



Genereller Produktivitätsfortschritt österreichischer Strom- Verteilernetzbetreiber (5. Regulierungsperiode)

Autoren:
Dr. Marcus Stronzik
Prof. Dr. Astrid Cullmann
Julia Rechlitz
Matthias Wissner

Impressum

WIK-Consult GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
E-Mail: info@wik-consult.com
www.wik-consult.com

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzender des Aufsichtsrates	Dr. Thomas Solbach
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7043
Steuer-Nr.	222/5751/0926
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 329 763 261

Stand: August 2022

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
1 Einleitung	1
2 Rahmenbedingungen	2
2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	2
2.2 Energiewende und Digitalisierung als mögliche Einflussfaktoren	5
2.2.1 Entwicklungstrends	5
2.2.2 Implikationen für die Ermittlung des generellen X-Faktors	8
2.2.3 Wissenschaftliche Diskussion	11
2.2.4 Internationale Regulierungspraxis	12
2.3 Zwischenfazit	16
3 Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis unternehmensspezifischer Daten	18
3.1 Methodenvergleich	18
3.1.1 Malmquist-DEA	18
3.1.2 Panel-SFA	19
3.1.3 OLS mit Zeittrend	20
3.2 Ableitung der grundsätzlichen Vorgehensweise	22
4 Quantitative Analysen	24
4.1 Kostentreiberanalyse	24
4.2 OLS mit Zeittrend	27
4.2.1 Methodischer Ansatz	27
4.2.2 Ergebnisse	30
4.3 Panel-SFA	34
4.3.1 Methodischer Ansatz	34
4.3.2 Ergebnisse	36
4.4 Malmquist-DEA	38
4.4.1 Methodischer Ansatz	38
4.4.2 Ergebnisse	40
4.5 Ableitung einer Spannbreite für den generellen X-Faktor	42
5 Fazit	45

Literatur	46
Annex	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung in Österreich (in GW) nach Erzeugungsart von 2000 bis 2021	5
Abbildung 2-2: Beitrag der IKT zum Wachstum der Bruttowertschöpfung	10
Abbildung 4-1: Entwicklung der Faktorpreise	29
Abbildung 4-2: Entwicklung der Wachstumsraten p.a. gemäß Modell (4)	32
Abbildung 4-3: Entwicklung der jahresfixen Effekte auf Basis von Modell (4)	33
Abbildung 4-4: Inputorientierte Malmquist-DEA	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Genereller vs. individueller X-Faktor	3
Tabelle 3-1: Methodenvergleich	22
Tabelle 4-1: Variablenliste für die Kostentreiberanalyse	25
Tabelle 4-2: Schätzergebnisse OLS mit Zeittrend	31
Tabelle 4-4: Ergebnisse der Panel-SFA	37
Tabelle 4-5: Ergebnisse der Malmquist-DEA	41
Tabelle A- 1: Deskriptive Statistik ausgewählter Variablen	50
Tabelle A- 2: Schätzergebnisse OLS mit Zeittrend (Outputs angelehnt an das Benchmarking)	51

1 Einleitung

Seit 2006 unterliegen die Stromverteilernetzbetreiber in Österreich einer Anreizregulierung, bei der über eine oder mehrere Regulierungsperioden eine Entkopplung der Erlöse von den Kosten erfolgt. Neben der Vorgabe individueller Effizienzwerte (individueller X-Faktor, X_{ind}) wird den Netzbetreibern auch ein genereller Faktorproduktivitätsfortschritt (genereller X-Faktor, X_{gen}) vorgegeben, der für jede Regulierungsperiode neu bestimmt wird. Während X_{ind} auf den Abbau individueller Ineffizienzen der Netzbetreiber abzielt (Catch-up), gibt X_{gen} die Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber infolge technologischen Fortschritts an, die jährlich an die Endkunden weitergereicht werden (Frontier Shift). Für die ab 2024 beginnende fünfte Regulierungsperiode ist der generelle Faktorproduktivitätsfortschritt durch die E-Control neu festzusetzen.

