

# OPEX-Xgen: Die Chance auf einen transparenten, ökonomisch fundierten und leicht umsetzbaren Neustart

## Ein Diskussionspapier der Netze BW

Stuttgart, 21. Juni 2023  
Netze BW

Tobias Pfrommer und Sabine Streb

## 1 Einleitung

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, kurz „Xgen“, ist ein zentraler Baustein der deutschen Anreizregulierung. Der Xgen soll im Zusammenspiel mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) exogene Kostenänderungen der Netzbetreiber nach dem Basisjahr abbilden. Dabei wird die Kostenbasis zunächst mit der VPI-Änderung inflationiert und dann um den Xgen angepasst, um die für den Netzbetrieb angemessene Inflationierung zu erhalten. Während die Höhe des Xgen in den ersten beiden Regulierungsperioden verordnungsrechtlich festgelegt war, legt seit der dritten Regulierungsperiode die Bundesnetzagentur den Xgen fest.

Im Zusammenspiel mit dem System der deutschen Anreizregulierung leidet der Xgen in seiner heutigen Form jedoch unter konzeptionellen Mängeln. Diese Mängel verhindern, dass der Xgen seine Zielsetzung im Regulierungssystem – die Übertragung ökonomischer Nullgewinne von Unternehmen im vollständigen Wettbewerb auf regulierte Unternehmen – erfüllen kann. Das Regulierungsziel im Falle einer Erlösregulierung bedeutet, dass die Erlöse sich wie die Kosten des Netzbetriebs entwickeln (Pfrommer 2022).

Drei Mängel stehen der Erfüllung dieses Regulierungsziels im aktuellen Rahmen der Anreizregulierung entgegen: Erstens werden operative Kosten, die während der Regulierungsperiode durch eine Veränderung der Versorgungsaufgabe entstehen, nicht berücksichtigt. Zweitens werden Kapitalkosten sowohl durch den Kapitalkostenabgleich als auch durch die Inflationierung mit VPI und Xgen – also doppelt – angepasst. Drittens laufen die gewährten Erlöse den Kosten des Netzbetriebs durch die Anwendung eines Zweijahresverzugs in der Inflationierung um zwei Jahre hinterher.

Diese drei Mängel lassen sich jedoch im Rahmen der Anreizregulierung durch die Verwendung eines „OPEX-Xgen“ beseitigen. Die Berechnung dieses korrigierten Xgen erfolgt anhand der Entwicklung der branchenweiten operativen Kosten. Im Gegensatz zur bisherigen Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bleibt beim OPEX-Xgen (1) die Entwicklung der Kapitalkosten bei der Bestimmung des Xgen unberücksichtigt und (2) wird die Veränderung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber explizit in die Ermittlung des Xgen einbezogen. Die Anwendung von VPI und OPEX-Xgen erfolgt dann entsprechend nur auf die operativen Kosten der Netzbetreiber und ohne Zweijahresverzug.

Ein OPEX-Xgen löst jedoch nicht nur die konzeptionellen Probleme des heutigen Xgen, sondern führt auch zu einer erheblichen Vereinfachung der Regulierungspraxis. Der aktuelle Xgen wird durch zwei verschiedene Methoden ermittelt: den Törnquist-Index und den Malmquist-Index. Die damit verbundenen Datenerhebungen, Datenplausibilisierungen und Berechnungen sind für alle Beteiligten sehr aufwändig und hinsichtlich ihrer methodischen Ausgestaltung stark

umstritten. Die Ermittlung des OPEX-Xgen ist deutlich einfacher, da im Wesentlichen nur eine Größe ermittelt und keine zusätzlichen Daten erhoben werden müssten.

Die konzeptionellen Mängel gehen auf die bisherigen verordnungsrechtlichen Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zurück. Die in Folge des Vertragsverletzungsverfahrens zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde der EU-Kommission gegen Deutschland anstehende Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wird die Verantwortung für die in der ARegV geregelten Sachverhalte in die Hände der Bundesnetzagentur legen. Damit besteht die Chance bisherige in der ARegV festgeschriebene inhaltliche Schwächen, wie im Falle des Xgen, zu beheben und die Regulierung methodisch sowie inhaltlich klar und nachvollziehbar an den Regulierungszielen auszurichten (vgl. Staiger et al. 2021).

