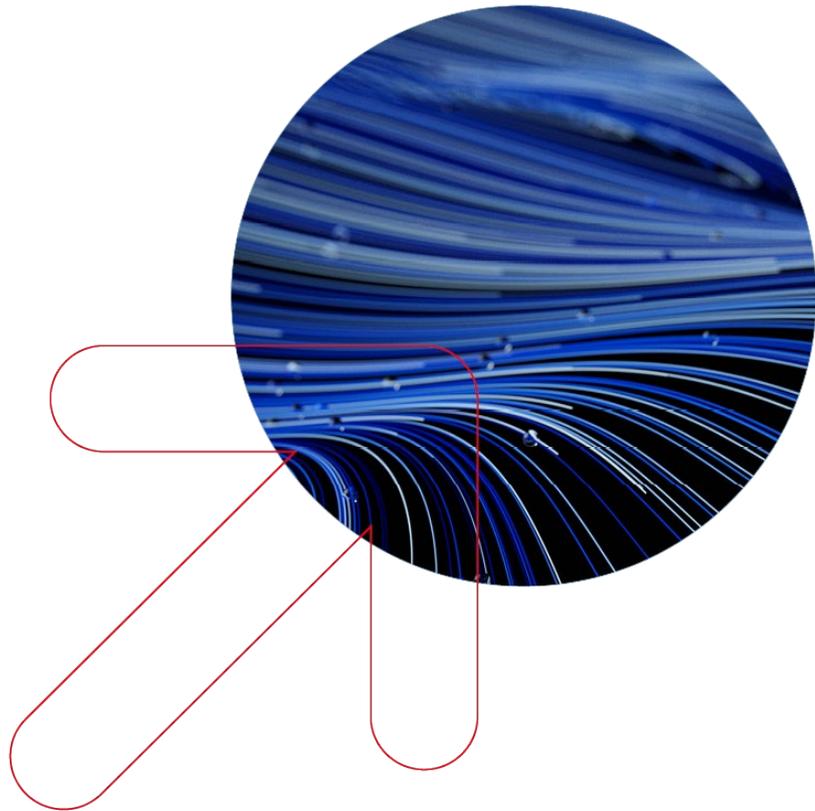


WIK • Diskussionsbeitrag

Nr. 519



---

## Ausgestaltungsmöglichkeiten eines generellen X-Faktors bei der Neugestaltung des deutschen Regulierungsrahmens

Autoren:  
Marcus Stronzik  
Matthias Wissner

# Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef  
Deutschland  
Tel.: +49 2224 9225-0  
Fax: +49 2224 9225-63  
E-Mail: [info@wik.org](mailto:info@wik.org)  
[www.wik.org](http://www.wik.org)

## Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor, Verwaltungs- und Abteilungsleiter	Alex Kalevi Dieke
Direktor, Abteilungsleiter	Prof. Dr. Bernd Sörries
Abteilungsleiter	Dr. Christian Wernick
Abteilungsleiter	Dr. Lukas Wiewiorra
Vorsitzender des Aufsichtsrates	Dr. Thomas Solbach
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

Stand: Januar 2024

ISSN 1865-8997

Bildnachweis Titel: © Robert Kneschke - stock.adobe.com

Weitere Diskussionsbeiträge finden Sie hier:

<https://www.wik.org/veroeffentlichungen/diskussionsbeitraege>

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungen</b>	<b>II</b>
<b>Tabellen</b>	<b>II</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>III</b>
<b>Summary</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Ausgewählte Aspekte des derzeitigen Regulierungsdesigns</b>	<b>3</b>
2.1 Kernaspekte des generellen X-Faktors	3
2.1.1 Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten	4
2.1.2 Mengenänderungen während der Regulierungsperiode	9
2.1.3 „Automatisches“ Heben der Vorgaben im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs	11
2.2 Aspekte mit Bezug zum generellen X-Faktor	12
2.2.1 Zeitverzug	12
2.2.2 Volatile Kosten	13
2.2.3 Funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms	14
2.3 Zwischenfazit	15
<b>3 Österreich als Beispiel für einen Opex-Xgen</b>	<b>17</b>
3.1 Opex- vs. Totex-Xgen	17
3.2 Der Ansatz in Österreich	19
3.3 Implikationen für die deutsche Diskussion	21
<b>4 Optionen zur Weiterentwicklung des Produktivitätsfaktors</b>	<b>23</b>
4.1 Bewertungskriterien	23
4.2 Diskussion der Ansätze	24
4.2.1 Modifizierter Totex-Xgen	24
4.2.2 Opex-Xgen der BNetzA	26
4.2.3 Opex-Inflator	28
4.2.4 Opex-Xgen der Netze BW	30
4.3 Zusammenfassende Übersicht	31
<b>5 Fazit</b>	<b>33</b>

<b>Literatur</b>	<b>34</b>
<b>Anhang</b>	<b>36</b>

## **Abbildungen**

Abbildung 2-1: Fallunterscheidungen	6
-------------------------------------	---

## **Tabellen**

Tabelle 2-1: Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten	5
Tabelle 2-2: Gegenüberstellung von effizienten Kosten und EOG mit Kapitalkostenabgleich	7
Tabelle 2-3: Vergleich von Inflation und Produktivitätsfaktor	8
Tabelle 2-4: Durchschnittliche Effizienzwerte der bisherigen Effizienzvergleiche	11
Tabelle 3-1: Opex- vs. Totex-Xgen	18
Tabelle 4-1: Zusammenfassende Übersicht	32
Tabelle A-1: Realkapitalerhaltung	36
Tabelle A-2: Nettosubstanzerhaltung	37

## Zusammenfassung

Der generelle X-Faktor ist neben dem Effizienzvergleich ein wesentliches Element im Kontext einer Anreizregulierung, die Wettbewerb simulieren will. Der generelle X-Faktor übernimmt dabei die Funktion, dass Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb durch technischen Fortschritt bedingte Produktivitätsveränderungen während einer Regulierungsperiode an die Netzkunden weitergeben.

Im Rahmen dieser Studie wurden mit Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten in Form einer doppelten Inflationierung bzw. einer doppelten Produktivitätsvorgabe sowie Änderungen der Versorgungsaufgabe während einer Regulierungsperiode einige Aspekte näher beleuchtet, die im gegenwärtigen Design der deutschen Anreizregulierung für Energienetze als nicht unproblematisch eingestuft werden können.

Im Hinblick auf mögliche Weiterentwicklungen des Produktivitätsfaktors konnte keiner der in der Diskussion befindlichen Vorschläge als eindeutig vorteilhaft gegenüber den anderen Varianten identifiziert werden. Die Wahl einer möglichen Anpassung hängt entscheidend von der Schwerpunktsetzung und Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien sowie Einschätzungen über die zukünftigen Transformationsprozesse (Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Ausstieg aus dem Erdgas) und Rahmenbedingungen der Netzwirtschaft ab.

Einige Punkte – wie z. B. der der deutschen Anreizregulierung inhärente Zeitverzug sowie der funktionale Zusammenhang beim auf dem Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor basierenden Fortschreibungsterm für die Kosten des Basisjahres – lassen sich unabhängig von der Frage, wie der generelle X-Faktor bestimmt wird und worauf er angewendet wird (operative Kosten oder Gesamtkosten), bereinigen.

Ein Blick nach Österreich offeriert eine weitere bedenkenswerte Modifikation, die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite auf die Kapitalkosten. Im Gegensatz zum derzeitigen Abbaupfad für Ineffizienzen in Deutschland würde sich die effizienzabhängige Rendite unmittelbar auf die Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber auswirken, woraus ein starker Anreiz für effizientes Investitionsverhalten resultieren kann mit entsprechenden Implikationen für die Ausgestaltungsmöglichkeiten beim Produktivitätsfaktor.

Unabhängig von der zukünftigen Ausgestaltung des generellen X-Faktors ist zudem die Wichtigkeit der Beibehaltung eines auf den Gesamtkosten aufsetzenden Effizienzvergleichs herauszuheben. Nur in Verbindung mit dem Effizienzvergleich kann es zu sachgerechten Weiterentwicklungen des generellen X-Faktors kommen.

## Summary

Alongside the efficiency benchmarking, the general X-factor is one of the key elements in the context of incentive regulation that aims to simulate competition. The general X-factor takes over the role of ensuring that network operators, like companies acting on competitive markets, pass on productivity changes caused by technical progress to network customers during a regulatory period.

With regard to the German incentive regulation of energy networks, the design of the general X-factor is currently under review. As part of this study, we analysed in more detail some crucial aspects, such as double adjustments of capital costs (double inflation and double productivity requirements) as well as changes of the supply task of network operators during regulatory periods. These issues can be considered as problematic under the current regime.

With regard to possible adjustments of the productivity factor, none of the proposals under discussion could be identified as clearly favourable compared to the other alternatives. The choice of future adjustments of the general X-Factor depends decisively on the focus and weighting of the evaluation criteria. Furthermore, the future transformation process of the energy sector (decarbonisation, decentralisation, digitalisation and phasing out of natural gas) as well as other framework conditions have to be taken into account.

Some points - such as the time lag associated with the German scheme and the functional form of the update term for the base year costs, which is based on the consumer price index and the productivity factor - can be adjusted independently of the choice of how the general X-factor is determined and to what it is applied (operating costs or total costs).

A look at Austria offers another modification worth considering, the introduction of an efficiency-dependent return on capital costs. In contrast to the current reduction path for inefficiencies in Germany, the efficiency-dependent return would have a direct effect on the return on equity of grid operators, which could result in strong incentives for efficient investment behaviour with corresponding implications for the adjustment options for the productivity factor.

Irrespective of the future design of the general X-factor, the importance of maintaining an efficiency benchmarking based on total costs must also be emphasised. Appropriate further development of the general X-factor can only be achieved in conjunction with such an efficiency benchmarking.

## 1 Einleitung

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, auch als genereller X-Faktor oder kurz Xgen bezeichnet, ist ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Anreizregulierung, der die Betreiber von Strom- und Gasnetzen seit 2009 unterworfen sind. Die Anreizregulierung zielt durch die (temporäre) Entkopplung von Kosten und Erlösen darauf ab, die Betreiber von Energienetzen, die als natürliche Monopole klassifiziert werden können, zu wettbewerbsanalogem Verhalten anzureizen. Der generelle X-Faktor übernimmt dabei die Funktion, dass Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb durch technischen Fortschritt bedingte Produktivitätsveränderungen während einer Regulierungsperiode an die Netzkunden weitergeben.

Bisher war der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in § 9 ARegV geregelt. Während er für die ersten beiden Perioden mit 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Regulierungsperiode in § 9 Abs. 2 ARegV normativ vorgegeben war, wird er mit Beginn der dritten Regulierungsperiode gemäß § 9 Abs. 3 ARegV durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Die bisherigen Festlegungen waren jedoch mit langwierigen Gerichtsverfahren verbunden. Infolge einer Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes aus dem Jahr 2021 zur Stärkung der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden und der Umsetzung in nationales Recht über eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wurde in § 21a Abs. 3 Satz 4 Nr. 7 EnWG eine Ermächtigungsgrundlage geschaffen, die der Bundesnetzagentur (BNetzA) ein weitreichendes Entschließungs- und Auswahlermessen für die Fortführung und Weiterentwicklung des generellen X-Faktors einräumt. Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert)<sup>1</sup> hat die BNetzA einen Konsultationsprozess zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors in Hinblick auf die fünfte Regulierungsperiode gestartet und am 28.08.2024 ein entsprechendes Eckpunktepapier veröffentlicht.<sup>2</sup>

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die wesentlichen Problembereiche der derzeit noch gültigen Regelungen zum generellen X-Faktor zu identifizieren. Ferner sollen die im Eckpunktepapier der BNetzA aufgeführten Anpassungsoptionen analysiert werden, inwiefern sie sich für eine Weiterentwicklung des Produktivitätsfaktors eignen. Aufgrund der laufenden Diskussionen sei als Disclaimer angemerkt, dass es sich zu diesem Zeitpunkt um erste grobe und vor allem vorläufige Einschätzungen handelt und nicht um abschließende Bewertungen. Ziel ist es vor allem, Gedankenanstöße für die künftigen Diskussionen zur Weiterentwicklung des Produktivitätsfaktors zu geben.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 werden zunächst die wichtigsten Aspekte des derzeitigen Regulierungsrahmens untersucht, die in den laufenden Diskussionen teilweise als problematisch eingestuft werden. Kapitel 3 befasst sich mit den Regelungen zum generellen X-Faktor in Österreich. Die Energienetze in Österreich unterliegen ähnlichen Rahmenbedingungen wie die deutschen Netze, wobei die Festlegungen zum

---

<sup>1</sup> Vgl. BNetzA (2024a).

<sup>2</sup> Vgl. BNetzA (2024b).

generellen X-Faktor deutlich friktionsärmer sind als in Deutschland. Daher wird nach möglichen Ansatzpunkten für die deutsche Diskussion gefragt. Kapitel 4 analysiert auf Basis eines Kriterienkataloges die vier Anpassungsoptionen aus dem Eckpunktepapier der BNetzA. Abschließend wird ein kurzes Fazit gezogen.

## 2 Ausgewählte Aspekte des derzeitigen Regulierungsdesigns

In diesem Kapitel werden ausgewählte Aspekte des derzeitigen Regulierungsdesigns hinsichtlich möglicher Anreizprobleme analysiert. Die Auswahl orientiert sich dabei an den laufenden Diskussionen zwischen der Branche und der BNetzA. Abschnitt 2.1 konzentriert sich dabei auf Kernaspekte des Produktivitätsfaktors. Dies sind zum einen mögliche Doppelberücksichtigungen von Inflation und Produktivitätsvorgabe (Abschnitt 2.1.1) und zum anderen Mengenänderungen während der Regulierungsperiode (Abschnitt 2.1.2). Eine implizite Annahme, die mit diesen Analysen verbunden ist, wird in Abschnitt 2.1.3 explizit gemacht. Themen, die nicht unmittelbar im Zentrum des Produktivitätsfaktors stehen, aber einen gewissen Bezug zu diesem aufweisen, werden in Abschnitt 2.2 diskutiert. Neben dem sogenannten (t-2)-Verzug (Abschnitt 2.2.1) werden die volatilen Kosten (Abschnitt 2.2.2) sowie der funktionale Zusammenhang des Fortschreibungsterms des generellen X-Faktors (Abschnitt 2.2.3) behandelt. Abschließend wird ein Zwischenfazit gezogen.