Vor diesem Hintergrund hat E-Control die WIK-Consult in Kooperation mit dem DIW beauftragt, eine mögliche Bandbreite für die zukünftige Höhe des generellen X-Faktors zu ermitteln. In einem ersten Schritt sollten konzeptionelle Überlegungen angestellt werden, wie der Faktor unter Berücksichtigung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen und anderer politischer Entscheidungen (u. a. Energiewende, Digitalisierung) berechnet werden sollte. Auf dieser Basis sollten in einem zweiten Schritt entsprechende quantitative Analysen erfolgen. Grundlage für die quantitativen Analysen war ein von E-Control zur Verfügung gestellter Datensatz, der Informationen für 32 Netzbetreiber¹ zu operativen Kosten und diversen potenziellen Kostentreibern für den Zeitraum 2002 bis 2021 enthält.

Das Gutachten gliedert sich folgendermaßen: Im sich anschließenden Kapitel 2 werden die wesentlichen Rahmenbedingungen (Anreizregulierung, Energiewende und Digitalisierung) für die Stromverteilernetzbetreiber in Österreich dahingehend diskutiert, welche Konsequenzen sich daraus für die Ermittlung des generellen X-Faktors ergeben. In Kapitel 3 werden unterschiedliche methodische Ansätze für eine Evaluierung unternehmensspezifischer Daten vergleichend gegenübergestellt. Für die drei dargestellten Ansätze (OLS mit Zeittrend, Malmquist-DEA sowie Panel-SFA) werden in Kapitel 4 die entsprechenden Ergebnisse der quantitativen Analysen vorgestellt. Dabei erfolgen umfangreiche Sensitivitätsbetrachtungen. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit hinsichtlich einer möglichen Bandbreite für die zukünftige Höhe des generellen X-Faktors.

¹ Der Rohdatensatz enthält Informationen für 34 Netzbetreiber. Zwei Netzbetreiber wurden auf Anraten seitens E-Control aufgrund unplausibler Input-Output-Kombinationen nicht in die Betrachtungen einbezogen.

2 Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Stromverteilernetzbetreiber in Österreich dargelegt. Es wird diskutiert, welche Konsequenzen sich aus diesen Rahmenbedingungen für die Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für die fünfte Regulierungsperiode ergeben. In Abschnitt 2.1 werden die regulatorischen Rahmenbedingungen in ihrer Relevanz für die Bestimmung des X_{gen} ausgeführt. In Abschnitt 2.2 werden die Implikationen diskutiert, die sich aus möglichen Umstrukturierungen des Energiesystems aufgrund der Energiewende und Digitalisierung ergeben. Abschließend wird ein kurzes Zwischenfazit gezogen.

2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Anreizregulierungsregime, wie das für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber, zielen darauf ab, wettbewerbliches Verhalten zu simulieren.² Dies beinhaltet zum einen Anreize zu kostenoptimalem Verhalten der Unternehmen und zum anderen die Weiterreichung (zumindest zum Teil) von Produktivitätssteigerungen an die Endkunden über entsprechende Preisreduktionen. Verhalten sich die Unternehmen im Wettbewerb nicht kostenoptimal oder reichen die Produktivitätsverbesserungen nicht weiter, können sie entweder nicht die von den Kapitalgebern marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewähren oder agieren zu teuer, sodass sie ihre Produkte am Endkundenmarkt nicht absetzen können.

In der Anreizregulierung wird dies zum einen über die Anwendung eines regulatorisch vorgeschriebenen Kostenpfades erreicht (Budget), der die regulierten Unternehmen anreizen soll, kostenoptimal zu agieren. Die Weitergabe von Produktivitätssteigerungen wird über die sogenannten X-Faktoren simuliert. Neben dem generellen X-Faktor beinhaltet die österreichische Anreizregulierung auch noch individuelle Effizienzvorgaben für Netzbetreiber (X_{ind}), die auf Basis eines Effizienzvergleichs bestimmt werden. Während der generelle X-Faktor die Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit (Frontier Shift) abbildet, die auf sektoralen technologischen Fortschritt zurückzuführen ist, sollen mit dem individuellen X-Faktor firmenspezifische Ineffizienzen der Netzbetreiber beseitigt werden, um diese an die Effizienzgrenze heranzuführen (Catch-up). Während der individuelle X-Faktor somit auf die (unternehmensindividuelle) Effizienz abstellt, bezieht sich der generelle X-Faktor auf die Produktivität des gesamten Sektors. Tabelle 2-1 stellt die wesentlichen Aspekte der beiden X-Faktoren gegenüber.

