

Das Rechnungswesen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) aus regulatorischer Sicht



Prof. Dr. Anne d'Arcy ist seit 2006 Ordinarius für Rechnungswesen der Universität Lausanne/HEC. Zuvor war sie bei der Deutsche Bank AG tätig. Nach ihrer Promotion begann sie ihre Karriere im Bereich Listing bei der Deutschen Börse AG. Sie ist seit Juli 2007 Mitglied der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom). Darüber hinaus wirkt sie in verschiedenen Gremien und Arbeitskreisen mit, u.a. in der Fachkommission der Swiss GAAP FER, im Arbeitskreis «Externe und interne Überwachung der Unternehmung» der Schmalenbach-Gesellschaft sowie in der Expertengruppe Banken der DVFA. Anne d'Arcy ist Autorin zahlreicher Beiträge in nationalen und internationalen Fachzeitschriften.



Dr. Stefan Burri leitet seit Anfang 2008 die Sektion Preise und Tarife im Fachsekretariat der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom). Nach seiner Promotion hat er vorwiegend bei der Preisüberwachung mit den Spezialgebieten Gesundheitstarife (TARMED) und Tarife in Telekom- und Stromnetzen gearbeitet.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	125
1.1 Ausgangslage und rechtliche Grundlagen	125
1.2 Anforderungen an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen	126
1.3 Rolle des Regulators	128
2. Jahresrechnung	129
2.1 Intention des Gesetzgebers	129
2.2 Gesetzliche Regelung	129
2.3 Praktische Ausgestaltung	130
3. Kostenrechnung	133
3.1 Kern der Preisberechnungsmodelle	133
3.2 Detaillierungsgrad	134
3.3 Betriebsbuchhaltung auch für regulatorische Zwecke	135
3.4 Probleme und Bedeutung der kalkulatorischen Netzbewertung	136
3.5 WACC	138
4. Ausblick	140
Literatur	141

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage und rechtliche Grundlagen

Stromversorgung ist zusammen mit den Sektoren Telekommunikation, Post und Bahn eine Aufgabe von öffentlichem Interesse. Trotzdem wurden seit den 90er-Jahren im Zuge der Liberalisierungsdiskussion in Europa viele ehemals staatliche Monopole dem Wettbewerb ausgesetzt und die ehemaligen Monopolisten (teil-)privatisiert. Hierdurch sollten sich deutliche Effizienzgewinne realisieren lassen.

In der Schweiz scheiterte im Herbst 2002 mit dem Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) die erste Vorlage zur Elektrizitätsmarktliberalisierung in einer Volksabstimmung. Das Bundesgericht öffnete im darauf folgenden Juni den Elektrizitätsmarkt einzelfallweise mit dem Entscheid Migros/Watt gegen EEF (BGE 129 II 497)¹ gestützt auf das Kartellgesetz (KG).² Die Netznutzungsentgelte sowie Elektrizitätspreise für die festen, d.h. von Monopolpreisen abhängigen Endverbraucher, wurden in der damaligen Phase durch die Preisüberwachung anhand des Preisüberwachungsgesetzes (PüG)³ reguliert. Diese Lösung, gestützt auf das allgemeine Wettbewerbsrecht, blieb allerdings sehr unbefriedigend. Von einer eigentlichen Marktöffnung konnte nicht die Rede sein. Deswegen wurde bald mit den Vorarbeiten für das Stromversorgungsgesetz (StromVG)⁴ und die Stromversorgungsverordnung (StromVV)⁵ begonnen. Das StromVG und die StromVV traten zu grossen Teilen Anfang Januar bzw. April 2008 in Kraft.

Das StromVG bezweckt nach Art. 1, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Als weitere Eckpunkte sind insbesondere die Förderung der erneuerbaren Energien, der Verbraucherschutz sowie die zweistufige Marktöffnung zu nennen. Während der ersten Stufe können

1 Weko (2003), S. 925 ff.

2 Bundesgesetz vom 6. Oktober 1995 über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen, SR 251.

3 Preisüberwachungsgesetz vom 20. Dezember 1985, SR. 942.20.

4 Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung, SR 734.7.

5 Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, SR 734.71.

Die vorliegende Publikation beruht auf der im März 2008 verabschiedeten Version der StromVV. Der Bundesrat hat am 12. Dezember 2008 eine Revision der StromVV verabschiedet. Die Revision betrifft insbesondere die Kosten für die Reserveenergie und die Netznutzung und reduziert die Gewinne, die durch die Aufwertung der Netze erzielt wurden.

Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte (sog. feste Endverbraucher) noch nicht am Markt teilnehmen (Art. 6 StromVG). Grössere Endverbraucher können, müssen aber nicht die Energie am freien Markt beschaffen. Soweit sie auf den Netzzugang verzichten, gelten sie zusammen mit den festen Endverbrauchern als Endverbraucher mit Grundversorgung. Diese geniessen einen besonderen Schutz, insbesondere haben sie das Anrecht auf Energielieferungen zu Gestehungskosten (Art. 4 StromVV). Unter Vorbehalt des fakultativen Referendums erfolgt nach fünf Jahren die zweite Stufe der Marktöffnung. Dann können sämtliche Endverbraucher am Markt teilnehmen. Für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von unter 100 MWh wird ein Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung geschaffen.