### 2.1 Kernaspekte des generellen X-Faktors

Als Ausgangspunkt wird zunächst die grundsätzliche Systematik des generellen X-Faktors im derzeitigen Regulierungsdesign erläutert. Die Formel für die Erlösobergrenze im Jahr  $t$ ,  $EOG_t$ , lässt sich vereinfachend ausdrücken als

$$(2-1) \quad EOG_t = (C_0^{opex} + C_0^{capex} - C_t^{Abzug}) * (1 - xind_t) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + KKA_t,$$

wobei  $xgen_t = [(1 + xgen)^t - 1]$ .<sup>3</sup>

Die Gesamtkosten (Totex) werden in die Betriebskosten (Opex) und die Kapitalkosten (Capex) aufgesplittet, da sie im Rahmen der Anreizregulierung unterschiedlich behandelt werden. Während die Opex dem Budgetprinzip folgen, unterliegen die Kapitalkosten einem Kapitalkostenabgleich. Budgetprinzip bedeutet, dass die Kosten ausgehend von den Kosten des Basisjahres ( $C_0^{opex}$ ) während der Regulierungsperiode mit der Änderung des Verbraucherpreisindex ( $\frac{VPI_t}{VPI_0}$ ) abzüglich dem generellen X-Faktor ( $xgen_t$ ) inflationiert werden. Zusätzlich müssen noch die individuellen Effizienzvorgaben ( $xind_t$ ) berücksichtigt werden, die sich aus dem vor Beginn der Regulierungsperiode stattfindenden Effizienzvergleich ergeben. Die Kapitalkosten werden während einer Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabgleich jährlich entsprechend den Vorgaben der Netzentgeltverordnungen fortgeschrieben. Kapitalkosten, die nicht mehr anfallen (z. B. aufgrund des Endes der Nutzungsdauer) werden von den Kosten des Basisjahres abgezogen ( $C_0^{capex} - C_t^{Abzug}$ ), während Abschreibungen und die Eigenkapitalverzinsung von Neuinvestitionen über den Kapitalaufschlag ( $KKA_t$ ) unmittelbar Eingang in die Erlösobergrenze erhalten. Auf den verbleibenden Kapitalstock des Basisjahres werden wie bei den

<sup>3</sup> Unter der Annahme, dass der vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegte Wert für den generellen X-Faktor,  $xgen$ , als Prozentwert aufgefasst wird.

operativen Kosten der Verbraucherpreisindex, der generelle X-Faktor sowie der individuelle X-Faktor angewendet. Bei den Kapitalkosten ist zudem zu berücksichtigen, dass Anlagen, die vor dem 1.1.2006 aktiviert wurden, dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung folgen, während Investitionen ab dem 1.1.2006 dem Realkapitalerhaltungsprinzip unterliegen. Bei der Nettosubstanzerhaltung erfolgt die Inflationierung mittels Tagesneuwerten über die Abschreibungen, während auf das gebundene Eigenkapital eine Realverzinsung gewährt wird. Bei der Realkapitalerhaltung erfolgt die Inflationierung hingegen über die Gewährung einer die zukünftige Inflationserwartung enthaltenden Nominalverzinsung, während die Abschreibungen auf den ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten basieren (Buchwerte). Voraussichtlich wird ab der fünften Regulierungsperiode komplett auf das Realkapitalerhaltungsprinzip umgestellt.<sup>4</sup>

Die Funktion des Produktivitätsfaktors besteht in Anlehnung an die intendierte Wettbewerbsanalogie darin, durch technischen Fortschritt bedingte Produktivitätsänderungen während einer Regulierungsperiode an die Netzkunden weiterzugeben. Auf wettbewerblich organisierten Märkten können Unternehmen nur die um den technischen Fortschritt reduzierten Inputpreisänderungen auf die Endkunden abwälzen. Andernfalls würden sie aufgrund überhöhter Preise aus dem Markt ausscheiden. Da die Inflationierung im Rahmen der deutschen Anreizregulierung nicht über einen sektoralen Inputpreis, sondern über den Verbraucherpreisindex geschieht, der einen gesamtwirtschaftlichen Outputpreisindex darstellt, muss der generelle X-Faktor gemäß folgender Differenzenbetrachtung ermittelt werden:

$$(2-2) \quad x_{gen} = (TF^{Netz} - TF^{GW}) + (\Delta IP^{GW} - \Delta IP^{Netz}).$$

Es werden die Differenzen des technischen Fortschritts ( $TF^{Netz}$ ) und der Inputpreisentwicklung ( $\Delta IP^{Netz}$ ) der Netzwirtschaft jeweils in Relation zur Gesamtwirtschaft betrachtet ( $TF^{GW}$  und  $\Delta IP^{GW}$ ). Dies ist erforderlich, um gewissermaßen die durch den VPI bedingten gesamtwirtschaftlichen Verunreinigungen der netzwirtschaftlichen Betrachtungen wieder zu korrigieren.<sup>5</sup>

Hinsichtlich der konkreten Ermittlung werden seitens der Bundesnetzagentur sowohl der Törnqvist-Index als auch der Malmquist-Index verwendet. Während beim Törnqvist eigens erhobene handelsrechtliche Daten der Netzbetreiber zur Anwendung kommen, setzt der Malmquist auf den kalkulatorischen Daten aus dem Effizienzvergleichen auf.<sup>6</sup>

### 2.1.1 Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten

Ein wesentlicher Punkt bei den Diskussionen um den Produktivitätsfaktor sind Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten.<sup>7</sup> Hiermit ist gemeint, dass durch die

<sup>4</sup> Siehe BNetzA (2024b: 9).

<sup>5</sup> Siehe z. B. Liebe et al. (2017), Schmitt und Stronzik (2015) und Stronzik et al. (2023a, 2023b).

<sup>6</sup> Siehe z. B. die Festlegungsentwürfe der Bundesnetzagentur für Strom (BNetzA 2024c) und Gas (BNetzA 2022) für die vierte Regulierungsperiode.

<sup>7</sup> Vgl. z. B. BNetzA (2024b: 8ff.) und Netze BW (2024: 7ff.).

Ausgestaltung der Erlösbergrenzenformel in Verbindung mit der Funktionalität des generellen X-Faktors bestimmte Sachverhalte doppelt berücksichtigt werden. Dies sei anhand eines einfachen Beispiels veranschaulicht. Dabei werden nur die Abschreibungen eines Anlagengutes mit fünfjähriger Nutzungsdauer betrachtet, wobei ein eingeschwungener Zustand angenommen wird.<sup>8</sup> Von Mengenänderungen wird abstrahiert, und es wird von effizienten Investitionen ausgegangen, so dass der individuelle X-Faktor keine Rolle spielt. Alle anderen Kosten bleiben unberücksichtigt. Ferner wird eine konstante Veränderung der Kosten um einen gewissen Prozentsatz  $x$  unterstellt. In Tabelle 2-1 ist der entsprechende Verlauf der Abschreibungen bei  $x = 1\%$  und Realkapitalerhaltung dargestellt.

Tabelle 2-1: Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten

Kostenänderung		1,0%															
Kapitalstock		1000															
Nutzungsdauer		5															
Ersatz p.a.		200															
		Basisjahr RP1					Basisjahr RP2					Basisjahr RP3					
Jahr	Anschaffungswert	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	1.000,00	200	200	200	200	200											
1	1.010,00		202	202	202	202	202										
2	1.020,10			204,02	204,02	204,02	204,02	204,02									
3	1.030,30				206,06	206,06	206,06	206,06	206,06								
4	1.040,60					208,12	208,12	208,12	208,12	208,12							
5	1.051,01						210,20	210,20	210,20	210,20	210,20						
6	1.061,52							212,30	212,30	212,30	212,30	212,30					
7	1.072,14								214,43	214,43	214,43	214,43	214,43				
8	1.082,86									216,57	216,57	216,57	216,57	216,57			
9	1.093,69										218,74	218,74	218,74	218,74	218,74		
10	1.104,62											220,92	220,92	220,92	220,92	220,92	
11	1.115,67												223,13	223,13	223,13	223,13	223,13
12	1.126,83													225,37	225,37	225,37	225,37
13	1.138,09														227,62	227,62	227,62
14	1.149,47															229,89	229,89
15	1.160,97																232,19
16	1.172,58																
17	1.184,30																
18	1.196,15																
19	1.208,11																
20	1.220,19																
<b>Afa-Summe (effiziente Kosten)</b>						<b>1.020,20</b>	<b>1.030,40</b>	<b>1.040,71</b>	<b>1.051,11</b>	<b>1.061,63</b>	<b>1.072,24</b>	<b>1.082,96</b>	<b>1.093,79</b>	<b>1.104,73</b>	<b>1.115,78</b>	<b>1.126,94</b>	<b>1.138,21</b>
Veränderung der effizienten Kosten							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
<b>EOG mit Kapitalkostenabgleich</b>								<b>1.048,99</b>	<b>1.063,66</b>	<b>1.074,30</b>	<b>1.080,78</b>	<b>1.082,96</b>	<b>1.102,50</b>	<b>1.117,92</b>	<b>1.129,10</b>	<b>1.135,91</b>	<b>1.138,21</b>
Abweichung in Prozent von eff. Kosten								0,80%	1,19%	1,19%	0,80%	0,00%	0,80%	1,19%	1,19%	0,80%	0,00%

Quelle: eigene Darstellung.

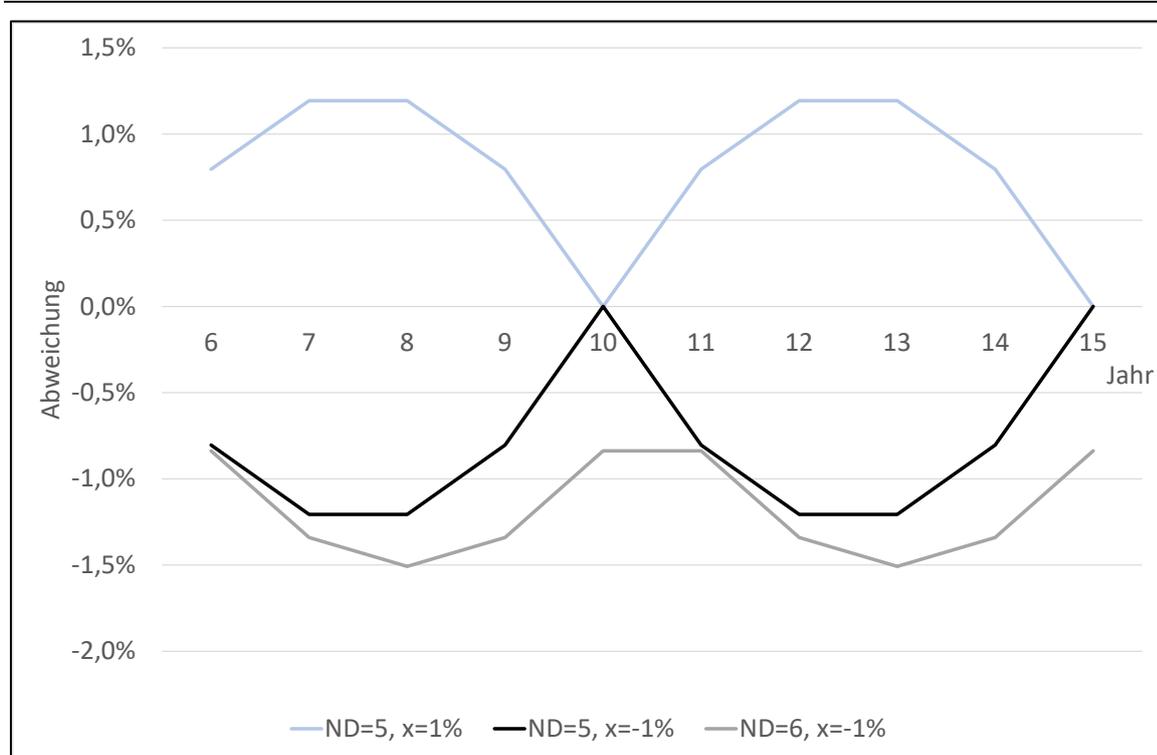
Der Anschaffungswert in der zweiten Spalte steigt kontinuierlich über die Jahre an. Die sich aus den Anschaffungen ergebenden Abschreibungsbeträge sind rechts davon abgetragen. Es sind zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren dargestellt. Die erste Periode beginnt im Jahr 6, die zweite im Jahr 11. Das Basisjahr ist jeweils das Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode. Die Kosten des Basisjahres der ersten Regulierungsperiode (Jahr 5) sind einfach die Summe der in diesem Jahr anfallenden Abschreibungsbeträge. Da von anderen Kosten abstrahiert wird und von effizienten Investitionen ausgegangen wird, entspricht die Summe der Abschreibungen in jedem Jahr zugleich den effizienten Kosten (Zeile „Afa-Summe (effiziente Kosten)“).<sup>9</sup> Die sich ergebende

<sup>8</sup> Im vorliegenden Beispiel könnten dies z. B. fünf identische Anlagengüter sein, die über die Zeit sukzessive angeschafft und bei Ablauf der Nutzungsdauer wieder ersetzt werden.

<sup>9</sup> Dies ist in Tabelle 2-1 exemplarisch für das Jahr 10 mit einer orangen Markierung hervorgehoben.

Erlösobergrenze mit Kapitalkostenabgleich ist in der vorletzten Zeile dargestellt. So werden z. B. im Jahr 13, im dritten Jahr der zweiten Regulierungsperiode, die Abschreibungsbeträge der Jahre 10 bis 12 von den Kosten des Basisjahres (Jahr 10) abgezogen, da ihre Nutzungsdauer im Jahr 13 ausgelaufen ist („Abzug“). Der Restbestand wird entsprechend Formel (2-1) mit  $x = 1\%$  inflationiert. Hinzu kommen die Abschreibungsbeträge aus dem Kapitalkostenaufschlag („KKA“). Seit dem Basisjahr sind dies im Jahr 13 die Abschreibungen aus den Jahren 11 bis 13. Ein Vergleich der effizienten Kosten mit der Erlösobergrenze (EOG) mit Kapitalkostenabgleich zeigt, dass bei einer Kostenänderung von  $1\%$  p.a. die EOG regelmäßig über den effizienten Kosten liegt. Nur im letzten Jahr einer Regulierungsperiode entsprechen sich beide Beträge, was jedoch bei einem Gleichlauf von Nutzungsdauer und Länge der Regulierungsperiode zwangsläufig der Fall sein muss.

Abbildung 2-1: Fallunterscheidungen



Quelle: eigene Darstellung.

Der Verlauf der Abweichungen zwischen EOG mit Kapitalkostenabgleich und effizienten über die zwei betrachteten Regulierungsperioden ist noch einmal in Abbildung 2-1 dargestellt (blaue Linie). Die schwarze Linie stellt den gleichen Fall dar, wenn die Kosten um  $1\%$  sinken ( $x = -1\%$ ). In diesem Fall deckt die EOG nicht die effizienten Kosten. Bei der grauen Linie ist im Vergleich zum zweiten Fall die Nutzungsdauer um ein Jahr verlängert. In diesem Fall bleiben die effizienten Kosten dauerhaft über der Vergütung durch die EOG.

