

# FNB Gas - Stellungnahme

zum Eckpunktepapier zur zukünftigen  
Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors (X-Gen)  
der Großen Beschlusskammer Energie (GBK-24-  
02-3#4)

Berlin, 14.10.2024

## **Über FNB Gas:**

*Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist die Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportebene. Zudem ist die Vereinigung Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.*

*Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.*

## Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage .....	3
2. Notwendigkeit eines Xgen .....	4
2.1    Allgemeine Produktivitätsvorgabe in einer Anreizregulierung .....	4
2.2    Bisherige Vorgehensweise und Prognoseanforderungen .....	5
2.3    Vielfältige Herausforderungen für die FNB .....	7
2.4    Entwicklung des Xgen im internationalen Kontext .....	8
2.5    Produktivitätsentwicklung in der Vergangenheit .....	9
3. Beurteilung der Vorschläge der BNetzA .....	11
3.1    Beurteilung des BNetzA Handlungsbedarfs .....	11
3.2    Beurteilung «Modifizierter TOTEX-Xgen» .....	12
3.3    Beurteilung weiterer alternativer Vorschläge .....	13
4. Forderungen der FNB .....	15
5. Anhang Ländervergleich .....	17

Am 28. August 2024 hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) das Verfahren zur Festlegung der Methodik der zukünftigen Ausgestaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie Gasverteiler- und - Fernleitungsnetzbetreiber unter dem Aktenzeichen GBK-24-02-3#4 eröffnet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) unterstützen die Ausführungen des BDEW vollumfänglich, die im Rahmen dieser Konsultation eingebracht worden sind. Sie möchten jedoch im Folgenden ergänzende Punkte anbringen.

## 1. Ausgangslage

Ein wichtiges Element der Regulierungsformel in Deutschland ist die Festlegung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen). Dieser wurde für die dritte Regulierungsperiode auf Basis der beiden Methoden Törnqvist und Malmquist berechnet. Als Grundlage für die Xgen-Vorgabe wurde dabei der niedrigere Wert gewählt. Zentral in beiden angewendeten Methoden ist, dass die für die zukünftige Regulierungsperiode berechnete Produktivitätsvorgabe auf Basis vergangenheitsbezogener Daten erfolgt.

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 2. September 2021 (C-718/18) sowie die darauf aufsetzende EnWG-Novelle vom 29. Dezember 2023 haben zur Folge, dass die BNetzA den aktuellen Regulierungsrahmen im Hinblick auf die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Energienetzen in ausschließlicher Kompetenz bestimmen kann und muss.

Im Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber vom 18. Januar 2024<sup>1</sup> kommt die BNetzA in der These 4 zum Schluss, dass es «in der Netzwirtschaft weiterhin eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischer Fortschritt) [gibt]. Diese ist abzubilden und methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung sind zu erwägen».

Am 28. August 2024 hat die BNetzA die These 4 aus dem Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens mit einem separaten Eckpunktepapier zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors<sup>2</sup> (Eckpunktepapier) konkretisiert und die Konsultation hierzu eröffnet. Die Vorgabe einer allgemeinen sektoralen Produktivitätsentwicklung muss insbesondere in der aktuellen Transformationsphase sehr vorsichtig umgesetzt werden. Es bestehen erhebliche Bedenken und Kritikpunkte am im Eckpunktepapier der BNetzA vom 28. August 2024 beschriebenen Vorgehen. Diese Bedenken und Kritikpunkte werden im Folgenden im Detail erläutert.

Es ist grundsätzlich zu hinterfragen, inwieweit eine sektorale Produktivitätsvorgabe vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen im Energiesektor zielführend ist. Abschnitt 0 thematisiert aus diesem Grund die ursprüngliche Intention zur Einführung eines Xgen. Darauf aufbauend wird gezeigt, dass die aktuellen Herausforderungen der Energiewende für eine Anpassung des bisherigen Vorgehens sprechen. Dies wird des Weiteren durch die jüngste Produktivitätsentwicklung sowie den

---

<sup>1</sup> Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier «Netze.Effizient.Sicher.Transformiert» vom 18. Januar 2024

<sup>2</sup> Bundesnetzagentur, «Eckpunkte zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors» vom 28. August 2024

internationalen Trend bestätigt. In Abschnitt 0 findet eine Bewertung der im Eckpunktepapier der BNetzA vorgeschlagenen methodischen Überlegungen zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen statt. Basierend auf diesen Analysen sind in Abschnitt 0 Forderungen hergeleitet, die es bei der zukünftigen Ausgestaltung des Xgen zu berücksichtigen gilt.

## 2. Notwendigkeit eines Xgen

### 2.1 Allgemeine Produktivitätsvorgabe in einer Anreizregulierung

Die VPI-X Regulierung wurde Ende der 1980-er und Anfang der 1990-er Jahre in Großbritannien entwickelt und löste damit eine eher kostenbasierte Regulierung ab. Die VPI-X Regulierung wird gemeinhin als Anreizregulierung gesehen: Eine Anreizregulierung versteht sich als Entgeltregulierung, wobei die Erlösentwicklung eines regulierten Unternehmens zeitweise von der eigenen Kostenentwicklung abgekoppelt ist. Die Abkoppelung der Erlösentwicklung von den eigenen Kosten ist das wesentliche Merkmal der Anreizregulierung. Wenn das Unternehmen höhere Produktivitätssteigerungen erzielt als vom X-Faktor erfordert, darf es diesen Zusatzgewinn behalten. Daher steht der Begriff «Anreiz» für den Anreiz zur Steigerung der Kosteneffizienz. Im Gegensatz dazu folgen bei kostenbasierter Regulierung die Erlöse dem Kostenverlauf. Wenn daher das regulierte Unternehmen Kosten senkt, müssen strikt genommen auch die Erlöse gesenkt werden; im Ergebnis verbleibt kein Gewinn, sodass die Anreize für Kostensenkung gering bleiben. Die erwartete Produktivitäts- und Effizienzsteigerung (X-Term) ist ein wichtiger Aspekt in dieser Regulierung. Der Hintergrund ist, dass vermutet wurde, dass die liberalisierten und gegebenenfalls privatisierten Unternehmen aus den Zeiten vor der Liberalisierung erhebliche Ineffizienzen und damit ein erhebliches Einsparpotenzial in die neue, liberalisierte Welt mitgenommen hätten. Der «X-Faktor» stellt daher einen Verteilungsfaktor dar, der einen Teil des Einsparpotenzials an Konsumenten weiterreichen soll. Im Grunde unterscheidet man zwei Gründe für die Anwendung des generellen X-Faktors:

1. **Verteilungsargument:** Nach der Liberalisierung sämtlicher Sektoren wurden signifikante Effizienzverbesserungen (aus den Ineffizienzen aus der Zeit vor der Liberalisierung) erwartet. X-Faktoren sollten diese teilweise an die Kunden weiterreichen.
2. **Produktivitätsargument:** Es wurde angenommen, dass kapitalintensive Netzsektoren signifikante Skaleneffekte aufweisen, sodass die sektorale Produktivität sich schneller als die gesamtwirtschaftliche Produktivität entwickeln würde.

Dieser Einstieg ist wichtig, da im weiteren Verlauf des Abschnittes aufgezeigt wird, dass

- a) diese Effizienzgewinne im Zusammenhang mit dem Verteilungsargument, nach mittlerweile 15 Jahren ARegV, ausgeschöpft sind und
- b) bei der überdurchschnittlichen Produktivitätsentwicklung im Vergleich zur Gesamtwirtschaft durch die Energiewende sogar ein umgekehrter Effekt zu erwarten ist. Das hieße auch, dass die Vergangenheit sich derzeit nicht in die Zukunft fortschreiben lässt.

#### Fazit

Die ursprüngliche Bedeutung des generellen X-Faktors ist zu hinterfragen. Nach längerer Zeit der Effizienzgewinne unter der ARegV sind weitere kurzfristige Produktivitätsverbesserungen nicht zu

erwarten und die energiebedingten Herausforderungen bedeuten anstehende Produktivitätsverringierungen.

## 2.2 Bisherige Vorgehensweise und Prognoseanforderungen

### **Bisher eingesetzte Methoden führen zu unterschiedlichen Ergebnissen**

Für die dritte Regulierungsperiode wurde der allgemeine sektorale Produktivitätsfaktor auf Basis der Törnqvist- und der Malmquist-Methode berechnet. Die Vorgehensweise wurde analog für die Strom- und Gasnetze umgesetzt. Der einzige Unterschied bestand darin, dass bei der Bestimmung des Xgen für die Gasnetzbetreiber bei der Malmquist-Methode auch die Daten der FNB berücksichtigt wurden, wohingegen beim Strom die Entwicklung der Übertragungsnetzbetreiber nicht in die Malmquist-Berechnungen eingeflossen sind.