1.2 Anforderungen an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Der Übergang vom alten Monopol in eine Marktsituation bei der Energie stellt per se eine Herausforderung für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) dar. Gleichzeitig besteht das regulierte Monopol im Netzbereich und bei Endverbrauchern mit Grundversorgung weiter. Diese Kombination erfordert ein Umdenken bei den EVU und zahlreiche Umsetzungsmassnahmen. So müssen bspw. viele Verträge von Grund auf überarbeitet werden, es treten mit den Bilanzgruppenverantwortlichen neue Marktakteure auf und das Messdatenmanagement wird erheblich komplizierter. In diesem Zusammenhang müssen auch informatorische Grundlagen geschaffen werden, die neuen regulatorischen Vorgaben zu genügen haben. Daher stehen die EVU vor grossen Herausforderungen im Rechnungswesen. Hier sind insbesondere das informatorische Unbundling und die Möglichkeit zur Neubewertung der Anlagen zu nennen.

- **Informatorisches Unbundling:** Viele EVU sind vertikal oder horizontal integrierte Unternehmen. Das bedeutet, dass sie noch in anderen Bereichen wie bspw. Stromproduktion, Gas- und Wasserversorgung oder Telekommunikation tätig sind. Art. 10 StromVG verlangt, dass die EVU die Verteilnetzbereiche mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten sowie sicherstellen, dass wirtschaftlich sensible Daten aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden. Diese Forderung wurde aufgestellt, da

1. sich die Regulierung durch das StromVG nur auf das Netz und die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung bezieht,
2. der diskriminierungsfreie Netzzugang gewährleistet und die Ausübung von Marktmacht verhindert werden muss sowie
3. Quersubventionen aus den regulierten in die wettbewerblichen Bereiche verboten sind.

Im Weiteren wird verlangt, dass für jedes Netz je eine von den übrigen Tätigkeiten entflochtene Jahres- und eine Kostenrechnung zu erstellen und Letztere der ElCom jährlich vorzulegen ist (vgl. Art. 11 StromVG).

- **Netzbewertung:** Elektrizitätsnetze weisen grosse Unterschiede in ihrer Bewertung auf. Dies hängt einerseits mit den verwendeten Grundlagen für die Finanzbuchhaltung und Rechnungslegung⁶ und damit einhergehend mit den bisherigen Abschreibungen zusammen. Andererseits beeinflussen die divergierende Behandlung der Netzkostenbeiträge sowie eine heterogene Aktivierungspraxis die Bewertung. Die Höhe des Netzwerts ist zentral, da sie die anrechenbaren Netzkosten ganz wesentlich durch Abschreibung und Verzinsung determiniert. Deswegen wurde bereits bei der Erarbeitung des EMG um die Art der Netzbewertung gestritten. Während viele Vertreter der Branche mit dem Hinweis auf eine marktnahe Bewertung Wiederbeschaffungswerte (WBW) forderten, verlangten die Verbraucher Buchwerte, da die Netze bereits abgeschrieben und damit von den Verbrauchern bezahlt seien. Damals einigte man sich auf die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten (AHK) als Basis, ein Kompromiss, der in Art. 15 Abs. 3 StromVG übernommen wurde. In der Praxis bereitet dieser Wert aber erhebliche Probleme.⁷

⁶ Vgl. Abschnitt 2.3.

⁷ Vgl. Abschnitt 3.5.

1.3 Rolle des Regulators

Das Elektrizitätsnetz als natürliches Monopol bedingt eine Regulierung, welche den Wettbewerb fördert, die Versorgung sichert und die Endverbraucher schützt. Deswegen wurde mit der ElCom eine unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich geschaffen, die gemäss Art. 22 StromVG die Einhaltung des Stromversorgungsgesetzes überwacht, die dazu nötigen Entscheide trifft und Verfügungen erlässt.⁸

Konkret bedeutet dies, dass die ElCom

- die Strompreise (Elektrizitätstarife und Netznutzungsentgelte) überwacht,
- bei Streitigkeiten über den freien Zugang zum Stromnetz entscheidet,
- die Versorgungssicherheit im Strombereich überwacht,
- Fragen betreffend den internationalen Stromtransport und -handel regelt und
- die Entbündelung des Übertragungsnetzes überwacht.

Die Elektrizitätstarife umfassen gemäss Art. 6 und 12 StromVG die folgenden vier Elemente:

- Netznutzung,
- Energielieferung,
- Zuschläge auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes (im Wesentlichen die sog. Kostendeckende Einspeisevergütung KEV zur Förderung der erneuerbaren Energien) sowie
- Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen.

Während die Netznutzung und die Energielieferung für Endverbraucher mit Grundversorgung der Regulierung durch die ElCom unterliegen, sind die Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen explizit davon ausgenommen. Diese sollen auf lokaler Ebene im politischen Prozess festgelegt werden. Die Höhe der Zuschläge auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes sind für alle EVU pro kWh gleich (2009: 0.45 Rp./kWh) und werden vom Bundesamt für Energie (BFE) festgelegt. Sie unterliegen ebenfalls nicht der Kontrolle durch die ElCom.

⁸ Gemäss Art. 25 Abs. 1^{ter} des Energiegesetzes (SR 730.0, EnG) entscheidet die ElCom auch in Streitfällen im Zusammenhang mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV).

Im Zusammenhang mit dem vorliegenden Beitrag ist namentlich die Überwachung der Elektrizitätstarife und Netznutzungsentgelte von besonderer Bedeutung. In den folgenden Abschnitten soll daher vertieft auf die Anforderungen an die Jahres- und Kostenrechnung als Grundlage der Strompreisermittlung eingegangen werden.

