, Holdinggesellschaft hat nur Verwaltungsfunktion

### 3.3. Ziele des Unbundlings – Pläne der EU

<sup>78</sup> Quelle: Marktstudie Unbundling Booz Allen Hamilton, Befragung der Top 300 Strom- und Gasunternehmen in Deutschland, Österreich und der Schweiz, Mehrfachnennungen möglich

Als Ziele des Unbundlings können genannt werden:

- Beseitigung von Diskriminierungen, Intransparenz, Wettbewerbsverzerrungen und Quersubventionierungen<sup>79</sup> (übergeordnet)
- Schaffung von marktgerechten Preisen zwischen den nunmehr eigenständigen Unternehmenseinheiten<sup>80</sup> (im Speziellen) und
- Ausbau der Netzkapazitäten und insbesondere der Grenzkapazitäten durch Investitionen

Ob diese Ziele einzig und allein durch Ownership Unbundling erreicht werden können (wie derzeit von der EU gefordert) darf bezweifelt werden. Viele Versorgungsunternehmen sehen angesichts der EU-Pläne die Versorgungssicherheit gefährdet und sprechen von einer „Enteignung“. Als Folge bahnen sich bereits erste Panikverkäufe an um Kartellrechtsverfahren und mögliche hohe Strafen zu vermeiden. Das Problem ist aber oftmals geeignete Investoren für die häufig maroden Netze zu finden. Denn (Verweis auf Investitionen)

### **3.4. Kritik**

Kritik kommt nicht nur aus der Industrie – auch das Beratungsunternehmen A.T. Kearney geht in einer Studie (2008) der Frage nach, ob Ownership Unbundling eine signifikante Auswirkung auf die Höhe der Netztarife, die Zuverlässigkeit der Netze und die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers hat und damit den gewünschten Wettbewerbseffekt mit sich bringt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass in Ländern mit Ownership Unbundling die Strompreise für Haushaltskunden bzw. Industrie seit 1998 stärker gestiegen sind (+3% bzw. +4%) als in Ländern mit Legal Unbundling (+0,7% bzw. +0,9%). Der Vorschlag der Autoren ist eine Vereinheitlichung der Regulierungsmethoden auf EU-Ebene, eine schärfere Überprüfung ebendieser sowie konkrete Vorgaben zum Ausbau von Grenzübergangskapazitäten.

Ein Ende der Debatte ist nicht absehbar und die Verbesserungsvorschläge und Positionen sind ebenso zahlreich wie vielfältig. Bestrebungen die europäischen Übertragungsnetze zu einem einzelnen europäischen Netzbetreiber zusammenzufassen stehen ebenso im Raum<sup>81</sup> wie die Schaffung einer einheitlichen europäischen Regulierungsbehörde. Jene Initiativen werden aber

---

<sup>79</sup> [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>80</sup> Booz Allen Hamilton Vortrag Unbundling Konferenz Oktober 2003 (zu finden auf [www.e-control.at](http://www.e-control.at))

<sup>81</sup> Siehe <http://www.iem-berlin.de/>

nach Meinung des Autors nicht kurzfristig von Erfolg gekrönt sein, da das heutige Europa immer noch primär von Nationalstaatsinteressen bzw. von historisch gewachsenen Strukturen geprägt ist, die eine einheitliche Regulierung erschweren. In diesem Sinne erscheint ein Kompromiss mit dem alle Seiten leben können als einzig sinnvolle Alternative.

#### 4. Preistheorie

Da es in einem liberalisierten Markt nicht mehr möglich ist Kostenerhöhungen direkt an Endkunden weiterzugeben, ist es notwendig einen leicht implementierbaren, transparenten Preisfindungsprozess der sowohl auf die vorhandene Nachfrage- als auch auf die vorhandene Kostenstruktur flexibel reagieren kann, zu finden. Die Kosten sollen jenen Kunden zugerechnet werden, die sie „verursachen“. Dabei muss zwischen Sonderabnehmern (Industriekunden) und Tarifabnehmern (Haushaltskunden) unterschieden werden. Die Tarife der Sonderabnehmer werden typischerweise in bilateralen (langfristigen) Verträgen bestimmt<sup>82</sup>, während die homogene Nachfrage der Tarifabnehmer im Rahmen eines „Massenschuldverhältnisses“ als Richtlinie für die Preisfindung dient<sup>83</sup>.

Preise und Tarife (veröffentlichte Konditionen für eine Gruppe von Nachfragern) nehmen im wirtschaftlichen Leben eine fundamentale Rolle ein. Dies wird durch das berühmte Zitat des US-amerikanischen Nobelpreisträgers Milton Friedman illustriert: „*There is no such thing as a free lunch*“. Preise sind Ausdruck für die kumulierte Wertschöpfung eines Produktes und zeichnen sich durch 3 zentrale Eigenschaften aus<sup>84</sup>:

- Die Eigenschaft als Indikator von Knappheit
- Die Schaffung von Anreizen für Verhaltensänderungen
- Die Steuerung von Produktionsfaktoren<sup>85</sup>

Die Idee hinter der Spitzenlastpreisbildung gründet laut Kahn (1970) auf dem Bestreben jene Benutzer, die für die Nachfrage zu Spitzenlastzeiten (die verhältnismäßig höhere Kapazitätskosten als Nachfragen zu Schwachlastzeiten bedingen) über Gebühr verantwortlich sind, auch mit einem höheren Preis zu belasten. Eine Möglichkeit hierfür ist die eines zweigliedrigen Tarifs (nicht-linearer Preis) auf dessen Eigenschaften in weiterer Folge eingegangen werden soll.

##### 4.1. Peak-load pricing – ein Überblick

Als „Peak Load Pricing“ (oder zu deutsch Spitzenlastpreisbildung), wird eine Preissetzungsmethode verstanden, die die Preise zu nachfrageintensiven Perioden erhöht (welche dann aus-

---

<sup>82</sup> Die Verhandlungsmacht der Sonderabnehmer richtet sich dabei nach der Glaubwürdigkeit der Drohung einer Eigenerzeugung, auch als TAU-Wert bezeichnet, und kann selbst als „Preisfindungsbasis“ verstanden werden.

<sup>83</sup> Vgl. Röder (1989)

<sup>84</sup> Vgl. Wirl sowie Luhmann

<sup>85</sup> Siehe z.B. Hayek: Die Veränderung der relativen Preise steuert als zentrales Element den Wettbewerb und bewirkt den volkswirtschaftlich optimalen Faktoreinsatz der jeweiligen Güter.

schließlich für die Deckung der Kapazitätskosten aufkommen), bzw. in Perioden mit schwacher Nachfrage bis auf die variablen Kosten absenkt. Die Methode kommt in Industrien mit saisonal schwankender Nachfrage und nicht speicherbaren Gütern zur Anwendung (Energieversorgung, Hotelgewerbe, etc.).

Die Theorie des Peak Load Pricings ist fast so alt wie die Stromversorgung selbst; als frühe Autoren sind z.B. Hopkins (1892), Lewis (1949) und Davidson (1955) zu nennen. Diese erste theoretische Phase in der Forschung wird durch die Suche nach einer statischen Gleichgewichtslösung charakterisiert<sup>86</sup>. Die ersten (von Steiner und Boiteux Mitte des 20. Jahrhunderts konstruierten) Modelle gehen von einer homogenen Erzeugungskapazität aus, d.h. die Nachfrage hängt für jede Teilperiode vom Preis ab und die Nachfragefunktionen untereinander sind unabhängig (d.h. die Nachfrage kann nicht von einer Periode in die andere verlagert werden). Ziel ist die Maximierung der Gesamtwohlfahrt (= Konsumentenrente + Produzentenrente) bei gegebenen konstanten kurzfristigen Betriebsgrenzkosten und konstanten Kapazitätsgrenzkosten der Erzeugung (Transport und Verteilung sind hier ausgenommen). Die Ausgestaltung der Teilperioden ist oftmals von Modell zu Modell verschieden.

#### 4.2. Das Modell von Steiner

Steiner geht in seinem Modell von zwei gleich langen Perioden mit unterschiedlichen Nachfragemengen aus.

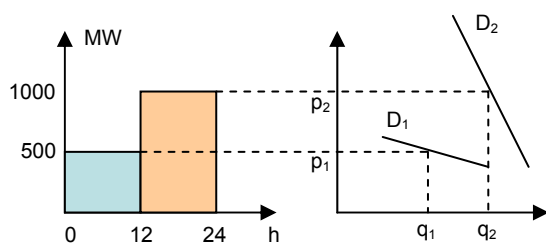


Abb. 21 Modell von Steiner

Die blaue Säule stellt die Nachfrage der Schwachlastperiode ( $D_1$ ) dar (z.B. 500 MW) und die rote Säule die Nachfrage der Starklastperiode ( $D_2$ , z.B. 1000 MW). Die beiden Nachfragekurven auf der rechten Seite des Diagramms (die die gelieferte Energie repräsentieren) errechnen sich aus nachgefragter Menge (in MW) mal Dauer (in h) – ergibt gelieferte Energiemenge in

<sup>86</sup> Vgl. Meier (1983)

(MWh). Die Steigung ist in Abhängigkeit der jeweiligen Elastizität zu sehen. Damit wird klar dass eine Wechselwirkung zwischen Preis und nachgefragter Menge besteht. Das Unternehmen als Wohlfahrtsmaximierer steht nun vor der Aufgabe die Preise so zu setzen dass die vorhandenen Ressourcen (Produktionskapazität) optimal genutzt werden und die Nachfrage gedeckt wird. Der Punkt an dem der gesellschaftliche Wohlstand maximiert wird, wird auch als Pareto-Optimum bezeichnet. Demnach ist eine Allokation pareto-optimal, wenn kein Marktteilnehmer besser gestellt werden kann, ohne dass ein anderer gleichzeitig schlechter gestellt wird. Steiner schlägt eine Aufspaltung der Kosten in Betriebs- und Kapazitätskosten vor. Die Zielfunktion lautet daher

$$\max W = \int_0^{q_1} D(p_1) dq_1 + \int_{q_1}^{q_2} D(p_2) dq_2 - bq - \beta q \quad (4.1)$$

Wobei  $b$  = Betriebskosten (kfr. Grenzkosten);  $\beta$  = Kapazitätskosten (lfr. Grenzkosten);  
und  $q = q_1 + q_2$

Als notwendige Bedingung erster Ordnung ergibt sich somit:

$$\frac{\partial W}{\partial q_1} = p_1 - b = 0 \quad \text{und} \quad \frac{\partial W}{\partial q_2} = p_2 - (b + \beta) = 0$$

Die optimalen Preise lauten folglich  $p_1 = b$  und  $p_2 = b + \beta$ .

#### 4.3. Weiterentwicklungen des Modells von Steiner

Steiner's Modell geht von konstanten Grenzkosten aus und ist somit in betriebswirtschaftlicher Hinsicht nur bedingt realistisch. Das Ergebnis mag volkswirtschaftlich optimal sein – unter Berücksichtigung der sinkenden langfristigen Grenzkosten ergibt sich aber ein Verlust, der in der folgenden Grafik durch die rote Fläche dargestellt wird:

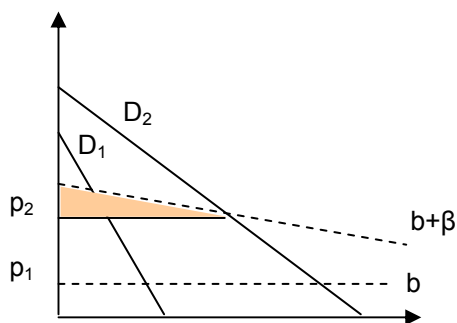


Abb. 22: Verlust durch sinkende langfristige Grenzkosten, Quelle: Meier (1983)

Der Verlauf der langfristigen Grenzkosten hat einen direkten Einfluss auf die langfristigen Durchschnittskosten. Letztere liegen unterhalb der langfristigen Grenzkosten bei fallenden Durchschnittskosten und implizieren somit einen Verlust der nur durch staatliche Subventionen abgedeckt werden können. Alternative Modelle – wie jene von Seitz (1972) sowie Bailey und White (1974) – berücksichtigen die Problematik der Grenzkostenpreissetzung und zielen stattdessen auf die Maximierung des betriebswirtschaftlichen Gewinns ab, d.h.

$$\max \pi = p_1 q_1 + p_2 q_2 - b q_1 - b q_2 - \beta q_2 \quad (4.2)$$

Die Bedingungen erster Ordnung lauten in diesem Fall

$$\frac{\partial \pi}{\partial q_1} = \frac{\partial p_1}{\partial q_1} \cdot q_1 + p_1 - b = 0 \quad \text{und} \quad \frac{\partial \pi}{\partial q_2} = \frac{\partial p_2}{\partial q_2} \cdot q_2 + p_2 - b - \beta = 0$$

Die optimalen Preise sind also in diesem Modell von den jeweiligen Preiselastizitäten der Nachfrage abhängig:

$$p_1 = \frac{b}{1 + \frac{1}{\varepsilon_1}} \quad \text{und} \quad p_2 = \frac{b + \beta}{1 + \frac{1}{\varepsilon_2}}$$

Bei weiterführenden Modellen, die einen differenzierten Kraftwerkspark zugrunde legen wird (z.B. Turvey 1968) von „Kostenpaaren“ ( $b_n, \beta_n$ ) ausgegangen die einander gegenüber gestellt werden, wobei das KW mit dem jeweils strikt größten Kostenpaar ausgeschieden wird. Wenn also  $b_1 < b_2$  und  $\beta_1 < \beta_2$  ist das KW 2 aufgrund des doppelten Kostennachteils nicht in die Einsatzplanung einzubeziehen. Darüber hinaus weist Turvey nach, dass in einem Kraftwerkspark, dessen Kraftwerke sich nach Typ, Alter und Struktur unterscheiden, selbst bei singulären fallenden Grenzkosten, die aggregierte Grenzkostenkurve steigend ist. Crew und Kleindorfer, die diesen Ansatz weiterentwickeln (1971), kommen zu dem Schluss dass alle Perioden, also auch die Schwachlastperiode, zur Kapazitätskostendeckung beizutragen haben. Ihr Modell liefert daher einen niedrigeren Preis für die Spitzenlastperiode als das z.B. bei Steiner's Modell der Fall ist. Allerdings handelt es sich dabei um eine statische Lösung die bei Veränderung bzw. Erweiterung des Kraftwerksparks neu zu berechnen ist.

Ein zwei- bzw. mehrgliedriger Tarif bzw. Blocktarif (siehe Kapitel 4.7) erlaubt das vollständige Abschöpfen der Konsumentenrente. Allerdings ist die Preissetzung oftmals sehr diffizil, da der Grundpreis nicht die Zahlungsbereitschaft des/der Konsumenten überschreiten darf. Just an diesem Punkt ist nämlich der Konsument indifferent zwischen Kauf und Nullalternative (d.h. Nichtkauf – in der Praxis bei Strom allerdings aus Mangel an Substituten unwahrscheinlich) und bei homogenen Konsumenten würde theoretisch eine Erhöhung des Grundpreises von nur einem Cent über der Zahlungsbereitschaft bereits einen Gesamtabsatz von Null bedeuten.

Der Betrieb der Netze stellt in der Stromversorgung eine zentrale Infrastrukturleistung dar und erfüllt die Kriterien des natürlichen Monopols (siehe Kap. 2). Aus diesem Grund ist eine Preisregulierung notwendig um durch Monopolrenten bedingten Wohlfahrtsverlusten entgegenzuwirken. Da Spitzenlastpreise eine Form der Preisdiskriminierung darstellen, sind diese auf Netzebene unzulässig. Eine Alternative für den Netzbetreiber wäre es einheitliche (siehe Kap. 4.6. „Briefmarkentarif“) Durchschnittskosten zu verrechnen.

#### **4.4. Das EVU als Mehrproduktunternehmen**

In Hinblick auf die bisherigen Erkenntnisse stellt Röder die These auf bei elektrischer Energie handle es sich um zwei Güter – nämlich um

- Die Bereitstellung elektrischer Leistung
- und
- Die Lieferung elektrischer Arbeit

für die jeweils ein separater Preis zu entrichten sei. Elektrische Energie kann sowohl durch die Größe „Arbeit“ (in kWh) als auch durch die Größe Leistung (in kW) dargestellt werden, wobei der Gesamtarbeitsmenge das Integral der Leistung über die Zeit entspricht. (Siehe hierzu z.B. Abb. 21: Die Gesamtarbeitsmenge in der Schwachlastperiode wäre in dem Fall  $500 \text{ MW} \times 12 \text{ h} = 6000 \text{ MWh}$ ). Röder führt als Argumente für eine Preisspaltung in Grund- und Arbeitspreis zum einen die hohe Anlagenintensität (bzw. den hohen Fixkostenanteil) an und zum anderen die Vermeidung von internen Subventionierungen (der Sonderabnehmer durch die Tarifabnehmer). Das Argument der hohen Fixkosten allein kann noch nicht als Begründung für einen separaten Preisbestandteil gelten.

Ein EVU kann aber auch auf weniger abstrakter Ebene als Mehrproduktunternehmen gesehen werden. So kann man z.B. Strom der an Haushaltskunden abgegeben wird und Strom der an

Industriekunden abgegeben wird als zwei unterschiedliche Produkte sehen (unterschiedliche Spannung). Und klarerweise ist ein EVU auch im wörtlichen Sinne ein Mehrproduktunternehmen, da es in der Regel auch Gas und Fernwärme zur Verfügung stellt. Die Unterscheidung zwischen Ein- und Mehrproduktunternehmen spielt bei der Preisbildung eine nicht unerhebliche Rolle (siehe z.B. Kapitel 4.8, Ramsey Preise).