Die Törnqvist-Methode ist ein Produktivitätsindex, der im Wesentlichen Daten der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung verwendet und als Verhältnis zwischen Output- und Inputindex berechnet wird. Zu bestimmen ist bei der Törnqvist-Methode, auf welcher Basis der Output der Netzbetreiber bestimmt wird und wie dieser deflationiert werden soll. Zudem gilt es auch bei den Inputfaktoren zu definieren, welche Vorleistungen in den Inputindex einfließen. Zudem ist sicherzustellen, dass diese als Mengengrößen verwendet werden. Wichtig bei der Törnqvist-Methode ist, dass für die Höhe des Xgen das Anfangs- und Endjahr des verwendeten Stützintervalls von großer Bedeutung sind. Schließlich ist beim Törnqvist erwähnenswert, dass die Daten aller Netzbetreiber in den Berechnungen berücksichtigt werden. Es handelt sich somit um eine Durchschnittsmethode. In den Ergebnissen sind dadurch die effektive Verschiebung der technologischen Grenze als auch etwaige Aufholeffekte von ineffizienten Netzbetreibern enthalten.

Die Malmquist-Methode Xgen basiert auf den durchgeführten Effizienzvergleichen zur Bestimmung der individuellen Effizienz. In die Berechnungen fließen nur die Daten der Netzbetreiber aus dem regulären Verfahren ein. Die Methode erlaubt es im Gegensatz zur Törnqvist-Methode, die Verschiebung der technologischen Grenze vom Aufholeffekt ineffizienter Netzbetreiber zu trennen. Bei der Umsetzung hat sich die BNetzA an den Modellen aus den individuellen Effizienzvergleichen orientiert. Im Gegensatz zur Törnqvist-Methode ist der Xgen auf Basis der Malmquist-Methode nicht das Ergebnis einer einzelnen Rechnung. Vielmehr wird die Verschiebung der Effizienzgrenze zwischen den einzelnen Regulierungsperioden separat berechnet. Die Berechnungen erfolgen unter Anwendung der Methoden der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA), wobei unterschiedliche Kostenbasen berücksichtigt werden. Darüber hinaus werden die Berechnungen für Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber separat durchgeführt. Bei den Verteilnetzbetreibern werden zudem zwei unterschiedliche Fälle betrachtet. Die verschiedenen Ergebnisse werden über unterschiedliche Durchschnittsbildungen schließlich zu einem Xgen nach der Malmquist-Methode aggregiert.

Aus einer theoretischen Sicht müssten die beiden Methoden zu gleichen Ergebnissen führen, wenn die gleichen Daten und Modellvariablen zu Grunde gelegt werden, das gleiche Stützintervall betrachtet wird, sowie die Unternehmen keine Ineffizienzen während der Stützperiode abgebaut haben (d.h. kein Aufholeffekt resp. Catch-Up in den Daten vorhanden ist). Selbstredend sind diese Annahmen im Kontext der deutschen Anreizregulierung nicht gegeben, weshalb sich auch die Ergebnisse der beiden Methoden unterscheiden. Um diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, wurde zu Recht in der Vergangenheit

eine «Bestabrechnung» durchgeführt. Mit anderen Worten wurde der, aus Sicht der Netzbetreiber, günstigere Wert als Vorgabe verwendet.

### **Beide Methoden verwenden vergangene Daten**

Sowohl die Berechnungen auf Basis der Törnqvist- als auch auf Basis der Malmquist-Methode verwenden für die Berechnungen Daten aus der Vergangenheit. Hierzu wird ein sogenanntes Stützintervall bestimmt. Durch die Verwendung einer vergangenen Entwicklung, die in die Zukunft fortgeschrieben wird, kommt der Vergleichbarkeit der beiden unterschiedlichen Zeitperioden ein hohes Gewicht bei. Nur wenn die Entwicklung während der Stützperiode mit der zukünftigen erwarteten Entwicklung vergleichbar ist, dürfen die ermittelten Werte auch zur Fortschreibung verwendet werden. Liegen jedoch Hinweise vor, dass sich die zukünftige Entwicklung von der Vergangenheit unterscheidet, darf keine Fortschreibung vorgenommen werden.

Diese offensichtliche Tatsache ist im regulatorischen Kontext unbestritten. So kommt zum Beispiel die niederländische Regulierungsbehörde ACM zum Schluss:

«Je repräsentativer die verwendeten vergangenen Erkenntnisse und je robuster der Schätzer ist, desto genauer wird die Schätzung der zukünftigen Produktivitätsänderung sein, die regionale Netzbetreiber erfahren könnten. Repräsentativ bedeutet hier, dass erwartet wird, dass die verwendeten vergangenen Realisierungen mit zukünftigen Realisierungen vergleichbar sind, beispielsweise weil die Umstände im Bewertungszeitraum mit denen in dem Zeitraum vergleichbar sind, für den die Änderung der Produktivität geschätzt wird. Robust bedeutet, dass die endgültige Schätzung der Produktivitätsänderung auf möglichst vielen repräsentativen Erkenntnissen aus der Vergangenheit basiert. Dadurch werden die Auswirkungen von Zwischenfällen oder Messfehlern auf die Produktivitätsänderung minimiert.»<sup>3</sup>

Aber auch die Gutachter der BNetzA weisen zu Recht darauf hin<sup>4</sup>, dass es bei der Wahl des Stützintervalls folgende Aspekte zu berücksichtigen gilt:

- Vergleichbare Bedingungen zwischen Stützintervall und Prognosezeitraum
- Orientierung am Investitionszyklus und damit im Energiesektor an einer eher längerfristigen Entwicklung
- Datenqualität

Dabei gilt es vor allem, das Spannungsfeld zwischen den vergleichbaren Bedingungen zwischen Stützintervall und Prognosezeitraum und der Forderung nach einem möglichst langen Stützintervall zu lösen. Für die Vorgaben für die dritte und vierte Regulierungsperiode hat sich die BNetzA bezüglich des Spannungsfeldes zugunsten des langen Stützintervalls entschieden. Dies wäre aus Sicht des FNB Gas für die zukünftige Ausgestaltung des Xgen jedoch sehr kritisch (vgl. nachfolgender Abschnitt 0).

### **Fazit**

Die bisherige Erfahrung zeigt, dass die Törnqvist-Methode und die Malmquist-Methode zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Eine Berücksichtigung von unterschiedlichen Methoden ist vor dem Hintergrund der mit den Berechnungen verbundenen Unsicherheiten zwingend notwendig. Bei der Umsetzung ist dabei der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die erwartete zukünftige Entwicklung aufgrund der Umsetzung der Energiewende nicht mehr mit der Entwicklung zu Beginn der

<sup>3</sup> Zitat nach WIK-Gutachten 2023, S. 8

<sup>4</sup> WIK-Gutachten, 2023, S. 30

Anreizregulierung verglichen werden kann. Um den Unsicherheiten bei der Umsetzung der eingesetzten Methoden Rechnung zu tragen, soll – wie bisher – der jeweils niedrigere Wert angesetzt werden.

## 2.3 Vielfältige Herausforderungen für die FNB

Die Fortschreibung der Vergangenheit in die Zukunft ist aufgrund der Umsetzung der Energiewende und der Transformation der Energienetze einschließlich des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes nicht möglich. Mit der Initiative zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Bundesregierung die wesentlichen benötigten regulatorischen, kartellrechtlichen und netzplanerischen Grundlagen zur Entwicklung eines ausbaufähigen Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Zieljahr 2032 gelegt. Die letzte EnWG-Novelle ist am 17. Mai 2024 in Kraft getreten. Mit dem Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes sind einige Herausforderungen verbunden. Die nachfolgenden Punkte geben einen Eindruck über diese Herausforderungen, die in den kommenden Jahren von den FNB zu meistern sind:

- **Netztransformation:** Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff erfordert eine grundlegende Umstrukturierung des bestehenden Fernleitungsnetzes. Dies schließt die Konversion von Gasleitungen, den Bau neuer Wasserstoffleitungen sowie die Modalitäten für den Anschluss von Biomethan ein. Dabei ist zukünftig die Netzplanung im Bereich Gas, Strom und Wasserstoff auf Ebene der Übertragungsnetze (ENTSO-G, ENTSO-E, ENNOH) aufeinander abzustimmen. Dadurch sinken die Freiheitsgrade der FNB bei der Netzentwicklung weiter bzw. werden gar fast vollständig eingeschränkt.
- **Regulatorische Unsicherheiten:** Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Netztransformation sind noch nicht vollständig geklärt.
- **Versorgungssicherheit:** Die FNB sind weiterhin, auch bei zukünftig rückläufigen Gasmengen, dafür verantwortlich, die Versorgungssicherheit mit Erdgas zu gewährleisten und entsprechende teils redundante Transportkapazitäten vorzuhalten, um die Einspeisung sowie Speicherung von Erdgas und Biogas von verschiedenen Einspeise- und Übergabepunkten zu gewährleisten.
- **Gegenseitige Abhängigkeiten:** Fakt ist, dass für Tätigkeiten im Wasserstoff-Kernnetz ein separater Tätigkeitsbereich gem. EnWG etabliert werden muss. Mithin werden Effekte aus der Umwidmung von Gasfernleitungen für den Transport im Wasserstoff-Kernnetz aus dem Tätigkeitsbereich der Gasfernleitung eliminiert, während erdgasverstärkende Maßnahmen jedoch dem Tätigkeitsbereich Gasfernleitung hinzuzurechnen sind. Die Auswirkungen im Zeitablauf sind noch nicht hinreichend zu prognostizieren.

