



# **Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten**

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

Dezember 2014



# Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten

<b>Kurzzusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
1.1 Ausgangslage und Projektauftrag .....	7
1.2 Motivation des Aufbaus der Analyse .....	7
1.3 Aufbau des Berichts .....	9
<b>2 Anreizregulierung und Investitionsverhalten</b>	<b>11</b>
2.1 Herausforderung der Anreizregulierung – Rentabilität und Effizienz sicherstellen .....	11
2.2 Anreizregulierung – theoretische Überlegungen zur Auswirkung auf das Investitionsverhalten .....	12
2.3 Empirische Auswirkungen von Anreizregulierung im internationalen Umfeld .....	14
<b>3 Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen</b>	<b>19</b>
3.1 Auswertung internationaler Fallbeispiele .....	20
3.2 Investitionsregulierung – Konzepte für grosse Verteilnetze .....	23
3.3 Handlungsempfehlung – grosse Verteilnetze .....	57
<b>4 Swissgrid – Beanreizung von Investitionen</b>	<b>65</b>
4.1 Auswertung internationaler Fallbeispiele .....	65
4.2 Investitionsregulierung – Konzepte für Swissgrid .....	67
4.3 Handlungsempfehlung – Swissgrid .....	79
<b>5 Literaturverzeichnis</b>	<b>81</b>
<b>Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze</b>	<b>85</b>
<b>Anhang II – Internationale Fallbeispiele für Übertragungsnetze</b>	<b>101</b>
<b>Anhang III – Annahmen zur Modellierung</b>	<b>107</b>

## Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten

<b>Abbildung 1.</b> Vier Konzepte zur Erfassung steigender Kapitalkosten	2
<b>Abbildung 2.</b> Beanreizung von Investitionen	5
<b>Abbildung 3.</b> Vorgehensweise – Konzept für die Investitionsregulierung in der Schweiz	8
<b>Abbildung 4.</b> Kosteneffekte von Investitionen	12
<b>Abbildung 5.</b> Anstieg der Investitionen norwegischer Verteilnetzbetreiber (2004 – 2010)	15
<b>Abbildung 6.</b> Übersicht internationale Fallbeispiele – Implikationen für die Schweiz	21
<b>Abbildung 7.</b> Zusammenhang zwischen der Altersstruktur des Netzes und der Kapitalkostenentwicklung	26
<b>Abbildung 8.</b> Erfassung steigender Kapitalkosten	28
<b>Abbildung 9.</b> Wirkungsweise des Erweiterungsfaktors	29
<b>Abbildung 10.</b> Profitabilität für Konzept 1 mit Erweiterungsfaktor	34
<b>Abbildung 11.</b> Wirkungsweise des Zugangs von physischen Netzanlagen während der Regulierungsperiode	36
<b>Abbildung 12.</b> Demoversion zur Kostenrechnung für Tarife 2015	38
<b>Abbildung 13.</b> Profitabilität für Konzept 2 mit Zugang physischer Netzanlagen	42
<b>Abbildung 14.</b> Wirkungsweise der jährlichen Anpassung von Kapitalkosten und dem Effizienzvergleich am Ende der Regulierungsperiode	44
<b>Abbildung 15.</b> Profitabilität für Konzept 3	48
<b>Abbildung 16.</b> Wirkungsweise der jährlich rollierenden Anpassung der Gesamtkosten	50
<b>Abbildung 17.</b> Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 60% und Referenz „durchschnittlich effizientes Unternehmen“	54

<b>Abbildung 18.</b> Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 30% und Referenz „durchschnittlich effizientes Unternehmen“	55
<b>Abbildung 19.</b> Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 60% und Referenz „100% effizientes Unternehmen“	56
<b>Abbildung 20.</b> Internationale Fallbeispiele – Implikationen für die Schweiz	66
<b>Abbildung 21.</b> Beanreizung von Investitionen	68
<b>Abbildung 22.</b> Ausgestaltung Sharing-Mechanismus	73
<b>Abbildung 23.</b> Analyseraster für internationale Fallbeispiele	85
<b>Abbildung 24.</b> Anpassung der zulässigen Erlöse in Finnland	97
<b>Abbildung 25.</b> Information Quality Incentive Mechanismus für National Grid	103
<b>Abbildung 26.</b> Investitionszyklus für ein altes Netz in CHF	108
<b>Abbildung 27.</b> Investitionszyklus für ein neues Netz in CHF	109



## Kurzzusammenfassung

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. Dabei ist zu beachten, dass im Rahmen einer Anreizregulierung neue Investitionen sachgerecht behandelt und beim Start die anrechenbaren Kapitalkosten hinreichend vergleichbar sind.

In diesem Zusammenhang prüft das BFE die Ausgestaltung einer Investitionsregulierung bei zunehmenden Kapitalkosten. Der Anstieg der Kapitalkosten ist insbesondere auf der Verteilnetzebene v.a. durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung sowie den Reinvestitionsbedarf in alte Netze bedingt, hat darüber hinaus jedoch auch relevante Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz. Das BFE hat Frontier Economics beauftragt, diese Fragestellung der Ausgestaltung einer Investitionsregulierung für Grosse Verteilnetze und Swissgrid bei zunehmenden Kapitalkosten in einem Gutachten zu analysieren.

### *Analysesansatz*

Die Anreizregulierung hat sich in den meisten europäischen Ländern als Regulierungsinstrument für Energie- aber auch Telekommunikationsnetze etabliert. Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass es nicht das „eine“ Modell der Anreizregulierung gibt, sondern unterschiedliche Ausgestaltungen vorgefunden werden können. Als Ausgangspunkte der Analyse diskutieren wir deshalb die grundsätzlichen Herausforderungen der Anreizregulierung bezüglich der Investitionen. Darauf aufbauend erfolgt eine Analyse für Konzepte der Investitionsregulierung von grossen Verteilnetzen in der Schweiz sowie von Konzepten zur Investitionsregulierung für Swissgrid.

### **Grosse Verteilnetze<sup>1</sup>**

#### *Untersuchte Konzepte für Investitionsregulierung*

---

<sup>1</sup> In einer ersten Abgrenzung verstehen wir unter „grosse Verteilnetze“ jene 91 Netzbetreiber, die dem vollständigen Verfahren der vertieften Netzentgeltprüfung unterzogen werden, wobei zusätzlich noch die Anzahl der Endkunden zu berücksichtigen ist. Eine genaue Abgrenzung erfolgt in: BET Dynamo Suisse, *Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz – Kostenbasis und Modell für kleine Netzbetreiber*, 2014.

In Abstimmung mit dem BFE<sup>2</sup> wurden vier unterschiedliche Konzepte zur Erfassung von steigenden Kapitalkosten definiert, **Abbildung 1** gibt einen Überblick über die Konzepte (und an welche internationalen Fallbeispiele sich die Konzepte anlehnen) und wie

- Ersatzinvestitionen bei einer gleichbleibenden Versorgungsaufgabe; sowie
- Erweiterungsinvestitionen bei einer Änderung der Versorgungsaufgabe erfasst werden.

**Abbildung 1.** Vier Konzepte zur Erfassung steigender Kapitalkosten

	1	2	3	4
	<b>Erweiterungs-faktor</b>	<b>Zugang physischer Anlagen</b>	<b>Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich</b>	<b>Jährlich rollierende Anpassung Gesamtkosten</b>
<b>Gleichbleibende Versorgungsaufgabe</b> <b>Ersatz-investition</b>	Photojahrkosten relevant	Photojahrkosten relevant	Jährliche Anpassung der Kapitalkosten während Regulatorungsperiode	Jährliche Anpassung der Kapitalkosten (und Betriebskosten) und Effizienzprüfung während Regulatorungsperiode
<b>Änderung der Versorgungsaufgabe</b> <b>Erweiterungs-investition</b>	Wesentliche Treiber für Erweiterung/ Netzverstärkung	Inkrementeller Zugang Netzanlagen auf Basis Referenzkosten	Effizienzprüfung Kapitalkosten jeweils Beginn der Reg-Periode	Effizienzprüfung während Regulatorungsperiode
<b>Angelehnt an...</b>				

Quelle: Frontier Economics

- **Konzept 1 – Erweiterungsfaktor in Anlehnung an Deutschland:** dabei werden durch eine Änderung der Versorgungsaufgabe notwendige Erweiterungsinvestitionen durch die Veränderung von exogenen Parametern und die Auswirkung dieser exogenen Parameter auf die Gesamtkosten abgebildet. Eine explizite Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen durch ein separates Instrument findet dabei nicht statt.
- **Konzept 2 – Zugang physischer Netzanlagen während der Regulatorungsperiode in Anlehnung an Finnland:** dabei werden durch eine Änderung der Versorgungsaufgabe notwendige Erweiterungsinvestitionen durch die Veränderung von endogenen

<sup>2</sup> Diese Konzepte wurden auch mit Vertretern der ECom und SECO diskutiert.

## Kurzzusammenfassung

Parametern, d.h. den physischen Anlagenzugang abgebildet. Dieser Zugang wird während der Regulierungsperiode mit Referenzkosten bewertet und den Unternehmen als zusätzlicher Erlös gewährt. Eine explizite Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen durch ein separates Instrument findet dabei nicht statt.

- **Konzept 3 – Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich (jährliche Anpassung und Effizienzvergleich am Ende der Regulierungsperiode) in Anlehnung an Österreich:** dabei erfolgt während der Regulierungsperiode ein jährlicher Abgleich der Kapitalkosten. Somit werden in diesem Konzept sowohl Erweiterungs- als auch Ersatzinvestitionen erfasst. Durch den periodischen Effizienzvergleich zu Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode, wird die Effizienz der Investitionen festgestellt.
- **Konzept 4 – Jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten in Anlehnung an Norwegen:** dabei erfolgt eine jährliche Anpassung der Gesamtkosten (d.h. Betriebs- und Kapitalkosten) während der Regulierungsperiode. Ebenso erfolgt eine laufende – jährliche – Effizienzprüfung der Gesamtkosten durch einen Effizienzvergleich. Die zulässigen Erlöse werden dabei als eine Gewichtung aus den Ist-Kosten und Norm-Kosten ermittelt.

#### *Handlungsempfehlung – Grosse Verteilnetze*

Der Effizienzvergleich spielt in allen Konzepten eine wichtige Rolle. Auf die Entwicklung eines robusten Ansatzes sollte somit ein besonderes Augenmerk gelegt werden. Insbesondere steht bei den Konzepten die Praktikabilität für die Schweizer Regulierungsbehörde im Vordergrund, unter Berücksichtigung der beiden Ziele, effiziente Investitionen und die Rentabilität der Netzbetreiber sicherzustellen. Das Konzept muss daher gut implementierbar und anwendbar für den Schweizer Regulierer mit einem überschaubaren laufenden administrativen Aufwand sein. Zusätzlich ist bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung auf die Kompatibilität mit denkbaren Modellen für kleine Verteilnetzbetreiber zu achten.

Die unterschiedlichen Konzepte sind je nach konkreter Zielsetzung unterschiedlich gut geeignet sind:

- Liegt der Hauptgrund von steigenden Kapitalkosten bei den Unternehmen in der Änderung der Versorgungsaufgabe und weniger in einem höheren Ersatzbedarf, dann bieten sich **Konzept 1 (Erweiterungsfaktor)** und **Konzept 2 (Physischer Netzzugang)** an. Aus regulierungstheoretischer Sicht ist dabei dem Konzept 1 (Erweiterungsfaktor) der Vorzug zu geben, da er auf exogenen Parametern aufsetzt und somit den Unternehmen die

Flexibilität gibt, optimal auf die Änderung der Versorgungsaufgabe zu reagieren. Die Diskussion in Deutschland zur „Treffsicherheit“ des Erweiterungsfaktors zeigt jedoch, dass in der Praxis die richtige Parametrisierung eines Erweiterungsfaktors sehr komplex sein kann. So ist zu erwägen, den Faktor nicht – wie derzeit in Deutschland – in der Regulierungsformel multiplikativ mit der Kostenbasis zu verknüpfen, sondern als additiven Faktor auszugestalten, mit dem Variationen in wesentlichen Outputfaktoren (z.B. Netzanschlüsse) aufgrund einer Änderung der Versorgungsaufgabe (z.B. Netzanschluss von Neubaugebieten) mit Hilfe eines Kostenfaktors (z.B. Kosten pro zusätzlichem Netzanschlus) unmittelbar in eine Anpassung der Erlösobergrenze transformiert werden.

- Liegt der Hauptgrund von steigenden Kapitalkosten bei den Unternehmen neben der Änderung der Versorgungsaufgabe in einem höheren Ersatzbedarf, dann sind Regulierungsansätze notwendig, die eine zeitnahe Kostenanpassung während einer Regulierungsperiode erlauben. Dafür bietet sich das **Konzept 4 (jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten)** an. Dabei werden die Erlöse jährlich auf Basis von letztverfügbaren Kosten angepasst und es findet eine teilweise Durchreichung der Ist-Kosten statt. Das Konzept 4 (jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten) ermöglicht zusätzlich einen graduellen Übergang von der bestehenden Kosten-Plus-Regulierung in eine Anreizregulierung. Dies erfolgt durch eine graduelle Reduktion des Anteils der Ist-Kosten bei der Bestimmung der zulässigen Erlöse.

Das **Konzept 3 (Anpassung der Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich)** würden wir - zumindest bei längeren Regulierungsperioden (3 bis 5 Jahre) - nicht empfehlen. Zwar ist dieses Konzept administrativ einfach umzusetzen und bietet (ggf.) starke Effizienzanreize, allerdings wird bei der Kapitalkostenentwicklung nicht berücksichtigt, ob bspw. sinkende Kapitalkosten durch Verzicht auf Investitionen oder effiziente Ersatz- bzw. Erweiterungsinvestitionen verursacht sind. Ein Unternehmen kann von seinen effizienten Investitionen somit nicht während der Regulierungsperiode, sondern erst in den nachfolgenden Perioden profitieren.

## Swissgrid

### *Untersuchte Konzepte für Investitionsregulierung*

In Abstimmung mit BFE<sup>3</sup> wurden drei unterschiedliche Konzepte zur Beanreizung von Investitionen definiert. **Abbildung 2** gibt einen Überblick der

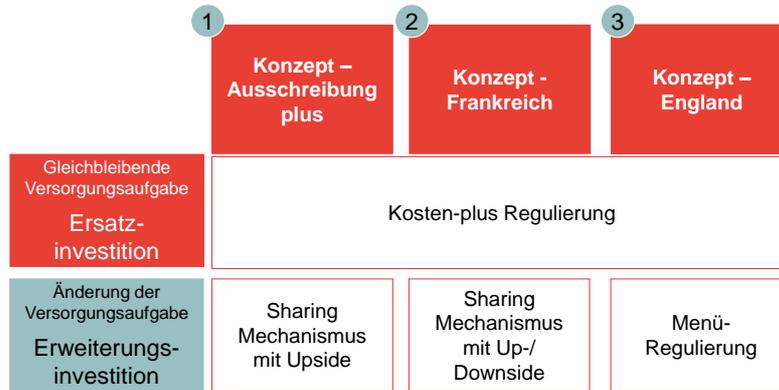
---

<sup>3</sup> Diese Konzepte wurden auch mit Vertretern der ECom und SECO diskutiert.

## Kurzzusammenfassung

Konzepte. Die Konzepte erfassen nur klar spezifizierte Erweiterungsinvestitionen. Die Ersatzinvestitionen unterliegen weiterhin einer Kosten-Plus-Regulierung.<sup>4</sup>

**Abbildung 2.** Beanreizung von Investitionen



Quelle: Frontier Economics

- **Konzept „Ausschreibung Plus“** – dabei soll Swissgrid ein Anreiz gegeben werden, die Ergebnisse von Ausschreibungen für Erweiterungsinvestitionen zu optimieren. Dies soll dadurch erfolgen, dass Swissgrid von Preisreduktionen im Rahmen von Nachverhandlungen profitieren kann, indem ein Teil der Preisreduktion bei Swissgrid verbleibt;
- **Konzept „Frankreich“** – dabei soll Swissgrid ein Anreiz gegeben werden von der Differenz aus Plan- und tatsächlichen Kosten für Erweiterungsinvestitionen zu profitieren. Dies soll dadurch erfolgen, dass ein Teil der Differenz zwischen den Plan- und tatsächlichen Kosten bei Swissgrid verbleibt;
- **Konzept „Grossbritannien“** – dabei soll Swissgrid zusätzlich noch ein Anreiz gegeben werden von „richtigen“ Kostenprognosen zu profitieren: Dies soll dadurch erfolgen, dass der Teil der Differenz zwischen den Plan- und tatsächlichen Kosten von der Abweichung der Kostenschätzungen von Swissgrid und dem Regulator abhängen. Je näher die Kostenschätzungen beinander liegen, desto höher ist der Anteil und vice versa.

*Handlungsempfehlung – Swissgrid*

<sup>4</sup> Falls sich die Konzepte für Erweiterungsinvestitionen über die Zeit bewähren, wäre jedoch theoretisch auch eine Ausweitung auf Ersatzinvestitionen möglich.

Für die drei vorgestellten Konzepte lässt sich nachfolgende Handlungsempfehlung ableiten:

- **Konzept „Ausschreibung Plus“** – könnte das Konzept der Wahl darstellen, falls der Hauptfokus auf die Investitionssicherheit bei nur geringen Effizianzanreizen angestrebt wird. Aufgrund der Gefahr von strategischem Verhalten im Ausschreibungsprozess ist jedoch zumindest mittel- bis langfristig nur eine geringe Kosteneffizienzwirkung zu erwarten. Gleichzeitig besteht jedoch auch die Gefahr, dass dies auch schon in der kurzen Frist gilt, weshalb der Regulator bei diesem Konzept trotzdem eine Prüfung der final resultierenden Preise (Kosten) für Investitionen wird vornehmen müssen. **Wir würden das Konzept „Ausschreibung Plus“ auf Basis dieser Überlegungen nicht empfehlen.**
- **Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“** – kann das Konzept der Wahl sein, falls der Anreiz auf Effizienz für spezifische Investitionen verstärkt werden und Regulierungsaufwand begrenzt werden soll. Die Bestimmung der Plankosten als Referenzwert für den Sharing-Mechanismus ist jedoch mit Aufwand durch den Regulator verbunden (ähnliches gilt auch für die Bestimmung einer Öffnungsklausel). Es muss jedoch betont werden, dass dieser Aufwand vergleichbar mit Aufwand bei einer *Ex-Post*-Angemessenheitsprüfung der tatsächlich getätigten Investitionskosten ist. Auch in diesem Fall muss der Regulator eine Einschätzung über angemessene Kosten unabhängig von den tatsächlichen Kosten von Swissgrid machen. Dies kann entweder auf historischen Informationen von Swissgrid beruhen und/oder externen Studien zu Investitionskosten. **Nach unserer Auffassung stellt das Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ für spezifische Erweiterungsinvestitionen für die Schweiz eine valide Option dar.**
- **Konzept „Grossbritannien – Menü-Regulierung“** – kann das Konzept der Wahl sein, falls zusätzlicher Regulierungsaufwand für die Definition der Auszahlungsmatrix akzeptiert wird. Gleichzeitig muss jedoch betont werden, dass dieses Konzept von der Logik deutlicher komplexer als das Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ und als dessen Weiterentwicklung verstanden werden kann. **Wir würden deshalb empfehlen, das Konzept „Grossbritannien – Menü-Regulierung“ erst dann als mögliches Regulierungsinstrument in Erwägung zu ziehen, nachdem der Regulator und Swissgrid Erfahrung mit dem Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ gesammelt haben.**

## Kurzzusammenfassung

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Projektauftrag

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. Dabei ist zu beachten, dass zum einen im Rahmen einer Anreizregulierung neue Investitionen sachgerecht behandelt und beim Start die anrechenbaren Kapitalkosten hinreichend vergleichbar sind und dass zum anderen ein geeignetes Modell für kleine Verteilnetzbetreiber festgelegt wird.

In diesem Zusammenhang prüft das BFE die Ausgestaltung einer Investitionsregulierung bei zunehmenden Kapitalkosten. Der Anstieg der Kapitalkosten ist insbesondere auf der Verteilnetzebene v.a. durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung (als wichtiger Pfeiler der Energiestrategie 2050 des Bundes) sowie den Reinvestitionsbedarf in alte Netze bedingt, hat darüber hinaus jedoch auch relevante Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz (auf dieser Ebene auch nicht unwesentlich durch zunehmende Transite). Das BFE hat Frontier Economics beauftragt, diese Fragestellung der Ausgestaltung einer Investitionsregulierung bei zunehmenden Kapitalkosten in einem Gutachten zu analysieren.

## 1.2 Motivation des Aufbaus der Analyse

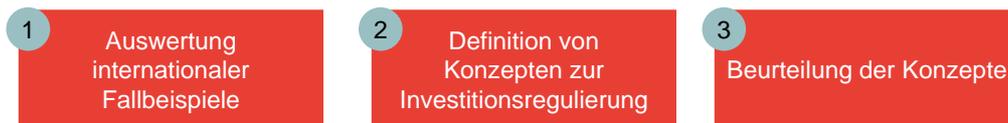
Die Anreizregulierung hat sich in den meisten europäischen Ländern als Regulierungsinstrument für Energie- aber auch Telekommunikationsnetze etabliert. Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass es nicht das „eine“ Modell der Anreizregulierung gibt, sondern unterschiedliche Ausgestaltungen vorgefunden werden können. So werden beispielsweise in den Ländern unterschiedliche Kostenkategorien von der Anreizregulierung erfasst und eine Kombination mit einer Kosten-Plus-Regulierung vorgenommen. Auch die Stärke der Anreize für die Unternehmen ist in den Ländern unterschiedlich ausgestaltet.

Als Ausgangspunkte der Analyse diskutieren wir deshalb die grundsätzlichen Herausforderungen der Anreizregulierung bezüglich der Investitionen. Dabei stellen wir theoretische Überlegungen an und ergänzen diese mit einer Auswertung ausgewählter empirischer Literatur zum Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und dem Investitionsverhalten von Unternehmen.

Darauf aufbauend erfolgt eine Analyse für Konzepte der Investitionsregulierung von grossen Verteilnetzen in der Schweiz. Grundsätzlich verstehen wir in einer ersten Abgrenzung unter „grosse Verteilnetze“ jene 91 Netzbetreiber, die dem vollständigen Verfahren der vertieften Netzentgeltprüfung unterzogen werden, wobei zusätzlich noch die Anzahl der Endkunden zu berücksichtigen ist<sup>5</sup>. Daran schliesst sich eine Analyse von Konzepten zur Investitionsregulierung für Swissgrid an. Unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse werden Handlungsempfehlungen für eine praktische Umsetzung abgeleitet. Ein Fokus wird hier insbesondere auf die Praktikabilität der Umsetzung im Hinblick auf die Schweizer Gegebenheiten gelegt.

Der Analyseansatz für die Entwicklung der Konzepte für die Investitionsregulierung der grossen Verteilnetze in der Schweiz sowie einer Beanreizung von Investitionen von Swissgrid erfolgt somit in drei sequentiellen Schritten:

**Abbildung 3.** Vorgehensweise – Konzept für die Investitionsregulierung in der Schweiz



Quelle: Frontier Economics

- **Schritt 1 – Auswertung internationaler Fallbeispiele:** Für einen Überblick über verschiedene Regulierungsansätze werden zunächst Anreizregulierungssysteme unterschiedlicher europäischer Länder analysiert und verglichen.
- **Schritt 2 – Definition von Konzepten zur Investitionsregulierung:** In der Folge werden unterschiedliche Instrumente und Ausgestaltungskonzepte einer Anreizregulierung dargestellt. Diese Konzepte werden anschliessend anhand von transparenten Kriterien qualitativ bewertet, wobei ein besonderer Fokus auf der Umsetzbarkeit dieser Konzepte im Schweizer Kontext liegt, und mithilfe einer Modellierung quantitativ untersucht.
- **Schritt 3 – Beurteilung der Konzepte:** Zum Abschluss erfolgt eine Handlungsempfehlung für die Konzepte.

<sup>5</sup> Eine genauere Abgrenzung erfolgt in: BET Dynamo Suisse, *Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz – Kostenbasis und Modell für kleine Netzbetreiber*, 2014.

## 1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- In **Abschnitt 2** stellen wir die Auswirkungen der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten auf Basis von theoretischen Überlegungen und empirischen Studien dar.
- In **Abschnitt 3** diskutieren wir internationale Fallbeispiele der Regulierung von Stromverteilnetzen für Deutschland, Österreich, Norwegen, Finnland und Grossbritannien und analysieren daraus resultierende Implikationen und Konzepte für die Regulierung der Investitionen grosser Verteilnetze in der Schweiz.
- In **Abschnitt 4** reflektieren wir kritisch die Überlegungen des BFE für das Schweizer Übertragungsnetz Swissgrid (u.a. anhand internationaler Fallbeispiele) und leiten daraus Implikationen und Konzepte für die Schweiz ab.



## 2 Anreizregulierung und Investitionsverhalten

Eine Anreizregulierung kann sehr unterschiedliche Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Unternehmen haben. Je nach Ausgestaltung und Umsetzung des konkreten Regulierungsregimes kann sie das Investitionsverhalten sowohl positiv als auch negativ in unterschiedlichen Ausprägungen beeinflussen. So begünstigt eine Anreizregulierung auf der einen Seite bspw. Investitionen in kostensenkende Technologien, auf der anderen Seite birgt sie aber auch ein höheres Risiko für die Netzbetreiber, dass sie Investitionskosten ohne entsprechende Anpassung der Preise tragen müssen.

In den folgenden Abschnitten diskutieren wir die wesentliche Herausforderung der Anreizregulierung im Hinblick auf Investitionen, theoretische Überlegungen zur Auswirkung auf das Investitionsverhalten sowie auch empirische Evidenz.

### 2.1 Herausforderung der Anreizregulierung – Rentabilität und Effizienz sicherstellen

Eine wesentliche Herausforderung für die Anreizregulierung ist es, das richtige Maß an Investitionsanreizen zu setzen und dabei sicherzustellen, dass effizient investiert wird. Hierbei gilt es, in der Zukunft ausreichend hohe Netzinvestitionen bei möglichst niedrigen Netzentgelten für die Kunden zu gewährleisten. Ob genug Anreize für die Netzbetreiber bestehen, in Netze zu investieren, kann grundsätzlich anhand der Rentabilität beurteilt werden. Neben der Rentabilität soll durch die Anreizregulierung auch sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber Anreize haben, effizient zu investieren. Unter- oder Überinvestitionen gilt es zu vermeiden.

Es können Herausforderungen für die Rentabilität entstehen, wenn

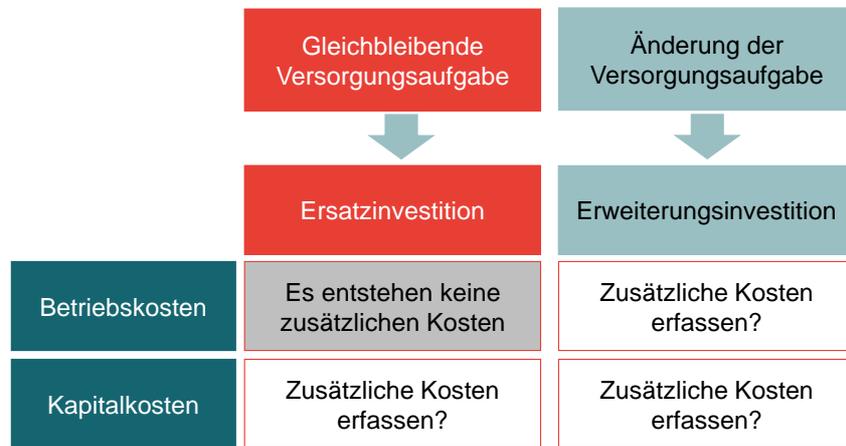
- die Altersstruktur des Anlagenbestands signifikante Ersatzinvestitionen und/oder
- eine Veränderung der Versorgungsaufgabe höhere Investitionen

erfordern.

Kapitalkosten können während einer Regulierungsperiode somit aus unterschiedlichen Gründen ansteigen. Bei einer gleichbleibenden Versorgungsaufgabe fallen Ersatzinvestitionen an, die den Anlagenbestand erhalten sollen. Wenn sich allerdings Änderungen in der Versorgungsaufgabe ergeben (d.h. z.B. Zunahme der angeschlossenen Kunden oder EE-Anlagen, Verbrauchsmuster der Kunden ändern sich etc.), so werden darüber hinaus Erweiterungsinvestitionen benötigt (d.h. hier erfolgen Investitionen in Netzanlagen, die den physischen Anlagenbestand erhöhen bzw. verändern). In der Regel sind durch Investitionen sowohl Betriebs- als auch Kapitalkosten

betroffen. **Abbildung 4** stellt die unterschiedlichen Effekte von verschiedenen Investitionstypen auf Betriebs- und Kapitalkosten dar.<sup>6</sup>

**Abbildung 4.** Kosteneffekte von Investitionen



Quelle: Frontier Economics

Beispielsweise ist bei einer Ausweitung des physischen Anlagenbestands durch eine Erweiterungsinvestition auch mit höheren Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb zu rechnen. Anders kann dies bei Ersatzinvestitionen sein, bei denen keine zusätzlichen Betriebskosten anfallen, sondern diese im Gegenteil tendenziell sinken werden, da neue Anlagen weniger Instandhaltungsmassnahmen erfordern.

Die Frage, ob Investitionen während der Regulierungsperiode eine Anpassung des Erlöspfad es rechtfertigen oder Investitionen durch die dem Erlöspfad zugrunde liegenden Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) ausreichend abgedeckt sind, muss somit zumindest konzeptionell für Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen getrennt beurteilt werden.

## 2.2 Anreizregulierung – theoretische Überlegungen zur Auswirkung auf das Investitionsverhalten

Auf der theoretischen Ebene können gegenläufige Effekte der Anreizregulierung auf Investitionsverhalten identifiziert werden, die die Investitionen je nach Ausgestaltung des Systems mehr oder weniger stark beeinflussen.

<sup>6</sup> Diese Darstellung soll indikativ zeigen, welche Kostenelemente von unterschiedlichen Investitionsarten betroffen sein können. In der Praxis ist oft eine Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen schwierig, da keine eindeutigen Grenzen zwischen den beiden gezogen werden können.

Zu den positiven Auswirkungen gehören insbesondere:

- **Zusätzliche Investitionen in kostensenkende Technologien** – Die Anreizregulierung bietet Netzbetreibern einen stärkeren Anreiz, in kostensenkende Technologien zu investieren, da Unternehmen, die die Effizienzvorgaben übererfüllen, zusätzliche Gewinne einbehalten können. Im Kontext zu Smart Grids bedeutet dies, dass die Unternehmen dann in neue Technologien investieren werden, wenn diese Technologien die kosteneffizientere Lösung darstellen.
- **Durch transparente Vorgaben erhöhte Planungssicherheit** – Ebenso kann ein klar ausgestaltetes System, das transparent offenlegt, welche Investitionen berücksichtigt werden, den Netzbetreibern mehr Klarheit darüber verschaffen, welche Investitionen sich unter der Regulierung lohnen und welche nicht. Eine erhöhte Planungssicherheit verhindert somit ein unnötiges Aufschieben dieser Investitionen und bewirkt einen Anstieg der Investitionen.

Neben positiven Auswirkungen kann eine Anreizregulierung aber auch negative Effekte nach sich ziehen, nämlich:

- **Höheres Risiko für Netzbetreiber, Investitionskosten ohne entsprechende Anpassung der Preise tragen zu müssen** – Dieses Risiko besteht insbesondere dann, wenn Effizienzvorgaben durch Unternehmen nicht erreicht werden können. Die Unternehmen können dann nicht ausreichend Erlöse zur Deckung der Kosten generieren. Darunter fällt auch das Problem des Zeitverzuges bei der Berücksichtigung von Investitionen während einer Regulierungsperiode in die Tarife. Dieser Effekt kann jedoch durch eine entsprechende Ausgestaltung des Regulierungssystems abgeschwächt werden.
- **Verschlechterte Qualität der Versorgung und daraus resultierende Kosten in Folge kurzfristiger Senkung der Kapitalkosten durch Rückgang von Investitionen** – Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass Unternehmen durch eine Reduktion ihrer Investitionen kurzfristig die Kapitalkosten unter das optimale Niveau senken, um die Effizienzvorgaben zu erreichen. Das kann langfristig schwerwiegende Folgen für die Versorgungsqualität haben und soziale Kosten verursachen, die beispielsweise durch Stromausfälle entstehen. Allerdings kann eine Qualitätsregulierung diesen Effekt mildern bzw. aufheben.
- **Zusätzliche Unsicherheit für die Unternehmen wegen nicht erreichbarer oder nachträglich korrigierter Vorgaben** – Schliesslich kann eine Anreizregulierung nicht nur Planungssicherheit generieren, sondern bei einer mangelhaften Ausgestaltung auch Unsicherheit. Dies geschieht

insbesondere dann, wenn die Vorgaben nicht transparent sind, nicht erreicht werden können oder wenn sie nachträglich revidiert werden. Allerdings können nachträgliche Eingriffe in das Regulierungsregime auch bei einfacher Kosten-Plus-Regulierung entstehen, so dass es sich hierbei nicht nur um eine auf eine Anreizregulierung begrenzte Problematik handelt.

Zusammenfassend gilt, dass die Realisierung der oben aufgeführten Effekte von der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung abhängt und isoliert betrachtet nur schwer quantifizierbar ist. Welche Auswirkung dann eine konkrete Anreizregulierung hat, ist schliesslich eine empirische Frage. Für ein besseres Verständnis der unterschiedlichen Ausprägungen führen wir im nächsten Abschnitt exemplarisch einige empirische, internationale Fallbeispiele an.

## 2.3 Empirische Auswirkungen von Anreizregulierung im internationalen Umfeld

Unsere Analyse empirischer Fallbeispiele aus verschiedenen Ländern zeigt, dass die Frage, welchen Einfluss die Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten hat, nicht einheitlich beantwortet werden kann. Bei der Bestimmung der Richtung des Effekts der Anreizregulierung spielt insbesondere die genaue Ausgestaltung des Regulierungsmechanismus eine grosse Rolle.

