



Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz

**EIN BERICHT IM AUFTRAG DES BUNDESAMTS FÜR ENERGIE
BFE**

Mai 2015

Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz

Executive Summary	1
1 Einleitung	5
1.1 Ausgangslage	5
1.2 Projektauftrag.....	5
1.3 Aufbau des Berichts.....	6
2 Theoretische Grundlagen und Einordnung der Option für Schweiz	7
2.1 Kosten-plus-Regulierung.....	8
2.2 Anreizregulierung.....	8
2.3 Einordnung der Option für die Schweiz.....	10
2.4 Schlussfolgerung	13
3 Kosten-Nutzen-Analyse – Rahmen	15
3.1 Definition der Handlungsoptionen	15
3.2 Definition des Wohlfahrtsmaßes – Sozialer Überschuss	17
3.3 Nutzen und Kosten – Ansatz.....	18
3.4 Modellierung – Ansatz der Barwertmethode	20
3.5 Parametrierung und Auswertung der Ergebnisse	20
4 Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse	23
4.1 Allgemeine Regulierungsparameter.....	23
4.2 Annahmen Regulierungsrahmen	27
4.3 Kostenentwicklung	29
4.4 Vollzugskosten.....	38
5 Kosten-Nutzen-Analyse – Ergebnisse	43
5.1 Anreizregulierung (Basisfall) – Indikativer Wohlfahrtsgewinn: ca. CHF 3,9 Mrd.	43

5.2	<i>Sensitivitäten</i>	46
5.3	<i>Sonstige potenzielle Wohlfahrtseffekte</i>	51
6	Schlussfolgerungen	55
7	Literatur	57
	Annexe 1: Szenario für Kosten-Nutzen Analyse	61

Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz

Abbildung 1. BFE Vorschlag für Ausgestaltung Anreizregulierung	12
Abbildung 2. Modellhafter Analyseansatz	15
Abbildung 3. Systematik der Berechnung des Sozialen Überschusses mit und ohne Anreizregulierung	20
Abbildung 4. Spezifikation des Basisfalls für die Anreizregulierung und Sunshine Regulierung	44
Abbildung 5. Wohlfahrtsgewinn Anreizregulierung (Basisfall) – Nettobarwert	45
Abbildung 6. Anreizregulierung – Sensitivität Kostensenkungsrate	47
Abbildung 7. Erweiterungsinvestitionen und Technologiewahl unter Status Quo und Anreizregulierung	48
Abbildung 8. Änderung der Technologiewahl unter Anreizregulierung - Nettobarwert	49
Abbildung 9. Anstieg der Erweiterungsinvestitionen ab 2036 zur Integration von höherem Anteil von Erneuerbaren Energien	50
Abbildung 10. Anstieg der Erweiterungsinvestitionen ab 2036 zur Integration von höherem Anteil von Erneuerbaren Energien	50

Tabelle 1. Investitionsvolumen (Ausbauinvestitionen) für klassischen bzw. innovativen Netzausbau in den drei VSE Szenarien	25
Tabelle 2. zwei Zeiträume	28
Tabelle 3. Ausgestaltung Anreizregulierung	35
Tabelle 4. Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung	36
Tabelle 5. Kostenentwicklung bei „Sunshine-Regulierung“ für das Szenario der Anreizregulierung	37
Tabelle 6. Kostenentwicklung Status Quo (Referenz)	38
Tabelle 7. Zusätzliche Vollzugskosten für Regulator und Netzbetreiber	41
Tabelle 8. Kostenbasis für Ausgangsjahr, soziale Diskontrate und Erweiterungsinvestitionen	61
Tabelle 9. Zusätzliche Vollzugskosten für Regulator und Netzbetreiber	62
Tabelle 10. Kostenentwicklung für Status Quo und Sunshine Regulierung	62
Tabelle 11. Ausgestaltung Anreizregulierung	63
Tabelle 12. Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung	63

Executive Summary

Im Rahmen der Wiederaufnahme der Revision StromVG erfolgt in der Schweiz eine Fortsetzung der Diskussion um die Einführung einer Anreizregulierung. Dazu wurde in den letzten Jahren schon einige Vorarbeit geleistet. Die Einführung der Anreizregulierung wird vom Bundesamt für Energie (BfE) betreut, das derzeit die fachlichen und gesetzlichen Grundlagen erarbeitet.

Bei der politischen Bewertung der Vorschläge des BfE zur Ausgestaltung der zukünftigen Schweizer Regulierung stellt sich u.a. die Frage nach der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Einführung einer Anreizregulierung.

Dementsprechend hat das BfE Frontier Economics beauftragt, eine indikative Kosten-Nutzen-Analyse einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber durchzuführen, in der belastbare Größenordnungen für den Netto-Nutzen einer Anreizregulierung gegenüber dem derzeitigen Regulierungsregime (Status quo) sowie der Sunshine Regulierung (in Form einer Weiterentwicklung einer Kosten-plus-Regulierung) ermittelt werden. Der volkswirtschaftliche Nutzen setzt sich hierbei aus Konsumentenrente und Produzentenrente sowie den volkswirtschaftlichen Kosten aus den Vollzugskosten des Regulators und der Netzbetreiber zusammen.

Der Fokus der Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen richtet sich v.a. auf die parametrierbaren Effekte bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung für die Schweizer Verteilnetzbetreiber. Effekte, die sich auf Basis der verfügbaren Daten derzeit nur qualitativ erfassen lassen, werden skizziert, stehen aber nicht im Fokus der Studie. Zudem stützen wir uns auf Durchschnittsdaten über alle Verteilnetzbetreiber, d.h. über kosten- oder nutzenseitige Besonderheiten einzelner Netzbetreiber wird gemittelt.

Die Ergebnisse der indikativen Kosten-Nutzen-Analyse können wie folgt zusammengefasst werden.

Positiver Wohlfahrtsgewinn einer Anreizregulierung gegenüber Status Quo Regulierung von ca. 3,0 bis 4,3 Mrd CHF

Die Ergebnisse der indikativen Kosten-Nutzen-Analyse zeigen, dass die Einführung einer Anreizregulierung im Vergleich zum Status Quo Wohlfahrtsgewinne von CHF 3,0 bis 4,3 Mrd. erzeugt. Unter den getroffenen Annahmen im Basisfall für das Szenario einer Anreizregulierung ergibt sich ein zusätzlich aggregierter, abdiskontierter Wohlfahrtseffekt gegenüber dem Status Quo von indikativ ca. CHF 3,9 Mrd. (für die Regulierungsperioden bis 2040 und bei Einführung ca. ab dem Jahre 2025).

Selbst wenn die zusätzlichen Kostensenkungsanreize für die Netzbetreiber unter einer Anreizregulierung eher moderat sind, dominiert der zu erwartende Nutzen die im Verhältnis relativ moderaten Vollzugskosten der Anreizregulierung über die Zeit.

Die wesentlichen Treiber für die Wohlfahrtsgewinne der Anreizregulierung sind die Höhe der beeinflussbaren Kosten der Netzbetreiber (bestimmt die absoluten Kostensenkungspotenziale) sowie die durch die Anreizregulierung induzierten zusätzlichen Effizienzanstrengungen der Verteilnetzbetreiber (unter Anreizregulierung erzielbare zusätzliche Kostenreduktionen).

Bei Verteilung der Vorteile (Renten) unter der Anreizregulierung dominieren Konsumenten

Die Partizipation der Konsumenten an den Vorteilen (Renten) der Anreizregulierung ist durch die Ausgestaltung der Regulierung beeinflusst. In der derzeit für die Schweiz diskutierten Ausgestaltung dominiert der positive Effekt für die Konsumenten, d.h. der „soziale Überschuss“ der Einführung einer Anreizregulierung kommt v.a. der Konsumentenrente zugute, zu geringeren Teilen der Produzentenrente. Gleichzeitig ist allerdings auch ein Vorteil für die Netzbetreiber aus der Anreizregulierung zu erwarten. Der Nettogewinn für die Unternehmen, d.h. Produzentenrente minus Vollzugskosten der Netzbetreiber, ist positiv.

Weitere relevante positive Faktoren

Die Anreizregulierung stellt bei entsprechender Ausgestaltung weiterhin sicher, dass Investitionen effizient durchgeführt werden und hierdurch induzierte Kostenerhöhungen so gering wie möglich ausfallen. Ein zusätzlicher Investitionsbedarf wie für die Integration von Erneuerbaren Energien oder für „Smart Meter“ kann auch nach Einführung der Anreizregulierung zu steigenden Kosten und Netzentgelten führen. Diese Kostensteigerungen sind zunächst unabhängig von der Einführung der Anreizregulierung zu sehen. Die Anreizregulierung stellt jedoch sicher, dass die Investitionen effizient durchgeführt werden und die Kostenerhöhungen so gering wie möglich ausfallen.

Investitionen in Netzqualität durch geeignete Instrumente sicherstellen

Mögliche negative Wohlfahrtseffekte der Einführung einer Anreizregulierung könnten sich v.a. durch mögliche Rückwirkungen auf die Netzqualität einstellen. So können starke Kostensenkungsanreize zu Unterinvestitionen führen, falls die Ausgestaltung des Anreizregulierungssystems aufgrund des Effizienz- bzw. Kostendrucks einen Verzicht auf Investitionen günstiger erscheinen lässt als deren Durchführung. Dementsprechend besteht ggf. die Gefahr einer sinkenden Netzversorgungsqualität.

Executive Summary

Dieser Gefahr kann durch geeignete Maßnahmen entgegengewirkt werden. In Anreizregulierungssystemen lassen sich Investitionsanreize durch mehrere „Stellgrößen“ beeinflussen. Das frühe Überführen von Investitionen in Netztarife, wie dies im analysierten Anreizregulierungssystem vorgesehen ist, ist hierbei ein wesentliches Element. Flankierend kann die Einführung einer Qualitätsregulierung möglichen negativen Effekten auf die Versorgungsqualität entgegen wirken.

Wohlfahrtsgewinne durch Anreizregulierung unabhängig von allgemeiner Strommarktliberalisierung

Die Wohlfahrtsgewinne durch die Einführung einer Anreizregulierung sind unabhängig von der allgemeinen Strommarktliberalisierung. Die Einführung einer Anreizregulierung sollte somit nicht von der Strommarktliberalisierung abhängig gemacht werden. Auch für die Regulierung von integrierten Elektrizitätsunternehmen ist die Anreizregulierung anwendbar und geht mit den skizzierten Vorteilen einher.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Wiederaufnahme der Revision StromVG erfolgt in der Schweiz eine Fortsetzung der Diskussion um die Einführung einer Anreizregulierung. Dazu wurde in den letzten Jahren schon einige Vorarbeit geleistet. Im Hinblick auf die neuen Herausforderungen aus der Energiestrategie 2050 für die Energienetze durch die Integration von Erneuerbaren Energien sollen bei der Wiederaufnahme der Revision StromVG insbesondere der Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Investitionen analysiert werden. Die Einführung der Anreizregulierung wird vom BfE betreut, welches derzeit die fachlichen und gesetzlichen Grundlagen erarbeitet.

Bei der politischen Bewertung der Vorschläge des BfE zur Ausgestaltung der zukünftigen Schweizer Regulierung stellt sich u.a. die Frage nach der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Einführung einer Anreizregulierung.

Das BfE hat Frontier Economics mit einer indikativen Kosten-Nutzen Analyse zur Einführung einer Anreizregulierung beauftragt. Dadurch soll eine belastbare Größenordnung für den Netto-Nutzen einer Anreizregulierung gegenüber dem derzeitigen Regulierungsregime ermittelt werden.

1.2 Projektauftrag

Das Ziel des Projekts ist die Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens und der Kosten der Einführung der Anreizregulierung in der Schweiz und die Beantwortung folgender Fragen:

- In welcher Größenordnung bewegt sich das Verhältnis von volkswirtschaftlichem Nutzen zu Kosten der Einführung einer Anreizregulierung?
- Wie hoch sind zu erwartende Vorteile für die Endverbraucher?
- Wie wirken sich die wesentlichen „Stellgrößen“ der Anreizregulierung auf das volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Verhältnis und auf die „Teilhabe“ der Konsumenten am Nutzen aus?
- Wie hoch könnten die (inkrementellen) Kosten der Einführung auf der Seite der Netzbetreiber und des Regulators sein?

Der Fokus der Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen richtet sich v.a. auf die parametrierbaren Effekte bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung für die Schweizer Verteilnetzbetreiber. Effekte, die sich auf Basis der verfügbaren Daten derzeit nur qualitativ erfassen lassen, sowie etwaige

Wirkungen einer Anreizregulierung auf der Ebene des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid werden skizziert, stehen aber nicht im Fokus der Studie. Zudem stützen wir uns auf Gesamtdaten über alle Verteilnetzbetreiber, d.h. kosten- oder nutzenseitige Besonderheiten einzelner Netzbetreiber werden nicht individuell sondern nur in ihrer Gesamtheit erfasst.

1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- In **Abschnitt 2** stellen wir die theoretischen Grundlagen einschließlich der wesentlichen zu erwartenden Implikationen der Einführung einer Anreizregulierung dar.
- In **Abschnitt 3** stellen wir den Analyseansatz für die Kosten-Nutzen-Analyse dar. Dabei beschreiben wir die Analyseschritte im Einzelnen.
- **Abschnitt 4** behandelt die Ableitung der Eingangsparameter für die quantitative Kosten-Nutzen-Analyse.
- In **Abschnitt 5** werden die quantitativen und qualitativen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse und Schlussfolgerungen dargestellt.
- **Abschnitt 6** fasst die Ergebnisse und Schlussfolgerungen zusammen.

2 Theoretische Grundlagen und Einordnung der Option für Schweiz

Um die erwarteten (positiven) Effekte¹ der Einführung einer Anreizregulierung systematisch zu erfassen, ist es sinnvoll, von der zugrunde liegenden Wirkungsweise des Systems – insbesondere in Abgrenzung zu einer kostenorientierten Regulierung – auszugehen. Im Folgenden beschreiben wir deshalb die Grundprinzipien der verschiedenen Regulierungssysteme sowie deren erwartete Wirkungen auf das Verhalten der regulierten Unternehmen.

Das zentrale Dilemma der Regulierung von natürlichen Monopolen, d.h. im vorliegenden Fall der Stromnetze, besteht darin, dass die Ziele der Regulierungsbehörde – Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt – und die des regulierten Unternehmens – Maximierung des Gewinns – miteinander nicht im Einklang stehen.

Bei vollständiger Information wäre dieses Problem einfach zu lösen, da der Regulator dem regulierten Unternehmen nur das wohlfahrtsmaximierende Verhalten vorschreiben müsste. Der Regulator würde in diesem Fall gleichzeitig erreichen:

- Produktive Effizienz, d.h. die kostenminimale Bereitstellung des Produktes; und
- Allokative Effizienz, d.h. die Preise des Produktes entsprechen den effizienten Kosten und werden optimal gesetzt.

Diese Situation wäre auch für die Konsumenten optimal.

In der Regel ist diese Vorgehensweise jedoch nicht möglich, da der Regulator nicht über die hierfür erforderlichen Informationen verfügt. So sind die minimalen Kosten private Information der Unternehmen, deren „Entdeckung“ durch entsprechende Gewinne erst induziert werden muss.

Das zentrale Problem liegt somit in der Informationsasymmetrie zwischen Regulator und regulierten Unternehmen sowie dem Abtausch zwischen allokativer und produktiver Effizienz bei der Ausgestaltung der Regulierung.

Im Folgenden stellen wir kurz dar die

- Grundsätze einer Kosten-plus- und Anreizregulierung; sowie

¹ Die Kosten einer Anreizregulierung werden in späteren Abschnitten dezidiert aufgegriffen. Diese Kosten bestehen insbesondere in einem möglichen höheren Regulierungsaufwand für die regulierten Unternehmen sowie die Regulierungsbehörde.

- die Systematik der vorgeschlagenen Anreizregulierung für große Verteilnetzbetreiber in der Schweiz.

2.1 Kosten-plus-Regulierung

Die **Kosten-plus-Regulierung** legt den Fokus auf die alloкатive Effizienz, insbesondere dahingehend, dass die Erlöse (Preise) den Kosten entsprechen. Dies wird dadurch hergestellt, dass die Erlöse (oder Netztarife) jährlich an die tatsächlichen Kosten der Unternehmen angepasst werden. Die Kosten enthalten dabei auch eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Dieses Regime stellt sicher, dass die Netztarife, welche von den Netzkunden zu bezahlen sind, den Kosten entsprechen. Gleichzeitig bietet die Kosten-plus-Regulierung jedoch keine oder nur sehr geringe Anreize zu optimalen Kosten, da die Belohnung für die Anstrengungen sofort mit den Netzkunden geteilt wird. Dies bedeutet, dass die Kosten im Rahmen der Kosten-plus-Regulierung tendenziell „zu hoch“ (d.h. nicht effizient) sind, da die Effizienzanreize schwach ausgeprägt sind.

