

Mechanismen der Anreizregulierung

Working Paper

Nr.5



Helle Grønli (helle.groenli@e-control.at)

20. Juni 2002

Maria Haberfellner (maria.haberfellner@e-control.at)

Mechanismen der Anreizregulierung¹

Inhalt

Einleitung

Regulierungsmodelle

Worin liegen die Anreize der Preisobergrenzenregulierung?

Zusammenfassung

Referenzen

Einleitung

Die mit dem EIWOG 2000 eingeführte Voll liberalisierung des österreichischen Strommarktes hat neue Herausforderungen im Bereich Netztarife und Netzregulierung mit sich gebracht. Während alle Kunden ab 1. Oktober 2001 den Elektrizitätslieferanten frei wählen können, unterliegt der Netzbereich als natürliches Monopol nicht dem Wettbewerb. Um Kunden vor überhöhten Netztarifen zu schützen, wird nicht nur in Österreich, sondern auch in den übrigen stromliberalisierten Staaten Europas versucht, sogenannte Anreizregulierungsmodelle einzuführen.

Neben den Bestimmungen über die österreichischen Systemnutzungstarife sind in § 25 EI-WOG auch einige Rahmenbedingungen des Regulierungsmechanismus festgelegt:

- Systemnutzungstarife sind vom Regulator als Festpreise zu bestimmen. Das bedeutet, dass für die Netzbetreiber gleichzeitig mit der Preisobergrenze auch eine Preisuntergrenze festgelegt wird.
- Die Festpreise sind für jede Netzebene festzulegen. Das heißt, man hat einen sogenannten Korb von Einzelpreisen statt einer durchschnittlichen Preisobergrenze.
- Effizienzfaktoren, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren, können eingeführt werden.

In diesem Artikel werden verschiedene, in Europa verwendete Regulierungsmodelle behandelt. Die Anreizwirkung der Preisobergrenzenregulierung sowie diverse Einzelfragen werden anhand einfacher Beispiele illustriert.

Regulierungsmodelle

Eine große Herausforderung für die Regulierung ist es, die Interessen der Kunden mit den Interessen der Investoren zu vereinbaren. Das heißt, der Regulator muss die Kundeninteressen – wie z.B. günstige Preise und hohe Qualität - gegenüber den Investoreninteressen, die sich eine angemessene Rendite über effizientere Kostengestaltung erwarten, abwägen. Aus diesem Anspruch wurden unterschiedliche Regulierungsmodelle entwickelt: Renditen-, Preisobergrenzen-, Erlösbergrenzen- und Yardstickregulierung.

Renditenregulierung (Rate-of-Return- bzw. RoR-Regulierung)

Die RoR-Regulierung hat die längste Tradition bei der Regulierung von Monopolen, und wurde verstärkt in den Vereinigten Staaten angewendet. In der RoR-Regulierung werden

¹ Veröffentlicht in: e&i 08/2002

dem regulierten Unternehmen die Betriebs- und Kapitalaufwendungen abgegolten und zusätzlich eine angemessene Verzinsung auf das investierte Kapital (normalerweise Buchwerte) zugestanden. Die RoR-Regulierung ist relativ einfach einzuführen, hat aber einige Nachteile:

- Die Unternehmen haben geringe Anreize, ihre Potentiale zur Produktivitätsverbesserung herauszufinden und auszuschöpfen, da die Kostendeckung zuzüglich einer angemessenen Rendite auf das investierte Kapital unabhängig vom Kostenniveau garantiert wird.
- Die Unternehmen bekommen Anreize überhöhte Investitionen zu tätigen und ein außerordentlich hohes Niveau von Versorgungssicherheit aufzubauen, weil die Rendite auf Basis des investierten Kapitals berechnet wird. D.h.: je höher die Kapitalbasis, desto höher die Rendite.
- Die Unternehmen haben nur begrenzt Anreize für Innovationen, weil die erlaubte Rendite zu niedrig ist um das mit Innovationen verbundene höhere abzudecken.

Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap Regulierung)

Die Preisobergrenzenregulierung wurde durch die britische "RPI-X Regulierung" bekannt, und erstmals bei der British Telecom (BT) im Jahre 1984 eingeführt. Die Grundidee ist, Anreize zur Kostenreduktion für die Netzbetreiber zu setzen, indem die Kosten- von der Erlösentwicklung während eines vorab festgelegten Zeitraumes entkoppelt sind. Zwischen den Kostenprüfungen des Regulators, die zur Festlegung der „Anfangs“-Preisobergrenze dienen, folgt der Preis einem Pfad, der von einem Mechanismus zur Bereinigung der Inflation („RPI“) und einem Effizienzfaktor („X“) bestimmt wird. Der Erlös ergibt sich aus der Menge multipliziert mit der Preisobergrenze. Die Kostenprüfungen des Regulators finden üblicherweise alle 3-5 Jahre statt, wobei die Länge der Regulierungsperiode dem Unternehmen vorab bekannt ist.

Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap Regulierung)

Die Erlösobergrenzenregulierung ist dem Prinzip der Preisobergrenzenregulierung ähnlich. Der Hauptunterschied liegt darin, dass bei der Erlösobergrenzenregulierung eine obere Erlösgrenze vorgegeben wird, während bei der Preisobergrenzenregulierung der Gesamterlös in Abhängigkeit von der Energiemenge variiert. Auch mit diesem Typ der Regulierung folgt der Erlös während der Regulierungsperiode einem Pfad, der von einem Inflationsmechanismus und einem Effizienzfaktor bestimmt wird. Weil die einfachste Art der Erlösobergrenzenregulierung keine automatische Mengenanpassungen hat, wird oft ein zusätzlicher Anpassungsmechanismus, der von der Energiemengenentwicklung oder der Kundenanzahl bestimmt wird, eingeführt. Damit werden notwendige Kosten für neue Investitionen direkt in das Regulierungsmodell eingebaut. Die Erlösobergrenzenregulierung hat folgende Vorteile:

- Die Erlösobergrenzenregulierung ist normalerweise einfacher einzuführen als die Preisobergrenzenregulierung, weil keine Einzeltarife definiert werden müssen.
- Die Volatilität der Mengenschwankungen über die Jahre muss nicht berücksichtigt werden.

Yardstickregulierung

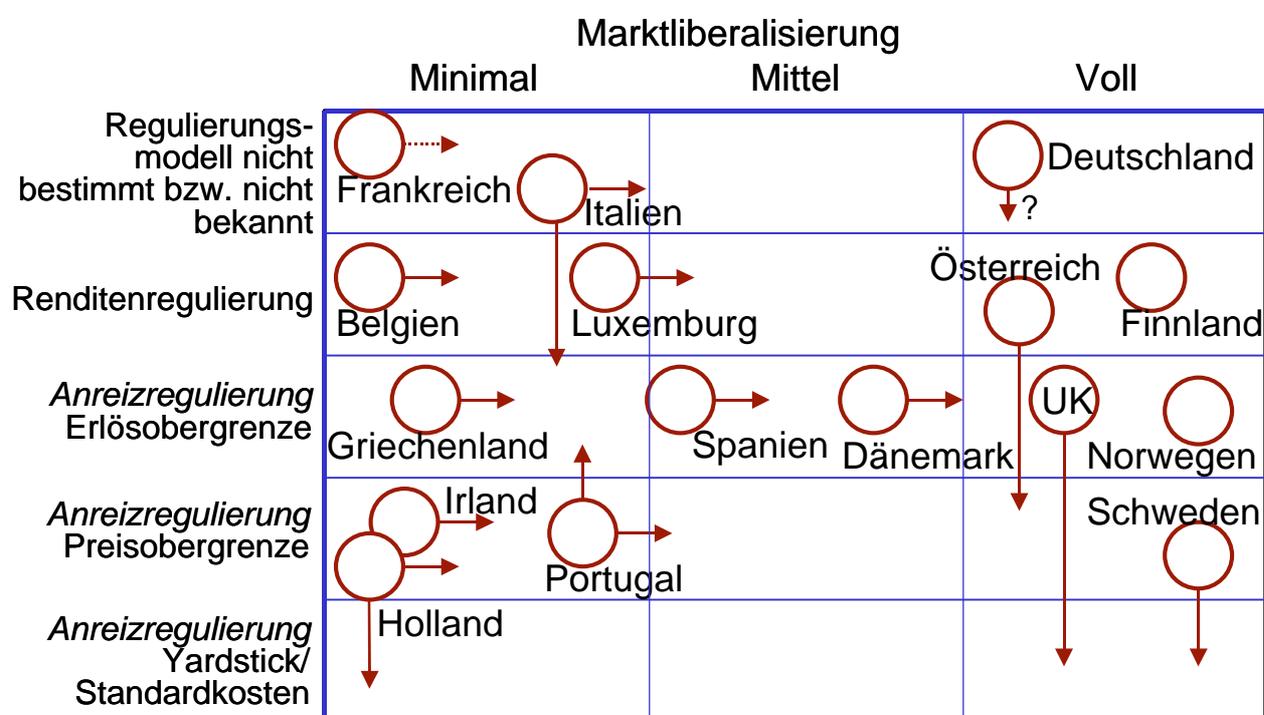
In der Yardstickregulierung ergeben sich die Erlöse oder die Preise für ein Unternehmen aus den Kosten vergleichbarer Unternehmen. Je mehr vergleichbare Unternehmen für die Bestimmung der Kostenbasis herangezogen werden, umso bessere „Ergebnisse“ können durch die Yardstickregulierung erzielt werden. Man kann den Yardstick (Maßstab) entweder auf die durchschnittlichen Kosten der berücksichtigten Unternehmen oder auf das „Best-Practice“-Unternehmen beziehen. Der große Vorteil der Yardstickregulierung liegt darin, dass die eigenen Kosten des regulierten Unternehmens nur teilweise in die Kostenbasis einfließen. Deshalb sind die Anreize zur Kostenreduktion sehr hoch.