#### 4.5. Nachfrageseitige Verzerrungen<sup>87</sup>

Beim Lastmanagement ist zu beachten, dass es Kunden gibt, die durch eine geringfügige Änderung ihrer Nachfrage in den Genuss des niedrigeren Tarifs zu kommen gedenken und daher ihre Aktivität zu Beginn und gegen Ende der jeweiligen Periode (Tageszeit) erhöhen. Dies kann zu ungewollten „Nadelspitzen“ führen.

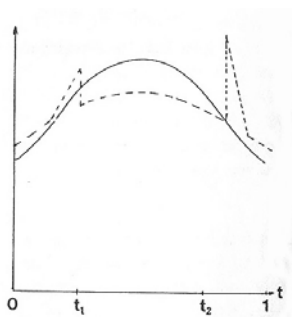


Abb. 23, Nadelspitze, Quelle: Wirl

#### 4.6. Mehrgliedrige Tarife – Blocktarife<sup>88</sup>

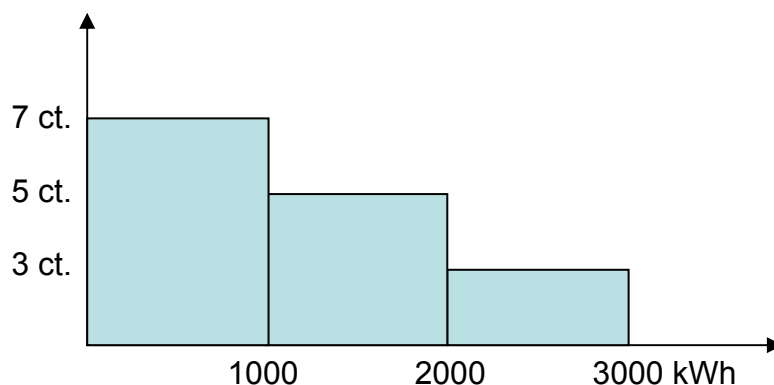


Abb. 24: Blocktarif (Beispiel), Quelle: Train

<sup>87</sup> vgl. Wirl

<sup>88</sup> vgl. Train

Blocktarife weisen meistens eine absteigende Stufenform auf, wobei jene mit 2 Stufen gleichbedeutend mit zweigliedrigen Tarifen nach dem Grundpreis/Arbeitspreis-Schema sind. Ein Blocktarif ist immer mindestens genauso effektiv (im Sinne von wohlfahrtsfördernd) wie ein zweigliedriger Tarif. Laut Faulhaber/Panzar (1977) ist außerdem ein Blocktarif mit n Blöcken einem solchen mit n-1 Blöcken überlegen, da er den Konsumenten (bei Vorliegen von absteigenden Blöcken) einen Anreiz zur Verbrauchssteigerung induzieren kann.

#### **4.7. Ramsey-Preise**

Dieses von Frank Ramsey 1927 entwickelte Konzept wird zur Findung des Quasi-Optimums (im Sinne von Second-best Optimum) im Mehrgüterfall angewendet. Es basiert auf der Überlegung, dass Güter die eine höhere Preiselastizität haben relativ höher über den Grenzkosten liegen sollen als Güter die eine niedrigere Preiselastizität haben, da der Konsument nicht dafür bestraft werden soll, dass es z.B. kein Substitut für ein gewisses Gut gibt. Ausgehend vom First-Best Optimum werden die (Grenzkosten-)Preise in prozentuell gleichem Ausmaß dergestalt erhöht, bis der Break-Even Punkt des Unternehmens, d.h. der Punkt an dem gerade keine Verluste erzielt werden, erreicht wird, wodurch die Eigenwirtschaftlichkeit gewährleistet ist. Die Ramsey-Preisregel geht also von einem anderen Wohlfahrtsmaß aus, nämlich der

*Maximierung der Konsumentenrente unter Einhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit  
(=Budgetrestriktion)*

Die allgemeine Ramsey-Formel für 2 Güter lautet<sup>89</sup>:

$$\frac{P_1 - MC_1}{P_1} \cdot \varepsilon_1 = \frac{P_2 - MC_2}{P_2} \cdot \varepsilon_2 = \frac{\lambda}{1 + \lambda}$$

wobei P für den jeweiligen Preis, MC für die jeweiligen Grenzkosten (marginal costs) und  $\varepsilon$  für die jeweilige Preiselastizität steht.

---

<sup>89</sup> Für eine ausführliche Herleitung siehe Train (1991)

$\lambda$  steht für den Lagrange-Multiplikator und bewegt sich im Intervall  $[0, \infty]$ . Für  $\lambda=0$  ergibt sich der Preis unter Wettbewerbsbedingungen  $MC = P$  und die Budgetrestriktion ist nicht bindend. Für  $\lambda \rightarrow \infty$  strebt der Bruch  $\lambda / (1 + \lambda)$  gegen 1, was wiederum der Monopolsituation entspricht ( $MR = MC$ ).

#### **4.8. Die Vogelsang-Finsinger-Methode**

Die Vogelsang-Finsinger-Methode ist ein mehrperiodischer Regulierungsmechanismus, der dem regulierten Unternehmen in Periode  $t$  einen Preis erlaubt der höchstens den Durchschnittskosten der Periode  $t - 1$  entspricht. Nach einer gewissen Anzahl an Perioden kann damit die Second-Best-Lösung erreicht werden (Profite = 0 und Grenzerlöse = Durchschnittskosten). Unter Umständen unterliegt das Unternehmen dabei aber Anreizen die Kosten aufzublähen (d.h. zu verschwenden, z.B. in unprofitable Produktionsanlagen oder ausufernde Forschung und Entwicklung) bzw. höhere Kosten als tatsächlich angefallen anzugeben. Dies soll in einem kurzen Beispiel dargestellt werden:

Ein Unternehmen produziere bei einer Kostenfunktion  $C=100 + 2p$  eine Nachfragemenge von  $D=100 - 4p$ . Der Preis in Periode 1 wird auf  $p = 5$  gesetzt. Es ergibt sich eine nachgefragte Menge von  $D=80$  und Durchschnittskosten von  $AC = 110 / 80 = 1,375$ . Das Unternehmen erzielt Profite in der Höhe von  $5 \cdot 80 - 110 = 290$ .

In der zweiten Periode muss das Unternehmen einen Preis von  $p = 1,375$  ansetzen. Es ergibt sich eine nachgefragte Menge von  $D = 94,5$  mit Gesamtkosten von  $TC = 102,75$ . Die Profite in Periode 2 betragen  $1,375 \cdot 94,5 - 102,75 = 27,1875$ .

Wenn das Unternehmen die Kosten wahrheitsgetreu angibt, erwirtschaftet es Profite von  $290 + 27,1875 = \mathbf{317,1875}$

Nehmen wir nun den Fall an dass das Unternehmen in Periode 1 nicht  $AC$  von 1,375 angibt sondern 2. Die Profite in Periode 1 sind damit  $5 \cdot 80 - 2 \cdot 80 = 240$ . Für Periode 2 darf das Unternehmen einen Preis von 2 bei einer nachgefragten Menge von  $D = 92$  und Gesamtkosten von  $TC = 104$  ansetzen. Die Profite in Periode 2 betragen nun 80.

Wenn das Unternehmen die Kosten falsch angibt, ergeben sich höhere (Gesamt-)Profite von  
 $240 + 80 = 320$

#### 4.9. Preisentwicklung

Die folgenden Grafiken zeigen den Verlauf der Haushalts- und Industriepreise für Strom in Österreich und dienen zur Verdeutlichung eines Phänomens, das in vielen Ländern im Zuge der Liberalisierung zu beobachten war. Die Preise fallen sowohl auf Haushalts- wie auch auf Industriebene im Vorfeld der Öffnung der Märkte stark, um danach dann wieder anzusteigen. Oftmals wird dies durch eine Anhebung der Steuern und Abgaben ausgelöst – allerdings steigt auch der Nettopreis merklich an.

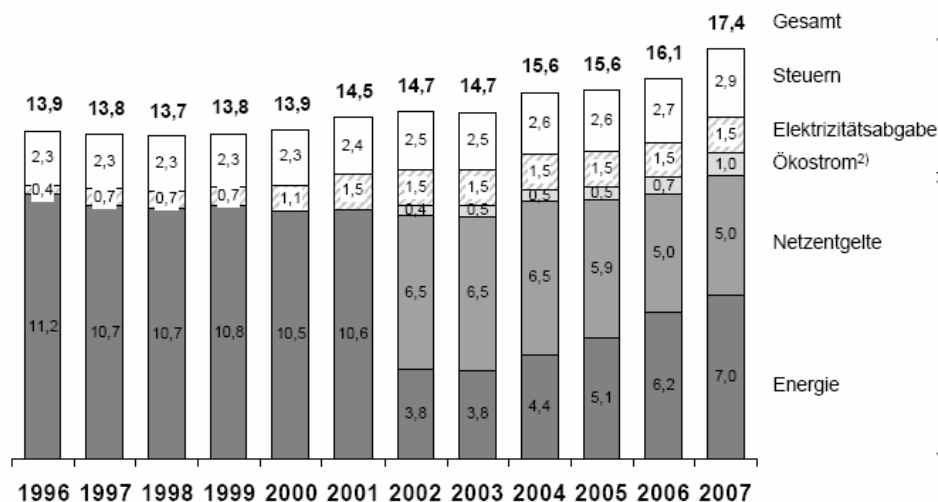


Abb. 25: Entwicklung Strompreis Haushalte (nominal) in ct/kWh, Quelle: Eurostat, E-Control, BMF, Grafik: A.T. Kearney

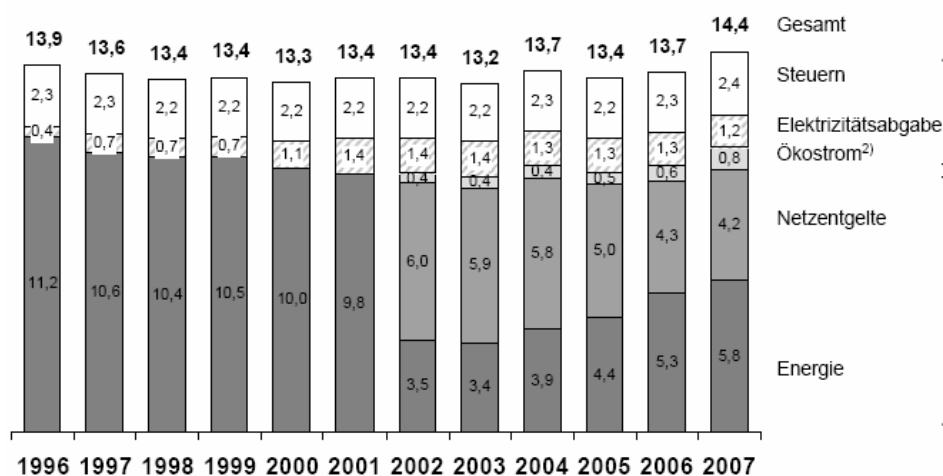


Abb. 26: Entwicklung Strompreis Haushalte (real) in ct/KWh, Quelle: Eurostat, E-Control, BMF, Statistik Austria, Grafik: A.T. Kearney

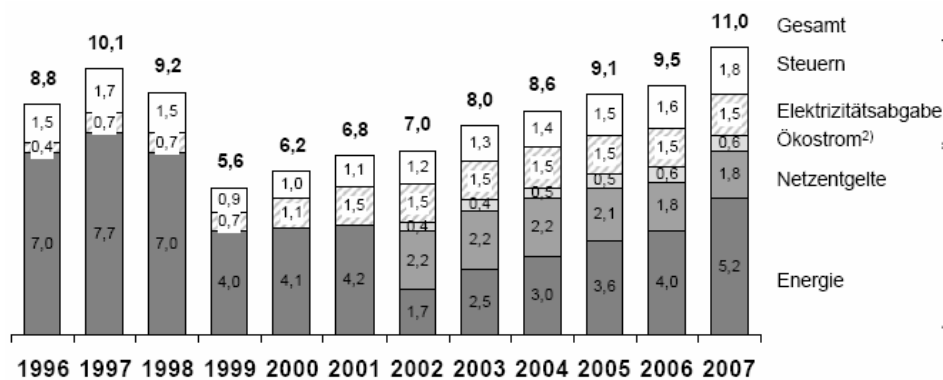


Abb. 27: Entwicklung Strompreis Industrie (nominal) in ct/kWh, Quelle: Eurostat, E-Control, BMF, TU Wien, Grafik: A.T. Kearney

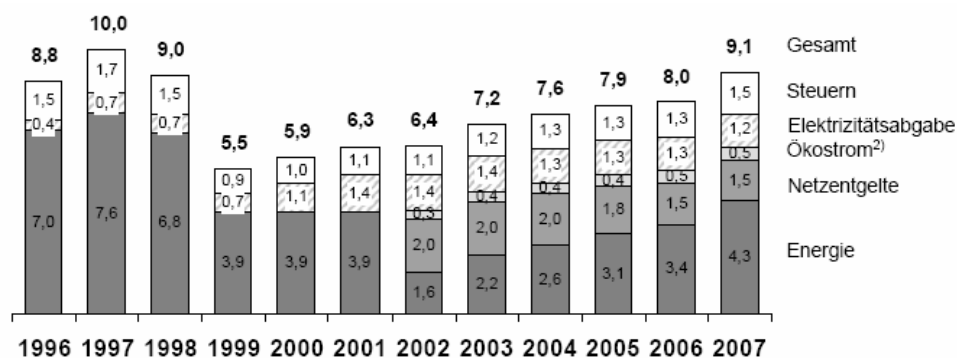


Abb. 28: Entwicklung Strompreis Industrie (real) in ct/kWh, Quelle: Eurostat, E-Control, BMF, TU Wien, Statistik Austria, Grafik: A.T. Kearney

Aufgrund des gegenwärtigen Standes der Liberalisierung in der Schweiz ist es schwierig aussagekräftige, verlässliche Preisangaben zu bekommen, die auch in die Vergangenheit reichen. Die Abteilung „Preisüberwachung“ der ElCom verfügt zwar über eine Internetplattform auf der Kunden, anhand des Wohnortes (Kanton) und des Verbrauchs, ihren optimalen Tarif bestimmen können, allerdings wird nicht mitgeteilt welches EVU über diesen Tarif verfügt und auch ein Vergleich der Tarife der einzelnen EVU existiert nicht. Es ist aber möglich (und dies wird auch im quantitativen Teil der Arbeit (siehe Anhang) gemacht) anhand des Umsatzes und des mengenmäßigen Absatzes<sup>90</sup> einen Quasi-Preis für beide Verbrauchsgruppen gemeinsam zu bestimmen. Dabei wurde beachtet, dass bei den gegenübergestellten Umsatz- und Absatzzahlen stets eine Vergleichbarkeit gegeben ist, d.h. wurden die durch den Stromhandel erzielten Umsätze nicht berücksichtigt, muss auch der jeweilige Absatz korrigiert werden.

<sup>90</sup> Dabei gilt: Stromabsatz + Netzverluste = Netzabgabe

#### 4.10. Das Durchleitungsentgelt

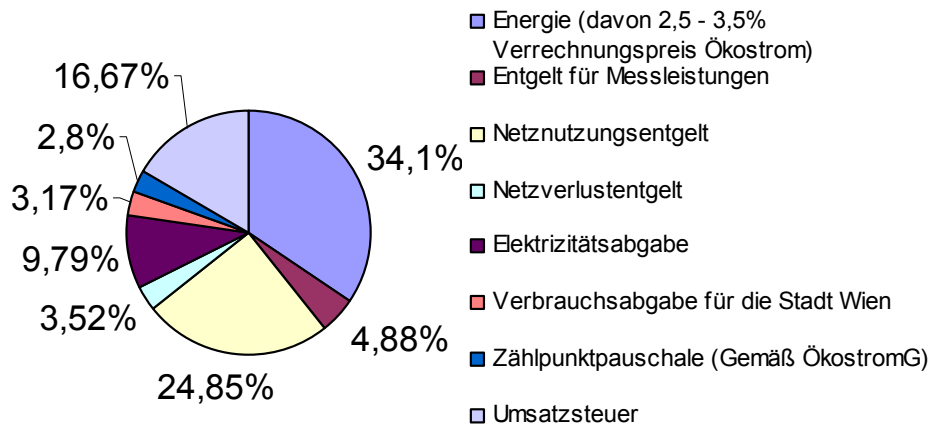


Abb. 29: Zusammensetzung des Strompreises (Quelle: [www.e-control.at](http://www.e-control.at), Stand Juni 2008)

Das Durchleitungsentgelt (Systemnutzungstarif) hat laut §25 ELWOG dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer zu entsprechen (diskriminierungsfrei und transparent). Da es sich bei den Transport- und Verteilungsnetzen, wie gesehen, um natürliche Monopole handelt (es wäre ökonomisch ineffizient und absurd wenn jedes EVU sein eigenes Stromnetz errichten würde), ist eine umfassende Regulierung nötig um beim Durchleitungsentgelt Monopolrenten der Netzbetreiber zu verhindern bzw. zu begrenzen und durch wirtschaftliche Anreize die Effizienz von Investitionen sowie Ausbaumaßnahmen zu garantieren. Dadurch ist auch langfristig eine effiziente Nutzbarkeit des Netzes sichergestellt. Bei der Preisfindung wird das sog. Vergleichsmarkt-Prinzip verwendet. Dabei wird abgeschätzt welche Kosten in einem vergleichbaren und effizienten Unternehmen im freien Wettbewerb anfallen würden und diese dann als Richtlinie angesetzt. Der Netzbetreiber stellt die Infrastruktur für die Stromerzeuger zur Verfügung und erhebt das Durchleitungsentgelt nach anteiliger Nutzung des Netzes, kosten- bzw. verursachergerecht entweder vom Endkunden oder vom jeweiligen EVU. Netznutzer können entweder Lieferanten sein, die den benötigten Strom an die Endkunden (Haushalte) weiterleiten oder Industriekunden, die die Netze selbst nutzen. §25 des ELWOG listet folgende Bestandteile des Systemnutzungstarifs (durch Verordnung oder Bescheid von der E-Control jeweils zu Jahresbeginn zu bestimmen<sup>91</sup>) auf:

- Netznutzungsentgelt
- Netzinfrastrukturentgelt (für Errichtung, Instandhaltung und Wartung)
- Netzbereitstellungsentgelt

<sup>91</sup> Diese Tarife sind innerhalb des Bundesgebietes unterschiedlich jedoch nicht mit den Bundesländergrenzen ident.