Die verschiedenen Entwicklungen betreffen nicht alle FNB in gleichem Ausmaß und zum gleichen Zeitpunkt. Der Vorschlag der BNetzA, in Zukunft den allgemeinen technologischen Fortschritt auf Basis einer Malmquist-Berechnung zu ermitteln (vgl. nachfolgenden Abschnitt 3.1), trägt diesen Herausforderungen nicht Rechnung. Ein Malmquist-Index vergleicht die Kosten und die Outputs (gemessen anhand ausgewählter Modellparameter) in einem bestimmten Jahr. Wie erläutert, führen aber die kommenden Herausforderungen für die FNB dazu, dass

- die Kosten und Outputs bei den FNB in einem bestimmten Basisjahr unterschiedlich betroffen sind,
- die Kosten und Outputs bei einem FNB nicht zwingend im gleichen Jahr betroffen sind und
- Kostenaufwüchse mit rückläufigen Mengenparametern verbunden sind.



Diese Entwicklungen führen bei einem Effizienzvergleich mit Daten von einem bestimmten Basisjahr zwangsläufig zu erheblichen Verzerrungen. Die Schwierigkeiten, die geschilderten Herausforderungen in einem Effizienzvergleich abzubilden, hat auch die BNetzA erkannt. So hat sich im Eckpunktepapier der BNetzA<sup>5</sup> in der These 6 der Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber ganz grundsätzlich zur Diskussion gestellt:

*«These 6: Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber muss sorgfältig weiterentwickelt werden und muss Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode sollte die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anreizelemente herangezogen werden*

Um die Umsetzbarkeit zu klären, hat die BNetzA aktuell ein Gutachten in Auftrag gegeben, welches die Zukunft des Effizienzvergleichs von Gasnetzbetreibern abklären soll. In dem Zusammenhang wird vom Gutachter gefordert, die Übertragbarkeit auf die FNB zu untersuchen, auch wenn auf diesen Punkt «nur ein vergleichsweise geringer Anteil der Gesamtleistung entfallen [soll]»

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Daten des zukünftigen Basisjahres 2025 in verschiedener Hinsicht für die Verwendung eines Effizienzvergleichs verzerrt sein werden. Werden die erwähnten Unterschiede in den Daten nicht bereinigt, resultiert eine verzerrte Xgen-Vorgabe, die zudem noch in die Jahre 2028 – 2032 fällt, in der sich die «Gaslandschaft» in der Folge der Netztransformation stark verändern wird. Ein Beispiel soll dies illustrieren: Bis zum Zieljahr 2032 sollen neben dem parallel existierenden Fernleitungsnetz über 9.000 km Wasserstoffnetz entstehen. Die für das Jahr 2032 anzuwendende Produktivitätsvorgabe basiert jedoch auf Malmquist-Daten auf einen «Setup» von ca. 40.000 km Fernleitungsnetz aus dem Jahr 2025.

### Fazit

Die FNB stehen nicht zuletzt durch den Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes und der generell anstehenden Netztransformation bei der Umsetzung der Energiewende vor großen Herausforderungen. Die Entwicklungen fallen dabei zwischen den Netzbetreibern sehr unterschiedlich aus und die Veränderungen von Kosten und Outputs sind nicht mehr im gleichen Jahr beobachtbar. Diesen Effekten ist bei der Ermittlung des Xgen Rechnung zu tragen, da ansonsten verzerrte Ergebnisse resultieren.

## 2.4 Entwicklung des Xgen im internationalen Kontext

In anderen Ländern stehen Gas- und Stromnetzbetreiber vor vergleichbaren Herausforderungen wie in Deutschland. Es darf dann auch nicht überraschen, dass die Regulierungssysteme eine vergleichbare Entwicklung durchgehen. In diesem Abschnitt wird in aller Kürze die Entwicklung in ausgewählten anderen Ländern skizziert. Da das Vergleichsmaterial zum Teil recht detailliert ist, befinden sich die Ausführungen und Belege im Anhang zu diesem Dokument; der Haupttext hier beschränkt sich auf die wesentlichen Aussagen.

- Österreich: das Bild in Österreich, wo das Regulierungssystem mit der ARegV in Deutschland vergleichbar ist, ist ähnlich; die Xgen-Werte für Strom- und Gasnetze sind im Laufe der Zeit gefallen.

<sup>5</sup> Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier «Netze.Effizient.Sicher.Transformiert» vom 18. Januar 2024



- Die Niederlande: das Regulierungssystem in den Niederlanden verwendet einen Faktor namens «Produktivitätsveränderung» für die Strom- und Gasnetze. Auch hier zeigt der Trend im Laufe der Zeit fallende Werte.
- Großbritannien: Eine empirische Studie zu der TFP-Entwicklung der Gasnetze in Großbritannien (Ajayi & Pollitt, 2022) suggeriert langfristig fallende TFP-Werte.
- USA: Eine langfristig ausgelegte Studie (Makholm et al., 2010) für Alberta Utilities Commission mit Daten von Strom- und Gasnetzen aus den USA zeigt erneut das ähnliche Bild, dass die TFP-Werte langfristig fallen, hier mit einem Trendbruch um das Jahr 2000.

### Fazit

Die generellen X-Faktoren bzw. Produktivitätsfaktoren in den Strom- und Gasnetzen sind in den beschriebenen Ländern tendenziell gefallen respektive weiter am Fallen. Das Gesamtbild lässt vermuten, dass schnelle Produktivitätsgewinne ausgeschöpft sind und dass mit der Energiewende einhergehende Produktivitätsverringerungen verstärkt in abgeschwächten Produktivitätsvorgaben berücksichtigt werden.

## 2.5 Produktivitätsentwicklung in der Vergangenheit

Die geschilderten Herausforderungen beeinflussen die Produktivitätsentwicklungen bei den Netzbetreibern. Wie gezeigt, haben dabei viele Länder auf diese neuen Gegebenheiten reagiert und die Xgen-Vorgabe angepasst. Die Entwicklung in Deutschland verdeutlicht zudem, dass die Produktivitätsentwicklung aus der Vergangenheit nicht mehr in die Zukunft übertragen werden kann. Dies gilt sowohl für die Berechnungen anhand der Malmquist-Methode als auch für die Berechnungen anhand der Törnqvist-Methode.

### Jüngste Entwicklung des Xgen in Deutschland gemäß Malmquist

Für die Entwicklung der sektoralen Produktivität hat die BNetzA für die dritte Regulierungsperiode (RP) Strom eine jährliche Vorgabe von 1,35 % gemäß der Malmquist-Methode vorgegeben. Betrachtet man ex-post die effektive Entwicklung, so liegen diese Werte deutlich unter der Vorgabe: Im Strom resultierte bei der Berechnung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode ein Xgen von 0,19% zwischen der 3. und 4. Regulierungsperiode. Somit lag die Vorgabe von 1,35 % ganze 1,16 Prozentpunkte über dem realisierten Xgen.

Bei den Gasnetzbetreibern liegt die finale Effizienzvorgabe für die 4. Regulierungsperiode noch nicht vor, da der individuelle Effizienzwert in Teilen vom BGH zurückgewiesen wurde. Auf Basis der vorliegenden Daten und Annahmen zur Umsetzung der Malmquist-Methode können jedoch erste Schätzungen zur Produktivitätsmessung durchgeführt werden. Betrachtet man die Entwicklung zwischen den Regulierungsperioden, zeigt sich, dass die jüngste Entwicklung durch deutlich niedrigere Produktivitätsveränderungen gekennzeichnet ist. Betrug der jährliche Xgen zwischen der ersten und zweiten Regulierungsperiode 1.04%, erhöhte sich der Wert zwischen der zweiten und dritten Regulierungsperiode auf 1.71%. In der letzten Regulierungsperiode lag die Produktivitätssteigerung jedoch lediglich noch bei 0.99%.