2.2 Anreizregulierung

In der regulatorischen Praxis wurde das Problem möglicher Ineffizienz regulierter Unternehmen erstmals in der 1980er Jahren adressiert. So stand das Problem der „zu hohen“ Kosten im Fokus bei der erstmaligen Anwendung einer **Anreizregulierung** für British Telecom nach der Privatisierung im Jahr 1984. Dabei wurde durch eine sog. *Price-Cap* Regulierung – *RPI-X* – eine bewusste Entkoppelung zwischen Preisen und Kosten durchgeführt, um dem regulierten Unternehmen einen Anreiz für Kosteneffizienz zu geben:

„RPI-X is less vulnerable to „cost-plus“ inefficiency..., (b)ecause the company has the right to keep whatever profits it can earn during the specified period.“
(Beesley/Littlechild, 1989: 456).

Das Prinzip der *Price-Cap* Regulierung basiert darauf, dass es eine fixe „lange“ anhaltende und für beide Seiten – Regulierungsbehörde und reguliertes Unternehmen – bindende Preisobergrenze gibt. Der Regulierungsrahmen erzeugt somit einen sehr starken Anreiz, kosteneffizient zu produzieren: Gelingt es dem Unternehmen, die Kosten unter die Preisobergrenze zu „drücken“, kann die Kosteneinsparung als Gewinn einbehalten werden. Daraus folgt, dass das Unternehmen einen Anreiz hat, ökonomische Kosteneinsparungen zu tätigen (bis zu dem Punkt, wo die marginale Einsparung dem hierfür notwendigen marginalen Aufwand gegenübersteht), woraus die Bereitstellung der Leistung kostenminimal erfolgt. Das Unternehmen sollte dazu angehalten werden, nach effizienten Lösungen zu suchen:

Theoretische Grundlagen und Einordnung der Option für Schweiz

“RPI-X...does not assume costs ... are given or known: indeed, the problem is to provide adequate incentives for the company to discover them. The aim is to stimulate alertness to lower cost techniques ...”²

Die regulierungstheoretische Literatur jüngerer Datums, *New Economics of Price Regulation*, untersucht darüber hinaus das Problem der Regulierung unter den Bedingungen der Informationsasymmetrie zwischen Regulator (Prinzipal) und reguliertem Unternehmen (Agent). Unter der wesentlichen Annahme der Prinzipal-Agent Theorie, dass der „Agent“ seine Kosten besser kennt als der „Prinzipal“ und eine Interessenskollision zwischen beiden besteht, kann das Unternehmen nicht einfach angewiesen werden, kostenminimal zu produzieren und effiziente Preise zu setzen, sondern muss durch einen geeigneten Anreizmechanismus dazu veranlasst werden, die nur ihm zugänglichen Informationen zu offenbaren und gleichzeitig wohlfahrtssteigernde Handlungen vorzunehmen. Hierzu muss dem Unternehmen eine Informationsrente überlassen werden bzw. allokativen Ineffizienzen zugelassen werden. Die Anreizregulierung dient demnach auch der Offenlegung von Informationen gegenüber der Regulierungsbehörde.

Die häufigste Form der Anreizregulierung in der europäischen Regulierungspraxis ist eine Erlösobergrenzenregulierung. Dabei werden für eine Regulierungsperiode (3 bis 8 Jahre) zulässige Erlöse auf Basis von durch den Regulierer geprüfte Kosten des regulierten Unternehmens festgelegt. Dabei können entweder Ist- oder Plan-Kosten des Unternehmens herangezogen werden. In der Regel erfolgt zusätzlich noch eine Vorgabe für Produktivitätssteigerungen. Die Erlösobergrenzenregulierung hat den Vorteil, dass das regulierte Unternehmen keinem Mengenrisiko ausgesetzt ist.

Eine Herausforderung der Anreizregulierung besteht darin, dass der Anreiz zur Kostenreduktion davon abhängt, wie die Kostenreduktionen der Unternehmen bei der Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode verwendet werden. Fließen heutige Kosteneinsparungen des Unternehmens direkt in dessen Abschläge in der nächsten Regulierungsperiode ein, werden dadurch die Anreize geschwächt. Dieser Effekt wird in der Literatur auch als *Ratchet Effect* bezeichnet.³

In der ökonomischen Literatur hat sich als Lösungskonzept für den Ratchet Effekt ein Ansatz etabliert, bei dem den eigenen Kosten des Netzbetreibers bei der Festlegung seiner zulässigen Erlöse eine geringere Bedeutung zugewiesen wird. Der Ansatz geht auf Shleifer (1985) zurück. Shleifer (1985) zeigt dabei, dass

² Beesley/Littlechild (1989: 467, Hervorhebungen d.V.).

³ Laffont/Tirole (1993: 375-376) definieren die dynamische Entscheidungssituation für ein reguliertes Unternehmen wie folgt: „If (the regulated firm) produces at a low cost today, the regulator might infer that low costs are not that hard to achieve and tomorrow offer a demanding incentive scheme. That is, the firm jeopardizes future rents by being efficient.”

eine Preisregel, die den Preis eines Netzbetreibers anhand der Durchschnittskosten aller anderen Unternehmen festlegt, einen kostenoptimalen Zustand herstellen kann. Durch die Entkoppelung der Erlöse (Preise) von den eigenen Kosten entfallen somit die Rückwirkungen von eigenen Kostenoptimierungen auf die eigenen Erlöse in der Zukunft. Wesentlich hierbei ist jedoch die Annahme, dass alle Unternehmen identisch sind, was in der praktischen Umsetzung zu Problemen führen kann.

Eine Erweiterung von Shleifer (1985) machen Agrell/Bogetoft/Tind (2005), deren Ansatz auch für unterschiedlich effiziente Unternehmen anwendbar ist. Der dynamische Aspekt liegt darin, laufend anhand aktueller Input- und Outputdaten mittels einer Effizienzanalyse Zielvorgaben für die Unternehmen zu bestimmen. Dabei werden die Erlöse der einzelnen Unternehmen jährlich basierend auf den zusätzlichen Informationen zu ihren aktuellen Kosten sowie Normkosten (auf Basis einer jährlichen Effizienzanalyse) nach folgender Formel angepasst:

$$Erlös_i = (1-p) \text{Kosten}_i + p * (\text{Normkosten}_i - \text{Kosten}_i)$$

Die Höhe von p bestimmt dabei die Stärke des Anreizes. Ein $p=0$ würde beispielsweise bedeuten, dass dem Unternehmen immer die tatsächlichen Kosten abgedeckt werden und ein $p=1$ bedeutet, dass nur die Normkosten zur Bestimmung der zulässigen Erlöse zum Ansatz kommen.⁴ Die Überlegung von Agrell/Bogetoft/Tind (2005) liegt dem aktuellen Regulierungsansatz für die Stromnetzbetreiber in Norwegen zugrunde. Der Anreiz liegt hier in der (teilweisen) Entkoppelung der eigenen Kosten der Unternehmen von den Erlösen durch die Inkludierung der Normkosten bei der Ermittlung der zulässigen Erlöse.

2.3 Einordnung der Option für die Schweiz

Von Frontier sowie dem BFE wurde im Rahmen der Stakeholder Präsentation vom 22. Januar 2015 eine Systematik der Anreizregulierung für große Verteilnetzbetreiber als mögliche Option vorgestellt, die dem Konzept von

⁴ “The main advantage of this planning mode is that it utilizes information as it becomes available. It hereby eliminates the problem of excessive rents, as well as the risk of bankruptcy due to overestimated productivity improvement potentials. The resulting cost norm, as well as any derived productivity improvement rate X , are endogenously determined by the actual performance of the operators. Moreover, the scheme explicitly addresses the ratchet effect ... Finally, price changes are accommodated by using an updated price vector on the underlying physical production opportunity set.” (Agrell/Bogetoft/Tind, 2005: 184)

Agrell/Bogetoft/Tind (2005) ähnelt.⁵ Dabei werden die jährlichen Erlöse bestimmt durch eine Gewichtung aus (vergleiche auch **Abbildung 1**):

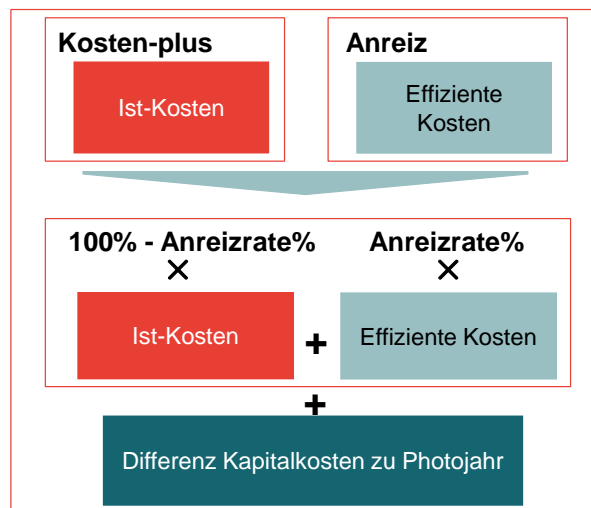
- **Ist-Kosten**⁶ – Diese bestehen aus den jeweils letztverfügbaren Betriebs- und Kapitalkosten der Unternehmen. Dabei handelt es sich in der Regel um die Kosten 2 Jahre (t-2) vor dem tarifwirksamen Jahr (t). Die Ist-Kosten werden rollierend aktualisiert. Diese Aktualisierung stellt einen wesentlichen Bestandteil des Konzepts dar und entspricht auch der Vorgehensweise im Status Quo sowie der Sunshine Regulierung. Um den Aufwand zu reduzieren, könnte erwogen werden, die Kostenaktualisierung sowie den damit verbundenen Effizienzvergleich auf einen 2-jährigen Rhythmus zu beschränken. Werden allerdings Datensammlung, -prüfung und Modellberechnungen weitgehend automatisiert, sollte der Regulierungsaufwand innerhalb einer Regulierungsperiode auch bei jährlicher Kostenanpassung und Berechnung der Effizienzwerte überschaubar sein.
- **Effiziente Kosten** – Die Effizienz der Unternehmen zur Bestimmung der effizienten Kosten („Effizienten-Kosten“) wird durch ein Gesamtkostenbenchmarking ermittelt. Das Konzept erfordert einen robusten Effizienzvergleich für die grossen Verteilnetzbetreiber. Aus diesem Grund ist ein zeitlicher Vorlauf für die Entwicklung eines robusten Effizienzvergleichs (1-2 Jahre, sofern die Daten heute verfügbar sind) und eine Testphase ohne Scharfschaltung des Systems (2-3 Jahre) zu empfehlen. Bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs können unterschiedliche „Sicherheitsnetze“ eingeführt werden, z.B. mehrere Benchmarkingmodelle bzw. Best-of Abrechnungen sowie grundsätzlich auch Ausreißeranalysen. Zusätzlich kann durch die Referenz für die „Effizienten-Kosten“ die Stärke der Vorgaben eingestellt werden. Die Referenz kann dabei ein 100 % effizientes Unternehmen, ein durchschnittlich effizientes Unternehmen oder ein Unternehmen dazwischen sein. Über den Zeitablauf kann die Referenz auch entsprechend angepasst werden.
- **Anreizrate (AR)** – Durch die Anreizrate wird der Einfluss der Effizienten-Kosten auf die Erlöse bestimmt. Eine Anreizrate von 0 % bewirkt, dass die

⁵ Für Details verweisen wir auf: Frontier Economics, *Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten*, Bericht für BFE, 2014 (http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327)

⁶ Zusätzlich wird die Differenz der Kapitalkosten der letztverfügbaren Ist-Kosten (t-2) mit den geplanten Kapitalkosten des tarifwirksamen Jahres (t) berücksichtigt. Dabei erfolgt ein nachträglicher Plan/Ist-Abgleich. Dadurch werden nachträglich Über-/Unterdeckungen zwischen den Plan- und Ist-Kapitalkosten ausgeglichen, weshalb sich daraus keine Wohlfahrtseffekte ergeben. Diese Komponente wird deshalb bei der Kosten-Nutzen-Analyse weggelassen.

„Effizienten-Kosten“ keinen Einfluss bei der Bestimmung der Erlöse haben und diese nur durch die Ist-Kosten bestimmt werden. Dies entspricht im Wesentlichen dem Status Quo bzw. der Sunshine Regulierung. Eine Anreizrate von 100 % bedeutet, dass nur die Effizienten-Kosten für die Bestimmung der zulässigen Erlöse verwendet werden. Durch die Anreizrate wird somit die Stärke der Anreizregulierung eingestellt und ggf. – bei steigender Anreizrate – ein gleitender Übergang von einer Kosten-plus Regulierung auf die Anreizregulierung implementiert. Die bedeutet, dass in der 1. Regulierungsperiode eine Anreizrate von beispielhaft 30 % festgelegt werden kann und diese dann in den Folgeperioden sukzessive angehoben wird.

Abbildung 1. BFE Vorschlag für Ausgestaltung Anreizregulierung



Quelle: Frontier

Der vom BFE vorgeschlagene Ansatz lehnt sich an die Ausgestaltung der aktuellen Regulierung in Norwegen an und unterscheidet sich in einigen Punkten von der Regulierungssystematik in Deutschland bzw. Österreich:

- Kein Photojahransatz – im Unterschied zu Deutschland und Österreich kommt für die Bestimmung der zulässigen Erlöse für eine Regulierungsperiode einem bestimmten Jahr (Photojahr) eine geringere Bedeutung zu. Die Kosten für die zulässigen Erlöse werden auch während der Regulierungsperiode rollierend angepasst.
- Keine allgemeine Produktivitätsvorgabe – im Unterschied zu Deutschland und Österreich ist keine allgemeine Produktivitätsvorgabe vorgesehen. Diese hat in Deutschland und Österreich im Wesentlichen den Zweck, schon während der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte an die Netzkunden weiterzugeben. Dies

Theoretische Grundlagen und Einordnung der Option für Schweiz

entfällt bei der obigen Ausgestaltung durch die Verwendung der rollierenden Kosten. Anfallende Produktivitätsentwicklungen werden dabei laufend an die Netzkunden weitergegeben.

- Keine explizite individuelle Produktivitätsvorgabe – in Deutschland und Österreich wird auf Basis der Photojahrkosten ein Effizienzvergleich durchgeführt. Die dabei ermittelten Ineffizienzen müssen über einen bestimmten Zeitraum verteilt abgebaut werden. Diese Verteilung erfolgt durch eine individuelle (effizienzbedingte) Produktivitätsvorgabe. In der obigen Ausgestaltung erfolgt diese Vorgabe implizit durch die effizienten Kosten sowie die Anreizrate. Abhängig von der Referenz kann diese Vorgabe allerdings (im Unterschied zu Deutschland und Österreich) sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Ist die Referenz für die effizienten Kosten nicht ein 100 % effizientes Unternehmen, sondern eines mit einer geringeren Referenz, dann sind positive und negative Werte möglich.

2.4 Schlussfolgerung

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass sich die Effizienzanreize und damit Wirkungen auf die Kosteneffizienz bzw. Produktivitätsentwicklung der regulierten Unternehmen bei einer Kosten-plus-Regulierung einerseits sowie einer Anreizregulierung andererseits unterscheiden. Beispielsweise zeigen Burns et al (2005) anhand eines theoretischen Verhaltensmodells höhere Produktivitätssteigerungen einer Anreizregulierung im Vergleich zu einer Kosten-Plus Regulierung. Zusammenfassend kann deshalb festgehalten werden:

- **Produktivitätsentwicklung** – Die Produktivitätsentwicklung ist bei der Kosten-plus Regulierung niedriger als bei einer Anreizregulierung, da bei ersterer die Effizienzgewinne schon nach einem Jahr abgeschöpft werden. Die ökonomische Theorie legt weiters dar, dass die Produktivitätsentwicklung zudem bei einer Regulierung, bei der sich die Erlöse der regulierten Unternehmen kontinuierlich an den Kosten von Referenzunternehmen (und nicht zu einem Stichjahr an den eigenen Kosten) orientieren, am höchsten ist, da hier im Vergleich zur Erlös/Preisobergrenzen Regulierung, die eigenen Kosten der Unternehmen eine geringere Wirkung auf die Erlöse haben.
- **Zyklus bei der Kostensenkung** – Weiterhin wird festgestellt, dass die Kostensenkungsanreize bei der Erlös/Preisobergrenzen Regulierung innerhalb der Regulierungsperiode zyklisch variieren. Dies ist dadurch begründet, dass die zu Beginn der Regulierungsperiode erzielten Kostensenkungen nur bis zum Ende des Regulierungszeitraums einbehalten werden können und somit von Einsparungen, die zu einem späteren Zeitpunkt gemacht werden, nur über eine kurze Zeit profitiert

werden kann. Des Weiteren beeinflusst das tatsächliche Kostenniveau des Unternehmens am Ende einer Regulierungsperiode die zulässigen Erlöse in der Folgeperiode. Durch diese beiden Aspekte werden zum Ende einer Regulierungsperiode automatisch die Anreize eines Unternehmens, Kostensenkungen zu realisieren, reduziert. Für das für die Schweiz vorgeschlagene System der Anreizregulierung kann allerdings angenommen werden, dass aufgrund der rollierenden Kostenaktualisierung sowie des sukzessiven Anstiegs der Anreizrate, d.h. dem Einfluss der eigenen Kosten auf die zulässigen Erlöse, die regulatorischen Zyklen in Form von starken Kostenreduktionen nach Beginn der Regulierungsperiode sowie tendenziell steigende Kosten am Ende nicht bzw. geringer anfallen werden. Die Kostenoptimierung sollte somit stärker durch betriebswirtschaftliche und weniger durch regulierungspolitische Entscheidungen getrieben sein.

