# Zukunft kleiner Elektrizitätsversorgungsunternehmungen im liberalisierten Strommarkt

Autor(en): **Würmli, Peter / Widmer, Patrick**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **99 (2008)**

Heft 7

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855844

**Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

**Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

**http://www.e-periodica.ch**

# Zukunft kleiner Elektrizitätsversorgungsunternehmungen im liberalisierten Strommarkt

## Welches ist die betriebswirtschaftlich sinnvollste Strategie eines kleinen Elektrizitätsversorgungsunternehmens?

**Der Übergang von einem monopolistischen in einen liberalisierten Elektrizitätsmarkt hat die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) vor viele Fragen gestellt. Selbst mit der Einführung der neuen Spielregeln durch das Stromversorgungsgesetz (StromVG) und die Stromversorgungsverordnung (StromVV) bleibt insbesondere bei kleineren EVU eine gewisse Verunsicherung vorhanden. In einer an der Kalaidos Hochschule Schweiz durchgeführten Masterarbeit über die Strommarktliberalisierung in der Schweiz wurde der Frage nachgegangen, wie – unter Berücksichtigung der notwendigen gesetzlichen Bestimmungen einschliesslich der Vorgaben des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) – die betriebswirtschaftlich sinnvollste Strategie eines kleinen EVU in der Schweiz im liberalisierten Strommarkt aussieht.**

*Peter Würmli, Patrick Widmer*

Die Masterarbeit wurde in Form einer Fallstudie über das Elektrizitätswerk Dussnang (EWD), welches repräsentativ für viele andere kleinere Elektrizitätswerke ist, durchgeführt.

Im Auftrag der politischen Gemeinde Fischingen versorgt das EWD auf dem weitläufigen Gemeindegebiet etwa 850 Endverbraucher mit rund 12 300 MWh elektrischer Energie. 2006 lag die Spitzenleistung bei 2139 kW. Das genossenschaftlich organisierte Werk bezieht zurzeit die elektrische Energie vom Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau. Netzbetrieb und Netzunterhalt erfolgen dabei ausschliesslich durch den ortsansässigen Elektroinstallateur. Bild 1 zeigt die Aufteilung der Energieverteilung auf die einzelnen Kundensegmente.

Bei den Untersuchungen wurden keine politischen Überlegungen und Interessen berücksichtigt. Auch Erfahrungen anderer liberalisierter Branchen, wie etwa der Telekommunikationsbranche, wurden in dieser Arbeit nicht betrachtet. Ferner wurden auch mögliche Synergien mit der Wasserversorgung oder dem Kabelfernsehnetz ausser Acht gelassen.

Um die betriebswirtschaftlich beste Strategie für das EWD zu eruieren, wurden die nachfolgend aufgeführten Modelle auf deren Wirtschaftlichkeit hin überprüft. Die Bewertung aus finanzieller Sicht erfolgte dabei mittels der dynamischen Investitionsrechnung. Die Marktrisiken und Marktchancen wurden durch Befragung von namhaften Experten[1)] ermittelt und zum Teil in den Investitionsberechnungen berücksichtigt.

Es wurden vier Modelle betrachtet.

- Rückzug aus der Energielieferung: Das EWD zieht sich vollständig aus der Energielieferung zurück und überlässt sie auf seinem Versorgungsgebiet einem anderen Netzbetreiber. Es konzentriert sich auf den Netzbetrieb und sorgt somit nur noch für Bau und Unterhalt des Netzes. Die Einnahmen erfolgen ausschliesslich durch das Netznutzungsentgelt.
- Netzverkauf: Das EWD verkauft die gesamte Netzinfrastruktur an einen anderen Netzbetreiber.
- Netzverpachtung: Das EWD verpachtet die gesamte Netzinfrastruktur an einen anderen Netzbetreiber.
- Eigenbewirtschaftung: Das EWD bewirtschaftet seine Netzinfrastruktur selber und beteiligt sich auch am Energiehandel. In welcher Form die Energiegeschäftsprozesse abgewickelt werden sollen, wurde in dieser Studie nicht genauer durchleuchtet.

Um die einzelnen Modelle bewerten zu können, musste einerseits das Netznutzungsentgelt und somit der mögliche Ertrag aus der Nutzung des Netzes berechnet und andererseits mittels hypothetischer Ausschreibung der Marktwert des EWD für einen Netzverkauf, für eine Abtretung der Energielieferung und für eine Netzverpachtung ermittelt werden. An der Ausschreibung haben sich vier Kantonswerke aus der deutschen Schweiz beteiligt.