So zeigen empirische Studien zum Effekt von Anreizregulierung auf verschiedene Netzindustrien

- einen positiven Zusammenhang zwischen der Einführung von Anreizregulierung und Investitionen;
- einen negativen Zusammenhang; und schliesslich
- keinen signifikanten Unterschied nach Einführung einer Anreizregulierung.

In der Folge diskutieren wir exemplarisch einige dieser Studien.

### 2.3.1 Positive Auswirkung von Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten

Zu den positiven Auswirkungen einer Anreizregulierung zählen u.a. zusätzliche Investitionen in kostensenkende Technologien und realisierte Effizienzgewinne.

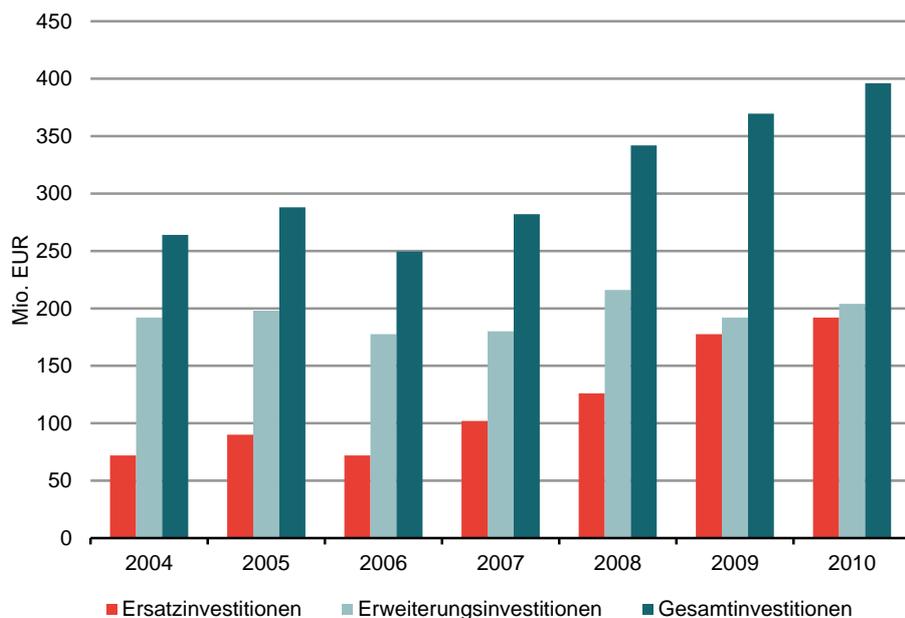
Cambini und Rondi (2010) untersuchen in ihrer Studie den Zusammenhang zwischen verschiedenen Regulierungsregimes und Investitionsanreizen. Bei ihrer Untersuchung greifen sie auf einen kleinen repräsentativen Paneldatensatz von 23 Strom- und Gasnetzbetreiber in Frankreich, Deutschland, Italien, Spanien und Grossbritannien zurück und berücksichtigen bei der Analyse verschiedene Faktoren wie bspw. Eigentumsrechte, Energienachfrage und Ausbau der

## Anreizregulierung und Investitionsverhalten

Netzinfrastruktur. Die Autoren finden höhere Investitionsraten unter einer Anreizregulierung als unter einer Rate-of-Return-Regulierung.

Als weiteres Beispiel für den investitionsfördernden Effekt einer (modifizierten) Anreizregulierung dient die empirische Studie von Poudineh und Jamasb (2013). Die Studie betrachtet Stromverteilnetze in Norwegen, welches eines der ersten Länder war, in dem Netzbetreiber reguliert wurden. Das ursprüngliche System aus dem Jahre 1991 war ein Kosten-Plus-Mechanismus, im Jahr 1997 wurde dann zu einer Anreizregulierung übergegangen (Erlösbergrenze), die 2007 modifiziert wurde (Yardstick-Regulierung).<sup>7</sup> Investitionsdaten zwischen 2004 und 2010 zeigen (**Abbildung 5**), dass die Gesamtinvestitionen der Netzbetreiber über die Zeit angestiegen sind. Diese Erhöhung ist insbesondere durch eine Erhöhung der Ersatzinvestitionen getrieben, die Erweiterungsinvestitionen sind absolut im Zeitablauf deutlich konstanter geblieben.

**Abbildung 5.** Anstieg der Investitionen norwegischer Verteilnetzbetreiber (2004 – 2010)



Quelle: In Anlehnung an Poudineh & Jamasb (2013: 5)

Die Anreizregulierung scheint nicht nur einen investitionsfördernden Effekt zu haben, sondern bewirkt auch eine Umverteilung von Investitionsbemühungen hin zu Netzbetreibern, die besonders effizient sind. Die Autoren stellen durch die

<sup>7</sup> 2007 wurde die Anreizregulierung modifiziert und auf eine Yardstick-Regulierung umgestiegen. Im Rahmen dieser Yardstick-Regulierung werden die Kosten jährlich rollierend angepasst, um Investitionsanreize zu stärken und mögliche Liquiditätslücken der Netzbetreiber zu schließen.

Anreizregulierung einen (ungewichteten) durchschnittlichen Effizienzgewinn von 0,8% fest. Wenn allerdings die Effizienzgewinne nach Investitionsanteil am Gesamtvolumen gewichtet werden, so steigt die Effizienzsteigerung auf 17%.<sup>8</sup>

Greenstein, McMaster und Spiller (1995) stellen in der Telekommunikationsbranche einen positiven Zusammenhang zwischen der Einführung der Anreizregulierung Anfang der 90er-Jahre in den USA und der Verwendung von neuen Technologien fest.<sup>9</sup> In der empirischen Analyse von Paneldaten finden die Autoren einen stark positiven Zusammenhang zwischen der Verwendung von neuen Technologien (Glasfaser) und der Anreizregulierung in der Form von Preisobergrenzen. Dieser Zusammenhang bleibt allerdings nicht bestehen, wenn die Regulierung einen maximalen Kapitalgewinn als Vorgabe bestimmt oder wenn Preis- und Gewinnregulierung kombiniert werden.

### 2.3.2 Negative Auswirkung der Anreizregulierung auf Investitionen

Eine Anreizregulierung hat längerfristig negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität, wenn sie den notwendigen Ersatz und Ausbau von Netzen durch zu niedrige Investitionsanreize verringert. Sinkende Investitionsanreize sind auch im Hinblick auf die Energiewende von hoher Relevanz, da systematisch zu niedrige Investitionen für die künftige Ausgestaltung des Netzes gravierende Folgen haben können.

Obwohl das Qualitätsniveau der Versorgung in den Niederlanden derzeit sehr hoch ist,<sup>10</sup> stellen Mulder & Kwoka (2008) die Frage, ob es angesichts der relativ niedrigen Ersatzinvestitionen auch in der Zukunft so bleiben wird.<sup>11</sup> Laut Mulder

---

<sup>8</sup> Durch die Gewichtung wird die Größe der Unternehmen, bei denen die Effizienzverbesserung beobachtet wurde, berücksichtigt: Kostensenkende Effizienzgewinne haben bei großen Unternehmen einen höheren Effekt auf die Gesamtkosten der Industrie als bei kleinen Unternehmen.

<sup>9</sup> Die Studie von Greenstein, McMaster und Spiller (1995) analysiert eine Umbruchperiode, in der die Telekommunikationsunternehmen in zunehmendem Maße privatisiert wurden und neue Technologien auf den Markt kamen. Der untersuchte Markt ist sehr heterogen. Jeder US-Staat hat eine eigene Legislative bezüglich der Preisregulierung, sowie eigene genaue Vorgaben.

<sup>10</sup> Stromausfälle betragen in den Niederlanden im Durchschnitt etwa 25 Minuten pro Verbraucher pro Jahr.

<sup>11</sup> Die Niederlande sind allerdings auch ein Beispiel, bei dem die Anreizregulierung bei den Stromnetzbetreibern zu einer substantiellen Effizienzsteigerung geführt hat (s. Mulder & Kwoka (2008)). Die Regulierung setzt Preisobergrenzen zusammen mit Effizienzanreizen (X-Faktor) und Qualitätsanreizen, bei denen die Netzbetreiber Verbrauchern, die von einer Versorgungsstörung betroffen waren, Schadenersatz zahlen müssen. Zwischen 2000 und 2006 sanken die Kosten um 20%. Effizienzgewinne wurden fast komplett in Höhe von rund 2,5 Milliarden € an die Endverbraucher weitergegeben. Gleichzeitig ist die Qualität etwa konstant geblieben.

& Kwoka (2008) veraltet das Netz unter der Anreizregulierung und das Regulierungsregime stellt die künftige Versorgungsqualität nicht sicher.<sup>12</sup>

Der Grund, warum Ersatzinvestitionen derart aufgeschoben werden, liegt in der Ausgestaltung des X-Faktors. Zwar werden Investitionen in der nächsten Regulierungsperiode belohnt, aber gleichzeitig generieren die durch Investitionen verursachten Kapitalkosten Effizienznachteile, falls die anderen Netzbetreiber nicht investieren. Somit kann es von Vorteil sein, nicht zu investieren solange die anderen Netzbetreiber auch nicht investieren.<sup>13</sup>

Im Vereinigten Königreich ist die Effizienz der Netzbetreiber wie in den Niederlanden stark angestiegen, aber vor dem Hintergrund des anstehenden erforderlichen Ausbaus von Netzen insbesondere im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>- und Klimaschutzziele erschien das vor 2013 gültige System als nicht ausreichend. Erst unter dem seit 2013 geltenden RIIO-System werden Investitionen in neue Technologien laut einer Studie von Müller (2012) genügend berücksichtigt. Unter anderem die Ausdehnung der Regulierungsperiode von 5 auf 8 Jahre wird hier als positive Veränderung angeführt. Weiters sind Instrumente vorgesehen, die z.B. kurzfristige Ineffizienzen zu Gunsten von langfristigen Technologieverbesserungen zulassen.

### 2.3.3 Kein signifikanter Einfluss der Anreizregulierung auf Investitionen

Zu der letzten Kategorie von Studien, die keinen signifikanten Effekt der Anreizregulierung auf Investitionen finden, gehört insbesondere eine Evaluierung der Einführung der Anreizregulierung 2009 in Deutschland durch DIW Econ (2014). Die vorläufige empirische Studie kommt zu dem Ergebnis, dass kein signifikanter Zusammenhang zwischen der Einführung einer Anreizregulierung und der Investitionsquote der Netzbetreiber besteht.

Auch eine empirische Studie von Ai & Sappington (2002) über das Investitionsverhalten von Telekommunikationsfirmen in den USA liefert keine eindeutigen Ergebnisse. Zwar wurde eine schnellere Modernisierung der Netze unter der Anreizregulierung als beim gewöhnlichen Kosten-Plus-Mechanismus festgestellt, ein positiver Effekt auf Gesamtinvestitionen lässt sich aber nicht erkennen.

---

<sup>12</sup> Verstärkt wird dieser Effekt noch dadurch, dass es sich bei physischen Leitungsnetzen um vergleichsweise sehr langlebige Vermögenswerte mit einer Nutzungsdauer von bis zu 40 Jahren handelt. Daher sind Investitionen in Netzwerke langfristiger und irreversibler Natur und somit zu einem gewissen Grad unsicher. Investitionen der Netzbetreiber werden daher wegen der unsicheren Rückzahlung möglichst aufgeschoben, wodurch die Versorgungsqualität zusätzlich gefährdet wird.

<sup>13</sup> Mit der gleichen Logik könnte man in der langen Frist auch eine Welle von Investitionen erwarten – sobald ein Netzbetreiber mehr investiert, werden ihm alle anderen bald folgen. In dem Fall würden die Verbraucherpreise signifikant ansteigen, was wiederum ein politisches Problem darstellen könnte.

### *Anreizregulierung und Investitionsverhalten – Schlussfolgerung*

Die theoretischen Überlegungen und die empirische Evidenz haben gezeigt, dass eine Anreizregulierung – je nach Ausgestaltung und Umsetzung des konkreten Regulierungsregimes – sehr unterschiedliche Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Unternehmen haben kann. Insofern kommt der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung eine Schlüsselrolle zu.

In dem folgenden Kapitel analysieren wir daher ausführlich verschiedene Konzepte, die potentiell für eine Anreizregulierung in der Schweiz in Frage kämen und bewerten die Ausgestaltungsoptionen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Unternehmen und die Implementierbarkeit in der Schweiz.

### 3 Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

In fast allen europäischen Ländern werden bei der Regulierung von Stromverteilnetzen Anzelelemente integriert. Dabei zeigt sich, dass nicht ein Modell der Anreizregulierung existiert, sondern vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten beobachtet werden können. Die Gründe hierfür sind unterschiedlich, u.a. Pfadabhängigkeiten von historischen Regulierungsentscheidungen, Rahmenbedingungen sowie auch zeitlich unterschiedlichen Investitionszyklen der Unternehmen.

Hinsichtlich der Investitionszyklen schliesst sich die für unsere Analyse relevante Frage an, wie mit ggf. steigenden Investitionen im Rahmen einer Anreizregulierung umgegangen werden soll. Wesentlich ist hierbei u.a. das Zusammenspiel von

- **Regulatorischer Behandlung der Kapitalkosten** – Wann kommen Kapitalkosten, insbesondere bei Erweiterungsinvestitionen, in den Netztarifen zum Ansatz? In welcher Höhe? Können Effizienzgewinne bei Neuinvestitionen gegenüber den Kosten von ersetzten Altanlagen einbehalten werden? Gibt es Anreize zum effizienten Bau der Anlagen?;
- **Regulatorischer Behandlung der Betriebskosten** – Können etwaige Kosteneinsparungen bei den Betriebskosten einbehalten werden? Können etwaige höhere Betriebskosten in die Netztarifierung eingepreist werden?;
- **Ausgestaltung des Effizienzbenchmarkings** – Inwiefern wirken sich Investitionen neutral, positiv oder negativ auf die Benchmarkingergebnisse von Unternehmen und damit auf die Effizienzvorgaben einzelner Unternehmen aus? Inwiefern wird die Qualität im Effizienzbenchmarking berücksichtigt?;
- **Qualitätsregulierung** – Was sind die Wirkungen von Investitionen auf die Netzqualität, und können Boni aufgrund höherer Qualität einbehalten werden?

Neben der detaillierten Analyse der Behandlung von Kapitalkosten muss somit immer das Zusammenspiel der Regulierungselemente im Auge behalten werden. Bei der Entwicklung eines Konzepts für die Investitionsregulierung der grossen Verteilnetze in der Schweiz folgen wir dem in **Abschnitt 1.2** dargestellten dreistufigen Analyseansatz.

### 3.1 Auswertung internationaler Fallbeispiele

In der Analyse der internationalen Fallbeispiele unterscheiden wir verschiedene Phasen bei der Bestimmung und Fortschreibung der Kapitalkosten (bzw. Betriebskosten). Dabei legen wir den Fokus auf jene Regulierungselemente, die direkt bzw. indirekt mit Investitionsanreizen zusammenhängen. Zusätzlich werten wir aus, welche Investitionen, d.h. Erweiterungs- und/oder Ersatzinvestitionen, die Regulierungselemente abbilden sollen. Die Auswahl der internationalen Fallbeispiele richtet sich danach, dass eine Bandbreite von verschiedenen Ansätzen zur Investitionsregulierung dargestellt wird. In Abstimmung mit dem BFE wurden folgende Länder für die internationalen Fallbeispiele ausgewählt:

- Deutschland;
- Österreich;
- Norwegen;
- Finnland; sowie
- Grossbritannien.

Für eine detaillierte Darstellung der Analyse der internationalen Fallbeispiele verweisen wir auf **Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze**.

Aus den internationalen Fallbeispielen zur Regulierung von Kapitalkosten bzw. Investitionen lassen sich erste Implikationen für mögliche Lösungsansätze für die Schweiz ableiten. **Abbildung 6** gibt einen Überblick über die untersuchten Länder und fasst die wesentlichen Ergebnisse sowie die grundsätzliche Übertragbarkeit auf die Schweiz zusammen.

**Abbildung 6.** Übersicht internationale Fallbeispiele – Implikationen für die Schweiz

	DE 	AT 	NO 	FI 	UK 
Anzahl Unternehmen	> 100 VNBs	> 40 VNBs	> 150 VNBs	Ca. 90 VNBs	14 VNBs
Berücksichtigung Kapitalkosten	Photojahr Erweiterungsfaktor (exogene Parameter)	Photojahr Zeitnahe Anpassung Kapitalkosten während Reg-Periode	Rollierende Anpassung der Kapitalkosten während Reg-Periode	Vergleich der Ist-Kapitalkosten mit Wiederbeschaffungswerten-Kapitalkosten	Plankosten auf Basis von disaggregierten Daten für Investitionen
Aufwand Regulator	Effizienzprüfung durch Benchmarking Template für Erweiterungsfaktor	Effizienzprüfung durch Benchmarking Transparente Methodik zur Anpassung	Effizienzprüfung durch Benchmarking Excel Template für jährliche Anpassung	Bestimmung eines Preiskataloges für Anlagen für Schweizer VNBs	Langwierige Detailprüfung der Kostendaten
Übertragbarkeit Schweiz					

Anmerkung: in der Schweiz unterliegen 91 Netzbetreiber dem vollständigen Verfahren der vertieften Netzentgeltprüfung („Grosse Verteilnetze“). Dies ist der Ausgangspunkt für die Festlegung „Grosser Verteilnetzbetreiber“.

Quelle: Frontier Economics

Hinsichtlich der Behandlung von Kapitalkosten bzw. steigendem Investitionsbedarf in den einzelnen Regulierungsregimen lässt sich zusammenfassend festhalten:

- In **Deutschland** wird der steigende Investitionsbedarf durch einen Parameter abgebildet, der auf Änderungen exogener Parameter beruht (Erweiterungsfaktor). Der steigende Investitionsbedarf ist dabei durch eine Änderung der Versorgungsaufgabe, d.h. aufgrund von Erweiterungsinvestitionen, bedingt. Eine explizite Anpassung der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode aufgrund von steigenden Ersatzinvestitionen findet nicht statt. Aktuell wird insbesondere eine zeitnahe Berücksichtigung von Investitionen (Ersatz- und Erweiterung) während der Regulierungsperiode diskutiert.
- In **Österreich** wird der steigende Investitionsbedarf während einer Regulierungsperiode auf Basis der tatsächlichen Kapitalkostenentwicklung während der Regulierungsperiode mit t-2 Zeitverzug nachgezogen. Dies erfolgt durch den sog. „Investitionsfaktor“. Die Effizienz der Investitionen wird *ex post* durch ein Gesamtkostenbenchmarking bestimmt. Eine theoretische Unterscheidung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen findet

jedoch nicht statt. Die Erhöhung der Betriebskosten aufgrund der realen Veränderungen bei Leitungslängen sowie Zählpunkten wird durch einen Betriebskostenfaktor abgebildet. Investitionen in Smart Meter werden durch den Investitionsfaktor mit abgedeckt. Dadurch ausgelöste Betriebskosten unterliegen einer Kosten-Plus-Regulierung, wobei E-Control die Angemessenheit der Kosten detailliert prüft.

- In **Norwegen** wird der steigende Investitionsbedarf durch eine jährlich rollierende Anpassung der Erlöse auf aktuelle Gesamtkosten (und somit auch aktuelle Kapitalkosten) berücksichtigt. Die Effizienz der Investitionen wird durch ein jährlich rollierendes Gesamtkostenbenchmarking bestimmt. Auch hier findet keine theoretische Unterscheidung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen statt.
- In **Finnland** wird der steigende Investitionsbedarf durch eine jährlich rollierende Anpassung der Kapitalkosten auf Basis des aktuellen physischen Netzgerüsts und von Referenzkosten bestimmt. Der Bezug auf das aktuelle physische Netzgerüst erfasst Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen. Die Effizienz der Investitionen wird durch den Bezug auf Referenzkosten berücksichtigt, d.h. Unternehmen haben den Anreiz, dass die tatsächlichen Investitionskosten für physische Netzanlagen unter den jeweiligen Referenzkosten liegen.
- In **Grossbritannien** wird steigender Investitionsbedarf durch Plankosten für Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen berücksichtigt. Die Effizienz der Investitionen wird durch eine umfangreiche Detailprüfung der Plankosten auf hohem Disaggregationsgrad bestimmt.

### Zwischenergebnis – internationale Fallstudien

Das Regulierungsregime in Grossbritannien zeichnet sich durch eine besonders hohe Komplexität aus, die auch der geringen Anzahl an Unternehmen geschuldet ist. Das System ist daher nicht auf die Schweiz mit der grossen Anzahl an Verteilnetzbetreibern übertragbar, da es administrativ nicht anwendbar wäre. Aus diesem Grund berücksichtigen wir in der Folge kein Regulierungsregime in Anlehnung an Grossbritannien für Grosse Verteilnetze. Wir orientieren uns somit für die Schweiz an Systemen in Anlehnung an Deutschland, Österreich, Finnland und Norwegen, da sie vom Regulierungsaufwand leichter zu implementieren sind.

## 3.2 Investitionsregulierung – Konzepte für grosse Verteilnetze

Im Folgenden diskutieren wir verschiedene Konzepte zur Investitionsregulierung unter Einbeziehung der internationalen Fallbeispiele, die wir in **Abschnitt 3.1** vorgestellt haben.

### 3.2.1 Rahmenbedingungen zur Definition der Konzepte in der Schweiz – Gesamtkostenansatz bei Anreizregulierung

Zunächst erläutern wir die Rahmenbedingungen der Anreizregulierung in der Schweiz.

Wir verstehen, dass der Ausgangspunkt der Diskussion in der Schweiz eine Anreizregulierung auf Basis eines Gesamtkostenansatzes ist. Eine Anreizregulierung auf Basis eines Gesamtkostenansatzes impliziert, dass sowohl die Betriebskosten als auch die Kapitalkosten der Anreizregulierung unterliegen.

- **Betriebskosten** – Wir gehen davon aus, dass zur Bestimmung der Betriebskosten im Rahmen einer Anreizregulierung die Effizienz ermittelt wird. Dies erfolgt durch einen Effizienzvergleich der Gesamtkosten. Wir nehmen weiterhin an, dass Kostenvorgaben sowie eine Indexierung der Kosten (z.B. durch den Verbraucherpreisindex) stattfinden.
- **Kapitalkosten** – Wir gehen davon aus, dass Anreize zur Kosteneffizienz gesetzt werden und die Kapitalkosten keiner „reinen“ Kostendurchreichung

unterliegen.<sup>14</sup> Die Prüfung der Effizienz erfolgt in der Regel durch einen Effizienzvergleich der Gesamtkosten.

Bei der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung muss darauf geachtet werden, dass zur Vermeidung von Fehlanreizen bzw. unerwünschten Effekten ein stimmiges Gesamtkonzept für Betriebs- und Kapitalkosten verfolgt wird. Wie in **Abschnitt 2.2** dargestellt, kann ein möglicher negativer Effekt der Anreizregulierung eine Verschlechterung der Qualität der Versorgung sein. Um die Versorgungsqualität im Rahmen einer Anreizregulierung weiterhin zu garantieren, gehen wir davon aus, dass Qualitätsregulierung künftig eine Rolle spielen wird.

Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass die Anzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz im Verhältnis zur Grösse des Landes vergleichsweise hoch ist. Dementsprechend erscheinen vereinfachte Verfahren für kleine Verteilnetzbetreiber sinnvoll.<sup>15</sup> Gleichzeitig soll der Regulierungsaufwand begrenzt bleiben. Insbesondere ist keine massive Personalaufstockung bei der Schweizer Regulierungsbehörde ElCom geplant.

Bezüglich der Altersstruktur der Netze sind in der Schweiz sowohl Verteilnetzbetreiber mit alten als auch mit neuen Netzen vorzufinden. Die Regulierung sollte daher verschiedenen Altersstrukturen gerecht werden. Der Anteil alter/neuer Netze könnte ggfs. in einem weiteren Prozess eruiert werden.

Weitere Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber werden von der Energiestrategie 2050 geprägt, durch die ein Investitionsbedarf in Verteilnetze (Erweiterungsinvestitionen) entstehen kann wie z.B. Smart Grids (intelligente Netze) oder die Einbindung dezentraler Erzeugung (u.a. Photovoltaik). Die Energiestrategie 2050 erfordert auch technologische Innovationen ins Netz.

### 3.2.2 Kriterien zur Beurteilung der Konzepte

Zur Beurteilung und zum Vergleich der einzelnen Konzepte definieren wir Kriterien. Die Kriterien orientieren sich dabei u.a. an den oben angeführten Rahmenbedingungen für die Anreizregulierung der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz.

Die Konzepte zur Investitionsregulierung werden anhand folgender Kriterien beurteilt:

---

<sup>14</sup> Dies hat die Konsequenz, dass wir in der Folge Konzepte mit einer Kombination von Anreizregulierung für Betriebskosten und Kosten-Plus-Regulierung für Kapitalkosten nicht weiter diskutieren.

<sup>15</sup> BFE hat dazu eine parallele Studie bei BET Dynamo Suisse (*Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz – Kostenbasis und Modell für kleine Netzbetreiber*, 2014) beauftragt.

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen** – das Konzept bzw. Instrument zur Investitionsregulierung sollte ausreichend Anreize für Investitionen bieten. Diese Anreize sollten sich grundsätzlich auf Ersatz- sowie Erweiterungsinvestitionen beziehen, diese werden in der Beurteilung daher getrennt betrachtet. Gleichzeitig sollte das Konzept einen Anreiz zur optimalen Kapitalintensität, d.h. Verhältnis zwischen Betriebs-/ Kapitalkosten, geben.
- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – das Instrument sollte einen Anreiz für eine effiziente Durchführung der Investitionen bieten bzw. mit anderen Instrumenten zur Sicherstellung der Effizienz (z.B. Benchmarking) kompatibel sein. Anreize für Überinvestitionen sollten gleichermaßen vermieden werden.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – das Konzept sollte bezüglich der Auswahl der optimalen Technologie (konventionelle vs. intelligente) neutral sein.
- **Verteilungswirkung** – das Instrument sollte aus Gründen der politischen Akzeptanz nicht zu einer Erhöhung der Produzentenrente zu Lasten der Konsumenten führen. Dies kann ggf. im Konflikt mit dem Ziel der Anreizwirkung stehen.
- **Praktikabilität und Transparenz** – das Instrument sollte so ausgestaltet sein, dass einerseits der administrative Aufwand für die Regulierungsbehörde möglichst gering gehalten wird und dass andererseits das Instrument für die regulierten Unternehmen transparent und nachvollziehbar ist.

Diese Kriterien gilt es gegeneinander abzuwägen. So stellt sich bspw. die Frage, wie viel kurzfristige Verteilungseffekte zugunsten der Anreizwirkung für Investitionen akzeptabel wären, d.h. wie viel zeitlich begrenzte Zusatzrendite den Unternehmen zugestanden werden soll. Ebenso stehen Investitionsanreize und Effizianzanreize in einem gewissen Zielkonflikt (so kann z.B. ein Investitionshemmnis durch Effizienzprüfung bereits getätigter Investitionen bestehen).

### 3.2.3 Quantifizierung der Konzepte

Zur stilisierten Illustration der Wirkungsweisen der Konzepte erfolgt zusätzlich eine quantitative Modellierung für typisierte Unternehmen mit unterschiedlichem Investitionsbedarf sowie Effizienzniveau.

Ziel der quantitativen Analyse ist eine Illustration und Diskussion von konzeptionellen Thesen der verschiedenen Konzepte der Investitionsregulierung. Im Fokus der illustrativen Modellierung steht dabei die Auswirkungen der

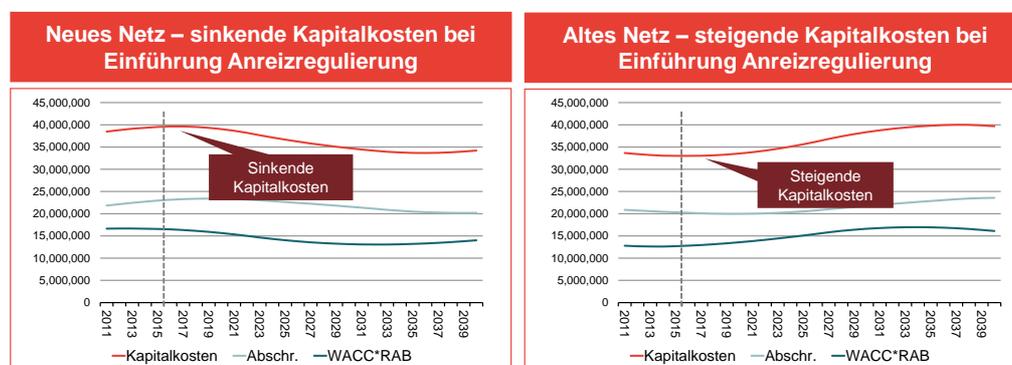
unterschiedlichen Regulierungsansätze auf die Rentabilität von Investitionen und mögliche Investitionsrisiken für die Unternehmen (berücksichtigt durch Sensitivitätsrechnungen), wodurch die Vor- und Nachteile von unterschiedlichen Konzepten der Investitionsregulierung verdeutlicht werden können.

Im Rahmen der Modellierung unterscheiden wir den Investitionsbedarf nach Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen. Zur Erfassung des Ersatzbedarfs modellieren wir ein Unternehmen mit einem

- **alten Netz** – Ein altes Netz ist charakterisiert durch steigende Kapitalkosten während der Regulierungsperioden (es besteht hoher Ersatzinvestitionsbedarf bei Einführung der Anreizregulierung und während der Regulierungsperioden); und ein Unternehmen mit einem
- **neuen Netz** – Ein neues Netz zeichnet sich durch sinkende Kapitalkosten während der betrachteten Regulierungsperioden aus (ein hoher Ersatzinvestitionsbedarf wird erst zu einem späteren Zeitpunkt eintreten).

Die folgende **Abbildung 7** illustriert den Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Altersstrukturen der Netze und der Entwicklung der Kapitalkosten.

**Abbildung 7.** Zusammenhang zwischen der Altersstruktur des Netzes und der Kapitalkostenentwicklung



Quelle: Frontier

Weiterhin unterscheiden wir in der Modellierung zwischen einem

- **effizienten Unternehmen;** und einem
- **ineffizienten Unternehmen.**

Die Diskussion der modellierten Konzepte erfolgt anhand von transparenten Kriterien. Dabei prüfen wir, ob das Regulierungsregime die Rentabilität, d.h. eine angemessene Verzinsung auf eingesetztes Kapital, gewährleistet. Als Kennzahl für die Rentabilität verwenden wir bei dem Vergleich verschiedener Konzepte die

## Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

Grösse EBIT/RAB. Bei der Rentabilität berücksichtigen wir insbesondere die Stabilität eines Konzeptes über die Zeit. So wäre generell ein Konzept, bei dem die Rentabilität des gesamten eingesetzten Kapitals über die Zeit bei den Netzbetreibern weniger stark schwankt, einem Konzept vorzuziehen, dass im Mittelwert über die Zeit das gleiche Rentabilitätsniveau generiert, aber stärkeren Schwankungen in den einzelnen Jahren unterliegt. Ein detaillierter Überblick über die Modellierung findet sich im Anhang.

Wir betonen, dass die stilisierte Modellierung zweier Unternehmenstypen keine detailgetreue Abbildung aller Aspekte und Effekte der verschiedenen Regulierungsregime sein kann. Vielmehr dient die Modellierung dem Zweck, singuläre Effekte abzubilden und miteinander vergleichbar zu machen.

### 3.2.4 Überblick der Konzepte – Erfassung steigender Kapitalkosten

In Abstimmung mit dem BFE<sup>16</sup> wurden vier unterschiedliche Konzepte zur Erfassung von steigenden Kapitalkosten definiert, die in den nachfolgenden Abschnitten diskutiert werden. **Abbildung 8** gibt einen Überblick über die Konzepte (und an welche internationalen Fallbeispiele sich die Konzepte anlehnen) und wie

- Ersatzinvestitionen bei einer gleichbleibenden Versorgungsaufgabe; sowie
- Erweiterungsinvestitionen bei einer Änderung der Versorgungsaufgabe erfasst werden.

---

<sup>16</sup> Diese Konzepte wurden auch mit Vertretern der ECom und SECO diskutiert.

Abbildung 8. Erfassung steigender Kapitalkosten

	1	2	3	4
	Erweiterungs- faktor	Zugang physischer Anlagen	Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienz- vergleich	Jährlich rollierende Anpassung Gesamtkosten
Gleichbleibende Versorgungsaufgabe <b>Ersatz- investition</b>	Photojahrkosten relevant	Photojahrkosten relevant	Jährliche Anpassung der Kapitalkosten während Regulierungs- periode	Jährliche Anpassung der Kapitalkosten (und Betriebskosten) und Effizienzprüfung während Regulierungs- periode
Änderung der Versorgungsaufgabe <b>Erweiterungs- investition</b>	Wesentliche Treiber für Erweiterung/ Netzverstärkung	Inkrementeller Zugang Netzanlagen auf Basis Referenzkosten	Effizienzprüfung Kapitalkosten jeweils Beginn der Reg-Periode	
Angelehnt an...				

Quelle: Frontier Economics

- **Konzept 1** – Erweiterungsfaktor in Anlehnung an Deutschland;
- **Konzept 2** – Zugang physischer Netzanlagen während der Regulierungsperiode in Anlehnung an Finnland;
- **Konzept 3** – Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich (jährliche Anpassung und Effizienzvergleich am Ende der Regulierungsperiode) in Anlehnung an Österreich; sowie
- **Konzept 4** – Jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten in Anlehnung an Norwegen.

Bei der Darstellung der Konzepte gehen wir wie folgt vor. Zunächst beschreiben wir das jeweilige Konzept und diskutieren danach deren Vor- und Nachteile anhand der oben definierten Bewertungskriterien.