3 Kosten-Nutzen-Analyse – Rahmen

In diesem Abschnitt beschreiben wir den Ansatz für die Kosten-Nutzen-Analyse. Für die Durchführung der Analyse gehen wir in mehreren Schritten vor:

- Definition von Handlungsoptionen für die Regulierung;
- Definition des Wohlfahrtsmaßstabes zur Bewertung der Handlungsoptionen;
- Definition der Kosten und Nutzen;
- Erstellung eines einfachen Rechenmodells (Modellierung); sowie
- Parametrisierung des Modells und Auswertung der Ergebnisse.

Abbildung 2. Modellhafter Analyseansatz



Quelle: Frontier Economics

Im Folgenden erläutern wir die einzelnen Analyseschritte detaillierter.

3.1 Definition der Handlungsoptionen

Wir definieren drei regulatorische **Handlungsoptionen** für die Regulierung

- Status Quo – Kosten-plus-Regulierung;
- „Sunshine Regulierung“; und
- Anreizregulierung.

In diesem Gutachten steht die mögliche Einführung einer Anreizregulierung im Fokus. Entsprechend fokussiert die Kosten-Nutzen Analyse in den folgenden Abschnitten auf die Anreizregulierung in Form einer Abschätzung der (Wohlfahrts-) Effekte unter diesem Szenario. Als Vergleichsfall dient das Szenario der Fortführung einer Kosten-Plus-Regulierung.

3.1.1 Status Quo – Kosten-plus-Regulierung

Das derzeitige Regulierungsregime in der Schweiz basiert auf einem kostenorientierten Ansatz der Netzregulierung. Dabei legen die Verteilnetzbetreiber die Netztarife aufgrund ihrer Kosten fest. Die den Netztarifen zu Grunde liegende Kostenrechnung ist bei der ElCom einzureichen.

Die ElCom kann Verfahren (sei es über alle Themen oder eingeschränkt auf einzelne Fragen) durchführen. Bei diesen Verfahren könnte ElCom im Einzelfall die vom Netzbetreiber eingereichten Kosten (betriebsnotwendige Kosten inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) detaillierter prüfen und ggf. entsprechende Anpassungen vornehmen. Bislang wurden dabei keine Effizienzvergleiche unter den Netzbetreibern durchgeführt.

Die Netztarife dürfen die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen. In der Vergangenheit erzielte Überdeckungen sind gem. Artikel 19 (2) StromVV durch die Senkung der Netztarife in der Zukunft zu kompensieren. Dies gilt auch äquivalent für Unterdeckungen. Die verzinnten Über-/Unterdeckungen sind in der Regel auf drei aufeinanderfolgende Kalkulationsperioden zu verteilen.

3.1.2 Zur „Sunshine Regulierung“

Die Stromwirtschaft der Schweiz ist, historisch bedingt, sehr heterogen. Vor diesem Hintergrund hat sich die ElCom zu der Einführung der sogenannten „Sunshine Regulierung“ entschieden. Unter „Sunshine Regulierung“ versteht die ElCom einen mehrdimensionalen Regulierungsansatz, welcher den Vergleich von Unternehmen anhand von Indikatoren und die Veröffentlichung daraus folgender Ergebnisse umfasst.

Dazu sieht ElCom unterschiedliche Dimensionen und zugehörige Indikatoren vor:

- **Versorgungsqualität** – Darunter fällt Versorgungszuverlässigkeit in Form der unterbrechungsfreien Versorgung der Kunden sowie die Servicequalität.
- **Angemessene Kosten und Tarife** – Darunter fallen Tarifvergleiche. Zusätzlich zur heutigen Veröffentlichung sollen dabei auch Vergleiche innerhalb von Gruppen erfolgen. Die Kosten sollen durch einfach gehaltene Netzkostenvergleiche dargestellt werden.
- **Compliance** – Darunter fällt das Einhalten von gesetzlichen Vorgaben sowie Vorgaben der ElCom.

Zentrales Element der „Sunshine Regulierung“ ist, durch Transparenz die Qualität und die Kosteneffizienz der Unternehmen allgemein sichtbar zu machen und dadurch den Unternehmen einen Anreiz für kostengerechte Tarife und Effizienzverbesserungen zu geben.⁷ Die Veröffentlichung der Indikatoren erfolgt auf der Homepage von ElCom.

⁷ Der Ansatz der „Sunshine Regulierung“ kann mit dem Konzept der *Light-banded Regulation* (LHR) in Neuseeland aus der politischen Debatte über die Liberalisierung und Deregulierung des Telekommunikationssektors sowie des Elektrizitätssektors in den 1980/90er Jahren verglichen werden. Die Ausgestaltung der LHR im Elektrizitätssektor lässt sich wie folgt charakterisieren:

Die Systematik der Kosten-plus Regulierung inklusive dem Ausgleich für Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren bleibt jedoch weiterhin bestehen. Sunshine ist somit als eine methodische Weiterentwicklung im Rahmen des Kosten-plus-Ansatzes sehen.

3.1.3 Anreizregulierung

Die Anreizregulierung entspricht der Ausgestaltungsform, wie sie in **Abschnitt 2.3** beschrieben wurde.

3.2 Definition des Wohlfahrtsmaßes – Sozialer Überschuss

Bei der Definition eines geeigneten Wohlfahrtsmaßstabes ziehen wir den **Sozialen Überschuss**⁸ als relevantes Wohlfahrtsmaß heran. Der Soziale Überschuss setzt sich aus der Summe der

- Konsumentenrente; und
- der Produzentenrente

zusammen. Zur Berechnung des Sozialen Überschusses gewichten wir die Konsumenten- und die Produzentenrente gleich.⁹ Wir weisen bei den

„Light-handed regulation consists of three components: (i) use of the existing competition policy regime, i.e. the Commerce Act 1986, to deal with anti-competitive behaviour...; (ii) extensive information disclosure, to make transparent the performance of electricity and gas business with market power...; and (iii) the threat of further regulation, such as introduction of price control, if market dominance is abused.” (Ministry of Commerce, 1995).

Eine wichtige Rolle kam dabei der Electricity (Information Disclosure) Regulations 1994 im Zusammenspiel mit den Bestimmungen über die Preiskontrolle im Commerce Act 1986 zu. Die Informationsoffenlegungspflichten dienten der Verhinderung von Monopolgewinnen und Quersubventionen im Netzbereich und gleichzeitig der Induzierung eines Vergleichswettbewerbs zwischen den Unternehmen. Offenzulegen waren Preise und allgemeine Bedingungen für die Netznutzung, Kostenkalkulationsmethoden für die Gestaltung der Netznutzungspreise und technische sowie finanzielle Performancekennzahlen.

Ende der 1990er kam es in Neuseeland zu einer Diskussion, inwieweit die von der LHR erwarteten Ziele, u.a. Kosteneffizienz durch Informationsoffenlegung, tatsächlich erreicht wurden. In der Folge kam es deshalb zu Anpassungen des Regulierungsregimes, wobei schrittweise auf eine Anreizregulierung (Preisobergrenzen-Regulierung mit Qualitätsregulierung) übergegangen wurde.

⁸ Der Soziale Überschuss wird auch von Kopsakangas-Savolainen/Svento (2009) bei einem Vergleich von Regulierungssystemen für Stromverteilnetzbetreiber in Finnland als Wohlfahrtsmaßstab verwendet.

⁹ Eine gewichtete Wohlfahrtsfunktion als Wohlfahrtsmaß, die aus der gewichteten Konsumenten- und Produzentenrente besteht, wobei eine stärkere Gewichtung zugunsten der Konsumentenrente vorgenommen wird, wird bewusst nicht verwendet. Die Wahl der Gewichtungsfaktoren stellt eine normative Entscheidung dar, die ökonomisch nicht begründbar ist. Gleichzeitig würde durch eine geringere Gewichtung der Produzentenrente der Vorteil einer Anreizregulierung für die

Ergebnissen allerdings Konsumenten- und Produzentenrente auch getrennt aus, so dass Verteilungswirkungen verschiedener Regulierungssysteme erkennbar werden („Gewinner“ und „Verlierer“).¹⁰

In der Anreizregulierung wird der Soziale Überschuss v.a. durch Effizienzgewinne bei den Netzbetreibern generiert, die an die Konsumenten durch Tarifsenkungen weitergegeben werden und teilweise bei den Netzbetreibern verbleiben. Wohlfahrtseffekte, die sich theoretisch auch aus durch Preissenkungen verursachte Ausweitungen der Absatzmengen ergeben könnten, werden in der Analyse vernachlässigt, da die Preissensitivität der Nachfrage bei Kunden zumindest im Niederspannungs-Verteilnetz gering ist.

3.3 Nutzen und Kosten – Ansatz

Wie in **Abschnitt 3.2** erläutert, setzt sich der volkswirtschaftliche **Nutzen** aus der Konsumentenrente und der Produzentenrente zusammen:

- **Konsumentenrente** – Die Kostenreduktionen der Verteilnetzbetreiber werden durch Tarifsenkungen an die Kunden weitergegeben. Dies erfolgt einerseits schon während der Regulierungsperiode durch Effizienzvorgaben und andererseits jeweils zu Beginn der Regulierungsperioden durch Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund einer Kostenprüfung.¹¹
- **Produzentenrente** – Produzenten partizipieren an eigenen Kostenreduktionen durch Übererfüllung der Effizienzvorgaben. Effizienzgewinne, die höher sind als die Effizienzvorgaben, ermöglichen temporäre „Übergewinne“ während der Regulierungsperiode.

Kostenseitig sind dem möglichen Nutzen einer Anreizregulierung die Vollzugskosten, die durch die Regulierung auftreten, gegenüberzustellen. Diese lassen sich wie folgt einteilen:

- **Vollzugskosten des Regulators** – Vor allem Kosten für Personal und „Overhead“ sowie Kosten für externe Expertise/Unterstützung.

Unternehmen nicht ausreichend dargestellt. Für eine Diskussion des Sozialen Überschusses oder einer gewichteten Wohlfahrtsfunktion sei verwiesen auf Borrmann/Finsinger (1999: 20).

¹⁰ Die Inkludierung von Mengeneffekten hat wenn, dann einen wohlfahrtssteigernden Effekt bei Anreizregulierung, weshalb die nachfolgenden Ergebnisse als konservative Schätzung zu verstehen sind.

¹¹ Nillesen/Pollitt (2004) verwenden den gleichen Ansatz für die Ermittlung der Änderung der Konsumentenrente bei der Regulierung der Stromverteilnetze in den Niederlanden zwischen 2001 und 2003.

Kosten-Nutzen-Analyse – Rahmen

- **Vollzugskosten der Netzbetreiber** – Teilweise werden zusätzliche Aufgaben des erweiterten Regulierungsmanagements durch das bestehende Personal besetzt. Die Besetzung kann intern durch die in der für das Regulierungsmanagement zuständigen Abteilung oder durch Personal aus unterschiedlichen Fachbereichen erfolgen (sogenannte „Querschnittsmaterie“). Der zusätzliche Personalaufwand eines geänderten Regulierungsregimes dürfte auf Unternehmensseite dementsprechend eher überschaubar sein. Durch eine Anreizregulierung bzw. Kosten-Plus-Regulierung entstünden zudem keine wesentlichen zusätzlichen IT-Kosten (diese Kosten sind schon durch die aktuelle Gesetzeslage induziert, d.h. durch Unbundling, Marktregeln etc.).¹² Andererseits entstehen ggf. zusätzliche Kosten durch externe Expertise und Unterstützung.

Die relevante Größe für den Wohlfahrtsgewinn, welche zum Vergleich der unterschiedlichen Regulierungssysteme verwendet wird, besteht somit aus

- **Sozialer Überschuss** = Konsumentenrente + Produzentenrente;
- *minus* **Vollzugskosten des Regulators**; und
- *minus* **Vollzugskosten der Netzbetreiber**.

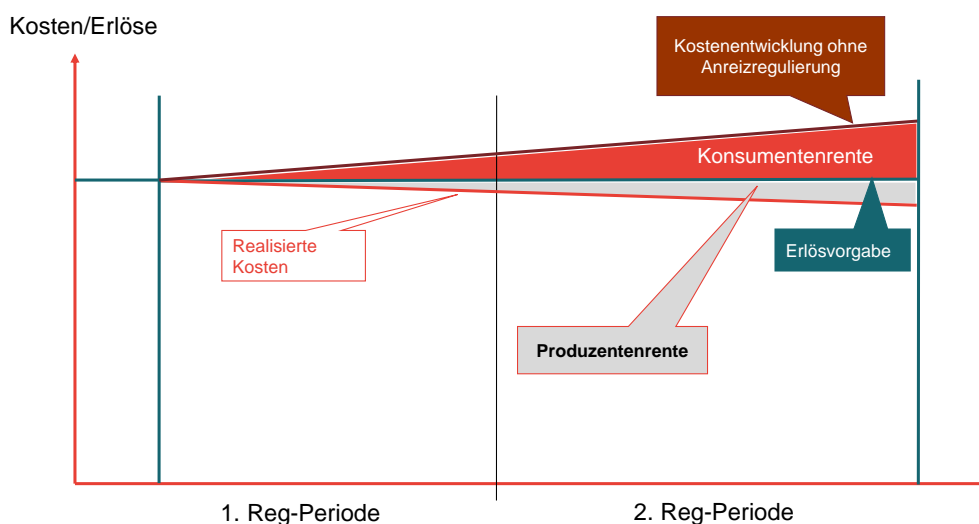
Abbildung 3 stellt die Systematik der Berechnung des Sozialen Überschusses am Beispiel des Vergleichs mit und ohne Anreizregulierung schematisch dar. Durch die Einführung einer Anreizregulierung entsteht ein Wohlfahrtsgewinn, wenn der Soziale Überschuss höher ist als die Vollzugskosten beim Regulator und bei den Netzbetreibern:

- **Kosten- und Erlösverlauf ohne Anreizregulierung (braune Linie)** – Bildet den Referenzwert zur Berechnung der Konsumentenrente.
- **Erlös-(Kosten-)vorgabe bei Anreizregulierung (blaue Linie)** – Die Konsumentenrente wird durch die Differenz der **braunen** mit der **blauen** Linie gebildet.
- **Tatsächlicher Kostenverlauf der Netzbetreiber (rote Linie)** – Die Differenz zwischen der **blauen** und der **roten** Linie stellt die Übererfüllung der Erlös-(Kosten-)vorgabe durch den Netzbetreiber dar und ergibt die Produzentenrente.

¹² Dies ist z.B. anders als bei Einführung eines „Unbundlings“ des Netzbetriebs von anderen Unternehmensteilen: Beim Unbundling und durch die Einführung von Netztarif- und Abrechnungssystemen fallen in deutlich größerem Ausmaß zusätzliche Personalkosten und z.B. Kosten für IT an als bei Änderung eines bereits bestehenden Regulierungsregimes.

- **Sozialer Überschuss** – Besteht aus der Fläche zwischen dem Kostenverlauf ohne Anreizregulierung (braune Linie) und dem tatsächlichen Kostenverlauf der Netzbetreiber (rote Linie).

Abbildung 3. Systematik der Berechnung des Sozialen Überschusses mit und ohne Anreizregulierung



Quelle: Frontier Economics

3.4 Modellierung – Ansatz der Barwertmethode

Zur Berechnung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses verwenden wir die Barwertmethode (Discounted Cash Flows - DCF), die als finanzmathematische Methode für die Evaluierung politischer Maßnahmen bzw. öffentlicher Projekte wissenschaftlich anerkannt ist und vielfach verwendet wird. Dabei werden die zukünftigen jährlichen Nutzen und Kosten einer Maßnahme (wie Einführung der Anreizregulierung) bzw. Investition auf ein Basisjahr abgezinst. Zur Abzinsung wird bei volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analysen in der Regel die soziale Diskontrate (soziale Zeitpräferenzrate) (vgl. **Abschnitt 4.1.3**) herangezogen.

