

# Anreizregulierung : Schreckgespenst oder Chance?

Autor(en): **Schmidli, Marc / Ziegler, Pascal**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **101 (2010)**

Heft (12)

PDF erstellt am: **08.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856165>

## **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.

# Anreizregulierung – Schreckgespenst oder Chance?

## Erfahrungen aus Deutschland

Mit dem Inkrafttreten des revidierten Stromversorgungsgesetzes im Jahr 2014 wird in der Schweiz die Kostenregulierung voraussichtlich durch eine Anreizregulierung ersetzt. Ein Blick nach Deutschland zeigt, dass sich diese auch als Chance nutzen lässt – vorausgesetzt, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gehen das Thema frühzeitig und weitsichtig an.

### Marc Schmidli, Pascal Ziegler

Die Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2009 stellte die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) vor neue Herausforderungen, da die vorgesehenen Erlösobergrenzen alle Eigentümer und Betreiber von Stromverteilungsnetzen betrafen. Aufgrund der regulatorischen Effizienzvorgabe waren die Unternehmen gezwungen, ihre Netzkosten teilweise deutlich zu senken (im Durchschnitt um über 20% pro Regulierungsperiode). Dies wirkte sich erheblich auf die Ergebnissituation der Stromversorger aus und stellte sie vor eine Reihe kritischer Fragen:

- Welche Auswirkungen hat die sinkende Erlösobergrenze auf die eigene Renditeentwicklung?
- Welche Kosten sind zu senken, um die Renditeforderungen der Aktionäre zu erfüllen?

- Wo liegen Potenziale zur Kostensenkung?
- Welche Geschäftsprozesse lassen sich am besten optimieren?
- Lohnen sich Neuinvestitionen in Stromnetze noch?

Um diese Fragen beantworten und die entsprechenden Entscheide treffen zu können, mussten die deutschen EVU als Erstes Transparenz schaffen.

### Modellierung

Die durch den deutschen Gesetzgeber vorgegebenen Kostensenkungen unterscheiden nicht zwischen Kapitalkosten (Capex) und Betriebskosten (Opex). Da das Senkungspotenzial der Capex wegen der Versorgungssicherheit relativ gering ist, muss die Kostensenkung in erster Linie im Bereich der Opex erfolgen. Dazu eignen sich vor allem:

- die Optimierung der Prozesse im Netzbetrieb,
- die Optimierung der Prozesse in den Shared-Service-Bereichen und
- die Anpassung der Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie.

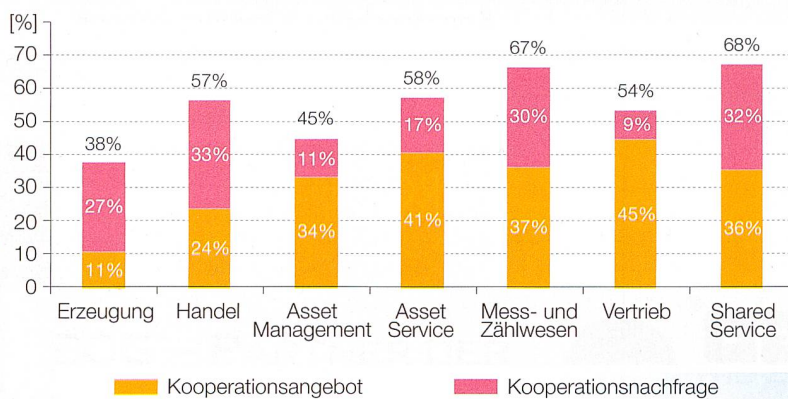
Die Beantwortung der Frage, was in einem Unternehmen möglich ist, hing wesentlich davon ab, wie früh ein EVU seine zukünftigen Ergebnisentwicklungen erkannte und wie konsequent es seine Situation analysierte und die Schwachpunkte beseitigte. Um sich für die steigenden Anforderungen der Anreizregulierung fit zu machen, mussten die Versorgungsunternehmen einerseits ihre künftige Geschäftsentwicklung modellhaft darstellen und andererseits die Herkunft und das Ausmass ihrer Effizienzpotenziale durch indikatives Prozessbenchmarking ermitteln:

■ Mithilfe der modellierten Geschäftsentwicklung verschafften sich die Unternehmen Transparenz über Kosten, Erlöse und Ergebnisse der ersten Regulierungsperiode. So konnten sie die Auswirkungen der Anreizregulierung auf das Unternehmensergebnis analysieren und die Konsequenzen einer möglichen Renditelücke frühzeitig erkennen.