² Im Folgenden werden nur die für die weiteren Betrachtungen wesentlichen Aspekte kurz angerissen. Für eine ausführliche Diskussion und entsprechende theoretische Herleitungen siehe z. B. Stronzik und Wissner (2018: 2ff.) und Baischew et al. (2022: 2ff.).

Tabelle 2-1: Genereller vs. individueller X-Faktor

	Genereller X-Faktor	Individueller X-Faktor
Erfasser Sachverhalt	Technischer Fortschritt des Sektors (Frontier Shift)	Unternehmensindividuelle Ineffizienzen (Catch-up)
Zeitbezug	Dynamisch	Statisch
Sichtweise	Ex ante: Prognose über zu erwartenden Frontier Shift	Ex post: Feststellung bestehender Ineffizienzen
Verteilungswirkung	Weitergabe zu erwartender Produktivitätsverbesserungen an Endkunden während der Regulierungsperiode	Zielvorgaben: Teil bestehender Ineffizienzen durch Netznutzer bezahlt

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus ausschließlich auf dem generellen X-Faktor. Im derzeitigen Regulierungsregime für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber werden die Kapitalkosten (CAPEX) über einen Kapitalkostenabgleich mit effizienzabhängiger Rendite erfasst. Dies hat zur Folge, dass der generelle X-Faktor nur auf die (beeinflussbaren) operativen Kosten (OPEX) wirkt, während die Kapitalkosten einer Cost-Plus-Logik folgen.³ Der für die Anreizregulierung charakteristische Budgetansatz (Cap) entfaltet seine Wirkung somit nur hinsichtlich der OPEX.

Im österreichischen Regulierungskontext für die Stromverteilernetzbetreiber ist der generelle X-Faktor daher eine Prognose über die aufgrund technischen Fortschritts zu erwartende Änderung der partiellen (OPEX-basierten) Faktorproduktivität und nicht der totalen Faktorproduktivität. Dies bedingt unmittelbar, dass der X_{gen} auf Basis der OPEX und nicht auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) bestimmt werden sollte.⁴

Die anzustellende Partialbetrachtung für die Bestimmung des generellen X-Faktors bedingt jedoch nicht, dass eine Substituierbarkeit zwischen OPEX und CAPEX negiert wird. Es bleibt weiterhin den Netzbetreibern überlassen, welche Maßnahmen sie zur Umsetzung der Zielvorgabe implementieren. Ein Vorteil bei der Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis der operativen Kosten ist zudem, dass die Gefahr verzerrter Prognosen aufgrund von Investitionszyklen deutlich reduziert ist.

Die Inflationierung der OPEX als Kostenbasis für den Budgetansatz erfolgt in Österreich über den Netzbetreiberpreisindex (NPI). Für die fünfte Regulierungsperiode wird der NPI

³ Vgl. E-Control (2018).

⁴ Im Gegensatz zum X_{gen} wird der individuelle X-Faktor im österreichischen Regulierungsregime auf Basis der TOTEX ermittelt, wodurch ein Korrektiv für einen eventuellen CAPEX-Bias aufgrund der Cost-Plus-Logik bei den Kapitalkosten gewährleistet ist. Allerdings folgt daraus auch, dass die Ergebnisse aus dem Effizienzvergleich (Catch-up auf Basis der TOTEX) nicht mit den Analysen für den generellen X-Faktor (Frontier Shift auf Basis der OPEX) kombiniert werden können, da sie auf unterschiedlichen Kosten aufsetzen.