2. Jahresrechnung

2.1 Intention des Gesetzgebers

In den Zielen und Grundsätzen zum StromVG gibt der Gesetzgeber vor, dass eine sichere und wettbewerbsorientierte Elektrizitätsversorgung durch einen ungehinderten Zugang zu Informationen gesichert werden muss.⁹ Gerade im natürlichen Monopolbereich der Elektrizitätsnetze ist Transparenz nur gegeben, wenn dieser von den übrigen Tätigkeitsbereichen eines EVU informatorisch entflochten ist. Nur dann kann beispielsweise ausgeschlossen werden, dass es zu Quersubventionierungen von anderen Bereichen eines EVU durch Abschöpfung von Monopolvereinen im Netzbereich kommt. Der Regulator kann sich grundsätzlich im Rahmen der jährlich einzureichenden Kostenrechnung ein Bild über die Kostenstruktur der Netze machen. Allerdings darf eine detaillierte Kostenrechnung, die auch für den Wettbewerb sensible Daten enthalten kann, nicht der Konkurrenz bzw. der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Dies widerspräche der Vertraulichkeitspflicht von Art. 10 Abs. 2 StromVG. Daher sieht das StromVG in Art. 11 eine Information Dritter durch die Jahresrechnung vor. Aus regulatorischer Sicht muss diese Jahresrechnung geeignet sein, einen Dritten über die Aufwendungen und Erträge sowie über die Bestände im Bereich Netze und Energie an Endverbraucher mit Grundversorgung zu informieren. Vor allem im kommunalen Bereich wird somit die Öffentlichkeit erstmalig über den Erfolgsbeitrag der Verteilnetze im Rahmen einer jährlichen Berichterstattung informiert.

2.2 Gesetzliche Regelung

Gemäss Art. 11 StromVG müssen Betreiber und Eigentümer von Verteil- und Übertragungsnetzen für jedes Netz eine Jahresrechnung erstellen. Damit konkretisiert der Gesetzgeber die Publikationspflicht der Netzbe-

⁹ Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz, S. 1617.

treiber und -eigentümer gegenüber der Öffentlichkeit im Rahmen des buchhalterischen Unbundling.¹⁰ Danach ist eine buchhalterische Entflechtung der Verteilnetzbereiche von anderen Bereichen eines EVU gefordert. Die Netzbetreiber müssen die für die Netznutzung nötigen Informationen im Hinblick auf die erforderliche Transparenz leicht zugänglich bereitstellen.¹¹ Art. 10 StromVV konkretisiert dies dahingehend, dass Informationen bis spätestens am 31. August jedes Jahres, erstmals am 31. August 2008, über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet veröffentlicht werden müssen. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat von der ElCom das Mandat als zentrale Publikationsstelle für die per Ende August zu veröffentlichenden Informationen erhalten. Der VSE stellt dazu seine Internetseite www.strom.ch zur Verfügung.¹²

Weitere Bestimmungen zur Ausgestaltung der Jahresrechnung existieren im Gegensatz zu den Detailvorschriften zur Kostenrechnung¹³ zurzeit nicht. Hiermit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass eine Jahresrechnung unabhängig von der Rechtsform des Unternehmens zu erstellen und zu veröffentlichen ist. Für die externe Publizität existieren schon heute je nach Rechtsform und weiteren Merkmalen (wie z.B. Börsenkotierung) variierend detaillierte Publikations- und Rechnungslegungsstandards. Da diese zumindest teilweise zum Zwecke der Information Dritter ausgestaltet sind, ist grundsätzlich keine weitere Detailregelung notwendig. Insbesondere Ansatz- und Bewertungsregeln sollten diesen Standards folgen. Auch sollte es als verhältnismässig angesehen werden, auf Basis bereits vorhandener Bestimmungen lediglich eine erweiterte Sparteninformation für den Netzbereich und die Energie für Endverbraucher mit Grundversorgung zu verlangen.

2.3 Praktische Umsetzung

Der Gesetzgeber lässt die praktische Ausgestaltung der Jahresrechnung weit gehend offen. Damit dürften alle Formate einer Jahrespublizität, die eine Sparten- bzw. Segmentaufteilung zulassen oder vorsehen, grundsätzlich möglich sein. Als Grundlage für die Finanzbuchhaltung und Rech-

¹⁰ Art. 10 Abs. 3 StromVG.

¹¹ Art. 12 Abs. 1 StromVG.

¹² Vgl. VSE (2008a).

¹³ Siehe Abschnitt 3.

nungslegung sind somit folgende gesetzlichen bzw. privatrechtlichen Grundlagen denkbar:

- Kommunalrecht,
- Obligationenrecht,
- Swiss GAAP FER,
- International Financial Reporting Standards (IFRS).¹⁴

Da der Gesetzgeber explizit auf eine informatorische Entflechtung, nicht aber auf eine rechtliche abzielt, kann die Sparteninformation sich auf

- eine rechtliche Einheit,
- mehrere rechtliche Einheiten oder
- Teil(e) einer rechtlichen Einheit

beziehen. Soweit keine anderweitige Pflicht zur Veröffentlichung von Sparten- bzw. Segmentinformationen vorliegt, steht es aus regulatorischer Sicht dem EVU frei, ob nur die Sparteninformation zum Netz und zur Energie für Endverbraucher mit Grundversorgung oder diese Sparteninformation im Rahmen eines kompletten Segmentberichts veröffentlicht wird. Bei der ersten Alternative würde beispielsweise in einer Differenzbetrachtung die Erfolgsrechnung (Gewinn- und Verlustrechnung) sowie die Bestandsrechnung (Bilanz) des Gesamtunternehmens und in zwei zusätzlichen Spalten der Netzbereich und der Bereich Grundversorgung gezeigt werden. Insbesondere für Publikumsgesellschaften bietet es sich an, im Rahmen der regelmässigen Jahrespublizität in Form einer Segmentberichterstattung auch den Anforderungen des StromVG und der StromVV zu genügen.