Die drei Formen der Anreizregulierung – Preisobergrenze, Erlösobergrenze und Yardsticks – haben einige gemeinsame Nachteile:

- Durch die starken Anreize zur Kostenreduktion besteht die Gefahr, dass sich die Versorgungssicherheit verringert, da die Unternehmen zu wenig in Instandhaltungsarbeiten und Qualität investieren. Mit Hilfe von Qualitätsstandards und finanziellen Anpassungsmechanismen können diese Auswirkungen vermieden werden.
- Auch strategische Anpassungsreaktionen der Unternehmen könnten zu einem unerwünschten Ergebnis führen. Zum Beispiel könnten die Unternehmen aus strategischen Gründen die Kosten vor der Prüfung durch den Regulator bei Preis- und Erlösobergrenze anpassen, und so die Potentiale zur Kostenreduktionen nicht voll ausnutzen.

In Abbildung 1 ist zu erkennen, dass viele europäische Länder von der RoR-Regulierung – praktisch einer reinen Kostenabgeltung – zu einem anreizorientierten Regulierungsmodell zur Verbesserung der Effizienz übergehen. Die Pfeile zeigen die absehbare Orientierung der Netzregulierung im jeweiligen Land an. Unter minimaler Marktliberalisierung ist eine Marktöffnung von unter 40 % zu verstehen, volle Marktliberalisierung bedeutet 100 %-ige Marktöffnung.

Abbildung 1: Regulierungsmodelle in Europa



Großbritannien und Norwegen befinden sich schon in der dritten bzw. zweiten Regulierungsperiode von jeweils 5 Jahren und haben soweit positive Erfahrungen mit der Erlösobergrenze gemacht. In beiden Ländern haben die Netzbetreiber Kostenreduktionen erreicht und weitere Investitionen im Netz getätigt, während die Kunden gleichzeitig von Preisreduktionen und Qualitätsverbesserungen profitiert haben. Die Netzbetreiber arbeiten wesentlich professioneller und profitorientierter als früher, insbesondere in Ländern, in denen das Netz größtenteils im öffentlichen Eigentum steht.

Worin liegen die Anreize der Preisobergrenzenregulierung?