- Netzverlustentgelt (dadurch werden durch physikalisch bedingte Übertragungsverluste vom Netzbetreiber vorgenommene Mehreinspeisungen an die Netznutzer weitergegeben<sup>92</sup>)
- Systemdienstleistungsentgelt (d.s. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung)
- Entgelt für Messleistungen
- Netzzutrittsentgelt
- Ggf Entgelt für internationale Transaktionen

Das Durchleitungsentgelt kann entweder entfernungsabhängig oder entfernungsunabhängig sein. Die Kapazitätsbereitstellung bzw. der Transportweg muss dabei der jeweiligen Methode angepasst werden. Der sog. „Briefmarken“-Tarif (*Postage Stamp*) wird im Punkt-Kapazitäts-reservierungssystem angewendet und ist ein Beispiel für einen entfernungsunabhängigen Tarif, der in €/kW gemessen wird. Er berechnet sich aus den Gesamtkosten des Systems geteilt durch die Höchstlast. Anders gesagt: Es werden alle Netznutzer an den Gesamtkosten des Netzbetriebs beteiligt, gemessen am Anteil den der einzelne Kunde zur Lastspitze des gesamten Netzes beiträgt. Je mehr Nutzer das Netz in Anspruch nehmen umso mehr profitiert der Einzelne davon. Die Bezeichnung „Briefmarken“-Tarif entstammt dabei der Analogie mit dem postalischen Tarif der z.B. innerhalb eines Landes *einen* Inlandspreis vorsieht, unabhängig davon ob der Empfänger in einem anderen Bezirk oder in einem anderen Bundesland wohnt. Ein Vorteil dieses Tarifs ist dass er die Kosten der Netzbenutzung abdeckt, ein Nachteil die nicht-verursachergerechte Zuordnung und die mangelnde Effizienz.

Der Punkt-zu-Punkt-Tarif (*Point-to-Point tariff*) ist entfernungs- und transaktionsabhängig. „Für die Berechnung des Preises wird angenommen, dass der Strom physisch den Weg vom Erzeuger zum Verbraucher (Kontraktpfad) zurücklegt. Ein Unternehmen, das Strom transportieren möchte, muss mit den Netzbesitzern entlang des Kontraktpfades die Bedingungen für die Netzbenutzung aushandeln.“<sup>93</sup> Doch auch dieses System ist ineffizient, da es die physikalischen Grundsätze des Stromflusses in einer Leitung außer Acht lässt. Die Kapazität einer Leitung wird nämlich selbst bei totaler Auslastung einer Stromlieferung von A nach B durch einen Transport von B nach A nicht überlastet, da sich diese Stromflüsse frequenzmäßig teilweise

---

<sup>92</sup> <http://www.veoe.at/167.html>

<sup>93</sup> Wild

oder ganz aufheben. Auch nimmt der Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstands, was eine Zuordnung in stark vermaschten Übertragungsnetzen erheblich erschwert.

Das Punkt-Modell (*Point of Connection-Tariff*) ist transaktionsunabhängig und eignet sich für stark vermaschte Netze besser als das Punkt-zu-Punkt-Modell. Die Bestimmung des Netznutzungsentgelts erfolgt hier unabhängig von den vertraglichen Beziehungen zwischen Einspeisern und Abnehmern. Beim Abnehmer-Punktmodell zahlt der Abnehmer einmalig ein Entgelt für die Nutzung des gesamten Netzes und kann daraufhin Elektrizität von beliebigen Erzeugern und/oder Lieferanten beziehen. Die Höhe des Entgelts richtet sich nach dem Verbrauchsmuster bzw. nach der örtlichen Lage des Abnehmers. Beim Einspeise/Abnehmer-Punktmodell („*Entry-Exit Modell*“) wird das Entgelt anteilmäßig zwischen Erzeuger bzw. Lieferant einerseits und Abnehmer andererseits aufgeteilt. Das Punkt-Modell wird z.B. in Großbritannien oder Skandinavien angewendet.

#### 4.11. Auswirkung der Kostenzuschlagsregulierung auf das Netzentgelt

Die Kostenzuschlagsregulierung (siehe Kapitel 2.6.2.2.) bewirkt ein Absinken der Netzentgelte und damit einen Erlösausfall bei den Netzbetreibern. Dies verdeutlicht die folgende, auf österreichischen Daten basierende, Grafik:

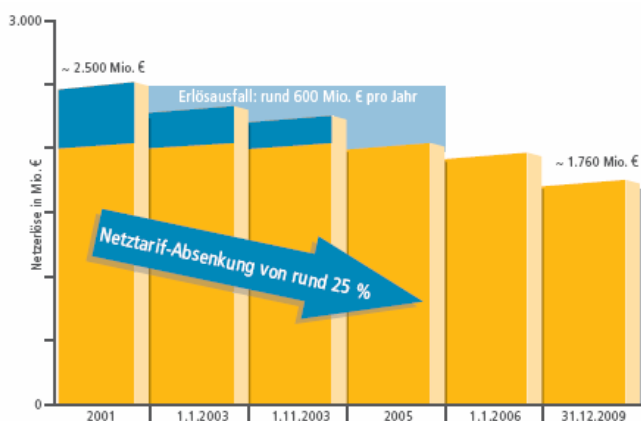


Abb. 30: Absinken der Netzerlöse in Österreich (Quelle: VEÖ Tätigkeitsbericht 2006)

Aufgrund dieses Erlösausfalls sind auch die Investitionen in die Netzinfrastuktur rückläufig (siehe Kapitel 1.9). Die ab 1.1. 2006 eingeführte Anreizregulierung verleiht den Netzbetreibern eine gewisse Planungssicherheit, die notwendigen Investitionsanreize sind allerdings weiterhin nicht in ausreichendem Maße gesichert.

## 4.12. Strombörsen, Pools und Auktionen

### 4.12.1. Strombörsen

Strombörsen als zentrale, organisierte Handelsplattformen ermöglichen eine transparente Echtzeitpreisbildung und eine effiziente Allokation auf sowohl kurzfristiger wie auch langfristiger Basis. Dies wird erreicht durch die Bündelung von Angebot und Nachfrage. Im Gegensatz zur Organisationsform der bilateralen Verträge (OTC (over-the-counter) Trading) zwischen Erzeugern (Händlern) und Abnehmern ergibt sich durch das Konstrukt der Strombörse eine erhebliche Einsparung an Transaktionskosten und eine hohe Liquidität. Allerdings können, neben Stromerzeugern und –händlern, lediglich Industriekunden an Strombörsen teilnehmen. Strombörsen spielen sich also auf der Großhandelsebene ab (dies ist ein wesentlicher Unterschied zu Strompools). Die folgende Grafik gibt einen Überblick über die Spotpreise der jeweiligen Börse sowie das Jahr der Gründung:

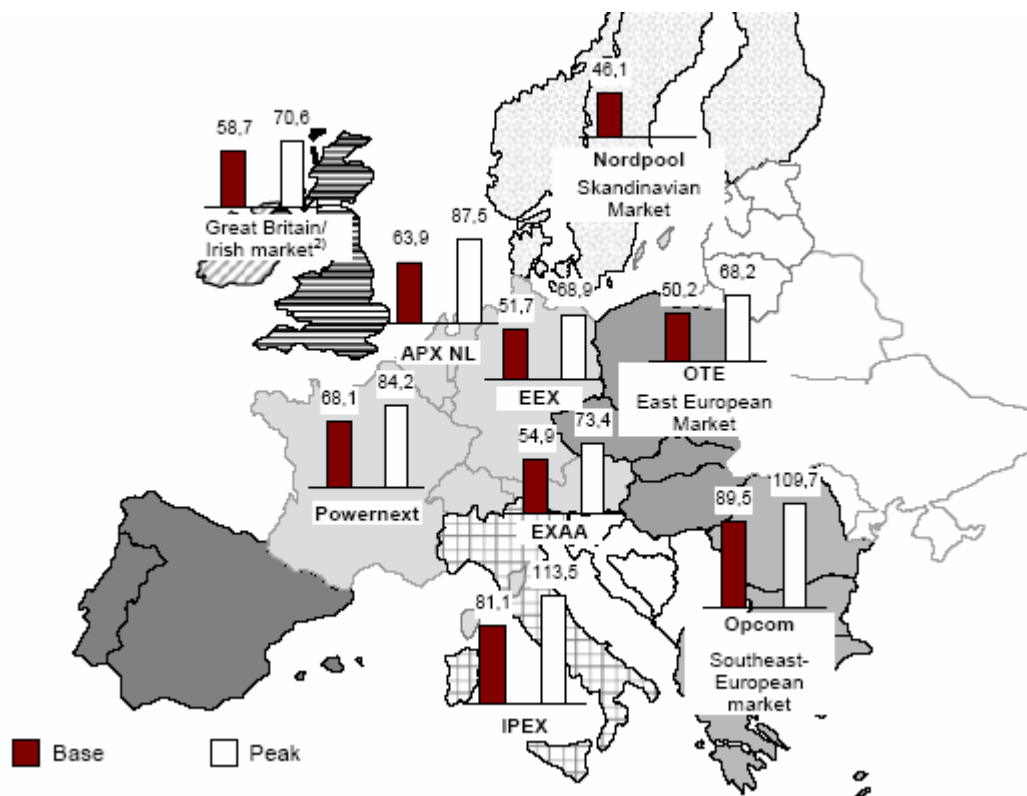


Abb. 31 Die europäischen Strombörsen<sup>94</sup>

Vom Prinzip her funktioniert eine Strombörse ähnlich wie eine Wertpapierbörse. Grundsätzlich unterscheidet man an einer Strombörse zwischen Terminmarkt und Spotmarkt. Am Termin-

<sup>94</sup> Durchschnittliche Spot Preise an der jeweiligen Börse, Dezember 2007

Quelle: EEX, APX, Powernext, OMEL, IPEX, UKPX, EXAA, Nordpool, Borzen, Opcom, OTE, Grafik: A.T. Kearney

markt werden Terminkontrakte („Futures“), d.h. langfristige Verträge über Stromlieferungen gehandelt, mit einer Laufzeit von mehreren Jahren. Der Preis wird im Allgemeinen durch ein Auktionsverfahren ermittelt. Am Spotmarkt hingegen erfolgt die Herstellung eines Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage im kurzfristigen Zeitbereich durch anonyme Auktionen. Es entstehen keine individuellen Lieferanten/Abnehmer-Beziehungen; vielmehr wird aus den bei der Börse eingehenden Mengen-/Preiskombinationen der Handelsteilnehmer ein Market-Clearing-Price ermittelt, der den größtmöglichen Umsatz bei minimalem Überhang (unbefriedigte Gebote) sicherstellt und so die einzelnen Gebote „einander zuordnet“. Die Reihung der Gebote und die Ermittlung des MCP erfolgt in der Regel computergestützt, auf Basis der Grenzkosten der jeweiligen Erzeugungsart (auch Merit Order genannt). Bei der österreichischen Strombörse EXAA (an der 41 Unternehmen aus ganz Europa teilnehmen) funktioniert dies folgendermaßen: Zwischen 8:00 Uhr und 10:12 Uhr werden alle eingehenden Gebote in einem Orderbuch verzeichnet. Um 10:15 Uhr erfolgt schließlich eine Auktion, die den MCP ermittelt, der daraufhin veröffentlicht und den Marktteilnehmern sowie den Bilanzgruppenverantwortlichen, den Verrechnungsstellen und den Regelzonenführern mitgeteilt wird. Die Lieferung erfolgt dann am darauf folgenden Tag („Day-ahead“). Dabei wird zwischen Peak- (Stark-) und Baseperioden (Schwachlastperioden) unterschieden; denkbar (und in der Praxis auch häufig anzutreffen) ist eine Vielzahl an Produkten, die durch Lieferungen zu unterschiedlichen Tageszeiten und für unterschiedliche Zeitdauer (Blockprodukte) charakterisiert sind. Abb. 32 gibt einen Überblick über die an der EXAA am Spotmarkt für Strom gehandelten Produkte.

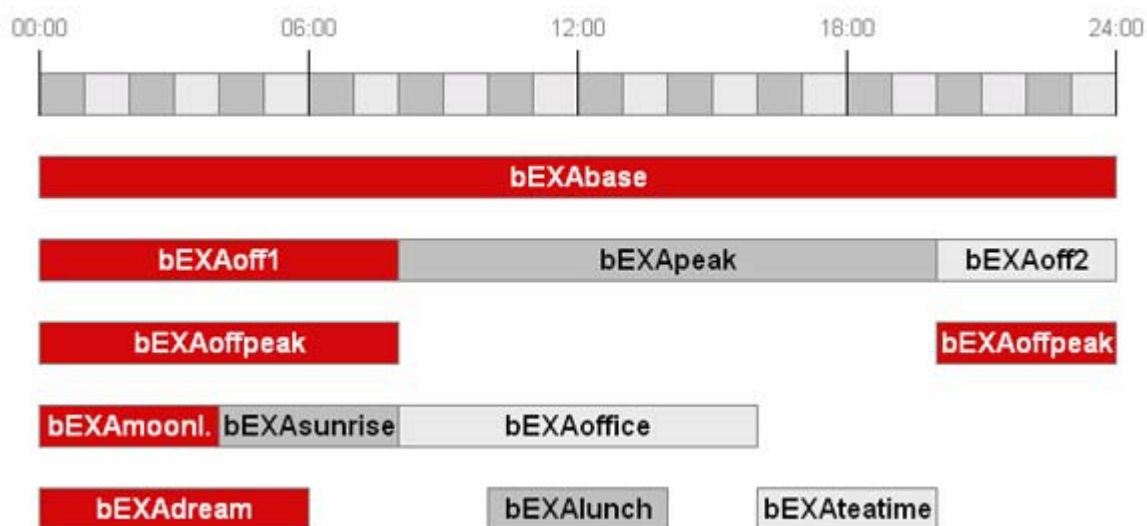


Abb. 32: Produkte an der EXAA (Quelle: [www.exaa.at](http://www.exaa.at))

Abschließend sollen noch 3 Ansätze zur Preisgestaltung behandelt werden, die in einer Engpasssituation auf der Übertragungsebene einen diskriminierungsfreien Zugang sowie eine effi-

ziente und transparente Preisbildung sicherstellen sollen. Es sind dies Nodal (Spot-) Pricing sowie Zonal Pricing, beides vom Prinzip her börsenorientierte Konzepte sowie explizite (Grenz-)Auktionen.

#### *Exkurs: Zonal Pricing*

Dieses Konzept der Aufteilung des Marktes in Preiszonen wird z.B. von Nordpool in Skandinavien angewendet. Dabei geben die Marktakteure ihre Angebots- und Nachfragemengen z.B. am Tag davor einer zentralen Stelle, dem sog. Auktionsbüro oder der Börse bekannt. (Die Börse kann entweder sowohl die Aufteilung in Zonen als auch die Preisgestaltung vornehmen oder nur die Preisgestaltung vornehmen und die Aufteilung in Zonen dem Auktionsbüro überlassen.) Auf Basis der aggregierten Angebots- und Nachfragemengen wird ein Systempreis für das gesamte Gebiet erstellt für den Fall dass keine Engpässe vorliegen. Sollten die geplanten Lieferungen aber die maximale Übertragungskapazität überschreiten, wird der Markt in unterschiedliche Preiszonen aufgeteilt. Die geographischen Grenzen werden dabei durch die Netzenspässe vorgegeben und „Zonen mit Erzeugungsdefizit sind durch einen höheren Marktpreis gekennzeichnet als diejenigen mit Erzeugungsüberschuss.“<sup>95</sup> In ersteren ist daher ein geringerer Verbrauch und eine erhöhte Investitionstätigkeit von Erzeugern zu erwarten – dadurch gibt das System Anreize zur Vermeidung von Engpässen. Die eigentlichen Anstrengungen zur Vermeidung von Engpässen müssen aber vom System selbst, d.h. von den Algorithmen, die für die Preisberechnung eingesetzt werden, ausgehen.

#### *Exkurs: Nodal Pricing*

Das Prinzip des Nodal Pricing kann als Unterkategorie des Zonal Pricing mit unendlich kleinen Zonen beschrieben werden. Ein Knotenpunkt („Node“) kann dabei entweder ein Ort sein an dem Elektrizität eingespeist oder entnommen wird, aber auch Umspannwerke oder sonstige Anbindungen. Auch beim Nodal Pricing werden die Marktteilnehmer aufgefordert ihre Angebots- und Nachfragemengen einer zentralen Behörde bekannt zu geben, auf deren Basis für jeden Knotenpunkt ein zustandsabhängiger (Spot-)Preis bestimmt wird. Die Methode des Nodal Pricing basiert auf kurzfristigen Grenzkosten, ist daher ökonomisch effizient, stößt aber bei engmaschigen Netzen rasch an die Grenze des Machbaren.