Auf jeden Fall muss die Finanzbuchhaltung als Grundlage der Jahresrechnung unabhängig vom verwendeten Rechnungslegungsstandard schon eine Trennung zwischen den Konten von Aufwendungen und Erträgen im Netzbereich, der Energie im Bereich der Grundversorgung und anderen Bereichen des EVU vorsehen. In der Regel dürften in der entflochtenen Kostenrechnung Erlöse aus Netznutzungsentgelten bzw. Energie auf den jeweiligen Kostenträgern identisch mit den Erträgen bzw.

¹⁴ Theoretisch wäre zumindest auf Konzernabschlussbasis auch eine Rechnungslegung nach US GAAP denkbar, dies hat jedoch praktisch keine Relevanz.

Umsätzen in der Erfolgsrechnung sein.¹⁵ Allerdings kann die Aufwandsseite der Erfolgsrechnung von der Kostenrechnung nicht zuletzt durch die kalkulatorischen Kostenelemente stark abweichen. Zu nennen sind hier beispielsweise kalkulatorische Abschreibungen, die gegenüber denen z.B. gemäss Obligationenrecht je nach Aktivierungspolitik und gewählter Abschreibungsmethode und -dauer stark abweichen könnten. Darüber hinaus sieht die regulatorische Kostenrechnung eine Verzinsung des Eigenkapitals vor, während in der Erfolgsrechnung der Unternehmenserfolg im Jahresüberschuss explizit ermittelt wird.¹⁶ Damit ist es nicht nur denkbar, sondern vielmehr systemimmanent, dass ein Ergebnis der Sparten Netze sowie Energie im Bereich der Grundversorgung in der Jahresrechnung von der regulatorischen Kostenrechnung abweicht.

Besonderheiten können sich bei Anwendung des IFRS 8 ergeben. Zunächst wären die Grössenkriterien für berichtspflichtige Segmente gemäss IFRS 8.13 nicht anwendbar, selbst wenn der Netzbereich unter die 10 Prozent-Schwelle der zu berichtenden Einheiten fallen würde. Weiterhin kann die Anwendung des so genannten Management Approach im Rahmen des Segmentberichts dazu führen, dass kalkulatorische Kostenbestandteile angesetzt werden. Dies gilt allerdings nur, wenn die kalkulatorischen Kosten auch Teil des internen Managementinformationssystems sind, auf dessen Grundlage über die Ressourcenverteilung entschieden wird. Eine Überleitungsrechnung von der Summe der Segmentergebnisse auf das Gesamtergebnis ist dann unerlässlich.¹⁷ Auch ist eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nicht vorgesehen, sondern vielmehr ein Segmentergebnis explizit zu ermitteln.¹⁸ Damit ist eine Berichterstattung gemäss IFRS 8 mit einer regulatorischen Kostenrechnung gemäss StromVG zwar verwandt, aber nicht deckungsgleich.

Eine besondere Voraussetzung unabhängig vom Rechnungslegungsstandard ist eine sachgerechte Kostenverrechnung und Gemeinkostenallokation. Besonders kleinere EVU werden sich wohl erstmalig mit der Frage auseinandersetzen müssen, wie sie den Gemeinkostenblock, aber auch Leistungen, die für verschiedene Bereiche erbracht werden, auf die je-

¹⁵ So auch schon der VSE (2007), S. 25.

¹⁶ Siehe zu Details der Kostenrechnung Abschnitt 3.

¹⁷ IFRS 8.28.

¹⁸ IFRS 8.23.

weiligen Sparten verteilen sollen. Hierbei können regulatorisch keine Vorgaben gemacht werden. Dazu sind die ca. 850 eidgenössischen EVU zu heterogen. Die Verteilschlüssel sind jedoch zu dokumentieren und müssen sachgerecht gewählt sein. Diese gesetzliche Pflicht kann zum Anlass genommen werden, alte Strukturen zu überdenken und das eigene Berichtswesen entscheidungsorientiert auszubauen.

Auch wenn somit die Ergebnisrechnung nicht synchron mit der regulatorischen Kostenrechnung erstellt wird, sollte nicht vergessen werden, dass sich langfristig diese pagatorischen Effekte aufheben. Ein hoher Ergebnisbeitrag über einen längeren Zeitraum in der Jahresrechnung wird daher den öffentlichen Druck auf das EVU erhöhen, die Preise nicht oder nur moderat anzuheben.