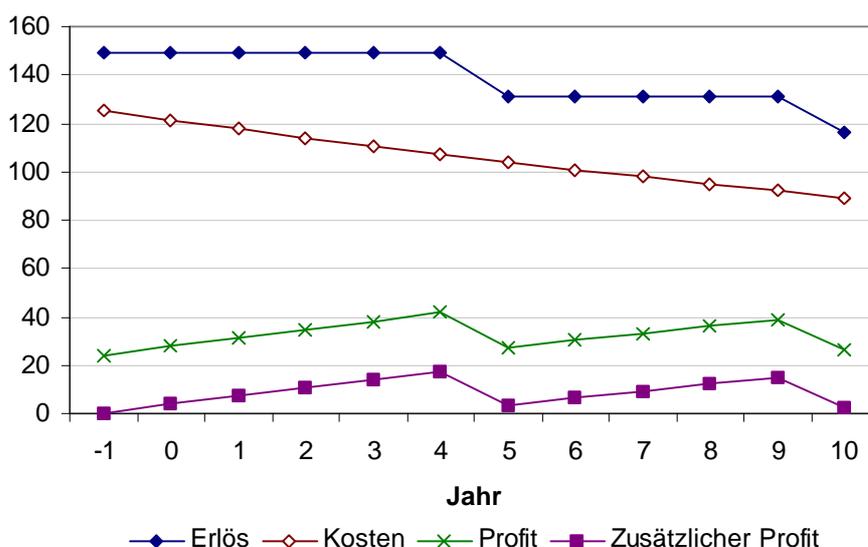
Die Anreize im Zuge der Preisobergrenzenregulierung liegen darin, dass der Erlös über eine vorab festgelegte Periode einem Pfad folgt, der unabhängig von der tatsächlichen Kostenentwicklung ist. Wie stark die Anreize wirken, hängt mit der Länge der Regulierungsperiode zusammen, oder in anderen Worten ausgedrückt von der Zeitdauer in der die Unternehmen von Kosteneinsparungen profitieren, bevor sie über Tarifsenkungen an die Kunden weitergegeben werden müssen. Nehmen wir an, dass die Unternehmen sofort eine Kostenreduktion von € 1 erreichen, die über eine Regulierungsperiode von 5 Jahre zu zusätzlichen Profiten führen, so hat diese Kosteneinsparnis einen Barwert von € 4,2 bei einem Zinssatz von 6 %. Netzanlagen haben üblicherweise eine Lebensdauer von 40 Jahren, und eine Kostenreduktion von € 1 über die ganze Lebensdauer wäre heute € 15,1 wert. Würde die Kosteneinsparung nach der ersten Regulierungsperiode an die Kunden weitergegeben werden, so beträgt die „Stärke“ des Anreizes 28 %, das ist der Anteil der Kostenreduktion, der in Form von zusätzlichen Profiten im Unternehmen verbleibt.

Die Funktionsweise der Anreizregulierung wird anhand eines weiteren Beispiels illustriert. Das Beispiel basiert auf folgenden Annahmen:

- Die Inflation und der generelle Effizienzfaktor sind gleich hoch.
- Es gibt keine Mengensteigerungen.
- Die Preisobergrenze wurde auf Basis der Kosten des Jahres vor der neuen Regulierungsperiode zuzüglich einer angemessenen Rendite auf das investierte Kapital festgelegt. Die Kosten im Jahr -1 betragen 160, die Kapitalbasis beträgt 500 und bleibt unverändert. Die Rendite auf das investierte Kapital beträgt 6 %.
- Die Dauer der Regulierungsperiode ist 5 Jahre.
- Das im Beispiel herangezogene Unternehmen ist 100 % effizient, und hat deshalb keinen individuellen Effizienzfaktor.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Erlöse, Kosten und Profite während zwei Regulierungsperioden bei einer jährlichen Kostenreduktion im Unternehmen von 3%.

Abbildung 2: Entwicklung des Unternehmen bei einer jährlichen Kostenreduktion von 3%.



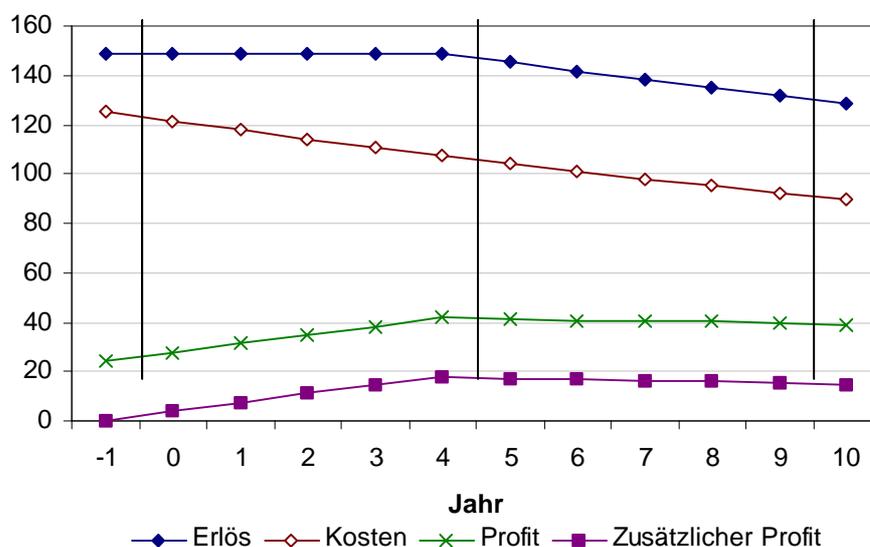
Der Erlös ergibt sich im Anfangsjahr der ersten Regulierungsperiode (Jahr 0) aus den Kosten des Jahres -1 zuzüglich der angemessenen Rendite auf die Kapitalbasis des Jahres -1. Der Erlös im Anfangsjahr der zweiten Regulierungsperiode (5) ergibt sich aus den Kosten und