Die Daten aus den Offerten wurden anonymisiert in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt. Sie sind in den Bildern 2 bis 4 zusammengefasst.

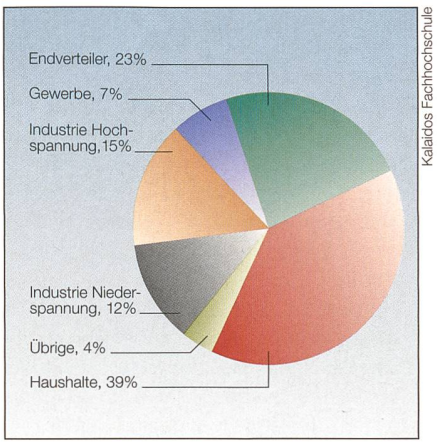
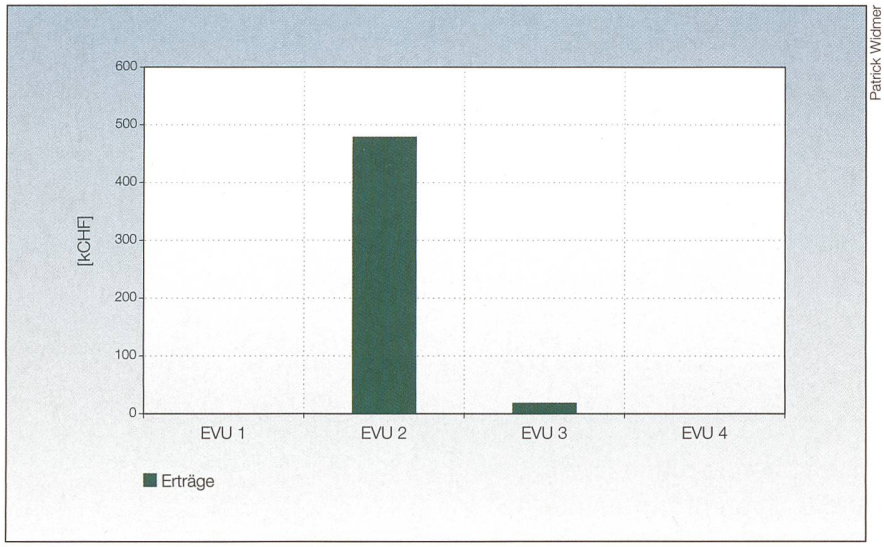
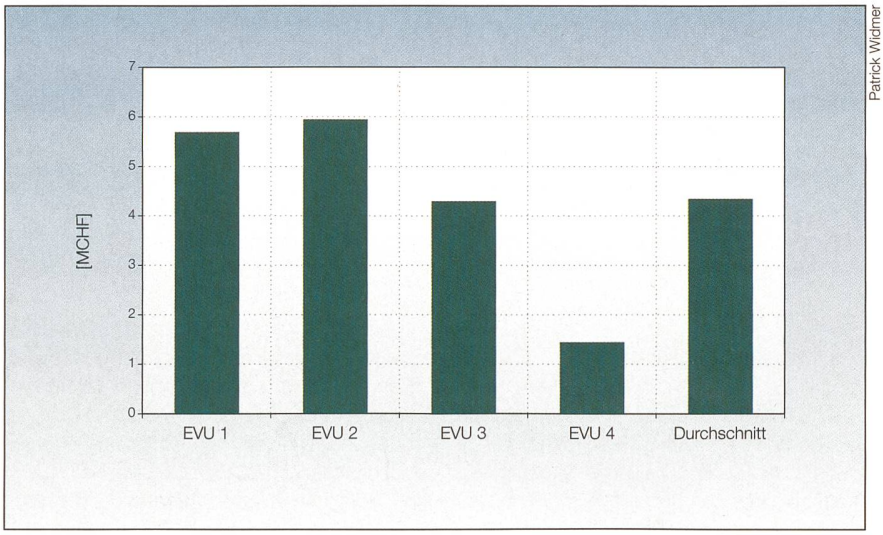



**Bild 1 Kundensegmentierung nach Energieverbrauch 2006 der Elektra Dussnang.**




Patrick Widmer

**Bild 2 Zahlungsbereitschaft für die Abtretung der Energielieferung.**
Alle an der Ausschreibung beteiligten Elektrizitätswerke wären bereit gewesen, die Energielieferung des EWD für 10 Jahre zu übernehmen, aber lediglich 2 Werke würden dieses Energielieferungsrecht auch abgelten. Allerdings war nur das EVU 2 bereit, einen attraktiven Preis von CHF 480 000.– zu bezahlen.