Diese Betrachtungen können in einem weiteren Schritt verallgemeinert werden. Da sich die Kosten  $C_0$  immer um den gleichen Prozentsatz  $x$  ändern, gilt dies auch für die Abschreibungen (Afa). Die Abschreibungen einer Investition in einem Jahr  $t$  können somit auf die Abschreibungen einer Investition aus dem Basisjahr,  $Afa_0$ , bezogen werden:

$$(2-3) \quad Afa_t = Afa_0 \cdot (1 + x)^t.$$

Bei einer Nutzungsdauer von fünf Jahren setzen sich die Kosten des Basisjahres,  $C_0$ , aus den Abschreibungen auf die Investitionen im Basisjahr und den vier Jahren davor zusammen (siehe Spalte 1 in Tabelle 2-2). Die effizienten Kosten im ersten Jahr der Regulierungsperiode setzen sich wiederum aus den Abschreibungen der Investitionen der fünf Jahre zusammen, bei denen die Nutzungsdauer noch nicht überschritten ist. Die EOG mit Kapitalkostenabgleich findet sich in Spalte 3 der Tabelle 2-2. Während die erste Abschreibung des Basisjahres aufgrund des Abzugs entfällt, kommen die Abschreibungen der Investitionen während des ersten Jahres der Regulierungsperiode im Zuge des Kapitalkostenaufschlags (KKA) hinzu. Die anderen Abschreibungen des Basisjahres werden entsprechend Formel (2-1) inflationiert.

Tabelle 2-2: Gegenüberstellung von effizienten Kosten und EOG mit Kapitalkostenabgleich

Kosten im Basisjahr $C_0$	Effiziente Kosten in $t=1$ $C_t = C_0 \cdot (1 + x)^t$	EOG mit KKA in $t=1$ $C_t = (1 + x)^t \cdot (C_0 - \text{Abzug}_t) + KKA_t$
$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-4}$	<b><math>Afa_0 \cdot (1 + x)^{-3}</math></b>	abgezogen
$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-3}$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-2}$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-2}$
$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-2}$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-1}$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-1}$
$Afa_0 \cdot (1 + x)^{-1}$	$Afa_0$	$Afa_0$
$Afa_0$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^1$	$Afa_0 \cdot (1 + x)^1$
		<b><math>Afa_0 \cdot (1 + x)^1</math> (KKA)</b>

Quelle: eigene Darstellung.

Die Terme der effizienten Kosten und der EOG mit Kapitalkostenabgleich entsprechen sich bis auf die beiden rot markierten Terme in Tabelle 2-2. Aus der Gegenüberstellung folgt, dass sich die effizienten Kosten und die EOG mit Kapitalkostenabgleich dann entsprechen, wenn

$$(2-4) \quad Afa_0 \cdot (1 + x)^{-3} = Afa_0 \cdot (1 + x)^1$$

bzw.  $1 = (1 + x)^4$

Dies ist der Fall, wenn  $x = 0$ . Im Rahmen der deutschen Anreizregulierung stellt  $x$  jedoch nichts anderes dar als den Fortschreibungsterm  $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right)$  aus der EOG-Formel (2-1). Es können somit folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- $x > 0$  bzw.  $\frac{VPI_t}{VPI_0} > x_{gen_t}$ : Dies bedeutet, dass die Kosten während der Regulierungsperiode nominal steigen. Die effizienten Kosten liegen unter der EOG mit Kapitalkostenabgleich. Es kommt somit zu einer Überdeckung der effizienten Kosten. In diesem Fall wird oft auch von einer doppelten Inflationierung gesprochen.<sup>10</sup>
- $x < 0$  bzw.  $\frac{VPI_t}{VPI_0} < x_{gen_t}$ : Dies bedeutet, dass die Kosten während der Regulierungsperiode nominal sinken. Die effizienten Kosten liegen über der EOG mit Kapitalkostenabgleich. Es kommt somit zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten. In diesem Fall wird oft auch von einer doppelten Produktivitätsvorgabe gesprochen.<sup>11</sup>

Die Realkapitalerhaltung ist zudem im Rahmen der deutschen Anreizregulierung mit einer gewissen logischen Inkonsistenz verbunden. Auf das Eigenkapital wird ein nominaler Zinssatz gewährt, der für einen Ausgleich der während der Nutzungsdauer zu erwartenden Inflation sorgt. Im Rahmen der Anreizregulierung wird dieser Zins vor Beginn der Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Die Kapitalkosten werden gemäß Formel (2-1) mit dem Fortschreibungsterm  $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - x_{gen_t})$  inflationiert. Dies bedeutet, dass auf die Größe Eigenkapitalverzinsung, die bereits eine Abgeltung zukünftiger Inflationserwartungen beinhaltet, noch einmal ein Inflationsausgleich gewährt wird. Dieser Aspekt kann somit unter die Problematik der doppelten Inflationierung subsumiert werden.<sup>12</sup>

Tabelle 2-3: Vergleich von Inflation und Produktivitätsfaktor

	Gas		Strom	
	$\Delta VPI^{1)}$	$x_{gen}$	$\Delta VPI^{1)}$	$x_{gen}$
RP1	1,65 %	1,25 %	1,68 %	1,25 %
RP2	1,41 %	1,5 %	1,09 %	1,5 %
RP3	1,14 %	0,49 %	1,65 %	0,9 %

Anmerkung: <sup>1)</sup> Bei den durchschnittlichen Inflationsraten ist der bisherige (t-2)-Verzug berücksichtigt.  
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Festlegungen der BNetzA und Daten des Statistischen Bundesamtes.

<sup>10</sup> Vgl. z. B. Netze BW (2024: 11).

<sup>11</sup> Vgl. z. B. Netze BW (2024: 11ff.)

<sup>12</sup> Die Nettosubstanzerhaltung weist dieses Problem nicht auf, da die Inflationierung über die Abschreibungen erfolgt. Hierfür werden vor Beginn der Regulierungsperiode die Anlagengüter mittels Tagesneuwerten bewertet, die eine Inflationierung der Anlagengüter vom Jahr der Anschaffung bis zum Basisjahr vornehmen. Auf dieser Basis werden dann die Abschreibungen und die Eigenkapitalverzinsung mittels eines realen Zinssatzes ermittelt. Die Kapitalkosten auf Basis der Nettosubstanzerhaltung enthalten somit keine zukünftige Inflationserwartung. Während der Regulierungsperiode werden die Tagesneuwerte sozusagen mit dem Fortschreibungsterm fortgeschrieben. Ein numerisches Beispiel zur Gegenüberstellung von Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung ist im Anhang enthalten.

Tabelle 2-3 stellt für die bisherigen drei abgeschlossenen Regulierungsperioden die Werte für den Produktivitätsfaktor den entsprechenden Inflationsraten für diese Perioden gegenüber. Bisher wäre es nur in der zweiten Regulierungsperiode zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten gekommen. Allerdings greift der Kapitalkostenabgleich erst seit Beginn der dritten Regulierungsperiode. Dies war auch die erste Periode, für die die Bundesnetzagentur die Werte für den generellen X-Faktor eigenständig festgelegt hat, während sie vorher normativ durch die ARegV vorgegeben waren. In der dritten Regulierungsperiode lagen die Werte für den Produktivitätsfaktor sowohl bei Gas als auch bei Strom signifikant unter den Inflationsraten. Die EOG dürfte somit bezüglich der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten zu einer Überdeckung der effizienten Kosten beigetragen haben.

### 2.1.2 Mengenänderungen während der Regulierungsperiode

Bei Mengenänderungen während der Regulierungsperiode geht es um die Frage, ob Änderungen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers in dieser Zeit durch die EOG adäquat erfasst werden. Die Versorgungsaufgabe wird im Rahmen des Effizienzvergleichs durch die Outputparameter abgebildet. Es geht mithin um die Erfassung von Änderungen auf der Outputseite. Der Effizienzvergleich analysiert nur den Zustand zu einem gewissen Zeitpunkt nicht jedoch deren Veränderung über die Zeit. Ferner geht es im vorliegenden Kontext nicht um kurzfristige Schwankungen, sondern um dauerhafte (persistente) Änderungen des Outputs bzw. Trendentwicklungen.

Die Wirkungsweise kann anhand der Regulierungsformel (2-1) intuitiv abgeleitet werden.<sup>13</sup> Es wird ein Kostengerüst des Basisjahres mittels des Terms  $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right)$  fortgeschrieben. Der Fortschreibungsterm in der EOG ist angelehnt an Bernstein und Sappington (1999), deren Ableitungen für ein Price Cap erfolgten, so dass sich entsprechende Ableitungen hinsichtlich der Entwicklung des Basiswertes auf die Stückkosten beziehen. Hinter den Kosten des Basisjahres in der EOG steht jedoch auch ein bestimmtes Mengengerüst an Inputfaktoren, das somit implizit über die Regulierungsperiode grundsätzlich als stationär angenommen wird. Allerdings gehen Trendentwicklungen beim Output in der Regel einher mit persistenten Änderungen auf der Inputseite. Dies bleibt im Kontext der EOG daher (teilweise) unberücksichtigt. Ein positiver Trend mit einem steigenden Outputniveau<sup>14</sup> führt in der Folge tendenziell zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten, während ein negativer Trend mit einem sinkenden Outputniveau<sup>15</sup> tendenziell zu einer Überdeckung führt. Die Wirkung ist daher reziprok zu der in Abschnitt 2.1.1 behandelten Doppelberücksichtigung.

<sup>13</sup> Eine formale Herleitung ist in Pfrommer (2022) zu finden.

<sup>14</sup> Dies ist ein zu erwartendes Szenario für den Stromsektor z. B. aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors.

<sup>15</sup> Dies ist eher ein Szenario für die Gasnetze aufgrund des geplanten Ausstiegs aus Erdgas (Dekarbonisierung). In diesem Kontext ist derzeit noch offen, welchen Einfluss der Umstieg auf Wasserstoff haben wird.

Diese Schlussfolgerung gilt jedoch nur für die Kosten, die dem Budgetprinzip unterliegen – die Opex. Bei den Kapitalkosten wird durch den Kapitalkostenabgleich eine Änderung von Inputmengen infolge einer persistenten Outputänderung berücksichtigt. Bei einem positiven Trend kommt es sukzessive zu einem Aufwuchs der realen Capex, da die Menge an Kapitalgütern im Kapitalkostenaufschlag die Menge an Gütern, die aus der Nutzungsdauer fallen und von den Kosten des Basisjahres abgezogen werden, übersteigen. Ein negativer Trend hat eine Reduktion der realen Capex zur Folge, da abgeschriebene Anlagengüter nicht mehr vollständig ersetzt werden und über den Kapitalkostenabzug von den Kosten des Basisjahres abgezogen werden. Die Problematik betrifft daher im derzeitigen Rahmen nur die operativen Kosten.

Bei eventuellen Korrekturmaßnahmen sollten einige Aspekte berücksichtigt werden.<sup>16</sup> Zum einen sollten möglichst exogene Faktoren zur Erfassung der Mengenänderungen verwendet werden. Wenn Netzbetreiber einen Einfluss auf die Bestimmungsgrößen (endogene Faktoren) haben, kann es zu Anreizverzerrungen kommen.<sup>17</sup> Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV, der ab der dritten Regulierungsperiode durch den Kapitalkostenabgleich abgelöst wurde, sollte genau der Problematik der Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode Rechnung tragen. Er fußte überwiegend auf exogenen Faktoren und war grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet. Es blieb den Netzbetreibern überlassen, ob sie der geänderten Versorgungsaufgabe eher kapitalintensiv oder betriebskostenlastig begegnet sind. Die Abschaffung war u.a. der nicht ausreichenden Zielgenauigkeit des Instrumentes geschuldet.<sup>18</sup>

Zum anderen handelt es sich bei Netzbetreibern um natürliche Monopole, die sich durch sinkende Durchschnittskosten im relevanten Bereich der Nachfrage auszeichnen. Daraus folgt, dass eine einfache lineare Transformation einer Änderung der Versorgungsaufgabe in eine entsprechende Kostenanpassung unter Umständen problematisch ist. Unter der Annahme sinkender Durchschnittskosten führt ein positiver Trend (steigender Output) zu unterproportionalen Kostensteigerungen, da höhere Outputs mit geringeren Durchschnittskosten verbunden sind. Ein negativer Trend (sinkende Outputs) bedingt hingegen unterproportionale Kostensenkungen, da ein Teil der Outputreduktion durch höhere Durchschnittskosten kompensiert wird. Daher wäre zu prüfen, ob bei einer eventuellen Korrektur ein Dämpfungsfaktor für die Änderung der Versorgungsaufgabe eingebaut werden sollte.<sup>19</sup>

---

<sup>16</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass das Regulierungskonto keinen Ausgleich für Trendentwicklungen bietet. Das Regulierungskonto dient im Rahmen der Kalkulation von Netzentgelten, die auf Basis der EOG und prognostizierten Absatzmengen bestimmt werden, zur Korrektur von Prognoseunsicherheiten bei den Absatzmengen. Mehrererlöse in einer Periode führen zu entsprechenden Mindererlösen in den Folgejahren und vice versa. Es geht somit um eine Glättung rein temporärer Effekte.

<sup>17</sup> Dies ist analog zur Diskussion der Wahl der Outputparameter beim Effizienzvergleich. Auch dort ist eines der Kriterien die Exogenität. Vgl. z. B. Frontier Economics (2023: 45).

<sup>18</sup> Vgl. BNetzA (2015: 136ff.).

<sup>19</sup> Dies könnte z. B. durch die Multiplikation der Mengenänderung mit einem Parameter erfolgen, dessen Wert kleiner als Eins ist (z. B. 0,9). Da sich die Einschätzung sinkender Durchschnittskosten auf die Gesamtkosten eines Netzbetreibers bezieht, ist zudem zu prüfen, ob dies auch für die operativen

### 2.1.3 „Automatisches“ Heben der Vorgaben im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs

Die bisherigen Analysen erfolgten unter der impliziten Annahme, dass die Vorgaben aus dem Fortschreibungsterm, die Realisierung des technischen Fortschritts sowie die Weitergabe an die Endkunden, auch bei den im Rahmen des Kapitalaufschlags neu hinzukommenden Anlagengütern umgesetzt werden.<sup>20</sup> Wie aus Formel (2-1) ersichtlich wird, werden diese zunächst ohne Vorgaben eins zu eins in die EOG eingestellt und somit unmittelbar erlöswirksam. Es besteht somit zunächst kein unmittelbarer Anreiz für die Netzbetreiber, diese Vorgaben umzusetzen. Um einen entsprechenden Anreiz für die Umsetzung zu setzen, sind zwei Voraussetzungen essenziell. Zum einen muss eine hinreichend hohe Aufdeckungswahrscheinlichkeit für ineffizientes Investitionsverhalten gewährleistet sein. Zum anderen muss eine wirksame Sanktionierung erfolgen. Die Aufdeckungswahrscheinlichkeit für ineffizientes Investitionsverhalten wird maßgeblich durch das Design des Effizienzvergleichs beeinflusst. Ein adäquates Design ist gegeben, wenn das Verfahren trennscharf zwischen effizienten und nicht effizienten Netzbetreibern unterscheiden kann.

