

Wie zwei konzeptionelle Fehler des Xgen eine Unterdeckung der Erlösobergrenzen von Strom- und Gasnetzbetreibern verursachen

Tobias Pfrommer und Elke Kanberger

Im System der Anreizregulierung wird die Erlösobergrenze der Netzbetreiber durch den Verbraucherpreisindex (VPI) und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) an Kostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode angepasst. Die derzeitige Anpassung unterliegt jedoch zwei konzeptionellen Fehlern: Zum einen werden die Kapitalkosten bereits jährlich mit dem Kapitalkostenabgleich in der Erlösobergrenze abgebildet, so dass eine Anpassung mit VPI und Xgen konzeptionell nicht gerechtfertigt ist. Zum anderen unterliegt die Kostenanpassung einem ebenso ungerechtfertigten Zweijahresverzug. Im Folgenden wird der Gesamteffekt dieser beiden konzeptionellen Fehler auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode geschätzt.

Konzeptionelle Fehler in der Anpassung der Erlösobergrenze

Die Anreizregulierung folgt im Grundsatz einem Budgetprinzip. Hierzu ermitteln die Regulierungsbehörden die Kosten der Netzbetreiber im Basisjahr drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode und bestimmen anhand dieser Kosten die Erlösobergrenze für die fünf Jahre der Regulierungsperiode. Um exogene Kostenänderungen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen, werden die Kosten des Basisjahres jährlich durch die VPI-Änderungen und den für die gesamte Regulierungsperiode gültigen Xgen angepasst (vereinfacht ausgedrückt: für jedes Jahr der Regulierungsperiode werden die Kosten des Basisjahres durch Anwendung von VPI – Xgen inflationiert).

Kapitalkostenänderungen werden zusätzlich in jedem Jahr der Regulierungsperiode mit dem Kapitalkostenabgleich nach §§ 6 und 10a ARegV direkt in der Erlösobergrenze abgebildet (s. Box 1). Die zeitgleiche Anwendung von VPI – Xgen auf die Kapitalkosten aus dem Basisjahr und der Kapitalkostenabgleich führen zu einer mehrfachen, konzeptionell fehlerhaften Anpassung der Erlösobergrenze. Bei positiver Differenz von VPI und Xgen wird die Erlösobergrenze zu hoch angesetzt, bei negativer Differenz von VPI und Xgen zu niedrig (Anwendungsfehler 1).

Die Anpassung der Kosten aus dem Basisjahr durch VPI und Xgen erfolgt nach § 8 ARegV mit einem Zweijahresverzug. Dies

Box 1: Vereinfachte Regulierungsformel mit doppelter Anpassung der Kapitalkosten

$$EOG_t = (Kosten_{-2} - KKab_t) \cdot (VPI_{t-2} / VPI_{-2} - Xgen^t) + KKauf_t$$

Die Erlösobergrenze im Jahr t der Regulierungsperiode basiert auf den im Basisjahr ($t = -2$) festgestellten Kosten ($Kosten_{-2}$). Sie wird durch den Kapitalkostenabgleich einerseits und VPI – Xgen andererseits angepasst. Im Verlauf der Regulierungsperiode verringern sich aufgrund der Abschreibungen die Kapitalkosten aus dem Basisjahr. Dies wird durch den Kapitalkostenabzug ($KKab_t$) berücksichtigt. Die anfallenden Kapitalkosten von Neuinvestitionen im Jahr t werden durch den Kapitalkostenaufschlag ($KKauf_t$) zu aktuellen Einstandspreisen erstattet.

Der Kapitalkostenabgleich gewährleistet also bereits die erforderliche Anpassung der Kapitalkosten aus dem Basisjahr im Verlauf der Regulierungsperiode. Dennoch wird VPI – Xgen im ersten Jahr der Regulierungsperiode einmal auf die Gesamtkosten angewendet, im zweiten Jahr zwei Mal, usw. Über die fünf Jahre der Regulierungsperiode ergeben sich somit 15 nicht sachgerechte Anwendungen von VPI – Xgen auf die Kapitalkosten des Basisjahrs.

führt zu einem Auseinanderfallen der tatsächlichen effizienten Kosten und der festgelegten Erlösobergrenze um zwei Jahre (s. Box 2). Bei positiver Differenz von VPI

und Xgen wird die Erlösobergrenze hierdurch zu niedrig angesetzt, bei negativer Differenz von VPI und Xgen zu hoch (Anwendungsfehler 2) [1].