neu gestaltet. Er setzt sich aus dem Tariflohnindex (TLI, 68 %), dem Verbraucherpreisindex (VPI, 18 %) und dem Baupreisindex (BPI, 14 %) zusammen. Der NPI zielt darauf ab, die Preisentwicklungen der den OPEX zugrunde liegenden Inputfaktoren Arbeit, Vorleistungen und Material abzubilden.⁵ Mit der Hinzunahme des BPI (Abbildung der Instandhaltungskosten) und der veränderten Gewichtung wird der Inputcharakter des NPI unterstrichen, weshalb der NPI in Bezug auf die OPEX als sektoraler Inputpreisindex zu interpretieren ist. Daraus folgt, dass der generelle X-Faktor unmittelbar dem sektoralen technischen Fortschritt (TF_t^{Netz}) gemäß Formel (2-1) entspricht. Der X_{gen} lässt sich somit direkt aus der Produktivitätsänderung auf Basis der operativen Kosten bestimmen. Eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein und Sappington (1999), die die sektoralen Inputpreisentwicklungen und Produktivitätsentwicklungen in Relation zur Gesamtwirtschaft setzt, ist daher obsolet.⁶

$$(2-1) \quad X_{Gen,t} = TF_t^{Netz}$$

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass es sich bei Produktivitätsuntersuchungen um reine Mengenbetrachtungen handelt. Daraus folgt, dass Wertgrößen (z. B. Preise und Kosten) grundsätzlich deflationiert werden sollten.⁷ Da es sich im vorliegenden Kontext aufgrund der Ermittlung einer OPEX-basierten Faktorproduktivität um eine inputorientierte Betrachtung handelt (Minimierung der Kosten bei gegebenem Output), sollten die Wertgrößen mit einem sektoralen Inputpreisindex deflationiert werden. Es bietet sich somit eine Deflationierung mittels des NPI an.

Da es sich bei der Bestimmung des generellen X-Faktors zudem um eine Prognose für die fünfte Regulierungsperiode handelt, sollte zur Deflationierung der neu gebildete NPI verwendet werden. Die Ermittlung des X_{gen} auf Basis eines Stützintervalls dient zur Abschätzung der Höhe für die kommende Regulierungsperiode. Dabei ist die Vorgabe zielgenauer, wenn die Rahmenbedingungen im Stütz- und Prognoseintervall möglichst übereinstimmen. Die Ableitung für das Stützintervall unterstellt, dass die Kosten mit einem Inputpreisindex deflationiert werden. Wird dieser Inputpreisindex für die fünfte Regulierungsperiode angepasst, der X_{gen} im Stützintervall aber mittels einer Deflationierung der OPEX auf Basis des bisherigen NPI ermittelt, so werden de facto unterschiedliche Zusammenhänge für das Stütz- und das Prognoseintervall unterstellt, was zu einer (um die Differenz aus altem NPI und neu gebildeten NPI) verzerrten Schätzung des X_{gen} führen würde.

⁵ Siehe E-Control (2018: 49f.). In der dritten und vierten Regulierungsperiode setzte sich der NPI nur aus dem TLI (57%) und dem VPI (43%) zusammen.

⁶ Siehe hierzu ausführlich z. B. Liebe et al. (2017).

⁷ Wenn Daten über unternehmensindividuelle Inputpreise von Arbeit, Material und Vorleistungen in verlässlicher Form vorhanden sind, kann unter der Annahme linearer Homogenität in den Inputpreisen auf eine Deflationierung verzichtet werden, da in diesem Fall beide Wege (mit und ohne Deflationierung) zum gleichen Ergebnis führen.