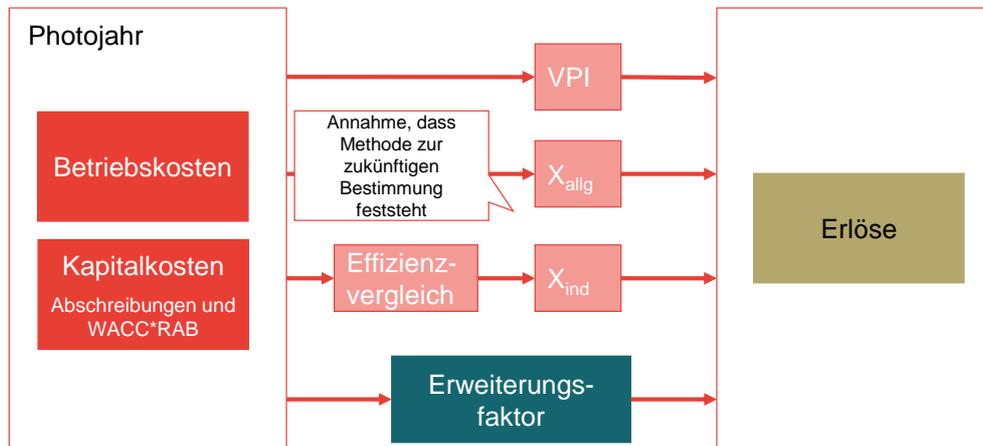
### 3.2.5 Konzept 1 – Erweiterungsfaktor

Der Erweiterungsfaktor bildet Änderungen in der Versorgungsaufgabe wie z.B. Zunahme der Netzkunden oder der Netzhöchstlast durch exogene Parameter (und nicht durch die tatsächlichen Investitionskosten) ab, indem die Gesamtkosten des Photojahres erhöht werden. Darüber hinaus erfolgt jedoch

## Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

keine weitere Anpassung der Photojahrkosten für Kapitalkosten.<sup>17</sup> **Abbildung 9** verdeutlicht die Wirkungsweise des Erweiterungsfaktors.

**Abbildung 9.** Wirkungsweise des Erweiterungsfaktors



Quelle: Frontier Economics

**Beschreibung**

$$\text{Erlös}_t = (\text{Betriebskosten}_{\text{Photojahr}} + \text{Kapitalkosten}_{\text{Photojahr}}) \cdot (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI}) \cdot \text{Erweiterungsfaktor}^{18}$$

Grundlage für die Gesamtkosten der Regulierungsperiode sind die Betriebs- und Kapitalkosten aus dem Photojahr. Das Photojahr kann dabei aus letztverfügbaren Ist-Daten eines Jahres bzw. mehrerer Jahre bestehen. Die Photojahr-Gesamtkosten unterliegen einem Gesamtkostenbenchmarking und es erfolgt eine jährliche Anpassung der Photojahr-Kosten mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) und den Effizienzvorgaben (individuellen,  $X_{\text{ind}}$ , und allgemeinen Effizienzvorgaben,  $X_{\text{allg}}$ ).

Der Erweiterungsfaktor erfasst die zusätzlichen Kosten eines Netzbetreibers aufgrund einer Änderung („Erweiterung“) der Versorgungsaufgabe, wobei die Änderung dabei durch exogene Parameter abgebildet wird. Als exogene Parameter<sup>19</sup> bieten sich dabei in Anlehnung an Deutschland u.a. an:

- Anzahl der Netzkunden;

<sup>17</sup> Anpassungen erfolgen abgesehen davon nur im Rahmen der Regulierungsformel, z.B. für den Fall, dass Investitionen während der Regulierungsperiode Abschreibungen übersteigen ohne Änderung der Versorgungsaufgabe.

<sup>18</sup> Alternativ könnte der Erweiterungsfaktor auch additiv berücksichtigt werden.

<sup>19</sup> Die exogenen Parameter des Erweiterungsfaktors sollten grundsätzlich mit den verwendeten Output-Parametern eines Gesamtkostenbenchmarking zusammenpassen.

- Anzahl Anschlüsse Erneuerbare Energie;
- Netzhöchstlast; sowie
- Versorgungsgebiet.

Zur Bestimmung der Kostenwirkung einer Änderung („Erweiterung“) müssen relative Kostenauswirkungen bestimmt werden, z.B. eine Erhöhung der Netzhöchstlast von 1% führt zu einer Erhöhung der Erlöse von 1% bzw. von X CHF. Daraus ist ersichtlich, dass der Erweiterungsfaktor theoretisch auf zwei Arten berücksichtigt werden kann:

- **Multiplikativ** – dabei werden die Gesamtkosten mit dem Erweiterungsfaktor multipliziert (der multiplikative Ansatz wird derzeit in Deutschland angewendet). Dies bedeutet, dass die absolute Höhe des monetären Effekts aus dem Erweiterungsfaktor stark vom Niveau der Gesamtkosten abhängt. Dies kann zu unerwünschten Wirkungen führen, da bei einer gleichen Änderung der Versorgungsaufgabe Netzbetreiber dennoch unterschiedliche zusätzliche Erlöse erhalten:
  - *Effizientes und ineffizientes Unternehmen* – da in diesem Fall das Gesamtkostenniveau des ineffizienten Unternehmens höher ist, erhält das Unternehmen einen höheren absoluten zusätzlichen Erlös als ein effizientes Unternehmen;
  - *Altes und neues Netz* – da in diesem Fall das Gesamtkostenniveau des alten Netzes geringer ist, erhält ein Unternehmen mit einem alten Netz einen geringeren zusätzlichen Erlös als eines mit einem neuen Netz.

Der wesentliche Vorteil der multiplikativen Berücksichtigung ist jedoch, dass die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors vereinfacht wird. Bei der Bestimmung sind nämlich nur relative Verhältnisse, d.h. ein Anstieg der Versorgungsaufgabe um 1% führt zu einem Anstieg der Erlöse um ebenfalls 1%, notwendig.<sup>20</sup> Gleichzeitig werden durch den Bezug auf die Gesamtkosten der individuellen Unternehmen implizit regionale Unterschiede bei der Bewältigung der geänderten Versorgungsaufgabe erfasst. In Deutschland erfolgt eine multiplikative Berücksichtigung.

- **Additiv** – dabei wird der Erweiterungsfaktor additiv zu den Gesamtkosten hinzugezählt. Es sollte deshalb eher von einem „Erweiterungsbetrag“ gesprochen werden, d.h. wenn sich die Versorgungsaufgabe für ein Unternehmen ändert, dann können zusätzliche Kosten von X CHF additiv berücksichtigt werden. Der wesentliche Vorteil einer additiven Verknüpfung

---

<sup>20</sup> Diese relativen Verhältnisse können beispielsweise auf Basis der Kostenelastizitäten der Kostentreiberanalyse für das Gesamtkostenbenchmarking entspringen.

besteht darin, dass die Höhe des „Erweiterungsbetrags“ vom Niveau der Gesamtkosten unabhängig ist. Jedes Netz erhält unabhängig von seiner Altersstruktur bzw. seines Effizienznieaus den gleichen Betrag, solange die Änderung der Versorgungsaufgabe die gleiche ist.

Der wesentliche Nachteil besteht jedoch darin, dass die Bestimmung des „Erweiterungsbetrages“ komplexer wird. Es sind detailliertere Informationen für die geänderte Versorgungsaufgabe notwendig, da daraus Rückschlüsse auf die Änderung des physischen Anlagebestandes gezogen werden müssen, der in der Folge mit entsprechenden Referenzkosten bewertet wird. Diese Referenzkosten könnten jeweils wieder regional unterschiedlich sein, z.B. städtischer/ländlicher Bereich.

Für die Grundlage zur Erfassung der Änderung der Versorgungsaufgabe kann unterschieden werden zwischen:

- *Ist-Werten* – dabei wird der Erweiterungsfaktor auf Basis von letztverfügbaren Werten zur Versorgungsaufgabe, z.B. Änderung der versorgten Fläche bis zu einem bestimmten Stichtag, bestimmt. Bis zur Tarifwirksamkeit von Änderungen kann sich daraus ein Zeitverzug ergeben. Dieser Zeitverzug kann jedoch im Nachhinein aufgerollt werden.
- *Plan-Werten* – dabei wird der Erweiterungsfaktor auf Basis von letztverfügbaren Planwerten zur Versorgungsaufgabe, z.B. Änderung der versorgten Fläche für das tarifwirksame Jahr, bestimmt. Im Nachhinein kann anschliessend ein Abgleich zwischen Plan- und Ist-Werten vorgenommen werden.

Je nach konkreter Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors können somit die Komplexität des Verfahrens und der Aufwand beim Regulator erheblich variieren. Grössere Komplexität und mehr Aufwand für den Regulator entstehen z.B. auch, wenn jeder Netzbetreiber einen Antrag zur Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors stellen und der Regulator die Anträge prüfen muss (wie es derzeit in Deutschland der Fall ist). Gleiches gilt, wenn Schwellenwerte bei einzelnen Parametern des Erweiterungsfaktors zur Anwendung kommen.<sup>21</sup>

Am Ende der Regulierungsperiode und beim Übergang auf die nächste Regulierungsperiode werden Photokosten auf Basis aktueller Werte für Betriebskosten und Kapitalkosten bestimmt. Dabei werden Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode in Photojahr-Kosten für die nächste Regulierungsperiode inkludiert. Zugleich wird die

---

<sup>21</sup> Die komplexe Parametrierung (wie bspw. die Berücksichtigung von Schwellenwerten) und der erhebliche Aufwand durch Antragstellung ist derzeit auch ein Streitpunkt bei der Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors in Deutschland.

Effizienz der Investitionen auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarks zu Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode bestimmt.

Wie der Name „Erweiterungsfaktor“ nahe legt, werden Ersatzinvestitionen während der Regulierungsperiode nicht explizit berücksichtigt. Somit besteht implizit die Annahme, dass die Kapitalkosten im Photojahr den Ersatzbedarf über die Regulierungsperiode abdecken.

### *Qualitative Diskussion*

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen – Erweiterung** – Der Erweiterungsfaktor stellt sicher, dass bei einer Änderung der Versorgungsaufgabe ein Unternehmen finanzielle Mittel für Investitionen während der Regulierungsperiode erhält. Die Parametrierung (erhält das Unternehmen die finanziellen Mittel in der „richtigen“ Höhe) und konkrete Umsetzung (multiplikative vs. additive Verknüpfung) stellt dabei jedoch die wesentliche Herausforderung bei der Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors dar. Zudem ist sicherzustellen, dass die Output-Parameter, die Erweiterungsfaktor zugrunde liegen, die wesentlichen Faktoren der Änderung der Versorgungsaufgabe erfassen.
- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen – Ersatz** – Der Ersatzbedarf wird durch den Erweiterungsfaktor nicht erfasst. Der Anreiz für Ersatzinvestitionen hängt somit im Wesentlichen vom Niveau der Photojahr-Kapitalkosten sowie dem Alter (und dem Zustand) des Netzes ab. Liegt der Ersatzbedarf stark über den Photojahr-Kapitalkosten wird das Unternehmen versuchen, die Ersatzinvestitionen möglichst zu schieben, um nicht aus dem Zeitverzug der Kostenanrechnung einen zu grossen Nachteil zu erleiden.
- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Es besteht ein starker Anreiz effizient zu investieren, da der Erweiterungsfaktor auf exogenen Parametern und nicht den tatsächlichen Investitionskosten basiert.<sup>22</sup> Da der Erweiterungsfaktor nicht von der Entwicklung einer Kostenkomponente abhängig ist, führt dies zu keinen Verzerrungen bei der Betriebs-/Kapitalkosten-Intensität. Ersatzinvestitionen sind zwar nicht explizit erfasst, jedoch sollte der Photojahrkosten-Ansatz starke Anreize für Effizienz geben. Hier wirkt insbesondere der Zeitverzug bei der Berücksichtigung von

---

<sup>22</sup> Die bessere Anreizwirkung auf Basis von exogenen Parametern bei Erweiterungsinvestitionen liegt darin begründet, dass die Investitionskosten erst am Ende der Regulierungsperiode einem Effizienzvergleich unterliegen und während der Regulierungsperiode eine Entkoppelung von Erlösen und Kosten stattfindet.

Ersatzinvestitionen. Unternehmen haben einen Anreiz, möglichst effizient und möglichst gegen Ende der Regulierungsperiode zu investieren, wenn die tatsächlichen Investitionen erst in der kommenden Regulierungsperiode erlöswirksam werden.

- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Der Fokus auf exogene Parameter hat zur Folge, dass keine spezielle Technologie bevorzugt wird. Die Unternehmen haben den Anreiz, die günstigste Technologie zur Deckung der geänderten Versorgungsaufgabe einzusetzen. Grundsätzlich bedeutet das, dass neue Technologien wie z.B. Smart Grids dann eingesetzt werden, wenn sie kostengünstiger als konventionelle Lösungen sind. Gleiches gilt auch für andere Betriebskosten-lastige Massnahmen, wie z.B. flexibles Einspeisemanagement, welche dann eingesetzt werden, wenn die vermiedenen Netzausbaukosten geringer sind als die Betriebskosten für das Einspeisemanagement. Es ist somit keine eindeutige Aussage möglich, welche Anreize zu Investitionen in neue Technologien unter dem Erweiterungsfaktor bestehen. Die Wirkung der Technologieneutralität ist jedoch entscheidend von der Wahl der exogenen Parameter sowie der Definition ihrer Änderung abhängig.<sup>23</sup>
- **Verteilungswirkung** – Ein „richtig“ eingestellter Erweiterungsfaktor bedingt, dass durch den Erweiterungsfaktor bereitgestellte finanzielle Mittel mit dem tatsächlichen Investitionsbedarf korrespondieren. Ein „falsch“ eingestellter Erweiterungsfaktor kann hingegen zu *wind-fall profits* oder *winfall-losses* bei den Unternehmen führen.<sup>24</sup> Darüber hinaus impliziert der Bezug auf Gesamtkosten bei einer multiplikativen Berücksichtigung, dass bei ineffizienten Unternehmen (Unternehmen mit neuem Netz) der monetäre Effekt des Erweiterungsfaktors bei gleicher Änderung der Versorgungsaufgabe tendenziell höher ist als bei effizienten Unternehmen (Unternehmen mit neuem Netz). Es muss betont werden, dass sich dieser Effekt allerdings nur auf eine Regulierungsperiode bezieht. Dieser Effekt kann jedoch theoretisch durch eine additive Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors verhindert werden.

---

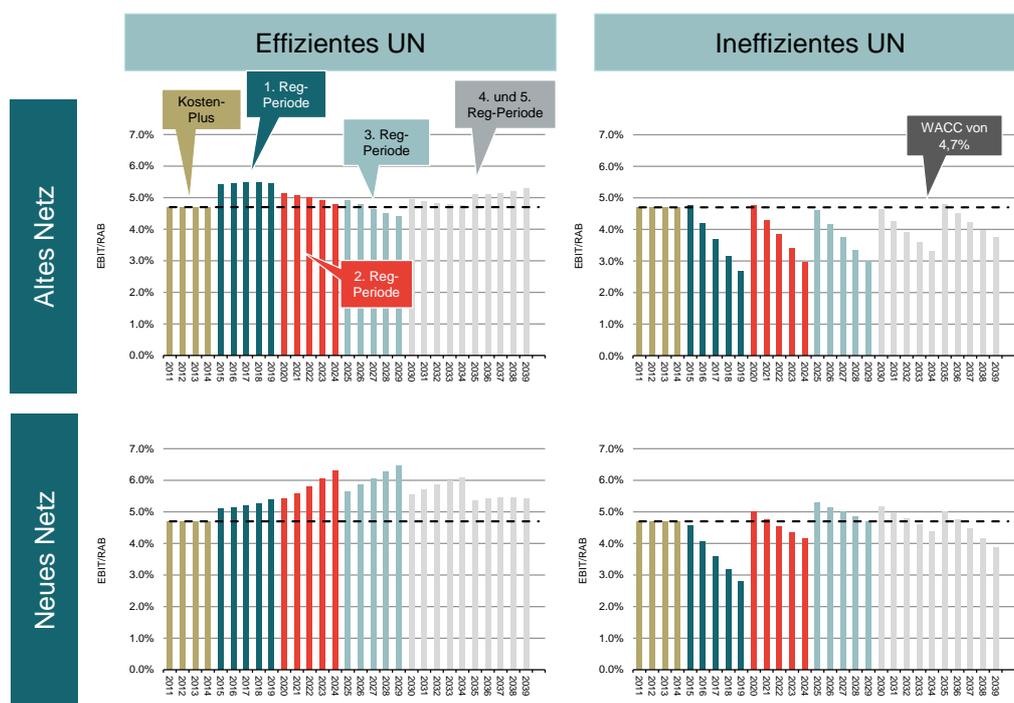
<sup>23</sup> In Deutschland wird der Erweiterungsfaktor vor dem Hintergrund von neuen Technologien von den Unternehmen kritisch gesehen. Dabei wird argumentiert, dass die aktuelle Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors neue Technologien diskriminiert. Die Position der Bundesnetzagentur hat diese Argumente analysiert und eine leichte Adaption der Berechnung der exogenen Parameter des Erweiterungsfaktors vorgenommen (vgl. **Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze, S.83**).

<sup>24</sup> Dieser Aspekt des Erweiterungsfaktors wird derzeit in Deutschland im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung intensiv diskutiert. Bundesnetzagentur vergleicht dabei in einer Analyse die durch den Erweiterungsfaktor zugestandenen Erlöse mit den Gesamtkosten für Erweiterungsinvestitionen. Die finalen Ergebnisse dazu liegen jedoch noch nicht vor.

- Praktikabilität und Transparenz** – Wenn die Systematik für den Erweiterungsfaktor definiert ist und die Datenabfrage entsprechend angepasst wurde, dann ist der Erweiterungsfaktor grundsätzlich leicht zu administrieren und ist durch die entsprechende Datenabfrage für tarifwirksame Kosten leicht umsetzbar. Allerdings kann die Erstdefinition der exogenen Parameter komplex sein, wenn neue Daten definiert und neu erfasst werden müssen. Eine zusätzliche Komplexität besteht, wenn Schwellenwerte definiert werden oder der Erweiterungsfaktor erst auf Antrag der Unternehmen gewährt wird. Darüber hinaus ist eine Plausibilitätsprüfung der abgefragten Daten mit einem entsprechenden Aufwand beim Regulator erforderlich.

### Quantitative Diskussion

Abbildung 10. Profitabilität für Konzept 1 mit Erweiterungsfaktor



Quelle: Frontier

Abbildung 10 illustriert die Rentabilität des Konzeptes „Erweiterungsfaktor“ für verschiedene Regulierungsperioden bei einer erstmaligen Einführung der Anreizregulierung in 2015. Wie zu erwarten, weist ein effizientes Unternehmen immer eine höhere Rentabilität auf als ein ineffizientes Unternehmen der gleichen Altersstruktur. Ein neues effizientes Netz erwirtschaftet über den gesamten Zeitraum einen EBIT/RAB oberhalb des regulatorischen WACC. Dies

### Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

ist bei einem alten effizienten Netz nicht in jedem Jahr der Anreizregulierung der Fall. Es zeigen sich einzelne Jahre, in denen das EBIT/RAB unter dem regulatorischen WACC liegt. Dies ist eine Konsequenz des sogenannten Sockeleffektes.

Sockeleffekte entstehen durch den Zeitverzug zwischen den der Erlösbergrenze zugrunde liegenden Kosten (Photojahr-Kosten) und den tatsächlichen Kosten der Unternehmen während der Regulierungsperiode.<sup>25</sup>

- **Negativer Sockeleffekt** – dieser liegt dann vor, wenn die Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode aufgrund höherer Investitionen die Photojahr-Kapitalkosten übersteigen. Bei einem alten effizienten Netz zeigt sich, dass die höheren Investitionen für den Ersatzbedarf die Photojahr-Kapitalkosten übersteigen. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass über eine gewisse Zeitperiode  $EBIT/RAB < WACC$  gilt, obwohl das Unternehmen effizient ist. Die etwaigen Zusatzerlöse aus einem richtig eingestellten Erweiterungsfaktor decken diesen höheren Ersatzbedarf nicht ab.
- **Positiver Sockeleffekt** – dieser liegt dann vor, wenn die Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode aufgrund geringer Investitionen die Photojahr-Kapitalkosten unterschreiten. Bei einem neuen effizienten Netz sind die Investitionen für den Ersatzbedarf geringer und dadurch übersteigt das EBIT/RAB den WACC über eine lange Zeitperiode. Der positive Sockeleffekt lässt sich auch für das ineffiziente Unternehmen beobachten. So ist bei einem neuen ineffizienten Netzbetreiber zwar der EBIT/RAB über eine lange Zeitperiode kleiner als der WACC, jedoch wird diese Wirkung durch den positiven Sockeleffekt abgemildert. Dies ist an dem deutlichen Sprung im EBIT/RAB in der zweiten und dritten Regulierungsperiode zu erkennen.

Über den Zeitverlauf zeigt sich eine tendenziell schwankende Rentabilität. Diese ist im Wesentlichen durch den Zeitverzug zwischen den Photojahrkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) und den tatsächlichen Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) der Unternehmen während der Regulierungsperiode bedingt. Der Anteil des Sockeleffektes an dieser schwankenden Rentabilität gleicht sich jedoch langfristig wieder aus.

### Konzept 1 „Erweiterungsfaktor“ – Zusammenfassung

Die wesentlichen Vor- und Nachteile des Konzeptes „Erweiterungsfaktor“ lassen

<sup>25</sup> Ein negativer Sockel kann z.B. dann entstehen, wenn Kapitalkosten von Neuinvestitionen erst im Zuge der nächsten Regulierungsperiode erlöswirksam werden; ein positiver Sockel, wenn Altanlagen noch erlöswirksam sind, obwohl sie bereits vollständig abgeschrieben wurden und keine Kosten mehr verursachen.



## Beschreibung

$$\text{Erlös}_t = (\text{Betriebskosten}_{\text{Photojahr}} + \text{Kapitalkosten}_{\text{Photojahr}}) \cdot (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI}_t) + \text{Referenzkosten}_{\text{inkrementeller physischer Netzzugang}}$$

Grundlage für die Gesamtkosten der Regulierungsperiode sind die Betriebs- und Kapitalkosten aus dem Photojahr. Das Photojahr kann dabei aus letztverfügbaren Ist-Daten eines Jahres bzw. mehrerer Jahre bestehen. Die Photojahr-Gesamtkosten unterliegen dabei einem Gesamtkostenbenchmarking und es erfolgt eine jährliche Anpassung der Photojahr-Kosten mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) und den Effizienzvorgaben (individuellen,  $X_{\text{ind}}$ , und allgemeinen,  $X_{\text{allg}}$ , Effizienzvorgaben).

Die Erweiterung wird in diesem Konzept durch den inkrementellen Zugang von physischen Netzanlagen abgebildet. Dies bedeutet, dass die Differenz z.B. der Netzlänge im Photojahr und der Netzlänge im tarifwirksamen Jahr betrachtet wird. Hat das Unternehmen im Photojahr 1.000 km Leitungen und im tarifwirksamen Jahr 1.100 km Leitungen, dann sind 100 km für die Berechnung der zulässigen Kosten aufgrund der Erweiterung relevant.

Die inkrementellen Zugänge werden jedoch nicht mit den Ist-Kosten der Unternehmen bewertet, sondern zu *Referenzkosten*. Die Referenzkosten basieren im besten Fall auf effizienten Wiederbeschaffungswerten pro physischer Netzanlage und sollten im Idealfall die Heterogenität der Unternehmen (wie bspw. Tiefbaukosten) berücksichtigen. Auf Basis der Referenzkosten und des inkrementellen physischen Zugangs werden

- Abschreibungen; und
- Finanzierungskosten

berechnet und den Unternehmen als zusätzliche Kosten während der Regulierungsperiode gewährt.

Die notwendigen Informationen zur Umsetzung dieses Konzepts sind somit:

- Referenzkosten je Anlageklasse;
- ein jährlich aktualisiertes Netzanlagenregister<sup>26</sup> der Unternehmen; sowie
- ein entsprechender Detaillierungsgrad des Netzanlagenregisters im Hinblick auf unterschiedliche Anlageklassen, d.h. Leitungen nach Spannungsebenen, Transformatoren nach Spannungsebene, usw.

Vor allem die Bestimmung von angemessenen Referenzkosten kann eine Herausforderung für den Regulator bei der Umsetzung dieses Konzepts

<sup>26</sup> Für das Netzanlagenregister sind nur absolute Unterschiede zwischen den Jahren relevant. Somit ist für den Beginn der Regulierungsperiode nur der Bestand relevant, jedoch nicht, wie sich dieser Bestand über die Historie verteilt. Das reduziert den Aufwand für das Netzanlagenregister erheblich.

darstellen und zu langen Diskussionen mit den Unternehmen sowie den Unternehmensverbänden führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Ziel kosteneffiziente Referenzkosten sind. Für Leitungen besteht die Schwierigkeit, die Heterogenität ausreichend abzubilden, da hier die stark unterschiedlichen Tiefbaukosten einen starken Effekt haben. Bei Transformatoren fällt die Heterogenität jedoch weniger ins Gewicht, weshalb hier der regionale Aspekt grundsätzlich ausgeklammert werden könnte.<sup>27</sup> Bei der Bestimmung der Referenzkosten sollte insbesondere berücksichtigt werden, dass diese nicht

- unterschätzt werden, da dadurch das Instrument nicht seine volle Wirkung entfalten kann; oder
- überschätzt werden, da dadurch das Instrument zumindest während der Regulierungsperiode zu hohe zusätzliche Kosten und in der Folge zu hohe Netztarife für die Kunden bewirken würde.

**Abbildung 12.** Demoverision zur Kostenrechnung für Tarife 2015

Anlagenklasse	Angaben	Masseinheit	Bemerkungen
2 ? - Trasse Rohranlage HS (NE3, MS (NE5) und NS (NE7)		km	
3 ? - Kabel (NE3)		km	
- Kabel MS (NE5)		km	
- Kabel NS (NE7)		km	
4 ? - Kabel Hausanschlüsse (NE7)		km	
- Freileitung (NE3)		Strang-km	
- Freileitung MS (NE5)		Strang-km	
- Freileitung NS (NE7)		Strang-km	
5 - Unterwerk NE2, NE3, NE4 und NE5		Anzahl	
- Transformator NE2		Anzahl	
- Schaltfeld NE2		Leistung in kVA	
- Transformator NE3 (z. B. 110/50 kV)		Anzahl	
- Schaltfeld NE3		Leistung in kVA	
- Transformator NE4		Anzahl	
- Schaltfeld NE4		Leistung in kVA	
- Transformator NE5		Anzahl	
- Schaltfeld NE5		Leistung in kVA	
- Trafostation NE6		Anzahl Transformatoren	
- Masttrafostation NE6		Leistung in kVA	
- Masttrafostation NE6		Anzahl Transformatoren	
- Masttrafostation NE6		Leistung in kVA	
- Kabelverteikabinen NS (NE7)		Anzahl	

Quelle: ElCom

Das technische Anlageregister könnte grundsätzlich auf der bestehenden Struktur des Erhebungsbogens der ElCom aufbauen, das ggf. noch weiter aufgesplittet werden könnte. Zusätzlich ist jedoch vor dem Hintergrund von Smart Grids zu

<sup>27</sup> In einer parallelen Studie für das BFE hat BET/Dynamo Suisse u.a. analysiert, wie die Standardisierung der Kapitalkosten in der Schweiz durchgeführt werden kann. Dabei wird auch eine Methodik zur monetären Bewertung von physischen Netzanlagen vorgeschlagen. Diese Erkenntnisse könnten bei der Bestimmung von Referenzkosten entsprechend übernommen werden. Es müsste dann in einem Zwischenschritt analysiert werden, inwieweit von den dabei abgeleiteten Werten noch ggf. Effizienzabschläge erfolgen müssten, da die Bewertung an den tatsächlichen Anschaffungskosten ansetzt und etwaige Ineffizienzen ausser Acht lässt. Zusätzlich müssten die Kosten noch indexiert werden, um auf heutige Wiederbeschaffungswerte zu kommen.

überlegen, inwieweit zusätzliche Kategorien für intelligente Netzkomponenten (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren) ergänzt werden sollten.

Da mit dem Zugang von physischen Netzanlagen zusätzliche Erlöse verbunden sind, sollten Plausibilitätsprüfungen durch den Regulator sowohl für den gemeldeten Bestand als auch den Zugang durchgeführt werden. Diese Plausibilitätsprüfungen können jedoch weitgehend automatisiert durchgeführt werden und beispielsweise in den bestehenden Erhebungsbogen der ElCom integriert werden.

Am Ende der Regulierungsperiode und beim Übergang auf die nächste Regulierungsperiode werden die Photokosten auf Basis aktueller Werte für Betriebskosten und Kapitalkosten bestimmt. Die in der Regulierungsperiode getätigten Erweiterungsinvestitionen werden in den Photojahr-Kosten für die nächste Regulierungsperiode inkludiert. Dies erfolgt (anders als während der Regulierungsperiode) auf Basis der tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die Effizienz der in der Regulierungsperiode getätigten Investitionen wird auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarks zu Beginn der folgenden Regulierungsperiode bestimmt.

Der Zugang von physischen Netzanlagen verursacht nicht nur zusätzliche Kapitalkosten, sondern es sind auch zusätzliche Betriebskosten zu erwarten. In diesem Konzept sollte deshalb ebenfalls eine Ergänzung durch einen Faktor erfolgen, der steigende Betriebskosten erfasst. Dies kann durch eine Betriebskostenpauschale auf Basis eines bestimmten Prozentsatzes des inkrementellen Netzzugangs, bewertet zu Referenzkosten, erfolgen.

### *Qualitative Diskussion*

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen – Erweiterung** – Dieses Konzept stellt sicher, dass Zugänge bei physischen Netzanlagen während der Regulierungsperiode zu zusätzlichen Erlösen führen. Weichen die Referenzkosten von den tatsächlichen „effizienten“ Investitionskosten stark ab, so würden falsche Anreize gesetzt. Wenn Referenzkosten deutlich höher als tatsächliche Kosten wären, so könnte tendenziell zu viel investiert werden; wenn sich hingegen die Referenzkosten deutlich unterhalb der tatsächlichen Kosten befinden, so würde zu wenig investiert. Der Fehlanreiz hinsichtlich „zuviel“ Investitionen wird jedoch durch das Gesamtkostenbenchmarking zu Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode gemildert, wenn die „zu vielen“ Investitionen als Ineffizienzen ausgewiesen werden.
- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen – Ersatz** – Die oben beschriebene Wirkung ist auf Erweiterung des Netzes beschränkt und somit

wird Ersatzbedarf von diesem Konzept nicht erfasst. Die Anreizwirkung auf Ersatzinvestitionen ist abhängig von Photojahr-Kapitalkosten und dem Alter bzw. Zustand der Netzanlagen.

- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Unternehmen haben einen starken Anreiz bei den Investitionskosten für den inkrementellen Zugang unter den Referenzkosten zu bleiben, da sie von der Differenz bis zum Ende der Regulierungsperiode profitieren können.<sup>28</sup> Ersatzinvestitionen werden zwar nicht explizit erfasst, aber der Photojahrkostenansatz sollte starke Anreize für Effizienz liefern. Zusätzlich wird die Effizienz aller getätigten Investitionen zu Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode durch ein Gesamtkostenbenchmarking geprüft.

Der Fokus auf den physischen Netzzugang (und in Verbindung damit auf die Kapitalkosten) kann jedoch zu einer suboptimalen Betriebs-/Kapitalkosten-Relation führen, da tendenziell während der Regulierungsperiode Asset-lastige Lösungen gegenüber Betriebskostenlastigen Lösungen bevorzugt werden. So hat ein Unternehmen während der Regulierungsperiode tendenziell einen Anreiz, die Integration von Erneuerbaren durch Netzausbau anstelle eines flexiblen Einspeisemanagements zu bewältigen (selbst wenn dieses kosteneffizienter wäre). Der Netzausbau bewirkt nämlich zusätzliche Erlöse. Im Gegensatz dazu verursacht das Einspeisemanagement nur höhere Betriebskosten, die während der Regulierungsperiode vollständig von den Unternehmen getragen werden müssen. Dieser Effekt kann ggf. durch eine Verbesserung der Effizienz im Gesamtkostenbenchmarking für die nachfolgende Regulierungsperiode abgeschwächt werden.

- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Falls das Netzanlagenregister keine ausreichenden „intelligenten“ Netzanlagen enthält, dann ist eine verzerrte Technologiewahl möglich. Auch hier gilt, dass dieser Effekt ggf. durch eine Verbesserung der Effizienz im Gesamtkostenbenchmarking für die nachfolgende Regulierungsperiode abgeschwächt werden kann.
- **Verteilungswirkung** – Zusatzerlöse treten nur dann auf, wenn Änderungen in der Versorgungsaufgabe auch Auswirkung auf physische Netzanlagen haben. Die Zusatzerlöse sind unabhängig von Effizienz und Alter des Netzes, da diese lediglich von Referenzkosten abhängig sind. Tendenziell sollten demnach keine Überrenditen zulasten der Verbraucher erzielt werden, was jedoch entscheidend von den Referenzkosten abhängt.