---

<sup>95</sup> Nikodem

#### 4.12.2. Pools

Da Pools oft (fälschlicherweise) mit Strombörsen gleichgesetzt werden, ist es meiner Meinung nach wichtig und sinnvoll hier eine - hoffentlich eindeutige - Begriffsdefinition anzuführen:

Pools sind legale Kartelle, die auch auf Retailebene (d.h. für Haushalte) Stromhandel ermöglichen. Ziel für die teilnehmenden EVU ist einerseits das Abschöpfen von Kooperations- (Synergien auf operativer Ebene) und Dichtevorteilen (durch die Erhöhung der Kundenanzahl in einem bestehenden Versorgungsgebiet) andererseits das „Risk Pooling“. Das folgende Beispiel<sup>96</sup> illustriert den Vorteil der durch Risk Pooling entsteht:

Wie in der Einleitung erwähnt, muss ein EVU um vollständige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, theoretisch in der Lage sein je nach Bedarf mit minimaler Verzögerung die Maximalkapazität zu bedienen. Angenommen es existieren N Kunden in einem Versorgungsgebiet, die entweder 1 W Leistung oder 0 W nachfragen; bei 2 Kunden wird die Maximalkapazität (eine Normalverteilung sei vorausgesetzt) mit einer Wahrscheinlichkeit von 25% auftreten. Bei 5 Kunden liegt dieser Wert nur mehr bei 3% und bei 10 Kunden gar bei 0,1%. Die Kunden sind meistens kleine und mittelständige Unternehmen, sowie (seltener) Haushaltskunden, die sich zu einer Einkaufsgemeinschaft mit Rechtspersönlichkeit (GesbR) zusammenschließen um durch die Bündelung der Individualinteressen eine ähnlich starke Marktposition zu erlangen wie Großnachfrager. Im Unterschied zu börslichen Modellen ist bei Pools keine zentrale Plattform vorhanden, die die Marktpreise bestimmt – die Koordination findet auf Basis von bi- und multilateralen Verträgen, bzw. auf Basis von informellen, freiwilligen Übereinkommen statt. Ein Regelwerk, das Verantwortungen definiert und Strafen bei Übertreten von internen Vereinbarungen vorsieht, ist aber häufig anzutreffen. Durch das Poolmodell ergeben sich erhebliche Einsparungen, die durch langfristige Einheitspreise entstehen (im Unterschied zur Börse wo auch kurzfristige Kontrakte gehandelt werden).

---

<sup>96</sup> Siehe Joskow und Schmalensee

## 5. Effizienzmaßnahmen und empirische Untersuchung

### 5.1. Einleitung

Die Diskussion um Energieeffizienz hat ihren Ursprung in den 70er Jahren als, bedingt durch zwei Ölkrisen, Ressourcenverknappung und -verteuerung an der Tagesordnung standen. Dabei standen ökologische Gesichtspunkte, wie verantwortungsvoller Umgang mit Energie auf Seiten der Konsumenten, im Mittelpunkt; jedoch auch in Wirtschaftskreisen fand ein Umdenken – Stichwort Nachhaltigkeit<sup>97</sup> – statt. Unter den zahlreichen Effizienzdefinitionen sei exemplarisch jene von Wittmann (1977) herausgegriffen. Es handelt sich hier um eine recht enge technisch-ökonomische Sichtweise, die besagt *„dass alle Produkte mit dem geringstmöglichen Aufwand an Faktoren herzustellen sind, bzw. dass mit gegebenen Faktorquantitäten ein möglichst großer Produktertrag erzielt werden soll. [In diesem Zusammenhang] heißt eine Produktion dann effizient wenn es nicht möglich ist, in der betreffenden Technologie eine andere zu finden, bei der keine Güterqualität (algebraisch) geringer und mindestens eine größer ist.“* In den 80er und 90er Jahren wurde dann unter dem Deckmantel des Least Cost Planning die Suche nach dem „optimalen Grad an Effizienz“ eingeleitet. In einer kritischen Betrachtung (1989) stellt Wirl die Hypothese auf, dass mit steigender Effizienz nicht eine Verringerung des Verbrauchs sondern – im Extremfall – sogar eine Verbrauchssteigerung auftreten kann (sog. Energiesparparadoxon). Plakativ ausgedrückt lässt sich ein Autofahrer zu übermäßigem Verbrauch verleiten, wenn er ein Benzin sparendes Auto anstatt eines „Benzinfressers“ benutzt. In Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft ist wichtig zu erwähnen dass Effizienz kein freies Gut ist, sondern direkte und indirekte Kosten hervorruft. Indirekte Kosten wären z.B. allgemeine F&E-Kosten während direkte Kosten die Effizienzsteigerung an sich (die ja letztlich eine Investition ist) der spezifischen Produktionsanlage bzw. –technologie (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung oder GuD-Kraftwerke) betreffen. Eine Effizienzsteigerung kann aber nicht nur durch Umbau, sondern auch durch Neubau oder Stilllegung eines Kraftwerks erreicht werden. Ein wichtiger Indikator bei der Bewertung der Effizienz eines Kraftwerkes ist der Wirkungsgrad der angibt, wie viel der zugeführten Primärenergie tatsächlich in brauchbare elektrische Energie umgewandelt wird und wie viel als Nebenprodukt, z.B. in Form von Schadstoffen oder Wärme, abfällt. In dieser Arbeit wird Effizienz im Sinne von Profitabilität aufgefasst und in Form von verschiedenen Kennzahlen ausgedrückt (die Auswertung befindet sich im Anhang):

---

<sup>97</sup> Dennis L. Meadows (1972): „We are searching for a model output that represents a world system that is sustainable without sudden and uncontrollable collapse.“

$$\begin{aligned}
 \text{Capital employed} &= \text{Eigenkapital}^{98} \\
 &+ \text{Finanzverbindlichkeiten}^{99} \\
 &+ \text{Wertpapiere des UV}^{100} \\
 &- \text{Kassenbestand} \\
 &- \text{liquide Mittel}
 \end{aligned}$$

$$\text{Return on Capital Employed} = \text{EBIT} / \text{Capital employed}$$

$$\text{EBIT-Marge} = \text{EBIT} / \text{Umsatz}$$

$$\text{Fiktive Verschuldungsdauer} = (\text{Fremdkapital} - \text{liquide Mittel} - \text{Kassenbestand}) / \text{OCF}$$

$$\text{Quasi-Preis} = \frac{\text{Stromumsatz}}{\text{Stromabsatz}}$$

Zur Berechnung des WACC wird ein einfaches Modell angewendet:

- Als risikoloser Zinssatz wird – wie von der ECK in der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 vorgeschlagen<sup>101</sup> – 3,94% verwendet
- Als Marktrisikoprämie wird 5% verwendet, ebenso von der ECK ebenda vorgeschlagen
- Als Fremdkapitalkostensatz wird der Quotient Finanzverbindlichkeiten / Zinsaufwand verwendet und als Steuersatz 25%
- Es wird die Ertragswertmethode gewählt mit  

$$\text{EW} = \text{Jahresüberschuss 2007} * (1 + \text{CAGR}) / \text{Eigenkapitalkosten}$$

<sup>98</sup> Incl. Minderheitsanteile

<sup>99</sup> Incl. Passive derivative Finanzinstrumente soweit ausgewiesen

<sup>100</sup> Incl. Aktive derivative Finanzinstrumente soweit ausgewiesen

<sup>101</sup> Die SNT-VO gilt eigentlich für Netzbetreiber, die erwähnten Zinssätze sind aber auch für Energieerzeuger relevant und mE die bessere Alternative als andere branchenfremde oder –neutrale Gutachten.

- Die Eigenkapitalkosten errechnen sich mittels Risikoloser Zinssatz + verschuldungsbeinigtes Beta<sup>102</sup> mal Marktrisikoprämie
- Der WACC wird statisch für das Jahr 2007 berechnet wobei die CAGR der Jahresüberschüsse im Zeitraum von 2003 bis 2007 als Rendite für die Eigenkapitalgeber interpretiert wird.
- Die Beta-Faktoren stammen von Reuters und lauten wie folgt:

|               |      |
|---------------|------|
| Verbund       | 0,79 |
| EVN           | 0,71 |
| CKW           | 0,27 |
| Atel          | 0,55 |
| EGL           | 0,44 |
| Rätia Energie | 0,59 |
| BKW           | 0,62 |
| VKW           | 0,16 |

Tab. 4: Beta Faktoren

Für die übrigen (nicht an einer Börse gehandelten) Werte wird Beta = 0,6 normiert<sup>103</sup>.

- Die Analyse der Schweizer EVU stützt sich auf folgende Daten<sup>104</sup>:
  - Als risikoloser Zinssatz (entspricht der Rendite einer risikolosen schweizerischen Staatsanleihe mit einer Restlaufzeit von 30 Jahren) wird 3% verwendet.
  - Für die Marktrisikoprämie wird ein Wert von 5% gewählt. Dieser basiert auf der Differenz der durchschnittlichen Rendite des schweizerischen Aktienmarktes und derjenigen von Schweizer Obligationen seit 1926.
  - Der Steuersatz beträgt 27,5%.

Die Auswertung zeigt ein höchst interessantes Ergebnis:

<sup>102</sup> Das verschuldungsbereinigte Beta berücksichtigt die unterschiedliche Kapitalstruktur der Unternehmen und berechnet sich mittels unverschuldetes Beta mal  $(1 + \text{Finanzverbindlichkeiten} / \text{Ertragswert})$

<sup>103</sup> Siehe PricewaterhouseCoopers (2006): [www.eos.ch/de/act\\_ees\\_fairness-opinion\\_060804\\_d.pdf](http://www.eos.ch/de/act_ees_fairness-opinion_060804_d.pdf), Seite 17

<sup>104</sup> Siehe PricewaterhouseCoopers (2006): [www.eos.ch/de/act\\_ees\\_fairness-opinion\\_060804\\_d.pdf](http://www.eos.ch/de/act_ees_fairness-opinion_060804_d.pdf), Seite 10 f.

| WACC-Auswertung |               |       |
|-----------------|---------------|-------|
| Land            | EVU           | WACC  |
| AT              | VKW           | 4,83% |
| CH              | EGL           | 5,15% |
| CH              | CKW           | 5,32% |
| CH              | NOK           | 5,45% |
| CH              | Rätia Energie | 5,53% |
| CH              | EOS           | 5,97% |
| CH              | BKW           | 6%    |
| AT              | EVN           | 6,5%  |
| CH              | ATEL          | 6,62% |
| AT              | TIWAG         | 6,86% |
| AT              | ESTAG         | 6,93% |
| AT              | Wien Energie  | 6,94% |
| AT              | Energie AG    | 6,99% |
| AT              | Verbund       | 7%    |
| AT              | KELAG         | 7,29% |
| AT              | Salzburg AG   | 7,5%  |

Tab. 5: WACC Auswertung

Alle bis auf ein österreichisches EVU (VKW) haben Kapitalkosten von 6,5% bis 7,5% während jene der Schweizer Unternehmen – mit der Ausnahme der ATEL – zwischen 5% bis 6% liegen. Dies ist ein deutliches Zeichen für die Stärke des Schweizer Kapitalmarkts (bei der Auswertung wurden nicht die beiden Züricher EVU, EKZ und EWZ, berücksichtigt da beide keine Finanzverbindlichkeiten haben). Ferner wurden die Erzeugungskapazitäten und die Kundendichte der EVU erhoben, wobei die Kundendichte als Anzahl der Kundenanlagen pro km Netzlänge (Mittel- und Niederspannungsnetz) berechnet wurde:

| Strukturdaten Österreichische EVU |                |               |
|-----------------------------------|----------------|---------------|
| EVU                               | Kapazität (MW) | Kundendichte* |
| Verbund                           | 8407           | -             |
| EVN                               | 1702           | 16            |
| Wien Energie                      | 1650           | 66            |
| TIWAG                             | 1541           | 18            |
| Salzburg AG                       | 1382           | 26            |
| Energie AG                        | 1088           | 15            |
| KELAG                             | 885            | 20            |
| VKW                               | 181            | 18            |
| BEWAG                             | -              | 16            |
| ESTAG                             | -              | 13            |

| Strukturdaten Schweizer EVU |               |               |
|-----------------------------|---------------|---------------|
| EVU                         | Kapazität(MW) | Kundendichte* |
| ATEL                        | 3900          | -             |
| NOK                         | 1877          | -             |
| EGL                         | 1060          | -             |
| EKZ                         | 960           | 20            |
| EOS                         | 922           | -             |
| CKW                         | 839           | 27            |
| EWZ                         | 801           | 40            |
| BKW                         | 778           | 50            |
| Rätia Energie               | 750           | 30            |

Tab. 6: Strukturdaten österreichischer und Schweizer EVU im Jahr 2007 (Quelle: eigene Recherche), Kundendichte = Anzahl Kundenanlagen pro km (Nieder- und Mittelspannungs-)Netz

An dieser Stelle soll auf wesentliche unternehmensspezifische Unterschiede zwischen Österreich und der Schweiz hingewiesen werden:

- Einige der Schweizer Überlandwerke (z.B. ATEL, NOK, EOS) beliefern ausschließlich Weiterverteiler und Kantonswerke, tätigen also keine Direktlieferungen an Endkunden (in Österreich fällt diese Rolle einzig der Verbundgesellschaft zu).
- Die EGL (Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg) ist ein reines Handelsunternehmen, wurde aber aus Gründen der Vollständigkeit in die Analyse miteinbezogen. Aus diesem Grund weist die EGL auch einen überdurchschnittlich hohen Umsatz pro Mitarbeiter aus.
- Die meisten Kraftwerke in der Schweiz sind eigenständige Gesellschaften und die EVU halten nur Beteiligungen an diesen. Dadurch entsteht die Situation, dass vier und mehr EVU Eigentümer ein und desselben Kraftwerkes sind (dies trifft insbesondere auf die leistungsstarken, z.B. die großen Kernkraftwerke, zu).

Unter diesen Gesichtspunkten ist die Auswertung nur eine Approximation. Dennoch können im Lichte dessen gewisse Aussagen getroffen werden (siehe Interpretation, Kap. 7).

## ***5.2. Least Cost Planning***

Least Cost Planning heißt übersetzt nichts weiter als Minimalkostenplanung. Im Gegensatz zum allgemein bekannten volkswirtschaftlichen Kredo der Kostenminimierung wird hier aber explizit auch die Nachfrageseite in die Planung mit einbezogen. Dabei liegt die Überlegung zugrunde, dass eine eingesparte kWh unter Umständen volkswirtschaftlich effizienter sein kann als eine produzierte (und vom Konsumenten verbrauchte). Die simple „Energiebereitstellung“ wird also zu einer „Energiedienstleistung“ z.B. um eine gezielte Kundenberatung erweitert. Auch wenn der Begriff schon etwas verstaubt ist, bieten viele EVU in Österreich heute solche Beratungsleistungen an, um eine effiziente Energienutzung auf Seiten des Verbrauchers zu gewährleisten. Das zentrale Konzept des LCP lautet wie folgt<sup>105</sup>:

*Grenzkosten der Stromeinsparung = Grenzkosten der Strombereitstellung = Strompreis*

---

<sup>105</sup> Leprich (1994), S. 106. Die Grenzkosten sind hier als (über alle Verbraucher) aggregierte Grenzkosten zu verstehen.

LCP kann als ökologisch motivierte Regulierungsmethode angesehen werden, die in gewisser Weise als Gegenpol zur Grenzkosten- (bzw. Ramsey-) preisbildung fungiert, da sie ein preisunabhängiges Gleichgewicht postuliert. Gründe für ineffiziente Zustände werden verbraucherseitig eher der Irrationalität (z.B. das Beharren auf festgefahrenen Angewohnheiten oder faktisches Desinteresse) bzw. unrealistischen Erwartungen (der Kauf eines energiesparenden Gerätes soll sich in möglichst kurzer Zeit amortisieren) zugeschrieben<sup>106</sup>.

Der hohe Stellenwert des Begriffs der „Effizienz“ im liberalisierten Umfeld ist klar: Die Öffnung der Märkte verlangt von den Marktakteuren eine erhebliche Effizienzsteigerung, nicht nur in Bezug auf Ressourceneinsatz, sondern auch in Hinblick auf die Verteilung von Investitionen. Es ist nämlich in einem freien Markt nicht mehr möglich, das für misslungene Investitionen aufgewendete Budget einfach in Form von erhöhten Preisen an die Kunden „weiterzugeben“.