Patrick Widmer

**Bild 3 Netzverkaufspreise.**

## Expertenmeinungen zu den einzelnen Modellen

### Allgemeine Aussagen

Der kalkulatorische Zinssatz[2] für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte wird in der neuen StromVV zwischen 5 und 6% liegen. Da dieser Zinssatz von der durchschnittlichen Rendite von schweizerischen Bundesobligationen abhängig ist, kann seine Entwicklung in den nächsten 5 bzw. 10 Jahren kaum abgeschätzt werden. Die Experten rechnen aber nur mit sehr kleinen Schwankungen. Bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelthöhe sind sich die meisten Experten einig, dass in den nächsten 5 Jahren mit einer Stagnation zu rechnen ist. Allfällige Ausnahme würden durch den Regulator zurechtgewiesen werden.

Die Experten rechnen damit, dass der Regulator in den nächsten 5 bis 10 Jahren sanften Druck auf die Netzbetreiber ausübt und damit eine Reduktion des Netznutzungsentgelts um 5 bis 10% erwirken kann. Um die Mindestanforderungen des Metering Codes beim Messdatenmanagement erfüllen zu können, wird mit Aufwendungen zwischen CHF 40.– und 75.– pro Energiezähler gerechnet. Als sehr schwierig abschätzbar erachten die Experten die Beteiligungskosten an Bilanz- bzw. Subbilanzgruppen, weil diese noch nicht existieren. Ihre Schätzungen liegen zwischen CHF 10 000.– und 50 000.– pro Jahr, wobei diese Kosten stark davon abhängen werden, wie das Lastprognosemanagement erstellt wird.

### Modell «Rückzug aus der Energielieferung»

Vertraglich kann der lokale Netzbetreiber die Energielieferung einem Dritten abtreten, doch trägt er weiterhin die Verantwortung für die in den Art. 6 und 7 des StromVG[3] beschriebenen Pflichten.

Für die Abtretung der Energielieferung werden Vertragslaufzeiten von 10 Jahren als sinnvoll erachtet; kürzere oder längere Laufzeiten werden nicht empfohlen. Hinsichtlich der Preisentwicklung für die Abtretung der Energielieferung an einen Dritten gehen die Expertenmeinungen auseinander; einige vertreten die Auffassung, dass der durch die heutige Nutzung von Synergien bei der Energieverrechnung und -beschaffung bedingte Preis eher leicht ansteigen könnte. Als nachteilig werden der Verlust an Know-how bezüglich des Energiehandelsprozesses und der – allerdings kleine – durch das entgangene Energiegeschäft bedingte Margenverlust angesehen. Die Experten erachten es für das EWD zudem als schwierig, sich später wieder erfolgreich am Energiegeschäft beteiligen zu können.

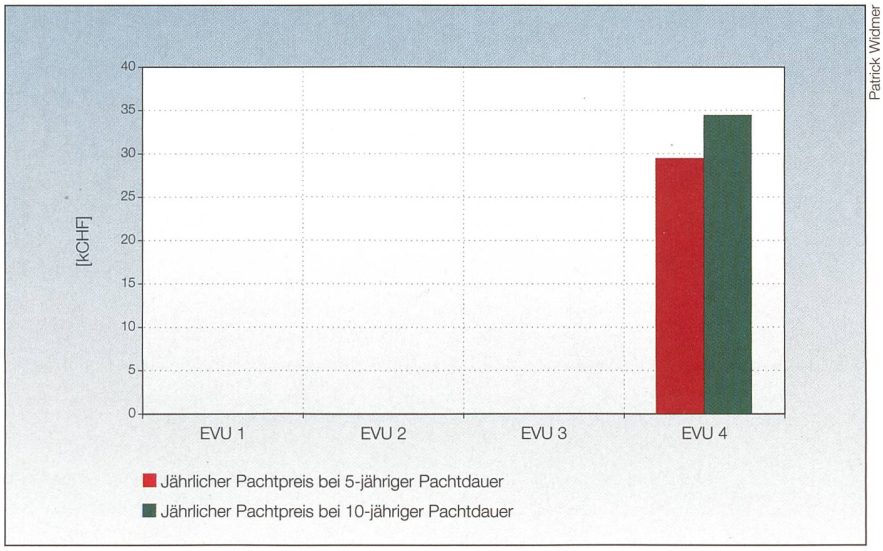
Den grossen Vorteil dieses Modells sehen die Experten hauptsächlich bei der Minimierung der Risiken und der Aufwendungen für den lokalen Netzbetreiber, welche durch den Energiehandel entstehen. Sie erachten dieses Modell als sinnvoll für kleine Netzbetreiber, welche keine bedeutende Eigenproduktion besitzen.