2.2 Energiewende und Digitalisierung als mögliche Einflussfaktoren

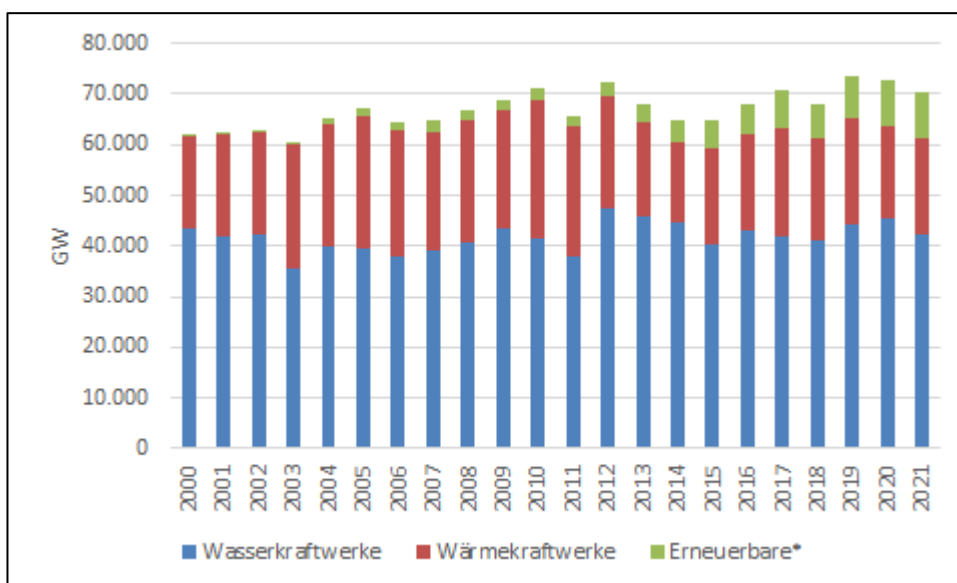
In diesem Abschnitt werden zwei wesentliche Entwicklungstrends, denen sich die Stromnetzwirtschaft zukünftig verstärkt gegenübersehen, dahingehend untersucht, inwiefern sich daraus Implikationen für die Ermittlung des generellen X-Faktors ergeben könnten. Dies ist zum einen der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen und die vermehrte Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (Energiewende) und zum anderen die Digitalisierung und Flexibilisierung des Energiesystems. In Abschnitt 2.2.1 werden die beiden Entwicklungstrends kurz beschrieben. Anschließend werden mögliche Auswirkungen auf die Betriebskosten bzw. die Produktivität von Netzbetreibern untersucht, die sich aus diesen Entwicklungstrends ergeben könnten. In Abschnitt 2.2.3 wird dargestellt, welche Adjustierungen des regulatorischen Rahmens von Netzbetreibern im Kontext dieser beiden Entwicklungstrends in der ökonomischen Literatur diskutiert werden. Abschließend werden ausgewählte Länderbeispiele in Abschnitt 2.2.4 beschrieben, wie dort den genannten Entwicklungstrends in der Regulierungspraxis begegnet wird.

2.2.1 Entwicklungstrends

2.2.1.1 Energiewende

Die österreichische Stromwirtschaft basiert traditionell auf einem hohen Anteil an Stromerzeugung aus Wasserkraft, wie Abbildung 2-1 zeigt.

Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung in Österreich (in GW) nach Erzeugungsart von 2000 bis 2021



*Anmerkung: Wind-, Photovoltaik- und Geothermiekraftwerke bzw. -anlagen.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Statista (2022)

Der Anteil der erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren tendenziell zugenommen. Ihr Anteil lag 2021 bei 13 % der Bruttostromerzeugung, wobei 9,6 % auf Wind und 3,4 % auf Photovoltaik entfielen.⁸ Für die nächsten Jahre sind durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) im § 4 konkrete Ausbauziele für einzelne erneuerbare Energieträger vorgesehen (vgl. nachfolgende Box).

(1) Als Beitrag zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens 2015 und des Ziels der Europäischen Union, den Bruttoendenergieverbrauch der Union bis 2030 zu einem Anteil von mindestens 32% durch erneuerbare Energie zu decken, sowie im Bestreben, die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,

[...]

2. die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen anteils- und mengenmäßig entsprechend den in Abs. 2 und 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;

[...]

(2) Die Neuerrichtung, Erweiterung und Revitalisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sind in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird.

[...]

(4) Zur Erreichung des in Abs. 2 angegebenen Zielwertes für das Jahr 2030 ist ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh zu steigern. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden.

[...].

Für die Stromnetze bedeuten die im EAG verankerten Ziele, dass perspektivisch ein entsprechender Netzausbau zum Anschluss der verschiedenen neuen Energiequellen erfolgen muss. Ein Netzanschluss der entsprechenden Anlagen muss grundsätzlich gewährt werden (vgl. § 46 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) bzw. ist für kleine erneuerbare Anlagen in einem vereinfachten Verfahren zu gewährleisten (§ 17a Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz). Daraus folgt, dass entsprechende Investitionskosten anfallen und die Netzlängen sich erhöhen.