3. Kostenrechnung

3.1 Kern der Preisberechnungsmodelle

Wie im vorangehenden Abschnitt gezeigt, eignet sich die Jahresrechnung aufgrund der Unterschiede nur beschränkt für die regulatorische Aufsicht. Daher hat der Gesetzgeber in Art. 11 StromVG die Kostenrechnung als Basis der Berechnung der anrechenbaren Kosten und der jährlichen Berichterstattung gegenüber der ElCom vorgesehen und verhältnismässig viele Vorgaben zur Kostenrechnung erlassen. So müssen die Netzbetreiber und -eigentümer gemäss Art. 7 StromVV eine einheitliche Methode für die Erstellung der Kostenrechnung erarbeiten.¹⁹ Auch gibt es Vorgaben zum minimalen Detaillierungsgrad sowie zur Gemeinkostenschlüsselung. Aktuell erarbeiten der VSE und die ElCom gemeinsam ein Reportinginstrument, damit die diversen Angaben zu den Kosten und Erlösen sowie Netzanlagen von allen rund 850 EVU systematisch vergleichbar erhoben und der ElCom eingereicht werden können. Dies bildet die Grundlage für die spätere Überprüfung von Strompreisen und insbesondere Strompreiserhöhungen.

Grundsätzlich können nur die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes angerechnet werden (vgl. Art. 15 Abs. 1 StromVG). Methodisch hat sich der Gesetzgeber für eine Cost-

¹⁹ Vgl. VSE (2008b).

plus-Regulierung entschieden, welche die Kosten des EVU als Basis verwendet. Zusammen mit dem in Art. 10 StromVG formulierten Verbot von Quersubventionen kann somit festgehalten werden, dass erstens nur Kosten geltend gemacht werden, die ursächlich mit dem Netz zusammenhängen und zweitens diese in der Höhe durch die Effizienzvorgabe limitiert sind. Art. 19 StromVV ermöglicht einen Effizienzvergleich mit anderen Elektrizitätsnetzen im In- und Ausland. Daher muss nicht jedes Kostenniveau akzeptiert werden.

StromVG und StromVV geben vorwiegend die Grundsätze vor und verzichten weitgehend auf die Regelung von Details, da es aufgrund des in Art. 3 StromVG verankerten Subsidiaritätsprinzips primär in der Verantwortung der Netzbetreiber liegt, detaillierte Richtlinien zu erarbeiten. So wird bspw. in Art. 13 Abs. 1 StromVV die Festlegung von einheitlichen und sachgerechten Nutzungsdauern für die verschiedenen Anlagen und Anlagenteile explizit den Netzbetreibern überlassen. Ausnahmen dazu finden sich namentlich im Bereich der anrechenbaren Kapitalkosten in Art. 15 StromVG bzw. Art. 13 StromVV, da diese bei den kapitalintensiven Elektrizitätsnetzen sehr bedeutsam sind und bei deren Ermittlung als kalkulatorische Kosten ein grösserer Ermessensspielraum besteht. Eine weitere Ausnahme liegt in der detaillierten Festlegung der Regeln, wie die Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes den Endverbrauchern einer bestimmten Netzebene und den Endverbrauchern der tieferen Netzebenen angelastet werden (sog. Wälzung) in Art. 15 f. StromVV.

3.2 Detaillierungsgrad

Für die Netze müssen gemäss Art. 7 Abs. 3 StromVV in der Kostenrechnung alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden. Dazu zählen insbesondere:

- a. kalkulatorische Kapitalkosten der Netze;
- b. Anlagen, die auf Basis der Wiederbeschaffungspreise bewertet werden;
- c. Betriebskosten der Netze;
- d. Kosten der Netze höherer Netzebenen;
- e. Kosten der Systemdienstleistungen;
- f. Kosten für das Mess- und Informationswesen;
- g. Verwaltungskosten;

- h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung erneuerbarer Energien;
- i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge;
- j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten;
- k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen; und
- l. direkte Steuern.

Die Systematik orientiert sich an den Vorarbeiten der Branche.²⁰ Es handelt sich um eine Mindestgliederung, die nach Bedarf noch ergänzt bzw. erweitert werden kann. Die Gliederung reflektiert grundsätzlich spezifische Eigenheiten von Elektrizitätsnetzen, Fragen der Ermittlung der Netzkosten und deren Verteilung auf die Endverbraucher sowie Erfordernisse des Gesetzgebers und Regulators.²¹ Die eingehende Diskussion der verschiedenen Positionen würde den Rahmen dieses Beitrags sprengen. Im Folgenden sollen vielmehr die Struktur der Betriebsbuchhaltung, Fragen der kalkulatorischen Netzbewertung sowie die Berechnung der Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens näher beleuchtet werden.

3.3 Betriebsbuchhaltung auch für regulatorische Zwecke

Die Betriebsbuchhaltung bildet den Ausgangspunkt zur Ermittlung der anrechenbaren Kosten. Die für die Kostenrechnung notwendige periodengerechte Abgrenzung erfolgt normalerweise bereits in der Betriebsbuchhaltung, sodass für die Kostenrechnung die zusätzliche sachliche Abgrenzung im Vordergrund steht. Neben der Elimination aller Aufwände aus den aufwandgleichen Kosten, die nicht ursächlich mit dem Netz zu tun haben, bilden die Abschreibungen und die Zinsen die zwei wichtigsten sachlichen Abgrenzungen. Art. 15 Abs. 3 StromVG definiert explizit die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten als anrechenbare Kapitalkosten. Weiter abgegrenzt werden insbesondere Aufwand- und Ertragsarten wie ausserordentliche Verluste auf Debitoren, ausserbetriebliche Aufwände und Erträge sowie nicht betriebsbedingte Zinsen und Dividenden, denen keine Kosten- bzw. Erlösarten gegenüberste-

²⁰ Vgl. insbes. VSE (2007a).