3.5 Parametrierung und Auswertung der Ergebnisse

Schließlich ist für die Kosten-Nutzen Analyse die detaillierte Ableitung bzw. Abschätzung der notwendigen Regulierungsparameter erforderlich.

Die Parametrierung ist ausführlich im folgenden **Abschnitt 4** erläutert. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse werden in **Abschnitt 5** detailliert dargestellt.

Kosten-Nutzen-Analyse – Rahmen

4 Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse

Im Folgenden stellen wir die Ableitung bzw. indikative Abschätzung der notwendigen Parameter für die Kosten-Nutzen-Analyse dar. Dabei kann unterschieden werden zwischen:

- *allgemeinen Regulierungsparametern* – diese gelten über alle Regulierungsoptionen; und
- *spezifischen Regulierungsparametern* – diese gelten nur für jeweils eine Regulierungsoption.

4.1 Allgemeine Regulierungsparameter

Als allgemeine Regulierungsparameter sind für alle Regulierungsoptionen zu bestimmen

- Kostenbasis im Basisjahr, (2015), dies ist gleichzeitig das Basisjahr für die Kosten-Nutzen Analyse;
- sozialer Diskontsatz; und
- Länge des Betrachtungszeitraums für die Kosten-Nutzen-Analyse.

4.1.1 Kostenbasis im Basisjahr

Als Startjahr für die Kosten-Nutzen Analyse definieren wir das Jahr 2015. Die letztverfügbaren Kostendaten dazu werden mit CHF 3.300 Mio. in Summe über alle Netzbetreiber angesetzt.¹³ Die Kosten umfassen die Betriebs- und Kapitalkosten und sind eine Schätzung für die beeinflussbaren Kosten der Verteilnetzbetreiber. Nicht enthalten sind die Kosten des vorgelagerten Netzes sowie Steuern, Abgaben etc.

Für die Abschätzung der Aufteilung der Gesamtkosten auf die Netzbetreiber - in Bezug auf die Unternehmensgröße - können die Anteile an den Netzerlösen sowie an den Anschaffungswerten der Netzanlagen herangezogen werden. Auf die größten 70 Verteilnetze in der Schweiz fallen rund 80 % der Netzerlöse bzw. Netzanlagen.¹⁴ Dies kann als Indikation dafür herangezogen werden, dass auch knapp 80 % der Gesamtkosten auf diese Unternehmen, welche für das reguläre Verfahren gemäß der in **Abschnitt 2.3** beschriebenen Systematik vorgesehen

¹³ Dies sind die Kosten des Jahres 2012 aus: ElCom, *Tätigkeitsbericht der ElCom 2013*, 2014.

¹⁴ Auf Basis von ElCom (S. 10, 2014).

sind, entfallen dürfte. Für die restlichen Unternehmen wird eine Vereinfachung der in **Abschnitt 2.3** beschriebenen Systematik in Betracht gezogen.

Die Kosten in Höhe von CHF 3.300 Mio. bilden den Ausgangspunkt für die Erlös-(Kosten-)vorgaben und die tatsächliche Kostenentwicklung der Netzbetreiber, welche abhängig von der gewählten Regulierungsoption in unterschiedlicher Höhe definiert werden (s. **Abschnitt 4.3**).

4.1.2 Künftige Erweiterungsinvestitionen

Bei der Schätzung der künftig notwendigen Erweiterungsinvestitionen in das Schweizer Verteilnetz gehen wir von den Werten des VSE in der Veröffentlichung „Wege in die neue Stromzukunft“ aus. Dabei weist der VSE für drei Szenarien den Investitionsbedarf bis 2050 aus. Die Investitionspfade sind dabei von der Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung in der Schweiz abhängig. Gleichzeitig wird das Investitionsvolumen abhängig von „konventioneller“ oder „innovativer“ Technologie dargestellt.

Tabelle 1. Investitionsvolumen (Ausbauinvestitionen) für klassischen bzw. innovativen Netzausbau in den drei VSE Szenarien

	2015	Bis 2020	Bis 2025	Bis 2035	Bis 2050
Szenario 1 „Bergwanderweg“					
Zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0,3	0,6	0,9	1,9	5,7
Ausbauinvestitionen: klassisch (Mrd. CHF)				1	6,2
Ausbauinvestitionen: innovativ (Mrd. CHF)				0,6	3,7
Szenario 2 „Der alpine Weg“					
Zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0,3	0,7	1,3	3	11,9
Ausbauinvestitionen: klassisch (Mrd. CHF)				4	15,3
Ausbauinvestitionen: innovativ (Mrd. CHF)				2,2	8,8
Szenario 3 „Die schwierige Klettertour“					
Zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien (GW)	0,4	0,9	1,6	4	18,8
Ausbauinvestitionen: klassisch (Mrd. CHF)				2,1	24
Ausbauinvestitionen: innovativ (Mrd. CHF)				1,2	14,7

Quelle: VSE

Die VSE Szenarien können wie folgt beschrieben werden:

- **Szenario 1 „Bergwanderweg“** geht von höheren energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen gegenüber der Vergangenheit aus und sieht moderat verstärkte energiepolitische Massnahmen vor. Die Energiestrategie und -ziele der EU sowie die Teilnahme der Schweiz an den internationalen Handels- und Ausgleichsmechanismen bei der CO₂-Reduktion bilden den Rahmen für dieses Szenario.

- **Szenario 2 „Der alpine Pfad“** setzt für die Schweiz ambitionierte Ziele für die Reduktion des Ausstosses von Treibhausgasen im globalen Klimaabkommen. Basis dafür ist eine breite öffentliche Akzeptanz hin zu mehr Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.
- **Szenario 3 „Die schwierige Klettertour“** beruht auf einem fundamentalen Wandel gesellschaftlicher Werte mit einer verzichtsorientierten Grundeinstellung. Die energie- und umweltpolitischen Ziele werden im Vergleich zu Szenario 1 und 2 substantiell erhöht. Dadurch wird die Schweiz 2050 im Jahresmittel zu 100 % mit Strom aus erneuerbaren Quellen versorgt. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist auch im angrenzenden Ausland höher als in den übrigen Szenarien.

Im Folgenden übernehmen wir Szenario 2 „Der alpine Pfad“ zur Schätzung der künftigen Ausbauinvestitionen in das Verteilnetz. Dieser bildete als Mittelweg zwischen den beiden anderen Szenarien für unseren Zweck eine plausible Grundlage.

Da die Investitionen in den Ausbau des Verteilnetzes erst ab 2025 relevant werden, gehen wir ähnlich wie der VSE davon aus, dass unabhängig vom Regulierungsrahmen die Erweiterungsinvestitionen „innovativ“ getätigt werden. Dies ist jedoch eine tendenziell konservative Annahme, da insbesondere im Rahmen einer Kosten-plus-Regulierung die Gefahr bestehen kann, kapitalintensivere und damit ggf. weniger innovative Lösungen zu wählen (insbesondere bei einer attraktiven Kapitalverzinsung). Bei einer Anreizregulierung wird dieser Effekt zumindest teilweise korrigiert, da Ersparnisse bei den Kapitalkosten die Effizienz der Unternehmen verbessern kann. Den möglichen Hebel dieses Effektes auf die Wohlfahrt bilden wir in einer Sensitivität ab, in der wir annehmen, dass unter einer Kosten-Plus-Regulierung nur 50 % der erforderlichen Investitionen „innovativ“ durchgeführt werden.

Als zusätzliche Sensitivität bilden wir einen höheren Investitionsbedarf zur Integration von Erneuerbaren Energien ab. Dazu verwenden wir ab dem Jahr 2035 den Investitionsbedarf des Szenarios 3 „Die schwierige Klettertour“ und gehen wiederum davon aus, dass hier die Investitionen „innovativ“ durchgeführt werden.

Für die Modellierung verteilen wir die Investitionen bis 2035 (2050) gleichmäßig über die Jahre 2026 bis 2035 (2036 bis 2050). Dies bedeutet beispielsweise für die Jahre 2026 bis 2035 jährliche Erweiterungsinvestitionen in der Höhe von 220 Mio. CHF. Diese jährlichen Erweiterungsinvestitionen werden in der Folge in Annuitäten umgerechnet, wobei als Finanzierungskostensatz der derzeit von ElCom vorgegebene WACC (4,7 %) sowie auf Laufzeit der Annuität eine Abschreibungsdauer von 35 Jahren verwendet wird.

Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse

4.1.3 Sozialer Diskontsatz – Soziale Zeitpräferenzrate

Der soziale Diskontsatz bzw. die soziale Zeitpräferenzrate drückt aus, wie viel Einheiten „Konsum morgen“ von den Konsumenten verlangt werden, wenn ihnen eine Einheit „Konsum heute“ entzogen wird. Eine soziale Diskontierung wird bei Kosten-Nutzen-Analysen regelmäßig verwendet, um die Zeitpräferenz der Wirtschaftssubjekte zu erfassen.

Die Höhe der sozialen Diskontraten bewegt sich i.d.R. je nach Land und Zeitpunkt der Ermittlung zwischen 2 % und 3,5 %. So sieht die Leitlinie des britischen Finanzministeriums¹⁵ für die Bewertung von öffentlichen Projekten in England einen Wert von 3,5 % vor. Für die Schweiz hat Abay (2005) für Kosten-Nutzen-Analysen im Verkehr einen Wert zwischen 2 % und 3,1 % berechnet.

Für die Kosten-Nutzen-Analyse nehmen wir für die Schweiz einen Wert von 2,5 % an, der dem Mittelwert der Bandbreite von Abay (2005) entspricht.¹⁶

4.1.4 Länge des Betrachtungszeitraums

Für die Länge des Betrachtungszeitraums gehen wir von einem endlichen Zeithorizont aus, d.h. wir verzichten auf die Verwendung eines „Endwertes“ nach der jährlichen Modellierung im Rahmen der Barwertmethode.

Bei der Darstellung des Betrachtungszeitraumes orientieren wir uns an den indikativen Zeitplan für die Einführung einer Anreizregulierung in der Schweiz sowie die „Sunshine Regulierung“. Wir gehen davon aus, dass die

- Sunshine Regulierung von 2016-2024; und die
- Anreizregulierung ab 2025

wirksam ist. Wir betrachten den Effekt der Anreizregulierung über einen Zeitraum von 16 Jahren. Die Länge des Betrachtungszeitraums erstreckt sich somit von 2016 bis 2040.

4.2 Annahmen Regulierungsrahmen

4.2.1 Szenario Anreizregulierung vs. Fortführung Status Quo

In der Kosten-Nutzen Analyse werden die zu erwartenden Kosten und Nutzen einer – allgemein gesprochen – „Politikmassnahme“ einem Szenario ohne die Massnahme (Referenzentwicklung) gegenüber gestellt:

¹⁵ HM Treasury (2003).

¹⁶ Wir haben basierend auf den Werten aus HM Treasury (2003) und Schweizer Daten eine Plausibilisierung vorgenommen und kommen dabei ebenfalls auf eine Größenordnung von 2,5 % für den Sozialen Diskontsatz (siehe Annex 1).

- Die **Politikmassnahme** besteht in der beschriebenen Weiterentwicklung des Regulierungssystems in Richtung einer Anreizregulierung. Wie skizziert, unterscheiden wir in diesem Szenario zwei Zeiträume:
 - Zeitraum 2016-2024 – ab 2016 kommt die Sunshine-Regulierung zur Anwendung. Diese dauert bis mindestens 2024.
 - Zeitraum ab 2025 - ab 2025 kommt die Anreizregulierung zur Anwendung und löst die Sunshine Regulierung ab.

Tabelle 2. zwei Zeiträume

Zeiträume für Analyse Anreizregulierung	
2016-2024	Sunshine Regulierung
2025-2040	Anreizregulierung

Quelle: Frontier Economics

- Als **Referenz**, mit der wir das Szenario für die Anreizregulierung vergleichen, verwenden wir den Status Quo, d.h. die Kosten-plus Regulierung ohne „Sunshine“.

Im Folgenden skizzieren wir die Annahmen zu den Szenarien im Detail.

4.2.2 Dauer der Regulierungsperiode für die Anreizregulierung

Bei der Dauer der Regulierungsperioden für die Anreizregulierung (ab 2025) gehen wir von 4 Jahren aus. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Dauer der Regulierungsperiode für die grundsätzliche Regulierungssystematik nicht relevant ist. Aufgrund der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung, welche sich am Vorschlag des BFE orientiert (**Abschnitt 2.3**), werden die Kosten- und Erlösanpassungen zeitnäher vorgenommen.

4.2.3 Zeitversatz bei Kostenerfassung

Die zugrunde liegenden Kosten für die Bestimmung

- kostenbasierter Netztarife (unter Anreizregulierung bei Kostenprüfung zu Beginn der Regulierungsperioden bzw. bei Kosten-Plus-Regulierung fortlaufende Kostenprüfung); und
- der Erlös-(Kosten-)vorgabe (bei Anreizregulierung)

unterliegen nur bei der Anreizregulierung einem Zeitverzug. Dieser Zeitverzug ergibt sich aus der Verwendung von letztverfügbaren Ist-Kosten bei der Bestimmung der zulässigen Netzerlöse im Rahmen der Anreizregulierung. Das

Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse

bedeutet z.B., dass für die Bestimmung kostenbasierter Tarife im Jahr t die Kosten des Jahres $t-2$ relevant sind. Dies entspricht dem aktuellen Diskussionsstand beim BfE.

Für den Status Quo sowie die „Sunshine Regulierung“ wird kein Zeitverzug angenommen, da in diesem Fall weiterhin der Ausgleich der Deckungsdifferenzen für Über-/Unterdeckungen gilt. Dies bedeutet, dass, falls die Netzerlöse im Jahr t die realisierten Kosten im Jahr t nicht decken, die Differenz entsprechend ausgeglichen wird. Der Ausgleich der Deckungsdifferenz bedeutet weiters, dass im Status Quo sowie bei der Sunshine Regulierung die Netzbetreiber durch den Zeitverzug auch keine wirtschaftlichen Vorteile generieren können.

4.3 Kostenentwicklung

Wir unterscheiden bei der Kostenentwicklung zwischen den Regulierungssystemen:

- Anreizregulierung; sowie
- Status Quo – Kosten-plus-Regulierung.

Für die Darstellung der Ergebnisse der Modellierung verwenden wir dabei den Status Quo (Kosten-plus Regulierung) als Referenzfall. Für den Zeitraum bis zur Einführung der Anreizregulierung machen wir ergänzende Annahmen zur Kostenentwicklung im Rahmen der Sunshine Regulierung.

4.3.1 Anreizregulierung

Kostenprüfung bei Einführung der Anreizregulierung

Internationale Erfahrungen, z.B. in Deutschland und Österreich¹⁷, haben gezeigt, dass vor Einführung einer Anreizregulierung in einem ersten Schritt durch eine Kostenprüfung die Kosten und in der Folge die Netzerlöse bzw. -tarife reduziert wurden. Die Reduktion erfolgte durch eine kritische Prüfung der Kostenschlüsselung zwischen Netz- und sonstigen Bereichen sowie die kritische Prüfung von Kostenpositionen. Zumeist wurden durch diese Prüfungen auch etwaig bestehende Überrenditen der Netzbetreiber abgeschöpft.

Wir nehmen an, dass in der Übergangsphase keine wesentliche Intensivierung der Kostenprüfung gegenüber dem Status quo erfolgt.

Alternativ könnte vor Beginn der Anreizregulierung eine zusätzliche detaillierte Kostenprüfung durchgeführt werden. So wurden in einigen europäischen Ländern vor der Einführung einer Anreizregulierung auf Basis von

¹⁷ Vgl. Rodgarkia-Dara (2006).

Kostenprüfungen teils erhebliche Anpassungen der Netztarife vorgenommen. Beispielweise erfolgten in Österreich vor Einführung der Anreizregulierung 2006 drei Anpassungen der Netztarife durch Kostenprüfung für den Zeitraum 2001-2005 von mehr als -20 %. Es muss jedoch betont werden, dass dies nicht gleichbedeutend mit einer Senkung der zugrunde liegenden Kosten um 20 % war. Ein Großteil der Anpassungen der Netztarife ging auf Abschöpfungen von Mengensteigerungen, Umstellung der Finanzierungskosten auf einen WACC Ansatz, kritische Prüfung der Kostenschlüsselung zwischen Netz- und sonstigen Bereichen sowie der Weitergabe von Tarifsenkung aus dem vorgelagerten Netz zurück. Auf die explizite Anpassung von Kostenpositionen entfiel dabei nur ein eher geringer Teil.