---

<sup>106</sup> Leprich (1994), S. 96 - 97

## **6. Ausblick und Schlusswort**

Die Motivation der vorliegenden Arbeit war die Erbringung eines empirischen Vergleichs zwischen der Schweiz und Österreich zum Zwecke der Einschätzung der jeweiligen Liberalisierungsbestrebungen. Dass die Schweiz diesbezüglich erst am Anfang eines Lernprozesses ist, mag nur auf den ersten Blick als Widerspruch erscheinen. Das Preisniveau und die Versorgungssicherheit der helvetischen Elektrizitätsversorgung können sich nämlich durchaus mit EU-Standards messen. Nach Durchsicht zahlreicher Studien und Abhandlungen, die Länder innerhalb der EU miteinander verglichen musste ich feststellen, dass ein sinnvoller Vergleich, der Nicht-EU-Länder mit einbezog, selten bis gar nicht zu finden war. Es wird interessant sein, zu beobachten welche Entwicklung die Schweiz diesbezüglich nimmt – zumal das Land ja nicht den Weisungen der EU unterliegt und somit eine gewisse Gestaltungsfreiheit hat. Ich möchte die Arbeit mit einem kurzen Ausblick schließen, der einen wichtigen Aspekt mit einfließen lässt, der in Zukunft für beide Länder, sowie für ganz Europa Relevanz haben wird. Im Zusammenhang mit der Umgestaltung des Strommarkts liest man in der Schweiz unaufhörlich von der drohenden Versorgungslücke, die auf den stetig steigenden Bedarf, sowie auf das Auslaufen von Importverträgen und das absehbare Ende der Nutzungsdauer einiger wichtiger Kernkraftwerke, zurückzuführen ist. Bereits ab dem Jahr 2012, so rechnet der VSE in einer Studie (2006) wird diese Lücke zwischen 10 und 21 TWh betragen. Bei der Frage nach der Strategie zur Vermeidung dieser Versorgungslücke sind die vorhandenen Ansätze noch vage. Fest steht, dass sich weder die Schweiz noch Österreich allzu sehr auf Importe verlassen können, da die nationale Stromversorgung in der EU auch künftig Vorrang vor allfälligen Exportgeschäften haben wird. Zugespitzt ausgedrückt: Jedes Land wird im Falle einer Verknappung oder eines unerwarteten Ausfalls versuchen zuerst die eigene Versorgung aufrecht zu erhalten und sich dann erst um etwaige Exportverträge kümmern. Im Lichte dessen, und im Hinblick auf die Diskussion zur Klimaveränderung, wird auch immer wieder der Ruf nach erneuerbaren Energieformen wie Windkraft, Geothermie, Photovoltaik, etc., laut. Zum jetzigen Zeitpunkt sind diese Verfahren noch relativ kostenintensiv und daher – bis auf die Windkraft – nur bedingt konkurrenzfähig; aber die voranschreitende Forschung und Entwicklung, die steigenden Primärenergiepreise, sowie die CO<sub>2</sub>-Ziele der EU werden zu einem Umdenken beitragen. Letztere sehen bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 20% an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch (d.h. neben Strom (34%) auch Wärme und Transport) zum Zwecke der Emissionsreduktion vor – ein durchaus ehrgeiziges Ziel.

Österreich nimmt innerhalb der EU, mit einem Anteil von 56,6% erneuerbarer Energie am Stromverbrauch im Jahr 2006, eine Vorreiterrolle ein, hat aber noch Aufholbedarf (Ziel 2010: 78,1%). Länder wie Polen (2,6% im Jahr 2006, Ziel 7,5% im Jahr 2010) oder Großbritannien (10% im Jahr 2005, Ziel 20,1% im Jahr 2010) haben deutlich niedrigere Werte<sup>107</sup>. Auch die Schweiz war in punkto erneuerbare Energien bislang eher zögerlich; die Windkraftkapazität beträgt nur ein Achtzigstel jener Österreichs. Dennoch beginnt auch in der Schweiz ein Umdenken und so wird im Jahr 2008 erstmals Ökostrom subventioniert und über eine Ökostromabgabe finanziert<sup>108</sup>. Das Aufsehen erregende Projekt zur Förderung erneuerbarer Energie in der Schweiz war in jüngster Vergangenheit sicherlich das Geothermie-Projekt in Basel, im Rahmen dessen eine 5 Kilometer tiefe Bohrung zum Zweck der Nutzung von Erdwärme durchgeführt wurde – das weltweit erste Projekt auf Basis des so genannten Deep Heat Mining Prinzips.

Den höchsten Anteil erneuerbarer Energie wird aber auch in mittelfristiger Zukunft die Windkraft einnehmen. Einen eindrucksvollen Beweis für die Wettbewerbsfähigkeit dieses Energieträgers liefert die folgende Faktenlage<sup>109</sup>:

- Die installierte Kapazität an Windkraftanlagen in Österreich stieg von 77 MW im Jahr 2000 auf mehr als das Zehnfache im Jahr 2007 (982 MW).
- Der Gesamtumsatz aus Windkraft (einschließlich indirektem Umsatz) für das Jahr 2004 beträgt in Österreich 173 Millionen Euro.
- Bis 2006 wurden österreichweit 1,25 Milliarden Euro in Windkraftprojekte investiert.

Es mag nicht verwundern, dass diese Arbeit zu keiner ganzheitlichen Bewertung eines so komplexen Sachverhalts wie der Strompolitik der EU in der Lage ist. Tatsache ist, dass das Funktionalisieren eines Strommarkts nicht anhand eines einzelnen Faktors vorgenommen werden kann. Auch erlaubt die mitunter ambivalente Vorgehensweise der EU insbesondere in Bezug auf Unbundling keine abschließende Beurteilung. Kritik ist aber durchaus angebracht.

Um die Herausforderungen der Zukunft zu bewältigen ist eine EU-weite, ja sogar europaweite, Strompolitik notwendig, die alle Stakeholder mit einbezieht. Eine Voraussetzung dazu ist allerdings zu allererst das Schaffen von effizienten Strukturen. Dazu, und das sollte durch diese Ar-

---

<sup>107</sup> Quelle: Eurostat

<sup>108</sup> <http://www.tagesanzeiger.ch/dyn/news/schweiz/778721.html>

<sup>109</sup> Quelle: EEG, IG Windkraft

beit vermittelt werden, trägt die Öffnung der Märkte und die wettbewerbliche Ausrichtung der EVU zu einem großen Teil bei.

## 7. Anhang (Tabellen)

|                                                  | <b>EVN</b> | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
|--------------------------------------------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Umsatzerlöse Konzern                             | TEUR       | 2233124 | 2071572 | 1609530 | 1207325 | 1082094 |
| Stromabsatz gesamt**                             | GWh        | 18043   | 15641   | 15883   | 10442   | 9656    |
| Stromabsatz Inland an Endkunden°                 | GWh        | 6171    | 6426    | 6197    | 6164    | 6126    |
| Umsatzerlöse Strom Inland**°                     | TEUR       | 326868  | 475345  | 432208  | 358205  | 385730  |
| Netzerlöse Inland Strom*                         | TEUR       | 256315  | 353275  | n.a.    | n.a.    | n.a.    |
| Netzabsatz Inland Strom an Endkunden ohne Handel | GWh        | 7247    | 7279    | n.a.    | n.a.    | n.a.    |
| ROCE°°                                           | %          | 7,10%   | 7,90%   | 6,20%   | 6,20%   | 6,20%   |
| Operating Cash Flow                              | TEUR       | 342829  | 399722  | 267100  | 242602  | 213179  |
| Operatives Ergebnis                              | TEUR       | 197315  | 184405  | 131019  | 114607  | 102532  |
| EBIT-Marge                                       | %          | 8,84%   | 8,90%   | 8,14%   | 9,49%   | 9,48%   |
| WACC°°                                           | %          | 6,50%   | 6,50%   | 6%      | 5,30%   | n.a.    |
| Umsatz je Mitarbeiter                            | TEUR       | 234     | 208     | 242     | 463     | 467     |
| Anzahl Mitarbeiter                               | X          | 9535    | 9973    | 6654    | 2608    | 2317    |
| Eigenkapital                                     | TEUR       | 3014733 | 2755953 | 2285407 | 1555668 | 1160162 |
| + lfr. Finanzverbindlichkeiten                   | TEUR       | 1172612 | 1397169 | 1035566 | 1017154 | 733990  |
| + kfr. Finanzverbindlichkeiten                   | TEUR       | 247234  | 15272   | 2272    | 1314    | 6635    |
| - kfr. Wertpapiere                               | TEUR       | 395700  | 282700  | 177194  | 423404  | 201784  |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                 | TEUR       | 471904  | 374622  | 83945   | 65999   | 100662  |
| = Capital employed                               | TEUR       | 3566975 | 3511071 | 3062106 | 2084734 | 1598341 |
| % Eigenkapital                                   | TEUR       | 48,14%  | 47,14%  | 48,22%  | 41,68%  | 38,75%  |
| % Fremdkapital                                   | TEUR       | 51,86%  | 52,86%  | 51,78%  | 58,32%  | 61,25%  |
| Fremdkapital ohne RAP                            | TEUR       | 3247193 | 3089838 | 2454197 | 2176299 | 1833640 |
| fiktive Verschuldungsdauer                       | "Jahre"    | 8,095   | 6,793   | 8,874   | 8,699   | 8,129   |
| Quasi-Preis                                      | ct/kWh     | 4,346   | 6,046   | 6,974   | 5,812   | 6,297   |

\*) tw. Schätzung

\*\*) incl. Handel

°) ohne Handel, ohne Netz

°°) explizit ausgewiesen

|                                  |  | 2007   | 2006   | 2005   | 2004   | 2003   |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Umsatzerlöse Konzern             | TEUR                                                                              | 934134 | 745517 | 582631 | 507102 | 444101 |
| Stromabsatz°                     | GWh                                                                               | 13280  | 10776  | 8476   | 7800   | 7326   |
| Umsatzerlöse Strom*°             | TEUR                                                                              | 816341 | 625981 | 475800 | 418332 | 357796 |
| Umsatzerlöse Strom ohne Handel*  | TEUR                                                                              | 387241 | 363181 | n.a.   | n.a.   | n.a.   |
| Netzabsatz**                     | GWh                                                                               | 4044   | 4041   | 3945   | n.a.   | n.a.   |
| Netzerlöse Strom**               | TEUR                                                                              | 115500 | 114200 | 115600 | n.a.   | n.a.   |
| ROCE                             | %                                                                                 | 11,32% | 10,46% | 15,01% | 15,20% | 13,40% |
| Operating Cash Flow              | TEUR                                                                              | 133013 | 112476 | 92371  | 98734  | 85000  |
| Betriebsergebnis (EBIT)          | TEUR                                                                              | 57538  | 52073  | 78406  | 72169  | 64580  |
| EBIT-Marge                       | %                                                                                 | 6,16%  | 6,98%  | 13,46% | 14,23% | 14,54% |
| Umsatz je Mitarbeiter            | TEUR                                                                              | 661    | 565    | 445    | 385    | 333    |
| Anzahl Mitarbeiter               | X                                                                                 | 1413   | 1319   | 1310   | 1318   | 1334   |
| Eigenkapital                     | TEUR                                                                              | 422102 | 340463 | 319069 | 233409 | 193828 |
| + lfr. Finanzverbindlichkeiten   | TEUR                                                                              | 162641 | 164372 | 296733 | 275722 | 300000 |
| + kfr. Finanzverbindlichkeiten   | TEUR                                                                              | 70615  | 130802 | 6343   | 27909  | 24504  |
| - Wertpapiere                    | TEUR                                                                              | 7      | 80000  | 80256  | 52106  | 31161  |
| - Kassenbestand + liquide Mittel | TEUR                                                                              | 147105 | 57954  | 19585  | 10268  | 5114   |
| = Capital employed               | TEUR                                                                              | 508246 | 497683 | 522304 | 474666 | 482057 |
| % Eigenkapital                   | TEUR                                                                              | 37,78% | 32,87% | 31,94% | 25,71% | 23,04% |
| % Fremdkapital                   | TEUR                                                                              | 62,22% | 67,13% | 68,06% | 74,29% | 76,96% |
| Fremdkapital ohne RAP            | TEUR                                                                              | 695181 | 695353 | 679977 | 674616 | 647527 |
| fiktive Verschuldungsdauer       | "Jahre"                                                                           | 4,120  | 5,667  | 7,149  | 6,729  | 7,558  |
| Implizite Kosten                 | "ct/kWh"                                                                          | 6,147  | 5,809  | 5,613  | 5,363  | 4,884  |

\*) incl. Netze

°) incl. Handel

\*\*) Quelle: KELAG Netz GmbH

|                                                                                   |         |         |         |         |         |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|  |         |         |         |         |         |         |
|                                                                                   |         | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
| Umsatzerlöse Konzern                                                              | TEUR    | 3038343 | 2878194 | 2506653 | 2021708 | 2478066 |
| Stromabsatz Inland                                                                | GWh     | 23523   | 25800   | 29217   | 33800   | 33828   |
| Umsatzerlöse Strom Inland <sup>oo</sup>                                           | TEUR    | 1005660 | 849493  | 528494  | 1003459 | 1023000 |
| Netzerlöse Inland                                                                 | TEUR    | 274500  | 268200  | 236600  | 261500  | 231364  |
| ROCE                                                                              | %       | 22,48%  | 24,46%  | 16,55%  | 11,38%  | 9,50%   |
| Operating Cash Flow                                                               | TEUR    | 807626  | 753856  | 680537  | 438522  | 410085  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                           | TEUR    | 916131  | 806453  | 526525  | 385501  | 321554  |
| EBIT-Marge                                                                        | %       | 30,15%  | 28,02%  | 21,01%  | 19,07%  | 12,98%  |
| WACC <sup>o</sup>                                                                 | %       | 7%      | 7%      | 6,50%   | 6,30%   | n.a.    |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    | 1245    | 1181    | 1029    | 809     | 1174    |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                | X       | 2441    | 2438    | 2436    | 2500    | 2111    |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    | 2674625 | 2292693 | 1965519 | 1648807 | 1437603 |
| + lfr. Finanzverbindlichkeiten                                                    | TEUR    | 1605163 | 908639  | 944695  | 1297099 | 1461236 |
| + kfr. Finanzverbindlichkeiten                                                    | TEUR    | 376767  | 438846  | 300106  | 462046  | 526967  |
| - Wertpapiere                                                                     | TEUR    | 250800  | 254600  | 0       | 7361    | 14032   |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    | 330120  | 87969   | 29689   | 12269   | 28121   |
| = Capital employed                                                                | TEUR    | 4075635 | 3297609 | 3180631 | 3388322 | 3383653 |
| % Eigenkapital                                                                    | TEUR    | 39,30%  | 35,60%  | 29,80%  | 26,43%  | 23,16%  |
| % Fremdkapital                                                                    | TEUR    | 63,56%  | 64,40%  | 70,20%  | 73,57%  | 76,84%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    | 4665153 | 4147499 | 4631163 | 4588502 | 4770705 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" | 5,368   | 5,385   | 6,762   | 10,436  | 11,565  |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/kWh  | 5,442   | 4,332   | 2,619   | 3,742   | 3,708   |

<sup>o</sup>) explizit ausgewiesen

<sup>oo</sup>) incl. Händler und Weiterverteiler,  
ohne Netz

|                                                                                   |         |  |         |         |         |         |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|  |         |  |         |         |         |         |         |
|                                                                                   |         |  | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
| Umsatzerlöse Konzern                                                              | TEUR    |  | 1956110 | 1976003 | 1790302 | 1709026 | 1703624 |
| Stromabsatz*                                                                      | GWh     |  | 8734    | 9030    | 8978    | 8985    | 9481    |
| Umsatzerlöse Strom Inland*                                                        | TEUR    |  | 1281800 | 1200800 | 1082100 | 1001600 | 1005699 |
| ROCE                                                                              | %       |  | 2,29%   | 4,09%   | 11,22%  | 12,32%  | 8,91%   |
| OCF                                                                               | TEUR    |  | 313055  | 201099  | 549000  | 362300  | 353000  |
| EBIT                                                                              | TEUR    |  | 29363   | 51235   | 90647   | 109845  | 81958   |
| EBIT-Marge                                                                        | %       |  | 1,50%   | 2,59%   | 5,06%   | 6,43%   | 4,81%   |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    |  | 359     | 360     | 322     | 305     | 298     |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                | X       |  | 5454    | 5485    | 5561    | 5605    | 5716    |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    |  | 1182330 | 1101777 | 1013960 | 899070  | 806665  |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                         | TEUR    |  | 229975  | 276490  | 304347  | 315956  | 375289  |
| - Wertpapiere                                                                     | TEUR    |  | 0       | 0       | 264062  | 86981   | 10376   |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    |  | 132348  | 124371  | 246599  | 236725  | 251452  |
| = Capital employed                                                                | TEUR    |  | 1279957 | 1253896 | 807645  | 891320  | 920126  |
| % Eigenkapital                                                                    | %       |  | 29,01%  | 27,53%  | 26,13%  | 27,40%  | 21,84%  |
| % Fremdkapital                                                                    | %       |  | 70,99%  | 72,47%  | 73,87%  | 72,60%  | 78,16%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    |  | 2892910 | 2900955 | 2866092 | 2381739 | 2887105 |
| Fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" |  | 8,818   | 13,807  | 4,771   | 5,921   | 7,466   |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/kWh  |  | 14,676  | 13,297  | 12,052  | 11,148  | 10,607  |