²¹ Für weiterführende Literatur vgl. insbesondere die diversen Publikationen in der Reihe Merkur Access II Brancheneempfehlungen Strommarkt Schweiz des VSE.

hen.²² Im Gegensatz zu den Kapitalkosten können die Betriebskosten weitgehend der Betriebsbuchhaltung entnommen werden, sodass Abgrenzungsfragen z.B. im Rahmen der Gemeinkostenallokation bereits auf dieser Ebene zu lösen sind. Insofern gelten auch hier die Aussagen zur sachgerechten Kostenallokation, die bereits für die Jahresrechnung gemacht wurden.

3.4 Probleme und Bedeutung der kalkulatorischen Netzbewertung

Die Verwendung der ursprünglichen AHK als Basis der Netzbewertung bedeutet in der Praxis, dass Anlagen kalkulatorisch maximal zu den damaligen AHK vermindert um die Abschreibung gemäss den von den Netzbetreibern festgelegten Nutzungsdauern bewertet werden dürfen. Dies führt je nach Art und Umfang der bisherigen Abschreibungen dazu, dass Anlagen kalkulatorisch aufgewertet und ein zweites Mal abgeschrieben werden können. Damit müssen diese faktisch zumindest teilweise ein zweites Mal durch die Endverbraucher bezahlt werden. *Abbildung 1* zeigt die Folgen der unterschiedlichen Abschreibungen und Bewertungsmöglichkeiten am Beispiel eines Netzes mit einem ursprünglichen Wert von 100 Mio. CHF, das im Durchschnitt über alle Komponenten eine Lebensdauer von 40 Jahren aufweist.

Die ausgezogene Linie stellt die lineare Abschreibung auf die AHK dar, auf die gemäss Art. 13 Abs. 3 maximal aufgewertet werden darf, und bildet damit die Referenz. Punktirt dargestellt wird die Abschreibung von 10 Prozent auf dem Restbuchwert, wie sie in vielen kommunalen Werken bisher geläufig war. Die gestrichelte Kurve zeigt die von der Branche ursprünglich geforderte Bewertung anhand von WBW bei einer angenommenen jährlichen Teuerung von einem Prozent und einer linearen Abschreibung. Der kalkulatorische Restwert nach 20 Jahren, wenn die Anlage ihr Durchschnittsalter erreicht hat bzw. sich in einem längerfristigen Gleichgewicht befindet, beträgt bei der linearen Abschreibung 50, bei der Abschreibung auf Restbuchwerten 12 und bei der Bewertung mit WBW 61 Mio. CHF. Entsprechend bedeutsam ist das Aufwertungspotenzial, welches sich bei seiner Realisierung direkt in den Netznutzungsstarifen über die grösseren Abschreibungen und die höhere Basis für

die Verzinsung niederschlagen würde. Ob und in welchem Umfang die EVU von diesen Aufwertungsmöglichkeiten Gebrauch machen, ist im Moment noch offen. Wir wissen, dass viele EVU im Zuge der Entgeltkalkulationen ihre Netze aufgewertet haben, andererseits kennen wir auch diverse Gemeinden und Kantone, die als Eigentümer mit Hinweis auf die bereits getätigten Abschreibungen zugunsten von Wirtschaft und Bevölkerung in ihrem Versorgungsgebiet bewusst darauf verzichtet haben.

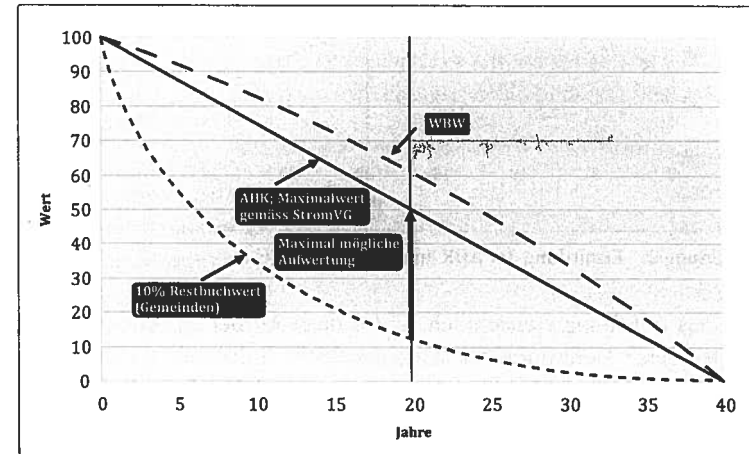
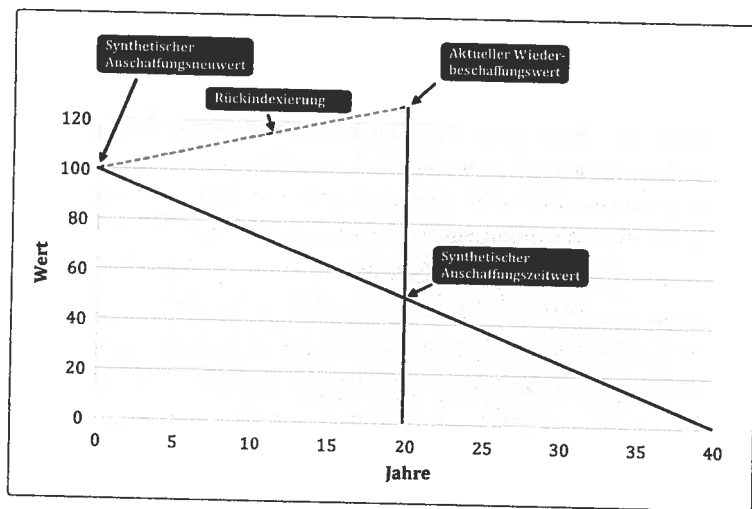