der Kapitalbasis im Jahr 4. Weil die Inflation dem generellen Effizienzfaktor entspricht, sind die Erlöse in allen 5 Jahren innerhalb der Regulierungsperiode gleich hoch. Das Unternehmen hat Kosteneinsparungen von 3 % pro Jahr und erzielt damit neben der bereits in die Preisobergrenze eingebauten Rendite zusätzliche Profite. Diese Möglichkeit, zusätzliche Profite zu erreichen, ist der Anreiz für die Unternehmen, Effizienzverbesserungen anzustreben.

Wenn die Preisobergrenze auf Basis von historischen Kosten festgelegt wurde, kommt den Unternehmen die Kosteneinsparungen, die am Anfang der Regulierungsperiode erreicht wurden, am längsten zugute. Während die „Stärke“ der Anreizwirkung des ersten Jahres der Regulierungsperiode mit 28 % zu beziffern ist, fällt der Anreiz im letzten Jahr der Regulierungsperiode auf 5 %. Das birgt die Gefahr, dass sich die Unternehmen strategisch anpassen und mögliche Kosteneinsparungen am Ende einer Regulierungsperiode nicht realisieren. Eine unerwünschte zeitliche Verzerrung bei der Kostenanpassung der Unternehmen ist die Folge. Es gibt aber mehrere Möglichkeiten, strategische Anpassungen zu verhindern, z.B.:

- Als Kostenbasis wird der Durchschnitt der Kosten von mehreren Jahren der vorangegangenen Regulierungsperiode herangezogen. Das wurde z.B. bei der Bestimmung der Erlösobergrenze der zweiten Regulierungsperiode in Norwegen angewendet.
- Den Unternehmen könnte erlaubt werden, die zusätzlichen Profite aus der Kostenreduktion, unabhängig davon wann die Kostenreduktion erreicht wurde, für die gleiche Zeitdauer zu behalten.

Abbildung 3 demonstriert die Entwicklung der Erlöse und Profite, wenn die Kosteneinsparungen jeweils 5 Jahre lang behalten werden können.



Anstatt einer sprunghaften Veränderung des Erlöses nach Kostenprüfungen durch den Regulator, würden mit dieser Methode Erlösentwicklungen erzielt werden, die sich zeitverzögert parallel zur Kostenentwicklung bewegen. Obwohl diese Lösung den „besten“ Unternehmen die Möglichkeit zu einer höheren Rendite gibt, und so starke Anreize zu Kostenreduktionen bietet, sollte der Regulator einige Überlegungen anstellen:

- Den „besten“ Unternehmen wird zugestanden wesentlich höhere Rendite als die tatsächlichen Kosten des Kapitals zu verdienen.

- Die leistungsschwachen Unternehmen können in die Situation kommen, in der die Profite negativ werden. Um die Anreizwirkung nicht zu verlieren muss der Regulator auch diesen Fall zulassen.

Sowohl die möglichen hohen Renditen für leistungsstarke Netzunternehmen, als auch mögliche Verluste von leistungsschwachen Unternehmen stößt oft auf wenig Verständnis in der Öffentlichkeit, besonders unter den Netzkunden. Das kann die Einführung dieses Modells erschweren.

Die obigen Abbildungen zeigen, dass die Länge der Regulierungsperiode wichtig für die Anreizwirkung ist. Beispielsweise wäre bei einer Periode von 10 Jahren die „Stärke“ des Anreizes 49 % gegenüber 28 % im Fall einer 5 jährigen Periode. Eine längere Regulierungsperiode würde implizieren, dass die Kostenreduktionen des Netzbetreibers später an die Kunden weitergegeben werden.