### Modell «Netzverkauf»

Die meisten Experten raten aufgrund der eher leicht positiven Netzwertentwicklung in den nächsten 5 bis 10 Jahren und der zu erwartenden guten Erträge aus der Netznutzung von einem Verkauf des Netzes ab. Ein Verkauf sollte nur dann in Betracht gezogen werden, wenn es die politischen Rahmenbedingungen oder die Liquiditätssituation des Netzeigentümers verlangen oder wenn der Verkaufspreis so hoch bemessen ist, dass die «Gunst der Stunde» ergriffen werden muss.

Im vorliegenden Fall liegen die Angebote (Bild 3) der EVU 1 und 2 in der Grössenordnung des Anlagezeitwertes. Aus finanziellen Überlegungen ist damit die Wahl zwischen Eigenbewirtschaftung und Netzverkauf nicht mehr eindeutig gegeben. Als zusätzliche Kriterien müssten hier sowohl der Energiehandel als auch die Entwicklung des Netznutzungsentgelts angeschaut werden.

Ein Netzverkauf an ein grösseres Elektrizitätswerk kann aus volkswirtschaftlicher Sicht für eine Gemeinde durchaus sinnvoll




Patrick Widmer

**Bild 4 Jährliche Pachtpreise bei 5 bzw. 10 Jahren Pachtdauer.**

sein, obschon dies aus rein betriebswirtschaftlichen Überlegungen für ein EVU eher nachteilig wäre. Wenn etwa der Käufer in seinem Versorgungsgebiet niedrigere Netznutzungskosten hat und diese auf das neu erworbene Netz übertragen würde, könnten die Endverbraucher unter Umständen von tieferen Netznutzungskosten profitieren. Allerdings müsste das gekaufte Netz vollständig in die organisatorische Struktur des Käufers integriert werden, wodurch die Höhe des Netznutzungsentgelts im bestehenden Versorgungsgebiet des Käufers um denselben Betrag ansteigen würde, wie es im hinzugekauften abnimmt. Sollten die Netznutzungskosten pro Endverbraucher im Netz des Käufers nicht spürbar ansteigen, muss dieses um ein Vielfaches grösser sind als jenes des Verkäufers.

### Modell «Netzverpachtung»

Nach Meinung der Experten wird das Pachtmodell in der Schweiz – wenn überhaupt – nur sehr selten eingesetzt werden. Sie sehen die Problematik hauptsächlich in der Komplexität der Pachtverträge, da klare Definitionen bezüglich Netzinvestitionen, Instandhaltungen und Unterhalt nötig sind. Dadurch ist die Gefahr für Einbussen bei der Versorgungsqualität gross. Zudem besteht die Möglichkeit, dass der Pächter das Netz während der Pachtzeit vernachlässigt, was zu einem «Wertverzehr» des Netzes führen würde.

### Modell «Eigenbewirtschaftung»

Damit die kleinen Netzbetreiber mit diesem Modell Erfolg haben können, gibt es nach Expertenansicht nur zwei sinnvolle Varianten, die beide eine mittel- bis langfristige Partnerschaft voraussetzen. Alle Befragten waren sich einig, dass das Energiehandelsgeschäft ein reines Volumengeschäft ist, bei welchem die Margen sinken werden.

*Variante Kooperation*

Bei dieser Variante müsste sich der kleine Netzbetreiber einer Kooperation anschliessen, in welcher schon viele andere Elektrizitätswerke beteiligt sind und von welcher er Marktleistungen beziehen würde – etwa Energiebeschaffung, Produktentwicklung[4], Vermarktung, Systemunterstützung[5] und allenfalls den Vertrieb. Der Vorteil gegenüber einem Vollversorgungsmodell[6] liegt vor allem bei einer Minimierung des Beschaffungsrisikos und der leicht grösseren Energiehandelsmarge. Allerdings setzt dies in der Regel einen vollamtlichen Betriebsleiter voraus, welcher mit dem Energiehandel vertraut ist. Nachteilig sind die Investitionen für die nötigen Systeme, welche die einzelnen Kooperationsmitglieder tätigen müssten und die in der Grössenordnung von CHF 25000.– bis 35000.– pro Jahr liegen.