Somit dürfte gelten, dass ein wesentlicher Anteil der Anpassungen, welche international beobachtet werden konnten, für die Schweiz nicht relevant ist. Durch den Ausgleich für Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren wird sichergestellt, dass in der Sunshine Regulierung die Erlöse den Kosten entsprechen. Ein Abschöpfen von Gewinnen zu Beginn der Anreizregulierung wäre somit nicht mehr relevant. Zusätzlich ziehen wir in Betracht, dass der Übergang von der Sunshine Regulierung auf die Anreizregulierung ohne umfangreiche rechtliche Anrechnungen und resultierende Gerichtsverfahren erfolgen sollte. Ambitionierte einmalige Kostensenkungen zu Beginn der Anreizregulierung könnten diesem Ziel entgegenstehen. Wir verzichten auch deshalb auf die Option einer einmaligen Kostenanpassung zu Beginn der Anreizregulierung in der folgenden Analyse.

Kostenentwicklung unter Anreizregulierung

Unter einer Anreizregulierung haben die Unternehmen einen starken Anreiz, verfügbare Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen, da sie zumindest temporär von den Effizienzgewinnen profitieren können.

Zur Höhe der Kostensenkungspotenziale sind allerdings Annahmen zu treffen, da diese nicht im Vorhinein bekannt sind. Wir verwenden dabei die folgenden Grundlagen:

- Empirische Studien zur Produktivitätsentwicklung;
- Produktivitätsvorgaben von europäischen Regulatoren.

Empirische Studien

Im Folgenden stellen wir empirische Studien zu Produktivitätsentwicklungen für Netzbetreiber dar. Die Auswirkung einer Anreizregulierung auf die Produktivitätsentwicklung von Netzbetreibern kann z.B. anhand von Daten aus England, dem Land mit der längsten Historie der Anreizregulierung (Einführung 1990), illustriert werden. Hierzu sind verschiedene Studien verfügbar:

Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse

- CEPA (2003) hat für den Zeitraum 1990-2000 eine durchschnittliche jährliche Steigerung der Gesamtfaktorproduktivität von 4,2 % für die Stromverteilnetzbetreiber festgestellt.
- Hattori/Jamasb/Pollitt (2003) haben für den Zeitraum 1986-1997 durchschnittliche jährliche Steigerungen der Gesamtfaktorproduktivität von 3,3 %-6,1 % ermittelt.
- Tilley/Weyman-Jones (1999) haben für den Zeitraum 1990/91-1997/98 durchschnittliche jährliche Steigerungen der Gesamtfaktorproduktivität von 6,1 % ermittelt.
- Frontier Economics hat in einer nicht-veröffentlichten Studie für die Periode 1990-1998 eine jährliche Übererfüllung der Effizienzvorgaben durch UK Stromverteilnetzbetreiber in Höhe von 1,3 % des regulierten Anlagevermögens festgestellt.

Daraus ist ersichtlich, dass hohe Kostensenkungspotenziale bei den Unternehmen in England vorhanden waren, und die Anreizregulierung die Unternehmen auch veranlasst hat, diese zu erschließen. Gleichzeitig zeigt das Beispiel in England, dass diese Kostensenkungspotenziale über die Zeit abnehmen. Ofgem verwendete zur Festlegung der Produktivitätsvorgaben in der aktuellen Regulierungsperiode für National Grid (2013-2020) Studien, die eine Gesamtfaktorproduktivität von 0,3 % bis 1,1 % ergaben.¹⁸

Zusätzlich sind Analysen für andere Länder mit einer Anreizregulierung verfügbar:

- Forsund/Kittelsen (1998) ermitteln für Norwegen für die Zeitperiode 1983-1989 eine jährliche Steigerung des *Frontier Shift* von 1,7 %. NVE (2001) hat für Norwegen für die Periode 1995-1998 einen Frontier Shift von 2,48 % berechnet.
- CEPA (2012)¹⁹ hat für den niederländischen Regulator auf Basis von eigenen Berechnungen und Studien von Dritten eine Bandbreite für den Frontier Shift von 0,5 %-2,5 % ermittelt.
- Polynomics (2013)²⁰ hat in Vorbereitung auf die 3. Regulierungsperiode für Stromverteilnetzbetreiber in Österreich im Auftrag der Unternehmen eine

¹⁸ Ofgem, RIIO-T1/GD1: Real price effects and ongoing efficiency appendix, 2012.

¹⁹ CEPA, Ongoing efficiency in new method decisions for Dutch electricity and gas network operators, Bericht für ACM, 2012.

Bandbreite für den durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt von 0,3 % - 1,2 % ermittelt. WIK (2013)²¹ hat im Auftrag von E-Control eine Bandbreite von 1,1 %-1,8 % berechnet.

Produktivitätsvorgaben von europäischen Regulatoren

Im Rahmen der Anreizregulierung werden den Unternehmen vom Regulierer in der Regel Produktivitätsvorgaben vorgegeben. Dies können zusätzlich als Indikation für Kostensenkungspotentiale unter einer Anreizregulierung herangezogen werden. Dabei kann unterschieden werden zwischen allgemeinen Produktivitätsvorgaben, welche für alle Unternehmen gelten, sowie individuelle Produktivitätsvorgaben, welche von der Kosteneffizienz der Unternehmen abhängen. Erstere geben an, mit welchen Produktivitätsfortschritten bei den bereits effizienten Unternehmen gerechnet wird, und liegen tendenziell in einer Bandbreite von 1% bis 2%.²²

Durch zweiteres wird der Aufholbedarf der ineffizienten Unternehmen zu den effizienten Unternehmen abgebildet. Beispielsweise ergaben sich für Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland für die 1. Regulierungsperiode (2009-2013) sowie 2. Regulierungsperiode (2014-2018) durchschnittliche individuelle Produktivitätsvorgaben von 0,8 % bis 1 %²³. In Österreich liegt die durchschnittliche individuelle Produktivitätsvorgabe für die aktuelle 3. Regulierungsperiode (2014-2018) bei 1%²⁴.

²⁰ Polynomics, Berechnung X-Allgemein für die dritte Regulierungsperiode, Aktualisierung des Gutachtens von Polynomics vom 30. September 2008 im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft, 2013.

²¹ WIK, Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Stromverteilnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag von E-Control, 2013.

²² In Österreich wurden beispielsweise für Stromverteilnetzbetreiber in der 1. (2006-09) und 2. (2010-13) Regulierungsperiode ein Wert von 1,95 % festgelegt sowie in der 3. Regulierungsperiode (2014-18) 1,25%. In Deutschland wurde für die 1. Regulierungsperiode (2009-2013) ein Wert von 1,25 % und für die 2. Regulierungsperiode (2014-2018) 1,5 % festgelegt.

²³ Die Bundesnetzagentur ermittelte für die erste Regulierungsperiode (2009-2013) für die Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland, basierend auf einer „Best-of-four“ Methode, eine Durchschnittseffizienz von 92 % über alle Netzbetreiber. Für die 2. Regulierungsperiode (2014-2018) hat die Bundesnetzagentur erneut einen Effizienzvergleich durchgeführt. Dabei wurde eine Durchschnittseffizienz von 95 % ermittelt. Als Zeitraum zum Abbau der Ineffizienzen hat die Bundesnetzagentur für die erste (zweite) Regulierungsperiode 10 (5) Jahre vorgesehen. In Verbindung mit den Effizienzwerten ergibt dies durchschnittliche individuelle Effizienzvorgaben von 0,8 % bis 1 %.

²⁴ Energie-Control (2006) kommt für Stromverteilnetzbetreiber in Österreich auf einen durchschnittlichen Effizienzwert von 88 %. Energie-Control (2013) kommt für die 3. Regulierungsperiode abhängig von der Modellspezifikation auf eine Bandbreite für die Durchschnittseffizienz von 83 %-90 %. Als Zeitraum zum Abbau der Ineffizienzen hat E-Control für die erste (dritte) Regulierungsperiode 8 (10) Jahre vorgesehen. In Verbindung mit den Effizienzwerten ergibt dies durchschnittliche individuelle Vorgaben von 1,5 % bis 1 %.

Die beiden Produktivitätsvorgaben ergeben zusammen genommen eine Bandbreite für erwartete bzw. durch den Regulierer vorgeschriebene Produktivitätsfortschritte von etwa 2% bis 3%.

Schlussfolgerung für Kostenentwicklung für Kosten-Nutzen Analyse

Wir nehmen basierend auf den obigen Ausführungen für die Kosten-Nutzen-Analyse an, dass in der Schweiz ein erschliessbares Kostensenkungspotential der Netzbetreiber im Zuge der Anreizregulierung besteht. Zur Abschätzung der Höhe stellen wir die nachfolgenden Überlegungen an.

- **Anreizrate** – Wie oben schon betont, wird durch die Anreizrate die Stärke der Anreizregulierung eingestellt. Wir nehmen für die Einführung in der Schweiz einen gleitenden Übergang von der „Sunshine Regulierung“ auf die Anreizregulierung an. Dieser ist verbunden mit einer stetigen Zunahme der „Stärke“ der Anreize. Wir gehen davon aus, dass die Anreizrate für die 1. Regulierungsperiode mit 20 % festgelegt wird und in den folgenden zwei Regulierungsperioden jeweils um 20 % auf 40% ansteigt. In der 4. Regulierungsperiode wird die Anreizrate dann bei 60 % belassen. Das bedeutet, dass in der 1. Regulierungsperiode die zulässigen Erlöse mit 80 % der Ist-Kosten des jeweiligen Unternehmens und 20 % der Effizienten-Kosten bestimmt werden (und dieser Anteil in späteren Regulierungsperioden entsprechend abnimmt).
- **Referenz für „Effiziente Kosten“** – Die Referenz für die Effizienten-Kosten hat einen erheblichen Einfluss auf die zulässigen Kosten der Unternehmen. Dabei muss betont werden, dass während die Anreizrate im Wesentlichen die Anstrengungen der Netzbetreiber zu Kostenoptimierungen bestimmt, die Referenz für die Effizienten-Kosten die Verteilung der Effizienzgewinne zwischen den Netzbetreibern und den Netzkunden erfasst. Für Österreich und Deutschland gilt, dass sich die Referenz zur Bestimmung der effizienten Kosten an den 100 % effizienten Unternehmen orientiert. Im Unterschied dazu konnten für Niederlande und Norwegen zwei Phasen unterschieden werden:
 - *Phase 1 „Referenz 100 % effizientes Unternehmen“* – Diese Phase in den Niederlanden und Norwegen sollte dazu dienen alle Unternehmen auf ein einheitliches Effizienzniveau zu bringen und die Ineffizienzen in den Kosten zu beseitigen. Ein Teil dieser Ineffizienzen wurde schon während der Regulierungsperiode durch höhere Produktivitätsabschläge an die Endkunden weitergegeben.
 - *Phase 2 „Referenz durchschnittlich effizientes Unternehmen“* – Dem liegt der Gedanke von Yardstick Regulierung zugrunde, dass nachdem die wesentlichen Ineffizienzen schon abgebaut sind, überdurchschnittlich effiziente Unternehmen systematisch höhere Renditen bekommen

sollen. Gleichzeitig gilt, dass über alle Unternehmen die Rendite der regulatorisch zugestandenen angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals entspricht.

Für die nachfolgende Analyse nehmen wir an, dass sich die Referenz über die Zeit dem „durchschnittlich effizienten Unternehmen“ annähert, d.h. von einer Referenz gestartet wird, welche den Unternehmen „überdurchschnittliche“ Vorgaben als Kostenreferenz macht. Dies lehnt sich an die Systematik der oben dargestellten beiden Phasen für die Niederlande und Norwegen an. Im Unterschied wird jedoch für die Schweiz für die erste Phase angenommen, dass die Kostenreferenz unter dem „100% effizientem Unternehmen“ liegt. Wir nehmen zusätzlich an, dass in der 3. Regulierungsperiode das „durchschnittlich effiziente Unternehmen“ die Referenz bildet.²⁵

- **Durchschnittliche Effizienz** – Wir nehmen hier einen Anstieg der durchschnittlichen Effizienz über die Zeit an. Dabei gehen wir davon aus, dass nach der Einführung der Anreizregulierung die Ineffizienzen zwischen den Unternehmen etwas rascher abgebaut werden. Dies bedeutet, dass die durchschnittliche Effizienz in der 1. Regulierungsperiode bei 90 % liegt, in der 2. Regulierungsperiode bei 95 % sowie in der 3. und 4. Regulierungsperiode bei 97,5 %. Diese Werte liegen im Bereich der für Österreich und Deutschland festgestellten Effizienzwerte über die Zeit.

Dies ergibt für die Ausgestaltung der Anreizregulierung folgende Parameter:

²⁵ Die Umsetzung der Annäherung der Referenz zum „durchschnittlich effizienten“ Unternehmen erfolgt in der Modellierung durch eine stetige Normierung der „durchschnittlichen Effizienz“ in Richtung 100% zur Berechnung der „effizienten Kosten“.

Tabelle 3. Ausgestaltung Anreizregulierung

	Anreizrate	Referenz	Durchschnittliche Effizienz
1. Regulierungsperiode (2025-28)	20 %	Leicht unter 100 % effizientem Unternehmen ²⁶	90 %
2. Regulierungsperiode (2029-32)	40 %	Zwischen 100 % und durchschnittlich effizientem Unternehmen ²⁷	95 %
3. Regulierungsperiode (2033-36)	60 %	Durchschnittlich effizientes Unternehmen	97,5 %
4. Regulierungsperiode (2037-40)	60 %	Durchschnittlich effizientes Unternehmen	97,5 %

Quelle: Frontier

Wir gehen davon aus, dass durch den Anstieg der „Stärke“ des Anreizes über die Zeit ein Einfluss auf die Produktivitätsentwicklung bewirkt wird. Zu Beginn der Anreizregulierung bestehen tendenziell höhere einfach erschließbare Kostensenkungspotentiale, die auch bei einer niedrigen Anreizrate gehoben werden können. Wenn die Kostensenkungspotentiale mit deutlich mehr Anstrengungen verbunden sind, ist eine entsprechend höhere Anreizrate notwendig, damit die Unternehmen diese erschließen. Nichts desto trotz ist dem Umstand Rechnung zu tragen, dass durch den Abbau der Ineffizienzen über die Zeit die Potentiale für Kostenoptimierungen voraussichtlich trotz steigender Anreizraten abnehmen werden.

Im Basisfall nehmen wir einen jährlichen Wert für die Kostensenkung für die Gesamtindustrie in der 1. Regulierungsperiode von 2 % an. Dies liegt unter den allgemeinen und individuellen Produktivitätsvorgaben, welche beispielsweise in Österreich und Deutschland in den ersten beiden Regulierungsperioden vorgesehen wurden. Gleichzeitig liegt dieser Wert auch unter den Produktivitätsfortschritten, welche beispielsweise in England insbesondere zu

²⁶ In der Modellierung verwenden wir hier einen indikativen Wert von 2,5% unter 100% Effizienz.

²⁷ In der Modellierung verwenden wir indikativ den Mittelwert zwischen der durchschnittlichen Effizienz (95%) und 100% Effizienz.

Beginn der Einführung der Anreizregulierung festgestellt werden konnten. In der 2. Regulierungsperiode gehen wir davon aus, dass durch teilweisen Abbau von Ineffizienzen in der Vorperiode das theoretische Kostensenkungspotential sinkt. Dies wird jedoch teilweise durch die Erhöhung der „Stärke“ der Anreizrate kompensiert. Wir nehmen trotzdem eine Reduktion von 0,5 % im Vergleich zur Vorperiode auf 1,5 % an. Auch in der 3. Regulierungsperiode sinkt das Kostenoptimierungspotential und wir nehmen einen Wert von 1 % an. Diesen Wert nehmen wir auch für die 4. Regulierungsperiode an (**Tabelle 4**).

Um die Sensitivität der Ergebnisse auf eine Variation der Annahmen zu durch die Netzbetreiber realisierte Kostensenkungen zu testen, nehmen wir in einer Sensitivitätsrechnung an, dass die Reduktion der Kosten in der 1. Regulierungsperiode nur 1,5 % sowie in der 2. Regulierungsperiode 1 % beträgt (**Tabelle 4**). Die unterstellten Produktivitätsentwicklungen lägen in dieser Sensitivität am unteren Rand der angeführten empirischen Werte bzw. Erfahrungswerte.