Abbildung 1: Netzwert in Abhängigkeit der Bewertungsmethode

Ein erhebliches Problem stellt die Datenlage dar, da namentlich kommunale Werke die ursprünglichen AHK gar nicht mehr ermitteln können. Insbesondere fehlt eine entsprechende Anlagenbuchhaltung. Deswegen sieht Art. 13 Abs. 4 StromVV vor, dass, wenn die AHK nicht mehr festgestellt werden können (was die Werke glaubhaft nachweisen müssen), ausnahmsweise die Berechnung der AHK anhand des WBW erfolgt. Dazu müssen die WBW anhand von sachgerechten, offiziell ausgewiesenen Preisindices auf den ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellzeitpunkt – in den Branchendokumenten als «synthetischer Anschaffungsneuwert» bezeichnet – zurückgerechnet werden. Dieser Wert darf den Wert von vergleichbaren Anlagen mit bekannten AHK nicht überschreiten. Grafisch kann die Bewertung anhand von WBW wie in *Abbildung 2* dargestellt werden.

22 Vgl. VSE (2004) Ziff. 3.3.

Abbildung 2: Ermittlung der AHK anhand von WBW²³

Wie aus *Abbildung 2* ersichtlich, ist für diese Art der Bewertung neben der korrekten Ermittlung des aktuellen WBW²⁴, die naturgemäss einen erheblichen Ermessensspielraum beinhaltet, auch die Wahl des bzw. der relevanten Preisindices für die Rückindexierung von grosser Bedeutung. Wird bspw. von einem zu hohen WBW oder von einer zu geringen historischen Teuerung ausgegangen, so wird dadurch der synthetische Anschaffungsneuwert systematisch überschätzt. Aufgrund dieser Probleme legt die ElCom grossen Wert darauf, dass so weit als möglich die vom Gesetz vorgesehenen AHK verwendet werden und die Bewertung anhand von WBW tatsächlich nur in begründeten Ausnahmefällen zur Anwendung kommt.²⁵

3.4 WACC

Da die Verzinsung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte ein wesentliches Element der Netzkosten bildet, hat der Bundesrat in Art. 13 StromVV eine Formel für die Berechnung des Zinssatzes (Weighted Average Cost of Capital – WACC) festgelegt. Diese Formel beruht auf zwei Publikationen der Preisüberwachung aus den Jahren 2006 und 2007

²³ Vgl. auch VSE (2007b), S. 10.

²⁴ Vgl. VSE (2007c).

²⁵ Vgl. ElCom (2008).

zur Bestimmung des risikogerechten Zinssatzes für schweizerische Elektrizitätsnetzbetreiber anhand des Capital Asset Pricing Models (CAPM). Sie stützt sich auf die damals relevanten rechtlichen Grundlagen (PüG, EMG, EMV, Entwurf StromVG), die Entscheidungen diverser europäischer Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft sowie die praktische Anwendung der Finanzmarkttheorie in Lehrbüchern und Gutachten, welche sich mit Parametern zur Berechnung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für die Elektrizitätsnetzbetreiber beschäftigen. Der in *Abbildung 3* präsentierte WACC liegt im Rahmen dessen, was in anderen europäischen Ländern beobachtet wird, wenn die unterschiedliche Teuerung in den verschiedenen Währungsräumen berücksichtigt wird.

Risikoloser Zinssatz	2,70%
Debt Premium	0,50%
Fremdkapitalkosten vor Steuern	3,20%
Fremdkapitalkosten nach Steuern	2,50%
Fremdkapitalanteil	70%
Marktrisikoprämie	4,30%
Asset Beta	0,35%
Equity Beta	1,17%
Eigenkapitalrendite vor Steuern	9,89%
Eigenkapitalrendite nach Steuern	7,72%
Gewinnsteuersatz des Unternehmens	22%
Vorsteuer-WACC	5,21%
Nachsteuer-WACC	4,06%
«Vanilla»-WACC	4,56%

Abbildung 3: WACC-Berechnung für schweizerische Elektrizitätsnetzbetreiber²⁶

Der in der letzten Zeile aufgeführte «Vanilla»-WACC ist eine Variante des Nachsteuer-WACC, bei dem die Steuern anderweitig – im vorliegenden Fall bei den Betriebskosten – berücksichtigt sind. Während die Wahl des «Vanilla»-WACC und des Modells CAPM unbestritten war, bestanden in der konkreten Ausgestaltung der Parameter deutliche Differenzen zwischen der Preisüberwachung, der Branche und den Verbänden der Endverbraucher, wobei die von der Preisüberwachung vorgeschlagenen Werte zwischen den jeweiligen Forderungen lagen.²⁷

²⁶ Preisüberwachung (2006), S. 6.

²⁷ Vgl. Preisüberwachung (2007).

Der Unterschied zwischen dem von der Preisüberwachung vorgeschlagenen Verfahren und der vom Bundesrat gewählten Formulierung liegt in der Möglichkeit zur jährlichen Anpassung und damit in einer marktnäheren Betrachtung.