Die Zunahme an dezentraler und eher kleinteiliger Einspeisung (insbesondere aus Photovoltaik) kann zudem dazu führen, dass der Eigenverbrauch von Netzkunden ansteigen wird. Der eigenverbrauchte Strom muss dann nicht mehr durch das Netz

⁸ E-Control (2022a: 28).

transportiert oder verteilt werden. Der Einfluss auf die Jahreshöchstlast wird jedoch eher als gering eingestuft.⁹ Ferner kann es dadurch zu einer Umkehr der Leistungsflussrichtung kommen, so dass die vorgelagerten Netzebenen überschüssigen Strom aus der nachgelagerten Ebene aufnehmen müssen.

Insgesamt gesehen ist zu erwarten, dass eine vermehrte dezentrale und volatile Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sowie neue Verbraucher wie die Elektromobilität zu komplexeren Anforderungen an das Netzmanagement führen werden, sowie erhöhte Anforderungen an die Betriebsmittel gestellt werden, insbesondere an Kabel und Transformatoren.¹⁰

2.2.1.2 Digitalisierung

Unter den Stichworten Smart Grids und Smart Metering ist in Europa und Österreich vor ca. 15 Jahren der Startschuss zur Digitalisierung der Energiewirtschaft gefallen. Dieser Prozess dauert weiterhin an. Nicht zuletzt der Wandel des Energiesystems aufgrund der Energiewende hat die Notwendigkeit dafür deutlich gemacht. Volatile und dezentrale Einspeisung sowie neue Verbraucher (E-Autos, Wärmepumpen) verlangen sowohl für den Netzbetrieb als auch für das Verteilernetz digitale und automatisierte Prozesslösungen, um der gewachsenen Komplexität gewachsen zu sein und auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Digitalisierung kann in diesem Kontext als Enabler der Energiewende betrachtet werden, stellt jedoch keinen Zweck an sich dar. So hat das Bundesministerium Digitalisierung und Wirtschaftsstandort 2021 die Notwendigkeit beschrieben, die Digitalisierung als Werkzeug für die im vorhergehenden Abschnitt beschriebene Energiewende zu verstehen. Das Ministerium sieht den Ausbau der Smart-Meter-Infrastruktur sowie eine zentrale digitale Kommunikationsplattform als Möglichkeit, regionale sowie bundesweite Energienetze besser zu steuern und Prozesse effizienter zu gestalten.¹¹

Der Netzwirtschaft eröffnen sich durch die Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung neue Möglichkeiten. Sie reichen von bereits mehr oder weniger etablierten Komponenten wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONTs) oder Smart Metern bis hin zu neuen datenbasierten Ansätzen unter Nutzung Künstlicher Intelligenz (KI). So tragen RONTs zu einer Verbesserung der Netzauslastung bei.¹² Auch Smart Meter könnten perspektivisch aufgrund verbesserter Informationsmöglichkeiten zur Optimierung der Netzsteuerung

⁹ Braun (2012: 44).

¹⁰ Kerber (2011: 54ff.).

¹¹ Bundesministerium Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (2021: 3).

¹² Vgl. Haas et al. (2017: 62).

herangezogen werden. Allerdings stellen Smart-Meter-Daten aus Sicht der Netzbetreiber derzeit noch keine ausreichende Grundlage dar, da deren Anzahl noch nicht ausreicht.¹³

Der Einsatz von KI bietet ein breites Spektrum an potenziellen Verbesserungen. So sind eine aktive Netztopologiesteuerung und -optimierung relativ schnelle und kostengünstige Maßnahmen, die helfen, Netzengpässe zu vermeiden oder zu lindern, was zu einer verbesserten Betriebssicherheit führt und die Abhängigkeit von kostspieligen Maßnahmen wie Redispatch oder Abschaltungen reduziert. Weitere Beispiele sind eine optimierte Ausfallplanung von Betriebsmitteln und ein Lastflussmonitoring, um die Effizienz und die Verteilverluste zu optimieren.¹⁴