■ Das standardisierte indikative Prozessbenchmarking ermittelte spartenweise die Prozesseffizienz in Hauptprozessen wie z.B. Netzbetreiber-, Messstellenbetreiber- und Shared-Service-Prozessen. Um die Prozesseffizienz zu analysieren, wurden die Struktur- und Leistungsdaten des Unternehmens sowie die Personal- und Fremdleistungskosten je Hauptprozess erhoben (Ist-Kosten).

■ Auf Basis dieser Struktur- und Leistungsdaten wurden Soll-Kosten ermittelt, die bei bester Prozessgestaltung entstehen würden (Benchmarking). Der Vergleich von Ist- und Soll-Kosten zeigte erste Effizienzpotenziale, die sich später mit Optimierungsmassnahmen nutzen liessen.

PwC Deutschland, 2009



**Bild** Kooperationsbereitschaft deutscher Stadtwerke.

### Kooperationen als Option zur Effizienzsteigerung

Eine mögliche Massnahme, um Effizienzpotenziale zu realisieren, ist die Kooperation. Obwohl Kooperationen als



Organisationsmodell hochkomplex sind und die Entwicklung konkreter Kooperationsmodelle zahlreiche Kompromisse kennt, dominieren sie derzeit die Strategiediskussionen der deutschen Stadtwerke. Das Interesse der Branche an diesem Thema manifestiert sich zudem in der regen Teilnahme an einer Kooperationsstudie in der Energiewirtschaft (knapp 300 Teilnehmer).

Wie im **Bild** ersichtlich, wird insbesondere in den Bereichen des Mess- und Zählwesens und in den klassischen Shared Services Kooperationspotenzial erwartet. Ausserdem halten sich «Angebot» (Kooperation in einem Bereich mit eigener Kernkompetenz) und «Nachfrage» (Kooperation in einem Bereich ohne Kernkompetenz) nicht immer die Waage.

Bei der Hauptursache für die Kooperationsbestrebungen sind sich die Stadtwerke hingegen einig: Mit rund 85% gilt der Kostendruck auf Netzentgelte für die Teilnehmer als primärer Treiber für Kooperationen. Der Gestaltungsspielraum für Kooperationen wird jedoch durch die hohen Anforderungen der Teilnehmer eingeschränkt:

- Die Realisierung von Synergien und Effizienzsteigerungen darf die Kooperationspartner nicht ungleich belasten.
- Die lokalen Arbeitsplätze müssen weitgehend erhalten bleiben.
- Der kommunale Einfluss muss bestehen bleiben.
- Die eigene Identität muss auch in Kooperationen gewahrt bleiben.
- Die Öffentlichkeit soll frühzeitig informiert werden.

Erfahrungsgemäss werden Kooperationen emotional diskutiert. Aus diesem Grund empfiehlt sich ein versachlichtes, pragmatisches Vorgehen. Die Analyse erfolgreicher Kooperationen hat ergeben, dass die folgenden Schlüsselfaktoren erfolgsentscheidend sind:

- Ausrichtung der Kooperationen nach eigener, strategischer Entwicklungsperspektive.
- Entschlossene Geschäftsführung, die Kooperationen vorantreibt.
- Entwickeln oder Nutzen eines strategischen, kulturellen und persönlichen Fits zwischen den Kooperationspartnern.
- Systematische und gezielte Kommunikation mit allen Stakeholdern.

### Entscheidungen über Netzinvestitionen

Zusätzlich zur Schaffung von Transparenz und Identifikation von Effizienzpotenzialen sowie Optimierungsmassnahmen sahen sich die deutschen EVU mit der Frage konfrontiert, ob sich Neuinvestitionen in die Stromnetze überhaupt noch lohnen. Der erhöhte Druck auf die Erlössituation im Rahmen der Anreizregulierung zwang die Anbieter dazu, ihre Investitionsvorhaben zu überprüfen und wo möglich zu optimieren.