\*) incl. Netz, ohne Handel

|                                                                                     |         |  |         |         |         |         |         |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|  |         |  |         |         |         |         |         |
|                                                                                     |         |  | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
| Umsatzerlöse Konzern                                                                | TEUR    |  | 1174140 | 1157772 | 1043127 | 974377  | 946900  |
| Stromabsatz°                                                                        | GWh     |  | 10582   | 10634   | 13038   | 6700    | 6800    |
| Umsatzerlöse Strom Inland*                                                          | TEUR    |  | 661003  | 604426  | 599404  | 447870  | 488586  |
| Netzabsatz                                                                          | GWh     |  | 7977    | 7947    | 7774    | 7689    | n.a.    |
| ROCE                                                                                | %       |  | 9,91%   | 9,27%   | 6,48%   | 8,72%   | 6,35%   |
| Operating Cash Flow                                                                 | TEUR    |  | 231491  | 172011  | 166856  | 206387  | 196164  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                             | TEUR    |  | 113209  | 109443  | 70961   | 103787  | 89819   |
| EBIT-Marge                                                                          | %       |  | 9,64%   | 9,45%   | 6,80%   | 10,65%  | 9,49%   |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                               | TEUR    |  | 623     | 597     | 501     | 446     | 424     |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                  | X       |  | 1885    | 1940    | 2083    | 2187    | 2232    |
| Eigenkapital                                                                        | TEUR    |  | 1264455 | 1195025 | 1078364 | 1073407 | 998269  |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                           | TEUR    |  | 265099  | 347319  | 259421  | 330889  | 446813  |
| - kfr. Wertpapiere                                                                  | TEUR    |  | 27884   | 36763   | 28169   | 278     | 293     |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                    | TEUR    |  | 359132  | 324943  | 214689  | 213364  | 30302   |
| = Capital employed                                                                  | TEUR    |  | 1142538 | 1180638 | 1094927 | 1190654 | 1414487 |
| % Eigenkapital                                                                      | %       |  | 56,54%  | 53,82%  | 54,12%  | 53,31%  | 47,06%  |
| % Fremdkapital                                                                      | %       |  | 43,46%  | 46,18%  | 45,88%  | 46,69%  | 52,94%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                               | TEUR    |  | 972059  | 1025519 | 914201  | 940226  | 1123201 |
| Fiktive Verschuldungsdauer                                                          | "Jahre" |  | 2,648   | 4,073   | 4,192   | 3,522   | 5,571   |
| Quasi-Preis                                                                         | ct/kWh  |  | 8,286   | 7,606   | 7,710   | 5,825   | 6,246   |

\*) incl. Netze ohne Handel

°) incl. Handel

| <br>Vorarlberger Kraftwerke AG |         |        |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                                                                 |         | 2007   | 2006   | 2005*  | 2004   | 2003   |
| Umsatzerlöse Konzern                                                                                            | TEUR    | 456970 | 430192 | 402273 | 350723 | 270109 |
| Stromabsatz gesamt°                                                                                             | GWh     | 3195   | 3043   | 2746   | 2690   | 2622   |
| Netzabsatz in der Regelzone                                                                                     | GWh     | 2884   | 2850   | 2810   | 2742   | 2691   |
| Umsatzerlöse Strom Inland°                                                                                      | TEUR    | 334390 | 329489 | 311014 | 202753 | 187015 |
| ROCE                                                                                                            | %       | 19,82% | 9,76%  | 14,73% | 18,95% | 8,32%  |
| Operating Cash Flow**                                                                                           | TEUR    | 52562  | 47258  | 66087  | 33444  | 28353  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                                                         | TEUR    | 62716  | 31461  | 41188  | 37541  | 18078  |
| EBIT-Marge                                                                                                      | %       | 13,72% | 7,31%  | 10,24% | 10,70% | 6,69%  |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                                                           | TEUR    | 631    | 430    | 424    | 491    | 377    |
| Anzahl Mitarbeiter (per 31.12.)                                                                                 | X       | 724    | 1001   | 949    | 714    | 717    |
| Eigenkapital                                                                                                    | TEUR    | 365515 | 340236 | 228142 | 222579 | 219073 |
| + Finanzverbindlichkeiten u. PDFI                                                                               | TEUR    | 3401   | 38271  | 92111  | 47917  | 54843  |
| - Wertpapiere u. ADFI                                                                                           | TEUR    | 6556   | 8502   | 8380   | 26582  | 0      |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                                                | TEUR    | 45946  | 47674  | 32250  | 45838  | 56535  |
| = Capital employed                                                                                              | TEUR    | 316414 | 322331 | 279623 | 198076 | 217381 |
| % Eigenkapital                                                                                                  | %       | 53,92% | 45,13% | 40,85% | 33,53% | 34,49% |
| % Fremdkapital                                                                                                  | %       | 46,08% | 54,87% | 59,15% | 66,47% | 65,51% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                                                           | TEUR    | 312336 | 413695 | 330289 | 441272 | 416120 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                                                      | "Jahre" | 5,068  | 7,745  | 4,510  | 11,824 | 12,682 |
| Quasi-Preis                                                                                                     | ct/KWh  | 10,466 | 10,828 | 11,327 | 7,537  | 7,133  |

\*) auf IFRS umgestellt

°) ohne Handel

\*\* ) Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit im Jahr 2003

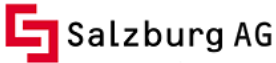
|                                  |  | 2007    | 2006   | 2005   | 2004   | 2003   |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| Umsatzerlöse Konzern             | TEUR                                                                              | 1093925 | 917334 | 860164 | 805753 | 881059 |
| Stromabsatz°                     | GWh                                                                               | 18523   | 17564  | 17290  | 19532  | 20275  |
| Stromabsatz Endkunden            | GWh                                                                               | 4708    | 4719   | 4673   | 4635   | 4656   |
| Umsatzerlöse Strom Inland        |                                                                                   |         |        |        |        |        |
| - incl. Elektrizitätsabgabe      | TEUR                                                                              | 963532  | 785732 | 832000 | 781900 | 746000 |
| - excl. Elektrizitätsabgabe      | TEUR                                                                              | *)      | *)     | 783200 | 734600 | 694200 |
| ROCE                             | %                                                                                 | 13,60%  | 10,14% | 10,09% | 9,70%  | 8,74%  |
| Operating Cash Flow              | TEUR                                                                              | 165971  | 134634 | 165493 | 168131 | 125000 |
| Betriebsergebnis (EBIT)          | TEUR                                                                              | 110304  | 74688  | 59178  | 60628  | 57317  |
| EBIT-Marge                       | %                                                                                 | 10,08%  | 8,14%  | 6,88%  | 7,52%  | 6,51%  |
| Umsatz je Mitarbeiter            | TEUR                                                                              | 840     | 706    | 656    | 604    | 640    |
| Anzahl Mitarbeiter               | X                                                                                 | 1302    | 1300   | 1312   | 1335   | 1377   |
| Eigenkapital                     | TEUR                                                                              | 774389  | 691828 | 648900 | 604997 | 557792 |
| + Finanzverbindlichkeiten        | TEUR                                                                              | 129560  | 114703 | 116504 | 216336 | 203753 |
| - Wertpapiere                    | TEUR                                                                              | 9585    | 14123  | 65155  | 50246  | 9200   |
| - Kassenbestand + liquide Mittel | TEUR                                                                              | 83097   | 55566  | 113755 | 145860 | 96474  |
| = Capital employed               | TEUR                                                                              | 811267  | 736842 | 586494 | 625228 | 655871 |
| % Eigenkapital                   | %                                                                                 | 48,79%  | 46,21% | 44,32% | 41,19% | 39,96% |
| % Fremdkapital                   | %                                                                                 | 51,21%  | 53,79% | 55,68% | 58,81% | 60,04% |
| Fremdkapital ohne RAP            | TEUR                                                                              | 812820  | 805362 | 815115 | 863873 | 838242 |
| fiktive Verschuldungsdauer       | "Jahre"                                                                           | 4,397   | 5,569  | 4,238  | 4,271  | 5,934  |
| Quasi-Preis                      | ct/KWh                                                                            | 5,202   | 4,474  | 4,812  | 4,003  | 3,679  |

\*) Elektrizitätsabgabe und Netzerlöse ab GJ 2006 in TIWAG Netz AG erfasst

°) incl. Handel

|  |         | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Umsatzerlöse Konzern                                                                | TEUR    | 1141791 | 1095305 | 958440  | 695238  | 601335  |
| Stromabsatz*                                                                        | GWh     | 6801    | 7082    | 7490    | 7870    | 7523    |
| Umsatzerlöse Strom Inland*                                                          | TEUR    | 412855  | 629714  | 782890  | 598104  | 562937  |
| ROCE                                                                                | %       | 11,28%  | 6,56%   | 6,42%   | 7,08%   | 4,72%   |
| Operating Cash Flow                                                                 | TEUR    | 311453  | 168081  | 196451  | 165413  | 141183  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                             | TEUR    | 160419  | 94077   | 80417   | 79613   | 48600   |
| EBIT-Marge                                                                          | %       | 14,05%  | 8,59%   | 8,39%   | 11,45%  | 8,08%   |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                               | TEUR    | 218     | 229     | 216     | 222     | 263     |
| Anzahl Mitarbeiter (Jahresmittel)                                                   | X       | 5229    | 4790    | 4442    | 3138    | 2287    |
| Eigenkapital                                                                        | TEUR    | 956123  | 828049  | 759802  | 689406  | 613599  |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                           | TEUR    | 616704  | 650395  | 779790  | 502492  | 609462  |
| - Wertpapiere                                                                       | TEUR    | 0       | 0       | 0       | 5083    | 0       |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                    | TEUR    | 150353  | 45287   | 287298  | 62457   | 192845  |
| = Capital employed                                                                  | TEUR    | 1422474 | 1433157 | 1252294 | 1124358 | 1030215 |
| % Eigenkapital                                                                      | %       | 34,78%  | 33,46%  | 30,18%  | 32,80%  | 28,77%  |
| % Fremdkapital                                                                      | %       | 65,22%  | 66,54%  | 69,82%  | 67,20%  | 71,23%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                               | TEUR    | 1792564 | 1646989 | 1758133 | 1412551 | 1519044 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                          | "Jahre" | 5,273   | 9,529   | 7,487   | 8,509   | 10,759  |
| Quasi-Preis                                                                         | ct/kWh  | 6,071   | 8,892   | 10,452  | 7,600   | 7,483   |

\*) incl. Netze, excl. Elektrizitätsabgabe, excl. Handel

|  |         |        |        |        |         |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|---------|--------|
|                                                                                   |         | 2007   | 2006   | 2005   | 2004    | 2003   |
| Umsatzerlöse Konzern                                                              | TEUR    | 978968 | 825399 | 728068 | 597001  | 515473 |
| Stromabsatz an Endkunden*                                                         | GWh     | 3370   | 3349   | 3385   | 3275    | 3251   |
| Netzabsatz                                                                        | GWh     | 4078   | 4015   | 3383   | 3970    | 3872   |
| Netzerlöse                                                                        | TEUR    | 276320 | 281198 | 282034 | n.a.    | n.a.   |
| Umsatzerlöse Strom Inland*                                                        |         | 171735 | 154300 | 158877 | 177999  | 197524 |
| ROCE                                                                              | %       | 10,02% | 8,48%  | 9,47%  | 9,79%   | 10,81% |
| Operating Cash Flow°                                                              | TEUR    | 126557 | 112868 | 109246 | 84223   | 79502  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                           | TEUR    | 36500  | 32803  | 34559  | 31524   | 34765  |
| EBIT-Marge                                                                        | %       | 3,73%  | 3,97%  | 4,75%  | 5,28%   | 6,74%  |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    | 498    | 404    | 356    | 289     | 248    |
| Anzahl Mitarbeiter (per 31.12.)                                                   | X       | 1964   | 2045   | 2047   | 2068    | 2080   |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    | 325873 | 323791 | 304602 | 289786  | 275122 |
| + kfr. Finanzverbindlichkeiten                                                    | TEUR    | 32778  | 53443  | 48979  | 19481   | 33215  |
| + kfr. Anleihen                                                                   | TEUR    | 8503   | 10786  | 11876  | 13330   | 13693  |
| - Wertpapiere des UV                                                              | TEUR    | 0      | 0      | 0      | 0       | 0      |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    | 2852   | 1183   | 644    | 604     | 371    |
| = Capital employed                                                                | TEUR    | 364301 | 386837 | 364813 | 321993  | 321659 |
| % Eigenkapital                                                                    | %       | 25,62% | 27,75% | 26,11% | 20,27%  | 23,75% |
| % Fremdkapital                                                                    | %       | 74,38% | 72,25% | 73,89% | 79,73%  | 76,25% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    | 946285 | 843070 | 862012 | 1139664 | 883128 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" | 7,455  | 7,459  | 7,885  | 13,524  | 11,104 |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/kWh  | 5,095  | 4,607  | 4,694  | 5,436   | 6,075  |

°) Schätzung da selbst berechnet (nicht ausgewiesen)

\*) ohne Handel, Schätzung

|                                  |  |        |        |        |        |        |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                  |                                                                                   | 2007   | 2006   | 2005   | 2004   | 2003*  |
| Umsatzerlöse Konzern             | TEUR                                                                              | 242778 | 216280 | 210651 | 194553 | 237055 |
| Stromabsatz Inland               | GWh                                                                               | 1173   | 1218   | 1203   | 1303   | 1208   |
| Netzabsatz Inland                | GWh                                                                               | 1453   | 1506   | 1439   | 1403   | n.a.   |
| Netzerlöse Inland <sup>°</sup>   | TEUR                                                                              | 60823  | 65661  | 66000  | 73803  | 75000  |
| Umsatzerlöse Strom Inland**      | TEUR                                                                              | 138300 | 130100 | 128100 | n.a.   | n.a.   |
| Umsatzerlöse Strom Inland***     |                                                                                   | 73500  | 60400  | 57200  | 54313  | 47604  |
| ROCE                             | %                                                                                 | 2,06%  | 5,65%  | 7,21%  | 9,31%  | 16,06% |
| Operating Cash Flow              | TEUR                                                                              | 40648  | 32361  | 57469  | 55923  | 57112  |
| Betriebsergebnis (EBIT)          | TEUR                                                                              | 9554   | 21748  | 25776  | 30602  | 35481  |
| EBIT-Marge                       | %                                                                                 | 3,94%  | 10,06% | 12,24% | 15,73% | 14,97% |
| Umsatz je Mitarbeiter            | TEUR                                                                              | 187    | 206    | 220    | 231    | 323    |
| Anzahl Mitarbeiter               | X                                                                                 | 1245   | 1049   | 956    | 842    | 733    |
| Eigenkapital                     | TEUR                                                                              | 232403 | 224010 | 213402 | 193213 | 164542 |
| + Finanzverbindlichkeiten        | TEUR                                                                              | 246306 | 164768 | 157853 | 144526 | 75341  |
| - Wertpapiere                    | TEUR                                                                              | 81     | 919    | 919    | 919    | 4129   |
| - Kassenbestand + liquide Mittel | TEUR                                                                              | 14959  | 2792   | 12930  | 8154   | 14861  |
| = Capital employed               | TEUR                                                                              | 463670 | 385067 | 357405 | 328666 | 220893 |
| % Eigenkapital                   | %                                                                                 | 34,70% | 39,13% | 38,10% | 35,54% | 36,17% |
| % Fremdkapital                   | %                                                                                 | 65,30% | 60,87% | 61,90% | 64,46% | 63,83% |
| Fremdkapital ohne RAP            | TEUR                                                                              | 437417 | 348536 | 346727 | 350440 | 290338 |
| fiktive Verschuldungsdauer       | "Jahre"                                                                           | 10,393 | 10,684 | 5,808  | 6,121  | 4,823  |
| Quasi-Preis                      | ct/kWh                                                                            | 11,452 | 10,352 | 10,238 | 9,836  | 10,146 |

\*) GJ 2002/03 plus Rumpfwirtschaftsjahr 2003, tw. Schätzung

\*\*) Netz, Vertrieb und Handel

\*\*\*) nur Vertrieb

°) Schätzung für 2003 und 2004

## 7.1. Graphiken Österreich

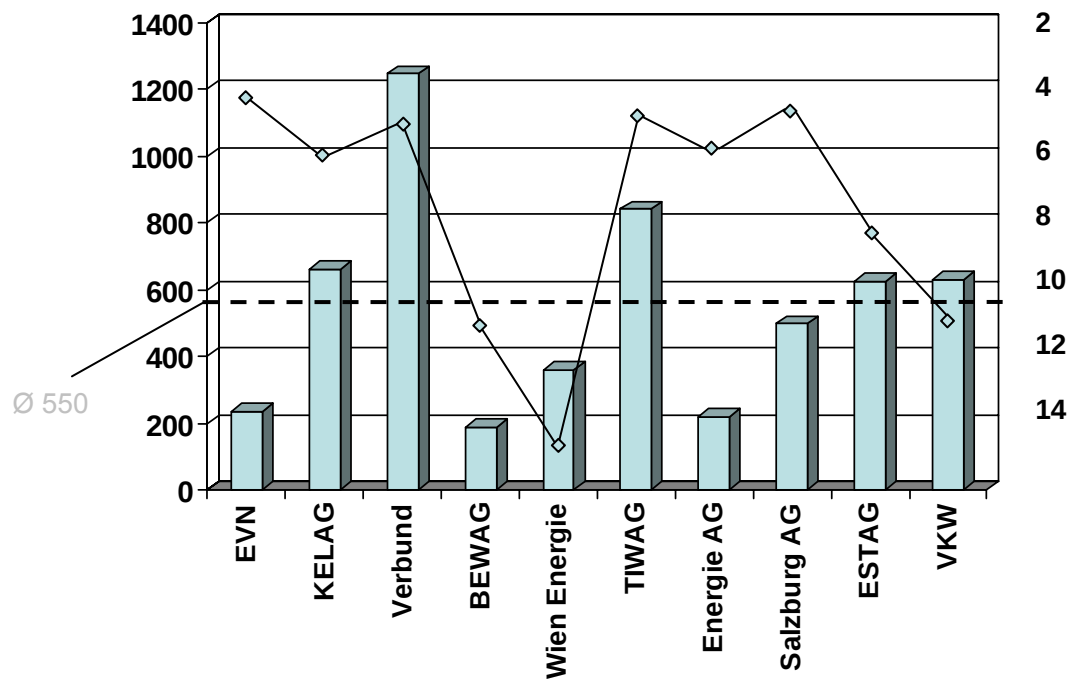


Abb. 36: Umsatz pro Mitarbeiter (in Tausend Euro, links) versus Quasi-Kosten (in ct./kWh, rechts) österreichischer EVU im Jahr 2007