## 2 Regulierungsziel und bestehende konzeptionelle Mängel

Das Regulierungsziel ökonomischer Nullgewinne hat seinen Ursprung in der Imitation wettbewerblicher Strukturen in der Regulierung: Im vollständigen Wettbewerb ergeben sich im Gleichgewicht für alle Unternehmen ökonomische Nullgewinne. Die ökonomischen Kosten der Unternehmen umfassen dabei auch die Eigenkapitalverzinsung. Ökonomische Nullgewinne bedeuten also einen betriebswirtschaftlichen Gewinn in Höhe der Eigenkapitalverzinsung. Der Xgen in seiner aktuellen Umsetzung erreicht dieses Ziel aufgrund von drei Mängeln nicht.

### Mangel 1: Fokus nicht auf Kostenentwicklung

Der Xgen in seiner heutigen Form nach § 9 ARegV spiegelt die Einstandspreis- und die Produktivitätsentwicklung im Netzbetrieb wider. Für den Fall einer Preisregulierung erfüllt diese Definition des Xgen die Bedingung ökonomischer Nullgewinne (Bernstein und Sappington 1999). Im Gegensatz hierzu bedeutet die Bedingung ökonomischer Nullgewinne in der Erlösregulierung, dass Erlösentwicklung und Entwicklung der Gesamtkosten des Netzbetriebs übereinstimmen. Wenn man jedoch die Erlöse mit dem Xgen aus der Preisregulierung fortschreibt, unterschlägt man einen Teil der Gesamtkostenentwicklung: Man unterschlägt den Anteil der Gesamtkostenänderung, der auf eine Änderung des Outputs, d.h. im Kontext der Energienetzregulierung auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe (im Stromnetz z.B. deutliche Zunahme von EE-Anlagen, Wärmepumpen und Ladesäulen, die in das Netz integriert werden müssen), zurückgeht.

Eine Intuition hierfür erhält man wie folgt: Wenn bei einem Unternehmen der Verkaufspreis eines Gutes mit seinen durchschnittlichen Herstellungskosten übereinstimmt, ist die Bedingung ökonomischer Nullgewinne erfüllt. Die durchschnittlichen Herstellungskosten wiederum bestimmen sich aus der durchschnittlich benötigten Anzahl der Inputs pro Output sowie den Einstandspreisen der Inputs. In der Preisregulierung möchte man mithilfe des Xgen die Preisentwicklung an die Entwicklung der durchschnittlichen Herstellungskosten binden. Auf

diesem Weg finden Einstandspreisentwicklung und Produktivitätsentwicklung (Output pro Input) Eingang in die Xgen-Formel der Preisregulierung.

Im Gegensatz hierzu bedeutet die Bedingung ökonomischer Nullgewinne in der Erlösregulierung, dass Erlöse und absolute Herstellungskosten übereinstimmen. Während sich die Einstandspreise in den durchschnittlichen Herstellungskosten (Preisregulierung) wie auch den absoluten Herstellungskosten (Erlösregulierung) wiederfinden, ergibt sich ein Unterschied in den Mengen. Hier findet sich einmal die Anzahl der Inputs pro Output (Preisregulierung) und einmal die Gesamtanzahl der Inputs (Erlösregulierung). Kurzum: Wenn man den Xgen aus der Preisregulierung zur Fortschreibung von Erlösen verwendet, unterschlägt man die Änderung des Outputs.

Damit das Regulierungsziel ökonomischer Nullgewinne erreicht werden kann, muss – wenn keine zusätzlichen Instrumente eingesetzt werden – der Xgen also auch kostenbasiert ermittelt werden (vgl. Pfrommer 2022).