Box 2: Zweijahresverzug in der Anpassung der Kosten aus dem Basisjahr

Die Kosten des Basisjahres werden mit VPI – Xgen inflationiert, um das Kostenniveau während der Regulierungsperiode abzubilden. Zwischen dem Basisjahr $t = -2$ (z.B. 2015 in 3. RP Gas) und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode $t = 1$ (2018) liegen drei Jahre. Die Kosten des Basisjahres müssten korrekterweise also mit drei Anwendungen von VPI – Xgen angepasst werden. Entsprechend wären im zweiten Jahr der Regulierungsperiode $t = 2$ (2019) vier Anwendungen von VPI – Xgen notwendig, usw.

Durch den Zweijahresverzug werden die Kosten des Basisjahres aber auf das Kostenniveau des Jahres $t - 2$ anstelle des Jahres t angepasst. Im Jahr $t = 1$ (2018) wird der VPI aus $t = -1$ (2016) herangezogen (s. Box 1) und statt drei Anpassungen werden die Kosten des Jahres $t = -2$ (2015) nur einmal mit VPI – Xgen inflationiert. Im Jahr $t = 2$ (2019) wird der VPI aus $t = 0$ (2017) herangezogen und statt vier Anpassungen bezogen auf das Jahr $t = -2$ (2015) werden nur zwei Anpassungen vorgenommen. Es entfällt somit pro Jahr der Regulierungsperiode zweimal die Anpassung der Kosten durch VPI – Xgen. Über die fünf Jahre der Regulierungsperiode ergeben sich somit zehn Anwendungen VPI – Xgen zu wenig auf die operativen Kosten des Basisjahres (Kapitalkosten werden bereits durch den Kapitalkostenabgleich an die Kostenentwicklung angepasst und sind deshalb von diesem Fehler nicht betroffen).

Eine Korrektur der beiden konzeptionellen Anwendungsfehler, d.h. eine Anwendung von VPI – Xgen ohne Zweijahresverzug allein auf die operativen Kosten, impliziert, dass die Festlegung des Xgen auch nur im Hinblick auf die Entwicklung der operativen Kosten erfolgen darf. Dies bedeutet, dass die in den Xgen eingehende Einstandspreisentwicklung nur auf Grundlage der operativen Kosten ermittelt werden darf. Die aktuelle Berechnungsweise des Xgen, in der die Einstandspreisentwicklung auf Grundlage der Gesamtkosten erfolgt, ist dann nicht mehr korrekt. Insbesondere durch die rückläufige Entwicklung der Eigenkapitalzinsen seit Beginn der Anreizregulierung sind die Einstandspreise der operativen Kosten der Netzbetreiber substantiell stärker angestiegen als diejenigen der Kapitalkosten. Da höhere Einstandspreise höhere effiziente Kosten implizieren, führt dieser Berechnungsfehler zu einem zu hohen Xgen und somit zu einer zu niedrig angesetzten Erlösobergrenze.

Wir schätzen zunächst den Nettoeffekt der beiden Anwendungsfehler und gehen im Anschluss auf den Berechnungsfehler und den sich ergebenden Gesamteffekt ein.

Ermittlung des Nettoeffekts der Anwendungsfehler

Die doppelte Anpassung der Kapitalkosten und der Zweijahresverzug in der Anpassung der operativen Kosten aus dem Basisjahr wirken in entgegengesetzter Richtung auf die Erlösobergrenze. Um den Kapitalkostenanteil, bei dem sich die beiden konzeptionellen Anwendungsfehler kompensieren, abzuleiten, nehmen wir die jährliche Inflation als konstant an (d.h. die VPI-Änderung schwankt im relevanten Zeitraum nicht), vernachlässigen Zinseszinsseffekte in der Anwendung von VPI – Xgen und abstrahieren von der Barwertrechnung.