---

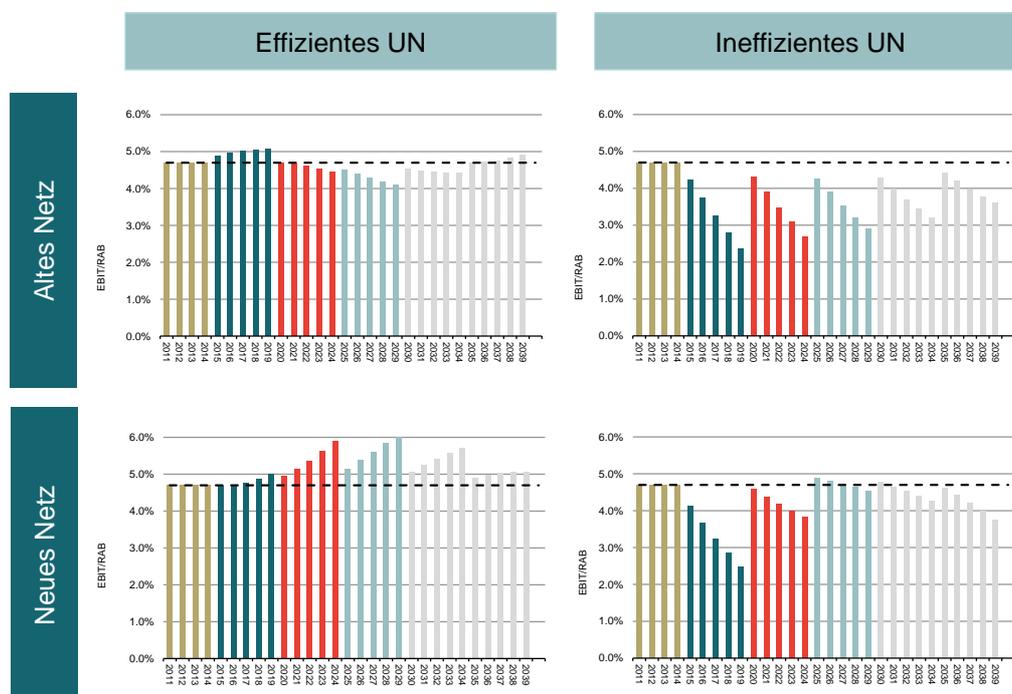
<sup>28</sup> Dieser Effekt wirkt auch dann, wenn die Referenzkosten zu niedrig angesetzt sind. In diesem Fall haben die Unternehmen einen Anreiz, möglichst effizient zu investieren, um die Verluste während der Regulierungsperiode zu minimieren.

„Richtig“ eingestellte Referenzkosten minimieren Verteilungswirkungen zwischen den Unternehmen und den Kunden. Allerdings können „falsch“ eingestellte Referenzkosten zu Problemen führen. So würden „zu hohe“ Referenzkosten Verteilungseffekte zwischen Unternehmen und Kunden während der Regulierungsperiode verursachen und könnten ggf. „zu viele“ Investitionen und somit langfristige Fehlallokationen bewirken.

- **Praktikabilität und Transparenz** – Da das Konzept bei einem Zugang bei physischen Netzanlagen ansetzt, kann auf bestehenden Datenabfragen aufgebaut werden. Diese könnten ggf. eine weitere Detaillierung erfahren. Die wesentliche Herausforderung stellt jedoch die Bestimmung von angemessenen Referenzkosten dar, da die Wirkung in der Praxis entscheidend von plausiblen Werten abhängt. Die Festlegung dieser Werte kann sich jedoch zu einem langwierigen Prozess mit hohem Ressourceneinsatz auf Seiten der Unternehmen und des Regulators gestalten. Daher ist bei der Implementierung eine detaillierte Analyse von angemessenen Referenzkosten für eine heterogene Versorgungsaufgabe notwendig. Die Zusatzkosten aufgrund des inkrementellen physischen Anlagezugangs sind danach jedoch durch ein Excel-Tool leicht implementierbar.

## Quantitative Diskussion

Abbildung 13. Profitabilität für Konzept 2 mit Zugang physischer Netzanlagen



Quelle: Frontier

Abbildung 13 zeigt die Rendite über die Zeit für das Konzept des Zugangs physischer Netzanlagen. Auch hier lässt sich ein Sockeleffekt beobachten:

- Negativer Sockeleffekt** – Bei einem alten effizienten Netz zeigt sich, dass der Ersatzbedarf die Photojahr-Kapitalkosten übersteigt und dadurch bewirkt, dass über eine längere Zeitperiode  $EBIT/RAB < WACC$  gilt, obwohl der Netzbetreiber effizient ist. Es muss betont werden, dass dieser Effekt sich theoretisch über die Lebensdauer der Netzanlagen tendenziell kompensiert, da gegen Ende der Lebensdauer ein entsprechender positiver Sockeleffekt wirken wird. Dies kann jedoch im Widerspruch zu üblichen Zeithorizonten des Managements stehen. Aus **Abbildung 13** (Quadrant oben links) ist ersichtlich, dass 2039/2040 die Rentabilität systematisch ansteigt, da in diesem Fall aus dem „alten“ Netz ein „neues“ Netz mit weniger Ersatzbedarf wird. Gleichzeitig stellt sich jedoch die Frage, inwieweit einem effizienten Unternehmen über eine lange Zeitperiode ein  $EBIT/RAB$  unter dem regulatorischen WACC zugemutet werden kann. Die Zusatzerlöse für den inkrementellen Netzzugang decken den höheren Ersatzbedarf nicht ab, da sie einen anderen Zweck verfolgen.

## Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

- **Positiver Sockeleffekt** – Bei einem neuen effizienten Netz ist der Ersatzbedarf geringer als die Photojahr-Kapitalkosten und dadurch übersteigt EBIT/RAB den WACC systematisch recht deutlich über eine lange Zeitperiode. Der positive Sockeleffekt lässt sich auch bei den ineffizienten Unternehmen beobachten. So ist bei einem neuen ineffizienten Netzbetreiber zwar der EBIT/RAB über eine lange Zeitperiode kleiner als der WACC, jedoch wird diese Wirkung durch den positiven Sockeleffekt abgemildert. Dies ist an dem deutlichen Sprung im EBIT/RAB in der zweiten Regulierungsperiode zu erkennen.

### Konzept 2 „Physische Netzanlagen“ – Zusammenfassung

Die wesentlichen Vor- und Nachteile des Konzeptes „Zugang physische Netzanlagen“ lassen sich wie folgt zusammenfassen:

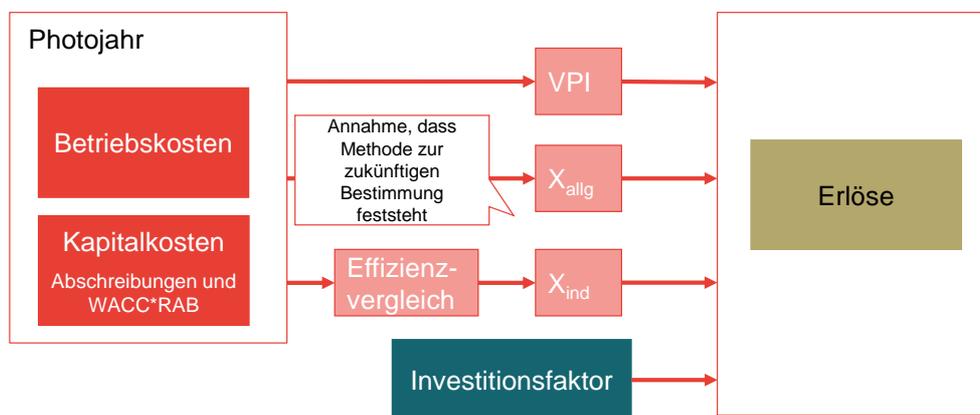
- **Pro** – Dieses Konzept stellt sicher, dass Änderungen in der Versorgungsaufgabe, die sich in Änderungen physischer Netzanlagen manifestieren, erfasst werden und zu zusätzlichen Erlösen führen. Unternehmen haben darüber hinaus einen Anreiz, effizient zu investieren, da sie von der Differenz zwischen tatsächlichen Kosten und Referenzkosten bis zum Ende der Regulierungsperiode profitieren.
- **Contra** – Die Wirkung ist davon abhängig, inwieweit sich die Referenzkosten auf dem Niveau tatsächlicher effizienter Investitionskosten bewegen. Angemessene Referenzkosten sind daher ausschlaggebend für dieses Konzept. Die Bestimmung geeigneter Referenzkosten erscheint bis dato alles andere als einfach, so sie effiziente Kosten abbilden sollen. Der Fokus auf dem Zugang physischer Netzanlagen diskriminiert allerdings „nicht-kapitalkostenrelevante“ Massnahmen zur Verminderung des Netzausbaus. Enthält das Netzanlagenregister keine ausreichenden „intelligenten“ Netzanlagen, dann ist eine verzerrte Technologiewahl möglich.

### 3.2.7 Konzept 3 – Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich

Bei diesem Konzept wird auf Basis der tatsächlichen Kapitalkosten ein Investitionsfaktor bestimmt, der im Wesentlichen der Differenz aus den Kapitalkosten im Photojahr und den Ist-Kapitalkosten entspricht. Am Ende der Regulierungsperiode wird ein Gesamtkostenbenchmarking durchgeführt und somit die Effizienz der Investitionen, die während der Regulierungsperiode getätigt wurden, evaluiert. Die Wirkungsweise der jährlichen Anpassung von

Kapitalkosten und dem Effizienzvergleich am Ende der Regulierungsperiode wird in **Abbildung 14** dargestellt.<sup>29</sup>

**Abbildung 14.** Wirkungsweise der jährlichen Anpassung von Kapitalkosten und dem Effizienzvergleich am Ende der Regulierungsperiode



Quelle: Frontier Economics

### Beschreibung

$$\text{Erlös}_t = (\text{Betriebskosten}_{\text{Photojahr}} + \text{Kapitalkosten}_{\text{Photojahr}}) \cdot (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI}) + \text{Investitionsfaktor}$$

Grundlage für die Gesamtkosten der Regulierungsperiode sind die Betriebs- und Kapitalkosten aus dem Photojahr. Das Photojahr kann dabei aus letztverfügbaren Ist-Daten eines Jahres bzw. mehrerer Jahre bestehen. Die Photojahr-Gesamtkosten unterliegen dabei einem Gesamtkostenbenchmarking und es erfolgt eine jährliche Anpassung der Photojahr-Kosten mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) und den Effizienzvorgaben (individuellen,  $X_{\text{ind}}$ , und allgemeinen,  $X_{\text{allg}}$ , Effizienzvorgaben).

Durch den Investitionsfaktor soll sichergestellt werden, dass Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) zeitnah schon während der Regulierungsperiode tarifwirksam werden. Dies erfolgt durch einen jährlichen Abgleich der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode mit den Photojahr-Kapitalkosten. Beim Abgleich ist insbesondere der Zusammenhang mit der Regulierungsformel, d.h. die jährliche Anpassung der Photojahr-Kosten mit dem

<sup>29</sup> Der Investitionsfaktor ist von der Systematik ähnlich wie die in Deutschland derzeit diskutierte „Investitionskostendifferenz (IKD)“. Auch der IKD hat den Zweck schon während der Regulierungsperiode zeitnah Investitionen der Unternehmen tarifwirksam werden zu lassen. Dies erfolgt durch einen jährlichen Abgleich der Kapitalkostenzugänge und -abgänge (vgl. dazu BET, Investitionskostendifferenz, VKU Kurz Studie, 2014; VKU, Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland, VKU Position, 2014). Es wird deshalb in der Folge auf eine explizite Diskussion des IKD verzichtet.

Verbraucherpreisindex (VPI) und den Effizienzvorgaben, zu berücksichtigen. Dabei gilt:

- **Anpassung mit VPI** – im ersten Teil der Regulierungsformel werden die Photojahr-Kapitalkosten um die Entwicklung des VPI angepasst. Dadurch sollten exogen bedingte Steigerungen der Investitionskosten abgegolten werden. Erfolgt jedoch ein laufender Abgleich der Photojahr-Kapitalkosten mit den tatsächlichen Kapitalkosten, dann werden diese exogenen Steigerungen schon über die tatsächlichen Kapitalkosten abgegolten. Eine Anpassung mit dem VPI der Photojahr-Kapitalkosten ist somit nicht mehr notwendig.
- **Anpassung mit genereller Effizienzvorgabe** – im ersten Teil der Regulierungsformel werden die Photojahr-Kapitalkosten um eine generelle Effizienzvorgabe angepasst. Dadurch sollen Effizienzsteigerungen bei künftigen Investitionen abgebildet werden. Erfolgt jedoch ein laufender Abgleich der Photojahr-Kapitalkosten mit den tatsächlichen Kapitalkosten, dann ist diese laufende Effizienzsteigerung schon in den tatsächlichen Kapitalkosten enthalten. Eine Anpassung mit der generellen Effizienzvorgabe für die Photojahr-Kapitalkosten ist somit nicht mehr notwendig.
- **Anpassung mit individueller Effizienzvorgabe** – im ersten Teil der Regulierungsformel werden die Photojahr-Kapitalkosten um eine individuelle Effizienzvorgabe angepasst. Dadurch wird berücksichtigt, dass historische Investitionen nicht kosteneffizient getätigt wurden und deshalb die Photojahr-Kapitalkosten vom Niveau her zu hoch sind. Durch die individuelle Effizienzvorgabe wird dieses Niveau entsprechend abgesenkt. Beim laufenden Abgleich der Photojahr-Kapitalkosten mit den tatsächlichen Kapitalkosten sollte dieses zu hohe Niveau der Photojahr-Kapitalkosten entsprechend berücksichtigt werden. Die Anpassung mit der individuellen Effizienzvorgabe für die Photojahr-Kapitalkosten sollte somit in der Regulierungsformel bzw. bei der Ausgestaltung des Investitionsfaktors beibehalten werden<sup>30</sup>.

Die Ausgestaltung des Investitionsfaktors folgt diesen Grundsätzen. Der Investitionsfaktor entspricht somit der Differenz aus:

- *Tatsächlichen Kapitalkosten während der Regulierungsperiode* – dabei kann auf letztverfügbare Werte und einer nachfolgenden Aufrollung für das tarifwirksame Jahr (d.h. t-2-Werte und bei Verfügbarkeit der t-Werte

---

<sup>30</sup> Falls dies nicht der Fall ist, dann entspricht der Investitionsfaktor *de facto* einer Kostendurchreichung der Kapitalkosten.

nachträgliche Aufrollung) bzw. auf Planwerte mit nachfolgendem Plan/Ist-Abgleich zurückgegriffen werden (d.h. t-Werte und bei Verfügbarkeit der t-Werte nachträglicher Plan/Ist-Abgleich); und den

- *Angepassten Photojahr-Kapitalkosten* – zur Neutralisierung des VPI und der allgemeinen Effizienzvorgabe werden die Photojahr-Kapitalkosten durch  $(1 - X_{\text{alg}} + \text{VPI})$  angepasst.

Die Ausgestaltung des Investitionsfaktors bedingt, dass dieser einen negativen Wert annehmen kann. Den Unternehmen werden dabei keine zusätzlichen Kosten (Erlöse) gewährt, sondern im Gegenteil die Kosten durch den Investitionsfaktors gekürzt. Dies ist dann der Fall, wenn die Kapitalkosten während der Regulierungsperiode sinken. Das Sinken kann jedoch verschiedene Ursachen haben:

- **Geringer Ersatzbedarf** – ist das Netz in einem guten Zustand bzw. relativ neu, dann besteht ein geringer Ersatzbedarf und somit sinken die Kapitalkosten („positiver Sockeleffekt“) ohne einem Zutun des Unternehmens. Durch den Investitionsfaktor wird der „positive Sockeleffekt“ abgeschöpft und zeitnah an die Netzkunden abgegeben.
- **Effiziente Investitionen** – die Kapitalkosten während der Regulierungsperiode können jedoch auch sinken, weil das Unternehmen grosse Anstrengungen zu Effizienzsteigerungen vornimmt und durch effiziente Investitionen die Kapitalkosten senkt. Dieser Fall wird jedoch systematisch gleich wie der eines „positiven Sockeleffekts“ behandelt. Das Unternehmen kann von den effizienten Investitionen somit nicht während der Regulierungsperiode profitieren, sondern erst in der nachfolgenden Regulierungsperiode, wenn sich die effizienten Investitionen in bessere Ergebnisse beim Gesamtkostenbenchmarking niederschlagen.

Daraus wird eine wesentliche Eigenschaft des Investitionsfaktors ersichtlich<sup>31</sup>: die Gründe für die Kapitalkostenentwicklung während der Regulierungsperiode sind bei der Bestimmung nicht relevant, d.h. ob diese durch keine Investitionen, (effiziente) Ersatzinvestitionen oder (effiziente) Erweiterungsinvestitionen getrieben ist. Dieser Verzicht bedeutet jedoch eine einfache administrative Umsetzung des Investitionsfaktors.

Der Investitionsfaktor kann durch einen Betriebskostenfaktor ergänzt werden (so in Österreich der Fall). Der Betriebskostenfaktor gewährt den Unternehmen zusätzliche Betriebskosten, die durch den inkrementellen Zugang von z.B. Leitungen bzw. Kunden entstehen. Beim Betriebskostenfaktor ist ähnlich wie

---

<sup>31</sup> In Österreich wird diese systematische Schwäche durch ein Totband gemildert. Ein negativer Investitionsfaktor führt nur dann zu einer Reduktion der Kosten, wenn ein bestimmter Schwellenwert überschritten wird.

beim Erweiterungsfaktor (**Abschnitt 3.2.5**) zu beachten, dass dieser „richtig“ eingestellt ist. Die durch den Betriebskostenfaktor bereitgestellten finanziellen Mittel sollten mit den tatsächlichen zusätzlichen Betriebskosten durch einen Anlagezugang korrespondieren.

### *Qualitative Diskussion*

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen (Erweiterung und Ersatz)** – Dieses Konzept stellt sicher, dass höhere Kapitalkosten aufgrund von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen während der Regulierungsperiode in die Erlöse einfließen. Durch den zeitnahen Abgleich der Kapitalkosten wird gleichzeitig der positive und negative Sockeleffekt limitiert.

Bei Unternehmen, für die eine individuelle Effizienzvorgabe wirkt, muss im Hinblick auf die Anreizwirkung bezüglich Investitionen eine Einschränkung gemacht werden: Die Ausgestaltung des Investitionsfaktors bewirkt, dass ein ineffizientes Unternehmen während der Regulierungsperiode jedenfalls einen Abschlag auf die Ist-Kapitalkosten erhält. Dies gilt unabhängig davon, ob das Unternehmen während der Regulierungsperiode den im allgemeinen Teil der Regulierungsformel vorgegebenen Kostenpfad einhält.<sup>32</sup> Dies kann eine negative Wirkung auf das Investitionsverhalten bewirken.

- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Unternehmen haben einen starken Anreiz für effiziente Investitionen, da bei Ineffizienzen (bzw. bei individuellen Effizienzvorgaben auf die Kapitalkosten) systematische Renditeeinbußen während der Regulierungsperiode durch den Investitionsfaktor bestehen. Diese Einbuße kann in den Folgeperioden auch nicht mehr ausgeglichen werden, selbst wenn für das Unternehmen in den Folgeperioden keine individuelle Effizienzvorgabe mehr zur Anwendung gelangt.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Da hier der Fokus auf dem Zugang von Kapitalkosten liegt, werden „nicht-kapitalkostenrelevante“ Massnahmen zur Verminderung des Netzausbaus (wie bspw. flexibles Einspeisemanagement) diskriminiert. Ein Betriebskostenfaktor, der ähnlich wie in Österreich auf den Zugang von Leitungen und Kunden abstellt, kann diesen Effekt nicht abmildern. Hingegen ist die Technologieauswahl bei Investitionen zwischen „konventionellen“ und „intelligenten“ Lösungen idR nicht verzerrt.

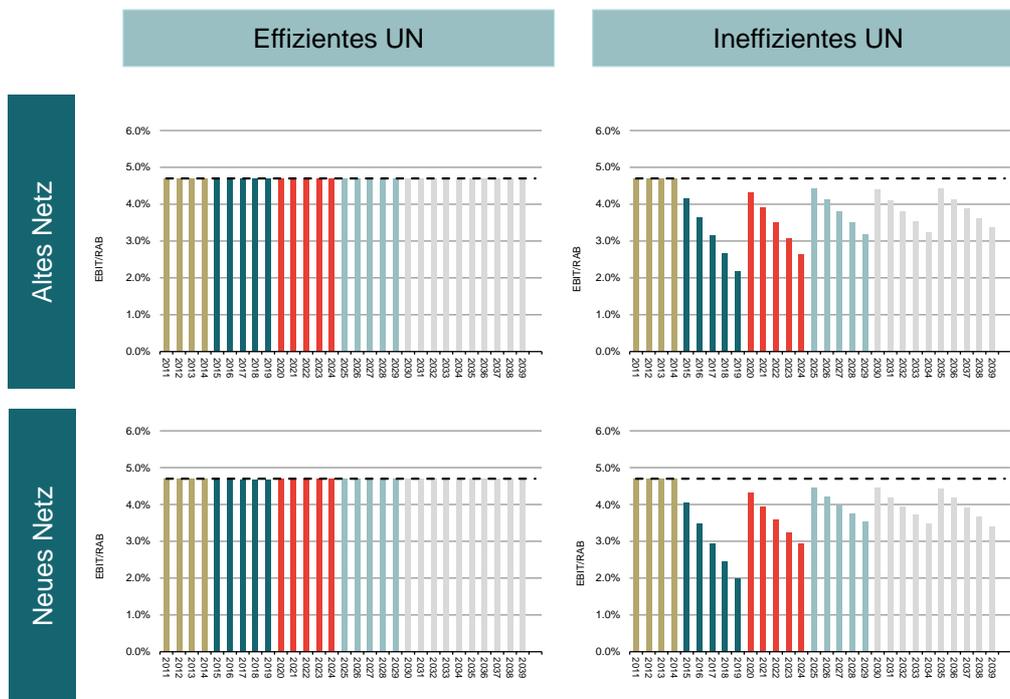
---

<sup>32</sup> In **Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze, S.88** stellen wir illustrativ in einem vereinfachten Beispiel die Wirkungsweise des Investitionsfaktors dar.

- **Verteilungswirkung** – Zusatzerlöse treten nur dann auf, wenn auch tatsächlich Investitionen stattfinden. Insofern kommt es zu keinen Überrenditen für die Netzbetreiber zulasten der Verbraucher.
- **Praktikabilität und Transparenz** – Dieses Konzept kann mit seinem Ansatzpunkt auf Kapitalkostenentwicklung während der Regulierungsperiode auf der bestehenden Datenabfrage aufbauen. Allerdings stellt die sachgerechte Implementierung in der Regulierungsformel eine Herausforderung dar, wenn die Kapitalkosten keine reinen Kostendurchläufer sein sollen.

### Quantitative Diskussion

Abbildung 15. Profitabilität für Konzept 3



Quelle: Frontier

**Abbildung 15** zeigt die Rendite über die Zeit für das Konzept Anpassung der Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich. Durch den zeitnahen Kapitaleffekt bei diesem Konzept lässt sich kein Sockeleffekt mehr beobachten.

Für effiziente Unternehmen bedingt der Investitionsfaktor unabhängig vom Alter des Netzes *de facto* eine Durchreichung der Kapitalkosten und eine stabile Rendite über die Zeit. So erzielt ein effizienter Netzbetreiber in jedem Jahr der Regulierungsperiode unabhängig von der Altersstruktur seines Netzes ein EBIT/RAB gleich dem regulatorischen WACC. Es muss jedoch betont werden,

### Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

dass der Investitionsfaktor für ein effizientes Unternehmen keine Upsides bei den Kapitalkosten zulässt. Will das Unternehmen eine höhere Rentabilität als den regulatorischen WACC erzielen, so kann dies nur durch ein Übererfüllen der Vorgaben für Betriebskosten erfolgen.

Ein ineffizienter Netzbetreiber mit einem neuen Netz generiert tendenziell geringere EBIT/RAB in späteren Regulierungsperioden als bei den zuvor vorgestellten Konzepten, da hier der Wegfall des Sockeleffekts relevant wird. Der Wegfall eines potentiellen „positiven Sockeleffekts“ bewirkt, dass die Rentabilität eines ineffizienten Unternehmens immer unter dem regulatorischen WACC liegt.

### **Konzept 3 „Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich“ – Zusammenfassung**

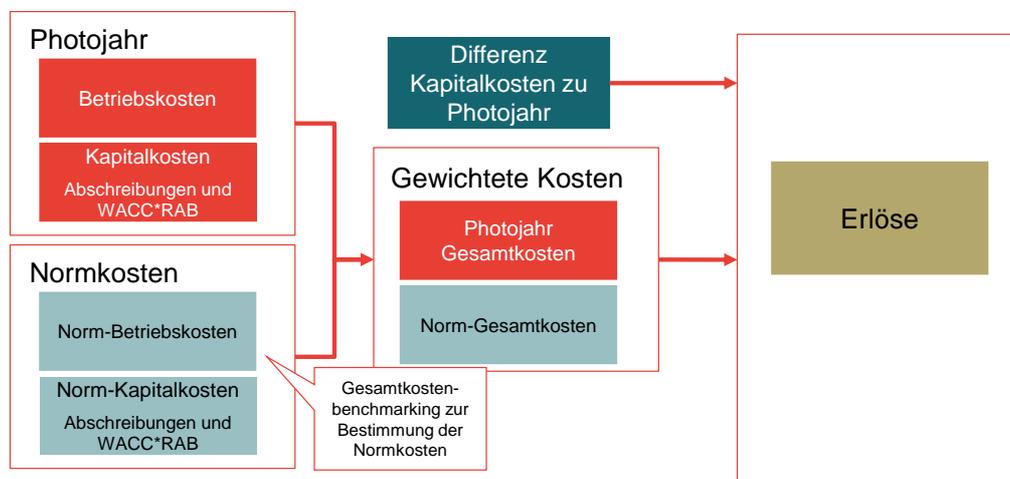
Die wesentlichen Vor- und Nachteile des Konzeptes „Anpassung Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich“ lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Pro** – eine jährliche Anpassung ermöglicht eine zeitnahe Berücksichtigung von steigenden Kapitalkosten. Anreize für Effizienz sind bei diesem Konzept zur Minimierung von Verlusten sehr hoch. Ein weiterer Vorteil liegt in der leichten Administrierbarkeit.
- **Contra** – Das Konzept kann systematisch „zu streng“ Abschlüsse für ineffiziente Unternehmen bewirken. Durch den Fokus auf die Kapitalkosten besteht ein Anreiz für eine suboptimale Betriebs-/Kapitalkosten-Intensität des Unternehmens.

#### **3.2.8 Konzept 4 – Jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten**

Bei diesem Konzept erfolgt eine jährliche Anpassung der Gesamtkosten (d.h. Betriebs- und Kapitalkosten) während der Regulierungsperiode. Ebenso erfolgt eine laufende – jährliche – Effizienzprüfung der Gesamtkosten durch einen Effizienzvergleich. Dabei wird die Methodik für den Effizienzvergleich zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegt. Zusätzlich wird die Differenz der Kapitalkosten im Photojahr und in dem Jahr, in dem die Tarife wirksam sind, berücksichtigt. **Abbildung 16** verdeutlicht die Wirkungsweise dieses Konzeptes.

**Abbildung 16.** Wirkungsweise der jährlich rollierenden Anpassung der Gesamtkosten



Quelle: Frontier Economics

### Beschreibung

$$\text{Erlös}_t = (\text{Betriebskosten}_{t-2, \text{VPI}} + \text{Kapitalkosten}_{t-2}) \cdot (1 - \text{AR}) + \text{Normkosten}_{t-2} \cdot \text{AR} + (\text{Kapitalkosten}_t - \text{Kapitalkosten}_{t-2})$$

Bei einer Implementierung einer jährlich rollierenden Yardstick-Regulierung mit rollierendem Gesamtkostenbenchmarking werden die jährlichen Erlöse bestimmt durch eine Gewichtung aus:

- **Ist-Kosten** – 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 Betriebskosten können dabei z.B. mittels des Verbraucherpreisindex auf das tarifwirksame Jahr indexiert werden. Die Ist-Kosten werden jährlich aktualisiert. Diese jährliche Aktualisierung stellt einen wesentlichen Bestandteil bei diesem Konzept dar.
- **Norm-Kosten** – Für die Bestimmung der Norm-Kosten ist zunächst festzulegen, was die Referenz für die Norm-Kosten ist. In Norwegen ist die Referenz ein durchschnittlich effizientes Unternehmen. Dies bedeutet, dass die Norm-Kosten für ein Unternehmen über (unter) der durchschnittlichen Effizienz höher (niedriger) sind als die Ist-Kosten. Die Summe der Norm-Kosten für alle Unternehmen entspricht dabei der Summe der Ist-Kosten. Die Effizienzwerte Gesamtkostenbenchmarking werden nach dieser Logik kalibriert und im Anschluss die Norm-Kosten durch die Multiplikation der Ist-Kosten mit den kalibrierten Effizienzwerten bestimmt. Die Referenz für

## Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

die Norm-Kosten kann sich jedoch auch am effizientesten Unternehmen bzw. an einem Punkt zwischen einem durchschnittlich effizienten und dem effizientesten Unternehmen orientieren.

- **Anreizrate (AR)** – Durch die Anreizrate wird der Einfluss der Norm-Kosten auf die Erlöse bestimmt. Eine Anreizrate von 0% bewirkt, dass die Norm-Kosten keinen Einfluss bei der Bestimmung der Erlöse haben und diese nur durch die Ist-Kosten bestimmt werden. Dies ist einer reinen Kosten-Plus-Regulierung gleichzusetzen. Durch die Anreizrate wird somit die Stärke der Anreizregulierung eingestellt. In Norwegen liegt die Anreizrate derzeit bei 60%, d.h. weiterhin werden 40% der Ist-Kosten der Unternehmen durchgereicht. Daraus wird ersichtlich, dass durch eine graduelle Anhebung der Anreizrate ein stetiger Übergang von einer Kosten-Plus-Regulierung in eine Anreizregulierung erfolgen kann: geringe Werte bei der Einführung der Anreizregulierung, z.B. 20%, und nach ein oder zwei Regulierungsperioden ein Anstieg auf einen finalen Wert, z.B. 60%. Das bedeutet, dass bei Einführung der Anreizregulierung noch immer 80% der Kosten einer Kosten-Plus-Regulierung unterliegen würden. Durch die jährliche Anpassung der Ist-Kosten gilt dies während der gesamten Regulierungsperiode.

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.

Für die Implementierung dieses Konzepts in der Schweiz kann durch die unterschiedliche Ausgestaltung der Bestimmung der Ist-Kosten, Norm-Kosten und Anreizrate einerseits die Stärke der Anreizregulierung sowie die Praktikabilität beeinflusst werden:

- **Ist-Kosten** – grundsätzlich sollten hier durch jährliche Abfragen der Kosten der Unternehmen auf Basis des Erhebungsbogens der ElCom die jeweils letztverfügbaren Kosten herangezogen werden.
- **Norm-Kosten** – bei der Bestimmung der Norm-Kosten gilt:
  - *Referenz* – Die Referenz für die Norm-Kosten hat einen erheblichen Einfluss auf die zulässigen Kosten der Unternehmen und somit auf die Wirkung der Anreizregulierung. Orientieren sich die Norm-Kosten an einem durchschnittlich effizienten Unternehmen, d.h. die Summe der Norm-Kosten = Summe der Ist-Kosten, dann bleibt beim Übergang von einer Kosten-Plus- in eine Anreizregulierung der „gesamte Kuchen“ gleich, dieser wird jedoch nur zwischen den Unternehmen anders verteilt. Effiziente Unternehmen bekommen ein grösseres Stück, während wenig effizientere Unternehmen ein kleineres Stück erhalten. Orientieren sich die Norm-Kosten jedoch an einem

überdurchschnittlich effizienten Unternehmen, dann gilt Summe der Norm-Kosten < Summe der Ist-Kosten und beim Übergang von der Kosten-Plus-Regulierung auf die Anreizregulierung wird der gesamte Kuchen kleiner.

- *Zeitintervall zur Bestimmung der Norm-Kosten* – Die Norm-Kosten werden jährlich aktualisiert. Im besten Fall basiert dies auf einem jährlichen Gesamtkostenbenchmarking und den daraus ermittelten kalibrierten Effizienzwerten. Dies kann jedoch mit einem relativ hohen administrativen Aufwand verbunden sein, insbesondere wenn zu Beginn der Anreizregulierung die Abläufe auf Seiten der Unternehmen und des Regulators noch nicht eingespielt sind. Aus Gründen der Praktikabilität könnte deshalb das Gesamtkostenbenchmarking z.B. nur alle zwei Jahre durchgeführt und die dabei ermittelten Effizienzwerte für die Berechnung der Norm-Kosten, jedoch auf Basis von jährlich aktualisierten Ist-Kosten, für zwei Jahre herangezogen werden.
- **Anreizrate** – wie oben schon betont, kann durch die Höhe der Anreizrate ein gradueller Übergang von einer Kosten-Plus-Regulierung auf eine Anreizregulierung gestaltet werden. Dadurch wird sowohl den Unternehmen als auch dem Regulator eine Lernphase bei der Einführung der Anreizregulierung ermöglicht, in der beide die Möglichkeit haben sich an die veränderten Rahmenbedingungen zu gewöhnen und ggf. Anpassungsbedarf identifizieren.