2.2.2 Implikationen für die Ermittlung des generellen X-Faktors

Die vermehrte dezentrale und volatile Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sowie neue Verbraucher wie die Elektromobilität werden zu komplexeren Anforderungen an das Netzmanagement führen. Dies kann sich einerseits erhöhend auf die Betriebskosten auswirken, z. B. aufgrund

- eines durch die zunehmende Komplexität bedingten höheren Personalaufwandes oder
- eines höheren Bedarfs an Energie bzw. Leistung, die zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven im Verteilernetz verwendet werden (vgl. §45 (15) EIWOG).

Andererseits kann die Netzwirtschaft hinsichtlich der Betriebskosten in der Zukunft von den Entwicklungen bei der Digitalisierung profitieren.¹⁵ So erwarten z. B. Bliem et al. (2014), dass durch den Ausbau von Smart Grids die Betriebs- und Instandhaltungskosten im Verteilernetz signifikant reduziert werden können. Dieser Nutzeneffekt wird von den Autoren insbesondere auf ein besseres Monitoring, Echtzeitinformationen im Verteilernetz, eine bessere Auslastung der Leitungen und Transformatoren, eine verbesserte Integration von Erzeugungsanlagen, das schnellere Entdecken von Anomalien und eine verkürzte Instandsetzungszeit zurückgeführt.¹⁶

Der weitere Ausbau der Smart-Meter-Infrastruktur kann ebenfalls dazu beitragen, die Betriebsführung in den Verteilernetzen durch bessere Informationen effizienter zu

¹³ Vgl. E-Control (2021: 30). Bis Ende 2021 wurden etwas mehr als 47% aller Zählpunkte mit Smart Metern ausgestattet. Das ursprünglich in der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) festgelegte Ziel eines Ausrollungsgrades von 95% bis Ende 2022 wurde mit der Novelle 2022 auf Ende 2024 verschoben.

¹⁴ Vgl. BDEW (2020) und Haber et al. (2020: 11).

¹⁵ Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass Digitalisierung einen durch die sich verändernden Rahmenbedingungen erforderlichen Netzausbau in der Regel nicht verhindern kann. Allerdings kann er auf einen späteren Zeitpunkt hinausgeschoben werden und zielgerichteter erfolgen. Insbesondere durch den Verbau von Sensorik im Netz können bestehende bzw. in naher Zukunft zu erwartende Engpässe besser identifiziert.

¹⁶ Bliem et al. (2014: 134).

gestalten. Für die Niederspannung ist sie dann erforderlich, wenn der dortige Netzzustand ersichtlich sein soll. Insbesondere durch die bessere Identifizierung von Netzverlusten ist auch mit Einsparpotenzialen zu rechnen.¹⁷ Perspektivisch können die Daten auch für Netzplanungsprozesse genutzt werden.

Wie in Abschnitt 2.2.1.2 ausgeführt, kann sich auch KI positiv auf die Produktivität der Stromnetze auswirken, indem Prozesse automatisiert und somit optimiert werden, wodurch z. B. personalintensive manuelle Steuerungen oder Wartungsarbeiten vor Ort entfallen können.

Allerdings stellt sich die Frage, wann und wie sich diese positiven Effekte materialisieren. So kann das Ausrollen intelligenter Ansätze im Netz anfangs mit gewissen Anlaufschwierigkeiten verbunden sein, was sich negativ auf mögliche Produktivitätsverbesserungen auswirken würde. Der Umgang mit den neuen Technologien muss sich mit der Zeit erst einspielen. Es bestehen oft noch keine entsprechenden Erfahrungswerte wie bei konventionellen Lösungen. Datenerfassung und effektive und effiziente Datenauswertungen sowie das gezielte Reagieren auf relevante Informationen in den Daten muss zunächst „gelernt“ werden. Das Personal ist unter Umständen entsprechend zu schulen bzw. anzuwerben. Ferner können neue Technologien bei Einführung störungsanfälliger und wartungsintensiver sein, da sie noch nicht ausgereift sind. Erst nach diesen Lerneffekten können die neuen Technologien ihr volles Verbesserungspotenzial entfalten.