*Variante Vollversorgung durch einen Dritten*

Bei dieser Variante kommt eine sogenannte Vollversorgung durch einen Dritten infrage, bei welcher der lokale Netzbetreiber nahezu keine Aufwendungen für den Energiehandel hat. Der Nachteil liegt allerdings bei den tendenziell geringeren Energiehandelsmargen und beim Know-how-Verlust bezüglich des Energiehandels.

## Erkenntnisse bezüglich des Netznutzungsentgelts

Der mögliche Ertrag aus dem Netznutzungsgeschäft ergibt sich aus der Verzinsung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte wie Messapparate und Netzinfrastruktur, abzüglich des Fremdkapitalzinses. Für 2008 beläuft sich der Netznutzungsnettoertrag des EWD auf CHF 265942.–[7]. Bei einem Energieumsatz von rund 12 GWh und errechnetem Netznutzungsentgelt von 11,4 Rp./kWh würde dies einem Netznutzungsertrag von etwa CHF 1,4 Mio. entsprechen.

Als erste Plausibilitätsprüfung wurde ein Vergleich mit der Studie NeKoV 2005 [1], in welcher 70 EVU bezüglich der Netznutzungsentgelthöhe verglichen wurden. In der Gruppe mit einer Energiedichte von weniger als 190 MWh/ha und weniger als 9855 Kunden, in welcher sich auch das EWD befindet, lag das arithmetische Mittel für das Netznutzungsentgelt für die Netzebenen 5 bis 7 leicht über 8 Rp./kWh. Bei den teuersten EVU betrug es bis zu 13 Rp./kWh. Da bei der Berechnung des Netznutzungsentgelts des EWD zusätzlich 3,5 Rp./kWh[8] für die Vorliegernetze (Netzebenen 1 bis 5a) mitberechnet wurden und das Werk eine sehr geringe Energiedichte mit relativ wenigen Endverbrauchern aufweist, ist der berechnete Wert von 11,4 Rp./kWh durchaus plausibel.

Für eine zweite Plausibilitätsprüfung wurde für das Jahr 2006 der Ertrag von CHF 225205.– aus dem Energiehandel (Ertrag aus dem Stromverkauf von CHF 1634630.–[9] abzüglich des Netznutzungsertrags von CHF 1409425.–) durch den gesamten Energieumsatz (12356005 kWh) dividiert, woraus sich ein durchschnittlicher Energieverkaufspreis von 1,8 Rp./kWh ergibt.

Der Strombeschaffungsaufwand 2006 lag bei CHF 1001070.–. Bei einem Netznutzungspreis der Vorliegernetze von CHF 432461[10] ergibt sich für den gesamten Energieumsatz ein Energieeinkaufspreis von durchschnittlich 4,6 Rp./kWh, der damit durchschnittlich 2,8 Rp./kWh höher war als der Energieverkaufspreis.

### Fazit aus der ersten und zweiten Plausibilitätsüberlegung

Da das genossenschaftlich organisierte EWD als Monopolist sich noch nie betriebswirtschaftliche Überlegungen bezüglich Abschreibungen von Netzanlagen und kalkulatorischen Zinsen für betriebsnotwendige Vermögenswerte machen musste, wurde in den letzten Jahren die Energielieferung durch die Netznutzung quersubventioniert. Da der Gesetzgeber im StromVG und im Entwurf der StromVV nun für die Berechnung des Netznutzungsentgelts sämtliche betriebswirtschaftlichen Überlegungen berücksichtigt hat und diese auch angewendet werden müssen, bleibt dem EWD eigentlich nur die Möglichkeit, den Energie-

### Berechnung des Netzverkaufspreises

$$VP = \sum_{n=0}^{x} \frac{ALZ \cdot ZS_{StromVV} - ZS}{(1 + Zins)^n} + \frac{VP}{(1 + Zins)^{x+1}} + \sum_{n=0}^{x} \frac{EE}{(1 + Zins)^n}$$

mit

| | |
|---|---|
| VP | Verkaufspreis |
| ALZ | Anlagenettozeitwert[12] des Netzes |
| $ZS_{StromVV}$ | Kalkulatorischer Zinssatz für betriebsnotwendige Vermögenswerte gemäss Stromversorgungsverordnung |
| Zins | Kalkulatorischer Zinssatz für die dynamische Investitionsrechnung |
| n | Anzahl Jahre |
| EE | Jährlicher Nettoenergieertrag aus Handel oder Ertrag aus Abtretung der Energielieferung |
| x | Anzahl Jahre |
| ZS | Jährliche Zinsschuld des EVU |