Die Auswirkungen der beiden konzeptionellen Anwendungsfehler belaufen sich über die fünf Jahre der Regulierungsperiode auf eine 15-fache Überdeckung der Kapitalkosten des Basisjahres multipliziert mit VPI – Xgen (Box 1) und eine zehnfache Unterdeckung der operativen Kosten des Basisjahres multipliziert mit VPI – Xgen (Box 2). Die beiden Effekte gleichen sich bei einem Kapitalkostenanteil von 40 % und einem Anteil

der operativen Kosten von 60 % exakt aus, da der Überdeckung auf Seite der Kapitalkosten 1,5-mal so viele Anpassungen zu Grunde liegen wie der Unterdeckung auf Seite der operativen Kosten. Ein Kapitalkostenanteil oberhalb von 40 % führt bei einer positiven Differenz von VPI und Xgen zu einem erlössteigernden Nettoeffekt, ein Kapitalkostenanteil unterhalb von 40 % zu einem erlösenkenden Nettoeffekt.

Zur Abschätzung der branchenweit aggregierten Kapitalkostenanteile verwenden wir die nach § 23b EnWG veröffentlichten Daten [2]. Das Sample der Netzbetreiber, für die die notwendigen Daten vollständig angegeben sind (für einen Gasnetzbetreiber und fünf Stromnetzbetreiber wurden fehlende Totex-Werte aus den Daten der Effizienzvergleiche ergänzt), umfasst 74 Gasnetzbetreiber (inkl. 16 Fernleitungsnetzbetreiber) und 94 Stromverteilnetzbetreiber [3]. Diese Netzbetreiber bilden jeweils einen Anteil der branchenweiten Restbuchwerte im jeweiligen Basisjahr der dritten Regulierungsperiode von knapp über 60 % ab [4]. Die Daten und die Schätzung beziehen sich auf die dritte Regulierungsperiode.

VPI und Xgen werden auf die nicht standardisierten Gesamtkosten (Totex) angewandt. Laut § 10a ARegV setzen sich die Kapitalkosten

aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer, den kalkulatorischen Abschreibungen und dem Aufwand für Fremdkapitalzinsen zusammen. Der Kapitalkostenanteil ergibt sich dann durch Division der Kapitalkosten mit den Totex. Die Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer lassen sich direkt aus den § 23b-Daten im Zusammenspiel mit den von der Bundesnetzagentur festgelegten EK-I- und EK-II- Zinssätzen berechnen. Da in den § 23b-Daten die Abschreibungen selbst nicht veröffentlicht werden, berechnen wir diese unter der Annahme einer vergleichbaren Altersstruktur der Netze von Gesamtbranche und § 23b-Sample. Hierzu werden die Restbuchwerte des Sachanlagevermögens aus den § 23b-Daten und die im Zuge der Festlegungen zum Xgen der dritten Regulierungsperiode in den Törnquist-Tools veröffentlichten branchenweiten Daten zum Sachanlagevermögen herangezogen (s. Box 3).

Den Aufwand für Fremdkapitalzinsen berechnen wir auf Grundlage des in den § 23b-Daten angegebenen verzinslichen Fremdkapitals. Da es für echtes Fremdkapital keinen behördlich festgelegten Zinssatz gibt, verwenden wir vor dem Hintergrund der häufig langjährigen Laufzeit der entsprechenden Kreditaufnahmen Zinssätze (s. Tab.) in Anlehnung an die