4. Ausblick

Die Schweizer Elektrizitätsindustrie ist im Umbruch. Neben der Herausforderung der ersten Etappe der Strommarktliberalisierung müssen sich die EVU auf erhöhte Anforderungen im Rechnungswesen einstellen. Erstmals sind im Rahmen einer Jahresrechnung Sparteninformationen zum Netz und zur Energie für Endverbraucher mit Grundversorgung separat zu veröffentlichen und dem Regulator ist jährlich eine detaillierte Kostenrechnung vorzulegen. Diese bildet die Grundlage für die Rechtfertigung der Strompreise, insbesondere auch von Preiserhöhungen. Dabei können weder die Unternehmen noch der Regulator auf eine etablierte Praxis zurückgreifen. So stammt z.B. die StromVV mit Details zur Kostenrechnungsstruktur vom April 2008. Folglich besteht für etliche Details noch Klärungsbedarf.

Umfragen zeigen, dass nicht alle 850 EVU gleichermaßen auf diese Herausforderung vorbereitet sind. Vor allem mittlere und kleine EVU haben die geforderte Entflechtung und detaillierte Berichterstattung noch nicht voll umgesetzt.²⁸ Die Zeit drängt jedoch. Die erste Preisrunde ist bereits eröffnet; nicht wenige EVU haben Preiserhöhungen angekündigt. In Nachbarländern haben Regulatoren Preisreduktionen von durchschnittlich bis zu 20% durchsetzen können.²⁹ Das Ergebnis für die Schweiz ist noch offen. Aktuell sind diverse Verfahren bei der ElCom anhängig. Nach Abschluss der Verfahren wird sich auch zeigen, ob die erstmalig vorgelegten Kostenrechnungen der EVU vor dem Regulator Bestand haben und tatsächlich die Preise rechtfertigen können.

Umgekehrt fordern einige Gemeinde- und Kantonswerke bewusst nicht die gesetzliche Obergrenze ein. Sie verzichten beispielsweise auf die mögliche Aufwertung von bereits bezahlten Anlagen und setzen niedrigere kalkulatorische Zinsen an.

²⁸ Vgl. Bernd/Flatt (2008).

²⁹ Siehe z.B. Bundesnetzagentur (2008) oder die Jahresberichte des österreichischen Regulators E-Control (2001–2007).

Die neuen Herausforderungen bieten jedoch auch Chancen, wie bspw. die erstmalige Implementierung oder den Ausbau der Kostenrechnung als Managementinformationssystem. Die Doppelanforderung von Jahresrechnung und Kostenrechnung dürfte zudem den Druck auf eine Konvergenz der beiden Systeme begünstigen. Zwar können technische Lösungen oder auch Outsourcing gerade im Bereich Datenmanagement oder Netzbewertung bei der Weiterentwicklung der Systeme helfen, doch entbindet dies die EVU nicht von den informatorischen Herausforderungen. Erfahrungen aus anderen europäischen Staaten zeigen, dass hinsichtlich der Güte der Informationen etwas Geduld angebracht ist. Hierzu muss sich zunächst eine akzeptierte Praxis etablieren und Unternehmen wie Regulator müssen genügend Erfahrung sammeln können.

Literatur

Berndt, Thomas/Flatt, Markus (2008): Herausforderung Strommarktliberalisierung. Das betriebliche Rechnungswesen von Schweizer Energieversorgungsunternehmen, in: Der Schweizer Treuhänder, Band 8, S. 534–538.

Bundesnetzagentur (2008): Tätigkeitsbericht Elektrizität und Gas 2005–2007. Erhältlich unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13656.pdf>.

E-Control (2002–2008): Jahresberichte 2001–2007. Erhältlich unter http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/NEWS/BERICHTE/JAHRESBERICHTE/.

ElCom (2008): Bewertung von Anlagen; Weisung 3/2008. Erhältlich unter: <http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00042/index.html?lang=de>.

Preisüberwachung (2006): Netznutzungsentgelte; Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber. Erste Fassung. Erhältlich unter: <http://www.preisueberwacher.admin.ch/dokumentation/00445/00637/00644/index.html?lang=de>.

Preisüberwachung (2007): Auswertung der Anhörung der interessierten Kreise zum Papier «Netznutzungsentgelte. Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber. Erste Fassung. Erhältlich unter: <http://www.preisueberwacher.admin.ch/dokumentation/00445/00637/00674/index.html?lang=de>.

Weko (2003): Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF)/Watt Suisse AG, Fédération des Coopératives Migros, Commission de la concurrence, Commission de recours pour les questions de concurrence, in: Recht und Politik des Wettbewerbs Band 4, 2003, S. 925–965.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2004): Handbuch für das betriebliche Rechnungswesen von Elektrizitätsunternehmen, Auflage 2.1.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2007a): Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber Schweiz, KRSV – CH, Ausgabe 2007.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2007b): Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz, NBVN – CH, Ausgabe 2007.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2007c): Einheitskosten, Ausgabe 2007.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2008a): VSE offizielle Publikationsstelle für Strompreise. Medienmitteilung vom 28.07.2008. Erhältlich unter <http://www.vse.ch/de/internet/newsdetail--0--0--0--0--2387.html>.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2008b): Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber Schweiz, KRSV – CH, Ausgabe 2008.

Gesetze und Verordnungen

Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz (7. Juni 1999).

Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004.

Bundesgesetz vom 6. Oktober 1995 über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen, (Kartellgesetz, KG), SR 251.

Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), SR 734.7.

Elektrizitätsmarktgesetz (EMG; abgelehnt am 22.9.2002).

Elektrizitätsmarktverordnung (EMV; Verordnung zum EMG).

Preisüberwachungsgesetz vom 20. Dezember 1985 (PüG), SR. 942.20.

Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV), SR 734.71.