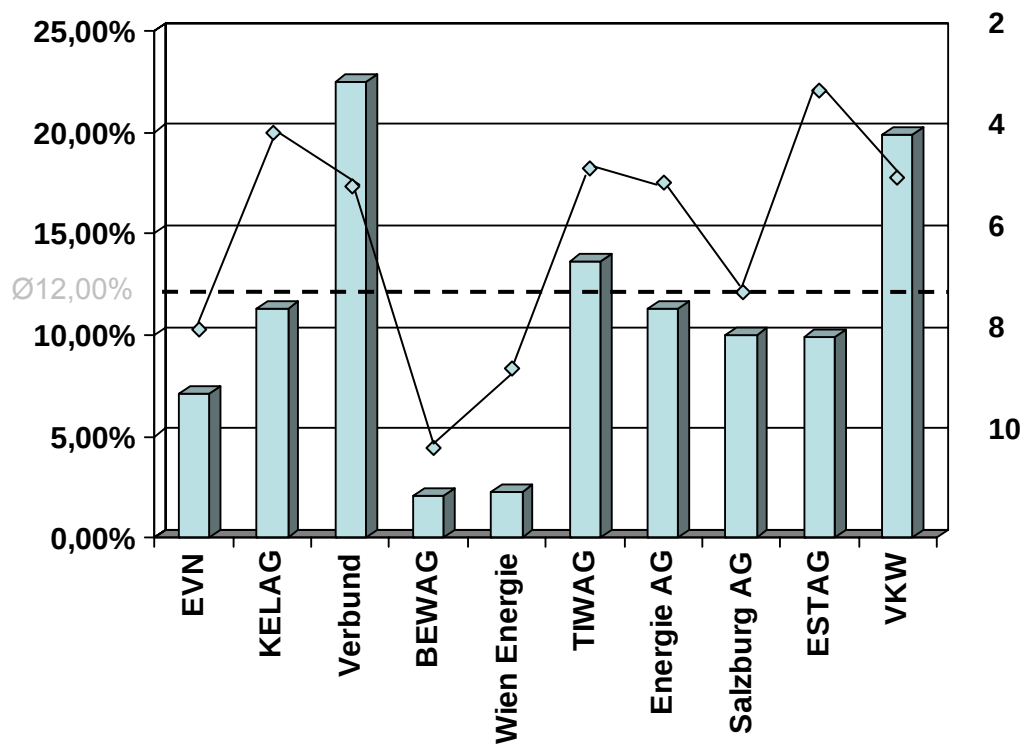


Abb. 37: ROCE (in %, links) versus Verschuldungsdauer (in „Jahren“, rechts) österreichischer EVU im Jahr 2007

| <br>ENERGIE UND DIENSTLEISTUNGEN |         | 2007   | 2006   | 2005   | 2004   | 2003   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Umsatzerlöse gesamt                                                                                               | TEUR    | 422040 | 446240 | 456659 | 416449 | 400862 |
| Stromabsatz*                                                                                                      | GWh     | 5452   | 5365   | 5779   | 5989   | 5934   |
| Umsatzerlöse Strom Inland*                                                                                        | TEUR    | 370838 | 402430 | 377782 | 380256 | 376639 |
| ROCE                                                                                                              | %       | 20,08% | 18,32% | 10,79% | 13,67% | 11,61% |
| OCF                                                                                                               | TEUR    | 131081 | 106441 | 43734  | 89736  | 77539  |
| EBIT                                                                                                              | TEUR    | 129376 | 116742 | 63437  | 74726  | 65955  |
| EBIT-Marge                                                                                                        | %       | 30,65% | 26,16% | 13,89% | 17,94% | 16,45% |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                                                             | TEUR    | 287    | 315    | 358    | 333    | 348    |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                                                | X       | 1473   | 1418   | 1277   | 1250   | 1152   |
| Eigenkapital                                                                                                      | TEUR    | 609134 | 536213 | 432370 | 476425 | 427388 |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                                                         | TEUR    | 73851  | 145292 | 169640 | 100392 | 165150 |
| - Wertpapiere                                                                                                     | TEUR    | 183    | 191    | 194    | 260    | 263    |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                                                  | TEUR    | 38356  | 44001  | 13954  | 29760  | 24289  |
| = Capital employed                                                                                                | TEUR    | 644446 | 637313 | 587862 | 546797 | 567986 |
| % Eigenkapital                                                                                                    | %       | 68,28% | 58,03% | 50,47% | 55,09% | 49,19% |
| % Fremdkapital                                                                                                    | %       | 31,72% | 41,97% | 49,53% | 44,91% | 50,81% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                                                             | TEUR    | 282984 | 387742 | 424295 | 388443 | 441474 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                                                        | "Jahre" | 1,866  | 3,229  | 9,383  | 3,997  | 5,380  |
| Quasi-Preis                                                                                                       | ct/KWh  | 6,802  | 7,501  | 6,537  | 6,349  | 6,347  |
| *) ohne Handel                                                                                                    |         |        |        |        |        |        |

|  |         | 2007    | 2006    | 2005   | 2004    | 2003    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|
| Umsatzerlöse Konzern                                                                | TEUR    | 1598626 | 1566497 | 644398 | 1744949 | 1755896 |
| Stromabsatz national*°                                                              | GWh     | 8000    | 7800    | 7500   | 7200    | 7000    |
| Umsatzerlöse Strom Inland°                                                          | TEUR    | 210583  | 199993  | 89750  | 273927  | 285395  |
| Stromabsatz gesamt                                                                  | GWh     | 128841  | 115642  | 98166  | 93306   | 68476   |
| ROCE                                                                                | %       | 22,70%  | 26,80%  | 16,29% | 14,57%  | 14,07%  |
| Operating Cash Flow                                                                 | TEUR    | 106361  | 95228   | 46415  | 61748   | 173762  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                             | TEUR    | 119433  | 151481  | 40106  | 122479  | 140870  |
| EBIT-Marge                                                                          | %       | 7,47%   | 9,67%   | 6,22%  | 7,02%   | 8,02%   |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                               | TEUR    | 177     | 181     | 75     | 218     | 216     |
| Anzahl Mitarbeiter (per 31.12.)                                                     | X       | 9034    | 8668    | 8649   | 8010    | 8130    |
| Eigenkapital                                                                        | TEUR    | 430317  | 404962  | 185058 | 539468  | 633917  |
| + Finanzverbindlichkeiten u. PDFI                                                   | TEUR    | 211890  | 307937  | 127903 | 472638  | 641890  |
| - Wertpapiere u. ADFI                                                               | TEUR    | 357     | 9675    | 2779   | 21345   | 1993    |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                    | TEUR    | 115631  | 138074  | 63989  | 149923  | 272770  |
| = Capital employed                                                                  | TEUR    | 526220  | 565150  | 246193 | 840838  | 1001043 |
| % Eigenkapital                                                                      | %       | 38,58%  | 32,52%  | 33,68% | 34,32%  | 30,21%  |
| % Fremdkapital                                                                      | %       | 61,42%  | 67,48%  | 66,32% | 65,68%  | 69,79%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                               | TEUR    | 684990  | 840192  | 364483 | 1032435 | 1464188 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                          | "Jahre" | 5,353   | 7,373   | 6,474  | 14,292  | 6,857   |
| Quasi-Preis                                                                         | ct/KWh  | 2,632   | 2,564   | 1,197  | 3,805   | 4,077   |
| *) Schätzung                                                                        |         |         |         |        |         |         |
| °) ohne Handel                                                                      |         |         |         |        |         |         |

|  |         |  |         |         |         |         |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                                                   |         |  | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003*   |
| Umsatzerlöse gesamt                                                               | TEUR    |  | 1605483 | 1433780 | 1304021 | 1116531 | 1125440 |
| Stromabsatz Inland                                                                | GWh     |  | 14700   | 15459   | 15400   | 15084   | 12530   |
| Umsatzerlöse Strom Inland                                                         | TEUR    |  | 697440  | 713295  | 647993  | 552416  | 556820  |
| ROCE                                                                              | %       |  | 17,50%  | 27,95%  | 14,30%  | 11,28%  | 10,51%  |
| Operating Cash Flow                                                               | TEUR    |  | 407733  | 285751  | 201230  | 363427  | 406900  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                           | TEUR    |  | 457535  | 610353  | 277587  | 211376  | 190426  |
| EBIT-Marge                                                                        | %       |  | 28,50%  | 42,57%  | 21,29%  | 18,93%  | 16,92%  |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    |  | 1120    | 1059    | 1050    | 974     | 1046    |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                | X       |  | 1434    | 1354    | 1242    | 1146    | 1076    |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    |  | 2321162 | 2111661 | 1771598 | 1614009 | 1549867 |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                         | TEUR    |  | 304476  | 74649   | 191475  | 261020  | 264740  |
| - Wertpapiere                                                                     | TEUR    |  | 1035    | 0       | 0       | 0       | 0       |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    |  | 9437    | 2734    | 21964   | 1430    | 1909    |
| = Capital employed                                                                | TEUR    |  | 2615165 | 2183576 | 1941109 | 1873599 | 1812698 |
| % Eigenkapital                                                                    | %       |  | 49,09%  | 47,95%  | 42,37%  | 39,82%  | 41,59%  |
| % Fremdkapital                                                                    | %       |  | 50,91%  | 52,05%  | 57,63%  | 60,18%  | 58,41%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    |  | 2406885 | 2292306 | 2409784 | 2438980 | 2176435 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" |  | 5,880   | 8,012   | 11,866  | 6,707   | 5,344   |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/KWh  |  | 4.744   | 4.614   | 4.208   | 3.662   | 4.444   |

\*) Schätzung bei Stromabsatz Inland  
und Umsatzerlöse Strom Inland

|  |         |         |         |         |         |         |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                                                     |         | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003    |
| Umsatzerlöse Konzern                                                                | TEUR    | 3586248 | 4054885 | 2590729 | 2091733 | 1443497 |
| Stromabsatz national                                                                | GWh     | 3572    | 4340    | 3494    | 4435    | 3013    |
| Umsatzerlöse Strom Inland                                                           | TEUR    | 168554  | 227074  | 150016  | 128239  | 112837  |
| ROCE                                                                                | %       | 11,88%  | 13,82%  | 7,51%   | 25,41%  | 33,22%  |
| Operating Cash Flow                                                                 | TEUR    | 95586   | 95060   | 66667   | 40872   | 110451  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                             | TEUR    | 180274  | 175686  | 66086   | 132687  | 126841  |
| EBIT-Marge                                                                          | %       | 5,03%   | 4,33%   | 2,55%   | 6,34%   | 8,79%   |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                               | TEUR    | 6831    | 9747    | 8046    | 8434    | 5990    |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                  | X       | 525     | 416     | 322     | 248     | 241     |
| Eigenkapital                                                                        | TEUR    | 1174006 | 1063524 | 875786  | 777537  | 671789  |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                           | TEUR    | 792209  | 558659  | 199615  | 65044   | 67666   |
| - Wertpapiere                                                                       | TEUR    | 32938   | 35735   | 29199   | 33529   | 18430   |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                    | TEUR    | 416317  | 315318  | 166281  | 286881  | 339251  |
| = Capital employed                                                                  | TEUR    | 1516959 | 1271130 | 879920  | 522170  | 381773  |
| % Eigenkapital                                                                      | %       | 35,36%  | 37,85%  | 42,19%  | 51,65%  | 49,61%  |
| % Fremdkapital                                                                      | %       | 64,64%  | 62,15%  | 57,81%  | 48,35%  | 50,39%  |
| Fremdkapital ohne RAP                                                               | TEUR    | 2146489 | 1746555 | 1199950 | 727828  | 682255  |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                          | "Jahre" | 18,101  | 15,056  | 15,505  | 10,789  | 3,105   |
| Quasi-Preis                                                                         | ct/KWh  | 4,719   | 5,232   | 4,293   | 2,891   | 3,745   |

|                                                                                   |         |        |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  |         |        |        |        |        |        |
|                                                                                   |         | 2007   | 2006   | 2005   | 2004   | 2003   |
| Umsatzerlöse gesamt                                                               | TEUR    | 404783 | 427798 | 407076 | 412183 | 394367 |
| Stromabsatz national                                                              | GWh     | 5314   | 5512   | 5457   | 5449   | 6019   |
| Umsatzerlöse Strom Inland                                                         | TEUR    | 367131 | 392757 | 374322 | 378193 | 364688 |
| ROCE                                                                              | %       | 18,63% | 16,33% | 19,29% | 26,83% | 29,91% |
| Operating Cash Flow                                                               | TEUR    | 140132 | 84473  | 99035  | 125451 | 147446 |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                           | TEUR    | 114422 | 94747  | 107837 | 140331 | 134470 |
| EBIT-Marge                                                                        | %       | 28,27% | 22,15% | 26,49% | 34,05% | 36,87% |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    | 442    | 478    | 460    | 481    | 444    |
| Anzahl Mitarbeiter                                                                | X       | 915    | 895    | 885    | 857    | 822    |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    | 615078 | 580881 | 560205 | 523051 | 449748 |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                         | TEUR    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| - Wertpapiere                                                                     | TEUR    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    | 833    | 769    | 1198   | 92     | 141    |
| = Capital employed                                                                | TEUR    | 614245 | 580112 | 559007 | 522959 | 449607 |
| % Eigenkapital                                                                    | %       | 80,29% | 79,48% | 78,78% | 77,70% | 73,86% |
| % Fremdkapital                                                                    | %       | 19,71% | 20,52% | 21,22% | 22,30% | 26,14% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    | 151006 | 149959 | 150938 | 150130 | 159137 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" | 4,377  | 6,858  | 5,632  | 4,168  | 3,048  |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/KWh  | 6,909  | 7,126  | 6,859  | 6,941  | 6,059  |

| <br><b>RÄTIA ENERGIE</b> |         |         |         |         |        |        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
|                                                                                                             |         | 2007    | 2006    | 2005*   | 2004   | 2003   |
| Umsatzerlöse gesamt                                                                                         | TEUR    | 1134492 | 1095414 | 566241  | 368201 | 242933 |
| Stromabsatz national                                                                                        | GWh     | 2029    | 1324    | 2069    | 2958   | 2415   |
| Umsatzerlöse Strom Inland                                                                                   | TEUR    | 135328  | 136579  | 113248  | 158327 | 111749 |
| ROCE                                                                                                        | %       | 7,40%   | 11,69%  | 14,28%  | 28,85% | 48,38% |
| Operating Cash Flow                                                                                         | TEUR    | 10393   | 77190   | -20613  | 69690  | 50792  |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                                                     | TEUR    | 44244   | 64252   | 71093   | 88352  | 43102  |
| EBIT-Marge                                                                                                  | %       | 3,90%   | 5,87%   | 12,56%  | 24,00% | 17,74% |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                                                       | TEUR    | 2015    | 2036    | 1180    | 877    | 1034   |
| Anzahl Mitarbeiter (per 31. 12.)                                                                            | X       | 563     | 538     | 480     | 420    | 235    |
| Eigenkapital                                                                                                | TEUR    | 467629  | 445337  | 401600  | 359938 | 155435 |
| + Finanzverbindlichkeiten                                                                                   | TEUR    | 281726  | 235941  | 173301  | 77302  | 32911  |
| - Wertpapiere                                                                                               | TEUR    | 58579   | 45438   | 35571   | 55302  | 63571  |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                                            | TEUR    | 92947   | 86106   | 41632   | 75676  | 35676  |
| = Capital employed                                                                                          | TEUR    | 597829  | 549734  | 497698  | 306263 | 89099  |
| % Eigenkapital                                                                                              | %       | 40,47%  | 38,42%  | 43,70%  | 46,73% | 36,45% |
| % Fremdkapital                                                                                              | %       | 59,53%  | 61,58%  | 56,30%  | 53,27% | 63,55% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                                                       | TEUR    | 687907  | 713776  | 517459  | 410381 | 270979 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                                                  | "Jahre" | 57,248  | 8,131   | -23,083 | 4,803  | 4,633  |
| Quasi-Preis                                                                                                 | ct/KWh  | 6,668   | 10,313  | 5,473   | 5,353  | 4,626  |

\*) Umstellung auf IFRS

|  |         |         |         |         |         |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
|                                                                                   |         | 2007    | 2006    | 2005    | 2004    | 2003*  |
| Umsatzerlöse gesamt                                                               | TEUR    | 1366309 | 1203811 | 868148  | 626719  | 695789 |
| Stromabsatz an Aktionäre                                                          | GWh     | 4277    | 4680    | 4614    | 4868    | 5162   |
| Aktienkapital                                                                     | TEUR    | 197261  | 206016  | 209305  | 109814  | 169000 |
| Gesamtabsatz incl. Handel                                                         | TEUR    | 91371   | 58270   | 39304   | 33903   | 53238  |
| ROCE                                                                              | %       | 10,99%  | 2,69%   | 4,87%   | 3,57%   | 12,10% |
| Operating Cash Flow                                                               | TEUR    | 63509   | 38569   | 91880   | 88031   | 118798 |
| Betriebsergebnis (EBIT)                                                           | TEUR    | 262947  | 47519   | 54464   | 35790   | 105429 |
| EBIT-Marge                                                                        | %       | 19,25%  | 3,95%   | 6,27%   | 5,71%   | 15,15% |
| Umsatz je Mitarbeiter                                                             | TEUR    | 2070    | 2061    | 3964    | 2823    | 2936   |
| Anzahl Mitarbeiter (per 31. 12.)                                                  | X       | 660     | 584     | 219     | 222     | 237    |
| Eigenkapital                                                                      | TEUR    | 2055152 | 1397200 | 985163  | 821986  | 775499 |
| + Finanzverbindlichkeiten u. PDFI                                                 | TEUR    | 462478  | 460871  | 286925  | 370737  | 319500 |
| - Finanzdarlehen u. ADFI                                                          | TEUR    | 27155   | 35238   | 1758    | 26001   | 32929  |
| - Kassenbestand + liquide Mittel                                                  | TEUR    | 98422   | 56979   | 151372  | 165087  | 191035 |
| = Capital employed                                                                | TEUR    | 2392054 | 1765855 | 1118959 | 1001635 | 871035 |
| % Eigenkapital                                                                    | %       | 72,14%  | 66,66%  | 64,77%  | 58,56%  | 59,29% |
| % Fremdkapital                                                                    | %       | 27,86%  | 33,34%  | 35,23%  | 41,44%  | 40,71% |
| Fremdkapital ohne RAP                                                             | TEUR    | 793504  | 698948  | 535746  | 581764  | 532490 |
| fiktive Verschuldungsdauer                                                        | "Jahre" | 10,945  | 16,645  | 4,183   | 4,733   | 2,874  |
| Quasi-Preis                                                                       | ct/KWh  | 4,612   | 4,402   | 4,536   | 2,256   | 3,274  |