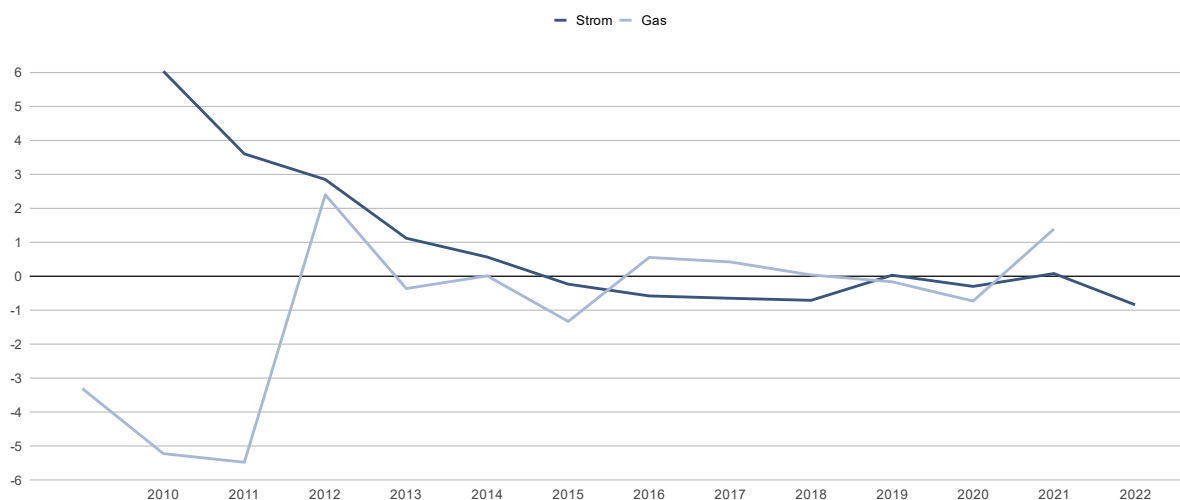
### Jüngste Entwicklung des Xgen in Deutschland gemäß Törnqvist

Die BNetzA berechnet den Xgen bisher auch mit Hilfe des Törnqvist-Index. In diesen Berechnungen werden verschiedene Parameter für jedes Jahr im Stützintervall ausgerechnet. Die Daten und Berechnungen wurden in einer Excel-Tabelle von der BNetzA veröffentlicht. Aus diesen Dateien kann ein

Überblick über die Entwicklung des Xgen der Strom- und Gasnetze abgeleitet werden. Hierzu wurden nachfolgend jeweils für die Strom- und Gasnetze die Xgen-Werte aller möglichen Stützintervalle mit drei oder mehr Jahren berechnet.

Im vorliegenden Kontext interessiert primär die Entwicklung im Laufe der Zeit und die Frage, ob der Xgen im Laufe der Zeit gegen Null konvergiert. Hierzu wurden alle Stützintervalle mit demselben Endjahr gemittelt. So entsteht eine Reihe gemittelter Stützintervalle geordnet nach Endjahr; bei jeder Angabe in der Abbildung 1 ist also das Endjahr fix. Die Ergebnisse für die Gas- und für die Stromnetze sind in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1 Die simulierte jährliche Entwicklung des Xgen Strom und Gas nach Törnqvist



In der Abbildung ist vertikal Xgen Gas und Strom dargestellt und horizontal das Endjahr des jeweiligen Intervalls. Die Abbildung zeigt, berechnet für möglichst viele Stützintervalle, dass der Xgen Gas in den Anfangsjahren der ARegV tendenziell negativ war und seit einigen Jahren nach Null konvergiert: seit dem Intervall mit Endjahr 2013 bewegt sich der gemittelte Xgen für die Gasnetze um Null. Die Anfangsjahre verzerren das Bild: die sehr negativen Werte bei den Endjahren 2010 und 2011 sind auf das Anfangsjahr 2008 zurückzuführen. Das dürfte ein Datenproblem sein. Das letzte Endjahr 2021 zeigt eine erhebliche Steigung, die auf eine Kombination einer Steigung des Output-Index, einer Verringerung des Input-Index und einer Steigung des VPI zurückzuführen ist. Die preissteigernden Effekte des Jahres 2022 aufgrund Zinswende und extrem steigender Erzeugerpreise finden beim Xgen Gas (noch) keine Berücksichtigung, lassen mithin analog Strom 2022 einen stark abfallenden XGen-Trend erwarten.

Bei den Stromnetzen zeigt die Abbildung, dass der Xgen Strom im Laufe der Zeit gefallen ist und seit einigen Jahren gegen Null konvergiert.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Törnqvist-Tools der BNetzA

Das Gesamtbild bei der Xgen-Entwicklung für die Strom- und Gasnetze suggeriert, dass der Xgen langfristig gegen Null konvergiert.

## Fazit

In Deutschland hat die Produktivitätsentwicklung in jüngster Zeit bei den Strom- und Gasnetzen deutlich abgenommen. So zeigen aktuelle Berechnungen, dass z.B. die Produktivität bei den Stromverteilnetzen bei den Malmquist-Berechnungen zwischen 3. und 4. Regulierungsperiode

stagniert hat. Auch gemäß Törnqvist-Berechnungen ist eine Konvergenz der Xgen für Strom- und Gasnetze gegen Null erkennbar. Sollte trotz der großen Umsetzungsfragen weiterhin ein Xgen auf Basis vergangener Daten berechnet werden, ist dieser Entwicklung bei der Wahl der Stützperiode Rechnung zu tragen. Die Problematik der Verwendung vergangener Daten bleibt jedoch bestehen.

### 3. Beurteilung der Vorschläge der BNetzA

#### 3.1 Beurteilung des BNetzA Handlungsbedarfs

##### Korrekturen von Doppelanpassungen und volatilen Kosten

Im Rahmen der Anreizregulierung wird grundsätzlich das «Budget-Prinzip» angewendet. Das bedeutet, dass den Netzbetreibern eine Erlösobergrenze für die Dauer der Regulierungsperiode vorgegeben wird. Damit sollen Anreize geschaffen werden, die Kosten zu senken und entsprechende Gewinne realisieren zu können (vgl. Abschnitt 0). Im Rahmen der Regulierungsformel gibt es aber Abweichungen von diesem Budgetprinzip. Diese Abweichungen sind insbesondere im Kontext der Bestimmung des Xgen zu beachten. Die BNetzA thematisiert im Eckpunktepapier zwei solche Abweichungen:

- **Doppelanpassungen bei Kapitalkosten:** Die Kapitalkosten der Bestandsanlagen werden doppelt für die Inflation korrigiert. Einmal durch den jährlichen Kapitalkostenabgleich und dessen Berücksichtigung der Inflationskorrektur in der Verzinsung und das zweite Mal durch den VPI-Faktor in der EOG-Formel.
- **Doppelanpassung bei volatilen Kosten:** Einerseits werden die volatilen Kosten als Bestandteil der OPEX durch den VPI-Faktor angepasst, die Preisänderungen und Produktivitätsentwicklungen berücksichtigt. Andererseits gibt es einen separaten Anpassungsmechanismus, der die volatilen Kosten an die tatsächliche jährliche Preisentwicklung ( $VK_t - VK_0$ ) angleicht.

Die Einschätzung der BNetzA in Bezug auf die doppelte Anpassung um Preisentwicklungen ist grundsätzlich richtig. Allerdings ist diese Darstellung verkürzt und blendet aus, dass sowohl die im Basisjahr festgestellten Kapital- als auch volatilen Kosten nicht nur durch den VPI-Faktor angepasst werden, sondern darüber hinaus Anpassungen durch den Xgen als auch durch den individuellen Effizienzwert ( $X_{ind}$ ) erfahren. Dies ist insbesondere deshalb problematisch, da bei den Kapitalkosten von in der Vergangenheit getätigten Investitionen weder Effizienzen gehoben noch Produktivitätssteigerungen realisiert werden können. Gerade in Bezug auf die Kapitalkosten ist die Anwendung einer Produktivitätsvorgabe grundsätzlich zu hinterfragen.

Bei den Kapitalkosten schlägt die BNetzA vor, diese zu deflationieren. Die Berücksichtigung der deflationierten Kapitalkosten im Vorschlag der BNetzA (modifizierter Xgen) ist aber nicht mehr sachlogisch, da es zu einer doppelten Berücksichtigung von Produktivitätsvorgaben kommt (vgl. Abschnitt 3.2). Im Ergebnis wären die Effizienzvorgaben in diesem Fall weder übertreffbar noch überhaupt erreichbar. Bei den volatilen Kosten sieht die BNetzA von einer Deflationierung ab. Grundsätzlich müssen die volatilen Kosten sowohl bei der Herleitung des Xgen als auch der Anwendung des Xgen ausgenommen werden.

##### Verzicht auf den Törnqvist

Eine weitere wichtige Herausforderung sieht die BNetzA beim Aufwand zur Umsetzung der Törnqvist-Methode. Aufgrund des hohen Aufwands schlägt die BNetzA die Abschaffung der Methode vor. Der Verzicht auf den Törnqvist ist jedoch nicht zielführend.

- Die Törnqvist-Methode ist in der wissenschaftlichen Literatur fest etabliert.
- Im Gegensatz zu der Behauptung der BNetzA ist die Datenanforderung beim Törnqvist vertretbar. Das Argument des hohen Aufwands beim Törnqvist greift nur, weil die Daten für den Malmquist sowieso zur Verfügung stehen. Im direkten Vergleich wäre der Aufwand für Törnqvist geringer. Darüber hinaus könnte die derzeitige Törnqvist-Berechnung und damit die Datenanforderung vereinfacht werden, ohne die Genauigkeit und Robustheit der Methode und der Ergebnisse wesentlich zu beeinträchtigen.
- Die Zukunft des Effizienzvergleichs Gas ist aufgrund der zunehmenden Heterogenität zwischen den Gasnetzbetreibern, insbesondere den FNB, sehr unsicher. Wenn die Methode des Effizienzvergleichs sich grundsätzlich ändert oder der Effizienzvergleich gar wegfällt, entfielen auch die Möglichkeit, die Malmquist-Methode für die Berechnung des Xgen anzuwenden. Eine Fokussierung allein auf einen methodischen Ansatz, der gegebenenfalls gar nicht mehr umgesetzt werden kann, ist problematisch.
- Überdies ist die Berechnung von Produktivitätsentwicklungen, wie die Vergangenheit gezeigt hat, sehr unsicher. Ein Abstellen auf mehrere Methoden erlaubt, diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, indem die Ergebnisse zwischen den Methoden verglichen und eine Bestabrechnung als Sicherheit umgesetzt werden können.