Die Länge der Periode ist daher wichtig. Zu kurze Perioden bieten kaum Anreize Anstrengungen anzustellen, um die Kosten zu reduzieren, während bei langen Perioden die Einsparungen an die Kunden verhältnismäßig spät weitergegeben werden. Die Bestimmung der Periodenlänge hängt eng mit dem Entwicklungsstadium des Regulierungssystems zusammen. Bei der Neueinführung der Anreizregulierung ist einerseits die Unsicherheit über die Kostenbasis hoch, andererseits das Potenzial für Effizienzsteigerung meist groß. Eine lange Periode könnte deshalb den Netzunternehmen unangemessen hohe zusätzliche Profite beschern. Nach einigen Regulierungsperioden kann man aber annehmen, dass die profitsuchenden Unternehmen sich nahe dem effizienten Kostenniveau befinden. Die Gefahr, dass sich der Erlöspfad zu weit von der Kostenentwicklung weg bewegt ist geringer, womit längere Regulierungsperioden zugelassen werden können. In der Elektrizitätsbranche dauert die Regulierungsperiode üblicherweise 3-5 Jahre.

Da sich die Potenziale zur Kostenreduktion besonders am Anfang der Regulierungsperiode für die Unternehmen unterschiedlich gestalten, werden oftmals individuelle Effizienzfaktoren eingeführt. Das Potential zur Kostenreduktion wird üblicherweise über Benchmarkingmethoden, die die Leistung von verschiedenen, aber vergleichbaren Unternehmen in Relation stellt, festgestellt. Das individuelle Effizienzpotenzial ist vom Unternehmen innerhalb einer angemessenen Periode nach Maßgabe des individuellen Effizienzfaktors zu erreichen. Ziel ist es, dass vergleichbare Unternehmen nach einigen Jahren ein annähernd gleiches Effizienzniveau erreicht haben. Abbildung 4 stellt die Entwicklung der Erlöse, Kosten und Profite für unser Beispielunternehmen dar, unter der Annahme dass sich der individuelle Effizienzfaktor auf -3 % pro Jahr beläuft.

Abbildung 4: Entwicklung der Unternehmen mit -3 % individueller Effizienzfaktor.

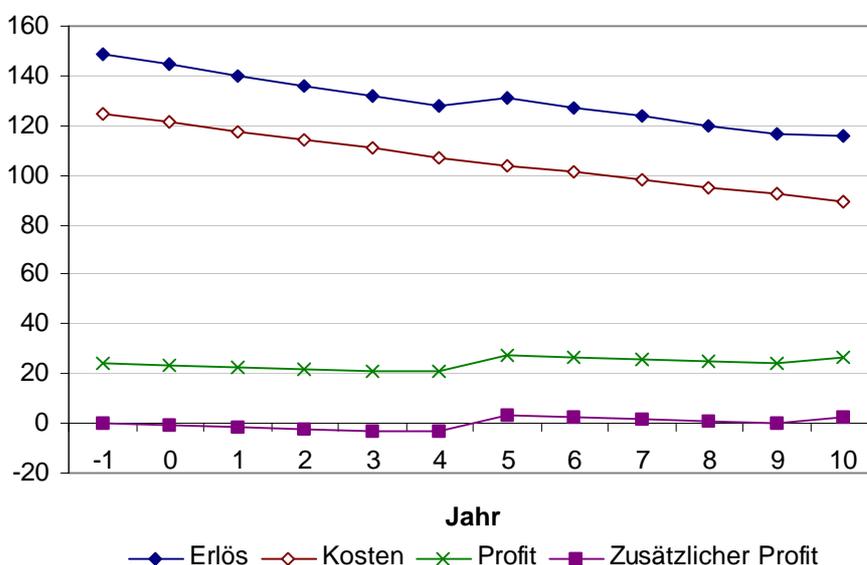


Abbildung 4 zeigt: Falls das Unternehmen sich nicht bemüht, mittels Kostenreduktion das Effizienzpotenzial zu erreichen, besteht die Gefahr, dass die Rendite geringer ist als jene, die vom Regulator in der Preisobergrenze vorgesehen war. Dies ist an der negativen Entwicklung der zusätzlichen Profite in Abbildung 4 zu erkennen. Zudem werden die Benchmarks für die zweite Regulierungsperiode ergeben, dass das Effizienzpotential des Unternehmens gegenüber den vergleichbaren Referenzunternehmen gewachsen ist. Das führt zu einem höheren individuellen Effizienzfaktor in der zweiten Periode.