Ausschlaggebend dabei waren die kalkulatorischen Kosten einer Investition im jeweiligen Basisjahr, da diese bei der Anreizregulierung die Erlöse der Folgejahre bestimmen. Es galt also, neben diesen Kosten vor allem auch den Investi-

### Formel

#### Berechnungsmodell

$$RC_t = RC_{t-1} \cdot (1 + RPI - X_{\text{allgemein}} - X_{\text{individuell}}) \cdot EF + Z$$

|                          |   |
|--------------------------|---|
| $RC_t$                   | Erlösobergrenze im Jahr t                     |
| $RC_{t-1}$               | Erlösobergrenze im Jahr t-1                   |
| RPI                      | Inflationsrate                                |
| $X_{\text{allgemein}}$   | Produktivitätsfortschritt der Branche         |
| $X_{\text{individuell}}$ | Unternehmensspezifischer Effizienzfortschritt |
| EF                       | Erweiterungsfaktor                            |
| Z                        | Anpassungsfaktor                              |

tionszeitpunkt, den Erweiterungsfaktor und das Investitionsbudget zu berücksichtigen – Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit einer Neuinvestition positiv beeinflussen können.

Um die Rentabilität einer Investition zu steigern, müssen Zeitpunkt und Finanzierungsstruktur optimiert werden. Dafür erweist sich der Einsatz eines Modells, das die Wirtschaftlichkeit einer Investition aufzeigt, als äusserst hilfreich. Ein solches ermittelt für die geplante Investition unter Berücksichtigung der regulatorischen Parameter (Zinssatz und Begrenzung des Eigenkapitals, Erweiterungsfaktor, Investitionsbudget, Effizienzwert etc.) den Kapitalwert, die Gesamtkapitalrendite und die Eigenkapitalrendite sowohl vor als auch nach Steuern. Diese Kenntnis ermöglichte den deutschen Unternehmen die Entscheidung über den wirtschaftlichen Nutzen einer Investition.

Mit einem Finanzmodell lässt sich ausserdem untersuchen, welchen Einfluss Parameter wie zum Beispiel die Inflationsrate, der Produktivitätsfaktor oder die Zinssätze auf die Rentabilität einer Investition ausüben. Die Rendite verändert sich, je nachdem, wie diese Prämissen variiert werden. So konnten die EVU die Bedeutung der einzelnen Einflussgrössen untersuchen und bei der Entscheidungsfindung verschiedene Szenarien durchspielen.

### Vereinfachte Modelle als Startinstrument

Auch wenn in der Schweiz noch unklar ist, wie die Anreizregulierung im revidierten StromVG detailliert aussehen wird, können sich EVU schon heute mit den potenziellen Auswirkungen der Anreizregulierung beschäftigen. Dazu liesse sich das im **Kasten** ersichtliche Berechnungsmodell einsetzen.

Während für die Schweizer Inflationsrate eine Bandbreite von 1–1,5% angemessen ist, ist insbesondere für die Be-

### Résumé

#### Régulation incitative – une menace ou une chance ?

##### Expériences faites en Allemagne

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la régulation incitative a placé les entreprises allemandes d'approvisionnement en électricité (EAE) face à de nouveaux défis. Elles furent contraintes de réduire leurs coûts de réseau de plus de 20% en moyenne par période de régulation.

Pour pouvoir répondre à ces exigences, il a fallu représenter l'évolution future de l'entreprise sous forme de modèle et calculer pour chaque domaine la source et le potentiel d'efficacité. Les coopérations se sont révélées une des mesures possibles pour augmenter l'efficacité. Elles dominent actuellement les discussions stratégiques des entreprises municipales allemandes.

Les EAE germaniques ont aussi cherché à savoir si de nouveaux investissements dans les réseaux électriques en valent encore la peine. Les investissements ont fait l'objet de clarifications et ont été optimisés où cela était possible. Les EAE suisses font bien de se préparer d'ores et déjà aux éventuelles répercussions de la régulation incitative. Une des possibilités pour ce faire est de simuler la situation des coûts et des revenus ce qui permet d'illustrer les futures rentrées et rendements.