#### Fazit

Die von der BNetzA wahrgenommenen Probleme aufgrund der Doppelanpassung bei den Kapitalkosten und der volatilen Kosten sind, was die Berücksichtigung der Preisentwicklung betrifft, richtig, lassen aber die Reduzierung der Kapitalkosten durch Xgen und Xind außer Acht ebenso wie die Anwendung von VPIt-2 anstelle von VPIt. Die Berücksichtigung von deflationierten Kapitalkosten im Rahmen künftiger Xgen-Berechnungen ist sachlogisch falsch und führt zu unerreichbaren Effizienzvorgaben. Der Verzicht auf die Törnqvist-Methode aufgrund des damit verbundenen Aufwands ist abzulehnen. Aufgrund der großen Unsicherheiten bei der Bestimmung des Xgen ist es zwingend notwendig, eine Methodenvielfalt zu berücksichtigen. Dabei ist – wie bisher – eine Bestabrechnung zwischen den Methoden vorzunehmen und der niedrigere Wert als Vorgabe zu wählen.

### 3.2 Beurteilung «Modifizierter TOTEX-Xgen»

Die BNetzA spricht sich im Eckpunktepapier für die Anwendung eines modifizierten TOTEX-Xgen aus. Dieses Modell basiert weiterhin auf den Gesamtkosten (TOTEX) und berücksichtigt dabei sowohl Betriebskosten (OPEX) als auch Kapitalkosten (CAPEX). Ziel ist es, den Einfluss von Preissteigerungen und Produktivitätsentwicklungen in der Netzbranche umfassend und ohne die Problematik der Doppelanpassung bei den Kapitalkosten und den volatilen Kosten zu erfassen. Neben dem Wegfall der Törnqvist-Methode, worauf bereits im vorherigen Kapitel eingegangen wurde, sind gemäß Eckpunktepapier darüber hinaus keine methodischen Anpassungen am Malmquist vorgesehen.

Mit der Korrektur der doppelten Anpassung der Inputpreise bei den Kapitalkosten korrigiert die BNetzA lediglich einen Teil der «doppelten Anpassung». Die Kapitalkosten der Neuinvestitionen werden zunächst mit dem Kapitalkostenaufschlag außerhalb des Budgetprinzips in der Erlösvorgabe berücksichtigt; in der nächsten Regulierungsperiode gehen die Anlagen als Bestandsanlagen mit dem Kapitalkostenabschlag in das Budgetprinzip ein und werden demnach mit dem Term (VPI-Xgen) korrigiert. Es erfolgt implizit eine doppelte Berücksichtigung der Produktivitätsvorgabe: In der Methodik des Kapitalkostenabgleichs (KKA) wird beim Kapitalkostenaufschlag (KKAuf) die Produktivitätsentwicklung mit jeder Investitionsentscheidung berücksichtigt; nachdem die Neuinvestitionen Bestandsanlagen geworden sind, fallen sie unter dem Budgetprinzip zusätzlich unter

die Produktivitätsvorgabe des Xgen-Faktors. Insofern ist der Vorschlag der BNetzA zur Beseitigung der «doppelten Belastung» asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber.

Die BNetzA schlägt zwei Alternativen für die Bereinigung der Doppelanpassung bei den volatilen Kosten vor. Entweder werden die volatilen Kosten aus dem Basisjahr von den beeinflussbaren Kosten abgezogen, bevor der VPI-Xgen angewendet wird. Oder die volatilen Kosten werden von den TOTEX abgezogen und gehen damit nicht in den individuellen Effizienzvergleich ein. Stattdessen werden sie wie die nicht beeinflussbaren Kosten oder der Kapitalkostenaufschlag als separater Term (+  $VK_t$ ) in die EOG einbezogen. Sachgerecht wäre der zweite Vorschlag der BNetzA, da der  $X_{ind}$  nicht auf die volatilen Kosten angewendet werden sollte und demzufolge die volatilen Kosten auch nicht in die Berechnung des Xgen einfließen sollten.

Im vorliegenden Eckpunktepapier werden Überlegungen zur Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors präsentiert. Gleichzeitig überarbeitet die BNetzA weitere Elemente der Regulierungsformel (z.B. Umgang mit dem OPEX-Aufwuchs, Kapitalkostenverzinsung, Klassifizierung von Kostenarten innerhalb/außerhalb Budgetprinzip etc.), die einen Einfluss auf die Bestimmung des Xgen haben. Insbesondere soll gemäß dem modifizierten TOTEX-Xgen zukünftig nur auf den Malmquist-Daten des individuellen Effizienzvergleichs und dessen Modelle aufgesetzt werden. Gleichzeitig läuft aktuell ein Gutachten zum Effizienzvergleich Gas, welches erst nach diesem Eckpunktepapier zur Diskussion gestellt wird. Die Ausgestaltung im Gas ist also bereits insgesamt mit einer hohen Unsicherheit verbunden, bezogen auf die FNB sind nochmals zusätzliche Fragen offen. Dazu gehört beispielsweise die Unklarheit über die Zusammensetzung der zukünftigen Kostenbasis, der Umgang mit Maßnahmen, die nicht auf Effizienzbestrebungen, sondern aufgrund der Sicherung der Versorgungssicherheit genehmigt wurden, der Umgang mit Investitionsmaßnahmen oder der Umgang mit der zunehmenden Heterogenität der FNB sowie den Kooperationsverpflichtungen u. a. im deutschlandweiten Marktgebiet. Aus diesem Grund ist die Stellungnahme und Beurteilung des modifizierten TOTEX-Xgen zum aktuellen Zeitpunkt aus Sicht der FNB problematisch. Die verschiedenen Elemente der Regulierungsformel für die FNB sollten integral, also gleichzeitig betrachtet werden und es sollte von einer pauschalen Bestimmung einzelner Parameter abgesehen werden.

### Fazit

Der angedachte Lösungsvorschlag bei den Kapitalkosten, diese zu deflationieren und dann mit dem Term (VPI-Xgen) zu korrigieren, ist sachfremd. Die Kapitalkosten unterliegen neben der doppelten Anpassung der Preisentwicklung auch einer doppelten Anpassung der Produktivitätsentwicklung. Insofern ist der Vorschlag der BNetzA asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber. Die Kapitalkosten sind damit vollständig außerhalb der (VPI-Xgen-) Anpassung zu halten.

Es ist sachgerecht, die volatilen Kosten von der Anwendung des VPI-Xgen auszunehmen. Entsprechend sollten die volatilen Kosten aber auch aus der Ermittlung des Xgen und somit aus den TOTEX ausgenommen werden.

Schließlich ist eine Beurteilung des Vorgehens zur Bestimmung des Xgen zum jetzigen Zeitpunkt schwierig, da weitere Elemente der Regulierungsformel, die einen Einfluss auf die Bestimmung des Xgen haben, noch nicht festgelegt sind.

## 3.3 Beurteilung weiterer alternativer Vorschläge

### OPEX-Xgen

Zur Vermeidung der Doppelanpassung der Kapitalkosten werden nach unserem Verständnis bei OPEX-Xgen die Anpassungen des Terms (VPI-Xgen) nur auf den OPEX vorgenommen. Gemäß der BNetzA

müsste dann auch der Xgen auf den OPEX berechnet werden, was aus ihrer Sicht methodische Probleme hervorruft. Zudem geht die BNetzA davon aus, dass mit dem OPEX-Xgen auch die Produktivitätsvorgabe bei den Kapitalkosten entfällt.

Grundsätzlich zielt der Vorschlag in die richtige Richtung, indem die Kapitalkosten vollständig von der Vorgabe (VPI-Xgen) ausgenommen werden. Die große Herausforderung bei diesem Vorschlag ist die Umsetzung. Gemäß BNetzA sollt der Xgen konsequenterweise nur mit den OPEX ermittelt werden. Dieses «Teilkostenbenchmarking» birgt aber neben Umsetzungsfragen auch potenzielle Verzerrungselemente. Wichtig bei der Umsetzung dieses Vorschlages ist, dass vor den Berechnungen bezüglich der unterschiedlichen Kapitalintensität der Netzbetreiber korrigiert wird. Ansonsten besteht die Gefahr, dass ineffiziente Anreize zum OPEX-CAPEX-Verhältnis durch den Xgen gesetzt werden oder dass die Verschiebung der technologischen Grenze durch Netzbetreiber mit einer hohen Kapitalintensität gesetzt werden, die von Unternehmen mit einer höheren OPEX-Intensität nicht erreicht werden kann.

Nicht richtig ist die Aussage, dass es zu einer verzerrten Anreizwirkung kommt, höhere Kapitalkosten ineffizient einzusetzen und/oder die Betriebskosten ineffizient niedrig zu halten; eine solche strategische Kostenverschiebung ist bei festgelegten X-Faktoren ein Null-Summen-Spiel.