### **Mangel 2: Doppelte Anpassung der Kapitalkosten**

Für Kapitalkosten gelten in der deutschen Anreizregulierung andere Regeln als für die operativen Kosten. Die Kapitalkosten des Basisjahres werden über den Kapitalkostenabgleich im Verlauf der Regulierungsperiode angepasst. Hierzu werden Verringerungen der Kapitalkosten durch Abschreibungen (Kapitalkostenabzug) und Erhöhungen der Kapitalkosten durch Neuinvestitionen (Kapitalkostenaufschlag) zu aktuellen Einstandspreisen in den Erlösen berücksichtigt. Für Kapitalkosten gilt somit: Kosten und Erlöse sind während der gesamten Regulierungsperiode deckungsgleich. Die heute zusätzliche Anwendung von VPI und Xgen auf die Kapitalkosten führt zu einer doppelten Anpassung der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode.

Die Anwendung des Xgen darf sich also nur auf die operativen Kosten beziehen. Bei einer Beschränkung der Anwendung auf die operativen Kosten muss der Xgen dann auch ausschließlich auf Grundlage der operativen Kosten ermittelt werden (vgl. Pfrommer und Kanberger 2023).

### **Mangel 3: Zweijahresverzug in der Inflationierung**

Zweck der Inflationierung der Kosten des Basisjahres mit VPI und Xgen ist, dass Erlöse und Kosten während der Regulierungsperiode einander entsprechen. Zwischen dem Basisjahr (z.B. 2021 für die vierte Regulierungsperiode Strom) und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode (2024) liegen drei Jahre. Die Kosten bzw. Erlöse des Basisjahres müssten korrekterweise also mit der VPI-Änderung von 2021 bis 2024 inflationiert werden, die dann um den über drei Jahre kumulierten Xgen korrigiert wird. Entsprechend müsste im zweiten Jahr der Regulierungsperiode (2025) mit der VPI-Änderung von 2021 bis 2025 abzüglich eines über vier Jahre kumulierten Xgen inflationiert werden, usw.

Tatsächlich gibt es aber einen in § 8 ARegV festgeschriebenen Zweijahresverzug: Im ersten Jahr der Regulierungsperiode wird mit der VPI-Änderung von 2021 bis 2022 abzüglich einer einfachen Anpassung durch den Xgen inflationiert. Im zweiten Jahr der Regulierungsperiode wird mit der VPI-Änderung von 2021 bis 2023 abzüglich eines über zwei Jahre kumulierten Xgen inflationiert, usw. Die genehmigten Erlöse eines Jahres der Regulierungsperiode werden entsprechend nicht auf das aktuelle Kostenniveau des Netzbetriebs, sondern auf das bereits zwei Jahre zurückliegende Kostenniveau inflationiert (vgl. Oxera 2022; Pfrommer und Kanberger 2023).

Die Kosten des Basisjahres müssen genauso häufig mit VPI und Xgen inflationiert werden, wie Jahre zwischen dem Basisjahr und dem jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode liegen.

### 3 Erreichung des Regulierungsziel durch den OPEX-Xgen

Ein OPEX-Xgen ist in der Lage die konzeptionellen Probleme des aktuellen Xgen zu überwinden und somit das angestrebte Regulierungsziel zu erreichen. Der OPEX-Xgen ist dabei durch seine Berechnung und seine Anwendung definiert: Die Berechnung des OPEX-Xgen erfolgt auf Grundlage der Entwicklung der branchenweiten operativen Kosten. Die Anwendung von VPI und OPEX-Xgen erfolgt entsprechend auch nur auf die operativen Kosten und ohne Zweijahresverzug.

Durch den OPEX-Xgen wird qua Konstruktion das Regulierungsziel sowohl für Kapitalkosten wie auch für operative Kosten erreicht. Bei den operativen Kosten ist dabei zu berücksichtigen, dass Kostenentwicklungen, die von den historischen Entwicklungen abweichen (beispielsweise durch eine beschleunigte Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Vergleich zu den vorangegangenen Regulierungsperioden), nicht abgedeckt sind. Diese Einschränkung gilt selbstverständlich für jede rein auf historischen Daten beruhende Methode.