Tabelle 2-4: Durchschnittliche Effizienzwerte der bisherigen Effizienzvergleiche

	RP1	RP2	RP3	RP4
Gas	87,5 %	89,97 %	93,46 %	92,55 %
Strom	87,5 %	96,14 %	96,69 %	97,01 %

Quellen: [Bundesnetzagentur - Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber](#) für Gas und [Bundesnetzagentur - Effizienzvergleich](#) für Strom

In Tabelle 2-4 sind die von der BNetzA veröffentlichten gemittelten Effizienzwerte für die bisherigen Effizienzvergleiche für Gas und Strom dargestellt. Insbesondere die Ergebnisse für die Stromnetzbetreiber werfen die Frage auf, ob der stetige Anstieg und die Annäherung an die 100 % auf eine mangelnde Trennschärfe des Effizienzvergleichs oder die Funktionsfähigkeit der Anreizregulierung zurückzuführen ist.<sup>21</sup> Diese Frage bedarf weitergehender Analysen und muss an dieser Stelle unbeantwortet bleiben.

Im deutschen Regime werden die aufgedeckten Ineffizienzen über den individuellen X-Faktor und einen Verteilungsfaktor in einen Abbaupfad überführt. Die festgestellten Ineffizienzen müssen erst zum Ende der Regulierungsperiode vollständig abgebaut sein. Daraus folgt, dass sich Ineffizienzen nicht unmittelbar auf die Eigenkapitalverzinsung

---

Kosten seine Gültigkeit behält, wenn der Kapitalkostenabgleich beibehalten und die Anpassung nur auf die Opex bezogen werden soll. Einfache Linearitätsanpassungen sollten nichtsdestotrotz stets kritisch hinterfragt werden.

<sup>20</sup> Siehe z. B. Tabelle 2-1. Diese Annahme ist auch wesentlich für die Analysen in Pfrommer (2022), Pfrommer und Kanberger (2023), Pfrommer und Streb (2023) sowie Netze BW (2024).

<sup>21</sup> Im Rahmen von Anreizregulierungsregimen wird allgemein erwartet, dass sich alle Unternehmen über die Zeit der Effizienzgrenze annähern. Vgl. z. B. Poudineh und Jamasb (2015).

auswirken. Können die Netzbetreiber den Abbaupfad realisieren, kommt es zu keiner Minderung der Eigenkapitalrendite. Zumindest ein Teil der Ineffizienzen wird somit durch die Netznutzer gezahlt.

Inwiefern die beiden Voraussetzung für eine wirksame Anreizsetzung zur Umsetzung der Vorgaben im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs im deutschen Kontext erfüllt sind, kann somit nicht eindeutig mit „Ja“ beantwortet werden.

## 2.2 Aspekte mit Bezug zum generellen X-Faktor

### 2.2.1 Zeitverzug

Der deutschen Anreizregulierung ist hinsichtlich der (VPI-Xgen)-Anpassung ein Zeitverzug von zwei Jahren immanent. Dies wird auch häufig als (t-2)-Verzug bezeichnet.<sup>22</sup> So ist z. B. in § 8 ARegV geregelt, dass für die EOG im Jahr t der VPI aus (t-2) anzuwenden ist. Dies führt zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten bei nominal steigenden Kostenverläufen, während es zu einer Überdeckung bei nominal sinkenden Kostenverläufen kommt. Die Wirkung ist somit reziprok zu der in Abschnitt 2.1.1 behandelten Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten.

Grundsätzlich kann dem Zeitverzug durch die Verwendung eines aktuelleren Wertes für den VPI und eine entsprechende Anpassung der Kosten des Basisjahres auf das Startjahr der Regulierungsperiode begegnet werden. Eine mögliche Anpassung sei anhand der vierten Regulierungsperiode Strom veranschaulicht. Der Start war am 1.1.2024 und das Basisjahr 2021. Die EOG fußt somit grundsätzlich auf Kosten der Netzbetreiber aus 2021,  $C_{2021}$ . Diese könnten mit der Änderung des VPI und dem ermittelten Wert für den generellen X-Faktor gemäß folgender Formel auf das Startjahr angepasst werden und bilden somit die adjustierten Kosten des Basisjahres,  $C_0^{adj}$ .<sup>23</sup>

$$(2-5) \quad C_0^{adj} = C_{2024}^{Start} = C_{2021} \cdot \prod_{t=2022}^{2023} (1 + \Delta VPI_t - xgen).$$

Die Daten aus dem Basisjahr beziehen sich in der Regel auf den 31.12. 2021. Somit wären nur Anpassungen für 2022 und 2023 erforderlich, da ab 2024 wieder die EOG-Formel greift.

Hinsichtlich der Verwendung aktuellerer Werte für den VPI gibt es zumindest zwei Restriktionen. Zum einen wird der VPI vom Statistischen Bundesamt immer mit einem gewissen Zeitverzug veröffentlicht, so dass Jahreswerte in der Regel erst im Frühjahr des darauffolgenden Jahres vorliegen. In diesem Kontext könnte für das Jahr am aktuellen Rand auf die monatlichen Veröffentlichungen für den VPI zurückgegriffen werden mit entsprechenden Hochrechnungen oder Prognosen auf das Jahr, um näher an das Startjahr der

<sup>22</sup> Vgl. z. B. Pfrommer und Kanberger (2023).

<sup>23</sup> Auf die im Vergleich zu Formel (2-1) abgewandelte Ausgestaltung des Fortschreibungsterm wird in Abschnitt 2.2.3 eingegangen.

Regulierungsperiode zu gelangen. Zum anderen ist auf das Timing der nachgelagerten Marktprozesse zu achten. Aus der EOG werden entsprechende Netzentgelte ermittelt, auf deren Basis Lieferanten nachfolgend ihre Kalkulationen für entsprechende Tarife für Endkunden aufsetzen.

Zumindest theoretisch lässt sich der Zeitverzug entsprechend beheben, wobei dies unabhängig von Anpassungen beim Produktivitätsfaktor erfolgen kann. Inwiefern dies auch praktisch möglich ist, wäre anhand der bestehenden Prozesse zu eruieren.<sup>24</sup>

### 2.2.2 Volatile Kosten

Ein weiterer Diskussionspunkt sind die volatilen Kosten, die auch explizit von der BNetzA in ihrem Eckpunktepapier zum Produktivitätsfaktor angesprochen werden.<sup>25</sup> Bei den volatilen Kosten handelt es sich im Wesentlichen um Kosten für Treibenergie bei Gas und Verlustenergiekosten bei Strom. Diese Positionen sind durch besonders volatile Preisentwicklungen charakterisiert. Um Netzbetreiber nicht einem zu hohen Risiko infolge der Preisschwankungen auszusetzen, werden die Preise für diese Posten im Rahmen der EOG durch den zusätzlichen Term  $(VK_t - VK_0)$  vollständig exogenisiert. Eine entsprechende Ergänzung von Formel (2-1) resultiert in:

$$(2-6) \quad EOG_t = (C_0^{opex} + C_0^{capex} - C_t^{Abzug}) * (1 - xind_t) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + KKA_t + (VK_t - VK_0),$$

wobei  $VK_0 = x_0 \cdot p_0$  die volatilen Kosten des Basisjahres sind, die sich aus der Mengenkomponekte  $x_0$  und der Preiskomponekte  $p_0$  zusammensetzen.  $VK_t = x_t \cdot p_t$  ist die Mengenkomponekte des Basisjahres bewertet mit den Preisen des Betrachtungsjahres,  $p_t$ .

Die volatilen Kosten,  $VK_0$ , sind zudem Bestandteil der operativen Kosten des Basisjahres,  $C_0^{opex}$ . Dies führt dazu, dass die volatilen Kosten zum einen mit dem Fortschreibungsterm während der Regulierungsperiode inflationiert werden. Zum anderen wird die EOG über den Term  $(VK_t - VK_0)$  zusätzlich für Preisänderungen während der Regulierungsperiode angepasst. Daraus folgt ähnlich wie bei der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten eine doppelte Berücksichtigung von Preisänderungen. Als Bestandteil der Kosten des Basisjahres gehen die volatilen Kosten zudem in den Effizienzvergleich ein, was wiederum bedeutet, dass Veränderungen der Mengen und Preise bei diesem Posten zwischen den Basisjahren in den Produktivitätsfaktor eingehen.<sup>26</sup>

Um eine Doppelberücksichtigung der Preisänderungen bei den volatilen Kosten zu vermeiden, müsste im Term  $VK_t - VK_0$  nur die über die bereits im Fortschreibungsterm enthaltene Inputpreisänderung für die Verlust- bzw. Treibenergie hinausgehende

<sup>24</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass ein ähnlicher Ansatz in Österreich verfolgt wird. Siehe 3.2.

<sup>25</sup> Vgl. BNetzA (2024b: 10).

<sup>26</sup> Bei der Bestimmung des Produktivitätsfaktors werden beim Malmquist nominale Kostengrößen verwendet, woraus der Term  $TF^{Netz} - \Delta IP^{Netz}$  in Formel (2-2) direkt bestimmt werden kann. Siehe z. B. Liebe et al. (2017).

Preisänderung zusätzlich angepasst werden, was sich jedoch nicht isoliert bestimmen lässt. Da die Mengenkomponekte endogen ist, wäre auch ein Herauslösen der volatilen Kosten aus der Systematik der Anreizregulierung nicht sachgerecht. Die BNetzA skizziert in ihrem Eckpunktepapier zwei mögliche Anpassungsvarianten.<sup>27</sup> Zum einen schlägt sie die Berücksichtigung eines zusätzlichen Terms in der EOG-Formel (2-6) vor:

$$(2-7) \quad -VK_0 \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - x_{gen_t} - 1 \right).$$

Dies führt dazu, dass bei einem effizienten Netzbetreiber  $x_0p_t$  vergütet wird, was eine Vernachlässigung des sektoralen technischen Fortschritts bedeutet. Der Ineffizienzabbau bliebe weiterhin berücksichtigt.

Als Alternative sieht die BNetzA ein Vorgehen analog dem Kapitalkostenabgleich vor, indem  $x_0p_0$  von der Kostenbasis abgezogen und  $x_0p_t$  als Bestandteil in die EOG eingestellt wird. Diese Variante vernachlässigt neben dem technischen Fortschritt zusätzlich den Abbau von Ineffizienzen. Wie in Abschnitt 2.1.3 ausgeführt, ist insbesondere im Rahmen von Regelungen analog zum Kapitalkostenabgleich ein wirksamer Sanktionsmechanismus essentiell, um effizientes Verhalten bei den Netzbetreibern anzureizen.

An dieser Stelle soll eine dritte Möglichkeit kurz angerissen werden, die im Endeffekt eine Kombination aus den beiden BNetzA-Varianten darstellt. Ein Vorgehen analog dem Kapitalkostenabgleich, wobei  $x_0p_t(1 - x_{ind_t})$  als Bestandteil der EOG eingeführt wird (anstatt  $x_0p_t$ ), vereinfacht die EOG-Formel im Vergleich zur ersten BNetzA-Variante ohne den Ineffizienzabbau zu vernachlässigen. Der technische Fortschritt bleibt weiterhin unberücksichtigt. Als problematisch könnte ferner angesehen werden, dass sich bei signifikanten Preissteigerungen der sich aus dem Ineffizienzabbau ergebende nominale Reduktionsbedarf ebenfalls signifikant erhöht. Allerdings betreffen der Ineffizienzabbau und der technische Fortschritt aufgrund der vollständigen Exogenisierung der Preise sowieso nur die Mengenkomponekte der volatilen Kosten, was den Einwand des erhöhten Reduktionsbedarfs relativiert.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass bei allen drei Varianten die in Abschnitt 2.1.2 diskutierten Trendentwicklungen wie bisher unberücksichtigt bleiben.

### 2.2.3 Funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms

Die Inflationierung der Kostenbasis während einer Regulierungsperiode sollte in einer Form erfolgen, in der jährlich von der Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes der generelle X-Faktor in Abzug gebracht wird, um die wettbewerbsanaloge Wirkung zu entfalten, dass nur die um den technischen Fortschritt korrigierte Inputpreisänderung an die

---

<sup>27</sup> Vgl. BNetzA (2024b: 12).

Endkunden weitergegeben wird.<sup>28</sup> Erforderlich als Fortschreibungsterm der Kostenbasis für das Jahr  $t$  einer Regulierungsperiode wäre daher:

$$(2-8) \quad \prod_{\tau=1}^t (1 + \Delta VPI_{\tau} - x_{gen}).$$

Die Form des derzeitigen Fortschreibungsterm weicht jedoch leicht von dieser Vorgabe ab, da die Änderungsraten für den VPI und den generellen X-Faktor separat potenziert werden. Es kommt zu folgenden Abweichungen:<sup>29</sup>

- $x_{gen} < 0$ : Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu geringeren Erlösen als der korrekte Fortschreibungsterm;
- $x_{gen} \geq 0$  und  $\Delta VPI < x_{gen}$ : Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu geringeren Erlösen als der der korrekte Fortschreibungsterm;
- $x_{gen} \geq 0$  und  $\Delta VPI > x_{gen}$ : Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu höheren Erlösen als der der korrekte Fortschreibungsterm.

Wie aus Tabelle 2-3 ersichtlich, kam es in zwei der drei bisher abgeschlossenen Regulierungsperioden zu höheren Erlösen im Vergleich zu einer Verwendung des Fortschreibungsterms nach Formel (2-8). Es sei zudem darauf hingewiesen, dass die Abweichungen zwischen beiden Varianten unter normalen Umständen nur sehr gering sind. Ferner ließe sich eine Anpassung relativ einfach durch eine Änderung des Fortschreibungsterms realisieren.<sup>30</sup>

### 2.3 Zwischenfazit

Die Aspekte, die nicht im Zentrum des generellen X-Faktors stehen (Zeitverzug, volatile Kosten und funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms) lassen sich durchaus außerhalb einer Anpassung des Produktivitätsfaktors beheben, weshalb sie in den weiteren Analysen nicht weiter thematisiert werden. Die volatilen Kosten dürften bei eventuellen Anpassungen sicherlich die größte Herausforderung aus theoretischer Sicht darstellen, weshalb dort eher pragmatische denn theoretisch korrekte Lösungen anzustreben wären.

Bei den beiden Kernaspekten, der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten und Mengenänderungen während einer Regulierungsperiode, lässt sich konstatieren, dass eine gewisse Reziprozität hinsichtlich eventueller Verzerrungswirkungen besteht. Kostensteigerungen führen im Fall der Doppelberücksichtigung tendenziell zu einer Überdeckung der effizienten Kosten, während sie bei den Mengenänderungen eine Unterdeckung zur Folge haben. Während sich die Doppelberücksichtigung auf die Kapitalkosten bezieht, sind bei den Mengenänderungen aufgrund des Kapitalkostenabgleichs die operativen Kosten betroffen. Hinsichtlich der Analyse der vier Anpassungsoptionen aus dem

<sup>28</sup> Siehe Abschnitt 2.1.

<sup>29</sup> Unter der Annahme, dass stets  $\Delta VPI > 0$  gilt.

<sup>30</sup> Eventuell könnte das Einfügen eines Produktzeichens in der EOG-Formel auf Akzeptanzprobleme stoßen, wenn es als zu komplex angesehen wird.