Oben wurde bereits dargestellt, dass in der gegenwärtigen Methodik des Kapitalkostenabgleichs es zu einer Doppelberücksichtigung der Produktivitätsentwicklung kommt. Beim Kapitalkostenaufschlag (KKAuf) wird die Produktivitätsentwicklung mit jeder Investitionsentscheidung berücksichtigt; nachdem die Neuinvestitionen Bestandsanlagen geworden sind, fallen sie unter dem Budgetprinzip zusätzlich unter die Produktivitätsvorgabe des Xgen-Faktors. Zur Vermeidung der doppelten Belastung sollten die Kapitalkosten vollständig außerhalb der VPI-Xgen Korrektur genommen werden. Genau das erreicht dieser Ansatz des OPEX-Xgens.

### **OPEX-Inflator**

Bei diesem Vorschlag würde die Produktivitätsvorgaben durch eine differenzierte Anpassung der OPEX ersetzt. Wie die BNetzA richtig schreibt, handelt es sich hierbei nicht mehr um eine Produktivitätsvorgabe. Zudem scheint die BNetzA diesen Vorschlag in Kombination mit der Verkürzung der Regulierungsdauer zu sehen. Grundsätzlich vermischt die BNetzA mit diesem Vorschlag die Problematik des OPEX-Aufwuchses aufgrund der anstehenden Transformation mit der Frage der Veränderung der technologischen Grenze. Die große Herausforderung bei diesem Vorschlag ist die passgenaue Bestimmung der einzelnen OPEX-Inflatoren und deren Gewichtung. Zu prüfen wäre, ob bei den OPEX-Inflatoren die unterschiedlichen Entwicklungen bei den VNB und FNB zu differenzieren wären.

Ein Problem mit dem vorgestellten Konzept des OPEX-Inflatoren ist, dass hierunter nur Preisänderungen während einer Regulierungsperiode und keine Änderungen der Versorgungsaufgabe abgedeckt wären.

### **OPEX-Xgen (Netze BW)**

Der Kern des Ansatzes von NetzeBW betont die Anwendung eines OPEX-Xgen nur auf CAPEX und nicht auf OPEX. Oben haben wir einen solchen Ansatz bereits zugestimmt.

Der Ansatz von NetzeBW betont aber auch die Notwendigkeit eines sachgerechten Umgangs mit dem OPEX-Aufwuchs. Das von Netze BW vorgeschlagene Modell zum OPEX-Xgen umfasst eine breite Vorstellung vom OPEX-Aufwuchs und berücksichtigt nicht nur die Preisänderungen innerhalb einer Regulierungsperiode, sondern im vereinfachten Kontext auch eine Änderung der Versorgungsaufgabe.



In dem Sinne ist der OPEX-Xgen als OPEX-Faktor zu verstehen, der die EOG während der Regulierungsperiode für kurzfristige OPEX-Entwicklungen angemessen anpasst.

#### Fazit

Die vorgestellten Alternativen zeigen Vor- und Nachteile. Wichtig aber ist die Vorstellung, dass der Xgen sich lediglich auf OPEX und nicht auf CAPEX bezieht. Zudem ist ein sachgerechter Umgang mit dem OPEX-Aufwuchs wichtig, wobei der OPEX-Aufwuchs neben Preisänderungen innerhalb einer Regulierungsperiode auch Änderungen in der Versorgungsaufgabe berücksichtigt.

Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang, dass eine abschließende Bewertung der alternativen Vorschläge für die FNB erst nach Vorliegen der Datenbasis und entsprechenden Berechnungen möglich ist.

## 4. Forderungen der FNB

Im Hinblick auf die geplante Ausgestaltung des Xgen im zukünftigen Regulierungssystem sind für die FNB die nachfolgenden Forderungen zu berücksichtigen:

#### 1. Es braucht in der aktuellen Transformationsphase **keinen Xgen**

Die Energiewende erfordert große Investitionen und bewirkt Output-Änderungen bei den Netzbetreibern, die nicht adäquat in einem Produktivitätsfaktor berücksichtigt werden können. Mit dieser Entwicklung einher geht eine Zunahme an Heterogenität zwischen den FNB. Die notwendige Berücksichtigung ist in einer Malmquist-Methode nicht möglich, was zu verzerrten Ergebnissen führt.

#### 2. Will die BNetzA weiterhin an einem Xgen festhalten, ist dieser mindestens für die **5. Regulierungsperiode auf 0 zu setzen**.

Nach mehreren Jahren der Anreizregulierung sind weitere signifikante Effizienzgewinne nicht mehr zu erwarten und die anstehende Transformation spricht dafür, dass die Produktivitätsentwicklung bei den Energienetzen weniger stark steigen wird als die Produktivität in der Gesamtwirtschaft. Zudem zeigen die teilweise sehr volatilen Ergebnisse beim Xgen für die Gasnetzbetreiber die große Unsicherheit in den Prognosen.

#### 3. Will die BNetzA weiterhin an einem berechneten Xgen festhalten, darf nur die **Entwicklung der jüngsten Jahre** berücksichtigt werden, wobei in diesem Fall das Problem der Verwendung vergangener Daten nicht gelöst wird.

Die Daten zur Evaluierung der 4. Regulierungsperiode zeigen, dass der Trendbruch aufgrund der Energiewende und der Zinswende verbunden mit massiven Preissteigerungen im Gas nicht berücksichtigt wird. In einer Phase der Transformation ist das Abstellen auf lange Stützintervalle nicht angezeigt. Die Transformation erschwert die Prognosekraft einer vergangenheitsbasierten Methode. Dabei ist zu erinnern, dass auch beim Abstellen auf die jüngste Entwicklung das Problem besteht, dass die Vergangenheit (letztes Basisjahr = t-3) die nächsten 5 Jahre beeinflusst, ohne das Trendbrüche oder Inflationsveränderungen berücksichtigt werden.

#### 4. Das **Weglassen der Törnqvist-Methode ist nicht sachgerecht**.

Ein reines Abstellen auf den Malmquist-Wert ist, unter Berücksichtigung der großen Unsicherheiten bei der Bestimmung des Xgen, nicht angezeigt. Eine Methodenvielfalt erlaubt die Plausibilität der Ergebnisse und ermöglicht eine Bestabrechnung aus Sicht der Netzbetreiber, was zumindest den methodischen Unsicherheiten etwas entgegenkommt. Dabei ist – wie bereits bisher – eine



Bestabrechnung zwischen den Methoden vorzunehmen und der niedrigere Wert als Vorgabe zu wählen.

5. Der «**Modifizierte TOTEX-Xgen**» **eignet sich nicht** in der vorgesehenen Ausgestaltung der BNetzA, um den kommenden Herausforderungen Rechnung zu tragen.

Der Vorschlag berücksichtigt die Entwicklung der Versorgungsaufgabe, den kommenden OPEX-Aufwuchs sowie die zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber nicht oder nicht genügend. Zudem sollten die CAPEX vollständig von VPI-Xgen befreit sein.

6. Ein OPEX-Faktor in geeigneter Form sollte den **OPEX-Aufwuchs innerhalb der Regulierungsperiode** sachgerecht berücksichtigen.

Die vorgestellten Ansätze für einen Xgen berühren zwar die Thematik des OPEX-Aufwuchses, aber lösen diese nicht. Neben einem schlüssigen Konzept für den Xgen, sollte ein OPEX-Faktor den OPEX-Aufwuchs innerhalb der Regulierungsperiode berücksichtigen. Die vorgestellten Ansätze zum Umgang mit Xgen sollten auf ihre Wirkung zum Umgang mit dem OPEX-Aufwuchs überprüft werden. Der vorgestellte Ansatz von NetzeBW scheint beide Themen zu kombinieren.

7. Die Anpassung von Kostenpositionen, die einem Budgetprinzip unterliegen, sollte zudem stets mit **periodengerechten Indices** erfolgen.

Die Anpassung von Kostenpositionen, die einem Budgetprinzip unterliegen, sollte zudem stets mit periodengerechten Indices erfolgen. Da diese zum Zeitpunkt der Tarifverprobung noch nicht vorliegen, wird derzeit beim VPIt gem. § 8 ARegV der VPIt-2 verwendet. Somit werden permanent Preissteigerungen von 2 Jahren nicht berücksichtigt. Dieser Fehler muss korrigiert werden. Es ist der periodengerechte VPIt anzusetzen, dessen Wert zum Zeitpunkt der Feststellung des Regulierungskontosaldos auch bekannt ist.

## 5. Anhang Ländervergleich

Im Abschnitt 2.4 oben wurde in aller Kürze ein Vergleich mit den Entwicklungen in ausgewählten anderen Ländern gemacht; die Kernaussage war, dass wir wahrnehmen können, dass generelle X-Faktoren oder Produktivitätsfaktoren in den Strom- und Gasnetzen tendenziell gefallen sind und weiter fallen. In diesem Anhang werden diese Entwicklungen in den Vergleichsländern in etwas mehr Detail dargestellt. Es sei zu beachten, dass der Vergleich zwischen verschiedenen Ländern methodisch problematisch ist. Die Regulierungssysteme sind durchaus verschieden, insbesondere aber sind die Berechnungsweisen und Anwendungen der generellen X-Faktoren oder Produktivitätsfaktoren zum Teil sehr unterschiedlich. Die Analyse soll vielmehr die Vermutung untersuchen, dass unabhängig des Regulierungssystems und der Berechnung von einem sinkenden Trend bei der Produktivitätsentwicklung bei Energienetzbetreiber ausgegangen werden kann.