Für das EWD ergibt sich damit bei einem Zeitfenster von 10 Jahren ein Netzverkaufspreis von CHF 5 030 382.–. Berücksichtigt man noch die möglichen Erträge aus dem Energiehandel, wäre ein durchaus angemessener Netzverkaufspreis von rund CHF 6 Mio. realistisch.

preis anzuheben. Eine Quersubventionierung des Energiehandels darf unter keinen Umständen durchgeführt werden.[11]

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen für das EWD

### Existenzberechtigung ist gegeben

Die Existenz des EWD ist unter den durch StromVG und StromVV gegebenen Umständen allein durch den Ertrag aus der Netznutzung betriebswirtschaftlich gesichert. Allerdings werden die Kunden des EWD im Schnitt mit leicht höheren Tarifen rechnen müssen, denn bis anhin wurden die Tarife auf Kosten der Substanz etwas zu tief angesetzt.

Bleibt das EWD selbstständig, stellt sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht nur noch die Frage, welche unternehmerischen Prozesse selbst, zusammen mit Kooperationspartnern oder durch Dritte günstiger erledigt werden können.

Weder aus der Masterarbeit noch aus anderen eingehenden Untersuchungen geht hervor, ob die Kosten der unternehmerischen Prozesse eines EVU einen bedeutsamen Einfluss auf die Existenzberechtigung haben. Schätzungen lassen den Schluss zu, dass die Kosten für administrative und organisatorische Aufgaben – selbst wenn diese mit der Inkraftsetzung der StromVV erheblich grösser werden – bezüglich der entscheidenden Frage der Existenzberechtigung aus betriebswirtschaftlicher Sicht für das EWD ausser Acht gelassen werden können. Es wäre allerdings wünschenswert, die kritische untere Grösse eines EVU zu kennen, bei der die einmaligen und wiederkehrenden Aufwendungen für diese Prozesse die wirtschaftliche Existenz eines EVU bedrohen. Diese Gefahr wird aber sehr wahrscheinlich überhöht dargestellt.

### Rückzug aus der Energielieferung nicht geplant

Die Abtretung der Energielieferung in dem von der Gemeinde beauftragten Versorgungsgebiet an ein anderes EVU und somit ein Rückzug auf den Netzbetrieb hält sich das EWD als Möglichkeit offen. Eines der Angebote für ein längerfristiges, alleiniges Belieferungsrecht ist so hoch, dass es aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen und aus Beurteilungen des unternehmerischen Risikos attraktiver wäre, das Geschäft der Energielieferung einem Dritten (gegen Entgelt) zu übergeben als selber zu betreiben. Da sich dieses Modell aber für das EWD vorläufig nicht aufdrängt, wird nicht aktiv nach einem Partner gesucht. Allerdings muss die Situation dann neu beurteilt werden, wenn alle Bezüger die freie Wahl des Energielieferanten erhalten werden.

### Netzverkauf nicht ins Auge gefasst

Für den Verkauf spricht neben der sehr attraktiven Höhe der Angebote auch der Umstand, dass das Elektrizitätsgeschäft durch die hohe Reglementierung der Netznutzung und die Undurchsichtigkeit des Energiemarkts unattraktiv wird. Das EWD könnte daher versucht sein, auf die Angebote einzugehen, nicht zuletzt auch deshalb, weil damit die Kunden noch von einem tieferen Netznutzungsentgelt profitieren könnten.

Gegen den Verkauf sprechen allerdings folgende drei Gründe:

- Es gibt keinen wirtschaftlichen Zwang, im jetzigen Zeitpunkt zu verkaufen.
- Vor dem Verkauf müsste rechtlich sichergestellt werden, dass der Verkaufserlös «in der Gemeinde» bleibt.
- Die Entscheidungshoheit für Investitionsaufträge soll in der Gemeinde bleiben.

### Netzverpachtung nicht in Erwägung gezogen

Es wurden keine Angebote eingereicht, die ernsthaft hätten in Erwägung gezogen

*Résumé*

**L'avenir des petites entreprises électriques dans le marché libéralisé de l'électricité**

*Quelle est du point de vue économique la meilleure stratégie pour une petite entreprise électrique?* La transition d'un marché monopoliste vers un marché libéralisé a posé de nombreuses questions aux entreprises électriques. Même depuis l'introduction des nouvelles règles du jeu par la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl), l'incertitude règne en particulier chez les petites entreprises électriques. Un travail de master effectué à la haute école Kalaidos Suisse sur la libéralisation du marché de l'électricité en Suisse était consacré à la question de savoir comment se présenterait la stratégie économiquement la meilleure d'une petite entreprise électrique de Suisse face au marché libéralisé, compte tenu des conditions légales nécessaires y compris celles fixées par l'Association des entreprises électriques suisses (AES).

werden können. Dieser Weg entfällt daher als Möglichkeit für das EWD.