### Qualitative Diskussion

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen (Erweiterung und Ersatz)** – Die jährliche Aktualisierung der Kapitalkosten plus Zusatzerlösen aus der Kapitalkostendifferenz stellt sicher, dass Investitionen zeitnah in Erlöse einfließen. Darüber hinaus erfasst dieses Konzept sowohl Erweiterungs- als auch Ersatzinvestitionen. Der Effizienzvergleich muss jedoch so ausgestaltet sein, dass notwendige Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen mit entsprechenden Output-Parametern korrespondieren. Die jährliche Anpassung auf Basis eines Effizienzvergleichs kann jedoch negative Auswirkungen auf die Planungssicherheit mit sich bringen, sollten die jährlichen Ergebnisse des Effizienzvergleichs volatil sein.<sup>33</sup>

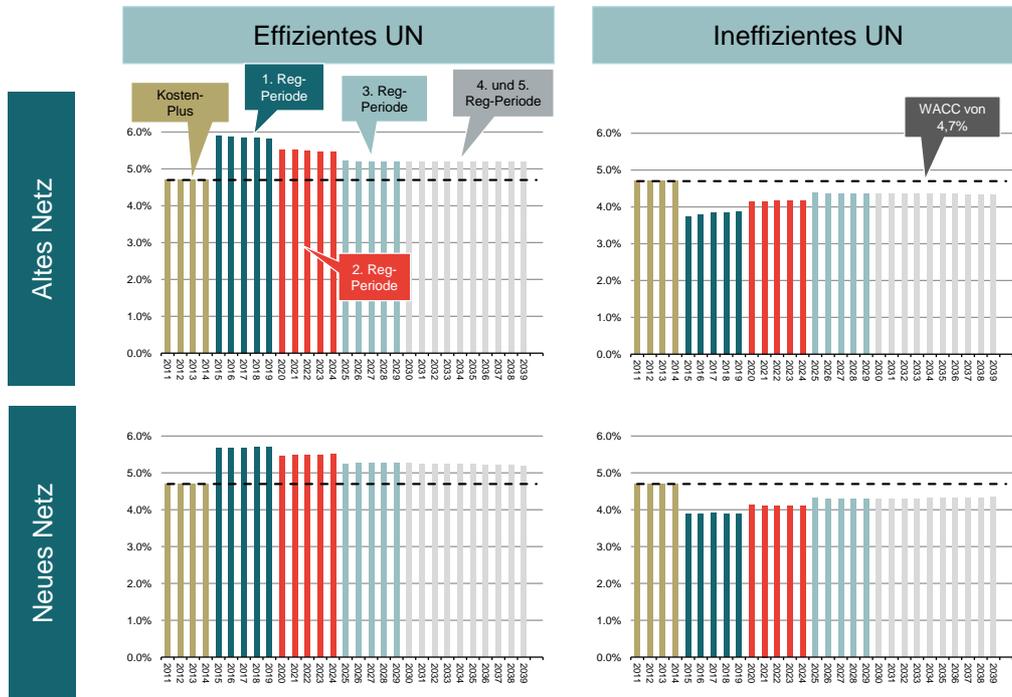
---

<sup>33</sup> Die „Volatilität“ der Ergebnisse kann durch entsprechende Konzeptionierung des Effizienzvergleichs minimiert werden, z.B. indem das Effizienzmodell fixiert wird und z.B. Ausreißeranalysen etc. eingesetzt werden. Die Outputs sowie die Kosten der Unternehmen sollten sich ohnehin nicht stark zwischen den Jahren ändern.

- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Die jährliche Anpassung der Kapitalkosten bietet durch das rollierende Gesamtkostenbenchmarking einen Anreiz zu effizienten Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen und führt somit zu einer effizienten Betriebs-/Kapitalkosten-Relation.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Da der Fokus bei diesem Konzept auf den Gesamtkosten liegt, ist das Konzept tendenziell indifferent gegenüber „intelligenten“ kapital- bzw. betriebskostenintensiven Lösungen. Die Neutralität hinsichtlich der Technologiewahl („intelligent“ ggü. „konventionell“) ist von den gewählten Output-Parametern im Effizienzvergleich abhängig.
- **Verteilungswirkung** – Das jährliche Nachziehen mit tatsächlichen Gesamtkosten führt zu korrespondierenden Erlös- und Kostenentwicklungen. Effizienzgewinne aber auch Kostensteigerungen bei den Unternehmen werden dadurch schneller an die Netzkunden weitergegeben. Falls eine Ausrichtung auf ein „durchschnittlich“ effizientes Unternehmen erfolgt, kann es zu Verschiebungen von Erlösen zwischen den Unternehmen kommen.
- **Praktikabilität und Transparenz** – Wenn die Methodik und die Datenanforderung auch für den Effizienzvergleich fixiert sind, dann ist dieses Konzept leicht zu administrieren. In Norwegen kommt bspw. ein Excel-Tool zur Anwendung. Zu beachten ist jedoch, dass das Konzept wesentlich von der Ausgestaltung und der Akzeptanz des Effizienzvergleichs abhängt. Das Konzept könnte daher insbesondere bei einer erstmaligen Einführung der Anreizregulierung von den Unternehmen als vermeintlich zu komplex und schwer verständlich empfunden werden. Die Komplexität besteht hier insbesondere in der regelmässigen Durchführung des Effizienzvergleichs. Dies kann jedoch, wie das Beispiel Norwegen zeigt, auch mit einer schlanken Regulierungsbehörde bewerkstelligt werden, wenn die Datenabfragen und -verarbeitung standardisiert durchgeführt werden. Während einer Testphase vor der tatsächlichen Implementierung des Konzeptes, könnte jedoch insbesondere an der Modellentwicklung eines robusten Effizienzvergleiches gearbeitet und entsprechende „Trockenläufe“ gemacht werden. Ein Vorteil des Konzepts besteht auch darin, dass ein fließender Übergang von Kosten-Plus- auf Anreizregulierung durch eine schrittweise Anpassung des Gewichtungsfaktors für Norm- und Ist-Kosten möglich ist. Die Kalibrierung der Normkosten kann ebenfalls als Instrument für einen fließenden Übergang herangezogen werden.

Quantitative Diskussion

Abbildung 17. Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 60% und Referenz „durchschnittlich effizientes Unternehmen“

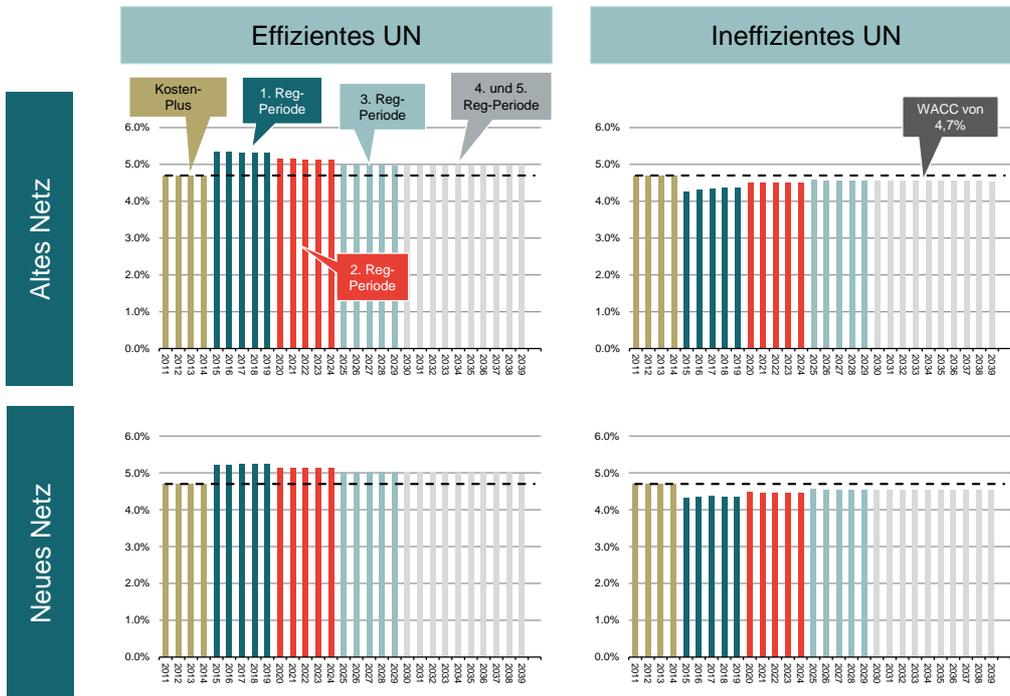


Quelle: Frontier

Abbildung 17 zeigt die Rendite über die Zeit für das Konzept der jährlich rollierenden Anpassung der Gesamtkosten mit der norwegischen Parametrisierung, d.h. Referenz „durchschnittlich effizientes Unternehmen“ für Norm-Kosten und 60% für Anreizrate. Es zeigt sich, dass ein effizientes Unternehmen in diesem Fall stabil über die Zeit eine Rentabilität grösser als den regulatorischen WACC erzielt. Dies entspricht dem Gedanken, dass überdurchschnittlich effiziente Unternehmen auch eine überdurchschnittliche Rentabilität erzielen sollen. Ineffiziente Unternehmen liegen hingegen stabil unterhalb des regulatorischen WACC. Gleichzeitig bewirkt die jährliche Aktualisierung der Kosten, dass der Sockeleffekt wegfällt und somit das alte und neue Netz einen gleichen Verlauf der Rentabilität aufweisen.

Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen

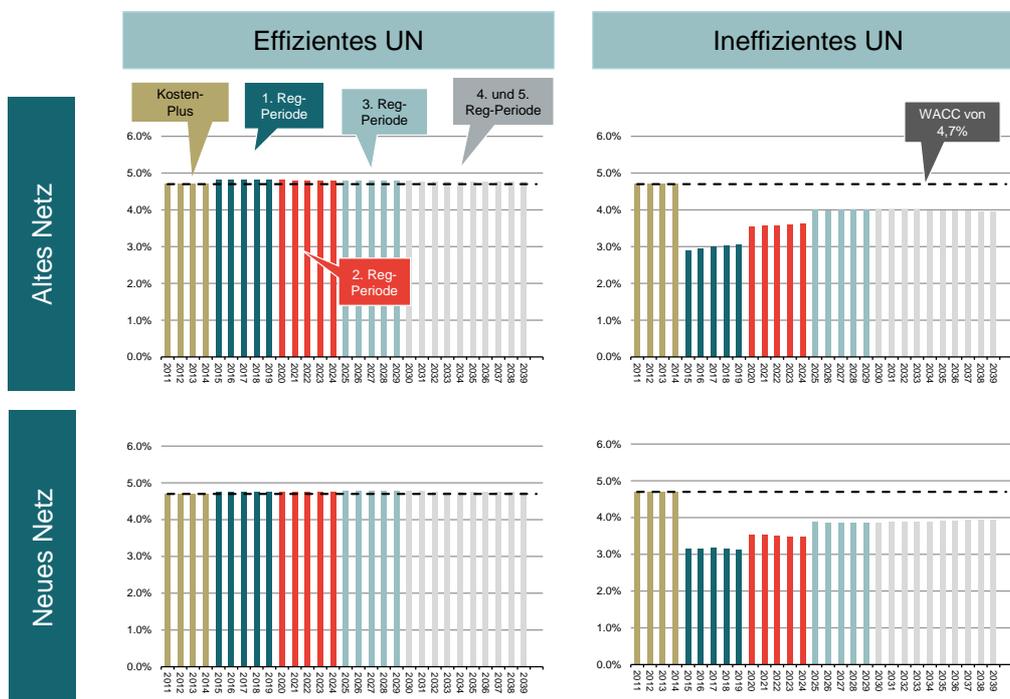
**Abbildung 18.** Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 30% und Referenz „durchschnittlich effizientes Unternehmen“



Quelle: Frontier

Die Über-(Unter-)rendite für das effiziente (ineffiziente) Unternehmen in **Abbildung 17** sind tendenziell sehr hoch, was durch eine Anreizrate von 60% bedingt ist. Diese Renditen und die Auswirkungen auf die einzelnen Unternehmen könnten jedoch bei der Einführung der Anreizregulierung als zu hoch im Vergleich zur Kosten-Plus-Regulierung empfunden werden. Wie oben schon betont, kann durch eine Anpassung der Anreizrate der Übergang gradueller ausgestaltet werden. **Abbildung 18** zeigt die Rendite bei einer Anreizrate von 30% statt 60%. Es zeigt sich, dass ein effizientes Unternehmen weiterhin stabil über die Zeit eine Rentabilität grösser als den regulatorischen WACC erzielt, die Differenz EBIT/RAB zum regulatorischen WACC sich jedoch verkleinert. Ähnliches gilt *vice versa* für das ineffiziente Unternehmen.

**Abbildung 19.** Profitabilität für Konzept 4 – Gewichtung Normkosten 60% und Referenz „100% effizientes Unternehmen“



Quelle: Frontier

**Abbildung 19** zeigt die Rendite über die Zeit für das Konzept der jährlich rollierenden Anpassung der Gesamtkosten falls als Referenz das „100% effiziente Unternehmen“ herangezogen wird. Es zeigt sich, dass ein effizientes Unternehmen in diesem Fall stabil über die Zeit den regulatorischen WACC erzielt. Ineffiziente Unternehmen liegen hingegen stabil und sehr deutlich unterhalb des regulatorischen WACC. Die Referenz „100% effizientes Unternehmen“ hat somit eine starke Auswirkung auf die Rentabilität der Unternehmen.

### **Konzept 4 „Jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten“ – Zusammenfassung**

Die wesentlichen Vor- und Nachteile des Konzeptes „Jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten“ lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Pro** – Eine jährliche Anpassung der Gesamtkosten ermöglicht eine zeitnahe Berücksichtigung von steigenden Kapitalkosten und bietet Anreiz für eine optimale Betriebs-/Kapitalkosten-Relation. Das Konzept ist aufgrund der Kalibrierung der Normkosten und des Anreizfaktors sehr flexibel anpassbar. So ermöglicht dieses Konzept bspw. einen graduellen Übergang von einer

**Grosse Verteilnetze – Beanreizung von Investitionen**

Kosten-Plus-Regulierung auf eine Anreizregulierung. Der regulatorische Aufwand ist relativ gering, wenn die Methodik des Effizienzvergleichs sowie der Datendefinition und –abfrage festgelegt und standardisiert wurden.

- **Contra** – Das Konzept könnte bei einer erstmaligen Einführung der Anreizregulierung als vermeintlich zu komplex angesehen werden. Darüber hinaus kommt dem Effizienzvergleich eine wesentliche Rolle zu. Dementsprechend ist eine gute Datenlage für das Benchmarking eine essentielle Voraussetzung. Zusätzlich könnte ein jährlicher Effizienzvergleich als zu aufwändig empfunden werden. Hier muss jedoch betont werden, dass eine Ausgestaltungsvariante mit einem nicht-jährlichen Benchmarking möglich ist.

### 3.3 Handlungsempfehlung – grosse Verteilnetze

Wir haben in der vorangegangenen Abschnitten eine Beurteilung der einzelnen Konzepte sowohl nach qualitativer als auch quantitativer Hinsicht vorgenommen, um eine Handlungsempfehlung für die „grossen Verteilnetze“ in der Schweiz herzuleiten.

Einleitend wird festgehalten, dass der Effizienzvergleich in allen Konzepten eine wichtige Rolle spielt. Auf die Entwicklung eines robusten Ansatzes sollte somit ein besonderes Augenmerk gelegt werden. Insbesondere steht die Praktikabilität für die Schweizer Regulierungsbehörde im Vordergrund, unter Berücksichtigung der beiden Ziele, effiziente Investitionen und die Rentabilität der Netzbetreiber sicherzustellen. Ein Regime muss daher gut implementierbar und anwendbar für den Schweizer Regulierer sein, der laufende administrative Aufwand sollte überschaubar sein. Zusätzlich ist bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung auf die Kompatibilität mit denkbaren Modellen für kleine Verteilnetzbetreiber zu achten.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die unterschiedlichen Konzepte je nach konkreter Zielsetzung unterschiedlich gut geeignet sind:

- Liegt der Hauptgrund von steigenden Kapitalkosten bei den Unternehmen in der Änderung der Versorgungsaufgabe und weniger in einem höheren Ersatzbedarf, dann bieten sich **Konzept 1 (Erweiterungsfaktor)** und **Konzept 2 (Physischer Netzzugang)** an. Aus regulierungstheoretischer Sicht ist dabei dem Konzept 1 (Erweiterungsfaktor) der Vorzug zu geben, da er auf exogenen Parametern aufsetzt und somit den Unternehmen die Flexibilität gibt, optimal auf die Änderung der Versorgungsaufgabe zu reagieren. Die Diskussion in Deutschland zur „Treffsicherheit“ des Erweiterungsfaktors zeigt jedoch, dass in der Praxis die richtige Parametrisierung eines Erweiterungsfaktors sehr komplex sein kann. Vor diesem Hintergrund ist aus praktischen Gesichtspunkten auch das

Konzept 2 (Physischer Netzzugang) in Erwägung zu ziehen. Es muss jedoch betont werden, dass bei beiden Konzepten in Verbindung mit der allgemeinen Regulierungsformel ein gradueller Übergang von einer Kosten-Plus-Regulierung auf eine Anreizregulierung nur schwer möglich ist. Dies insbesondere deshalb der Fall, da die Kosten des Photojahres, d.h. der Ausgangspunkt der Regulierungsformel, für eine gesamte Regulierungsperiode festgelegt werden.

- Liegt der Hauptgrund von steigenden Kapitalkosten bei den Unternehmen neben der Änderung der Versorgungsaufgabe in einem höheren Ersatzbedarf, wie das in der Schweiz der Fall sein dürfte, dann sind Regulierungsansätze vorteilhaft, die eine zeitnahe Kostenanpassung während einer Regulierungsperiode erlauben. Dafür bietet sich das **Konzept 4 (jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten)** an. Dabei werden die Erlöse jährlich auf Basis von letztverfügbaren Kosten angepasst und es findet eine teilweise Durchreichung der Ist-Kosten statt. Das Konzept 4 (jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten) ermöglicht zusätzlich einen graduellen Übergang von der bestehenden Kosten-Plus-Regulierung in eine Anreizregulierung. Dies erfolgt durch eine graduelle Reduktion des Anteils der Ist-Kosten bei der Bestimmung der zulässigen Erlöse.

Das **Konzept 3 (Anpassung der Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich)** würden wir zumindest bei längeren Regulierungsperioden (3 bis 5 Jahre) nicht empfehlen. Zwar ist dieses Konzept administrativ einfach umzusetzen und bietet (ggf.) starke Effizienzreize, allerdings wird bei der Kapitalkostenentwicklung nicht berücksichtigt, ob bspw. sinkende Kapitalkosten durch Verzicht auf Investitionen oder effiziente Ersatz- bzw. Erweiterungsinvestitionen verursacht sind. Ein Unternehmen kann von seinen effizienten Investitionen somit nicht während der Regulierungsperiode, sondern erst in den nachfolgenden Perioden profitieren.

Vor dem Hintergrund der Spezifika der Schweiz sehen wir folgende Optionen als prioritär an. Die Reihenfolge entspricht hierbei einer aus unserer Sicht sinnvollen Priorisierung:

#### 1. **Konzept 4 (jährlich rollierende Anpassung der Gesamtkosten)**

- *Ausgestaltung:* 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.

Zur Anpassung der Kostenbasis und Durchführung der Effizienzvergleiche ist eine jährliche Erfassung der Kosten-, Struktur und Leistungsdaten erforderlich. Dies sollte weitgehend automatisiert erfolgen. Um den Regulierungsaufwand zu begrenzen und eine doppelte

Effizienzprüfung zu vermeiden, sollte zumindest für einen vordefinierten Zeitraum (z.B. 4 bis 5 Jahre) auf eine umfassende Kostenprüfung verzichtet werden. Lediglich bei starken Abweichungen einzelner Kosten-, Struktur- oder Leistungsdaten von den Vorjahreswerten sollte eine Prüfung erfolgen.

Um den Regulierungsaufwand weiter zu begrenzen, sollte die Struktur des Effizienzvergleichsmodells (d.h. v.a. die Parameterauswahl) für eine Regulierungsperiode (4-5 Jahre) fixiert werden. Es ist davon auszugehen, dass sich das optimierte Effizienzvergleichsmodell nicht jährlich ändert, da sich Strukturänderungen in den Unternehmensdaten erst über einen längeren Zeitraum einstellen sollten. Die Koeffizienten des Effizienzvergleichsmodells können dagegen problemlos auch jährlich neu berechnet werden, da diese durch die Modelle selbst automatisch generiert werden.

Um den Aufwand weiter zu reduzieren, könnte zudem erwogen werden, den 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.

Um einen mögliche t-2 Zeitverzug in den Kosten, Leistungs- und Strukturdaten zu kompensieren, wäre ein Ausgleich der Differenzkapitalkosten zwischen dem Photojahr und dem aktuellen Jahr der Regulierung möglich. Die Verzerrung auf die Effizienzanreize sind relativ gering, da die Effizienzvergleiche sowie die Anpassung der Kostendaten in kurzen Zeitabständen erfolgen. Die Effizienzanreize aus der Differenz der Normkosten zu den Kosten des regulierten VNB bleiben (insbesondere bei höherem Anteil der Normkosten an den erlaubten Erlösen) weitestgehend bestehen.

- *Schritte zur Einführung:* Das Modell kann schrittweise eingeführt werden. So könnten - nach einer Testphase für den Effizienzvergleich - in der ersten Regulierungsperiode z.B. 20% der Erlöse auf den Normkosten und 80% auf den eigenen Kosten der Unternehmen beruhen. Dieses Verhältnis kann in den folgenden Regulierungsperioden gesteigert werden (auf 40/60 und weiter auf 60/40). Ein solches Vorgehen ermöglicht es den Unternehmen, sich schrittweise an das neue Regulierungssystem zu gewöhnen. Zudem kann der Regulator Prozesse und Modelle schrittweise testen und verfeinern.
- *Administrativer Aufwand:* Die Unternehmen wären verpflichtet, dem Regulator die erforderlichen Unternehmensdaten im geeigneten Format jährlich zur Verfügung zu stellen. Es ist davon auszugehen, dass die

entsprechenden Daten von den Unternehmen grösstenteils ohnehin zu erfassen sind.

Auf Seiten der Behörde wäre der wesentliche Aufwand:

- Entwicklung von Prozessen, Tools, und Modellen *vor* Scharfschalten des Systems.
- Entwicklung von geeigneten Effizienzvergleichsmodellen sowie genaueren Datenprüfungen auf Konsistenz zu Beginn der jeweiligen Regulierungsperioden. Detaillierte Kostenprüfungen sollten weitgehend obsolet sein, wenn das System seine Anreizwirkung voll entfaltet. Im Vergleich zu einer Kosten-Plus Regulierung wäre die Regulierungsbehörde an dieser Stelle entlastet.
- Jährliche Anpassung der Erlösbergrenzen und Effizienzvergleiche während der Regulierungsperiode: Diese Prozesse lassen sich allerdings weitgehend automatisiert strukturieren, so dass der laufende Regulierungsaufwand begrenzt wäre.

## 2. Konzept 1 (Erweiterungsfaktor)

- *Ausgestaltung:* Die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors könnte sich konzeptionell weitgehend am Beispiel Deutschland orientieren. Bei der Ausgestaltung wäre allerdings zu prüfen, welche funktionalen Zusammenhänge zwischen Änderung der Leistungsparameter einerseits und Kosten-/Erlösanpassungen andererseits für die Schweiz zu unterstellen wären. Zu prüfen wäre in diesem Zusammenhang auch, inwieweit für die Schweiz (Netzbetreiber mit sehr unterschiedlicher Grösse und Altersstruktur der Netze) eine additive Implementierung des Erweiterungsfaktors in der Regulierungsformel einer multiplikativen Implementierung (wie in Deutschland derzeit praktiziert) vorzuziehen wäre.

Um den Regulierungsaufwand zu begrenzen, könnte von Schwellenwerten und Antragsverfahren für den Ansatz des Erweiterungsfaktors abgesehen werden. Hierdurch könnte die Berechnung und Bewilligung des Faktors weitgehend automatisiert werden. Um Fehlanreize zu vermeiden, wären dann Effizienzvergleiche und Prüfungen der Daten auf Konsistenz zu Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode wichtig.

Ggf. wären zudem durch die Investitionen induzierte zusätzliche Betriebskosten gesondert zu berücksichtigen, sofern diese nicht bereits im Erweiterungsfaktor berücksichtigt sind.

- *Schritte zur Einführung:* Vor Implementierung des Systems wären insbesondere funktionale Zusammenhänge zwischen der Änderung der

Leistungsparameter einerseits und den Kosten-/Erlösanpassungen andererseits zu ermitteln.

Zudem sind zur Flankierung des Systems Verfahren und Modelle für die Effizienzvergleiche zu entwickeln sowie Prozesse zur Erhebung der Daten zu definieren.

- *Administrativer Aufwand:* Bei Verzicht auf Schwellenwerte und Antragsverfahren ist der Erweiterungsfaktor für den Regulator einfach zu administrieren, da sich die Berechnungen nach Festlegung der funktionalen Zusammenhänge während der Regulierungsperiode weitgehend automatisiert durchführen lassen. Voraussetzung ist, dass die Unternehmen die erforderlichen Daten jährlich zur Verfügung stellen. Es ist davon auszugehen, dass die grossen VNB die erforderlichen Daten ohnehin erfassen.

Zudem sind die Daten für die Effizienzvergleiche zu erheben und die Effizienzvergleiche zu Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode entsprechend durchzuführen. Von detaillierten Kostenprüfungen kann abgesehen werden, da das Regulierungssystem eine entsprechende Anreizwirkung entfalten sollte.

### 3. Konzept 2 (Physischer Netzzugang)

- *Ausgestaltung:* Die Ausgestaltung des Konzepts des physischen Netzzugangs könnte sich konzeptionell weitgehend am Beispiel Finnland orientieren. Bei der Ausgestaltung wäre allerdings zu prüfen, welche (effizienten) Referenzkosten für die Anlagenzugänge für die Schweiz festzulegen wären und welche Anlagen im Detail hier zum Ansatz gebracht werden können. Dieser Prozess dürfte eine ähnliche Komplexität aufweisen wie die Festlegung der funktionalen Zusammenhänge zwischen Änderung der Leistungsparameter einerseits und Kosten-/Erlösanpassungen andererseits im Rahmen des Erweiterungsfaktors.

Um den Regulierungsaufwand zu begrenzen, könnte von Schwellenwerten und Antragsverfahren für den Ansatz des Kostenfaktors abgesehen werden. Hierdurch könnte die Berechnung und Bewilligung des Faktors während der Regulierungsperiode weitgehend automatisiert werden. Um Fehlanreize zu vermeiden, wären dann Effizienzvergleiche und Prüfungen der Daten auf Konsistenz zu Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode wichtig.

Ggf. wären zudem durch die Investitionen induzierte zusätzliche Betriebskosten gesondert zu berücksichtigen, sofern diese nicht bereits im Faktor für „physische Netzanlagen“ berücksichtigt sind.

- *Schritte zur Einführung:* Vor Implementierung des Systems wären insbesondere festzulegen, welche (effizienten) Referenzkosten für die Anlagenzugänge für die Schweiz angesetzt werden können und welche Anlagen zum Ansatz gebracht werden können.

Zudem sind zur Flankierung des Systems Verfahren und Modelle für die Effizienzvergleiche zu entwickeln, sowie Prozesse zur Erhebung der Daten zu definieren.

- *Administrativer Aufwand:* Bei Verzicht auf Schwellenwerte und Antragsverfahren ist der Faktor für die Regulierungsbehörde einfach zu administrieren, da sich die Berechnungen weitgehend automatisiert durchführen lassen. Voraussetzung ist, dass die Unternehmen die erforderlichen Daten jährlich zur Verfügung stellen. Es ist davon auszugehen, dass die grossen VNB die erforderlichen Daten ohnehin erfassen.

Zudem sind die Daten für die Effizienzvergleiche zu erheben und die Effizienzvergleiche zu Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode entsprechend durchzuführen. Von detaillierten Kostenprüfungen kann abgesehen werden, da das Regulierungssystem eine entsprechende Anreizwirkung entfalten sollte.

#### 4. Konzept 3 (Anpassung der Kapitalkosten mit periodischem Effizienzvergleich)

- *Ausgestaltung:* Die Ausgestaltung des Konzepts könnte sich an der Ausgestaltung des Investitionsfaktors in Österreich (einschliesslich Betriebskostenzuschlag) oder dem in Deutschland vorgeschlagenen IKD orientieren. Allerdings wäre zu vermeiden, dass während der Regulierungsperiode durchgeführte *effiziente* Investitionen durch eine entsprechend geringere Anpassung der Kapitalkosten (bzw. einen Rückgang der ansetzbaren Kapitalkosten) „bestraft“ werden. Soll hierfür korrigiert werden, läuft dies allerdings letztlich auf ein Durchreichen der Kapitalkosten und auf den Verzicht auf Effizienzanreize für Kapitalkosten hinaus. Dieses Dilemma erscheint kaum lösbar.

- *Schritte zur Einführung:* Vor Implementierung des Systems wären die Regeln für den Kapitalkostenabgleich zu definieren.

Ggf. sind zudem Verfahren und Modelle für die Effizienzvergleiche zu entwickeln, sowie Prozesse zur Erhebung der Daten zu definieren.

- *Administrativer Aufwand:* Der administrative Aufwand für die Berechnung der Anpassung der Kapitalbasis ist relativ gering. Sollten die Regeln für den Kapitalkostenabgleich allerdings auf ein weitgehendes „Durchreichen“ von Kapitalkosten hinauslaufen, wäre eine detaillierte

Kostenprüfung durch den Regulator durchzuführen, die erfahrungsgemäss mit erheblichem Aufwand für die Behörde wie für die Unternehmen verbunden wäre, sofern die Zielsetzung der Sicherstellung einer effizienten Betriebsführung bestehen bleibt.



## 4 Swissgrid – Beanreizung von Investitionen

In der Folge gehen wir davon aus, dass der Ausgangspunkt bei Swissgrid eine Beanreizung nur der Betriebskosten darstellt, während für die Kapitalkosten im Wesentlichen eine Kosten-Plus-Regulierung vorgesehen ist. Vor dem Hintergrund steigender Investitionskosten bei Swissgrid im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 z.B. zur Integration von Erneuerbarer Energie stellt sich jedoch die Frage, inwieweit das aktuelle Konzept der Investitionsregulierung von Swissgrid durch Anreizelemente ergänzt werden kann. Gleichzeitig verstehen wir BFE derart, dass weiterhin an einer getrennten Regulierung von Betriebs- und Kapitalkosten bei Swissgrid festgehalten werden soll.

Für die Weiterentwicklung des Konzepts der Investitionsregulierung für Swissgrid können zwei Ansatzpunkte identifiziert werden:

- Swissgrid könnte von einer kosteneffizienten Durchführung der Investitionen profitieren; und
- Swissgrid könnte von der Durchführung von „strategisch wichtigen“ Investitionen profitieren.

### 4.1 Auswertung internationaler Fallbeispiele

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass eine Beanreizung von Investitionen bzw. Kapitalkosten in einigen europäischen Ländern erfolgt. Jedoch gilt auch hier, dass kein einheitlicher Ansatz existiert, sondern europäische Regulatoren unterschiedliche Ansätze verwenden. Dabei kann grob unterschieden werden in:

- **Photojahr Ansatz** – dabei wird auf Basis der Gesamtkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) eines Photojahres für die gesamte Regulierungsperiode ein Kostenpfad für die Gesamtkosten bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen unterhalb dieses Kostenpfades zu bleiben, dann kann die Differenz zwischen Kostenpfad und Ist-Kosten einbehalten werden. Gleichzeitig wird dieser Ansatz in der Regel durch Instrumente ergänzt, die grosse Investitionen separat berücksichtigt. Dieser Ansatz findet in Deutschland, den Niederlanden sowie Norwegen Anwendung.
- **Plankosten Ansatz** – dabei werden auf Basis von Plandaten die Kapitalkosten für die Regulierungsperiode bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen unterhalb dieser Plankosten zu bleiben, dann kann ein Anteil der Differenz zwischen Plankosten und Ist-Kosten einbehalten werden. Dieser Ansatz zur Beanreizung von Investitionen kann entweder alle Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) oder nur einzelne, z.B. strategisch bedeutende, Investitionen erfassen. Dieser Ansatz findet für alle Investitionen in UK und für spezifische Investitionen in Frankreich

Anwendung.<sup>34</sup> Beim Plankosten Ansatz kann ggf. noch nach der Intensität der Prüfung der Plankosten unterschieden werden. Diese ist in UK deutlich höher als in Frankreich.

Nachdem die Kapitalkosten der Swissgrid im Wesentlichen weiterhin einer Kosten-Plus-Regulierung unterliegen sollen, sind Länder mit einem Photojahr Ansatz für eine internationale Fallstudie nicht geeignet. Somit verbleiben nur Länder mit einem Plankosten-Ansatz bei der Bestimmung von Kapitalkosten. In Abstimmung mit BFE haben wir deshalb

- Grossbritannien; und
- Frankreich

untersucht.

Für eine detaillierte Darstellung verweisen wir auf **Anhang II – Internationale Fallbeispiele für Übertragungsnetze**.

**Abbildung 20.** Internationale Fallbeispiele – Implikationen für die Schweiz

	UK 	Frankreich 
Anzahl Unternehmen	3 Strom ÜNBs	2 Gas ÜNBs
Berücksichtigung Kapitalkosten	Plankosten auf Basis von disaggregierten Daten für Investitionen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen	Plankosten für Ersatz- und Erweiterungskosten, jedoch grundsätzlich Kosten-plus Spezielle Investitionen können von Differenz zwischen Plan/Ist profitieren
Aufwand Regulator	Detailprüfung der Effizienz der gemeldeten Plankosten für Investitionen Anreizmechanismus „Wahrheit zu sagen“	Keine Detailinformationen wie CRE die Angemessenheit der Plankosten für spezifische Investitionen ermittelt
Übertragbarkeit Schweiz		

Quelle: Frontier Economics

<sup>34</sup> Als Variante des Plankosten-Ansatzes kann der Referenzkosten-Ansatz interpretiert werden. Dabei werden die zulässigen Kapitalkosten, welche für die Ermittlung der Erlöse herangezogen werden, auf Basis der physischen Netzanlagen bewertet zu Referenzkosten bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen, die tatsächlichen Kapitalkosten unter den Kapitalkosten berechnet auf Basis von Referenzkosten zu halten, dann kann die Differenz einbehalten werden. Dieser Ansatz findet beispielsweise in Spanien, Finnland und Schweden Anwendung.