Box 3: Berechnung Abschreibungen

Um die Abschreibungen für das § 23b-Sample zu bestimmen, werden anhand der Daten des jeweiligen Törnquist-Tools für das Basisjahr Abschreibungen und Restbuchwerte des Sachanlagevermögens für die Gesamtbranche berechnet (jeweils getrennt für Strom und Gas). Im Törnquist-Tool sind alle im jeweiligen Basisjahr der dritten Regulierungsperiode in Nutzung befindlichen Betriebsmittel nach Zugangsjahr und Nutzungsdauer branchenweit mit Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Tagesneuwerten aufgelistet. Unter der Annahme, dass das Verhältnis von Abschreibungen und Restbuchwerten zwischen § 23b-Sample und Gesamtbranche gleich ist – dies trifft zu, wenn § 23b-Sample und die Branche sich in der Altersstruktur des Netzes nicht unterscheiden – können die Abschreibungen des § 23b-Samples im Basisjahr bestimmt werden:

$$\text{Abschreibungen}_{23b} = \text{RBW}_{23b} / \text{RBW}_{\text{Branche}} \cdot \text{Abschreibungen}_{\text{Branche}}$$

Zinssatz	Gas	Strom
EK I- Zins: Neuanlagen	6,91 %	6,91 %
EK I- Zins: Altanlagen	5,12 %	5,12 %
EK II- Zins	3,03 %	2,72 %
FK-Zins	4,25 %	4,00 %
Tab. Verwendete Zinssätze		

historische Entwicklung der EK-II Zinssätze [5]. Im Verlauf der Regulierungsperiode verringern sich die Kapitalkosten durch den Kapitalkostenabzug. Um den Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten zu ermitteln, auf den VPI – Xgen im Durchschnitt über die Regulierungsperiode angewandt wird, müssen die Kapitalkosten und entsprechend auch die Gesamtkosten um den Kapitalkostenabzug korrigiert werden (s. Box 4).

Ergebnisse Nettoeffekt der Anwendungsfehler

Wir schätzen einen branchenweiten Kapitalkostenanteil für die dritte Regulierungsperiode von 48,4 % für die Gasnetzbranche und von 34,3 % für die Stromnetzbranche (s. Abb.). Die Anwendungsfehler wirken sich also für die Gasnetzbranche erlössteigernd und für die Stromnetzbranche erlösmindernd aus. Die Ergebnisse decken sich mit der Erwartung, dass der Gasnetzbetrieb kapitalintensiver ist als der Stromnetzbetrieb.

Durch die Vereinfachungen in der Berechnungsmethodik wird der Kapitalkostenanteil tendenziell überschätzt:

- Die gewählten FK-Zinssätze sind am oberen Ende des plausiblen Spektrums angesiedelt.
- Die Anlagen im Bau sind im Sachanlagevermögen der § 23b-Daten enthalten und werden – entgegen der Regulierungspraxis – in unserer Berechnung in die Abschreibungen einbezogen. Sie erhöhen somit den berechneten Kapitalkostenanteil.
- Für den Kapitalkostenabzug ergeben sich zwei gegenläufige Effekte: Einerseits sind Anlagen im Bau in unserer Berechnung des Kapitalkostenabzugs nicht berücksichtigt. Damit unterschätzen wir den Kapitalkostenabzug und überschätzen somit den Kapitalkostenanteil. Andererseits unterstellen wir, dass sich die Auflösungen der Baukostenzuschüsse gleich wie die Restbuchwerte entwickeln. Da die Baukostenzuschüsse linear über 20 Jahre aufgelöst werden, die durchschnittlichen Nutzungsdauern der Kapitalgüter jedoch länger sind, wird hierdurch der Verzinsungsanteil des Kapitalkostenabzugs über- und der Kapitalkostenanteil somit unterschätzt.

Für die anstehende vierte Regulierungsperiode ist zudem davon auszugehen, dass aufgrund der niedrigeren regulatorischen Zinssätze der Kapitalkostenanteil an den Gesamtkosten geringer ausfallen wird.

Berechnungsfehler bei der Ermittlung des Xgen

Wenn der Xgen – korrekterweise – nur auf die operativen Kosten angewandt wird, darf die in den Xgen eingehende Einstandspreisentwicklung auch nur auf Grundlage der operativen Kosten ermittelt werden. Aktuell bezieht sich die Einstandspreisentwicklung im Xgen allerdings auf die Gesamtkosten. Eine Abschätzung der Auswirkungen dieses Berechnungsfehlers nehmen wir anhand der Berechnungen der Bundesnetzagentur zum Törnquist-Index für den Xgen der dritten Regulierungsperiode vor [6].