Trotzdem ist das Ergebnis für das EWD wertvoll. Die Reaktionen auf die Ausschreibung lassen vermuten, dass diese Form der Partnerschaft im neuen Strommarkt bisher ausser Acht gelassen und auch theoretisch noch nicht eingehend studiert worden ist. Es ist für das EDW allerdings nicht auszuschliessen, dass es nur über dieses Modell zu einer Kooperation mit seinen Nachbarwerken kommen könnte. Die Studie zeigt nun auf, dass vor allfälligen Verhandlungen diese Form der Partnerschaft viel genauer definiert und ausgearbeitet werden müsste.

### Eigenbewirtschaftung steht im Vordergrund

Aufgrund der in der vorliegenden Masterarbeit durchgeführten Untersuchungen hat sich das EWD entschieden, so lang wie möglich das Stromgeschäft im zugewiesenen Versorgungsgebiet selbstständig zu betreiben. Inwiefern für einzelne Geschäftsprozesse in den Sparten Netzbetrieb und Energiehandel Kooperationen angestrebt werden sollen, ist allerdings noch offen, da es dazu noch weiterer Abklärungen bedarf.

## Referenzen

[1] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): NeKoV 2005 – systematischer Kostenvergleich Schweizer Verteilnetze. www.strom.ch

## Angaben zu den Autoren

Herr *Peter Würmli* ist Verwaltungsratspräsident des EWD und als Organisationsberater tätig. Er war Leiter der Personal- und Organisationsentwicklung der Migros.
*peter@wuermli.com, 8376 Fischingen*

Dipl. El.-Ing. FH *Patrick Widmer* hat ein «Executive MBA»-Studium abgeschlossen und ist Geschäftsführer der Firma Huser + Peyer AG Energietechnik.
*patrick.widmer@huser-peyer.com, Huser + Peyer AG Energietechnik, 8370 Busswil*

[1] Robert Romann, EKZ; Dr. Karl Dörler, Vorarlberger Kraftwerke AG; Daniel Bucher, EKZ; Adrian Inauen, SN Energie AG; Gerardo Zampelli, Ingenieurbüro Graf; Serge Michaud, Electrosuisse; Katharina Germann, EKZ; Dr. Gilbert Schnyder, Schnyder Ingenieure; Alfred Bürkler, Swisspower AG; Romano Zgraggen Abonax AG.

[2] Bei kalkulatorischen Zinsen handelt es sich um Zinsen, die erzielt worden wären, wenn Kapital – statt es im Unternehmen zu investieren – auf dem Kapitalmarkt angelegt worden wäre (Opportunitätskosten).

[3] StromVG: Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz).

[4] Hier ist die Entwicklung verschiedener Stromprodukte gemeint.

[5] Systemunterstützung: Fahrplan- und Energiedatenmanagement.

[6] Ein Händler oder Lieferant versorgt den lokalen Netzbetreiber zu festen Preisen mit genügend Energie.

[7] Unter der Voraussetzung, dass der Entwurf der StomVV Art. 12 Abs. 2b nicht mehr geändert wird. Die Verzinsung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte erfolgt mit einem Zinssatz von 4,92% (3% Rendite Bundesobligation plus 1,92%) abzüglich Kapitalzinsaufwand.

[8] Dieser Wert ist ein Schätzwert. Zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit waren die genauen Netznutzungsentgelte der Vorliegernetze noch nicht bekannt.

[9] Umfasst sowohl Energie- als auch Netznutzungspreis.