Hinsichtlich der Beanreizung von Investitionen in den einzelnen Regulierungsregimen lässt sich zusammenfassend festhalten:

- **Grossbritannien** – Die zulässigen Kapitalkosten des Übertragungsnetzbetreibers, National Grid, basieren auf Planwerten sowohl für Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen. Die Beanreizung erfolgt dabei auf alle Investitionen, d.h. Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen, durch den sog. *Information Quality Incentive Mechanism*. Der IQI-Mechanismus soll sicherstellen, dass die Unternehmen „realistische Kostenschätzungen“ abgeben und darüber hinaus noch den Anreiz haben, diese Kostenschätzungen während der Regulierungsperiode zu unterschreiten.
- **Frankreich** – In Frankreich werden die Kapitalkosten für Strom- und Gasnetzbetreiber auf Basis von Plankosten festgelegt. Grundsätzlich erfolgt am Ende der Regulierungsperiode ein Abgleich zwischen den Plan- und Ist-Kosten. Für einzelne spezifische Investitionen wird dieser Grundsatz jedoch bei der Regulierung der Gasfernleitungsbetreiber nicht angewandt. Die Unternehmen können von der Differenz zwischen den Plan- und Ist-Kosten profitieren. Die Höhe dieses Profits hängt wiederum davon ab, wie stark die Unternehmen die Plankosten unter-(überschreiten) und wie stark diese Plankosten sachlich überprüfbar sind, respektive werden

## 4.2 Investitionsregulierung – Konzepte für Swissgrid

Im Folgenden diskutieren wir verschiedene Konzepte zur Beanreizung von Investitionen von Swissgrid.

### 4.2.1 Rahmenbedingungen zur Definition der Konzepte

Wir verstehen, dass der Ausgangspunkt der Diskussion in der Schweiz einer Anreizregulierung für Swissgrid in einer weitgehenden Ausklammerung der Kapitalkosten besteht. Wir verstehen weiters, dass auf die bestehenden Kapitalkosten keine Beanreizung erfolgen soll. Effizienzanreize sollen somit nur für die Betriebskosten sowie ggf. für künftige Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen gelten.

Zusätzlich ist zu beachten, dass durch die Energiestrategie 2050 ein erheblicher Investitionsbedarf auch für Swissgrid zur Bewältigung von künftigen europäischen Stromflüssen sowie zur Integration von Pumpspeicherkraftwerken (Stichwort „Grüne Batterie Schweiz“) besteht.

## 4.2.2 Überblick der Konzepte – Erfassung steigender Kapitalkosten

In Abstimmung mit BFE<sup>35</sup> wurden drei unterschiedliche Konzepte zur Beanreicherung von Investitionen definiert, die in den nachfolgenden Abschnitten diskutiert werden. **Abbildung 21** gibt einen Überblick der Konzepte. Die Konzepte erfassen nur klar spezifizierte Erweiterungsinvestitionen. Die Ersatzinvestitionen unterliegen weiterhin einer Kosten-Plus-Regulierung.<sup>36</sup>

**Abbildung 21.** Beanreicherung von Investitionen



Quelle: Frontier Economics

- **Konzept „Ausschreibung Plus“** – dabei soll Swissgrid ein Anreiz gegeben werden, die Ergebnisse von Ausschreibungen für Erweiterungsinvestitionen zu optimieren;
- **Konzept „Frankreich“** – dabei soll Swissgrid die Möglichkeit gegeben werden, von der Differenz aus tatsächlichen Kosten und Plankosten für Erweiterungsinvestitionen zu profitieren; und
- **Konzept „Grossbritannien“** – dabei soll Swissgrid zusätzlich noch ein Anreiz gegeben werden von „richtigen“ Kostenprognosen zu profitieren.

Bei der Darstellung der Konzepte gehen wir wie folgt vor. Zunächst beschreiben wir das jeweilige Konzept und diskutieren danach deren Vor- und Nachteile anhand der in **Abschnitt 3.2.2** definierten Bewertungskriterien.

<sup>35</sup> Diese Konzepte wurden auch mit Vertretern der EICom und SECO diskutiert.

<sup>36</sup> Falls sich die Konzepte für Erweiterungsinvestitionen über die Zeit bewähren, wäre jedoch theoretisch auch eine Ausweitung auf Ersatzinvestitionen möglich.

### 4.2.3 Konzept – Ausschreibungen Plus

#### *Beschreibung*

Der Beschaffungsprozess von Swissgrid erfolgt heutzutage in Form von öffentlichen Ausschreibungen. Abhängig vom Auftragsvolumen können im Baubereich verschiedene Formen der Ausschreibung vorkommen.

Grundsätzlich sollen durch Ausschreibungen wettbewerbliche, d.h. kostenoptimale, Preise erzielt werden. Damit dies jedoch vorliegt, müssen mehrere Bedingungen erfüllt sein:<sup>37</sup>

- **Bedingung 1** – Der ganze Auftrag wird einem Zulieferer zugeteilt („*Winner takes it all*“) – jeder Anbieter gewinnt entweder alles oder nichts;
- **Bedingung 2** – Der Umfang des Auftrages ist gross relativ zu den Umsätzen eines Zulieferers;
- **Bedingung 3** – Der Wettbewerb beginnt neu für jede Ausschreibung – die Ergebnisse der einzelnen Aufträge sind unabhängig voneinander;
- **Bedingung 4** – Einfacher Markteintritt für neue Zulieferer; und
- **Bedingung 5** – Ein Bietprozess findet statt.

Bereits ab zwei teilnehmenden Anbietern reichen die ersten drei Bedingungen dazu aus, dass das Auktionsergebnis wettbewerblich ist. Bei der Erfüllung von allen aufgeführten Bedingungen werden wettbewerbliche Preise sogar mit nur einem Anbieter erreicht. Sind jedoch einige der Voraussetzungen nicht erfüllt, werden wettbewerbliche Ergebnis nicht erreicht.

Es kann vermutet werden, dass bei Leitungs- bzw. Transformatorprojekten nicht alle Bedingungen erfüllt sind. Bedingung 2 bedeutet beispielsweise, dass der Gegenstand der Ausschreibung derart gross ist, dass ein Element von „*bet your company*“<sup>38</sup> vorliegt. In der Regel sind Anbieter von Leitungs- und Transformatoranlagen jedoch weltweit agierende Unternehmen. Einzelne Aufträge aus der Schweiz nehmen dabei nicht einen signifikanten Anteil an den Gesamtumsätzen ein, weshalb durch das Gewinnen eines Auftrages nicht die Unternehmenszukunft abhängt. Falls innerhalb des Unternehmens jedoch Einheiten etabliert sind, die für die Schweiz bzw. die Schweiz und Nachbarländer zuständig sind, dann besteht theoretisch die Möglichkeit, dass der Auftrag doch

<sup>37</sup> vgl. Klemperer, *Bidding Markets*, Bericht für Competition Commission, 2005.

<sup>38</sup> „*That is, each contest is large relative to a supplier's total sales in a period, so that there is an element of 'bet your company' in any contest. (Or, in the European Commission's definition quoted above, 'the value of each individual contract is usually very significant'.)*“ (Klemperer, 2005: 6)

einen erheblichen Anteil an den Gesamtumsätzen ausmachen kann. Dies könnte ggf. eine Auswirkung auf das Bietverhalten haben. Wir schliessen somit, dass Bedingung 2 nicht bzw. nur bedingt erfüllt sein wird und somit nicht mit vollständig wettbewerblichen, d.h. Kosten minimalen, Ergebnissen bei Ausschreibungen zu rechnen ist.

Obwohl die Preise aus Ausschreibungen für Erweiterungsinvestitionen nicht zwangsläufig den minimalen Kosten entsprechen, können sie jedoch interpretiert werden als

- offengelegte private Preisinformation von Anbietern zu spezifischen Erweiterungsprojekten, die als Substitut für Kostenschätzungen des Regulators verwendet werden können; oder
- Obergrenze für die Kosten, die in den Tarifen anerkannt werden.

Das Konzept „Ausschreibung Plus“ folgt dieser Logik. Dabei wird der Preis aus der öffentlichen Ausschreibung in jedem Fall anerkannt. Zusätzlich wird jedoch Swissgrid ein Anreiz gegeben, diesen Preis noch einmal zu reduzieren. Falls Swissgrid nämlich den Preis durch Nachverhandlungen senken kann, behält Swissgrid einen Anteil dieser Preisreduktion.

Die Konzeptionierung von „Ausschreibung Plus“ besteht somit im Wesentlichen aus zwei Schritten:

- **Schritt 1** – Definition von Regeln für Ausschreibungsverfahren, die Swissgrid einzuhalten hat; sowie
- **Schritt 2** – Definition des Anteils an der zusätzlichen Preisreduktion durch Nachverhandlungen, den Swissgrid sich einbehalten kann (z.B. 20%).

Durch „Ausschreibung Plus“ besteht somit nur eine Upside-Chance für Swissgrid, was bei der Höhe des Anteils an den Preisreduktionen entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Gegenüber einem Konzept „Ausschreibung Plus“ können jedoch Kritikpunkte vorgebracht werden:

- *Strategisches Verhalten der Bieter* – Bieter werden in ihren Geboten mögliche Nachverhandlungen schon vorab einpreisen und somit einen Aufschlag auf den Preis in der öffentlichen Ausschreibung inkludieren. Die Höhe dieses Aufschlages wird vom Wettbewerbsdruck auf der Anbieterseite abhängig sein. Unter der Annahme einer eingeschränkten Anzahl von potentiellen Anbietern bei Ausschreibungen für Leitungs- und Transformatorenanlagen ist jedoch tendenziell von solch einem positiven Aufschlag auszugehen. Die Einführung dieses Konzeptes würde deshalb u.U. zu den gleichen finalen Preisen führen, wie eine

## Swissgrid – Beanreizung von Investitionen

„normale“ öffentliche Ausschreibung, da in der Nachverhandlung nur der Aufschlag wegverhandelt wird.

- *Strategisch ähnliche Interessen zwischen Bieter und Swissgrid* – Die Möglichkeit für Swissgrid von Nachverhandlungen zu profitieren, führt dazu, dass sowohl die Bieter als auch Swissgrid ein Interesse an einem hohen Preis vor Nachverhandlungen haben. Daraus ergibt sich u.a. ein Anreiz für Swissgrid, die Ausschreibungen schlecht zu spezifizieren.
  - *Swissgrid* – je höher Preis ist, desto einfacher kann durch Nachverhandlungen eine Preisreduktion erzielt werden und desto höher fällt der zusätzliche Gewinn für Swissgrid aus; und
  - *Bieter* – je höher der Preis ist, desto einfacher fällt es dem Bieter, einen Preisnachlass zu gewähren.

Die Gefahr von strategisch zu hohen Erstgeboten erfordert somit eine detaillierte Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns durch den Regulator und darüber hinaus wegen des Nicht-Vorliegens der oben angeführten Bedingungen für wettbewerbliche Ergebnisse von Ausschreibungen wohl auch eine – zumindest grobe – *Ex-Post*-Prüfung des resultierenden Preises. Dadurch wird jedoch ein Vorteil des Konzepts, nämlich dass der Regulator auf eigene Kostenschätzungen verzichten kann, abgeschwächt. Es muss an dieser Stelle auch betont werden, dass uns kein europäischer Regulator bekannt ist, der ein ähnliches Konzept für die Regulierung von Erweiterungsinvestitionen verwendet.

### Qualitative Diskussion

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen** – Das Konzept stellt sicher, dass Swissgrid die Preise der öffentlichen Ausschreibung in den Tarifen anerkannt bekommt. Dadurch hat Swissgrid eine hohe Investitionssicherheit.
- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Swissgrid hat den Anreiz, in bilateralen Nachverhandlungen noch zusätzliche Preisreduktionen zu erzielen, wodurch die Kosteneffizienz der Investitionen erhöht wird. Inwieweit jedoch durch bilaterale Nachverhandlungen tatsächliche Kosteneffizienzen gehoben werden können, oder nur vorab „zu hohe“ Preise wieder auf ein angemessenes Niveau gebracht werden, ist jedoch unklar. Es wurde oben diskutiert, dass Swissgrid und die Bieter tendenziell ein Interesse an einem hohen Preis aus der Ausschreibung haben, da beide von den bilateralen Nachverhandlungen profitieren können. Dies ist insgesamt nachteilig zu werten.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Das Konzept lässt die gewählte Technologie bis zum Zeitpunkt der Ausschreibung offen, da nur die

## Swissgrid – Beanreizung von Investitionen

Methodik zur Bestimmung der angemessenen Kosten definiert wird und der Regulator nicht selbst eine Schätzung der Kosten vornimmt. Grundsätzlich ist das Konzept jedoch neutral hinsichtlich der Technologiewahl, da es auch keine expliziten Anreize für eine „innovative“ Technologiewahl enthält.

- **Verteilungswirkung** – Das Konzept ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, dass sowohl Swissgrid als auch die Netzkunden von geringeren Preisen (Kosten) für Erweiterungsinvestitionen profitieren können. Gleichzeitig besteht jedoch das Potential einer negativen Verteilungswirkung für die Netzkunden. Nämlich dann, wenn Swissgrid und die Bieter gemeinsam ihren Gewinn durch strategisches Verhalten maximieren, d.h. ein zu hoher Preis in der Ausschreibung und Aufteilung der Gewinne aus Nachverhandlungen des zu hohen Preises.
- **Praktikabilität und Transparenz** – Das Konzept definiert theoretisch nur die Methodik zur Bestimmung der angemessenen Kosten, ohne dass der Regulator selbst eine Schätzung der Kosten vornehmen muss. Gleichzeitig gilt jedoch, dass die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns aufgrund der strategischen Interessen von Bieter aber auch Swissgrid komplex ist. Weiters ist nicht sichergestellt, dass das Ausschreibungsdesign *per se* das strategische Verhalten der Bieter aber auch von Swissgrid verhindern kann. Der Regulator wird somit nicht um eine *Ex-Post*-Prüfung der resultierenden Preise (Kosten) aus Ausschreibung und Nachverhandlung umhin kommen.

#### 4.2.4 Konzept – Frankreich „Sharing-Mechanismus“

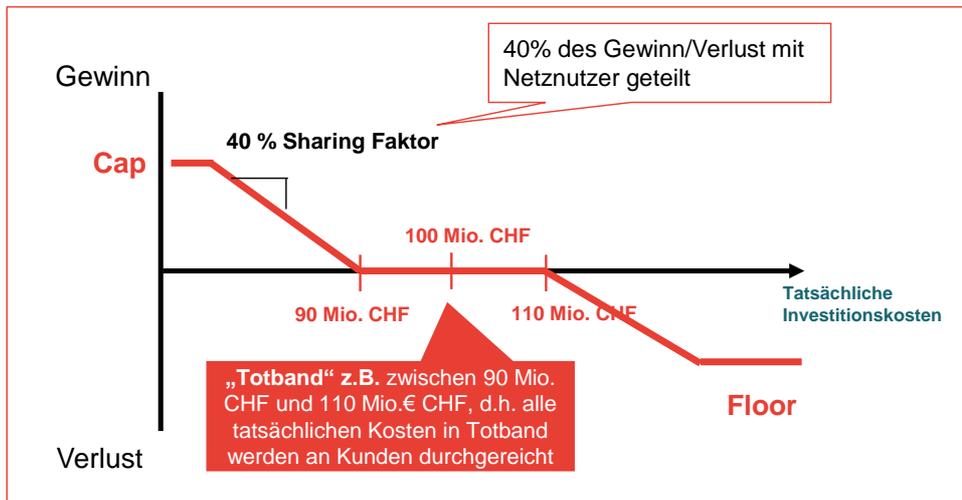
##### *Beschreibung*

In diesem Konzept erfolgt die Beanreizung von Investitionen dadurch, dass Swissgrid von der Unterschreitung von Plankosten für spezifisch definierte Erweiterungsinvestitionen profitieren kann. Gleichzeitig trägt Swissgrid auch das Risiko einer Überschreitung der Plankosten. Die Zielsetzung dieses Konzeptes ist somit, Swissgrid einen Anreiz zu geben, vom Regulator vorgegebene Plankosten zu unterschreiten.

Das Konzept entspricht einem sogenannten „Sharing-Mechanismus“, wobei unterschiedliche Komponenten bestimmt werden müssen (**Abbildung 22**):

## Swissgrid – Beanreizung von Investitionen

Abbildung 22. Ausgestaltung Sharing-Mechanismus



Anmerkung: die 100 Mio. CHF sind als Plankosten zu verstehen.

Quelle: Frontier Economics

- **Referenz(Ziel)wert** – für Investitionskosten. Dieser kann aus einem fixen Wert (z.B. 100 Mio. CHF) oder einer Bandbreite (z.B. 90 Mio. CHF – 110 Mio. CHF) bestehen. Die Bandbreite („Totband“) bewirkt eine Abschwächung des Sharing-Mechanismus, da dieser erst ausserhalb der Bandbreite wirksam wird. Investitionskosten, die innerhalb der Bandbreite liegen, werden an die Kunden in voller Höhe durchgereicht. Der Zweck des Totbandes ist somit, das Risiko für das Unternehmen zu begrenzen. Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass bei der Bestimmung der Plankosten durch die Unternehmen bzw. den Regulator noch immer Unschärfen inkludiert sind. Diese sollen durch das Totband kompensiert werden.
- **Sharing-Faktor** – ist ein *ex ante* definierter Aufteilungsschlüssel für Gewinne/Verluste zwischen dem Unternehmen und den Konsumenten. Beispielsweise bedeutet ein Sharing-Faktor von 40%, dass 40% der Differenz zwischen tatsächlichen Investitionskosten und dem Referenzwert beim Unternehmen verbleibt. Je höher der Sharing-Faktor ist, desto stärker ist der Anreiz.
- **Cap/Floor** – stellen Ober- und Untergrenzen für Gewinne bzw. Verluste dar. Diese werden in der Regel zur Begrenzung der Wirkungsweise eines Sharing-Mechanismus eingezogen.
- **Öffnungsklauseln** – der Referenzwert hängt von *ex ante* getroffenen Annahmen zum spezifischen Projekt ab. Diese Annahmen können sich

jedoch während des Projektverlaufes ändern. Beispielsweise könnten aufgrund strengerer Umweltauflagen weitere Kostenerhöhungen eintreten, die *ex ante* so nicht eingeplant wurden. Damit den Unternehmen dadurch nicht ein zu hohes Risiko entsteht, kann der Sharing-Mechanismus durch Öffnungsklauseln ergänzt werden. Andererseits kann die Wirkung aber auch in die andere Richtung gehen, falls in den Plankosten beispielsweise eine Teilverkabelung vorgesehen war, die dann nicht mehr notwendig wird. Öffnungsklauseln können dabei festlegen:

- Explizite Ereignisse, bei deren Eintreten eine neue Bestimmung des Referenzwertes erfolgt, z.B. falls eine Teilverkabelung vorgeschrieben wird bzw. die Teilverkabelung nicht mehr notwendig ist; sowie
- Explizite Prozesse, die *ex ante* definiert werden, wodurch das Unternehmen eine neue Bestimmung des Referenzwertes beantragen kann, z.B. wenn sich durch vom Unternehmen nicht beeinflussbare Umstände die Investitionskosten um 10% erhöht haben, kann ein Antrag auf Neubestimmung des Referenzwertes gelegt werden.

Die wesentliche Herausforderung für den Regulator bei diesem Ansatz besteht darin, den Referenzwert für die Investitionskosten spezifischer Erweiterungsprojekte zu bestimmen. Dieser Referenzwert kann beruhen auf:

- Kostenschätzungen von Swissgrid;
- Historischen Investitionskosten von Swissgrid und Interpolation der Kosten; sowie
- Kostenschätzung vom Regulator entweder auf Basis der geprüften Angaben von Swissgrid oder Swissgrid unabhängigen Schätzungen (z.B. externen Quellen).

Gleichzeitig sind auch Kombinationen möglich. Beispielsweise könnte der Referenzwert basieren auf der gewichteten Summe der Kostenschätzungen von Swissgrid und des Regulators. Ofgem schlägt im aktuellen Entwurf für die Festlegung der Regulierungsperiode für Stromverteilnetzbetreiber (2015-2022) vor, die zulässigen Kosten aus 75% Kostenschätzungen des Regulators und 25% Kostenschätzungen der Unternehmen zu bestimmen.

Zu Beginn der Einführung eines Sharing-Mechanismus kann durch die Bestimmung einer Bandbreite für Plankosten („Totband“) eine Dämpfung der Wirkung von ungenauen Plankosten bewirkt werden.

### *Qualitative Diskussion*

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

## **Swissgrid – Beanreizung von Investitionen**

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen** – Das Konzept stellt sicher, dass Swissgrid *ex ante* bekannt ist, welche Kosten vom Regulator als angemessen anerkannt werden. Zusätzlich ermöglichen Öffnungsklauseln eine flexible Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen. Einschränkend gilt jedoch, dass sich zu geringe Plankosten (Referenzwerte) ggf. negativ auswirken können. Ein „Totband“, d.h. Bandbreiten für Plankosten kann dem aber entgegenwirken, beinhaltet aber umgekehrt (d.h. wenn es zu weit definiert wird), dass überhöhte Kosten akzeptiert werden. Insofern muss es geeignet auf Basis der Projektrisiken gesetzt werden.
- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Swissgrid hat den Anreiz, die Plankosten zu unterschreiten, wobei die Höhe des Anreizes durch den *Sharing-Faktor* determiniert wird. Je höher dieser angesetzt wird, desto höher ist der Anreiz. Gleichzeitig verstärkt das Downside-Risiko bei Überschreiten der Plankosten Anreizwirkung bezüglich der Effizienz.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Die Plankosten beruhen in der Regel auf einer bestimmten Technologie, wodurch die Technologiefreiheit eingeschränkt wird.
- **Verteilungswirkung** – Das Konzept ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, dass sowohl Swissgrid als auch die Netzkunden von einer Unterschreitung der Plankosten profitieren können. Negative Verteilungseffekte für die Netzkunden sind nur dann zu erwarten, wenn Swissgrid eine zu hohe Festlegung der Plankosten (Referenzwert) strategisch beeinflusst.
- **Praktikabilität und Transparenz** – Die grösste Herausforderung bei der Umsetzung dieses Konzepts stellt die Definition der Plankosten<sup>39</sup> (Referenzwert) sowie der Öffnungsklauseln dar. Sollen nicht zu hohe Plankosten der Regulierung zugrunde liegen, muss der Regulator tendenziell einen relativ hohen Aufwand bei der Analyse der Kosten betreiben. Hinsichtlich der Kostenschätzungen bzw. einer Öffnungsklausel ist jedoch zu bedenken, dass bei einer Anwendung eines Sharing-Mechanismus auf Erweiterungsinvestitionen in einer fortgeschrittenen Projektphase solche Unwägbarkeiten leichter handhabbar sein sollten.

---

<sup>39</sup> Hier hat Swissgrid insbesondere einen Anreiz, systematisch zu hohe Plankosten anzusetzen, mit welchen die Kürzung durch ElCom antizipiert und der Gewinn vergrössert wird.

## 4.2.5 Konzept – Grossbritannien „Menü-Regulierung“

### Beschreibung

Die Menü-Regulierung stellt eine Weiterentwicklung des Sharing-Mechanismus dar. Dabei bietet der Regulator dem Unternehmen verschiedene Kombinationen von Regulierungsparametern, z.B. unterschiedliche Sharing-Faktoren in Abhängigkeit von den Kostenschätzungen des Unternehmens, an. Das Unternehmen wählt im Anschluss selbst die präferierte Kombination aus.

Zielsetzung der Menü-Regulierung ist somit Swissgrid einen Anreiz zu geben:

- *Ex ante* – sollen „effiziente“ Kostenschätzungen abgegeben werden; sowie
- *Ex post* – sollen diese „effizienten“ Kostenschätzungen dann sogar noch unterschritten werden.

Die Menü-Regulierung erfolgt in mehreren Schritten:

- **Schritt 1** – Definition einer Auszahlungsmatrix<sup>40</sup>, welche bestimmt
  - „Einmalzahlung“ – Höhe der einmaligen Bonus/Malus-Zahlung zu Beginn der Regulierungsperiode für „wahrheitsgemässe“ Kostenschätzungen (Plankosten);
  - „*Efficiency rate*“ – Anteil der Kosteneinsparungen, die bei Unternehmen verbleibt.
- **Schritt 2** – Übermittlung der Kostenschätzungen des Unternehmen an den Regulator für eine spezifische Erweiterungsinvestition;
- **Schritt 3** – Regulator bestimmt die zulässigen Kosten für eine spezifische Erweiterungsinvestition; sowie
- **Schritt 4** – Regulator bietet eine Verhältniszahl zwischen der eigenen Kostenschätzung und der des Unternehmens. Diese Verhältniszahl gibt an, wie viel die Kostenschätzungen des Regulators und des Unternehmen voneinander abweichen und determiniert dadurch
  - *Ex ante*: Höhe der „Einmalzahlung“ – je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die Einmalzahlung und *vice versa*;
  - *Ex post*: „*Efficiency rate*“ für Unternehmen – je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die „*Efficiency rate*“ und *vice versa*.

---

<sup>40</sup> Für die detaillierte Auszahlungsmatrix (IQI-Matrix) von Ofgem für National Grid verweisen wir auf **Abschnitt 0**.

Auch bei diesem Ansatz besteht die Herausforderung für den Regulator darin, den Referenzwert für die Investitionskosten spezifischer Erweiterungsprojekte zu bestimmen. Im Vergleich zum Sharing-Mechanismus kommt der Kostenschätzung durch den Regulator noch eine grössere Bedeutung zu, da diese über die Verhältniszahl auch die Einmalzahlung und die „*efficiency rate*“ und somit die Stärke der Anreize für das Unternehmen bestimmt.

Gleichzeitig muss der Regulator entscheiden, wann er seine Kostenschätzung dem Unternehmen mitteilt, welchen Einfluss die Kostenschätzung des Unternehmens auf die des Regulators hat bzw. inwieweit dem Unternehmen die Möglichkeit gegeben wird, die eigenen Kostenschätzungen noch einmal zu aktualisieren. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass Unternehmen tendenziell einen Anreiz haben, die erste Kostenschätzung zu hoch anzusetzen, wenn sie erwarten, dass

- dadurch die Kostenschätzung des Regulators beeinflusst werden kann; und
- eine Aktualisierung der Kostenschätzung in einem späteren Zeitpunkt des Verfahrens zulässig ist.

Dieser Anreiz kann dadurch beschränkt werden, wenn der Regulator sich glaubhaft dazu verpflichtet,

- die Möglichkeit zur Aktualisierung der Kostenschätzungen durch die Unternehmen beschränkt; und
- seine Kostenschätzungen möglichst unabhängig von Angaben der Unternehmen zu bestimmen.

Beides wird in der praktischen Umsetzung nur schwer einzuhalten sein. Beispielsweise erlaubte Ofgem bei der erstmaligen Einführung der Menü-Regulierung den Unternehmen nachträglich eine Aktualisierung der Kostenschätzungen. In Kenntnis der Auszahlungsmatrix und ersten Indikationen der Kostenschätzungen durch Ofgem selbst gaben die Unternehmen erheblich geringere Kosten bei der Aktualisierung an. Im aktuellen Verfahren für Stromverteilnetzbetreiber schlägt Ofgem beispielsweise vor, die von Ofgem gewährten Kosten, welche zur Berechnung der IQI-Verhältniszahl verwendet werden, durch eine gewichtete Summe der Kostenschätzungen der Unternehmen (25%) und von Ofgem (75%) zu bestimmen.

Eine weitere Herausforderung für den Regulator besteht darin, die Auszahlungsmatrix zu bestimmen. Dabei muss der Regulator einen Abtausch zwischen zwei Überlegungen machen:

- die Auszahlungsmatrix sollte ausreichend Anreize haben, dass das Unternehmen von den Anstrengungen zur Verbesserung seiner Kostenschätzung profitiert; und

- die Auszahlungsmatrix sollte das Prognoserisiko des Unternehmens ausreichend berücksichtigen und die Möglichkeiten von exzessiven Gewinnen oder Verlusten limitieren.

Die Auszahlungsmatrix ist anreizkompatibel zu gestalten, was bedeutet, dass es für das Unternehmen immer die dominante Strategie ist, die „wahrheitsgemässen“ Kostenschätzungen an den Regulator zu melden.

Der Regulator muss auch entscheiden, wann die Auszahlungsmatrix dem Unternehmen zur Kenntnis gebracht wird. Im besten Fall ist diese dem Unternehmen bevor es die Kostenschätzungen abgibt bekannt. Die Unternehmen können auf Basis der erwarteten Auszahlungen ihre Anstrengungen zur Verbesserung der Kostenschätzungen optimieren.

Ähnlich wie beim Sharing-Mechanismus kann dieses Konzept durch „Öffnungsklauseln“ entsprechend ergänzt werden.

### Qualitative Diskussion

Bezüglich der in **Abschnitt 3.2.2** angeführten Beurteilungskriterien gilt:

- **Anreizwirkung bezüglich Investitionen** – Das Konzept stellt sicher, dass Swissgrid *ex ante* bekannt ist, welche Kosten vom Regulator als angemessen anerkannt werden. Zusätzlich ermöglichen Öffnungsklauseln eine flexible Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen. Einschränkend gilt jedoch, dass sich zu geringe Plankosten (Referenzwerte) ggf. negativ auswirken können.
- **Anreizwirkung bezüglich Effizienz** – Swissgrid hat den Anreiz, möglichst plausible Plankosten anzugeben und diese dann auch noch zu unterschreiten. Die Höhe der Anreize ist dabei von der Ausgestaltung der Auszahlungsmatrix, d.h. der Kombination von Einmalzahlung und „*efficiency rate*“ abhängig. Gleichzeitig verstärkt das Downside-Risiko bei Überschreiten der Plankosten Anreizwirkung bezüglich der Effizienz.
- **Anreizwirkung bezüglich Technologie** – Die Plankosten beruhen in der Regel auf einer bestimmten Technologie, wodurch die Technologiefreiheit eingeschränkt wird.
- **Verteilungswirkung** – Das Konzept ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, dass sowohl Swissgrid als auch die Netzkunden von einer Unterschreitung der Plankosten profitieren können. Negative Verteilungseffekte für die Netzkunden sind nur dann zu erwarten, wenn Swissgrid eine zu hohe Festlegung der Kostenschätzung durch den Regulator strategisch beeinflusst kann.

## Swissgrid – Beanreizung von Investitionen

- **Praktikabilität und Transparenz** – Bei der Umsetzung dieses Konzepts bestehen unterschiedliche Herausforderungen. Der Regulator muss zunächst eine anreizkompatible Auszahlungsmatrix definieren. Weiters muss der Regulator eine eigene Kostenschätzung machen, die Grundlage für die Höhe der Auszahlungen an Swissgrid ist. Für beides ist tendenziell mit einem relativ hohen Aufwand für den Regulator zu rechnen. Auch hier gilt jedoch hinsichtlich der Kostenschätzungen bzw. einer Öffnungsklausel, dass bei einer Anwendung der Menü-Regulierung auf Erweiterungsinvestitionen in einer fortgeschrittenen Projektphase solche Unwägbarkeiten leichter handhabbar sein sollten.

### 4.3 Handlungsempfehlung – Swissgrid

Für die drei vorgestellten Konzepte lässt sich nachfolgende Handlungsempfehlung ableiten:

- **Konzept „Ausschreibung Plus“** – könnte das Konzept der Wahl darstellen, falls der Hauptfokus auf die Investitionssicherheit bei nur geringen Effizienzanreizen angestrebt wird. Aufgrund der Gefahr von strategischem Verhalten im Ausschreibungsprozess ist jedoch zumindest mittel- bis langfristig nur eine geringe Kosteneffizienzwirkung zu erwarten. Gleichzeitig besteht jedoch auch die Gefahr, dass dies auch schon in der kurzen Frist gilt, weshalb der Regulator bei diesem Konzept trotzdem eine Prüfung der final resultierenden Preise (Kosten) für Investitionen wird vornehmen müssen. **Wir würden das Konzept „Ausschreibung Plus“ aufgrund dieser Überlegungen nicht empfehlen.**
- **Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“** – kann das Konzept der Wahl sein, falls der Anreiz auf Effizienz für spezifische Investitionen verstärkt werden und Regulierungsaufwand begrenzt werden soll. Die Bestimmung der Plankosten als Referenzwert für den Sharing-Mechanismus ist jedoch mit Aufwand durch den Regulator verbunden (ähnliches gilt auch für die Bestimmung einer Öffnungsklausel). Es muss jedoch betont werden, dass dieser Aufwand vergleichbar mit dem Aufwand bei einer *Ex-Post*-Angemessenheitsprüfung der tatsächlich getätigten Investitionskosten ist. Auch in diesem Fall muss der Regulator eine Einschätzung über angemessene Kosten unabhängig von den tatsächlichen Kosten von Swissgrid machen. Aus den internationalen Fallbeispielen zeigt sich, dass die Bestimmung der Plankosten durch Regulierungsbehörden regelmässig durchgeführt wird. **Nach unserer Auffassung stellt das Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ für spezifische Erweiterungsinvestitionen für die Schweiz eine valide Option dar.**

- **Konzept „Grossbritannien – Menü-Regulierung“** – kann das Konzept der Wahl sein, falls zusätzlicher Regulierungsaufwand für die Definition der Auszahlungsmatrix akzeptiert wird. Gleichzeitig muss jedoch betont werden, dass dieses Konzept von der Logik deutlicher komplexer als das Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ und als dessen Weiterentwicklung verstanden werden kann. **Wir würden deshalb empfehlen, das Konzept „Grossbritannien – Menü-Regulierung“ erst dann als mögliches Regulierungsinstrument in Erwägung zu ziehen, nachdem der Regulator und Swissgrid Erfahrung mit dem Konzept „Frankreich – Sharing-Mechanismus“ gesammelt haben.**

## 5 Literaturverzeichnis

- Agrell, Per, Peter Bogetoft und Jørgen Tind, *DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution*, Journal of Productivity Analysis, 23: 171-201, 2005.
- Ai, C. und Sappington, D. (2002), *The Impact of State Incentive Regulation on the U.S. Telecommunications Industry*. Journal of Regulatory Economics 22(2), 133-160.
- Anreizregulierungsverordnung (2013), „Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist“
- BNetzA (2014), *Anlage 1 zum Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr.1 i.V.m. § 10 ARegV für Stromverteilernetzbetreiber*.
- Burns, Phil, Cloda Jenkins, Janine Milzcarek, Christoph Riechmann, *Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29: 2, 99-133, 2005.
- Cambini, C. und Rondi, L. (2010) *Incentive Regulation and Investment: Evidence from European Energy Utilities*. Journal of Regulatory Economics 38(1), 1-26.
- Consentec (2014), *Gutachten zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV für Stromverteilernetzbetreiber*.
- CRE, *Deliberation of the French Energy Regulation Commission of 13 December 2012 deciding on the tariffs for the use of natural gas transmission networks*, 2012.
- DIW Econ (2014), „Datenerfassung und Datenanalyse“ - Erstellung eines Gutachtens im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV. Abrufbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung\\_ARegV/3ter\\_Workshop/Vortrag%20DIW%20Econ,%20Stand%2028.05.2014.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/3ter_Workshop/Vortrag%20DIW%20Econ,%20Stand%2028.05.2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- E-Control, *Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018*, 2013.
- Energy Market Authority, *Appendix 1 – Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage*

*distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015, 2011.*

- Greenstein, S., McMaster, S. und Spiller, P. (1995), *The Effect of Incentive Regulation on Infrastructure Modernization: Local Exchange Companies' Deployment of Digital Technology*. Journal of Economics & Management Strategy 4(2), 187-236
- Klemperer, P. (2005), *Bidding Markets*. A report for the Competition Commission.
- Kwoka, J. und Mulder, M. (2008) *Regulation and Quality of Energy-Distribution networks*. 7th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin.
- Müller, Ch. (2012), *Advancing Regulation with Respect to Dynamic Efficient Network Investments: Insights from the United Kingdom and Italy*. [http://www.wik.org/fileadmin/Aufsaeetze/2012\\_CRNI\\_Mueller\\_Advancing\\_regulation\\_publicated\\_version\\_2012.pdf](http://www.wik.org/fileadmin/Aufsaeetze/2012_CRNI_Mueller_Advancing_regulation_publicated_version_2012.pdf).
- Ofgem, RIIO-T1: *Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas*, Final decision – overview document, 2012.
- Ofgem, RIIO-T1: *Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Cost assessment and uncertainty Supporting Document*, 2012.
- Ofgem, RIIO-GD1: *Final Proposals – Overview*, Final decision, 2012.
- Ofgem, RIIO-ED1: *Draft determinations consultation for the slow-track electricity distribution companies*, Consultation, 2014.
- Poudineh, R. und Jamasb, T. (2013), *Investment and Efficiency under Incentive Regulation: The Case of the Norwegian Electricity Distribution Networks*, EPRG 1306, <http://www.cambridgeprg.com/wp-content/uploads/2013/10/1306-PDF.pdf>.
- Shleifer, Andrei, *A Theory of Yardstick Competition*, RAND Journal of Economics, Vol.16, Nr.3: 319-327, 1985.
- Swissgrid (2014) *Leitfaden für Anbieter – Das Beschaffungswesen bei Swissgrid*.