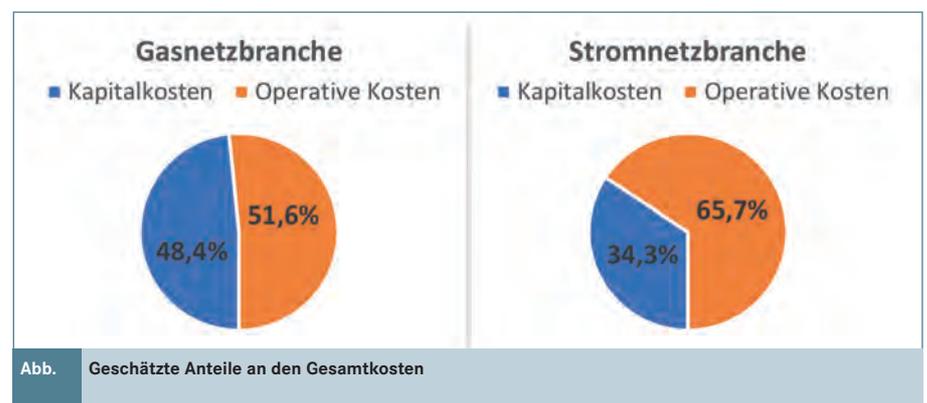
Die jährlichen Einstandspreisänderungen im Törnquist-Index verändern sich von 0,35 % zu 1,26 % (Gas) bzw. 0,42 % zu 0,86 % (Strom), wenn man nur die Einstandspreise der operativen Kostenbestandteile in die Ermittlung einbezieht. Da höhere Einstandspreise die effizienten Kosten erhöhen, senken höhere Einstandspreise den Xgen. Durch den Berechnungsfehler ergibt sich ein um 0,91 Prozentpunkte zu hoher Xgen für Gas und ein um 0,44 Prozentpunkte zu hoher Xgen für Strom.

Ein zentraler Grund für die unterschiedliche Entwicklung der Einstandspreise von Kapitalkosten und operativen Kosten ist die rückläufige Entwicklung der Eigenkapitalzinsen seit Beginn der Anreizregulierung. Der Rückgang der Eigenkapitalzinsen kommt in dem zweiten für die Berechnung des Xgen herangezogenen Index, dem Malmquist-Index,

Box 4: Anpassung der Kosten um den Kapitalkostenabzug

Die relevanten Kapitalkosten sind diejenigen, auf die VPI – Xgen im Durchschnitt angewandt wird. Dies ist der nach Anzahl der Anwendungen von VPI – Xgen gewichtete Durchschnitt der Kapitalkosten über die Regulierungsperiode. Da VPI – Xgen im Jahr t der Regulierungsperiode t Mal angewendet wird, erhalten die Kapitalkosten des ersten Jahres ein Gewicht von Eins, die des zweiten Jahres ein Gewicht von Zwei, etc. Die gewichtete Summe wird durch die Anzahl der Gewichte 15 geteilt, um zum gewichteten Durchschnitt zu gelangen. Die Gesamtkosten müssen dann um die Differenz zwischen Kapitalkosten im Basisjahr und dem gewichteten Durchschnitt der Kapitalkosten über die Regulierungsperiode bereinigt werden.

Die Kapitalkosten der einzelnen Jahre berechnen wir basierend auf der prozentualen Veränderung von Abschreibungen und EK-Verzinsung der fortgeführten Kapitalkosten relativ zum Basisjahr. Der Verlauf der kalkulatorischen Gewerbesteuer ist an die EK-Verzinsung gekoppelt und der Verlauf der FK-Verzinsung wird laut Anhang 2a ARegV entsprechend dem Verlauf der Restbuchwerte des Sachanlagevermögens bestimmt. Wir berechnen den Verlauf der Abschreibungen und der EK-Verzinsung für Gas und Strom jeweils auf Grundlage der branchenweiten Daten des jeweiligen Törnquist-Tools und übertragen die Ergebnisse auf das § 23b-Sample (vgl. Box 3). Bei der EK-Verzinsung wird eine lineare Skalierung der anderen Bilanzpositionen mit den Restbuchwerten des Sachanlagevermögens zugrunde gelegt.



noch stärker zum Tragen. Somit ist davon auszugehen, dass sich auch für den Malmquist-Index bei (einem in der Praxis nur schwer durchführbaren) Herausrechnen der Einstandspreise der Kapitalkostenbestandteile ein klar niedrigerer Xgen ergäbe.