Tabelle 4. Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung

	Basisfall	Sensitivität
1. Regulierungsperiode (2025-28)	- 2%	- 1,5%
2. Regulierungsperiode (2029-32)	- 1,5%	- 1 %
3. Regulierungsperiode (2033-36)	- 1%	- 1%
4. Regulierungsperiode (2037-40)	- 1%	- 1%

Quelle: Frontier Economics

4.3.2 Sunshine Regulierung

Wir gehen davon aus, die Anreizregulierung erst ab 2025 implementiert wird. Im Zeitraum davor gilt ab 2016 die Sunshine Regulierung. Die höhere Transparenz kann für sich einen Druck auf die Kosten und in der Folge die Erlöse der Netzbetreiber ausüben. Wir nehmen an, dass die Regulierungsbehörde aufgrund der höheren Transparenz die Kosten systematisch auf Plausibilität prüfen und ggf. nicht oder nur teilweise anerkennen wird, wodurch ein impliziter, aber unsystematischer Druck zur Kostenreduktion bzw. -kontrolle entsteht.²⁸

²⁸ Wir weisen darauf hin, dass im Rahmen der „Sunshine Regulierung“ der Anreiz zu Produktivitätssteigerungen für die Unternehmen ähnlich wie im Status Quo niedrig ist. Dies ist dadurch begründet, da die Erlöse weiterhin den Kosten entsprechen und zwischenjährliche Effizienzgewinne durch den Ausgleich für Deckungsdifferenzen abgeschöpft werden. Dies bedeutet, dass die Netzbetreiber auch im Rahmen der Sunshine Regulierung keinen „ökonomischen Gewinn“ erzielen können.

Um diese Effekte zu erfassen, setzen wir die Produktivitätssteigerungen unter der „Sunshine Regulierung“ für die Jahre 2016-19 mit 0,4 % und 2020-2024 mit 0,2 % an. Diese Werte liegen unterhalb der für die Anreizregulierung angenommenen Kostensenkungen in **Tabelle 4**. Dies ist auch dadurch begründet, da wir in diesem Bericht eine Kosten-Nutzen Analyse für die Anreizregulierung durchführen und zu hohe Produktivitätssteigerungen für den Zeitraum 2016-2024 (Sunshine Regulierung) im Vergleich zum Status Quo die Ergebnisse für die Anreizregulierung verzerren würden.

Tabelle 5. Kostenentwicklung bei „Sunshine-Regulierung“ für das Szenario der Anreizregulierung

	Basisfall
2016-2019	- 0,4 %
2020-2024	- 0,2 %
2025-2040	Anreizregulierung

Quelle: Frontier Economics

4.3.3 Status Quo – Kosten-plus Regulierung

Im Status Quo werden die Erlöse jährlich den Kosten angepasst. Zusätzlich erfolgt der Ausgleich für Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren. Der Netzbetreiber hat somit auch keine Möglichkeit, von Effizienzgewinnen während des Jahres zu profitieren, da diese vollständig abgeschöpft werden.

Für den Referenzfall nehmen wir somit an, dass kein (bzw. nur ein sehr schwacher) Anreiz zu Kostenreduktion besteht. Wir nehmen jedoch an, dass beispielsweise durch Diffusion von technischem Fortschritt moderate Produktivitätssteigerungen erzielt werden können. Wir nehmen hierfür eine Bandbreite von 0,2 % in früheren Jahren und 0,1 % in späteren Jahren an.

Tabelle 6. Kostenentwicklung Status Quo (Referenz)

	Basisfall
2016-2019	- 0,2 %
2020-2024	- 0,1 %
2025-2040	- 0,1 %

Quelle: Frontier Economics

4.4 Vollzugskosten

Die Vollzugskosten lassen sich unterscheiden in Vollzugskosten für den Regulator und Vollzugskosten für die Netzbetreiber.

Die nachfolgenden Darstellungen beziehen sich auf die zusätzlichen Vollzugskosten, die sich durch die Einführung einer Anreizregulierung ergeben könnten.

4.4.1 Regulator – Vollzugskosten unter Anreizregulierung

Mit Inkrafttreten des neuen Stromversorgungsgesetzes per 1. Januar 2008 erhielt die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) die Aufgabe, die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes zu überwachen. Dies umfasst im Wesentlichen:

- Kontrolle der Elektrizitätstarife der Kunden ohne freien Netzzugang sowie die Netznutzungsentgelte.
- Vermittlung und Entscheidung bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem freien Zugang zum Stromnetz. Großverbraucher können ab 1. Januar 2009 ihren Stromlieferanten frei wählen, Kleinkonsumenten voraussichtlich erst im Jahre 2014.
- Überwachung der Sicherheit der Stromversorgung und den Zustand der Stromnetze.

Die Kommission besteht aus 8 berufenen Mitgliedern. Die Kommission wird durch das Fachsekretariat, dem ein Geschäftsführer vorsteht, unterstützt. Das Fachsekretariat ist in Sektionen (Preise und Tarife, Recht, Netze und Europa) unterteilt und zählt derzeit 35 Mitarbeiter (Stand: 2010).²⁹

²⁹ Quelle: <http://www.elcom.admin.ch/org/00023/00026/index.html?lang=de>, Stand 1.1.2010.

Durch die Einführung einer Anreizregulierung erwarten wir einen Anstieg der Mitarbeiter bei ElCom, da neue Tätigkeiten anfallen.

Zur Schätzung der zusätzlichen Vollzugskosten gehen wir in zwei Schritten vor:

- Zusätzliche Anzahl der Mitarbeiter bei ElCom; und
- Zusätzliche Kosten pro Mitarbeiter (neben den Lohnkosten) z.B. für externe Gutachten, IT, „Overhead“ Kosten etc.

Die zusätzliche Anzahl der Mitarbeiter bei ElCom kann durch einen Vergleich der Anzahl der Mitarbeiter bei internationalen Regulierungsbehörden geschätzt werden. Dabei zeigt sich jedoch, dass die Größen der Behörden sehr unterschiedlich sind und kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Anzahl der regulierten Unternehmen und Größe der Regulierungsbehörde festgestellt werden kann. Des Weiteren sind die Aufgabe und die erfassten Sektoren unterschiedlich.

Wir verwenden deshalb für die Schätzung der zusätzlichen Mitarbeiter bei ElCom einen Bottom-up Ansatz. Dazu addieren wir zu der bestehenden Organisationsstruktur noch zusätzliche Mitarbeiter für die Abdeckung

- neuer Tätigkeiten im Rahmen der Anreizregulierung;
- zusätzlicher rechtlicher Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Anreizregulierung; sowie
- zusätzlicher administrativer Tätigkeiten durch Anreizregulierung.

Wir nehmen an, dass zur Abdeckung der neuen Tätigkeiten bei Anreizregulierung zusätzlich 10 Mitarbeiter notwendig sind. Wir gehen davon aus, dass ElCom keine intensivierete Kostenprüfung während der Sunshine Regulierung sowie der Anreizregulierung durchführt. Die zusätzlichen Mitarbeiter sind somit im Wesentlichen für die Durchführung der Effizienzanalyse, die laufende Weiterentwicklung des Regulierungssystems und etwaigen rechtlichen Fragestellungen im Zusammenhang mit der Anreizregulierung vorgesehen.

Für die Berechnung der Lohnkosten pro Mitarbeiter gehen wir davon aus, dass diese entsprechend der Bundespersonalverordnung angestellt werden. Dabei nehmen wir durchschnittliche Lohnkosten pro Mitarbeiter von CHF 170 Tsd. an. Dazu rechnen wir pauschal noch zusätzliche Kosten pro Mitarbeiter pro Jahr in Höhe von 20 %, d.h. CHF 34 Tsd. für externe Gutachten, IT, „Overhead“ etc., woraus sich geschätzte Kosten pro zusätzlichem Mitarbeiter und Jahr von insgesamt CHF 204 Tsd. ergeben.

Basierend auf 10 zusätzlichen Mitarbeitern und jährlichen Kosten pro Mitarbeiter und Jahr von CHF 204 Tsd. ergeben sich zusätzliche Vollzugskosten für den Regulator in der Anreizregulierung von CHF 2,0 Mio. pro Jahr.

Gleichzeitig gehen wir davon aus, dass im Jahr vor der Einführung der Anreizregulierung und in den Jahren vor dem Beginn der Folgeperioden zusätzlicher Beratungsaufwand, z.B. für Studien, entsteht. Wir gehen hierbei jeweils von CHF 0,5 Mio. aus.

Für die Umsetzung der Sunshine-Regulierung gehen wir davon aus, dass kein Anstieg der Mitarbeiterzahl bei ElCom notwendig ist, d.h. dass keine zusätzlichen Vollzugskosten auf Seiten der Regulierungsbehörde entstehen.

4.4.2 Netzbetreiber – Vollzugskosten unter Anreizregulierung

Durch den Umstieg auf eine Anreizregulierung ist auch bei den Netzbetreibern mit einem Anstieg der Vollzugskosten, z.B. durch höheren Personalbestand, zu rechnen. Dabei berücksichtigen wir, dass die Tätigkeit des Regulierungsmanagements in der Regel z.T. intern bereits besetzt ist bzw. eine klassische Querschnittsmaterie darstellt. Dies schränkt den zusätzlichen Personalbedarf ein.

IT Zusatzkosten sind durch die Einführung einer Anreizregulierung nicht in wesentlichem Ausmaß zu erwarten. IT Zusatzkosten bei den Netzbetreibern sind in der Regel durch andere gesetzgeberische Tätigkeiten, z.B. Unbundling und Marktregeln, induziert und hängen nicht ursächlich mit der Einführung eines neuen Regulierungssystems zusammen.

ur Schätzung der Zusatzkosten wird ein Ansatz wie analoge zur Berechnung der zusätzlichen Vollzugskosten des Regulators verwendet. Hierzu werden die zusätzliche Anzahl der Mitarbeiter und die Jahreskosten pro Mitarbeiter abgeschätzt. Zusätzlich unterscheiden wir:

- *Große Netzbetreiber* – Darunter werden jene Netzbetreiber verstanden, die auch dem Effizienzvergleich unterliegen. Wir nehmen für diese Analyse in Abstimmung mit BfE an, dass hierunter rund 70 fallen.
- *Kleine Netzbetreiber* – Darunter werden jene Netzbetreiber verstanden, die dem vereinfachten Verfahren unterliegen. Wir nehmen für diese Analyse in Abstimmung mit BfE an, dass hierunter rund 610 Unternehmen fallen.

Zur Schätzung der zusätzlichen Mitarbeiter verwenden wir erneut einen Bottom-up-Ansatz.

Zur Schätzung der jährlichen Kosten pro Mitarbeiter orientieren wir uns für die großen Netzbetreiber an den Werten für den Regulator. Dies ist plausibel, da anzunehmen ist, dass der Regulator und die Netzbetreiber um die gleichen Mitarbeiter konkurrieren. Für kleine Netzbetreiber nehmen wir geringere jährliche Kosten pro Mitarbeiter an, da die Lohnkosten erfahrungsgemäß im Durchschnitt etwas geringer sind als bei großen Unternehmen und die direkte Konkurrenz um Personal mit dem Regulator generell geringer ist.

Regulierungsparameter für Kosten-Nutzen-Analyse

Daraus leiten wir folgende Annahmen ab:

- *Große Netzbetreiber* – Durchschnittlich 1 zusätzlicher Mitarbeiter pro Unternehmen und jährliche Kosten pro Mitarbeiter in Höhe von CHF 204 Tsd.
- *Kleine Netzbetreiber* – Durchschnittlich 0,25 zusätzliche Mitarbeiter pro Unternehmen und jährliche Kosten pro Mitarbeiter in Höhe von CHF 180 Tsd.

Für die Anreizregulierung schätzen wir jährliche zusätzliche Vollzugskosten für die Netzbetreiber von CHF 42 Mio. pro Jahr.

Gleichzeitig gehen wir davon aus, dass im Jahr vor der Einführung der Anreizregulierung und in den Jahren vor dem Beginn der Folgeperioden zusätzlicher Beratungsaufwand, z.B. für Studien, entsteht. Wir gehen hierbei jeweils von CHF 1,0 Mio. aus.

In Anlehnung an ElCom nehmen wir für die Umsetzung der Sunshine-Regulierung an, dass kein Anstieg der Mitarbeiterzahl bei den Netzbetreibern notwendig ist. Dies ist dadurch begründet, da die Sunshine Regulierung im Wesentlichen der bestehenden Regulierungssystematik entspricht und die von ElCom erhobenen und veröffentlichten Daten bei den Unternehmen größtenteils vorhanden sind.

Vollzugskosten – Zusammenfassung

Tabelle 7. Zusätzliche Vollzugskosten für Regulator und Netzbetreiber

Anreizregulierung	
Regulator	CHF 2,0 Mio. / pro Jahr CHF 0,5 Mio / Jahr vor Anreizregulierung und Folgeperioden
Netzbetreiber	CHF 42 Mio. / pro Jahr CHF 1,0 Mio / Jahr vor Anreizregulierung und Folgeperioden

Quelle: Frontier Economics

Für die Sunshine Regulierung nehmen wir keine zusätzlichen Vollzugskosten auf Seiten des Regulators und der Netzbetreiber an.

5 Kosten-Nutzen-Analyse – Ergebnisse

Im Folgenden fassen wir die quantitativen Ergebnisse der indikativen Kosten-Nutzen-Analyse zusammen. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in drei Schritten:

- **Basisfall für Szenario der Anreizregulierung** – Kosten/Nutzen der Einführung einer Anreizregulierung im Vergleich zum Referenzfall (Beibehaltung des Status Quo).
- **Sensitivitäten** – Berechnung von Sensitivitäten für variierende Annahmen zur Anreizregulierung bzw. Sunshine Regulierung.
- **Qualitative Ergänzungen** der Analyse.

Die indikativen Kosten und Nutzen der Einführung der jeweiligen Regulierungssysteme werden jeweils als Differenz zum Referenzfall - Beibehaltung des Status Quo - ausgewiesen.

Für die Darstellung der Wohlfahrtseffekte im Basisfall und bei den Sensitivitätsanalysen werden die folgenden Kosten- und Nutzenelemente separat ausgewiesen:

- Nutzen:
 - Konsumentenrente; und
 - Produzentenrente.
- Kosten:
 - Vollzugskosten Regulator; und
 - Vollzugskosten Netzbetreiber.

Dadurch können beispielsweise der Anteil der Konsumenten an den Gesamtwohlfahrtseffekten und die Vorteile für die Netzbetreiber separat dargestellt werden.

5.1 Anreizregulierung (Basisfall) – Indikativer Wohlfahrtsgewinn: ca. CHF 3,9 Mrd.

Die Regulierungsparameter für die Anreizregulierung und die Sunshine Regulierung im Basisfall wurden in **Abschnitt 4** ausführlich dargestellt. **Abbildung 4** fasst die wesentlichen Parameter für das Szenario Anreizregulierung noch einmal zusammen.

Abbildung 4. Spezifikation des Basisfalls für die Anreizregulierung und Sunshine Regulierung

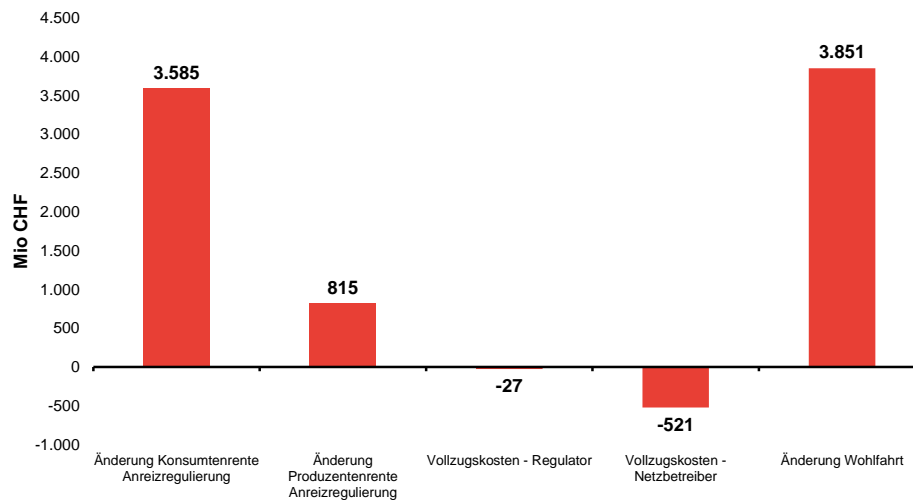
Anreizregulierung Basisfall					
Parameter		Anreiz- rate	Referenz	Durch. Effizienz	Kosten- entwicklung
	2025-2028	20%	Über durch. Effizienz	90%	2%
	2029-2032	40%		95%	1,5%
	2033-2036	60%	Durch. Effizienz	97,5%	1%
	2037-2040				

Quelle: Frontier Economics

Für die (in **Abbildung 4** nicht aufgeführte) Kostenentwicklung bis 2025 werden die Annahmen unter einer Sunshine Regulierung herangezogen:

- 2016-2019: 0,4 %;
- 2020-2024: 0,2 %.