### 4 Operative Umsetzung des OPEX-Xgen

Für die operative Umsetzung des OPEX-Xgen sind folgende Fragen zu beantworten:

#### Wie werden die OPEX definiert?

Mit OPEX sind grundsätzlich alle Bestandteile der Gesamtkosten (TOTEX) des Netzbetreibers gemeint, die keine Kapitalkosten nach § 10a ARegV sind, also nicht dem Kapitalkostenabgleich unterliegen. Somit sind die OPEX definiert als Gesamtkosten abzüglich der Summe der

kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen.<sup>1</sup>

### Wie wird die Anpassung ohne Zweijahresverzug umgesetzt?

Die hier vereinfacht dargestellte Regulierungsformel für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode Strom (Basisjahr: 2021; erstes Jahr der Regulierungsperiode: 2024) ist nach aktueller Regelung wie folgt (alle weiteren Jahre der Regulierungsperiode analog):

$$EOG_{2024} = (Kosten_{2021} - KKab_{2024}) \cdot \left( \frac{VPI_{2022}}{VPI_{2021}} - [(1 + Xgen)^1 - 1] \right) + KKauf_{2024}$$

Eine Beseitigung des Zweijahresverzugs bedeutet nichts anderes als den Verbraucherpreisindex im Zähler auf das tatsächliche Jahr 2024 zu beziehen und entsprechend die Potenz des Xgen um zwei zu erhöhen (alle weiteren Jahre der Regulierungsperiode analog):

$$EOG_{2024} = (Kosten_{2021} - KKab_{2024}) \cdot \left( \frac{VPI_{2024}}{VPI_{2021}} - [(1 + Xgen)^3 - 1] \right) + KKauf_{2024}$$

Um die Netzentgelte des Jahres 2024 berechnen zu können, muss die Erlösobergrenze im letzten Quartal 2023 bereits vorliegen. Zu diesem Zeitpunkt ist selbstverständlich der Verbraucherpreisindex 2024 noch nicht bekannt und derjenige für 2023 nur näherungsweise. Es gibt mindestens drei Möglichkeiten damit umzugehen.

**Die erste Möglichkeit** besteht darin sich auf Inflationsprognosen zu stützen. So veröffentlicht beispielsweise das renommierte Ifo-Institut jedes Quartal im Rahmen seiner Konjunkturprognose eine Inflationsprognose für das laufende und das nachfolgende Kalenderjahr. Die dritte Konjunkturprognose wird jedes Jahr Mitte September veröffentlicht und wäre somit rechtzeitig verfügbar. Abweichungen von der sich tatsächlich einstellenden Inflation könnten über einen ex-post Abgleich über das Regulierungskonto bereinigt werden.

**Die zweite Möglichkeit** besteht darin nicht den Verbraucherpreisindex im Zähler, sondern denjenigen im Nenner anzupassen. Die Regulierungsformel für das erste Jahr lautet dann

$$EOG_{2024} = (Kosten_{2021} - KKab_{2024}) \cdot \left( \frac{VPI_{2022}}{VPI_{2019}} - [(1 + Xgen)^3 - 1] \right) + KKauf_{2024}$$

<sup>1</sup> Dies entspricht den in der Überleitungsrechnung ausgewiesenen OPEX abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten werden jährlich angepasst, sind deshalb grundsätzlich nicht Gegenstand der Inflationierung durch VPI und Xgen und werden entsprechend bei der Berechnung des Xgen nicht berücksichtigt.

Somit entfällt die Notwendigkeit sich auf eine Prognose zu stützen. Gleichzeitig stimmen jedoch die Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und dem Jahr der Regulierungsperiode sowie die Anzahl der Inflationierungen durch VPI und Xgen überein. Die für den Zeitraum gewährte Inflationierung entspricht zwar im Allgemeinen nicht exakt der Kostenänderung des Netzbetreibers im entsprechenden Zeitraum, sondern ist um zwei Jahre versetzt. Dieser *Zeitverschub* beeinflusst die Erlösobergrenze im Gegensatz zum *Zeitverzug* aber nicht systematisch in eine Richtung und mittelt sich in der Tendenz über die Zeit heraus.

**Die dritte Möglichkeit** ist schlicht die Kombination der beiden ersten Möglichkeiten. Der Verbraucherpreisindex wird sowohl im Zähler wie im Nenner um ein Jahr angepasst:

$$EOG_{2024} = (Kosten_{2021} - KKab_{2024}) \cdot \left( \frac{VPI_{2023}}{VPI_{2020}} - [(1 + Xgen)^3 - 1] \right) + KKauf_{2024}$$

Damit reduziert sich der *Zeitverschub* auf ein Jahr. Zudem ist auch nur eine Inflationsprognose für das bereits laufende Jahr nötig. Solch eine Prognose, beispielsweise durch das Ifo-Institut im September eines Jahres, hat im Regelfall eine sehr geringe Abweichung von der ex-post endgültig festgestellten Inflation und Differenzen könnten zeitnah über das Regulierungskonto glattgezogen werden.