Gesamteffekt der Anwendungs- und Berechnungsfehler

Zur Abschätzung des Gesamteffekts, bestehend aus dem Nettoeffekt der Anwendungsfehler und dem Effekt des Berechnungsfehlers, müssen beide Effekte vergleichbar gemacht werden. Hierzu kann der Nettoeffekt der Anwendungsfehler als diejenige Änderung des Xgen ausgedrückt werden, die eine identische Auswirkung auf die Erlösobergrenze hätte. Diese zum Nettoeffekt der Anwendungsfehler äquivalente Änderung des Xgen kann mit der Änderung des Xgens, die auf die Beseitigung des Berechnungsfehlers zurückgeht, zu einem Gesamteffekt zusammengefasst werden.

Ein Kapitalkostenanteil von über 40 % wirkt durch die Anwendungsfehler erlössteigernd. Pro 3 Prozentpunkte höherem Kapitalkostenanteil führen die Anwendungsfehler zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze wie sie alternativ durch die Anwendung eines um 5 % höheren Wertes von VPI - Xgen erreicht würde. Für Kapitalkostenanteile unter 40 % tritt eine entsprechende erlösmindernde Wirkung ein. Die Anwendungsfehler bei den von uns bestimmten Kapitalkostenanteilen von 48,4 % bzw. 34,3 % entsprechen somit einem um 14 % höheren (Gasnetze) bzw. 11,2 % niedrigeren (Stromnetze) Wert von VPI - Xgen. Auf dieser Basis sowie mit dem Xgen und dem durchschnittlichen VPI der Regulierungsperiode lässt sich die zum Nettoeffekt der Anwendungsfehler äquivalente Änderung des Xgen berechnen (i.S.v. gleicher Wirkung auf die Erlöse). Für die dritte Regulierungsperiode ergibt sich durch den Nettoeffekt der Anwendungsfehler eine Erlössteigerung für die Gasnetzbranche und eine Erlössenkung für die Stromnetzbranche. Diese Erlösänderungen entsprechen einer Absenkung des Xgen von 0,49 % auf 0,40 % für Gasnetze und eine Erhöhung von 0,90 % auf 0,99 % für Stromnetze [7].

Diese, den Anwendungsfehlern äquivalenten Änderungen des Xgen sind mit betragsmäßig

0,09 Prozentpunkten deutlich geringer als die Änderungen des Xgen durch Korrektur des Berechnungsfehlers im Törnquist-Index. Entsprechend wird der Gesamteffekt der konzeptionellen Fehler durch den Berechnungsfehler dominiert. Der Gesamteffekt der konzeptionellen Fehler für die dritte Regulierungsperiode entspricht einer Erhöhung des Xgens um 0,69 Prozentpunkte für Gasnetze und um 0,58 Prozentpunkte für Stromnetze.

Bei der Berechnung des Gesamteffekts wurde berücksichtigt, dass sich die zu den Anwendungsfehlern äquivalenten Xgen-Änderungen auf die Anwendung von VPI und Xgen vor der Beseitigung der Anwendungsfehler, die Xgen-Änderungen des Berechnungsfehlers auf die Anwendung nach der Beseitigung der Anwendungsfehler bezieht. Um die beiden Xgen-Änderungen hinsichtlich ihrer Erlöswirkung vergleichbar zu machen, muss die Xgen-Änderung des Berechnungsfehlers auf diejenige Xgen-Änderung umgerechnet werden, die vor der Beseitigung der Anwendungsfehler die gleiche Erlöswirkung besitzt. Zur Berechnung des Gesamteffekts wurde entsprechend die Xgen-Änderung des Berechnungsfehlers für Gasnetze um 14 % (von 0,91 auf 0,78 Prozentpunkte) gesenkt und die Xgen-Änderung des Berechnungsfehlers für Stromnetze um 11,2 % (von 0,44 auf 0,49 Prozentpunkte) erhöht.