Für die Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse sei nochmals darauf hingewiesen, dass wir Wohlfahrtseffekte als Differenz des jeweiligen Regulierungssystems zum Referenzfall – Beibehaltung des Status Quo - ausweisen, d.h. es sind *zusätzliche* Wohlfahrtseffekte („Deltas“) erfasst. Das bedeutet, dass beispielsweise eine unter der Anreizregulierung ausgewiesene Konsumentenrente von CHF 100 Mio. eine Wohlfahrtssteigerung gegenüber dem Status Quo von CHF 100 Mio. ausdrücken würde.

Abbildung 5. Wohlfahrtsgewinn Anreizregulierung (Basisfall) – Nettobarwert

Quelle: Frontier Economics

Für den Basisfall der Anreizregulierung ergibt sich für den Betrachtungszeitraum von 2016 bis 2040 ein indikativer, über die Jahre abdiskontrierter Wohlfahrtsgewinn von ca. CHF 3,9 Mrd. gegenüber dem Status Quo. Beim Sozialen Überschuss dominiert die Konsumentenrente die Produzentenrente (**Abbildung 5**). Gleichzeitig wird auch ein Vorteil für die Netzbetreiber aus der Anreizregulierung generiert. Der Nettogewinn für die Unternehmen, d.h. Produzentenrente minus Vollzugskosten der Netzbetreiber, ist positiv.

Bezüglich der Produzentenrente ist anzumerken, dass diese für die Unternehmen je nach Effizienz unterschiedlich ausfallen wird. Dabei sind zwei Effekte zu unterscheiden:

- Aufgrund der zweijährigen Rollierung der Kosten ist die Produzentenrente für die gesamte Industrie im Wesentlichen aus dem Zeitverzug zwischen den für die Regulierung relevanten Kosten ($t-2$) und den Kosten, in denen die Erlöse wirken ($t, t+1$) bedingt.³⁰
- Die Referenz für die „effizienten Kosten“ verschiebt sich annahmegemäß in den späteren Regulierungsperioden hin zum durchschnittlich effizienten Unternehmen. Dies hat eine entsprechende Auswirkung auf die Produzentenrente der einzelnen Unternehmen abhängig von ihrer Effizienz. Überdurchschnittlich effiziente Unternehmen können bei einer Annäherung

³⁰ Da eine stetige Kostensenkung angenommen wird, liegen die Gesamtkosten in $t-2$, welche für die Bestimmung der Erlöse in t herangezogen werden, systematisch über den Gesamtkosten im erlöswirksamen Jahr t .

der Referenz zur durchschnittlichen Effizienz einen ökonomischen Gewinn erzielen. In diesem Fall liegen nämlich die zulässigen Erlöse systematisch immer über den Kosten. Gerade darin besteht auch der Anreiz für die individuellen Unternehmen zu Effizienzanstrengungen. Dem stehen jedoch äquivalente ökonomische Verluste der unterdurchschnittlich effizienten Unternehmen gegenüber. Auch für diese Unternehmen ist der Anreiz für Effizienzanstrengungen evident, da sie dadurch in den Folgejahren durch eine Verbesserung der Effizienz die Verluste minimieren bzw. in Gewinne umkehren können. Dieses Wechselspiel wird jedoch durch die Darstellung der Produzentenrente für die Gesamtindustrie nicht abgebildet.

Die Vollzugskosten des Regulators über den gesamten Betrachtungszeitraum sind im Vergleich zum Gesamtwohlfahrtseffekt mit CHF 27 Mio. gering.

5.2 Sensitivitäten

Im Weiteren stellen wir die Ergebnisse für die Sensitivitäten für die Eingangsparameter dar:

- Anreizregulierung – Reduktion der Kostensenkungsrate in 2. und 3. Regulierungsperiode um jeweils -0,5 %;
- Anreizregulierung – Höhere Erweiterungsinvestitionen ab 2035 durch Notwendigkeit der Integration von mehr Erneuerbaren Energien;
- Anreizregulierung – Potenzielle Auswirkungen auf die Technologiewahl für Erweiterungsinvestitionen.

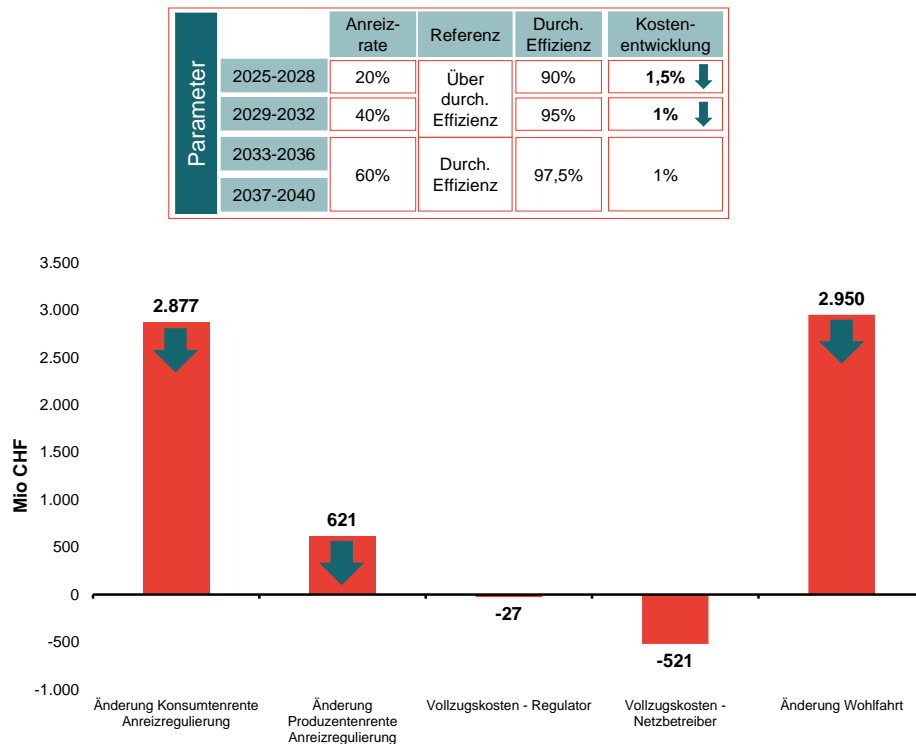
5.2.1 Anreizregulierung – Reduktion der Kostensenkungsrate um -0,5 % in 1. und 2. Regulierungsperiode

Es könnte argumentiert werden, dass die Eigentümerstruktur in der Schweiz (viele Netzbetreiber stehen im kommunalen Eigentum) einen Effekt auf die Kosteneffizienz hat. Kommunale Eigentümer haben ggf. neben der Gewinnoptimierung noch andere politische Ziele.³¹ U.a. um diesen Effekt abzubilden, reduzieren wir in dieser Sensitivität die Kostensenkungsrate in der 1.

³¹ In der empirischen Literatur sind die Ergebnisse für Stromverteilnetzbetreiber jedoch nicht eindeutig. Dalen/Grammeltvedt (2009) zeigen anhand von 9-Jahren Paneldaten für Stromverteilnetzbetreiber in Norwegen, dass Unternehmen, die im Eigentum von nur einer Kommune stehen, effizienter als private Unternehmen sind. Im Gegensatz dazu haben jedoch Unternehmen mit mehreren kommunalen Eigentümern eine schlechterer Effizienz als private Unternehmen. Scarsi (1999) hat in einer Analyse der Stromnetzbetreiber in Italien keine statistische Signifikanz für eine höhere Effizienz von privaten gegenüber Unternehmen im kommunalen Eigentum gefunden. Anderes jedoch Kumbhakar/Hjalmarsson (1998), welche für Stromnetzbetreiber in Schweden eine höhere Effizienz von privaten gegenüber Unternehmen im öffentlichen Eigentum finden konnten.

und 2. Regulierungsperiode jeweils um 0,5 % auf 1,5 % bzw. 1 % und betrachten die Auswirkung auf die Wohlfahrt (**Abbildung 6**).

Abbildung 6. Anreizregulierung – Sensitivität Kostensenkungsrate



Quelle: Frontier

Im Vergleich zum Basisfall reduziert sich die Gesamtwohlfahrt von knapp 3,9 Mrd. CHF auf 3,0 Mrd. CHF. Davon fällt der Effekt auf die Konsumenten- und Produzentenrente relativ gesehen sehr ähnlich aus. Trotz dieser deutlichen Reduktion der Kostensenkungsrate, ergibt sich weiterhin (auch im Vergleich zur Sunshine Regulierung) ein substantieller positiver Wohlfahrtseffekt.

Ein Vergleich der Produzentenrente mit den Vollzugskosten der Netzbetreiber zeigt weiterhin, dass die Netzbetreiber gesamthaft einen Vorteil aus der Anreizregulierung generieren. Der Nettogewinn für die Unternehmen, d.h. Produzentenrente minus Vollzugskosten der Netzbetreiber, ist weiterhin positiv, obwohl dieser Nettogewinn entsprechend geringer wird.

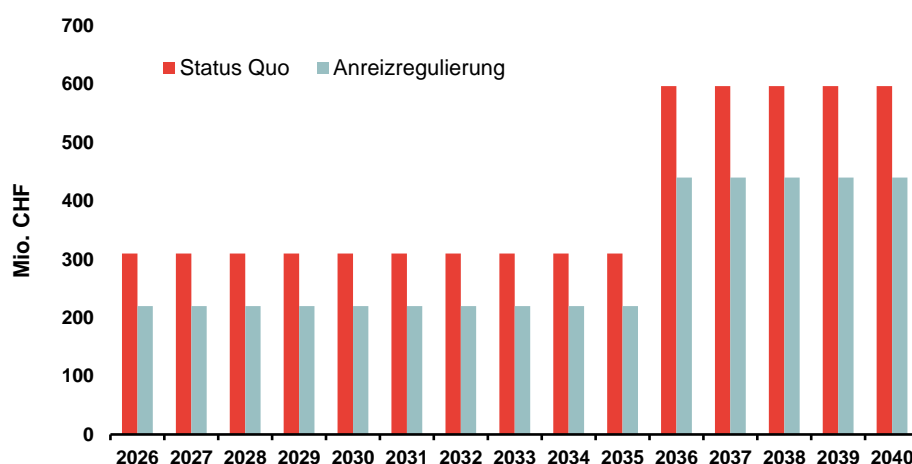
5.2.2 Anreizregulierung und Technologiewahl für Erweiterungsinvestitionen

Bei der Schätzung der künftig notwendigen Erweiterungsinvestitionen im Basisfall sind wir der Annahme vom VSE folgend davon ausgegangen, dass „innovative“ anstatt „konventioneller“ Investitionen getätigt werden. Es kann jedoch argumentiert werden, dass die Technologiewahl der Netzbetreiber nicht

unabhängig vom Regulierungssystem erfolgt. Ein Regulierungssystem, das einen permanenten Druck auf die Kosteneffizienz aufbaut, wird tendenziell zu dynamischeren Innovationsprozessen innerhalb der Netzbetreiber führen. Dies sollte auch eine Auswirkung auf die resultierende Technologiewahl haben.

Im Folgenden nehmen wir deshalb an, dass im Status Quo nur 50 % der Erweiterungsinvestitionen durch innovative und die restlichen 50 % durch konventionelle Technologien erfolgen. Wir verwenden weiterhin die Werte aus **Tabelle 1** für das Szenario 2.

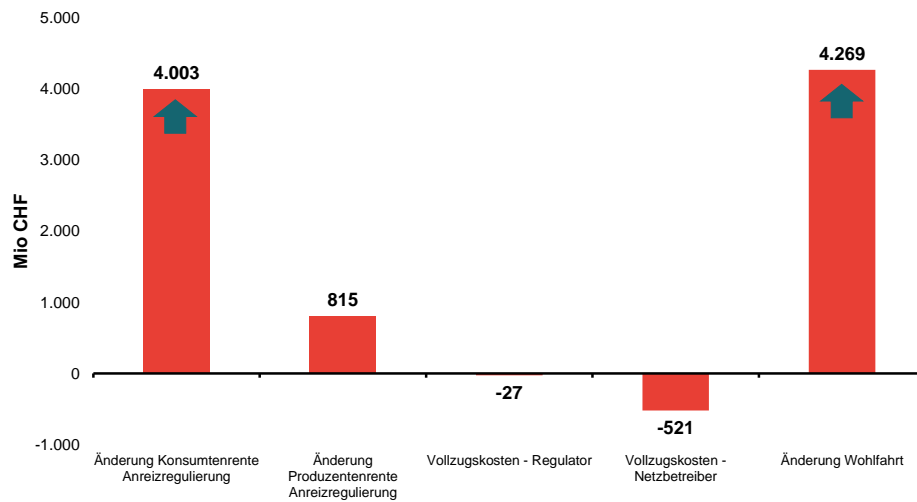
Abbildung 7. Erweiterungsinvestitionen und Technologiewahl unter Status Quo und Anreizregulierung



Quelle: Frontier

Über den relevanten Betrachtungszeitraum 2026 bis 2040 sind somit die Erweiterungsinvestitionen um CHF 1,7 Mrd. höher als unter der Anreizregulierung (**Abbildung 7**).

Abbildung 8. Änderung der Technologiewahl unter Anreizregulierung - Nettobarwert



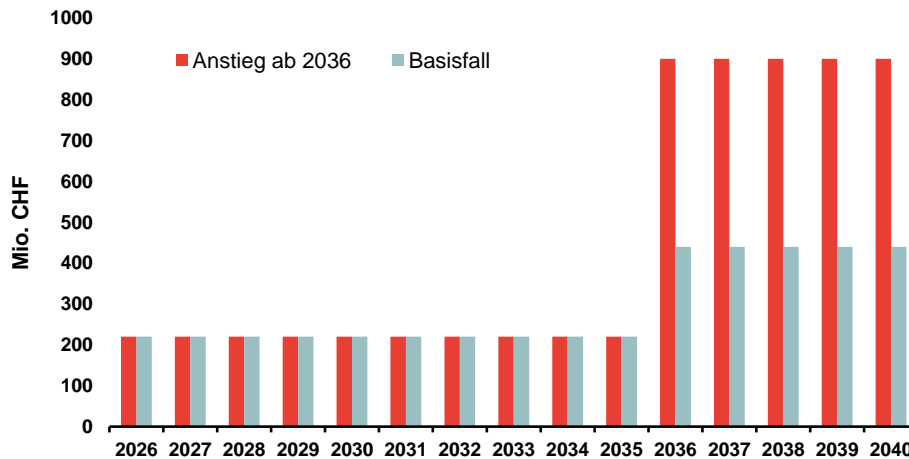
Quelle: Frontier

Durch die Änderung der Technologiewahl unter einer Anreizregulierung im Vergleich zum Status Quo (**Abbildung 8**) steigt die Konsumentenrente im Vergleich zum Basisfall von 3,6 Mrd. CHF auf 4,0 Mrd. CHF an. Die Produzentenrente bleibt gegenüber dem Basisfall unverändert. Der Gesamteffekt steigt im Vergleich zum Basisfall von 3,9 Mrd. CHF auf 4,3 Mrd. CHF an.

5.2.3 Höhere Erweiterungsinvestitionen zur Integration von Erneuerbaren Energien

Bei der Schätzung der künftig notwendigen Erweiterungsinvestitionen im Basisfall sind wir vom VSE Szenario 2 „Der alpine Weg“ ausgegangen. Nachfolgend nehmen wir jedoch an, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz höher ausfällt. Zur Abbildung dieses Effekts auf die notwendigen Erweiterungsinvestitionen, nehmen wir deshalb an, dass ab 2036 die Erweiterungsinvestitionen des VSE Szenario 3 „Die schwierige Klettertour“ notwendig werden.