Eckpunktepapier der BNetzA in Kapitel 4 wird daher ein Kriterium sein, inwiefern die jeweilige Option diese beiden Aspekte adressiert.

Das folgende Kapitel befasst sich mit den Regelungen zum generellen X-Faktor in Österreich, wobei auch thematisiert wird, inwiefern den beiden Aspekten der Doppelberücksichtigung und der Mengenänderung im österreichischen Kontext Rechnung getragen wird.

### 3 Österreich als Beispiel für einen Opex-Xgen

Um weitere Aufschlüsse für die deutsche Diskussion zur Weiterentwicklung des Produktivitätsfaktors zu erhalten, eignet sich ein Blick nach Österreich, da dort ähnliche Rahmenbedingungen für die Betreiber von Energienetzen gelten.<sup>31</sup> Der österreichische Energiesektor durchläuft einen ähnlichen Transformationsprozess in Richtung Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Ausstieg aus dem Erdgas wie der deutsche. Die österreichischen Energienetze unterliegen wie die deutschen Netze einer Anreizregulierung mit fünfjährigen Regulierungsperioden unter Anwendung eines individuellen und eines generellen X-Faktors, wobei die Kapitalkosten über einen Kapitalkostenabgleich abgegolten werden. Interessant ist zudem, dass in Österreich ein genereller X-Faktor auf Basis der operativen Kosten (Opex-Xgen) zur Anwendung kommt. Letzteres wird auch in Deutschland als eine Anpassungsvariante intensiv thematisiert.

Einleitend erfolgt eine kurze Diskussion der beiden Grundsatzvarianten für einen generellen X-Faktor, den Ansatz auf Basis der operativen Kosten (Opex-Xgen) sowie die Option auf Basis der Gesamtkosten (Totex-Xgen). In Abschnitt 3.2 wird der Ansatz in Österreich beschrieben, um darauf aufbauend mögliche Implikationen für die deutsche Diskussion in Abschnitt 3.3 abzuleiten.

#### 3.1 Opex- vs. Totex-Xgen

Tabelle 3-1 gibt einen grundsätzlichen Überblick über die Merkmale einer Berechnung des Xgen auf Basis von Opex oder Totex. Während ein Opex-Xgen nur auf die Betriebskosten abstellt und somit eine Partialbetrachtung anstellt, zielt ein Totex-Xgen auf die totale Faktorproduktivität ab. Dies ist jeweils mit gewissen Vor- und Nachteilen verbunden, wobei die Vorteile des einen oft die Nachteile des anderen Ansatzes sind.

Durch die Vernachlässigung von Kapitalkosten ist beim Opex-Xgen die Gefahr verzerrter Prognosen aufgrund von Investitionszyklen gering, wohingegen Substitutionseffekte zwischen Opex und Capex zu verzerrten Ergebnissen führen können. Für den Totex-Xgen gelten die umgekehrten Ableitungen.

Ferner besteht beim Opex-Xgen eine gewisse Gefahr, dass die Effizienzgrenzen vor allem durch Unternehmen mit einer hohen Kapitalkostenintensität aufgespannt werden. Daher sollten bei einem Opex-Xgen gepaart mit einem Totex-Benchmarking jeweils eigenständige Kostentreiberanalysen vorgeschaltet werden, um die relevanten Outputparameter zu identifizieren. Die operativen Kosten können anderen Systematiken folgen als die Gesamtkosten.

Einen gewissen Vorteil gegenüber dem Totex-Xgen weist der Opex-Xgen in Hinblick auf die Komplexität der Berechnungen auf. Während die operativen Kosten oft einfach

---

<sup>31</sup> Vgl. z. B. Stronzik et al. (2022) für Gas und Stronzik et al. (2023a) für Strom.

bestimmt werden können, ist dies bei den Kapitalkosten nicht immer der Fall. Dies hängt entscheidend von der Güte der zugrundeliegenden kalkulatorischen Kostenrechnungssystematiken ab.

Ein weiterer Vorteil beim Opex-Xgen kann dadurch entstehen, dass durch den Fokus auf die Betriebskosten der unmittelbare Druck auf die Kapitalkosten etwas abgemildert wird, so dass Investitionen in die Netzinfrastruktur nicht negativ betroffen sind mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzqualität und Versorgungssicherheit. Auf der anderen Seite sollte die Effizienz der investiven Maßnahmen nicht außer Acht gelassen werden. Daher ist in diesem Fall auf jeden Fall ein regelmäßig stattfindender Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten mit einer entsprechenden Sanktionierung von ineffizientem Investitionsverhalten essenziell.<sup>32</sup>

Tabelle 3-1: Opex- vs. Totex-Xgen

Kriterium	Opex-Xgen	Totex-Xgen
Gegenstand	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operative Kosten (Kosten des laufenden Betriebs)</li> <li>Partielle Faktorproduktivität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gesamtkosten (Betriebskosten + Kapitalkosten)</li> <li>Totale Faktorproduktivität</li> </ul>
Berücksichtigung von Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> <li>unberücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>berücksichtigt</li> </ul>
Setzung der Frontier	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durch Unternehmen mit hoher Opex-Produktivität und/oder hoher Capex-Intensität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durch Unternehmen mit hoher Totex-Produktivität</li> </ul>
Substitutionseffekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unberücksichtigt</li> <li>Eventuell verzerrte Prognosen aufgrund tatsächlicher Substitutionseffekte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Berücksichtigt</li> <li>Keine Verzerrungswirkungen durch Substitutionseffekte</li> </ul>
Investitionszyklen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Irrelevant</li> <li>Gefahr verzerrter Prognosen aufgrund von Investitionszyklen geringer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relevant</li> <li>Gefahr verzerrter Prognosen aufgrund von Investitionszyklen höher</li> </ul>
Komplexität der Berechnung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Komplexitätsreduktion durch Verzicht auf Capex</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Komplexer aufgrund der Einbeziehung von Capex</li> </ul>

Quelle: eigene Zusammenstellung.

<sup>32</sup> An dieser Stelle sei auch auf die Ausführungen in Abschnitt 2.1.3 verwiesen.

## 3.2 Der Ansatz in Österreich

Gegenwärtig läuft die vierte Regulierungsperiode für die Gasnetzbetreiber (2023 bis 2027) und die fünfte Regulierungsperiode für die Stromnetzbetreiber (2024 bis 2028).<sup>33</sup> Ein zentrales Element ist der Effizienzvergleich, der auf den Gesamtkosten aufsetzt. Die Ergebnisse aus dem Benchmarking werden in entsprechende individuelle Effizienzvorgabe (*xind*) überführt.

Für die Kapitalkosten erfolgt ein Kapitalkostenabgleich, wobei die Kosten entsprechend einer Cost-Plus-Logik durchgereicht werden. Dies bedeutet, dass die Kosten entsprechend ihres Anfalls inklusive einer nominalen Verzinsung in Form von Weighted Cost of Capital (WACC) abgegolten werden, wobei für Investitionen ab Beginn der Regulierungsperiode (Neuinvestitionen) ein höherer Zinssatz gewährt wird als auf den Altbestand. Die höhere Rendite für Neuinvestitionen soll Anreize für notwendige Investitionen schaffen. Diese Regelung wurde erstmals mit Beginn der vierten Regulierungsperiode eingeführt, um den erwähnten Transformationsprozessen Rechnung zu tragen.<sup>34</sup> Die Verzinsung auf den Altbestand ist effizienzabhängig ausgestaltet. Die gewährte Rendite ist abhängig von den Effizienzwerten, die im Rahmen des Totex-Benchmarkings ermittelt werden. Je höher der Effizienzwert eines Unternehmens ist, desto höher fällt die Rendite aus. Dies führt zu einer netzbetreiberspezifischen Verzinsung auf den Altbestand. Die Spreizung der Verzinsung ist so gestaltet, dass im Durchschnitt über alle Netzbetreiber der durch die österreichische Regulierungsbehörde E-Control festgelegte WACC wieder erreicht wird. Die untere Grenze für den Zinssatz liegt beim Fremdkapitalzins, wodurch zumindest gewährleistet ist, dass Netzbetreiber ihre Darlehen bedienen können. Dies schafft für die Netzbetreiber einen Anreiz, im Effizienzvergleich gut abzuschneiden, da dadurch ein Wettbewerb um höhere Renditen entsteht. Im Gegensatz zur gewährten Verzinsung sind die Rückflüsse der Abschreibungen, die auf Buchwerten basieren, gesichert. Es erfolgt kein Abschlag in Form eines individuellen oder generellen X-Faktors.

Die Ausgestaltung bei den Kapitalkosten ist daher dergestalt, dass im Gegensatz zum deutschen System keine Doppelberücksichtigungen erfolgen, weder in Form einer doppelten Inflationierung noch in Form einer doppelten Produktivitätsvorgabe. Durch die Verwendung einer effizienzabhängigen Rendite anstatt eines Abbaupfades wirken sich Ineffizienzen zudem unmittelbar auf die Eigenkapitalrendite des Netzbetreibers aus.

Die operativen Kosten unterliegen einem Budgetansatz, wobei die Inflationierung mit dem sogenannten Netzbetreiberpreisindex (NPI) erfolgt, der als sektoraler Inputpreisindex

---

<sup>33</sup> Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den Stromsektor und basieren, wenn nicht anders ausgewiesen, auf E-Control (2023). Für die Gasnetze gelten in der Regel analoge Regelungen. Für Gas siehe E-Control (2022).

<sup>34</sup> Vgl. E-Control (2018). Neben der Gewährung einer höheren Rendite auf Neuanlagen wurden mit Beginn der vierten Regulierungsperiode auch die effizienzabhängige Rendite (anstatt eines Abbaupfades), der Kapitalkostenabgleich sowie die Umstellung auf einen Opex-Xgen (statt eines Totex-Xgen) eingeführt. Bei den Gasnetzen erfolgte diese Umstellung zur dritten Regulierungsperiode. Siehe E-Control (2017).

klassifiziert werden kann.<sup>35</sup> Die Kosten des Basisjahres werden unter Verwendung des NPI und des generellen X-Faktors auf das Startjahr der Regulierungsperiode ähnlich wie in Formel (2-8) inflationiert, so dass kein Zeitverzug besteht. Auf die auf das Startjahr inflationierten operativen Kosten kommen dann der individuelle X-Faktor aus dem Benchmarking, der generelle X-Faktor sowie der NPI zur Anwendung. Bei dem generellen X-Faktor handelt es sich um einen realen Opex-Xgen, was sachgerecht ist, da aufgrund der Inflationierung mittels eines sektoralen Inputpreisindex der generelle X-Faktor dem sektoralen technischen Fortschritt entspricht:

$$(3-1) \quad xgen_t = TF_t^{Netz}.$$

Während in den ersten Regulierungsperioden noch ein Totex-Xgen in Österreich verwendet und auch auf die Gesamtkosten angewendet wurde, wurde für die dritte (Gas) bzw. vierte Regulierungsperiode (Strom) auf den Opex-Xgen umgestellt, der auch nur auf die operativen angewendet wird. Einer der Beweggründe für den Umstieg war ein intensives und am Ende erfolgreiches Lobbying der Branche, indem sie das sogenannte „Asset Stranding“ des alten Systems in den Vordergrund gerückt haben, das eine Vernichtung von Investitionen darstelle.<sup>36</sup> Ein weiteres Argument war, dass Einsparungen bei Abschreibungen nicht möglich seien, was bedeute, dass ein Abschlag in Form des Xgen als nicht sachgerecht angesehen wurde. Daher wurde mit der Umstellung auf den Opex-Xgen zeitgleich der Kapitalkostenabgleich eingeführt, der sich – wie oben beschrieben – stark an der Cost-Plus-Logik orientiert. Im Gegenzug hat die Branche die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite akzeptiert. Der Zielpfad konzentriert sich deswegen nun ausschließlich auf die Betriebskosten.<sup>37</sup>

Darüber hinaus kommt bei den Opex ein Betriebskostenfaktor zur Anwendung, der Mengenänderungen während der Regulierungsperiode abbilden soll. Bestimmungsgrößen für die Mengenänderungen sind überwiegend exogene Parameter wie z. B. die Zahl der Einspeiser-Zählpunkte, Zählpunkte und Leitungslängen, die zu standardisierten Preisansätzen je Parameter bewertet werden, um einen gewissen Anreiz für effizientes Verhalten zu setzen.

Ferner wurde zur fünften Regulierungsperiode ein Verrechnungsmechanismus zur Abbildung von Verschiebungen während der Regulierungsperiode von Capex zu Opex und umgekehrt eingeführt. Netzbetreiber dürfen wesentliche, exogen bedingte Verschiebungen zwischen diesen beiden Kostenarten während der Regulierungsperiode auf Antrag berücksichtigen, wobei eine Einzelfallprüfung durch E-Control stattfindet. Für die Anerkennung eines Antrages gelten gewisse, bisher relativ unspezifische Voraussetzungen. So muss z. B. ein Nachweis erbracht werden, dass die Kostenverschiebungen exogen bedingt sind und nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. Ferner ist eine klare

<sup>35</sup> Siehe Stronzik et al. (2023a).

<sup>36</sup> Vgl. z. B. E-Control (2017).

<sup>37</sup> E-Control legt den Opex-Xgen im Rahmen eines umfangreichen Konsultationsprozesses fest, wobei sie zwischen Branchengutachten, einem eigenen Behördengutachten und Entwicklungen, die die allgemeinen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber betreffen, abwägt. Näheres zu diesem Abwägungsprozess siehe z. B. E-Control (2023: 28ff.).

Abgrenzung der Kosten zu gewährleisten und die Verschiebung muss wesentlich sein, um anerkannt zu werden. Der Mechanismus weist jedoch eine gewisse Asymmetrie in der Anreizstruktur für Netzbetreiber auf. Bei Verschiebungen von Opex zu Capex haben Netzbetreiber eigentlich keinen Anreiz, einen Antrag zu stellen, da durch den Kapitalkostenabgleich die Capex automatisch im Zuge der Investition erhöht werden, während das Opex-Budget unverändert weiterlaufen würde. Bei Verschiebungen in die andere Richtung haben Netzbetreiber einen Anreiz, da infolge der Desinvestition die Capex automatisch nach unten angepasst werden, während das Opex-Budget ohne Antrag nicht entsprechend erhöht werden würde. Da der Mechanismus explizit auf Maßnahmen in den Bereichen Digitalisierung und Standardisierung abzielt, dürften sowieso eher Verschiebungen von den Capex in Richtung der Opex betroffen sein.<sup>38</sup>

### 3.3 Implikationen für die deutsche Diskussion

Im Vergleich zu Deutschland ist das österreichische Vorgehen tendenziell als konsensorientierter einzustufen. In der Branche gibt es eine relativ gute Akzeptanz für das Gesamtsystem, da die Vereinbarungen gemeinsam mit der Regulierungsbehörde ausgehandelt werden, wobei in der Regel unterschiedliche Sachverhalte des Regulierungsdesigns miteinander verknüpft werden und nicht jede Einzelentscheidung isoliert betrachtet wird. Dies erleichtert entsprechende Kompromissfindungen.