Fazit

Die Einbettung des Xgen in die Anreizregulierung leidet an zwei konzeptionellen Fehlern, der Anwendung von VPI und Xgen auf die Kapitalkosten und dem Zweijahresverzug in der Anpassung der Erlösobergrenze durch VPI und Xgen. Der Gesamteffekt der Fehler auf die Erlösobergrenze setzt sich aus dem Nettoeffekt der fehlerhaften Anwendung des Xgen und dem Effekt der fehlerhaften Berechnung des Xgen selbst zusammen: Dabei darf eine korrekte Berechnung des Xgens, der sich bei Behebung der konzeptionellen Fehler nur auf die Entwicklung der operativen Kosten bezieht, die Preisentwicklung der Kapitalgüter in der Einstandspreisentwicklung nicht berücksichtigen.

Der Nettoeffekt der beiden Anwendungsfehler wirkt sich leicht vorteilhaft für die Gasnetzbranche und leicht nachteilig für die Stromnetzbranche aus. Auf Grundlage des

Törnquist-Index der dritten Regulierungsperiode wirkt sich der Berechnungsfehler klar nachteilig für die Netzbranchen aus. In Summe entspricht die Behebung der konzeptionellen Fehler einer Absenkung des Xgen um 0,69 Prozentpunkte für Gasnetze und um 0,58 Prozentpunkte für Stromnetze. Die konzeptionellen Fehler in der aktuellen Umsetzung führen somit in ihrer Gesamtwirkung zu einer klaren Kostenunterdeckung durch die Erlösobergrenzen der Strom- und Gasnetzbetreiber.

Anmerkungen

- [1] Aufgrund der aktuell hohen Inflation beziehen wir uns im Folgenden auf eine positive Differenz von VPI und Xgen. Die Differenz kann jedoch im Prinzip auch negative Werte annehmen, z. B. im Jahr 2022 für die Stromnetze (Inflation 2020: 0,5 %; Xgen 3. RP Strom: 0,90 %).
- [2] Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG; <https://www.netzentgelttransparenz.de> (Stand: 21. Dezember 2022).
- [3] Die Totex der Übertragungsnetzbetreiber sind nicht in den § 23b-Daten aufgeführt.
- [4] Die Anteile beruhen auf einem Vergleich der Restbuchwerte laut § 23b-Daten mit den auf Grundlage des durch die BNetzA veröffentlichten Törnquist-Tools ermittelten, branchenweiten Restbuchwerten.
- [5] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2022, S.159.
- [6] Der zweite für den Xgen relevante netzwirtschaftliche Bestandteil ist die totale Faktorproduktivität. Die totale Faktorproduktivität bezieht sich auf alle Input-Faktoren und somit müssen auch alle Input-Faktoren zu ihrer Berechnung herangezogen werden. Unter der Annahme, dass sich Produktivitätsfortschritte auf die Inputfaktoren gleich verteilen, können die totale Faktorproduktivität und ihre Berechnung unverändert auf einen Xgen übertragen werden, der nur auf die operativen Kosten angewendet wird.
- [7] Die Differenz aus VPI und Xgen für die dritte Regulierungsperiode ist für Gasnetze 0,67 % (durchschnittlicher VPI: 1,16 %; Xgen: 0,49 %) und für Stromnetze 0,81 % (durchschnittlicher VPI: 1,71 %; Xgen: 0,9 %). Die Anwendungsfehler sind äquivalent zu einer Änderung von VPI - Xgen von 0,67 % um +14 % auf 0,76 % für Gasnetze bzw. von 0,81 % um -11,2 % auf 0,72 % für Stromnetze.

Dr. T. Pfrommer und Dr. E. Kanberger, Regulierungsmanagement der Netze BW GmbH, Stuttgart
t.pfrommer@netze-bw.de
e.kanberger@netze-bw.de