### Wie sieht die Regulierungsformel mit einem OPEX-Xgen aus?

In der heutigen Regulierungsformel werden VPI und Xgen – unter Berücksichtigung des Abbaupfades für Ineffizienzen und dem Kapitalkostenabzug – auf die Gesamtkosten angewandt. Der OPEX-Xgen wird nur auf die OPEX angewandt, insofern ist eine Anpassung der Regulierungsformel notwendig. Dies ist jedoch leicht umsetzbar, indem man die Gesamtkosten in ihre Bestandteile CAPEX und OPEX aufteilt und in der Erlösobergrenzenformel die Inflationierung mit VPI und Xgen nur auf die OPEX bezieht.

Angewandt auf das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode Strom sähe die vereinfachte Regulierungsformel damit wie folgt aus (unter Umsetzung der ersten Möglichkeit zur Beseitigung des Zweijahresverzugs):

$$EOG_{2024} = (CAPEX_{vmb,2021} + (1 - V_1) \cdot CAPEX_{b,2021} - KKab_{2024} + KKauf_{2024}) \\ + (OPEX_{vmb,2021} + (1 - V_1) \cdot OPEX_{b,2021}) \cdot \left( \frac{VPI_{2024}}{VPI_{2021}} - [(1 + OPEX-Xgen)^3 - 1] \right)$$

### Muss man zusätzlich irgendwelche Größen bereinigen?

Sonstige Bestandteile der TOTEX, die anderweitig über die Regulierungsformel während der Regulierungsperiode angepasst werden, müssen beim OPEX-Xgen auch angepasst werden, da es sonst wieder zu einer Doppelberücksichtigung käme. Die einzige Kostenposition, bei der dies

der Fall ist, sind die volatilen Kosten. Im Beispiel der Stromnetzregulierung betrifft dies aktuell nur die Verlustenergie. Die Vorgehensweise wäre hier wie folgt: Durch die Behandlung als volatile Kosten wird die Veränderung der Preiskomponente zwischen dem Basisjahr und dem jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode bezogen auf die Mengenkomponekte des Basisjahres erstattet. Die Veränderung der Preiskomponente zwischen den Basisjahren, die für die Bestimmung des OPEX-Xgen herangezogen werden, muss deshalb aus der Kostenposition Verlustenergie herausgerechnet werden. Das bedeutet, dass man die Kosten für Verlustenergie des jüngeren Basisjahres (Basisjahr 2) unverändert belässt und die Kosten für Verlustenergie des älteren Basisjahres (Basisjahr 1) wie folgt modifiziert (MK: Mengenkomponekte; PK: Preiskomponekte):

$$MK_{BJ1} \cdot PK_{BJ1} \rightarrow MK_{BJ1} \cdot PK_{BJ2}$$

Man behält also die Mengenkomponekte  $MK_{BJ1}$  des älteren Basisjahres bei und ersetzt die Preiskomponekte  $PK_{BJ1}$  des älteren Basisjahres durch die Preiskomponekte  $PK_{BJ2}$  des jüngeren Basisjahres.

## 5 Operativer Aufwand und methodische Unsicherheiten

Der operative Aufwand zur Ermittlung des OPEX-Xgen ist sehr gering. Dies betrifft sowohl Datenerhebung und Datenplausibilisierung, als auch die methodische Vorgehensweise bei der Berechnung des OPEX-Xgen. Zudem sind die mit der Methode und ihrer Umsetzung verbundenen Unsicherheiten äußerst gering.