Hinsichtlich des generellen X-Faktors birgt der österreichische Ansatz mit einem Opex-Xgen insbesondere in Verbindung mit einer effizienzabhängigen Rendite eine auch für die deutsche Diskussion bedenkenswerte Option. Die effizienzabhängige Rendite hat den Vorteil, dass sich ineffizientes Investitionsverhalten unmittelbar in einer reduzierten Eigenkapitalverzinsung niederschlägt. Im Zusammenhang mit dem generellen X-Faktor stellt dieser Mechanismus somit potenziell einen starken Sanktionsmechanismus bereit.<sup>39</sup> Um Effizienz auch auf der Seite der Kapitalkosten zu gewährleisten, ist neben einem trennscharfen Totex-Benchmarking die Spreizung bei der effizienzabhängigen Rendite maßgebend für die Anreizwirkung dieses Ansatzes. Es stellt sich jedoch die Frage, inwiefern die Umsetzung in Deutschland aufgrund der deutlich höheren Anzahl von Netzbetreibern, die einem Effizienzvergleich unterliegen, hinsichtlich des administrativen Aufwandes praktikabel wäre. Ferner müsste eruiert werden, welche Konsequenzen daraus für die Unternehmen im Vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV erwachsen.

Die Maßnahme in Österreich zur Erfassung von Kostenverschiebungen zwischen den Kapitalkosten und den Betriebskosten während der Regulierungsperiode ist aufgrund der asymmetrischen Anreizwirkung und des voraussichtlich hohen administrativen Aufwandes durch Einzelfallprüfungen als eher nicht geeignet einzustufen. Wie bei einem Wechsel auf einen Opex-Xgen mit der Vernachlässigung von Substitutionseffekten und daraus

---

<sup>38</sup> Auf mündliche Nachfrage bei E-Control wurde mitgeteilt, dass bisher kein Antrag seitens eines Netzbetreibers im Rahmen des Verrechnungsmechanismus gestellt wurde (Stand 2.12.2024).

<sup>39</sup> Hinsichtlich der Relevanz für die Ausgestaltung des generellen X-Faktors siehe Abschnitt 2.1.3.

möglicherweise erwachsenden Anreizverzerrungen in Richtung der Kapitalkosten begegnet werden kann, bleibt daher eine weiter zu klärende Frage.

Inwiefern die Anwendung eines sektoralen Inputpreisindex eine Option für Deutschland darstellt, ist ebenfalls eher fraglich. Wünschenswert wäre ein ähnlich pragmatischer Ansatz wie in Österreich, wo der NPI nur aus drei von Statistik Austria veröffentlichten Indices besteht, dem Lohnkostenindex für den Faktor Arbeit, dem Baukostenindex zur Abbildung von Instandhaltungsmaßnahmen sowie dem VPI für die Abbildung sonstiger Positionen. Die Nutzung eines sektoralen Inputpreisindex hätte den Vorteil einer klaren Trennung zwischen Produktivitätsvorgaben durch den generellen X-Faktor und der Inflationierung mit dem NPI, wodurch es unter Umständen erleichtert wird, das Konzept zu vermitteln.

Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass E-Control vor dem Hintergrund der Transformationsprozesse in den Netzsektoren keinen Änderungsbedarf bei der Ausgestaltung des generellen X-Faktors für die Stromnetze sieht. Bei den Gasnetzen wird dies aufgrund des geplanten Gasausstiegs bis 2040 deutlich kritischer eingeschätzt.<sup>40</sup>

---

<sup>40</sup> Expertengespräch mit E-Control.

## 4 Optionen zur Weiterentwicklung des Produktivitätsfaktors

In diesem Kapitel werden die vier im Eckpunktepapier der BNetzA vorgestellten Weiterentwicklungsmöglichkeiten des generellen X-Faktor diskutiert. Dies sind die drei von der BNetzA in die Diskussion eingebrachten Vorschläge, ein modifizierter Totex-Xgen, ein Opex-Xgen sowie ein als Opex-Inflator bezeichneter Ansatz. Ferner enthält das Eckpunktepapier auch eine von der Netze BW vorgebrachte Anpassungsoption in Form eines Opex-Xgen.<sup>41</sup>

In Abschnitt 4.1 wird ein Kriterienkatalog eingeführt, anhand dessen die vier Optionen in Abschnitt 4.2 analysiert werden. Abschließend wird eine zusammenfassende Übersicht über die vier Varianten in Abschnitt 4.3 gegeben.

### 4.1 Bewertungskriterien

Die vorgeschlagenen Varianten zur Anpassung des Produktivitätsfaktors werden in Hinblick auf folgende vier Kriterien analysiert:

- Adressierte Kernaspekte: Es wird untersucht, ob die in Abschnitt 2.1 diskutierten problematischen Kernaspekte der derzeitigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors von den Vorschlägen adressiert werden. Dies sind Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten sowie Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Bei der Doppelberücksichtigung sind dabei beide Teilaspekte, die doppelte Inflationierung sowie die doppelte Produktivitätsvorgabe von Relevanz.
- Anreizwirkung: Im Kontext der Anreizwirkung wird thematisiert, ob möglicherweise Anreizverzerrungen hervorgerufen werden könnten. Dies beinhaltet z. B. die Rolle von Substitutionseffekten zwischen operativen Kosten und Kapitalkosten. Ferner wird nach dem Informationsgehalt bzw. der Aussagekraft des auf Basis eines Ansatzes kreierte Wertes für den generellen X-Faktor für die Netzbetreiber sowie den sich daraus ergebenden Implikationen gefragt.
- Robustheit: Der Aspekt der Robustheit beinhaltet die Anfälligkeit des auf Basis eines Ansatzes kreierte Wertes für den generellen X-Faktor gegenüber exogenen Schocks. Ein weiterer Punkt ist, inwiefern Erfahrungswerte für einen Ansatz bestehen. Stabile Rahmenbedingungen werden zudem oft als ein wichtiger Baustein für Investitionsentscheidungen (Systemstabilität) angesehen. Daher werden die Ansätze auch dahingehend bewertet, wie stark die derzeitigen Rahmenbedingungen verändert werden müssten.
- Praktikabilität: Bei der Praktikabilität geht es zum einen um den Aufwand bei Einführung des Ansatzes in Form von Anpassungsnotwendigkeiten des derzeitigen

---

<sup>41</sup> Siehe BNetzA (2024b: 11ff.).

Rahmens. Zum anderen wird versucht, den Aufwand bei Durchführung bzw. Anwendung der Variante einzuschätzen (Umsetzungsaufwand). In diesem Kontext geht es auch um Akzeptanzfragen.

An dieser Stelle sei auch noch einmal auf den Disclaimer aus der Einleitung hingewiesen. Aufgrund der laufenden Diskussionen handelt es sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt um erste grobe und vor allem vorläufige Einschätzungen und nicht um abschließende Bewertungen.

## 4.2 Diskussion der Ansätze

Die im Eckpunktepapier aufgeführten Vorschläge werden nachfolgend einleitend kurz beschrieben, um sie daran anschließend auf Basis der Bewertungskriterien zu diskutieren.

### 4.2.1 Modifizierter Totex-Xgen

#### 4.2.1.1 Kurzbeschreibung

Die Idee des modifizierten Totex-Xgen ist es, die bisherige Ausgestaltung weitgehend beizubehalten, wobei die Kapitalkosten der Bestandsanlagen aus dem Basisjahr mittels eines Deflators,  $Kdeflator_t$ , bereinigt werden mit dem Ziel, die bereits im Kapitalkostenabgleich enthaltene Einstandspreisentwicklung zu tilgen. Formel (2-1) für die EOG würde folgendermaßen modifiziert werden:

$$(4-1) \quad EOG_t = (C_0^{opex} + (C_0^{capex} - C_t^{Abzug}) \cdot Kdeflator_t) * (1 - xind_t) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t^{Totex} \right) + KKA_t.$$

Der generelle X-Faktor soll wie bisher auf Basis des Gesamtkosten ermittelt werden, wobei auf den Törnqvist aus Aufwandsgründen verzichtet werden soll und nur noch der Malmquist zur Anwendung kommen soll.

#### 4.2.1.2 Diskussion

Der von der BNetzA vorgebrachte und zugleich von ihr präferierte Vorschlag adressiert durch die Deflationierung der Kapitalkosten mit einem noch zu identifizierenden Deflator vor allem den Aspekt der doppelten Inflationierung. Nicht berücksichtigt sind die doppelte Produktivitätsvorgabe und Mengenänderungen während der Regulierungsperiode. Beide bisher nicht adressierten Aspekte ließen sich jedoch durch weitere Modifikationen beheben. So könnte bei den Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode in Anlehnung an das österreichische Beispiel ein Betriebskostenfaktor auf

die Opex eingeführt werden, der durch die Verwendung exogener Bestimmungsgrößen und von Standardpreisansätzen möglichen Anreizverzerrungen entgegenwirkt.<sup>42</sup>

Um die Problematik der Produktivitätsvorgabe zu beheben, besteht die Möglichkeit, die EOG analog dem BNetzA-Vorschlag zu einem Opex-Xgen anzupassen unter Verwendung des Totex-Xgen:

$$(4-2) \quad EOG_t = (C_0^{capex} - C_t^{Abzug}) \cdot (1 - xind_t) + OPEX_0(1 - xind_t) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t^{Totex}\right) + KKA_t.$$

Diese Modifikation hätte zudem den Vorteil, dass kein Deflator für die Kapitalkosten bestimmt werden müsste. Allerdings könnte durch die unterschiedliche Behandlung der Opex über einen Budgetansatz und der Capex über den Kapitalkostenabgleich ein gewisses Mismatch zwischen tatsächlicher Anpassungsmöglichkeit und Vorgabe durch den generellen X-Faktor hervorgerufen werden, was die Vorteilhaftigkeit dieser Option wiederum einschränken würde.<sup>43</sup>

Hinsichtlich der Anreizwirkung des originären BNetzA-Vorschlags ist hervorzuheben, dass er Substitutionseffekte zwischen Betriebskosten und Kapitalkosten explizit berücksichtigt, da er auf den Gesamtkosten und somit der totalen Faktorproduktivität aufsetzt, die alle relevanten Inputfaktoren der Netzbetreiber umfasst. Fener bietet ein Totex-Xgen den Vorteil, dass er ein vollständiges Bild über den technischen Fortschritt des Netzsektors offenlegt, was den Netzbetreibern als Orientierungshilfe eine bessere Optimierung über die Gesamtkosten ermöglicht. Durch dieses offen gelegte Ergebnis des Netzsektors kann der Netzbetreiber zielgerichteter seine Anstrengungen auf seine eigenen Gegebenheiten abstimmen. Bei einem auf Betriebskosten basierenden generellen X-Faktor wird dem Netzbetreiber nur ein Teil dieser Information offenbart. Entscheidungen auf Basis vollständiger Informationen dürften in der Regel zu besseren Ergebnissen führen, als wenn nur eine Teilmöglichkeit vorliegt.

<sup>42</sup> Diese Modifikationsmöglichkeit besteht für alle im Rahmen dieser Studie behandelten Varianten, bei denen dieser Aspekt nicht direkt adressiert wird. Der BDEW hat ebenfalls einen Vorschlag in dieser Hinsicht unterbreitet, der stark an das österreichische Beispiel angelehnt ist. Vgl. dazu Consentec (2024). Eine etwas anders geartete Möglichkeit wurde vom VKU in die Diskussion eingebracht, der einen Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs vorsieht. Vgl. dazu PWC (2024). In künftigen Analysen sollte zum einen die Relevanz des Aspektes der Mengenänderung genauer eruiert werden und zum anderen die genannten Vorschläge einer detaillierten Analyse unterzogen werden. Hinsichtlich der Relevanz sei z. B. darauf hingewiesen, dass laut der Online-Datenbank GENESIS des Statistischen Bundesamtes der Gasabsatz in Deutschland seit Beginn der Anreizregulierung mit gewissen Schwankungen bis 2021 relativ konstant geblieben ist, während der Stromabsatz kontinuierlich gesunken ist. Diese Entwicklungen sind dann noch vor dem Hintergrund der Transformationsprozesse in Richtung Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Ausstieg aus dem Erdgas entsprechend einzuordnen und zu bewerten.

<sup>43</sup> Ein kleines Gedankenexperiment soll dies veranschaulichen. Wenn der Totex-Xgen z. B. bei 1 % liegt und die tatsächliche Anpassungsmöglichkeit bei den Capex höher ist als bei den Opex, dann würde die höhere Anpassungsmöglichkeit bei den Capex über den Kapitalkostenabgleich weitergegeben werden, während der Pfad bei den Opex nicht erreicht werden kann. Allerdings wird in den Diskussionen seitens der Netzbetreiber immer wieder auf die eingeschränkten Möglichkeiten zur Hebung des technischen Fortschritts bei den Capex hingewiesen, was den Fall des Gedankenexperimentes und somit die einschränkende Bemerkung hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit obsolet werden ließe.

Die weitgehende Beibehaltung der bisherigen Ausgestaltung sorgt für einen über die Zeit stabilen Rahmen, was hinsichtlich der Investitionsanreize nicht unbedeutend ist. Durch die Berücksichtigung von Substitutionseffekten besteht zudem keine Anfälligkeit der Ergebnisse des Totex-Xgen gegenüber Verschiebungen zwischen den Betriebskosten und den Kapitalkosten. Umgekehrt verhält es sich mit Investitionszyklen, die die Ergebnisse systematisch beeinflussen können, wenn die Zyklen über den Sektor eine gewisse Parallelität aufweisen.<sup>44</sup>

Hinsichtlich der Praktikabilität setzt der Totex-Xgen auf bereits bei der Regulierungsbehörde etablierte Prozesse auf. Durch den Verzicht auf den Törnqvist fällt zudem ein Teil des bisherigen Aufwandes bei der Behörde und den Unternehmen weg. Demgegenüber steht der Nachteil, dass die bisherige Methodenpluralität durch die gleichzeitige Verwendung des Törnqvist und des Malmquist entfällt. Dieser Nachteil ist jedoch kritisch zu hinterfragen, zumal der Malmquist durch die Verwendung der Stochastik Frontier Analysis (SFA) und der Data Envelopment Analysis (DEA), unterschiedlicher Kostenkonzepte (standardisierte und nicht standardisierte Kosten) sowie unterschiedlicher Technologien (Verwendung der verschiedenen Parameterkonstellationen aus den Effizienzvergleichen) bereits eine reichhaltige Methodenpluralität offeriert.

Zusätzlicher Aufwand dürfte durch die Diskussionen um adäquate Deflatoren verursacht werden, außer es werden wie in Österreich pragmatische Kompromisse gefunden. Dieser Punkt könnte zudem durch die in Formel (4-2) enthaltene Adaption umgangen werden, bei der eine Deflationierung der Kapitalkosten nicht mehr erforderlich ist. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass sich bei einer weitgehenden Beibehaltung der derzeitigen Ausgestaltung die Akzeptanz bei den Netzbetreibern verändert.