### Österreich

Der Regulierungsrahmen in Österreich ist, obwohl im Detail durchaus unterschiedlich, im Großen und Ganzen recht gut mit der ARegV in Deutschland vergleichbar. Der Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze in Österreich kennt auch eine generelle Produktivitätsvorgabe (Xgen). Untere Tabelle 1 beschreibt die Xgen-Werte in Österreich. Die Entwicklung zeigt eine klare Tendenz von fallenden und in Richtung Null gehenden Xgen-Werten. Recht eindeutig fallen die Xgen-Werte und tendieren allmählich gegen Null. Die Regulierungsbehörde berücksichtigt die anstehenden Herausforderungen explizit in ihren Überlegungen.

Tabelle 1 Tatsächliche Xgen-Werte Strom und Gas in Österreich

	1. RP	2. RP	3. RP	4. RP	5. RP
Strom	2006-2009	2010-2013	2014-2018	2019-2023	2024-2028
	1,95 %	1,95 %	1,25 %	0,95 %	0,40 %
Gas	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	
	1,95 %	1,95 %	0,83 %	0,40	

*Die Tabelle enthält die tatsächlichen Xgen-Werte für die Sparte Strom und Gas in Österreich, wie von der E-Control festgelegt. Zusätzlich ist angegeben, für welche Jahre der Xgen angewendet wird.*

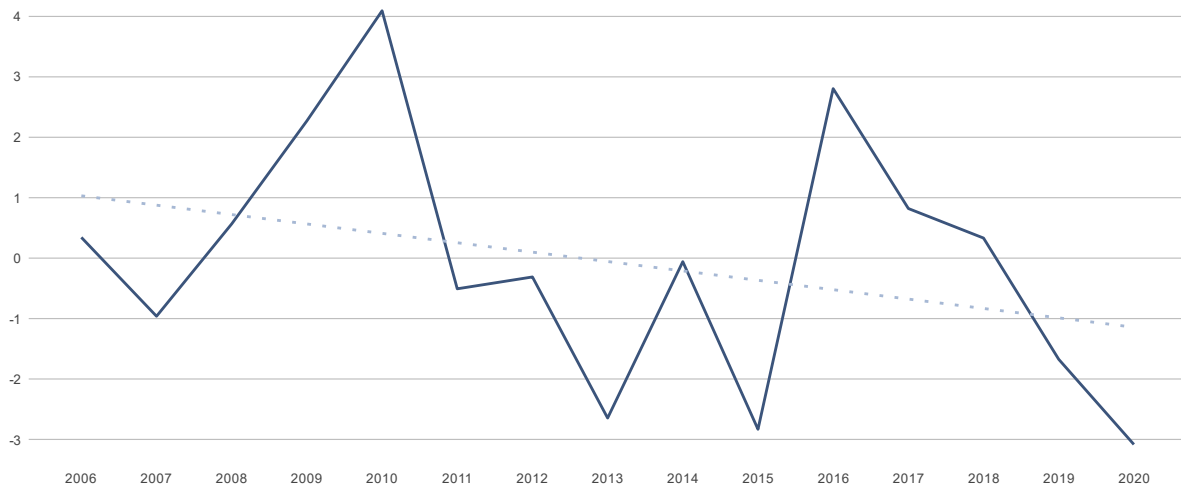
Quelle: E-Control 2022 und 2023<sup>6</sup>

### Die Niederlande

Ein direkter Vergleich der Produktivitätswerte für die Energienetze in den Niederlanden ist, aufgrund des unterschiedlichen Regulierungssystems, methodisch problematisch. Jedoch ist der Wert für die «Produktivitätsveränderung» (PV), dem Xgen oder dem sektoralen Produktivitätsfaktor in der ARegV in Deutschland recht ähnlich. Die Anwendung der Produktivitätsveränderung (PV) im System in den Niederlanden ist allerdings nicht unmittelbar offensichtlich, kann aber hier weiter ignoriert werden.

<sup>6</sup> E-Control, Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027 aus dem Jahr 2022 und E-Control, Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028 aus dem Jahr 2023.

Abbildung 2 Die Entwicklung der «Produktivitätsveränderung» für die Gasnetze in den Niederlanden



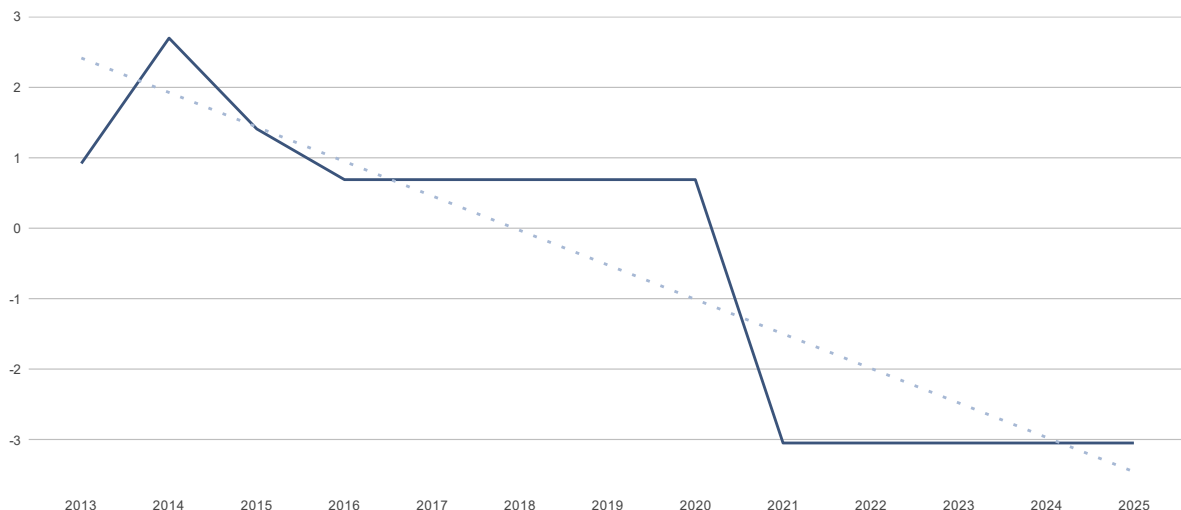
Die Abbildung zeigt auf der vertikalen Achse die von der Regulierungsbehörde geschätzte Produktivitätsveränderung (PV in %).

Quelle: Excel-Datei ACM-website: «gewijzigde-x-factorberekening-regionale-netbeheerders-gas-2022-2026»

Die PV ist dem TFP-Index im deutschen System ähnlich. Die Abbildung und insbesondere die eingefügte lineare Trendlinie suggerieren, dass die Produktivitätsveränderung Gas im Laufe der Zeit fällt.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Stromnetze wie in 3 dargestellt.

Abbildung 3 Die Entwicklung der «Produktivitätsveränderung» für die Stromnetze in den Niederlanden



Die Abbildung zeigt auf der vertikalen Achse die von der Regulierungsbehörde geschätzte Produktivitätsveränderung (PV in %).

Quelle: Excel-Datei ACM-website: «stroom - gewijzigde-x-factorberekening-rnb-e-2022-2026» und «ACM enexis 16326\_x-factorbesluit-enexis-elektriciteit-2017-2021»

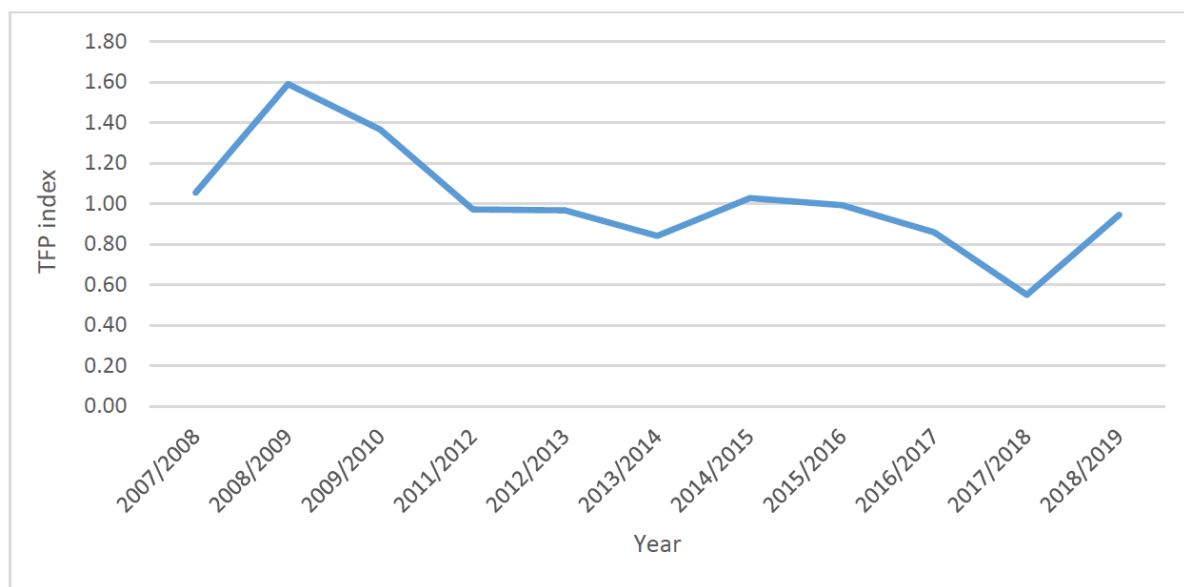
Die PV ist dem TFP-Index im deutschen System ähnlich. Die Angaben für 2016-2021 und 2021-2026 sind jeweils für die gesamte RP, sodass die Werte jeweils konstant sind. Die Abbildung suggeriert, dass die Produktivitätsveränderung Strom im Laufe der Zeit fällt.