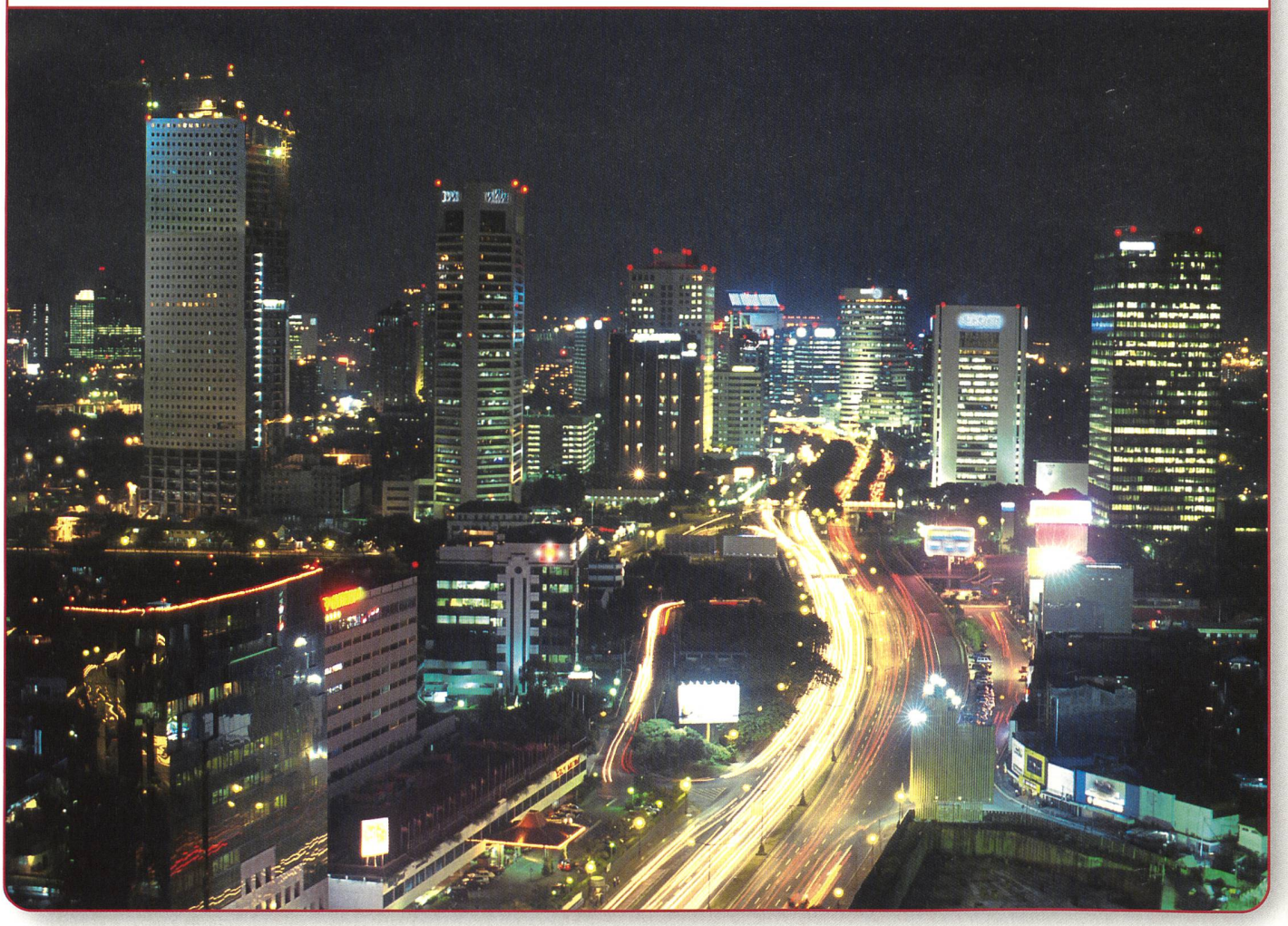
[10] Annahme: 3,5 Rp./kWh für die Netzebenen 1 bis 5a.

[11] Vgl. StromVG, Art. 10, Abs. 1

[12] Bruttonetzwerte abzüglich Netzkostenbeiträge und Abschreibungen.

**SCHLÜSSELFRAGE FÜR DIE ZUKUNFT**

# Wer sichert Ihre elektrische **Energieversorgung**?



## AREVA T&D Experten, Ihre bewährten Partner.

Seit über 100 Jahren erarbeiten wir für Sie maßgeschneiderte Lösungen für Ihre Energieversorgung. Unsere Fachkompetenz in der Energieübertragung und –verteilung ist Grundlage der industriellen Entwicklung und garantiert Millionen von Menschen weltweit eine sichere und zuverlässige Stromversorgung.

AREVA T&D bietet Ihnen die Erfahrung und das Know-how an innovativen Produkten, Systemen und Dienstleistungen: kundenindividuell, termingerecht und von hoher Qualität.

AREVA T&D AG, Carl-Sprecher-Strasse 3, 5036 Oberentfelden
Tel. 062 737 33 33 Fax 062 737 31 80 - **www.areva.com**

AREVA