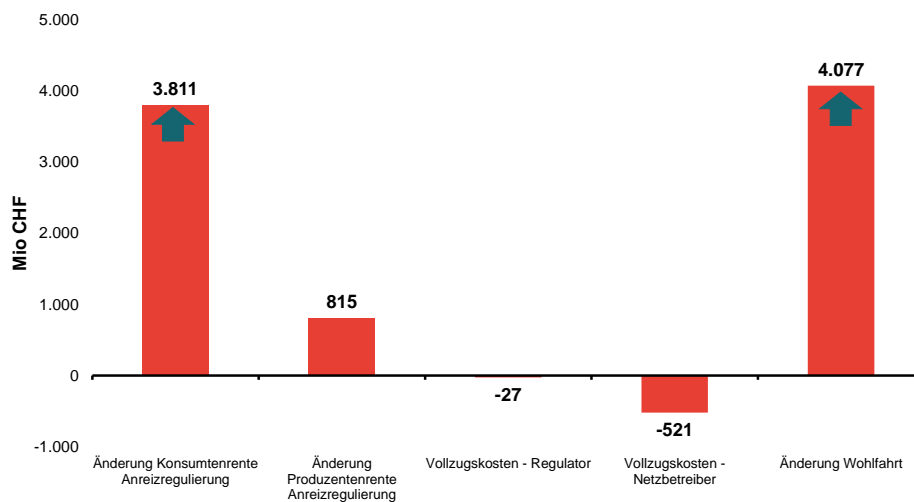
Abbildung 9. Anstieg der Erweiterungsinvestitionen ab 2036 zur Integration von höherem Anteil von Erneuerbaren Energien



Source: Frontier auf Basis von VSE

Aus **Abbildung 9** ist ersichtlich, dass ab 2036 die jährlichen Erweiterungsinvestitionen von CHF 440 Mio. auf CHF 900 Mio. ansteigen. Über den relevanten Betrachtungszeitraum 2036-2040 sind somit die Erweiterungsinvestitionen um CHF 2,3 Mrd. höher. Wir gehen dabei davon aus, dass alle Investitionen „innovativ“ getätigt werden.

Abbildung 10. Anstieg der Erweiterungsinvestitionen ab 2036 zur Integration von höherem Anteil von Erneuerbaren Energien



Quelle: Frontier

Durch den Anstieg der Erweiterungsinvestitionen steigt die Konsumentenrente im Vergleich zum Basisfall von 3,6 Mrd. CHF auf 3,8 Mrd. CHF an (**Abbildung**

Kosten-Nutzen-Analyse – Ergebnisse

10). Der Gesamteffekt auf die Wohlfahrt steigt im Vergleich zum Basisfall von 3,9 Mrd. CHF auf 4,1 Mrd CHF an. Der Anstieg ist im Wesentlichen dadurch getrieben, dass die höheren Erweiterungsinvestitionen im Szenario der Anreizregulierung effizienter umgesetzt werden als im Vergleich zum Status Quo. Dies soll noch einmal verdeutlichen, dass eine Anreizregulierung nicht *per se* mit sinkenden Gesamtkosten bzw. Netztarifen für Endkunden gleichgesetzt werden sollte. Eine sorgsam ausgestaltete Anreizregulierung sollte jedoch eine dämpfende Wirkung auf den notwendigen Gesamtkostenanstieg haben.

5.3 Sonstige potenzielle Wohlfahrtseffekte

In den **Abschnitten 5.1 und 5.2** haben wir auf Basis eines finanzmathematischen Kosten-Nutzen-Modells indikativ mögliche Wohlfahrtseffekte der Einführung eines veränderten Regulierungssystems für Stromnetzbetreiber in der Schweiz quantifiziert.

In diesem Abschnitt diskutieren wir qualitative Wohlfahrtseffekte der Einführung einer Anreizregulierung.

5.3.1 Potenziell zusätzliche positive Wohlfahrtseffekte der Anreizregulierung

Wir haben in der Analyse Erweiterungsinvestitionen integriert. Grundsätzlich gilt, dass ein darüber hinausgehender zusätzlicher Investitionsbedarf (z.B. für die weitergehende Integration von Erneuerbaren Energien oder für „Smart Meter“) auch nach Einführung der Anreizregulierung zu steigenden Kosten und Netzentgelten führen kann. Diese Kostensteigerungen sind zunächst unabhängig von der Einführung der Anreizregulierung zu sehen.

Die Anreizregulierung stellt jedoch sicher, dass die Investitionen effizient durchgeführt werden und die Kostenerhöhungen so gering wie möglich ausfallen. Wir haben diesen kostendämpfenden Effekt durch eine Sensitivität der Wirkung der Anreizregulierung auf die Technologiewahl für Erweiterungsinvestitionen sowie durch die Annahme von höheren notwendigen Erweiterungsinvestitionen analysiert (**Abschnitt 5.2.2 und 5.2.3**). Dabei wurde gezeigt, dass die Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt merklich sein können.

5.3.2 Potenzielle Einschränkungen der quantifizierten Wohlfahrtseffekte der Anreizregulierung

Als möglicher wesentlicher negativer Wohlfahrtseffekt der Einführung einer Anreizregulierung werden v.a. mögliche Rückwirkungen auf die Netzqualität genannt. Zwischen Effizianzanreizen und Versorgungsqualität besteht ggf. ein Trade-Off: In einem Regime mit Kosten-plus-Regulierung sind die Effizianzanreize gering, die Anreize zu Investitionen und damit zu einer hohen

Netzqualität eher hoch (je nach Ausgestaltung z.B. der Zinssätze kann es sogar zu signifikanten Überinvestitionen kommen)³². In Systemen der Anreizregulierung (Revenue Cap, Price Cap, Yardstick) sind die Effizianzanreize am stärksten, die Investitionsanreize aber ggf. am geringsten, sofern keine flankierenden Maßnahmen ergriffen werden.

Starke Kostensenkungsanreize können demnach zu Unterinvestitionen führen, falls die Ausgestaltung des Anreizregulierungssystems aufgrund des Effizienz- bzw. Kostendrucks einen Verzicht auf Investitionen günstiger erscheinen lässt als deren Durchführung. Dementsprechend besteht ggf. die Gefahr einer sinkenden Netzversorgungsqualität.

Dieser Gefahr kann durch geeignete Maßnahmen entgegengewirkt werden. In Anreizregulierungssystemen lassen sich Investitionsanreize durch mehrere „Stellgrößen“ beeinflussen, wie z.B.

- **Regulierungssystematik** – Die oben dargestellte und analysierte Ausgestaltung der Anreizregulierung sieht eine jährliche rollierende Kostenanpassung vor. Dadurch werden Investitionen sowohl in Ersatz als auch Erweiterung zeitnah in der Erlösen abgebildet. Die Effizienz dieser Investitionen wird dabei durch einen rollierenden Gesamtkostenvergleich überprüft. Dieser Gesamtkostenvergleich muss entsprechend sicherstellen, dass die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sachgerecht abgebildet ist. Hier kann auf umfangreiche internationale regulatorische Erfahrungen von europäischen Regulatoren sowie der akademischen Literatur zurückgegriffen werden. Wir gehen davon aus, dass bis zur Einführung der Anreizregulierung in der Schweiz (frühestens 2025) hier weitere Fortschritte gemacht werden.
- **Qualitätsregulierung** – Da die Versorgungsqualität zusätzlich zur Abgabemenge und der Bereitstellung von Übertragungskapazitäten, eine relevante Leistung eines Netzbetreibers darstellt, ist ein Qualitätselement in der Regulierung international inzwischen üblich geworden. Dabei bestehen unterschiedliche Optionen, die Qualität in die Regulierung zu integrieren. Einerseits kann die Regulierungsformel durch ein separates Qualitätselement (Q-Element) ergänzt werden, das Auf- bzw. Abschläge für das Übertreffen bzw. Verfehlen bestimmter Zielgrößen für die Netzqualität enthalten. Andererseits kann die Qualität auch in den Effizienzvergleich integriert werden. Dadurch kann der Abtausch „Qualität vs. Kosten“ explizit bei der Messung der Effizienz der Unternehmen erfasst werden. Auch hier gilt, dass auf umfangreiche internationale regulatorische Erfahrungen von europäischen Regulatoren zurückgegriffen werden kann. Wir gehen davon

³² Sog. Averch-Johnson Effekt.

aus, dass bis zur Einführung der Anreizregulierung in der Schweiz (frühestens 2025) hier weitere Fortschritte gemacht werden.

6 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der indikativen Kosten-Nutzen-Analyse zeigen, dass die Einführung einer Anreizregulierung Wohlfahrtsgewinne im Vergleich zum Status Quo erzeugt. So schätzen wir unter den gewählten Annahmen im Basisfall den zusätzlichen aggregierten, abdiskontierten Wohlfahrtseffekt einer Anreizregulierung gegenüber der Beibehaltung des Status Quo indikativ auf ca. CHF 3,0 bis 4,3 Mrd. Der dargestellte Basisfall weist CHF 3,9 Mrd aus.

Der Basisfall sowie die Sensitivitäten weisen zudem darauf hin, dass dieses Ergebnis robust gegenüber einer Änderung der Annahmen für die Wohlfahrtsberechnung ist.

Die wesentlichen Treiber für die Wohlfahrtsgewinne der Anreizregulierung sind

- die Höhe der beeinflussbaren Kosten (im Modell 3,3 Mrd. CHF über alle Verteilnetzbetreiber) – je höher die Kostenbasis der Verteilnetzbetreiber ist, desto höher ist der Nutzen der Anreizregulierung; sowie
- die durch die Anreizregulierung induzierten Effizienzanstrengungen der Verteilnetzbetreiber (unter Anreizregulierung erzielbare zusätzliche Kostenreduktionen) – je höher die induzierten Kostenreduktionen sind, desto höher ist der Nutzen der Anreizregulierung

Vollzugskosten sind für die Kosten-Nutzen-Analyse von eher untergeordneter Bedeutung.

Die Wohlfahrtsgewinne durch die Einführung einer Anreizregulierung sind unabhängig von der allgemeinen Strommarktliberalisierung. Die Einführung einer Anreizregulierung sollte somit nicht von der Strommarktliberalisierung abhängig gemacht werden. Auch für die Regulierung von integrierten Elektrizitätsunternehmen ist die Anreizregulierung anwendbar und bringt die skizzierten Vorteile sowohl für Endkunden als auch Netzbetreiber.

7 Literatur

- Abay, G., *Diskontsatz in Kosten-Nutzen-Analysen im Verkehr*, Forschungsauftrag VSS 2003/201 auf Antrag des Schweizerischen Verbandes der Strassen- und Verkehrsfachleute (VSS), 2005.
- Agrell, Per, Peter Bogetoft und Jørgen Tind, DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution, *Journal of Productivity Analysis*, 23: 171-201, 2005.
- Beesley M. und Littlechild S.C., The regulation of privatised monopolies in the United Kingdom, *RAND Journal of Economics*, Vol.20, No.3: 454-472 (1989).
- Borrmann, J. und Jörg Finsinger, Markt und Regulierung, Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, 1999.
- Bundesnetzagentur, *Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung – Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung*, 2015.
- Burns, Phil, Cloda Jenkins, Janine Milzcarek, Christoph Riechmann, Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 29: 2, 99-133, 2005.
- CEPA, *Productivity Improvements in Distribution Network Operators*, Final Report for OFGEM, 2003.
- CEPA, Ongoing efficiency in new method decisions for Dutch electricity and gas network operators, Bericht für ACM, 2012.
- Dalen, Dag Morten, und Grammeltvedt (2007), Thor Erik, *The efficient public owner of a utility: Too many to be true? Ownership and regulation in the Norwegian*

electricity distribution industry, <http://www.eea-ese.com/files/papers/EEA/ESEM/2008/1748/DalenEEA.pdf>

- ElCom, *Tätigkeitsbericht der ElCom 2013*, 2014.
- Energie-Control, *Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006)*, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/SNT_VO_%202006_%20Erlauterungen.pdf, 2006.
- Energie-Control, *Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber (1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018)*, 2013.
- Farsi, Mehdi, und Massimo Filippini, *A benchmarking analysis of electricity distribution utilities in Switzerland*, CEPE Working Paper Nr. 43, 2005.
- Finn R. Førsund und Sverre A.C. Kittelsen, *Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities*, *Resource and Energy Economics* 20: 207–224, 1998.
- Hattori/Jamasb/Pollitt, *A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation*, DEA Working Paper WP 0212, 2003.
- HM Treasury, *The Green Book – Appraisal and Evaluation in Central Government*, Treasury Guidance, 2003.
- Kopsakangas-Savolainen, Maria und Rauli Svento, *Comparing welfare effects of different regulation schemes: an application to the electricity distribution industry*, University of Oulu Working Paper No. 0901, 2009.
- Kumbhakar, S. und L. Hjalmarsson (1998), *Relative performance of public and private ownership under yardstick competition*, *European Economic Review* 42.
- Laffont, J.-J., und Tirole, J. (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge (Mass.), 1993.

Literatur

- Nillesen, Paul H. L. and Michael G. Pollitt, *The Consequences for Consumer Welfare of the 2001-2003 Electricity Distribution Price Review in the Netherlands*, Cambridge Working Papers in Economics, CMI Working Paper 50, 2004.
- Ofgem, *RIO-T1/GD1: Real price effects and ongoing efficiency appendix*, 2012.
- Polynomics, *Berechnung X-Allgemein für die dritte Regulierungsperiode*, Aktualisierung des Gutachtens von Polynomics vom 30. September 2008 im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft, 2013.
- Rodgarkia-Dara, A., *Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber in Österreich – von Kosten-plus-Regulierung zur Anreizregulierung*, in *Öffentliche Dienstleistungen für die Bürger. Wege zu Effizienz, Qualität und günstigen Preisen*, Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft, 2006.
- Scarsi, G. (1999) “*Local electricity distribution in Italy: Comparative efficiency analysis and methodological cross-checking*”, London Economics.
- Shleifer, Andrei, *A Theory of Yardstick Competition*, *RAND Journal of Economics*, Vol.16, Nr.3: 319-327, 1985.
- Tilley, B. and Weyman-Jones, T., 2001. *Productivity growth and efficiency change in electricity distribution*. In: *A New Era for Energy: Price Signals, Industry Structure and Environment*, 1999 British Institute of Energy Economics Conference, St John’s College, Oxford, January 1999, pp 1-10.
- VSE, *Wege in die neue Stromzukunft*, 2012.
- WIK, *Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Stromverteilnetzbetreiber*,
- Gutachten im Auftrag von E-Control, 2013.

Annexe 1: Szenario für Kosten-Nutzen Analyse

Im Folgenden stellen wir die wesentlichen Annahmen für die Kosten-Nutzen Analyse in einer Übersicht dar.

Tabelle 8. Kostenbasis für Ausgangsjahr, soziale Diskontrate und Erweiterungsinvestitionen

Kostenbasis für Ausgangsjahr, soziale Diskontrate und Erweiterungsinvestitionen		
Kostenbasis für Ausgangsjahr 2015		CHF 3.300 Mio.
Soziale Diskontrate		2,5%
Erweiterungsinvestitionen		
Basisfall	2026-2035	CHF 220 Mio / a
	2036-2040	CHF 440 Mio / a
Sensitivität: Technologiewahl – für Status Quo	2026-2035	CHF 310 Mio /a
	2036-2040	CHF 597 Mio /a
Sensitivität: Höhere Erweiterungsinvestitionen	2026-2035	CHF 220 Mio / a
	2036-2040	CHF 900 Mio / a
WACC		4,7%
Abschreibungsdauer		35 Jahre

Quelle: Frontier Economics, VSE

Tabelle 9. Zusätzliche Vollzugskosten für Regulator und Netzbetreiber

Anreizregulierung	
Regulator	CHF 2,0 Mio. / pro Jahr CHF 0,5 Mio / Jahr vor Anreizregulierung und Folgeperioden
Netzbetreiber	CHF 42 Mio. / pro Jahr CHF 1,0 Mio / Jahr vor Anreizregulierung und Folgeperioden

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 10. Kostenentwicklung für Status Quo und Sunshine Regulierung

	Status Quo	Sunshine Regulierung
2016-2019	- 0,2 %	- 0,4 %
2020-2024	- 0,1 %	- 0,2 %
2025-2040	- 0,1 %	

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 11. Ausgestaltung Anreizregulierung

	Anreizrate	Referenz	Durchschnittliche Effizienz
1. Regulierungsperiode (2025-28)	20 %	Leicht unter 100 % effizientem Unternehmen ³³	90 %
2. Regulierungsperiode (2029-32)	40 %	Zwischen 100 % und durchschnittlich effizientem Unternehmen ³⁴	95 %
3. Regulierungsperiode (2033-36)	60 %	Durchschnittlich effizientes Unternehmen	97,5 %
4. Regulierungsperiode (2037-40)	60 %	Durchschnittlich effizientes Unternehmen	97,5 %

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 12. Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung

	Basisfall	Sensitivität
1. Regulierungsperiode (2025-28)	- 2%	- 1,5%
2. Regulierungsperiode (2029-32)	- 1,5%	- 1 %
3. Regulierungsperiode (2033-36)	- 1%	- 1%
4. Regulierungsperiode (2037-40)	- 1%	- 1%

Quelle: Frontier Economics

³³ In der Modellierung verwenden wir hier einen indikativen Wert von 2,5% unter 100% Effizienz.

³⁴ In der Modellierung verwenden wir indikativ den Mittelwert zwischen der durchschnittlichen Effizienz (95%⁹ und 100% Effizienz.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com