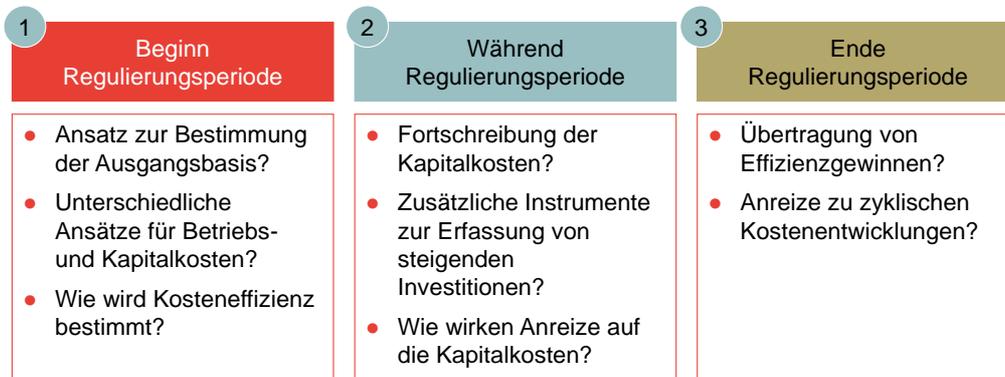




## Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze

In der Analyse der internationalen Fallbeispiele unterscheiden wir verschiedene Phasen bei der Bestimmung und Fortschreibung der Kapitalkosten (bzw. Betriebskosten). Dabei legen wir den Fokus auf jene Regulierungselemente, die direkt bzw. indirekt mit Investitionsanreizen zusammenhängen. Zusätzlich werten wir aus, welche Investitionen, d.h. Erweiterungs- und/oder Ersatzinvestitionen, die Regulierungselemente abbilden sollen. Die Auswahl der internationalen Fallbeispiele richtet sich danach, dass eine Bandbreite von verschiedenen Ansätzen zur Investitionsregulierung dargestellt wird.

**Abbildung 23.** Analyseraster für internationale Fallbeispiele



Quelle: Frontier Economics

Bei den internationalen Fallbeispielen folgen wir dem Analyseraster gemäss **Abbildung 23** und beschreiben dabei drei Phasen:

- Phase 1 zu Beginn der Regulierungsperiode,
- Phase 2 während der Regulierungsperiode und
- Phase 3 am Ende der Regulierungsperiode.

In Abstimmung mit dem BFE wurden folgende Länder für die internationalen Fallbeispiele ausgewählt:

- Deutschland;
- Österreich;
- Norwegen;
- Finnland; und

- Grossbritannien.

Zusätzlich stellen wir für diese Länder noch den Regulierungsrahmen dar, in den die Investitionsregulierung entsprechend eingebettet ist.

## Deutschland

### *Regulierungsumfeld*

Seit 2009 bzw. 2010 unterliegen die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber einer Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), wobei die Struktur des Energiemarktes durch eine hohe Anzahl von Netzbetreibern gekennzeichnet ist. Im Bereich Stromnetze gibt es deutschlandweit 4 Übertragungs- und 889 Verteilnetzbetreiber (Stand: 8/2014), bei Gasnetzen 12 Fernleitungs- und 728 Verteilnetzbetreiber (Stand: 8/2014). Derzeit führt die Bundesnetzagentur eine Evaluierung der Anreizregulierung durch. Eine Regulierungsperiode für die Stromverteilnetzbetreiber dauert jeweils fünf Jahre (die zweite Regulierungsperiode hat im Jahr 2014 begonnen).

### *Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber*

Die Anreizregulierung<sup>41</sup> wirkt auf beeinflussbare Betriebs- und Kapitalkosten. Während einer Regulierungsperiode erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenze durch den Verbraucherpreisindex, die generelle Produktivitätsvorgabe und die effizienzabhängige Produktivitätsvorgabe.

Zur Berücksichtigung steigender Investitionen während einer Regulierungsperiode können zwei Anpassungsinstrumente für unterschiedliche Spannungsebenen beantragt werden – der Erweiterungsfaktor (Nieder- und Mittelspannungsebene) und die Investitionsmassnahme (Hochspannungsebene).

### *Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode*

Zu Beginn einer Regulierungsperiode werden die für die künftige Erlösberechnung relevanten Kosten festgelegt. In Deutschland wird der Photojahr-Kosten-Ansatz verwendet. Grundlage der zulässigen Erlöse für eine Regulierungsperiode sind somit die Kosten eines Photojahres. Dies gilt auch für die Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten). Das Photojahr wird definiert durch die Ist-Werte des Geschäftsjahres, das 3 Jahre vor Start der Regulierungsperiode liegt. So sind beispielsweise für die zweite Regulierungsperiode (2014-2018) Kapital- und Betriebskosten aus 2011 ausschlaggebend. Der Effizienzvergleich erfolgt auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarks.

---

<sup>41</sup> Die wesentlichen Elemente der Anreizregulierung werden in der „Anreizregulierungsverordnung (2013)“ festgelegt.

## Phase 2 – Während der Regulierungsperiode

Die Photojahr-Kapitalkosten (sowie die Betriebskosten) werden innerhalb der Regulierungsperiode jährlich durch den generellen und individuellen Produktivitätsfaktor und den Verbraucherpreisindex angepasst. Dadurch sollen die laufenden Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden. Im Gegensatz dazu müssen Anpassungen der Gesamtkosten in Folge von Erweiterungsinvestitionen separat beantragt werden:

- bei Investitionen in der Nieder- und Mittelspannungsebene durch den **Erweiterungsfaktor**; und
- in der Hochspannungsebene durch die **Investitionsmassnahme**.

In der 1. und 2. Regulierungsperiode wird in Deutschland eine Änderung der Versorgungsaufgabe durch den sogenannten Erweiterungsfaktor erfasst. Bleibt die Versorgungsaufgabe jedoch unverändert bzw. überschreitet die Änderung nicht einen bestimmten Schwellenwert, findet keine weitere Anpassung der Photojahr-Kapitalkosten statt.

Im Mai 2014 wurde in Reaktion auf einige Kritikpunkte der Netzbetreiber der Erweiterungsfaktor angepasst, um neuen Herausforderungen bei der Versorgungsaufgabe gerecht zu werden. Die wichtigsten Änderungen des Erweiterungsfaktors bezogen sich auf:<sup>42</sup>

- Inkludierung dezentraler Erzeugung; und
- Inkludierung von Effekten des Repowerings.

Die modifizierte Formel zur Berechnung des Erweiterungsfaktors auf den Spannungsebenen lautet:<sup>43</sup>

---

<sup>42</sup> Der Erweiterungsfaktor gilt nicht mehr für die Hochspannungsebene – Investitionen auf dieser Ebene werden nun über die Investitionsmassnahme berücksichtigt, da der Übergang zu einem Versorgungssystem mit einem höheren Anteil von erneuerbaren Energien künftig große Investitionen in die Hochspannungsnetze erfordern wird. Es ist denkbar, dass diese durch den Erweiterungsfaktor nicht adäquat abgedeckt würden, was eine nachteilige Wirkung auf die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber haben könnte.

<sup>43</sup> Hierbei gilt:  $EF_{t,Ebene\ i}$  Erweiterungsfaktor der Ebene  $i$  im Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode,  $z_i$  Äquivalenzfaktor der Ebene  $i$ ,  $F_{t,i}$  Fläche des versorgten Gebiets der Ebene  $i$  im Jahr  $t$ ,  $F_{0,i}$  Fläche des versorgten Gebiets der Ebene  $i$  im Basisjahr,  $AP_{t,i}$  Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene  $i$  im Jahr  $t$  (in der Niederspannung auch Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die zugleich Anschlusspunkte sind),  $AP_{0,i}$  Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene  $i$  im Basisjahr (in der Niederspannung auch Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die zugleich Anschlusspunkte sind),  $EP_{t,i}$  Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen der Ebene  $i$  im Jahr  $t$  (inkl. der im Rahmen von Repowering seit dem letzten Basisjahr weggefallenen Einspeisepunkte),  $EP_{0,i}$  Anzahl

$$EF_{t,\text{Ebene } i} = 1 + \frac{1}{2} * \max \left[ \frac{F_{t,i} - F_{o,i}}{F_{o,i}}; 0 \right] + \frac{1}{2} * \max \left[ \frac{(AP_{t,i} + z_i * EP_{t,i}) - (AP_{o,i} + z_i * EP_{o,i})}{(AP_{o,i} + z_i * EP_{o,i})}; 0 \right]$$

und die modifizierte Formel zur Berechnung des Erweiterungsfaktors auf den Umspannebenen:

$$EF_{t,\text{Ebene } i} = 1 + \max \left[ \frac{L_{t,i} - L_{o,i}}{L_{o,i}}; 0 \right]$$

Der Erweiterungsfaktor stellt somit sicher, dass bei einem Anstieg der

- Anschlusspunkte;
- versorgten Fläche;
- Jahreshöchstlast; sowie
- dezentralen Erzeugung

die Gesamtkosten durch einen bestimmten Wert erhöht werden können.

Wegen der erhöhten Investitionen in Hochspannungsnetze ist zusätzlich ab 2013 das Instrument „Investitionsmassnahme“ auch für Verteilnetze relevant. Gleichzeitig wurde der Erweiterungsfaktor auf dieser Ebene abgeschafft. Eine Investitionsmassnahme passt den zulässigen Erlös additiv an und besteht aus Plan-Kapitalkosten sowie einer Betriebskostenpauschale.<sup>44</sup> Die Investitionsmassnahmen sind während der Regulierungsperiode nicht von der Produktivitätsvorgabe betroffen.

### *Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode*

Nach der Regulierungsperiode werden die Ist-Kosten von Investitionsmassnahmen mit den Plankosten verglichen und ein Abgleich der Differenzen durchgeführt. Falls die Investitionsmassnahmen vor dem Photojahr für die nächste Regulierungsperiode auslaufen (Inbetriebnahme der Anlage), werden die Kosten für die Investitionsmassnahme in die Kategorie „beeinflussbare Kosten“ überführt, welche einem Gesamtkostenbenchmarking und Effizienzvorgaben unterliegen. Ein Abgleich der durch den Erweiterungsfaktor zugestandenen zusätzlichen Erlöse sowie den tatsächlichen Gesamtkosten für Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode findet jedoch nicht statt. Effizienzgewinne aus einer Regulierungsperiode können

---

der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen der Ebene i im Basisjahr,  $L_1$  Höhe der Last in der Ebene i im Basisjahr ( $L_0$ ) und im Jahr t ( $L_t$ ).

<sup>44</sup> Die Betriebskostenpauschale beträgt 0,8% der ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten.

ausserdem nicht auf die nächste Regulierungsperiode übertragen werden (kein Carry-Over). *Ex post* werden auch keine Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor mit den Erweiterungsinvestitionen abgeglichen.

### **Aktuelle Entwicklung – Evaluierung der Anreizregulierung**

Gemäss § 33 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist die Bundesnetzagentur verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2014 eine Evaluierung der bestehenden Anreizregulierung durchzuführen und mögliche Anpassungen vorzuschlagen. Die wichtigsten Themen dabei sind:

- Investitionsverhalten der Unternehmen;
- Effizienzentwicklung;
- Versorgungsqualität; und
- Optionen für alternative Regulierungssysteme.

Der Stellenwert der Evaluierung spiegelt sich auch darin wieder, dass die Erhöhung der Investitionsanreize in das aktuelle Regierungsprogramm eingeflossen ist, um den Verteilnetzen die Bewältigung der Energiewende zu erleichtern. Zentrale Vorschläge des Bundesrats und der Landesregierungen beziehen sich insbesondere auf die zeitnahe Durchreichung von Investitionen während der Regulierungsperiode. Die Überlegung ist dabei, dass die Kapitalkosten jährlich auf Basis von Plankosten angepasst werden, die einem *Ex-Post*-Abgleich unterliegen. Dies soll innerhalb der geltenden Regulierungssystematik (inklusive Gesamtkostenbenchmarking) erfolgen. Auf die Anpassung durch den Erweiterungsfaktor und die Investitionsmassnahme könnte dann künftig verzichtet werden.

Die Bundesnetzagentur hat zu diesen Vorschlägen noch keine eindeutige Stellung bezogen. Grundsätzlich gilt, dass eine Durchreichung von Kapitalkosten unter Beibehaltung von Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten ein sehr komplexes System darstellt. Im Rahmen des dritten Workshops zur Evaluierung der Anreizregulierung wurde die Meinung geäussert, dass eine Durchreichung mit Effizienzvorgaben nicht vereinbar ist, am 26. Juni 2014 kündigte der Vize-Präsident von der BNetzA allerdings Veränderungen bei der Berücksichtigung von Investitionen für die 3. Regulierungsperiode an.

In diesem Zusammenhang muss jedoch auch die Diskussion zur Auswirkung der Integration von Erneuerbaren Energien in das Verteilnetz auf die Betriebskosten, insbesondere auf flexibles Einspeisemanagement, gesehen werden. In aktuellen Studien wird darauf hingewiesen, dass die durch ein flexibles Einspeisemanagement induzierten höheren Betriebskosten einen starken Effekt auf vermiedenen Netzausbau haben und somit eine kostengünstigere Integration von Erneuerbaren Energien möglich ist. Dieser Abtausch zwischen Betriebs- und

Kapitalkosten sollte bei der Ausgestaltung von Regulierungsinstrumenten im Auge behalten werden.

## Österreich

### *Regulierungsumfeld*

Die österreichischen Strom- und Gasnetzbetreiber werden seit 2006 von Energie-Control-Austria (E-Control) durch eine Anreizregulierung reguliert. Im Vergleich zur Struktur des Energiemarktes in Deutschland gibt es in Österreich weniger regulierte Unternehmen – im Bereich Strom sind ein Übertragungs- und mehr als 40 Verteilnetzbetreiber betroffen, beim Gas unterliegen drei Fernleitungs- und 18 Verteilnetzbetreiber der Anreizregulierung. Die Regulierungsperiode umfasst ab der dritten Regulierungsperiode (2014-2018)<sup>45</sup> fünf Jahre, in den vorherigen Perioden betragen diese 4 Jahre.

### *Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber*

Ebenso wie in Deutschland wirken auch in Österreich die Anreizkomponenten auf beeinflussbare Betriebs- und Kapitalkosten, wobei die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode durch den Netzbetreiberpreisindex sowie die generelle und effizienzabhängige Produktivitätsvorgabe angepasst wird. Seit der 2. Regulierungsperiode (2010-2013) werden ausserdem steigende Investitionen durch den sogenannten Investitionsfaktor berücksichtigt.

### *Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode*

Wie in Deutschland kommt auch in Österreich ein Photojahr-Kosten-Ansatz zur Anwendung. Grundsätzlich bilden die letztverfügbaren geprüften Ist-Kosten, d.h. zwei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode, (Kapitalkosten und Betriebskosten) die Grundlage für die zulässigen Kosten einer Regulierungsperiode. Für die 3. Regulierungsperiode (2014-2018) wurden jedoch die Kosten aus 2011 herangezogen.<sup>46</sup> Die Photojahrkosten werden einem Gesamtkostenbenchmarking zur Ermittlung der Effizienz unterzogen.

### *Phase 2 – während der Regulierungsperiode*

Die Photojahr-Kapitalkosten werden während der Regulierungsperiode durch den generellen und den individuellen Produktivitätsfaktor sowie den Netzbetreiberpreisindex angepasst.

---

<sup>45</sup> Für die detaillierte Darstellung der 3. Regulierungsperiode (2014-2018) für Stromverteilnetzbetreiber verweisen wir auf: E-Control, *Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018*, 2013.

<sup>46</sup> Aufgrund der Prüfungstätigkeit hat E-Control explizit darauf verzichtet, die letztverfügbaren Ist-Werte aus 2012 für die 3. Regulierungsperiode zu benutzen.

## Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze

Durch den sog. Investitionsfaktor werden die Photojahr-Kapitalkosten um Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode anpasst.

Der Investitionsfaktor löste ab der 2. Regulierungsperiode den Mengen-Kosten-Faktor<sup>47</sup> der 1. Regulierungsperiode ab. E-Control war der Ansicht, dass die zusätzlichen Erlöse aus dem Mengen-Kosten-Faktor nur bedingt eine Relation zu den tatsächlichen Kapitalkosten für Erweiterungen während der Regulierungsperiode aufwiesen. Im Unterschied dazu orientiert sich der Investitionsfaktor an den tatsächlich getätigten Investitionen während der Regulierungsperiode.

In der aktuellen Fassung erfasst der Investitionsfaktor Investitionen mit 2 Jahren Zeitverzug. Generell gilt, dass der Zeitverzug bei Vorliegen von letztverfügbaren Ist-Daten aufgerollt wird, wobei sich die tarifwirksame Aufrollung aus der Differenz zwischen den zwei und vier Jahre zurückliegenden Kapitalkosten ergibt.<sup>48</sup> Die gültige Spezifikation soll in Verbindung mit der Regulierungsformel für die 3. Regulierungsperiode bewirken, dass nur noch individuelle Effizienzabschläge auf „Altanlagen“ bis zum Photojahr der jeweiligen Regulierungsperiode zur Anwendung gelangen. Der Investitionsfaktor,  $IF_t$ , ist in der 3. Regulierungsperiode definiert als<sup>49</sup>:

$$IF_t = CAPEX_{t-2} - CAPEX_{2011} * \prod_{i=2012}^t (1 + \Delta NPI_i) * (1 - X_{gen})^{t-2011}.$$

Zusätzlich werden höhere Betriebskosten während der Regulierungsperiode aufgrund der Zunahme der Netzkunden und der Leitungskilometer durch einen additiven Betriebskostenfaktor erfasst. Dieser wird beispielsweise für 2014 definiert durch:

$$\begin{aligned} BK.Faktor_{2014} = & \\ & (Zählpunkte_{2012} - Zählpunkte_{2011}) \times 74,70\text{€} + \\ & (Systemlänge.NSP_{2012} - Systemlänge.NSP_{2011}) \times 1233,70\text{€} + \\ & (Systemlänge.MSP_{2012} - Systemlänge.MSP_{2011}) \times 1381,80\text{€} + \\ & (Systemlänge.HHSP_{2012} - Systemlänge.HHSP_{2011}) \times 3602,50\text{€} \end{aligned}$$

<sup>47</sup> Beim Mengen-Kosten-Faktor wurden die Gesamtkosten während der Regulierungsperiode durch das gewichtete Mengenwachstum multipliziert mit 50% erhöht. D.h. stiegen die gewichteten Mengen um 2% an, konnten die Gesamtkosten um 1% erhöht werden.

<sup>48</sup> Der Zeitverzug wird allerdings nicht verzinst.

<sup>49</sup> Capex<sub>2011</sub> bestehen aus Abschreibungen und Finanzierungskosten im Photojahres 2011 sowie CAPEX<sub>t-2</sub> aus Abschreibungen und Finanzierungskosten im Jahr t-2. Es muss betont werden, dass es sich bei CAPEX<sub>t-2</sub> jeweils um Gesamtkapitalkosten und nicht nur um den inkrementellen Zugang zwischen t-2 und 2011 handelt. X<sub>gen</sub> ist der generelle Produktivitätsfaktor und NPI der Netzbetreiberpreisindex.

### Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode

In Österreich ist in der 3. Regulierungsperiode kein Carry-Over von Effizienzgewinnen in nachfolgende Regulierungsperioden vorgesehen. Ein solcher fand jedoch in der 2. Regulierungsperiode Anwendung. Der Grund für den Wegfall des Carry-Over liegt in der zu komplexen und wenig transparenten Berechnung. Beim Investitionsfaktor gilt, dass die „Altanlagen“ am Ende der Regulierungsperiode auf das neue Photojahr der nachfolgenden Regulierungsperiode verschoben werden, dabei unterliegen Investitionen bis zum neuen Photojahr dem Gesamtkostenvergleich und individuellen Effizienzvorgaben.

#### Exkurs – Investitionsfaktor und ineffiziente Unternehmen

Der Investitionsfaktor kann in Verbindung mit der allgemeinen Regulierungsformel für ineffiziente Unternehmen zu tendenziell „zu starken“ Abschlägen führen. Dies kann anhand einer illustrativen Darstellung des Zusammenwirkens des Investitionsfaktors mit dem allgemeinen Teil der Regulierungsformel für einen vereinfachenden Fall mit nur zwei Perioden gezeigt werden.

Es gilt:

$$(1) \text{Erlös}_t = (\text{Betriebskosten}_0 + \text{Kapitalkosten}_0) * (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI}) + \text{Investitionsfaktor}_t$$

$$(2) \text{Investitionsfaktor}_t = \text{Kapitalkosten}_t - \text{Kapitalkosten}_0 * (1 - X_{\text{allg}} + \text{VPI})$$

$$(3) \text{Erlös}_t = [(\text{Betriebskosten}_0 + \text{Kapitalkosten}_0) * (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI})] + [\text{Kapitalkosten}_t - \text{Kapitalkosten}_0 * (1 - X_{\text{allg}} + \text{VPI})]$$

Durch Umformen von (3) kann gezeigt werden, dass gilt

$$(4) \text{Erlös}_t = \text{Betriebskosten}_0 * (1 - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}} + \text{VPI}) + \text{Kapitalkosten}_t - \text{Kapitalkosten}_0 * X_{\text{ind}}$$

Die Korrektur der Ist-Kapitalkosten in Periode t hängt somit von der Höhe von  $X_{\text{ind}}$  ab. Dabei gilt:

- **Effizientes Unternehmen** –  $X_{\text{ind}} = 0\%$  und somit keine Korrektur der Ist-Kapitalkosten, d.h. Kostendurchreichung der Ist-Kapitalkosten (KK<sub>t</sub>).
- **Ineffizientes Unternehmen** –  $X_{\text{ind}} > 0\%$  und somit immer eine Korrektur nach unten der Ist-Kapitalkosten (KK<sub>t</sub>). Dies gilt unabhängig davon, ob die Ist-Kapitalkosten durch Effizienzanstrengungen während der Regulierungsperiode gesenkt wurden.

## Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze

## Norwegen

### *Regulierungsumfeld*

In Norwegen ist die Regulierungsbehörde *Norges vassdrags- og energidirektorat* (NVE) für die Anreizregulierung der Stromnetzbetreiber zuständig. Insgesamt unterliegen im Bereich Strom ein Übertragungsnetzbetreiber und mehr als 150 Verteilnetzbetreiber der Regulierung.

Norwegen hat eine lange Regulierungshistorie. So wurde bereits 1991 bis 1996 ein Kosten-Plus-Ansatz verwendet. 1997 wurde eine Anreizregulierung eingeführt. In den ersten beiden jeweils fünfjährigen Regulierungsperioden (1997-2001 und 2002-2006) wurde in der Anreizregulierung eine Erlösobergrenze festgelegt. Seit 2007 wird diese Erlösobergrenze mittels einer Yardstick-Regulierung bestimmt (3. Regulierungsperiode 2007-2012). Derzeit läuft die vierte Regulierungsperiode, die bis 2017 andauert.

### *Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber*

Bei der seit 2007 als Yardstick-Regulierung ausgestalteten Erlösobergrenze werden die zulässigen Erlöse durch eine Gewichtung der tatsächlichen sowie der Normkosten bestimmt, wobei gilt, dass die Anreize auf beeinflussbare Kapital- und Betriebskosten wirken. Die Erlöse werden jährlich rollierend auf Basis von letztverfügbaren Ist-Werten der Betriebs- und Kapitalkosten und einem Gesamtkostenbenchmarking angepasst.

#### *Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode*

Am Beginn einer Regulierungsperiode werden zwei Jahre zurückliegende Ist-Kosten als Basis der Erlösberechnung verwendet. Die Betriebskosten werden auf das Jahr  $t$  mit dem Verbraucherpreisindex indexiert, die Kapitalkosten hingegen werden nicht indexiert.

#### *Phase 2 – Während der Regulierungsperiode*

Während der Regulierungsperiode bilden zwei Jahre zurückliegende rollierende Kapital- und Betriebskosten die Grundlage der Erlösberechnung. Somit wird sichergestellt, dass die Erlöse die Kostenentwicklung während der Regulierungsperiode widerspiegeln.

Der zulässige jährliche Erlös für das Jahr  $t$  ergibt sich aus:

- 40% der Ist-Kosten aus dem Jahr  $t-2$ ;
- 60% der Normkosten aus dem Jahr  $t-2$ ; und

- Differenz zwischen den Kapitalkosten im Jahr  $t$  und den zwei Jahre ( $t-2$ ) zurückliegenden Kapitalkosten.<sup>50</sup>

Letztere Komponente dient zum Ausgleich des Zeitverzugs bei den Kapitalkosten und basiert auf Plankosten.

Die Berechnung der Normkosten erfolgt durch ein dreistufiges Verfahren:

- Jedes Jahr wird ein Gesamtkostenbenchmarking<sup>51</sup> der  $t-2$ -Ist-Daten durchgeführt, aus diesem Vergleich ergibt sich ein Effizienzwert für jedes Unternehmen.
- Die Normkosten werden als tatsächliche Kosten zum Zeitpunkt  $t-2$  multipliziert mit dem im ersten Schritt ermittelten Effizienzwert berechnet.
- Die Normkosten werden anschliessend derart kalibriert, dass die Summe der Normkosten der Summe der tatsächlichen Kosten in  $t-2$  entspricht. Dadurch wird sichergestellt, dass über die gesamte Industrie die zulässige Kapitalverzinsung verdient wird.

Die Berücksichtigung von Investitionen während der Regulierungsperiode unterlag im Verlauf der norwegischen Anreizregulierung einigen Anpassungen. So wurde beispielsweise in der 1. Regulierungsperiode ein Mengen-Kosten-Faktor angewendet, d.h. das Unternehmen durfte die Kosten um die Hälfte einer Mengenveränderung erhöhen. In der zweiten Regulierungsperiode fand ein komplexer Erweiterungsfaktor Anwendung, der von mehreren Faktoren abhängig war:

- Entwicklung von 4 Gebäudekategorien<sup>52</sup>; und
- Temperaturkorrigierte Änderung des Gesamtverbrauchs

Dieser Faktor wurde allerdings von den Unternehmen als zu komplex angesehen und deshalb zugunsten einer rollierenden Kapitalkostenanpassung im Rahmen einer Yardstick-Regulierung abgeschafft. Somit werden die Investitionen ab der 3. Regulierungsperiode zeitnah berücksichtigt und gleichzeitig unterliegen sie einer jährlichen Prüfung der Effizienz durch Benchmarking.

---

<sup>50</sup> Dieser Term hat gewisse Ähnlichkeiten mit dem Investitionsfaktor in Österreich. Der wesentliche Unterschied liegt aber darin, dass hier eine rollierende Anpassung der jährlichen Gesamtkosten durchgeführt wird.

<sup>51</sup> Die Methodik sowie die relevanten Output-Parameter des Gesamtkostenbenchmarking werden zu Beginn der Regulierungsperiode fixiert. Die Regressionskoeffizienten für die *Second Stage Regression* im Gesamtkostenbenchmarking werden jedoch auf Basis der aktuellen Kosten und Output-Daten immer neu bestimmt.

<sup>52</sup> Die Kategorien waren: Haushalt, Kleingewerbe, Freizeithaus und Großgewerbe.

### Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode

Ebenso wie in Deutschland oder Österreich ist auch in Norwegen kein Carry-Over von Effizienzgewinnen in die nachfolgende Regulierungsperiode möglich. Die Ausgestaltung des Systems als Yardstick-Regulierung soll jedoch sicherstellen, dass die Firmen ihre Kosten nicht strategisch „künstlich“ erhöhen, da das Prinzip der Yardstick-Regulierung gerade darin liegt, dass die eigenen Kosten der Unternehmen keinen bzw. nur einen geringen Einfluss auf die zulässigen Erlöse haben sollen.<sup>53</sup>

## Finland

### Regulierungsumfeld

Die Stromnetzbetreiber in Finnland werden durch die Energy Market Authority (EMA) reguliert. Insgesamt unterliegen im Stromsektor ein Übertragungsnetzbetreiber und etwa 90 Verteilnetzbetreiber der Anreizregulierung.

Die finnische Regulierung hat eine lange Regulierungshistorie, zum ersten Mal wurde eine Erlösobergrenze 2005 festgelegt. Seit der zweiten Regulierungsperiode (Anfang 2008) wurde die Dauer einer Regulierungsperiode von drei auf vier Jahre erhöht; momentan läuft die dritte Regulierungsperiode (2012-2015)<sup>54</sup>.

### Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber

Grundlage der Erlösberechnung ist eine von EMA bestimmte „angemessene Rendite“, die die Unternehmen erzielen dürfen. In Finnland werden Betriebs- und Kapitalkosten getrennt reguliert.

Der Regulierungsansatz enthält mehrere Anreizkomponenten:

- Anreize für Betriebskosten auf Grundlage eines Betriebskostenbenchmarkings;
- Anreize für Qualität; und
- Anreize für effiziente Investitionen auf Basis von Referenzkosten.

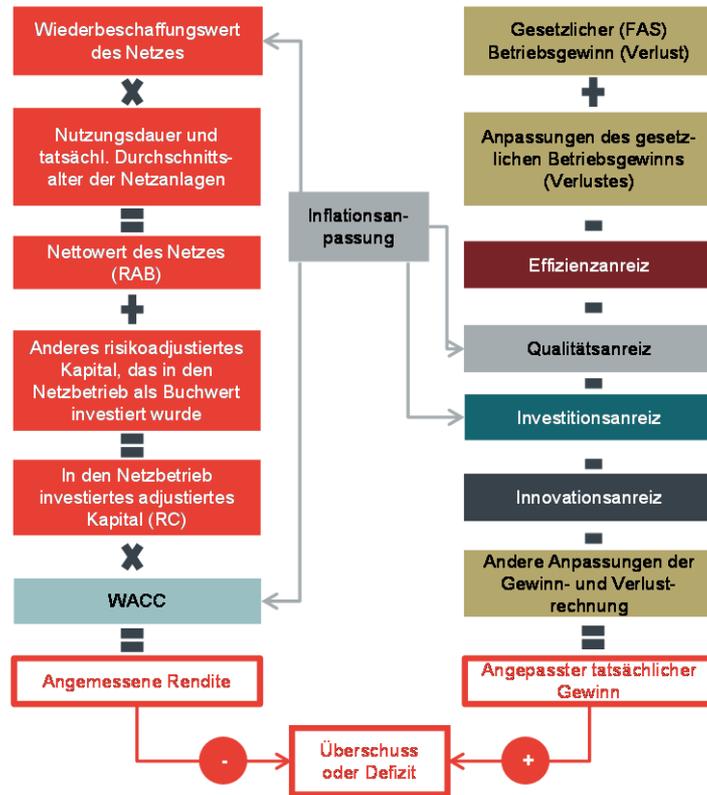
<sup>53</sup> Siehe dazu: Shleifer, *A Theory of Yardstick Competition*, RAND Journal of Economics, Vol.16, Nr.3: 319-327, 1985; Burns et al, *Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29: 2, 99-133, 2005; Agrell/Bogetoft/Tind, *DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution*, Journal of Productivity Analysis, 23: 171-201, 2005.