Zur Ermittlung des Xgen werden aktuell zwei Verfahren angewandt. Der Törnquist-Index und der Malmquist-Index. Der Törnquist-Index verwendet im Wesentlichen handelsrechtliche Daten und Preisindizes des Statistischen Bundesamtes. Hier werden Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklung getrennt berechnet. Der Malmquist-Index setzt auf den Daten des Effizienzvergleichs auf. Hier werden Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklung gemeinsam in Form eines Frontier Shifts berechnet. Im Gegensatz hierzu würde sich der Aufwand beim OPEX-Xgen auf ein Berechnungsverfahren verringern.

### Datenerhebung und -plausibilisierung

Für die Berechnung des OPEX-Xgen sind neben dem Verbraucherpreisindex nur Daten notwendig, die der Bundesnetzagentur sowieso vorliegen. Die OPEX eines Netzbetreibers in einem gegebenen Basisjahr lassen sich durch die in der Überleitungsrechnung ausgewiesenen Größen TOTEX, CAPEX und kalkulatorische Gewerbesteuer direkt bestimmen. Darüber hinaus sind nur die Verlustenergiekosten und ihre Preiskomponekten aus den jeweiligen Basisjahren notwendig. Diese Daten liegen allesamt schon durch die Kostenprüfungen vor, eine Datenplausibilisierung ist somit auch mit minimalem Aufwand bewältigbar.



Im Gegensatz hierzu umfasst beispielsweise die Datenerhebung für den Törnquist-Index des Xgen der vierten Regulierungsperiode die Abfrage von 57 Einzelwerte zu 17 Datenjahren plus die Abfrage des Anlagevermögens (Verpächter und Netzbetreiber), aufgeschlüsselt nach Zugangsjahr und Anlagegruppe, zurückgehend bis ins Jahr 1930. Die hierzu notwendige Datenplausibilisierung wird von der Bundesnetzagentur als so aufwändig und zeitintensiv betrachtet, dass die Frist der Datenabfrage für den Xgen der vierten Regulierungsperiode Strom mit dieser Begründung auf über ein Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode gelegt wurde.

### Methodischer Aufwand und Unsicherheiten

Auch der methodische Aufwand zur Ermittlung des OPEX-Xgen ist minimal. Es müssen lediglich die Verlustenergiekosten um die Preiskomponente bereinigt werden. Anschließend muss schlicht das branchenweite jährliche Wachstum der so bereinigten OPEX berechnet werden. Entsprechend sind auch die Unsicherheiten hinsichtlich der richtigen methodischen Ausgestaltung gering bis fast nicht vorhanden.

Der methodische Aufwand des heutigen Xgen ist ungleich höher. So werden beispielsweise beim Malmquist-Index für jede Regulierungsperiode Frontier Shifts unter anderem auf Grundlage der Stochastic Frontier Analysis (SFA) und der Data Envelopment Analysis (DEA), auf Grundlage der Gesamtkosten TOTEX und der standardisierten Kosten sTOTEX, sowie auf Grundlage von zwei Modellausgestaltungen des Effizienzvergleichs berechnet und am Ende gemittelt. Pro Regulierungsperiode werden so 16 Werte ermittelt. Die enormen Unsicherheiten in der Ausgestaltung dieser sehr komplexen Methoden werden deutlich, wenn man die enormen Spannbreiten der einzelnen Ergebnisse betrachtet: So entspricht der Unterschied zwischen dem im Beschluss für die 3. Regulierungsperiode höchsten und dem niedrigsten angegebenen Einzelergebnis für den Frontier Shift zwischen den Regulierungsperioden 2 und 3 im Xgen Strom einer Differenz im Xgen von ca. 2,7 % (doppelt so hoch wie der für den Malmquist-Index berechnete Wert von 1,35 %).

## 6 Beispielrechnung

Wir wollen den OPEX-Xgen mit einem kurzen Beispiel illustrieren. Die relevanten Basisjahre seien 2016 und 2021. Um den OPEX-Xgen berechnen zu können sind jeweils die Werte der Gesamtkosten (TOTEX), der CAPEX (Summe der entsprechenden vier Bestandteile), die Verlustenergiekosten, die Preiskomponente der Verlustenergiekosten, sowie der Verbraucherpreisindex notwendig.