Die Daten stammen aus Regulierungsdokumenten der Regulierungsbehörde ACM. Die Entwicklung ist recht volatil, was eine direkte Interpretation erschwert. Nichtsdestotrotz erscheint der Trend klar: die Werte für die Produktivitätsänderung der Strom- und Gasnetze fallen im Laufe der Zeit. In beiden Fällen sind die PV-Werte in den letzten Jahren in den negativen Bereich gefallen.

### Großbritannien

Das Regulierungssystem im VK, namens RIIO, ist dem deutschen System mit der ARegV sehr unterschiedlich. Zwar kennt das System im VK ein ähnliches Konzept wie Xgen, namens «ongoing efficiency» (OE), jedoch ist Anwendung, sowie Berechnung sehr unterschiedlich. Die Berechnung des Wertes für OE basiert nicht auf Daten aus der eigenen Branche, sondern auf einem Vergleich mit anderen Wirtschaftssektoren. Wenn aber diese anderen Sektoren anders von der Energiewende betroffen sind, dürften die Werte der Produktivitätsänderung sich auch recht unterschiedlich entwickeln. Der Vergleich mit Deutschland wäre aus diesem Grunde methodisch problematisch. Stattdessen illustriert eine Studie von Ajayi & Pollitt<sup>7</sup> die Entwicklung der TFP-Werte der Gas-FNB und Gas-VNB in Großbritannien, siehe Abbildung 4.

Abbildung 4 Der TFP-Index für die Gas-FNB in Großbritannien



Die Abbildung zeigt den TFP-Index für die Gas-FNB in Großbritannien, wie berechnet in der Studie von Ajayi & Pollitt (2022). Ein Wert des TFP-Indexes von 1 bedeutet hier, dass die Produktivität sich nicht geändert hat.

Quelle: Ajayi & Pollitt, 2022, S. 14 (Gas-FNB, Modell 1)<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Ajayi V. & Pollitt M.G., 2022, Changing times: Incentive regulation, corporate reorganisations, and productivity in Great Britain gas networks. Working Paper No. 023, The Productivity Institute.

<sup>8</sup> Ajayi V. & Pollitt M.G., 2022, Changing times: Incentive regulation, corporate reorganisations, and productivity in Great Britain gas networks. Working Paper No. 023, The Productivity Institute.

Für die Gas-FNB werden drei Modelle über den Zeitraum 2007 – 2019 betrachtet und umfasst zwei längere Regulierungsperioden (TPCR4 (2007 – 2012) und RIIO-GT1 (2013 – 2021)). Das Bild aus Model 1 (wobei die beiden anderen Modelle ein ähnliches Bild zeigen) ist bezeichnend.

Die Abbildung suggeriert, dass der TFP der Gas-FNB in Großbritannien im Laufe der Zeit gefallen ist. Der Durchschnitt in dieser Periode ist negativ; wichtiger aber ist, dass der Trend fällt. Ein ähnliches Bild wird für die Gas-VNB in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5 Die TFP-Werte für die Gas-VNB in Großbritannien.

DPCR	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
GDPCR1	1.004	1.008	1.014	1.014
RIIO-GD1	0.896	0.907	0.910	0.910
<b>Whole Period</b>	<b>0.938</b>	<b>0.946</b>	<b>0.950</b>	<b>0.950</b>

*Die Abbildung zeigt TFP-Werte für die Gas-VNB in Großbritannien, wie berechnet in der Studie von Ajayi & Pollitt (2022). Ein Wert des TFP-Indexes von 1 bedeutet hier, dass die Produktivität sich nicht geändert hat.*

Quelle: Ajayi & Pollitt, 2022, S. 23, Tab. 8 (Gas Distribution Price Control Review Period Model 1-4)<sup>9</sup>

Die Abbildung unterscheidet 4 Modellspezifikationen und zwei Regulierungsperioden GDPCR1 (2008 bis 2013) und RIIO-GD1 (2013 bis 2021). Es fällt unmittelbar auf, dass die TFP-Werte in der späteren Periode (RIIO-GD1) wesentlich geringer sind als die der früheren Periode. Anscheinend fallen auch hier die Produktivitätswerte im Laufe der Zeit.

Das Fazit aus der Studie von Ajayi & Pollitt dürfte sein, dass die TFP-Werte für die Gasnetzbetreiber in Großbritannien tendenziell gefallen sind.

## USA

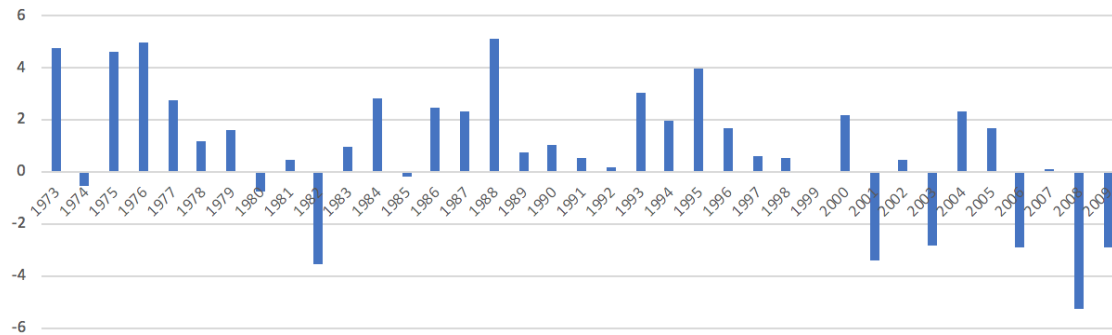
Ein Vergleich mit den Entwicklungen in den USA ist nicht unproblematisch. In den USA ist Regulierung häufig Aufgabe der Bundesstaaten und recht unterschiedlich. Nur vereinzelte Netzteile fallen unter die Kompetenz des föderalen Regulierers FERC. Der Vergleich mit dem System wie der ARegV in Deutschland ist keineswegs offensichtlich. Wir verzichten auf eine Darstellung einzelner Xgen-Werte (insofern überhaupt vorhanden) und basieren uns stattdessen auf einer Studie, die die TFP-Werte für Strom- und Gasnetze in den USA untersuchen.

Untere Zahlen basieren auf einem Verfahren bei der Alberta Utilities Commission (AUC), wozu nera Consulting, basierend auf Makholm et al.<sup>10</sup> eine TFP-Studie für die US-Energieversorgung von 1972 bis 2009 durchgeführt hat. Die Daten wurden routinemäßig von dem US föderalen Regulierer FERC erhoben und verarbeitet. Sie stammen von 72 US-Energieversorgern (Strom- und Strom/Gas-Unternehmen); mangels Daten waren keine alleinigen Gasversorger aufgenommen. Makholm et al. verwenden ein Törnqvist-Verfahren.

<sup>9</sup> Ajayi V. & Pollitt M.G., 2022, Changing times: Incentive regulation, corporate reorganisations, and productivity in Great Britain gas networks. Working Paper No. 023, The Productivity Institute.

<sup>10</sup> Makholm J.D., Ros A.J. & Case M.A., 2010, Total factor productivity and performance-based ratemaking for electricity and gas distribution, mimeo.

Abbildung 6  $\Delta$  TFP-Werte für Strom- und Gasnetze aus den USA



Quelle: Daten aus Makholm, et.al. 2010.<sup>11</sup>

Abbildung 6 zeigt bis etwa 2000 eine durchgehend moderate TFP-Steigung; ab 2000 fällt TFP. Dieser Trend ist auf den rückläufigen Output zurückzuführen. Wenngleich die Daten schon etwas veraltet sind, und die jüngsten Entwicklungen nicht mal berücksichtigt worden sind, erscheint auch hier die Entwicklung fallender TFP-Werte ersichtlich.

**Ansprechpartner:**

Peter Schallert

Manager Regulierung

Telefon: +49 1573 8740091

Peter.Schallert@fnb-gas.de

<sup>11</sup> Makholm J.D., Ros A.J. & Case M.A., 2010, Total factor productivity and performance-based ratemaking for electricity and gas distribution, mimeo.