Mn



stimmung der Effizienzfortschritte auf Erfahrungen aus dem Ausland zurückzugreifen. Hier ist ein Vergleich der Effizienz von Schweizer EVU mit jener von Unternehmen, die bereits in einem Markt mit fortgeschrittener Regulierung tätig sind, besonders interessant. Dieser erlaubt unter anderem eine erste Aussage zum möglichen unternehmensspezifischen Effizienzfortschritt.

Um die Mechanismen optimal zu nutzen und insbesondere die Renditeerwartungen zu erfüllen, ist – wie bereits erwähnt – Transparenz zwingend. Entsprechend muss sich auch die bisherige Mittelfristplanung anpassen. Eine Simulation der Kosten- und Erlössituation mit der oben vorgeschlagenen Berechnung hilft, zukünftige Erträge und Renditen darzustellen. Das Ergebnis lässt sich im Weiteren durch das Ausnutzen unterschiedli-

cher Darstellungsformen in der Mittelfristplanung deutlich verbessern; etwa indem der Durchführungszeitpunkt von Investitionen variiert oder Instandhaltungen zugunsten von aktivierungspflichtigen Massnahmen verschoben werden. Gleichzeitig kann diese Planung zeigen, wie sich Massnahmen aus dem Cashflow finanzieren lassen und ob weitergehende Kostensenkungen notwendig sind.

Aufgrund der Unsicherheiten bei den verwendeten Parametern empfiehlt es sich, die Simulation durch Szenarien- und Sensitivitätsanalysen zu ergänzen. So werden Bandbreiten ersichtlich, in denen unternehmerisches Handeln möglich ist.

### Fazit

Bei einer Übergangszeit von mindestens zwei Jahren dürfte die erste Phase

der Anreizregulierung in der Schweiz frühestens im Jahr 2016 starten. Dennoch tun Schweizer EVU gut daran, sich bereits heute mit dem Thema auseinanderzusetzen. Die Anreizregulierung erfordert frühzeitige strategische Überlegungen, Transparenz über Ineffizienzen im Unternehmen sowie die Planung konkreter Effizienz- und Effektivitätsmassnahmen. Wer proaktiv handelt, findet in der Anreizregulierung eine wertvolle unternehmerische Chance. Eine Chance, die es zu nutzen gilt.

### Angaben zu den Autoren

Dr. **Marc Schmidli**, CFA, ist Partner und Leiter Advisory Energy & Utilities bei PwC.

PricewaterhouseCoopers AG, 8050 Zürich  
marc.schmidli@ch.pwc.com

**Pascal Ziegler** ist Manager Corporate Finance, Energy & Utilities, bei PwC.

pascal.ziegler@ch.pwc.com

Anzeige

## VSE/AES-Datenpool

Um bei der Regulierung im Strommarkt einen Informationsgleichstand zwischen der Branche und der ECom herzustellen, hat der VSE den über mehrere Jahre angelegten VSE/AES-Datenpool initiiert. Damit steht Elektrizitätsversorgern ein wichtiges Instrument zur Verfügung, mit dem sie die Effizienz ihrer Netze vergleichen können.

Der Datenpool bietet minimalen Aufwand und einen grossen Nutzen: Sie erfassen Ihre Daten nur einmal, da der Fragebogen der ECom direkt im VSE/AES-Datenpool übernommen wird. Vor dem Versand an die ECom erfolgt eine Plausibilitätskontrolle.

«Die EKS AG profitiert durch die Teilnahme am Datenpool beim Optimieren und Standardisieren der eigenen Netzkostenrechnung. Weiter unterstützt der Datenpool wirksam die Querkontrolle sowie die interne Effizienzanalyse. Vom gezielten Erfahrungsaustausch mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern profitieren auch unsere Fachleute. Mithilfe der Plattform stellen wir zudem die rechtzeitige Aufbereitung der Daten für die ECom sicher.»

Dr. Thomas Erb, Geschäftsführer Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG

Weitere Informationen:

[www.strom.ch/datenpool](http://www.strom.ch/datenpool); [jean-michel.notz@strom.ch](mailto:jean-michel.notz@strom.ch)