<sup>54</sup> Für eine detaillierte Darstellung der 3. Regulierungsperiode für Stromverteilnetzbetreiber verweisen wir auf: Energy Market Authority, *Appendix 1 – Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015*, 2011.

Die Regulierung ist derart ausgestaltet, dass zu Beginn der Regulierungsperiode EMA die Methode festlegt, mit der die „angemessene Rendite“ und der „angepasste tatsächliche Gewinn“ berechnet werden (veranschaulicht in **Abbildung 24**). Am Ende der Regulierungsperiode wird dann für jedes Jahr geprüft, ob die „angemessene Rendite“ dem „angepassten tatsächlichen Gewinn“ entspricht. Während der Regulierungsperiode findet keine Überprüfung statt. Die Differenz zwischen der „angemessenen Rendite“ und dem „angepassten tatsächlichen Gewinn“ wird in die nachfolgende Regulierungsperiode übertragen.

Die Berechnung der „angemessenen Rendite“ erfolgt durch die Multiplikation des WACC mit dem regulierten Anlagevermögen (RAB), wobei der RAB die Nettowerte der Anlagen in Betrieb bewertet zu Wiederbeschaffungswerten darstellt. Der „angepasste tatsächliche Gewinn“ wird hingegen auf Basis des EBIT aus der Gewinn- und Verlustrechnung bestimmt, wobei Anreize für Betriebskosten, Kapitalkosten, Qualität und Innovationen berücksichtigt werden. Der Investitionsanreiz besteht dann im Wesentlichen aus der Differenz der Abschreibungen auf Basis der Wiederbeschaffungswerte und den historischen Anschaffungskosten.

Abbildung 24. Anpassung der zulässigen Erlöse in Finnland



Quelle: Frontier Economics

### Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode

Für die Betriebskosten der Regulierungsperiode (2012-2015) wird ein modifizierter Photojahr-Ansatz gewählt, wobei die Kosten der Jahre 2005 bis 2010 gemittelt und auf 2010 indiziert werden („Photojahr“). Die Betriebskosten unterliegen einem Effizienzvergleich.

Die Kapitalkosten folgen hingegen keinem Photojahrsansatz. Es werden stattdessen zur Ermittlung der „angemessenen Rendite“ die Kapitalkosten verwendet, die auf Basis des tatsächlichen physischen Netzbestandes bewertet zu Wiederbeschaffungswerten berechnet werden.

### Phase 2 – Während der Regulierungsperiode

Während der Regulierungsperiode werden die Betriebskosten mit der allgemeinen und individuellen Produktivitätsvorgabe sowie mit dem Verbraucherpreisindex fortgeschrieben. Der Kostenpfad für die zulässigen Kapitalkosten, welcher zur Bestimmung der „angemessenen Rendite“ verwendet wird, berechnet sich auf Basis des tatsächlichen physischen Netzbestandes während der Regulierungsperiode bewertet zu Wiederbeschaffungswerten. Dies bedeutet, dass

eine Erhöhung des physischen Netzbestandes direkt zu höheren Kapitalkosten für die Berechnung der „angemessenen Rendite“ führt. Gleiches gilt auch für Ersatzinvestitionen, welche sich in einer Verjüngung der bestehenden physischen Netzanlagen widerspiegeln und somit in einer Erhöhung des Nettowertes des RAB sowie der Abschreibungen.

Der Investitionsanreiz wird anhand der Differenz zwischen den Abschreibungen auf Basis der Wiederbeschaffungskosten und den Abschreibungen auf Basis der tatsächlichen Anschaffungskosten der Unternehmen bestimmt. Dabei werden die Wiederbeschaffungskosten pro Anlagekategorie<sup>55</sup> in einem Kostenkatalog festgelegt.

### Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode

Am Ende der Regulierungsperiode werden der „angepasste tatsächliche Gewinn“ mit der „angemessenen Rendite“ abgeglichen (Abgleich zwischen den Summen über die Dauer der Regulierungsperiode). Eine Differenz zwischen den beiden Kennzahlen wird in der nachfolgenden Regulierungsperiode entweder an die Unternehmen oder an die Konsumenten weitergegeben.

## Grossbritannien

### Regulierungsumfeld

In Grossbritannien werden die Stromnetzbetreiber<sup>56</sup> durch Ofgem reguliert. Insgesamt unterliegen drei Übertragungs- und 14 Verteilnetzbetreiber der Regulierung (die allerdings insgesamt nur fünf Eigentümer haben). Die Anreizregulierung hat ebenfalls eine lange Historie. Von November 2008 bis Oktober 2010 fand eine Evaluierung der Anreizregulierung (RPI-X@20) statt. Das Ergebnis war das Regulierungsmodell RIIO<sup>57</sup>, das einen besonderen Fokus auf die Steuerung der Unternehmen durch die Outputs legt. 2013 wurde RIIO zum ersten Mal auch auf Gasverteilnetzbetreiber<sup>58</sup> sowie die Strom- und Gasübertragungsnetzbetreiber<sup>59</sup> angewendet, für die Stromverteilnetzbetreiber läuft derzeit die Konsultation<sup>60</sup> für die Regulierungsperiode 2015-2022.

---

<sup>55</sup> Die Tiefbaukosten bei Kabeln werden speziell berücksichtigt.

<sup>56</sup> Ofgem regulierte noch zusätzlich einen Gasfernleitungsbetreiber und 8 Gasverteilnetzbetreiber.

<sup>57</sup> RIIO: Revenues = Incentives + Innovation + Outputs

<sup>58</sup> Ofgem, *RIIO-GD1: Final Proposals – Overview*, Final decision, 2012.

<sup>59</sup> Ofgem, *RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas*, Final decision – overview document, 2012.

<sup>60</sup> Ofgem, *RIIO-ED1: Draft determinations consultation for the slow-track electricity distribution companies*, Consultation, 2014.

## Anhang I – Internationale Fallbeispiele für Stromverteilnetze

## Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber

Die Grundlage der Regulierung bilden Plandaten der Unternehmen zu

- Betriebskosten; und
- Ersatz-/Erweiterungsinvestitionen.

Für die Plandaten erfolgt eine detaillierte Analyse durch Ofgem selbst und/oder externe Berater. So werden beispielsweise technische Berater zur Beurteilung der Ersatzinvestitionen herangezogen. Auf Basis der anerkannten Plankosten werden zulässige Erlöse für 8 Jahre festgelegt. Zusätzlich werden Output-Ziele bestimmt, deren Einhaltung mit einem Bonus/Malus verbunden ist.

### Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode

Am Anfang der Regulierungsperiode übermitteln die Unternehmen Kostenprognosen für 8 Jahre im Voraus an Ofgem zu

- Betriebskosten; und
- Investitionen.

Seit der Einführung von RIIO sind diese Kostenprognosen in Form eines „*well-justified business plan*“ abzugeben, wobei Ofgem 9 grundlegende Prinzipien für den Business-Plan aufgestellt hat. Ofgem entscheidet im Anschluss nach einer Analyse, ob der vorgelegte Business-Plan diesen Prinzipien entspricht, wobei die Dauer der Kostenanalyse etwa 1,5 bis 2 Jahre dauert:

- Wenn ja, werden die Kosten akzeptiert und auf Basis dessen zulässige Erlöse für die Regulierungsperiode bestimmt („*fast tracking*“).
- Wenn nein, fordert Ofgem die Unternehmen zu Nachbesserungen auf, die daraufhin erneut einer Detailanalyse unterzogen werden („*slow tracking*“). Danach werden die korrigierten Kostenprognosen zur Bestimmung der zulässigen Erlöse herangezogen.

Die Stärke der Anreize auf Betriebs- und Kapitalkosten hängt davon ab, inwieweit Ofgem eine Kostenprognose als „*well-justified business plan*“ einstuft. Ein „*well-justified business plan*“ hat sich dabei an 9 Grundsätzen zu orientieren:

- *Focus on output delivery;*
- *Consider secondary deliverables;*
- *Open-minded consideration of available options;*
- *Clear and well-evidenced case for proposals;*
- *Link costs and primary outputs;*

- *Consider the longer term;*
- *Provide value for money; and*
- *Demonstrate effective engagement with a range of stakeholders and working with others.*

### **Phase 2 – Während der Regulierungsperiode**

Die Kapitalkosten während der Regulierungsperiode entsprechen den Werten, die Ofgem zu Beginn der Regulierungsperiode auf Basis von Planwerten festgelegt hat. Dabei findet eine jährliche Indexierung um den Retail Price Index sowie von sog. „*Volume Drivers*“ statt. Letzere beziehen sich in der Regel auf eine Zunahme des physischen Mengengerüsts aufgrund von Änderungen der Versorgungsaufgabe, die zu Beginn der Regulierungsperiode nicht antizipiert wurden.

Zusätzlich stehen den Unternehmen bzw. Ofgem weitere Instrumente zur Verfügung, die eine zu starke Abweichung von den Plankapitalkosten verhindern sollen. Beispielsweise stehen den Unternehmen sog. „*Reopener*“ zur Verfügung, für die Anträge nur in zwei spezifischen Zeitfenstern gestellt werden können.<sup>61</sup> Dieses Instrument ist für *ex ante* festgelegte Ereignisse bestimmt, und ermöglicht die Anpassung der Kosten und Erlösobergrenzen innerhalb der Regulierungsperiode für spezifische Kategorien der Ereignisse. Allerdings muss der Kostenanstieg die „Wesentlichkeitsschwelle“<sup>62</sup> überschreiten und das Unternehmen muss nachweisen, dass die höheren Kosten „effizient“ sind.

### **Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode**

Am Ende der Regulierungsperiode werden die Plan- und Ist-Kosten abgeglichen, wobei die Differenz einem Sharing-Mechanismus unterliegt. Dabei sieht das Instrument zwei Fälle vor:

- Wenn Ist-Kosten < Plankosten, dürfen die Unternehmen einen Anteil an der Differenz behalten (zwischen 40% und 50 %); und
- Wenn Ist-Kosten > Plankosten, müssen die Unternehmen einen Teil der Mehrkosten selbst tragen (zwischen 40% und 50%)

---

<sup>61</sup> In der aktuellen Regulierungsperiode sind das Mai 2015 und Mai 2018.

<sup>62</sup> Mehr als 1% der jährlich zulässigen Erlöse.

## Anhang II – Internationale Fallbeispiele für Übertragungsnetze

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass eine Beanreizung von Investitionen bzw. Kapitalkosten in einigen europäischen Ländern erfolgt. Jedoch gilt auch hier, dass kein einheitlicher Ansatz existiert, sondern europäische Regulatoren unterschiedliche Ansätze verwenden. Dabei kann grob unterschieden werden in:

- **Photojahr Ansatz** – dabei wird auf Basis der Gesamtkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) eines Photojahres für die gesamte Regulierungsperiode ein Kostenpfad für die Gesamtkosten bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen unterhalb dieses Kostenpfades zu bleiben, dann kann die Differenz zwischen Kostenpfad und Ist-Kosten einbehalten werden. Gleichzeitig wird dieser Ansatz in der Regel durch Instrumente ergänzt, die grosse Investitionen separat berücksichtigt. Dieser Ansatz findet in Deutschland, den Niederlanden sowie Norwegen Anwendung.
- **Plankosten Ansatz** – dabei werden auf Basis von Plandaten die Kapitalkosten für die Regulierungsperiode bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen unterhalb dieser Plankosten zu bleiben, dann kann ein Anteil der Differenz zwischen Plankosten und Ist-Kosten einbehalten werden. Dieser Ansatz zur Beanreizung von Investitionen kann entweder alle Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) oder nur einzelne, z.B. strategisch bedeutende, Investitionen erfassen. Dieser Ansatz findet für alle Investitionen in UK und für spezifische Investitionen in Frankreich Anwendung.<sup>63</sup>

Nachdem die Kapitalkosten der Swissgrid im Wesentlichen weiterhin einer Kosten-Plus-Regulierung unterliegen sollen, sind Länder mit einem Photojahr-Ansatz für eine internationale Fallstudie nicht geeignet. Somit verbleiben nur Länder mit einem Plankosten-Ansatz bei der Bestimmung von Kapitalkosten.

In der Folge betrachten wir deshalb:

- **Grossbritannien** – Die zulässigen Kapitalkosten des Übertragungsnetzbetreibers, National Grid, basieren auf Planwerten sowohl

---

<sup>63</sup> Als Variante des Plankosten-Ansatzes kann der Referenzkosten-Ansatz interpretiert werden. Dabei werden die zulässigen Kapitalkosten, welche für die Ermittlung der Erlöse herangezogen werden, auf Basis der physischen Netzanlagen bewertet zu Referenzkosten bestimmt. Gelingt es dem Unternehmen, die tatsächlichen Kapitalkosten unter den Kapitalkosten berechnet auf Basis von Referenzkosten zu halten, dann kann die Differenz einbehalten werden. Dieser Ansatz findet beispielsweise in Spanien, Finnland und Schweden Anwendung.

für Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen. Die Beanreizung erfolgt dabei durch den sog. *Information Quality Incentive Mechanismus*.

- **Frankreich** – In Frankreich werden die Kapitalkosten für Strom- und Gasnetzbetreiber auf Basis von Plankosten festgelegt. Grundsätzlich erfolgt am Ende der Regulierungsperiode ein Abgleich zwischen den Plan- und Ist-Kosten. Liegen die Ist-Kosten beispielsweise unter den Plankosten, so verbleibt die Differenz nicht bei den Unternehmen, sondern sie wird an die Netzkunden weitergegeben. Für einzelne spezifische Investitionen wird dieser Grundsatz jedoch nicht angewandt und die Unternehmen können von der Differenz zwischen den Plan- und Ist-Kosten profitieren. Dies findet beispielsweise für die Gasfernleitungsbetreiber Anwendung.

### Grossbritannien

Wie in **Abschnitt 0** schon dargestellt basiert die Regulierung der Strom- und Gasnetzbetreiber in Grossbritannien auf Planwerten sowohl für Betriebs- als auch Kapitalkosten. Dabei übermitteln die Unternehmen dem Regulator Geschäftspläne für die Regulierungsperiode in denen alle Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen enthalten sind. Der Regulator prüft die Angaben der Unternehmen sehr detailliert und legt auf Basis dieser Prüfung die zulässigen Kosten für die Regulierungsperiode fest.

Damit die Unternehmen einen Anreiz haben keine zu hohen Kostenprognosen zu machen, hat Ofgem den *Information Quality Incentive Mechanism*<sup>64</sup> entwickelt. Durch diesen Mechanismus soll die Informationsasymmetrie zwischen den Unternehmen und Ofgem reduziert werden und den Unternehmen ein Anreiz gegeben werden:

- *Ex ante* effiziente und wahrheitsgemässe Kostenprognosen abzugeben; und
- *Ex post* davon zu profitieren, falls das Unternehmen die von Ofgem geprüften Kostenprognosen dann sogar noch unterschreitet.

Der *Information Quality Incentive Mechanismus* erfolgt in mehreren Schritten:

- **Schritt 1** – Das Unternehmen übermittelt Ofgem Kostenprognosen für die geplanten Investitionen in der nachfolgenden Regulierungsperiode;
- **Schritt 2** – Ofgem macht selbst eine Kostenprognose für die geplanten Investitionen des Unternehmens. Dabei bedient sich Ofgem in der Regel

---

<sup>64</sup> Zu Details für National Grid verweisen wir auf: Ofgem, *RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Cost assessment and uncertainty Supporting Document, Appendix 1 – Operation of the IQI mechanism*, 2012.

externer Berater. Auf Basis dieser eigenen Einschätzungen und der Prüfung der Angaben der Kosten der Unternehmen, bestimmt Ofgem schliesslich die zulässigen Kosten für die Regulierungsperiode;

- **Schritt 3** – Ofgem vergleicht die von den Unternehmen übermittelten Kosten mit den final zulässigen Kosten und bildet daraus eine Verhältniszahl (IQI-Ratio) (z.B. 100% falls die final zulässigen Kosten den Kostenprognosen der Unternehmen entsprechen und >100% falls die Kostenprognosen der Unternehmen über den final zulässigen Kosten liegen); sowie
- **Schritt 4** – Die IQI-Ratio bestimmt die Höhe von
  - „*Additional Income*“ – dabei handelt es sich um eine (positive oder negative) Einmalzahlung zu Beginn der Regulierungsperiode;
  - „*Efficiency Incentive*“ – dabei handelt es sich um den Anteil der Differenz zwischen tatsächlichen Kosten und den final zugestanden Kosten die beim Unternehmen verbleibt. Die Differenz kann dabei sowohl positiv (Anteil am Gewinn) und negativ (Anteil am Verlust) sein.

Die möglichen Kombinationen von *Additional Income* und *Efficiency Rate* wird in einer Matrix abgebildet. Dabei sind die Kombinationen anreizkompatibel ausgestaltet. Das heisst, die Unternehmen bekommen die höchste Auszahlung falls sie „wahrheitsgemässe“ Angaben machen (wobei implizit auch eine Riskoneutralität der Unternehmen bei der Bewertung der Auszahlungen unterstellt wird).

**Abbildung 25.** Information Quality Incentive Mechanismus für National Grid

IQI Ratio	100	105	110	115	120	125	130	135
Efficiency Incentive	50%	49%	48%	46%	45%	44%	43%	41%
Additional income (£/100m)	2.5	1.9	1.2	0.5	-0.3	-1.0	-1.8	-2.6
Rewards & Penalties								
Allowed expenditure	100.00	101.25	102.50	103.75	105.00	106.25	107.50	108.75
Actual Expenditure								
85	10.0	9.8	9.5	9.2	8.8	8.3	7.8	7.2
90	7.5	7.3	7.1	6.8	6.5	6.1	5.6	5.1
95	5.0	4.9	4.8	4.5	4.3	3.9	3.5	3.0
100	2.5	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7	1.4	1.0
105	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.5	-0.8	-1.1
110	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	-2.5	-2.7	-2.9	-3.2
115	-5.0	-4.8	-4.8	-4.7	-4.8	-4.8	-5.0	-5.2
120	-7.5	-7.3	-7.1	-7.0	-7.0	-7.0	-7.1	-7.3
125	-10.0	-9.7	-9.5	-9.3	-9.3	-9.2	-9.3	-9.3
130	-12.5	-12.2	-11.9	-11.7	-11.5	-11.4	-11.4	-11.4
135	-15.0	-14.6	-14.3	-14.0	-13.8	-13.6	-13.5	-13.5
140	-17.5	-17.0	-16.6	-16.3	-16.0	-15.8	-15.6	-15.5
145	-20.0	-19.5	-19.0	-18.6	-18.3	-18.0	-17.8	-17.6

Quelle: Ofgem

Die Wirkungsweise des Mechanismus kann anhand der Werte der IQI-Matrix, welche in der aktuellen Regulierungsperiode (2013-2020) für National Grid

(**Abbildung 25**) verwendet wird, und einem illustrativen Beispiel dargestellt werden.

Das Unternehmen gibt eine Kostenprognose von 100,- ab, die sich mit der Einschätzung des Regulators deckt. Daraus errechnet sich die IQI-Ratio von 100%. Aus **Abbildung 25** ist ersichtlich, dass dies zu Beginn der Regulierungsperiode bedeutet:

- Zulässige Kosten (*Allowed Expenditures*) von 100,-;
- Einmalzahlung (*Additional Income*) von 2,5% der zulässigen Kosten;
- *Efficiency Incentive* von 50%.

Am Ende der Regulierungsperiode stellt sich heraus, dass das Unternehmen die Investitionen zu 90,- und nicht 100,- durchgeführt hat. Somit ergibt sich aus dem IQI-Mechanismus ein Gewinn für das Unternehmen von:

$$(100 - 90) \cdot 50\% + 2,5 = 7,5$$

Es stellt sich die Frage, ob das Unternehmen einen höheren Gewinn erzielen hätte können, falls es zu Beginn der Regulierungsperiode eine zu hohe Kostenprognose, z.B. 110,-, abgegeben hätte und die tatsächlichen Kosten am Ende der Regulierungsperiode nur 90,- betragen. Dies kann aus der Matrix in **Abbildung 25** abgelesen werden. Eine Kostenprognose von 110,- hätte eine IQI-Ratio von 110% bedingt. Das Unternehmen hätte somit erhalten:

- Zulässige Kosten (*Allowed Expenditures*) von 102,50;
- Einmalzahlung (*Additional Income*) von 1,2% der zulässigen Kosten;
- *Efficiency Incentive* von 48%.

Bei tatsächlichen Kosten von 90,- ergibt sich somit ein Gewinn für das Unternehmen von:

$$(102,50 - 90) \cdot 48\% + 1,2 = 7,1$$

Das Unternehmen verliert somit, wenn es zu hohe Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode angibt. Daraus ist ersichtlich, dass das Unternehmen den Anreiz hat, die „Wahrheit“ zu sagen, da sich daraus die höchste Auszahlung ergibt.

Für den IQI-Mechanismus sind folglich zwei Komponenten von wesentlicher Bedeutung:

- **Kostenprognosen des Regulators** – durch die IQI-Ratio werden die Höhe der zulässigen Kosten, die Einmalzahlung sowie der *Efficiency Incentive* bestimmt. Dies bedeutet, dass der Regulator in der Lage sein muss, eigene fundierte Schätzungen zu den Kosten der Unternehmen bzw. eine fundierte Analyse der Kostenangaben der Unternehmen abzugeben. Der Regulator

definiert somit die „Wahrheit“, die die Unternehmen durch den IQI-Mechanismus offenlegen sollen.

- **IQI-Matrix** – Die IQI-Matrix soll sicherstellen, dass für das Unternehmen die dominante Strategie immer die Offenlegung der „wahren“ Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode ist. Die Kombinationen aus zulässigen Kosten, Einmalzahlung sowie *Efficiency Incentives* sind dementsprechend auszugestalten.

### Frankreich – Gas-Fernleitungsnetzbetreiber

Die Regulierung der Kapitalkosten für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt grundsätzlich durch eine Kosten-plus Regulierung auf Basis von Plankosten und einem *Ex-Post*-Plan-/Ist-Abgleich. Der Regulator sieht jedoch für bestimmte Investitionen eine Beanreizung durch einen Aufschlag auf den WACC vor. Dies sind Investitionen zur:

- Beseitigung von wesentliche Engpässe; oder
- Reduktion der Anzahl der Marktzone.

In der aktuellen Regulierungsperiode (2013-16)<sup>65</sup> fallen darunter zwei Investitionen:

- Ausbau der Bourgogne-Pipeline, welche wesentlich für den Zusammenschluss der Nord- und Südmarktzone ist; und
- Dezentrale Odorierung von Gas, um den physischen Gasfluss von Frankreich nach Belgien zu ermöglichen.

Der Aufschlag auf den WACC ist von der Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten abhängig. Dabei gilt:

- Wenn die tatsächliche Investitionskosten in einer Bandbreite von 90% und 110% der geplanten Kosten liegen dann 3% Bonus auf WACC für 10 Jahre;
- Wenn die tatsächlichen Investitionskosten höher als 110% der geplanten Kosten sind, dann
  - 3% Bonus auf WACC für 110% der geplanten Investitionskosten;
  - kein Bonus auf WACC für Kostenteil, der zwischen 110% und 130% der geplanten Investitionskosten liegt; sowie

---

<sup>65</sup> Für Details verweisen wir auf: CRE, *Deliberation of the French Energy Regulation Commission of 13 December 2012 deciding on the tariffs for the use of natural gas transmission networks*, 2012.

- Verzinsung mit Zinssatz für Anlagen in Bau für Kostenanteil, der 130% der geplanten Investitionen übersteigt.
- Wenn die tatsächlichen Investitionskosten geringer als 90% der geplanten Kosten sind, erhalten Unternehmen einen Bonus von 3% über 10 Jahre auf die Differenz der tatsächlichen Kosten und 90% der geplanten Kosten.

Konkrete Informationen, wie der Regulator in Frankreich die Angemessenheit der von den Gasfernleitungsnetzbetreibern angegebenen Plankosten prüft, liegen nicht vor.

## Anhang III – Annahmen zur Modellierung

In der Folge geben wir einen Überblick über die generellen Annahmen, die der Modellierung aller Regime zugrunde liegen.

In die Modellierung fliessen Inputdaten der Unternehmen ein.<sup>66</sup> Hierzu zählen insbesondere Betriebskosten, historische und zukünftige Investitionen und Fremdkapitalkosten. Wie in **Abschnitt 3.2.3** beschrieben unterscheiden wir zwischen zwei Netztypen – einem alten und einem neuen Netz – und zwischen zwei unterschiedlich effizienten Netzbetreibern.

### Zeitraum der Modellierung

Das Modell analysiert für den Zeitraum 2011 bis 2039 für jedes typisierte Regulierungsregime die wichtigsten Finanzkennzahlen (Erlöse, Betriebskosten, Abschreibungen, Fremdkapital etc.). Es wird für alle Konzepte vereinfachend eine Regulierungsperiode von 5 Jahren angenommen. Der Zeitraum 2011 bis 2039 lässt sich demnach in die verschiedenen Regulierungsabschnitte unterteilen:

- Kosten-plus Methodik (Zeitraum 2011-2014)
- 1. Regulierungsperiode (Zeitraum 2015-2019)
- 2. Regulierungsperiode (Zeitraum 2020-2024)
- 3. Regulierungsperiode (Zeitraum 2025-2029)
- 4. Regulierungsperiode (Zeitraum 2030-2034)
- 5. Regulierungsperiode (Zeitraum 2035-2039)

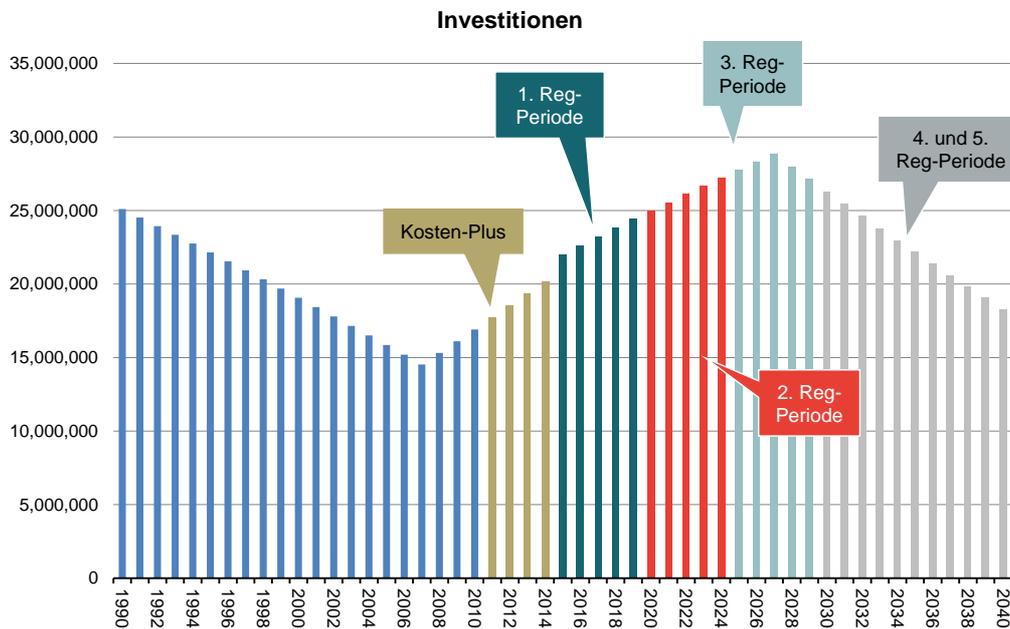
### Investitionszyklen

Die Investitionszyklen berücksichtigen sowohl Ersatzinvestitionen<sup>67</sup> als auch Erweiterungsinvestitionen (in Höhe von zusätzlich 100 km pro Jahr ab 2015) zu einem Preis von 10,000 CHF/km. Die Investitionen werden mit einer Inflationsrate von 0,4% und ab 2015 zusätzlich mit einem Produktivitätsfaktor von 1% indiziert. Die Höhe der Ersatzinvestitionen (in km) unterscheidet sich je nach Alter des Netzes.

---

<sup>66</sup> Hierbei handelt es sich um eine Illustration möglicher Inputdaten und nicht tatsächlich ermittelter Werte konkreter Netzbetreiber.

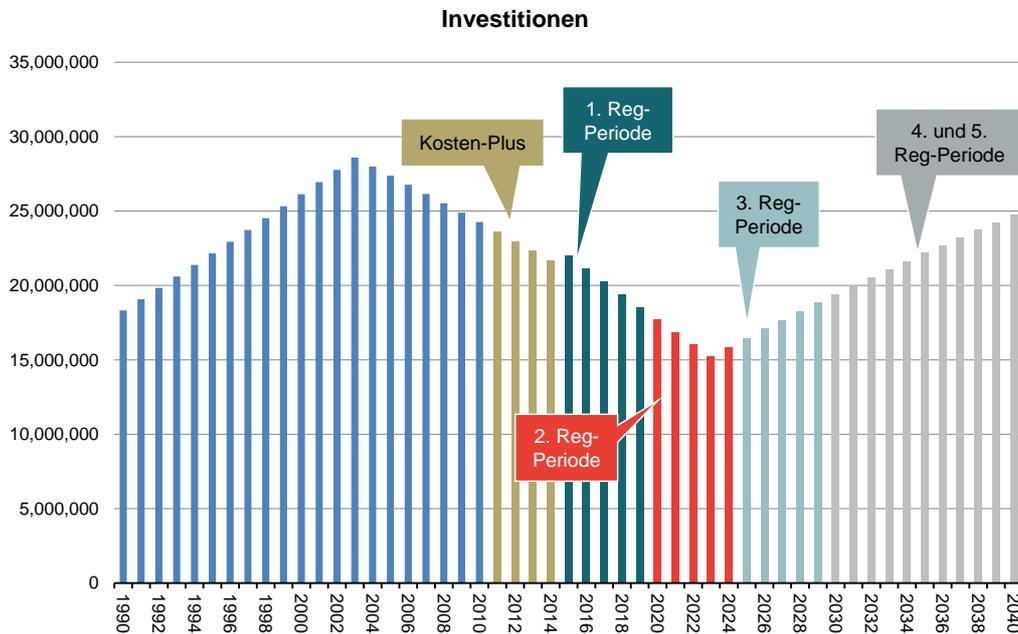
<sup>67</sup> Ersatzinvestitionen zeichnen sich dadurch aus, dass die Summe der investierten km Leitungslänge über einen Zeitraum von jeweils 40 Jahren fixiert ist (90,000 km), unabhängig von dem konkret betrachteten Zeitraum.

**Abbildung 26.** Investitionszyklus für ein altes Netz in CHF

Quelle: Frontier

**Abbildung 26** zeigt einen typischen Investitionszyklus eines alten Netzes. Ein altes Netz ist dadurch charakterisiert, dass grössere Investitionen in das Netz länger zurückliegen und daher verstärkt Investitionen während der Regulierungsperiode notwendig werden. Dies impliziert, dass die Kapitalkosten während der Regulierungsperioden steigen.

Umgekehrt verhält es sich bei einem typischen Investitionszyklus für ein neues Netz (**Abbildung 27**). Hier ist vor kurzem stark in das Netz investiert worden. Dadurch ergeben sich ein niedrigerer Investitionsbedarf in den Regulierungsperioden und somit sinkende Kapitalkosten.

**Abbildung 27.** Investitionszyklus für ein neues Netz in CHF

Quelle: Frontier

Aus den Investitionen können dann Abschreibungen und RAB abgeleitet werden, um die Kapitalkosten für alte und für neue Netze zu berechnen.

### Abbildung der Effizienz

Die Investitionsanreize sind in vielen Regierungssystemen von der Kosteneffizienz des Gesamtsektors<sup>68</sup> und des jeweiligen Netzbetreibers abhängig. Für den generellen X-Faktor berücksichtigen wir im Modell verschiedene Szenarien. Das Modell kann einen generellen X-Faktor von 0%, 1% oder 1,5% abbilden. In der Modellierung wird der generelle X-Faktor aus Vereinheitlichungsgründen nur auf die Betriebskosten angewendet.

Bei der unternehmensindividuellen Effizienz unterscheiden wir im Modell zwei Typen von Netzbetreibern:

- **Effizienter Netzbetreiber** – hierbei handelt es sich um einen Netzbetreiber, der 100% effizient ist.
- **Ineffizienter Netzbetreiber** – hier gehen wir davon aus, dass ein ineffizienter Netzbetreiber mit 80% Effizienz in der

<sup>68</sup> Der generelle X-Faktor spielt bei einer Yardstick-Regulierung, wie sie bspw. in Norwegen zur Anwendung kommt, keine Rolle.

1. Regulierungsperiode startet, seine Ineffizienz aber weiter abbauen kann, so dass er in der 2. Regulierungsperiode 85% Effizienz erreicht und in allen folgenden Regulierungsperioden 90%.

Der individuelle X-Faktor wird auf die Gesamtkosten (d.h. auf Betriebs- und Kapitalkosten) angewendet. Das Modell erlaubt es, hinsichtlich der Periode, in der Ineffizienzen abgebaut werden müssen, zwischen zwei Szenarien zu unterscheiden.

- **Kurze Periode** – Zum einen kann eine kurze Periode ausgewählt werden, in der Ineffizienzen innerhalb von 5 Jahren, was der Dauer einer Regulierungsperiode im Modell entspricht, abgebaut werden sollten (d.h. ein ineffizienter Netzbetreiber hat jeweils 5 Jahre Zeit, seine Ineffizienz abzubauen).
- **Lange Periode** – Zum anderen kann eine lange Periode ausgewählt werden, in der Ineffizienzen zunächst über 2 Regulierungsperioden abgebaut werden dürfen (d.h. ein Netzbetreiber hat in den ersten vier Regulierungsperioden jeweils 10 Jahre Zeit, Ineffizienzen abzubauen und in der letzten Regulierungsperiode 5 Jahre).

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 (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-economics.com](http://www.Frontier Economics-economics.com)