## 4.2.2 Opex-Xgen der BNetzA

### 4.2.2.1 Kurzbeschreibung

Beim BNetzA-Vorschlag eines allein auf den operativen Kosten basierenden generellen X-Faktors wird der (VPI-Xgen)-Fortschreibungsterm auch nur auf die operativen Kosten angewendet. Die Kapitalkosten werden unter Anwendung des individuellen X-Faktors über den Kapitalkostenabgleich abgegolten:

$$(4-3) \quad EOG_t = (C_0^{capex} - C_t^{Abzug}) \cdot (1 - xind_t) + OPEX_0(1 - xind_t) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t^{Opex}\right) + KKA_t.$$

Vorgesehen ist die Ermittlung des  $xgen^{Opex}$  über den Malmquist, wobei wie bisher auf die nominalen Kosten abgestellt wird. Daraus folgt, dass der Opex-Xgen neben der

<sup>44</sup> Beim Malmquist wird die Effizienzgrenze durch einzelne Unternehmen aufgespannt. Die Verschiebung dieser Grenze ist nur dann durch Investitionszyklen beeinflusst, wenn alle Unternehmen auf der Grenze dem gleichen Zyklus unterliegen.

betriebskostenspezifischen Produktivitätsentwicklung auch die entsprechende Inputpreisentwicklung enthält.<sup>45</sup>

#### 4.2.2.2 Diskussion

Zunächst weist der Vorschlag eine gewisse inhärente Logik auf, dass bei einer Anwendung des Fortschreibungsterms nur auf die Betriebskosten auch der generelle X-Faktor nur auf Basis der operativen Kosten ermittelt wird. Durch den Verzicht auf den Fortschreibungsterm bei den Kapitalkosten werden die beiden Teilaspekte der Doppelberücksichtigung adressiert und somit behoben. Die Änderung der Versorgungsaufgabe wird nicht berücksichtigt, was aber durch eine entsprechende zusätzliche Modifikation (z. B. über einen Betriebskostenfaktor) ebenfalls behoben werden könnte.<sup>46</sup>

Nicht ganz unkritisch ist die Anreizwirkung dieses Ansatzes einzustufen. Die Vernachlässigung von Substitutionseffekten bei gleichzeitigem Durchreichen der Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich kann zu einer möglichen Anreizverzerrung zugunsten kapitalintensiver Maßnahmen beitragen. Daher ist es bei diesem und allen anderen allein auf die operativen Kosten abstellenden Ansätzen essenziell, dass ein trennscharfes Benchmarking, das auf den Gesamtkosten basieren muss, in Verbindung mit einem adäquaten Sanktionsmechanismus bei den Kapitalkosten zur Anwendung kommt. Ansonsten besteht die Gefahr ineffizienten Investitionsverhaltens.<sup>47</sup> Der Sanktionsmechanismus im vorliegenden Fall besteht aus dem Abbaupfad, der sich aus dem individuellen X-Faktor ergibt, was bedeutet, dass ein Netzbetreiber, der diesem Pfad folgen kann, keine Einbußen bei seiner Eigenkapitalverzinsung erfährt. Ein weiterer Nachteil ist, dass die Netzbetreiber nur Informationen über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität erhalten, was Gesamtkostenoptimierungen erschweren kann.

Hinsichtlich der Robustheit ist zu konstatieren, dass eine Umstellung auf einen Opex-Xgen zunächst einen gewissen Bruch mit den bestehenden Rahmenbedingungen darstellt, zumal entsprechende Erfahrungswerte bisher in Deutschland nicht vorhanden sind. Allerdings zeigt das Beispiel in Österreich, dass der Umstieg dort zu keinen gravierenden Friktionen geführt hat. Die dort ermittelten Werte könnten auch einen ersten Anhaltspunkt für die deutschen Netzbetreiber darstellen, an dem sie ihre Entscheidungen ausrichten können.

Hinsichtlich der zu ermittelnden Werte für den Opex-Xgen ist zu erwarten, dass sie nicht durch Investitionszyklen beeinflusst werden, was grundsätzlich zu deren Robustheit beiträgt. Schwankungen können jedoch durch Verschiebungen zwischen operativen Kosten und Kapitalkosten hervorgerufen werden.

---

<sup>45</sup> Vgl. Fußnote 26 in Abschnitt 2.2.2.

<sup>46</sup> Vgl. Fußnote 42 in Abschnitt 4.2.1.2.

<sup>47</sup> Vgl. Abschnitt 2.1.3.

Bei der Praktikabilität des Ansatzes ist die Anwendbarkeit von Frontier-Methoden, wie sie bisher im Rahmen des Malmquist mit der DEA und der SFA genutzt werden, kritisch zu hinterfragen. Tendenziell werden kapitalintensive Netzbetreiber begünstigt, wenn diese Methoden allein auf den Betriebskosten aufsetzen, da solche Unternehmen ceteris paribus geringere Opex aufweisen. Umso wichtiger ist eine adäquate Wahl der Outputparameter. Eine vorgeschaltete Kostentreiberanalyse für die operativen Kosten ist daher unbedingt anzuraten, da Gesamtkosten und Betriebskosten durchaus durch ein unterschiedliches Set an Erklärungsvariablen bedingt sein können. Die einfache Übernahme der Parameter aus dem Totex-Effizienzvergleich wäre in diesem Kontext unter Umständen nicht sachgerecht. Darüber hinaus könnten Second-Stage-Regressionen genutzt werden, um für eventuelle Substitutionseffekte zu kontrollieren. Die Anwendbarkeit der Frontier-Methoden sollte auf jeden Fall vor Übernahme dieses Vorschlags genau geprüft werden.

In diesem Zusammenhang könnte sich eine ungünstige Gesamtkonstellation für den Opex-Xgen ergeben mit folgenden Komponenten:

- Anreizverzerrung mit Capex-Bias in Verbindung mit
- durch kapitalintensive Netzbetreiber verzerrten Effizienzgrenzen und somit verzerrten Schätzwerten für den Frontier Shift führen in der Folge zu
- starken Schwankungen der ermittelten Xgen-Werte durch Substitutionseffekte.

Diese drei Komponenten könnten sich unter Umständen sogar gegenseitig verstärken. Daher ist bei der konkreten Ausgestaltung besondere Sorgfalt gefordert.

### 4.2.3 Opex-Inflator

#### 4.2.3.1 Kurzbeschreibung

Die Idee hinter diesem Ansatz ist, dass im derzeitigen Regime bereits eine Reihe von Anpassungen existieren (z. B. volatile Kosten und Kapitalkosten), so dass nur die restlichen Betriebskosten einer Inflationierung bedürfen. Auf einen generellen X-Faktor sowie den darauf aufbauenden Fortschreibungsterm wird daher gänzlich verzichtet. Auf die Kosten des Basisjahres wird nur der individuelle X-Faktor angewendet. Für bestimmte, bisher keinen anderen Anpassungsmechanismen unterworfenen Betriebskostenpositionen ( $OPEX_0^{Infl}$ )<sup>48</sup> erfolgt zusätzlich eine Inflationierung über den sogenannten Opex-Inflator ( $Inflator_t^{Opex}$ ), wobei auf die entsprechenden Einstandspreisindices des Törnqvist-Tools der BNetzA<sup>49</sup> für diese Kostenpositionen rekuriert wird. Zur Gewichtung der

<sup>48</sup> Dies sind laut BNetzA die folgenden Positionen: Personalkosten, Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Aufwendungen für bezogene Leistungen sowie sonstige betriebliche Aufwendungen.

<sup>49</sup> Es handelt sich um das Excel-Tool, das die BNetzA in ihren bisherigen Festlegungen zum generellen X-Faktor genutzt hat.

Indices soll der bundesweite Durchschnitt der entsprechenden Kostenpositionen an den Gesamtkosten herangezogen werden. Es ergibt sich folgende EOG-Formel:

$$(4-4) \quad EOG_t = (C_0^{capex} - C_t^{Abzug} + OPEX_0) \cdot (1 - xind_t) \\ + OPEX_0^{Infl} (Inflator_t^{Opex} - 1) + KKA_t.$$

#### 4.2.3.2 Diskussion

Der Ansatz des Opex-Inflators behebt durch den vollkommenen Verzicht auf den Fortschreibungsterm sowohl die doppelte Inflationierung als auch die doppelte Produktivitätsvorgabe bei den Kapitalkosten. Nicht berücksichtigt wird die Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode, was – wie bereits ausgeführt – durch eine weitere Modifikation ebenfalls behoben werden kann.<sup>50</sup>

Nachteilig ist, dass keine Weitergabe des technischen Fortschritts an die Netzkunden während der Regulierungsperiode erfolgt. Es sei darauf hingewiesen, dass dies keine direkte Anreizwirkung ist, sondern vielmehr eine Verteilungswirkung. Dies bedeutet, dass sämtliche durch technischen Fortschritt erreichten Produktivitätsverbesserungen während der Regulierungsperiode beim Netzbetreiber verbleiben. Die Netzkunden profitieren erst mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode von diesen Produktivitätsgewinnen, so dass bei dieser Variante unbedingt eine Verkürzung der Regulierungsperiode anzuraten wäre.<sup>51</sup> Allerdings kann durch die fehlende Information über den technischen Fortschritt im Netzsektor indirekt eine negative Anreizwirkung induziert werden. Den Netzbetreibern fehlt eine entsprechende Orientierungshilfe, an der sie ihre Unternehmensentscheidungen ausrichten können. Sie erfahren gewissermaßen erst ex post durch das Ergebnis im Effizienzvergleich, ob sie eine hinreichend gute Einschätzung über den technischen Fortschritt hatten, während sie diese Information beim generellen X-Faktor vorab erhalten. Auch bei diesem Vorschlag ist daher ein trennscharfes Totex-Benchmarking mit entsprechender Sanktionierung von besonderer Wichtigkeit. Besonders zu hinterfragen ist in diesem Fall, ob ein Abbaupfad über den individuellen X-Faktor noch eine hinreichende Sanktionierung darstellt.

Beim Opex-Inflator kann es durch den Verzicht auf einen generellen X-Faktor logischerweise nicht zu irgendwelchen Robustheitsproblemen hinsichtlich zu ermittelnder Werte für den Produktivitätsfaktor kommen, da keine Werte bestimmt werden müssen. In Relation zum derzeitigen Regime stellt der Opex-Inflator hingegen eine signifikante Änderung der Rahmenbedingungen dar, für die keine Erfahrungswerte existieren.

Da keine Werte für den generellen X-Faktor durch die BNetzA festgelegt werden müssen, sollte es zu einer signifikanten Reduktion des Umsetzungsaufwandes kommen. Auch die

<sup>50</sup> Siehe Abschnitt 4.2.1.2.

<sup>51</sup> Überlegungen zur Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre sind bereits im Eckpunktepapier zum NEST-Prozess angelegt. Siehe BNetzA (2024a: 12ff.).

Einführung des Vorschlags dürfte diesbezüglich auf keine größeren Akzeptanzprobleme in der Branche stoßen. Eine Ausnahme könnte jedoch die erforderliche Identifizierung der Preiszeitreihen für den Inflator darstellen. Es sei an dieser Stelle auf die gerichtlichen Auseinandersetzungen um die im Törnqvist-Tool verwendeten Indexreihen verwiesen.

#### 4.2.4 Opex-Xgen der Netze BW

##### 4.2.4.1 Kurzbeschreibung

Die Netze BW hat einen eigenen Vorschlag für einen Opex-Xgen in die Diskussionen eingebracht. Im Unterschied zum Vorschlag der BNetzA erfolgt die Ermittlung des generellen X-Faktors auf Basis der branchenweiten durchschnittlichen Entwicklung der operativen Kosten, die um die Kostenentwicklungen bei den volatilen Kosten bereinigt sind. Der Wert für den Opex-Xgen entspricht somit der historischen Änderungsrate der branchendurchschnittlichen Betriebskostenentwicklung.<sup>52</sup>

##### 4.2.4.2 Diskussion

Aufgrund der – bis auf die Ermittlung – ähnlichen Ausgestaltung wie beim Opex-Xgen der BNetzA werden im Folgenden nur die abweichenden Implikationen ausgeführt. Durch die Abstimmung auf die durchschnittlichen operativen Kosten adressiert der Ansatz im Gegensatz zu allen anderen in diesem Kapitel beschriebenen Varianten zusätzlich die Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Eine weitere Modifikation in dieser Hinsicht ist daher nicht erforderlich. Aufgrund der Verwendung der Durchschnittskosten als Bezugsbasis wird implizit allerdings ein linearer Zusammenhang zwischen Änderung der Versorgungsaufgabe und Änderung der Kosten angenommen, was im Bereich natürlicher Monopole nicht unproblematisch ist.<sup>53</sup>

In Bezug auf die Anreizwirkung ist neben den beim BNetzA-Vorschlag aufgelisteten Punkten (Vernachlässigung von Substitutionseffekten, möglicher Capex-Bias und Information nur über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität) noch ein Endogenitätsproblem zu nennen, das ebenfalls durch das Abstellen auf durchschnittliche Betriebskostenänderungen entsteht. Große Netzbetreiber mit einem signifikanten Anteil an den Gesamtbetriebskosten des Sektors hätten die Möglichkeit, den zu ermittelnden Wert für den Produktivitätsfaktor zu beeinflussen. Der Vorteil von Frontier-Methoden wie der SFA und der DEA besteht gerade in der Ermittlung eines Wertes für den Xgen unabhängig von der Größe der im Sample enthaltenen Unternehmen. Dieser Vorteil geht beim

---

<sup>52</sup> In Bezug auf die EOG-Formel ist der Vorschlag der Netze BW im Endeffekt deckungsgleich mit dem der BNetzA zum Opex-Xgen, weshalb an dieser Stelle auf eine Wiederholung verzichtet wird. Die formale Darstellung in Pfrommer und Streb (2023: 6) beinhaltet darüber hinaus noch die Behebung des Zeitverzuges. Für eine ausführlichere Beschreibung des Vorschlags sei neben Pfrommer und Streb (2023) auch auf die Stellungnahme der Netze BW (2024) zum Eckpunktepapier der BNetzA verwiesen.

<sup>53</sup> Siehe Abschnitt 2.1.2.

Vorschlag der Netze BW verloren. Dort wird der Wert für den Xgen maßgeblich durch die Entwicklungen bei den größeren Netzbetreiber determiniert. Dieses Problem könnte gemildert werden, wenn für jeden Netzbetreiber zunächst eine eigene Änderungsrate ermittelt würde und anschließend das ungewichtete arithmetische Mittel über die Änderungsraten aller Netzbetreiber bestimmt wird. Die Eignung dieser Modifikation könnte im Rahmen weiterer Analysen anhand tatsächlicher Netzbetreiberdaten näher eruiert werden.

Hinsichtlich der Robustheit des Ansatzes können keine Unterschiede zum Ansatz der BNetzA identifiziert werden. Anders stellt sich die Bewertung des Aspektes der Praktikabilität dar. Der Vorschlag der Netze BW verspricht eine signifikante Reduktion des administrativen Aufwands. Da es sich um einen Vorschlag aus der Branche handelt, dürften auch keine größeren Akzeptanzprobleme auf dieser Seite zu erwarten sein.