Bei der Yardstickregulierung haben die Kosten des Unternehmens einen geringen Einfluss auf die Erlöse, abhängig davon, wie viele vergleichbare Unternehmen bei der Bestimmung des Yardsticks (oder Maßstab) herangezogen wurden. Der Grund dafür liegt darin, dass der Erlöspfad sich ohnehin mehr oder weniger unabhängig von den Kosten des Unternehmens bewegt.

Zusammenfassung

Anreizregulierung, welche als Anreiz außerordentliche Profite durch Kosteneinsparungen bietet, wird in ganz Europa vermehrt nach Jahren der Renditeregulierung eingeführt. In Ländern mit längerer Erfahrung mit dieser Regulierungsform konnten die Kunden von niedrigeren Preisen und höherer Versorgungsqualität profitieren. Gleichzeitig haben die Netzünternehmen Kostenreduktionen erreicht und die notwendigen Investitionen im Netz auch zur künftigen Erfüllung ihrer Aufgaben getätigt.

In Österreich wird die Einführung einer Preisobergrenzenregulierung mit Festpreisen pro Netzebene, sowie individuellen und generellen Effizienzfaktoren als Teil des Modells forciert. Bei der Einführung einer Preisobergrenzenregulierung mit einer vorab festgelegten Regulierungsperiode, einer Inflationsbereinigung und Effizienzfaktoren, möchte man Anreize zur Kostenreduktion geben. In diesem Zusammenhang sind folgende Punkte zu beachten:

- Die Länge der Periode ist wichtig für die Anreizwirkung, und ist üblicherweise gleich bei der Neueinführung einer Anreizregulierung kürzer, während nach einigen Jahren längeren Perioden der Vorzug gegeben werden kann.
- Strategische Anpassungen der Netzbetreiber vor einer Kostenprüfung durch den Regulator können durch verschiedene Maßnahmen vermieden werden.
- Die Benchmarkingmethode wird Teil des österreichischen Regulierungsmodells werden. Wenn ineffiziente Unternehmen das erwiesene Effizienzpotenzial nicht ausnutzen, müssen sie mit geringeren Rendite rechnen.

Referenzen

EIWOG: Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, idFv BGB1. I Nr. 121/2000, Wien.

Filippini, M., Wild, J.: Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen. Zeitschrift für Energiewirtschaft 26 (2002) 1, S. 51-59.

National Audit Office: Pipes and Wires. HC 723 Session 2001-2002, 10 April 2002. http://www.nao.gov.uk/publications/nao_reports/01-02/0102723.pdf

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE): Den økonomiske regulering av nettvirksomheten. Forslag til endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsrammer for nettvirksomheten og overføringstariffer av 11.03.1999, nr. 302. Oslo, NVE 2001.

Titel: Mechanismen der Anreizregulierung

Kurzfassung:

Die Vorteile und Nachteile unterschiedlicher Regulierungsmodelle werden kurz behandelt bevor die Anreize der Preisobergrenzenregulierung mit Hilfe einfacher Beispiele diskutiert werden. Die diskutierte Themen umfassen die Länge der Regulierungsperiode, die Anreize für strategische Anpassungen und wie diese vermieden werden können und die Wirkung von individuellen Effizienzfaktoren. Abschließend werden die Rahmenbedingungen der österreichischen Preisobergrenzenregulierung kurz beschrieben.

Stichwörter: Anreize, Regulierung, europäische Regulierungsmodelle

Title: Mechanisms of Incentive Regulation

Summary

The authors discuss the advantages and disadvantages of different regulatory models, and focuses on the incentives given by Performance-Based Regulation. Incentives for cost reductions within a price cap regime are discussed through simplified examples. Issues that are discussed include the length of the regulatory period, the incentives for strategic behavior and how unwanted adaptations can be avoided as well as the impacts of an individual efficiency factor. The legal framework for the Austrian price cap regulation is short summarized.

Keywords: Incentives, Performance Based Regulation, European regulatory models