Diskussionspapier der Netze BW

OPEX-Xgen: Die Chance auf einen transparenten, ökonomisch fundierten und leicht umsetzbaren Neustart

	2016	2021	Veränderung
TOTEX	200 Mio €	230 Mio €	
CAPEX	50 Mio €	60 Mio €	
<i>OPEX</i>	<i>150 Mio €</i>	<i>170 Mio €</i>	
davon Verlustenergiekosten	10 Mio €	20 Mio €	
Verlustenergie: Preis	30 €/MWh	60 €/MWh	
<i>zu bereinigende Kosten</i>	<i>0</i>	<i>10 Mio €</i>	
<i>bereinigte OPEX</i>	<i>150 Mio €</i>	<i>160 Mio €</i>	<i>1,30 % p.a.</i>
<i>VPI</i>	<i>95,0</i>	<i>103,1</i>	<i>1,65 % p.a.</i>
<i>OPEX-Xgen</i>			<i>0,35 % p.a.</i>

Alle in der Tabelle in regulärer Schrift eingetragenen Daten können direkt aus der Kostenprüfung übernommen werden. Alle in kursiv-roter Schrift eingetragenen Daten werden daraus abgeleitet bzw. stammen im Falle des Verbraucherpreisindex aus einer Drittquelle. Im ersten Schritt werden die OPEX des Netzbetreibers berechnet. Im zweiten Schritt werden die OPEX des jüngeren Basisjahres um diejenigen Kosten bereinigt, die auf eine Veränderung der Preiskomponente der Verlustenergiekosten zurückgehen. Die OPEX des älteren Basisjahres werden nicht bereinigt. Zur Bereinigung werden die Verlustenergiekosten des jüngeren Basisjahres mit der umgekehrten Veränderung der Preiskomponente multipliziert:

$$20 \text{ Mio €} \cdot \frac{30 \text{ €/MWh}}{60 \text{ €/MWh}} = 10 \text{ Mio €}$$

Das Ergebnis wird als die zu bereinigenden Kosten von den OPEX subtrahiert. In einem dritten Schritt würden jetzt die Bereinigten OPEX über alle Netzbetreiber aufsummiert. Dieser Schritt entfällt hier, da wir nur einen Netzbetreiber betrachten. Im vierten Schritt werden die jährlichen Veränderungsrate der bereinigten OPEX und des Verbraucherpreisindex berechnet und daraus der OPEX-Xgen abgeleitet.

## 7 Fazit

Der aktuelle Xgen leidet im Zusammenspiel mit den anderen Komponenten der deutschen Anreizregulierung an drei konzeptionellen Mängeln. Durch das Urteil des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur besteht die Chance, diese bisher in der ARegV festgeschriebenen inhaltlichen Schwächen zu beheben und den Xgen methodisch auf ein neues Fundament zu stellen.

Der OPEX-Xgen bietet die Möglichkeit solch einen Neustart zu vollziehen. Der OPEX-Xgen behebt die bestehenden konzeptionellen Mängel des Xgen und ist dadurch in der Lage das Regulierungsziel ökonomischer Nullgewinne der Netzbetreiber zu erreichen. Darüber hinaus würde der OPEX-Xgen mit einer beträchtlichen Vereinfachung der Regulierungspraxis einhergehen.

## Literatur

- Bernstein, J. I., & Sappington, D. E. (1999). Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans. *Journal of Regulatory Economics*, 16, 5-26.
- Oxera. (2022). Methodengutachten Xgen. *Erstellt für BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft*. [Online abrufbar.](#)
- Pfrommer, T. (2022). Die Fortschreibung der Erlösobergrenze durch Verbraucherpreisindex - Ein konzeptioneller Fehler in der deutschen Anreizregulierung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 46, 121-129. [Online abrufbar.](#)
- Pfrommer, T., & Kanberger, E. (2023). Wie zwei konzeptionelle Fehler des Xgen eine Unterdeckung der Erlösobergrenzen von Strom und Gasnetzbetreibern verursachen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 73(4). [Online abrufbar.](#)
- Staiger, B., Pfrommer, T & Streb, S. (2021). Bessere Regulierungsentscheidungen durch ein ökonomisches Expertengremium für die Bundesnetzagentur: Zur Rechtsprechung des BGH und EuGH. *Diskussionspapier der Netze BW*. [Online abrufbar.](#)