### 4.3 Zusammenfassende Übersicht

Eine zusammenfassende Übersicht über die vier im Rahmen dieser Studie behandelten Anpassungsoptionen zum generellen X-Faktor ist in Tabelle 4-1 enthalten. Tendenziell vorteilhafte Aspekte sind mit einem grünen Pluszeichen gelistet, eher weniger vorteilhafte Punkte sind mit einem roten Minuszeichen gekennzeichnet.

Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, kann auf Basis des gewählten Kriterienkataloges keine Variante als eindeutig vorteilhaft gegenüber den anderen Varianten identifiziert werden. Es wird auch keine Variante von einer anderen Variante dominiert. Jede Option ist mit gewissen Vorteilen aber auch gewissen Nachteilen verbunden. Ferner können – wie in den vorhergehenden Abschnitten erläutert – einige der als nachteilig ausgewiesenen Punkte durch weitergehende Modifikationen behoben oder zumindest abgemildert werden. An dieser Stelle seien beispielhaft die doppelte Produktivitätsvorgabe beim Totex-Xgen und das Endogenitätsproblem beim Opex-Xgen der Netze BW angeführt.

Tabelle 4-1: Zusammenfassende Übersicht

Kriterium	Totex-Xgen	Opex-Xgen (BNetzA)	Opex-Inflator	Opex-Xgen (Netze BW)
<b>Adressierte Aspekte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Doppelte Inflationierung</li> <li>- Doppelte Produktivitätsvorgabe</li> <li>- Mengenänderung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Doppelte Inflationierung</li> <li>+ Doppelte Produktivitätsvorgabe</li> <li>- Mengenänderung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Doppelte Inflationierung</li> <li>+ Doppelte Produktivitätsvorgabe</li> <li>- Mengenänderung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Doppelte Inflationierung</li> <li>+ Doppelte Produktivitätsvorgabe</li> <li>+ Mengenänderung</li> </ul>
<b>Anreizwirkung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Berücksichtigung von Substitutionseffekten</li> <li>+ Vollständige Information über den technischen Fortschritt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vernachlässigung von Substitutionseffekten</li> <li>- Möglicher Capex-Bias</li> <li>- Information nur über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Keine Weitergabe des technischen Fortschritts während der Regulierungsperiode (Verteilungswirkung)</li> <li>- Keine Information über den technischen Fortschritt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vernachlässigung von Substitutionseffekten</li> <li>- Möglicher Capex-Bias</li> <li>- Information nur über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität</li> <li>- Endogenitätsproblem</li> </ul>
<b>Robustheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Systemstabilität</li> <li>+ Keine Schwankungen durch Substitutionseffekte</li> <li>- Schwankungen durch Investitionszyklen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fehlende Erfahrungswerte</li> <li>- Schwankungen durch Substitutionseffekte</li> <li>+ Kein Einfluss von Investitionszyklen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fehlende Erfahrungswerte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fehlende Erfahrungswerte</li> <li>- Schwankungen durch Substitutionseffekte</li> <li>+ Kein Einfluss von Investitionszyklen</li> </ul>
<b>Praktikabilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Aufsetzen auf bewährten Prozessen</li> <li>+ Aufwandsreduktion (Verzicht auf Törnqvist)</li> <li>- Wegfall der Methodenpluralität</li> <li>- Diskussion um Deflatoren</li> <li>- Akzeptanzprobleme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eigenständige Kostentreiberanalyse erforderlich</li> <li>- Anwendbarkeit von Frontier-Methoden fraglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Signifikante Aufwandsreduktion</li> <li>+ Tendenziell geringe Akzeptanzprobleme</li> <li>- Diskussion um Preiszeitreihen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Signifikante Aufwandsreduktion</li> <li>+ geringe Akzeptanzprobleme</li> </ul>

Quelle: eigene Zusammenstellung.

## 5 Fazit

Der generelle X-Faktor ist neben dem Effizienzvergleich ein wesentliches Element im Kontext einer Anreizregulierung, die Wettbewerb simulieren will. Im Rahmen dieser Studie wurden mit Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten in Form einer doppelten Inflationierung bzw. einer doppelten Produktivitätsvorgabe sowie Änderungen der Versorgungsaufgabe während einer Regulierungsperiode einige Aspekte näher beleuchtet, die im gegenwärtigen Design als problematisch eingestuft werden können.

Im Hinblick auf mögliche Weiterentwicklungen des Produktivitätsfaktors konnte keiner der in der Diskussion befindlichen Vorschläge als eindeutig vorteilhaft gegenüber den anderen Varianten identifiziert werden. Die Wahl einer möglichen Anpassung hängt entscheidend von der Schwerpunktsetzung und Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien sowie Einschätzungen über die zukünftigen Transformationsprozesse und Rahmenbedingungen der Netzwirtschaft ab.

Einige Punkte – wie z. B. der der ARegV inhärente Zeitverzug sowie der funktionale Zusammenhang beim auf dem Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor basierenden Fortschreibungsterm für die Kosten des Basisjahres – lassen sich unabhängig von der Frage bereinigen, wie der generelle X-Faktor ermittelt wird und worauf er angewendet wird (operative Kosten oder Gesamtkosten).

Ein Blick nach Österreich offeriert eine weitere bedenkenswerte Modifikation, die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite auf die Kapitalkosten. Im Gegensatz zum derzeitigen Abbaupfad für Ineffizienzen würde sich die effizienzabhängige Rendite unmittelbar auf die Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber auswirken, woraus ein starker Anreiz für effizientes Investitionsverhalten resultieren kann mit entsprechenden Implikationen für die Ausgestaltungsmöglichkeiten beim Produktivitätsfaktor.

Unabhängig von der zukünftigen Ausgestaltung des generellen X-Faktors sei abschließend auf die Wichtigkeit der Beibehaltung eines auf den Gesamtkosten aufsetzenden Effizienzvergleichs hingewiesen. Nur in Verbindung mit dem Effizienzvergleich kann es zu sachgerechten Weiterentwicklungen des generellen X-Faktors kommen.

## Literatur

- Bernstein, J.I., und D.E.M. Sappington (1999): Setting the X factor in price-cap regulation plans, *Journal of Regulatory Economics* 16(1), 5–26.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2015): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, abrufbar unter [aregv\\_evaluierungsbericht\\_2015\\_barrierefrei.pdf](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2022): Beschluss BK4-22-085 der Beschlusskammer 4. Abrufbar unter [BK4-22-085\\_Beschluss\\_Festlegung\\_PF\\_Gas\\_4RP\\_Entwurf](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024a): Eckpunktepapier – Netze. Effizienz. Sicher. Transformatiert. 18.01.2024. abrufbar unter [240117\\_Eckpunkte\\_clean](#), zuletzt abgerufen am 21.11.2024.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024b): Große Beschlusskammer GBK-24-02-3#4 – Eckpunkte zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors. 28.08.2024. abrufbar unter [Bundesnetzagentur - Beschlusskammern - Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor](#), zuletzt abgerufen am 21.11.2024.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024c): Beschluss BK4-24-028 der Beschlusskammer 4. Abrufbar unter [BK4-24-028\\_Konsultation](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- Consentec (2024): „Wachstumsausgleich“ – Ein wirksames und praktikables Instrument zur Berücksichtigung des OPEX-Aufwuchses im Rahmen der Anreizregulierung für Stromverteilernetzbetreiber. Studie für den BDEW e.V., 27.05.2024, abrufbar unter [PowerPoint-Präsentation](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- E-Control (2017): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2018 - 31. Dezember 2022, 23. Oktober 2017, abrufbar unter [Regulierungssystematik 3 Periode GAS 23102017\\_clean](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- E-Control (2018): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023, Dezember 2018, abrufbar unter: [a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- E-Control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 – 31. Dezember 2027, 4. November 2022, abrufbar unter: [40fcc26d-253d-0533-2d74-3774dce4e341](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- E-Control (2023): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, 31. Oktober 2023, abrufbar unter: [50f1a765-4cae-f91e-62ce-6d4a69dc18d2](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- Frontier Economics (2023): Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode). Gutachten im Auftrag der BNetzA, 20. Juni 2023, abrufbar unter: [Gutachten EVG4 - Anhörungsentwurf](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- Liebe, A., Schmitt, S., Stronzik, M., Wissner, M. (2017): Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, Überarbeitete Version nach Eingang der Stellungnahmen, Studie für die Bundesnetzagentur.
- Netze BW (2024): Stellungnahme zu dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors, Stuttgart, 14.10.2024, abrufbar unter

[Stellungnahme zu dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur künftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.

- Pfrommer, T. (2022): Die Fortschreibung der Erlösobergrenze durch Verbraucherpreisindex und X-Faktor. Ein konzeptioneller Fehler in der deutschen Anreizregulierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 46, 121–129.
- Pfrommer, T., und E. Kanberger (2023): Wie zwei konzeptionelle Fehler des Xgen eine Unterdeckung der Erlösobergrenzen von Strom und Gasnetzbetreibern verursachen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 73 (4), 53–56.
- Pfrommer, T., und S. Streb (2023): OPEX-Xgen: Die Chance auf einen transparenten, ökonomisch fundierten und leicht umsetzbaren Neustart, Diskussionspapier der Netze BW, Stuttgart, 21. Juni 2023.
- Poudineh, R., und T. Jamasb (2015) A New Perspective: Investment and Efficiency under Incentive Regulation, The Energy Journal, 36(4), 241-263.
- PWC (2024): OPEX-Anpassung „BASE“. Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs, Juli 2024. Abrufbar unter [VKU und NEST](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.
- Schmitt, S., und M. Stronzik (2015): Die Rolle des generellen X-Faktors in der deutschen Anreizregulierung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg., Heft 12, 57–59.
- Stronzik, M., D. Baischew, M. Wissner, A. Cullmann und J. Rechlitz (2022): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode, 1. Juli 2022, Bad Honnef.
- Stronzik, M., A. Cullmann, J. Rechlitz und M. Wissner (2023a): Genereller Produktivitätsfortschritt österreichischer Strom-Verteilernetzbetreiber (5. Regulierungsperiode), Endbericht für die E-Control Austria, Bad Honnef, 11. Juli 2023.
- Stronzik, M., B. Sörries, M. Wissner, D. Baischew, U. Trinkner, L. Ruslanova und A. Stritt (2023b): Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, Bad Honnef, 24. Mai 2023, abrufbar unter [Bundesnetzagentur - Produktivitätsfaktor - Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen \(4. Regulierungsperiode\)](#), zuletzt abgerufen am 22.11.2024.

## Anhang

Im Rahmen dieses Anhangs werden Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung anhand eines fiktiven Zahlenbeispiels hinsichtlich der doppelten Inflationierung gegenübergestellt. Es wird eine Investition von 1.000 GE betrachtet mit einer Nutzungsdauer von 10 Jahren. Die Kosten werden mit der sektoralen Inputpreisänderung (3 %) abzüglich des sektoralen Fortschritts (1 %) inflationiert.<sup>54</sup> Es wird eine nominale Eigenkapitalverzinsung von 5 % p.a. unterstellt. Die Investition ist vollständig eigenfinanziert. Auf dieser Basis werden die Abschreibungen („Afa), Restbuchwerte („RBW“) und die Eigenkapitalverzinsung („EK-Verz“) ermittelt. Die Summe aus diesen ergeben die Kapitalkosten („Capex“). Aus Vereinfachungsgründen sei von Ineffizienzen abstrahiert, so dass es sich zugleich um die effizienten Kosten handelt. Aus diesen Werten kann auch eine Erlösobergrenze mit Kapitalkostenabgleich ermittelt werden, indem das Jahr 0 als Basisjahr herangezogen wird.<sup>55</sup> Aus dem Vergleich der Werte der beiden rechten Spalten aus Tabelle A-1 geht hervor, dass die anfallenden Kapitalkosten durch die EOG überkompensiert werden. Dies deckt sich mit den Ausführungen in Abschnitt 2.1.1, da der Fortschreibungsterm (Inputpreissteigerung abzüglich technischer Fortschritt) positiv ist.

Tabelle A-1: Realkapitalerhaltung

Anschaffungswert	1000				
Nutzungsdauer	10				
Inputpreissteigerung	3%				
sektoraler TF	1%				
EK-fin	100%				
EK-Zins	5%				
Jahr	Afa	RBW	EK-Verz	Capex	EOG mit Abgleich
0	100	900	47,5	147,5	147,5
1	100	800	42,5	142,5	145,35
2	100	700	37,5	137,5	143,06
3	100	600	32,5	132,5	140,61
4	100	500	27,5	127,5	138,01
5	100	400	22,5	122,5	135,25
6	100	300	17,5	117,5	132,32
7	100	200	12,5	112,5	129,23
8	100	100	7,5	107,5	125,95
9	100	0	2,5	102,5	122,50

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle A-2 beinhaltet die entsprechenden Ergebnisse unter dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung. Hinsichtlich der Eigenkapitalverzinsung wird vom nominalen Zinssatz noch die Preissteigerungsrate abgezogen, so dass in die Ergebnisse nur ein Realzins eingeht. Es werden zusätzlich die Tagesneuwerte („TNW“) ausgewiesen, die sich aus der Inputpreissteigerung abzüglich des sektoralen technischen Fortschritts für die einzelnen Jahre ergeben. Da bei der Nettosubstanzerhaltung beim Kapitalkostenabgleich auf

<sup>54</sup> Wie in Abschnitt 2.1 erläutert entspricht dies der Anreizregulierungssystematik.

<sup>55</sup> Es wird gewissermaßen eine neunjährige Regulierungsperiode angenommen.

das Basisjahr rekurriert wird, sind auch die korrespondierenden Werte für die Restbuchwerte („RBW(t0)“) und die Eigenkapitalverzinsung („EK-Verz(t0)“) aufgeführt. Der Vergleich der beiden rechten Spalten zeigt, dass bei der Nettosubstanzerhaltung die anfallenden Kapitalkosten und die EOG übereinstimmen. Dies gilt naturgemäß nur unter den getroffenen Annahmen.

Tabelle A-2: Nettosubstanzerhaltung

Anschaffungswert	1000							
Nutzungsdauer	10							
Inputpreissteigerung	3%							
sektoraler TF	1%							
EK-fin	100%							
EK-Zins	5%							
Jahr	TNW	Afa	RBW	RBW(t0)	EK-Verz	EK-Verz(t0)	Capex	EOG mit Abgleich
0	1000	100	900		19		119,00	119,00
1	1020	102	816	800	17	17	119,34	119,34
2	1040	104	728	700	16	15	119,65	119,65
3	1061	106	637	600	14	13	119,92	119,92
4	1082	108	541	500	12	11	120,15	120,15
5	1104	110	442	400	10	9	120,34	120,34
6	1126	113	338	300	8	7	120,50	120,50
7	1149	115	230	200	6	5	120,61	120,61
8	1172	117	117	100	4	3	120,68	120,68
9	1195	120	0	0	1	1	120,70	120,70

Quelle: eigene Darstellung.

**ISSN 1865-8997**