\*) wertkorrigiert

|                                  |  |        |        |        |        |        |
|----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                  |                                                                                     | 2007   | 2006   | 2005   | 2004   | 2003   |
| Umsatzerlöse gesamt              | TEUR                                                                                | 407768 | 430659 | 401813 | 464472 | 485089 |
| Stromabsatz national             | GWh                                                                                 | 5792   | 5903   | 5751   | 5537   | 5403   |
| Umsatzerlöse Strom Inland        | TEUR                                                                                | 333497 | 357845 | 335137 | 399073 | 422634 |
| ROCE                             | %                                                                                   | -1,82% | -0,50% | -4,64% | 1,56%  | 3,19%  |
| Operating Cash Flow              | TEUR                                                                                | 56910  | 41995  | 67005  | 49116  | 68697  |
| Betriebsergebnis (EBIT)          | TEUR                                                                                | -9067  | -2597  | -23421 | 8244   | 16601  |
| EBIT-Marge                       | %                                                                                   | -2,22% | -0,60% | -5,83% | 1,77%  | 3,42%  |
| Umsatz je Mitarbeiter            | TEUR                                                                                | 311    | 355    | 346    | 410    | 423    |
| Anzahl Mitarbeiter               | X                                                                                   | 1313   | 1214   | 1160   | 1133   | 1146   |
| Eigenkapital                     | TEUR                                                                                | 796139 | 823463 | 821246 | 824789 | 813299 |
| + Finanzverbindlichkeiten        | TEUR                                                                                | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| - Wertpapiere                    | TEUR                                                                                | 261727 | 265865 | 265304 | 217803 | 201867 |
| - Kassenbestand + liquide Mittel | TEUR                                                                                | 36603  | 39071  | 51338  | 77438  | 90281  |
| = Capital employed               | TEUR                                                                                | 497809 | 518528 | 504605 | 529548 | 521151 |
| % Eigenkapital                   | %                                                                                   | 77,97% | 84,50% | 84,56% | 84,30% | 82,16% |
| % Fremdkapital                   | %                                                                                   | 22,03% | 15,50% | 15,44% | 15,70% | 17,84% |
| Fremdkapital ohne RAP            | TEUR                                                                                | 224905 | 151105 | 149902 | 153576 | 176608 |
| fiktive Verschuldungsdauer       | "Jahre"                                                                             | 3,309  | 2,668  | 1,471  | 1,550  | 1,257  |
| Quasi-Preis                      | ct/KWh                                                                              | 5,758  | 6,062  | 5,827  | 7,208  | 7,822  |

| ÖSTERREICH |           |            |            |            | Angaben in TEUR                      | SCHWEIZ    |            |            |            |            |
|------------|-----------|------------|------------|------------|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 2003       | 2004      | 2005       | 2006       | 2007       |                                      | 2007       | 2006       | 2005       | 2004       | 2003       |
| 9.159.816  | 9.062.807 | 10.691.839 | 12.313.568 | 13.250.284 | Umsatzerlöse Konzern Total           | 18.781.331 | 17.765.657 | 13.385.210 | 11.069.717 | 10.138.599 |
| 915.982    | 906.281   | 1.069.184  | 1.231.357  | 1.325.028  | mittlere Umsätze ungewichtet         | 2.086.815  | 1.973.962  | 1.487.246  | 1.229.969  | 1.126.511  |
| 1.701.851  | 1.497.201 | 1.825.256  | 2.106.623  | 2.242.955  | mittlere Umsätze gewichtet (n. Kap.) | 3.636.888  | 3.306.053  | 2.532.321  | 2.066.087  | 1.735.608  |
| 1.688.578  | 1.855.679 | 2.350.609  | 2.134.366  | 2.525.206  | OCF Total                            | 1.670.703  | 1.337.862  | 1.147.072  | 1.186.824  | 1.467.911  |
| 410.085    | 438.522   | 680.537    | 753.856    | 807.626    | Maximum OCF                          | 544.902    | 438.101    | 399.230    | 363.427    | 406.900    |
| 28.353     | 33.444    | 57.469     | 32.361     | 40.648     | Minimum OCF                          | 10.393     | 38.569     | - 20.613   | 40.872     | 50.792     |
| 254.260    | 261.858   | 354.980    | 333.475    | 371.525    | Mittlerer OCF nach Umsatz gewichtet  | 322.706    | 249.630    | 227.971    | 145.777    | 227.298    |
| 168.858    | 185.568   | 235.061    | 213.437    | 252.521    | Mittlerer OCF (ungewichtet)          | 185.634    | 148.651    | 127.452    | 131.869    | 163.101    |
| 219.219    | 235.983   | 369.003    | 393.109    | 424.137    | Median                               | 277.647    | 238.335    | 189.308    | 202.149    | 228.846    |
| 126.817    | 132.236   | 212.210    | 215.407    | 222.708    | Standardabweichung                   | 178.523    | 132.485    | 123.878    | 101.263    | 125.739    |
| 854.684    | 1.025.817 | 1.138.676  | 1.458.386  | 1.693.049  | EBIT Total                           | 1.980.586  | 2.060.543  | 1.178.396  | 1.189.373  | 1.149.837  |
| 321.554    | 385.501   | 526.525    | 806.453    | 916.131    | Maximum EBIT                         | 611.873    | 696.893    | 344.965    | 313.198    | 279.089    |
| 18.078     | 30.602    | 25.776     | 21.748     | 9.554      | Minimum EBIT                         | 44.244     | 47.519     | 54.464     | 35.790     | 43.102     |
| 85.468     | 102.582   | 113.868    | 145.839    | 169.305    | Mittlerer EBIT (ungewichtet)         | 220.065    | 228.949    | 130.933    | 132.153    | 127.760    |
| 169.816    | 208.052   | 276.151    | 414.101    | 462.842    | Median                               | 328.059    | 372.206    | 199.715    | 174.494    | 161.096    |
| 87.087     | 104.305   | 148.197    | 237.104    | 269.121    | Standardabweichung                   | 199.090    | 253.061    | 121.017    | 94.693     | 82.413     |
| 9,43%      | 11,06%    | 9,70%      | 9,40%      | 10,18%     | Mittlere EBIT-Marge (ungewichtet)    | 14,69%     | 14,62%     | 11,20%     | 14,71%     | 14,81%     |
| 4%         | 4%        | 5%         | 7%         | 8%         | Standardabweichung                   | 12%        | 14%        | 10%        | 10%        | 10%        |
| 9,33%      | 11,32%    | 10,65%     | 11,84%     | 12,78%     | nach Umsatz gewichtet                | 9,59%      | 11,60%     | 8,80%      | 10,74%     | 11,45%     |
| 10,47%     | 10,87%    | 10,34%     | 9,68%      | 10,99%     | Mittlerer ROCE (ungewichtet)         | 13,25%     | 14,70%     | 10,68%     | 15,33%     | 19,61%     |
| 3%         | 4%        | 4%         | 6%         | 7%         | Standardabweichung                   | 8%         | 10%        | 7%         | 10%        | 14%        |
| 8,69%      | 10,46%    | 10,87%     | 11,55%     | 11,92%     | nach Umsatz gewichtet                | 16,78%     | 19,28%     | 12,58%     | 15,78%     | 17,01%     |
| 8,559      | 7,955     | 6,168      | 7,671      | 6,163      | Mittlere "Verschuldungsdauer"        | 12,545     | 8,465      | 4,335      | 6,464      | 4,793      |
| 2,78       | 3,25      | 1,69       | 2,94       | 2,42       | Standardabweichung                   | 17,46      | 4,68       | 11,09      | 3,90       | 2,77       |
| 8,821      | 7,871     | 6,352      | 7,564      | 6,155      | nach Umsatz gewichtet                | 11,272     | 9,692      | 7,375      | 9,991      | 6,083      |
| 6,626      | 6,630     | 7,661      | 7,624      | 7,718      | Mittlerer "Quasi-Preis"              | 6,750      | 7,185      | 6,230      | 5,851      | 5,901      |
| 2,36       | 2,40      | 3,25       | 3,11       | 3,42       | Standardabweichung                   | 2,72       | 2,52       | 1,99       | 2,52       | 2,00       |
|            |           |            |            | 7,409      | Mittelwert 2003 - 2007               | 6,383      |            |            |            |            |
| 6,263      | 6,437     | 7,014      | 7,224      | 7,214      | Quasi-Preis nach Umsatz gewichtet    | 8,977      | 8,422      | 7,385      | 6,773      | 6,629      |
|            |           |            |            | 6,830      |                                      | 7,637      |            |            |            |            |

## **Interpretation:**

### *Preis*

Der Quasi-Preis wurde aus Umsatz und Absatz des jeweiligen Geschäftsjahres für jedes EVU errechnet und einmal ungewichtet (arithmetischer Durchschnitt) und einmal gewichtet (nach Umsatz) gemittelt. Schließlich wurde aus den Quasi-Preisen für 2003 bis 2007 der Durchschnitt gebildet. Die ungewichtete Mittlung ergibt einen um über 1 Cent pro kWh höheren Preis für Österreich im Vergleich mit der Schweiz – bei der gewichteten Mittlung kehrt sich das Verhältnis um und die Preise in der Schweiz sind höher. Dies ist auf die durchgehend hohen Preisniveaus der ATEL zurückzuführen, die mit Abstand den höchsten Umsatz erwirtschaftet (8 Mrd. Euro im Jahr 2007). Eine endgültige, zu 100% zuverlässige Wertung in Bezug auf den Preis ist also nicht möglich.

### *Profitabilität*

Während österreichische Unternehmen einen deutlich höheren OCF ausweisen (sowohl im gewichteten als auch im ungewichteten Durchschnittsverfahren – allerdings ist im gewichteten Verfahren die Diskrepanz weniger hoch), sind die Schweizer Unternehmen in Bezug auf den EBIT den österreichischen deutlich überlegen. Die österreichischen Unternehmen sind also liquider, aber nicht so ertragsstark wie die Schweizer. Das hat mit der stärkeren Expansion in umliegende Länder und mit dem aktiveren Auftreten am Großhandelsmarkt (die ATEL z.B. erzielt nur ca. 1/8 ihres Umsatzes am Schweizer Endkundenmarkt) zu tun. Man kann sagen dass der ursprünglich zur Risikoabsicherung gedachte Stromhandel zu einer starken Wachstumsquelle geworden ist – und die Schweizer EVU davon stärker profitieren. Der Endkundenmarkt ist hingegen gesättigt.

Schweizer EVU weisen im ungewichteten Berechnungsverfahren höhere EBIT-Margen auf – da sich das Ergebnis bei der gewichteten Berechnungsmethode umkehrt, ist auch hier keine Wertung möglich. Beim ROCE und der Verschuldungsdauer ist hingegen eine Aussage möglich: Schweizer EVU erzielen einen deutlich höheren ROCE, haben aber auch eine höhere Verschuldungsdauer. Generell fällt auf, dass – im regulierten – Schweizer Strommarkt die Ergebnisse der Unternehmen stark fluktuieren; dies ist am Besten beim OCF der Rätia Energie oder auch der EGL zu sehen.

Beim Umsatz verweisen die Schweizer die Österreichischen EVU ganz klar auf den 2. Platz.

## Literaturverzeichnis

### Bücher

|                     |                                                                                                                |      |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Bernstein, M.H.     | Regulating Business by independent commissions                                                                 | 1955 |
| Bobzin, Gudrun      | Dynamische Modelle zur Theorie der Regulierung                                                                 | 2002 |
| Boltz, Walter (Hg.) | Strommarktregulierung                                                                                          | 2005 |
| Bonde, Bettina      | Deregulierung und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft                                                    | 2002 |
| Dickgreber, Florian | Innovationsmanagement in deregulierten Netzindustrien                                                          | 2002 |
| Haas, Reinhard      | Liberalisierung öffentlicher Dienstleistungen in der Europäischen Union und Österreich                         | 2004 |
| Humer, Hansjürg     | Spitzenlastpreisbildung und Deregulierung in der Elektrizitätswirtschaft                                       | 1989 |
| Joskow, Paul L.     | Markets for power                                                                                              | 1983 |
| Ksoll, Markus       | Alternative Preistechniken und vertikale Strukturen in der Stromwirtschaft                                     | 2003 |
| Kumkar, Lars        | Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft                                                            | 2000 |
| Kumkar, Lars        | Nach beschlossener Marktöffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft?                                | 1997 |
| Leprich, Uwe        | Least Cost Planning als Regulierungskonzept                                                                    | 1994 |
| Mueller, Dennis     | The Corporation                                                                                                | 2003 |
| Nikodem, Torsten    | Bewertung der grenzkostenbasierten Preisbildung bei der Entgeltbestimmung für den grenzüberschreitenden Handel | 2002 |
| Perloff, Jeffrey    | Microeconomics                                                                                                 | 2003 |
| Röder, Peter        | Zielkonflikte bei der Preisbildung in der Elektrizitätsversorgung                                              | 1991 |
| Sharkey, William    | The Theory of Natural Monopoly                                                                                 | 1982 |
| Wild, Jörg          | Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung                                                      | 2001 |
| Wirl, Franz         | Die Theorie der öffentlichen Firmen: Rahmenbedingungen für effiziente Versorgungsunternehmen                   | 1991 |
| Wirl, Franz         | Sind Energiesparmaßnahmen von Versorgungsunternehmen wirtschaftlich?                                           | 1994 |

### Aufsätze

Peltzman, Sam (1976): "Towards a more general theory of regulation" in Journal of Law and Economics 19 (1976), S. 109 – 148

Leibenstein, Harvey (1966): "Allocative Efficiency and X-Inefficiency" in The American Economic Review 56 (1966), S. 392 – 415

### **Studien**

A.T. Kearney (Haslauer, Gasser): Strommarktliberalisierung gescheitert? (2005)

A.T. Kearney (Haslauer): Ownership Unbundling – der richtige Weg für mehr Wettbewerb? (2008)

PricewaterhouseCoopers: Power Deals (2007)

Ernst & Young: Stadtwerkstudie (2007)

Booz Allen Hamilton: Unbundling-Umfrage

### **Umrechnungskurse**

| Jahr | Nomineller Wechselkurs im Jahresmittel (1 SFr. = 0,6.. EUR) |
|------|-------------------------------------------------------------|
| 2003 | 0,658229315                                                 |
| 2004 | 0,649788219                                                 |
| 2005 | 0,64600274                                                  |
| 2006 | 0,635850959                                                 |
| 2007 | 0,608829315                                                 |

# CURRICULUM VITAE

Clemens Jedlicka

Mitterberggasse 20/7  
1180 Vienna  
Austria  
+43 699 116 216 05  
clemens.jedlicka@gmail.com



Date of birth  
and citizenship

May 2<sup>nd</sup> 1978, Austrian

Languages

German (native language), English (fluent),  
French (advanced)

Work experience

February 2007 - May 2008

## **Marketing Assistant at A.T. Kearney**

- responsible for PR-related tasks, e.g. composing press releases about top management topics, carrying out direct mailings to client CEOs, organization of events, maintenance of the A.T. Kearney web site, supportive recruiting tasks
- close work relationship with senior partner

July 2006 - September 2006

intern in the department for Communication and Provider Management at **Siemens** (responsible for logging current customer records)

April 2003 - January 2007 (including leave of absence)

## **Office Assistant at HP**

- responsible for various office related tasks, e.g. preparing Powerpoint presentations, translating contracts or marketing material, supportive inventory management, event organization, etc.

## Academic Experience

March 2001 - August 2002

### **Customer Service Agent at Swissport**

- part of a team of check-in and boarding agents, whose task was to ensure a smooth check-in and boarding procedure at the Vienna airport with strong emphasis on customer service

October 2002 - August 2008

Master study of **International Business Administration** at Vienna University

- specialization in Logistical Management and Industrial Management
- master thesis on the topic of electrical utilities in Austria

January 2006 - June 2006

Erasmus exchange term at Lund University in Sweden

1988 - 1997

high school in Geneva, Switzerland (Ecole allemande de Genève)

## Soft skills

Stress-resistant, team player, motivated, flexible, persistent  
creative, open-minded, quick learner

## Computer Skills

- MS Office
- HTML, Java
- SQL
- SPSS
- SAP (basic)

## Hobbies

Music, politics, literature, art, fine cuisine

## Other

Attended the School of Audio Engineering (world-wide college for audio and multimedia) from 1998 to 2000