Grundsätzlich kann jedoch von einem positiven Effekt der Digitalisierung auf die Produktivität des Netzsektors ausgegangen werden, wobei die Höhe noch nicht abzusehen ist, da Wirtschaftssektoren sehr unterschiedlich betroffen sein können.¹⁸ Im Folgenden findet eine Betrachtung auf Basis der EUKLEMS-Datenbank statt, um gewisse Anhaltspunkte zu erhalten, welche Rolle die Digitalisierung in Bezug auf Produktivitätsveränderungen spielen könnte. Die EUKLEMS-Datenbank basiert auf Informationen aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, wobei jedoch nur Daten für die Energiebranche als Ganzes (NACE-Index „D“) zur Verfügung stehen, was die Aussagekraft entsprechend einschränkt.

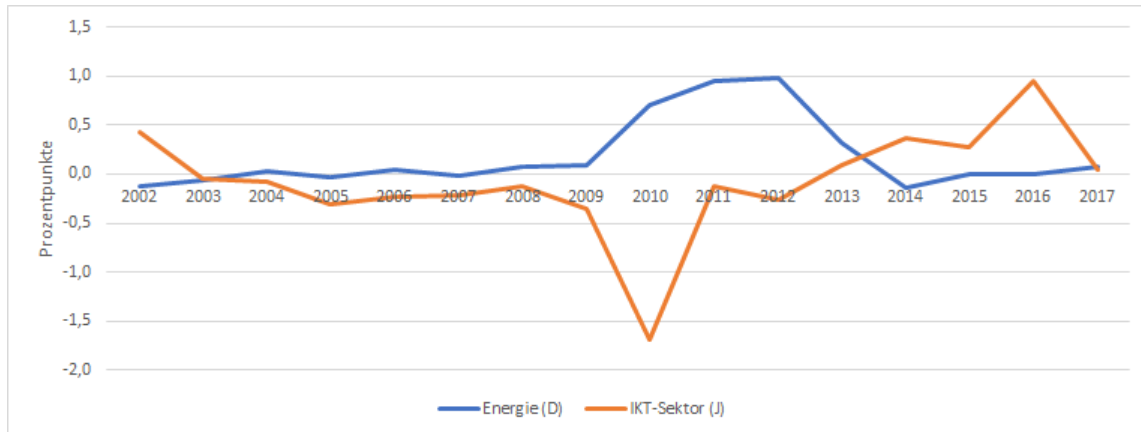
Abbildung 2-2 zeigt den Beitrag der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zum Wachstum der Bruttowertschöpfung (BWS) in Österreich, wobei IKT als Proxy für den Einfluss der Digitalisierung interpretiert werden kann. Berücksichtigt sind sowohl tangible als auch nicht tangible IKT-Güter.¹⁹

¹⁷ Tischbein et al. (2022:26).

¹⁸ von Hauff (2020: 14).

¹⁹ Unter tangible Güter fällt insbesondere Hardware, unter nicht tangible Güter fallen Software und Datenbanken.

Abbildung 2-2: Beitrag der IKT zum Wachstum der Bruttowertschöpfung



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der EUKLEMS-Datenbank (2019).²⁰

Dargestellt sind der Energiesektor sowie zum Vergleich der Telekommunikationssektor. Die Beiträge verlaufen am Beginn des Betrachtungszeitraums relativ parallel, wobei der Beitrag der IKT im Energiesektor höher ist. Von 2009 bis 2013 ist eine nahezu gegenläufige Entwicklung zu beobachten, die sich danach wieder umkehrt. Insgesamt zeigt sich, dass die IKT im Energiesektor einen durchaus nennenswerten Beitrag zum Wachstum der BWS leistet, wenn man davon ausgeht, dass dieser Beitrag im IKT-Sektor naturgemäß hoch ist. Im Durchschnitt betrug der Beitrag für die Jahre 2001 bis 2017 0,17 %. Diese Darstellung kann somit einen Hinweis auf die Rolle von IKT und deren positive Auswirkung auf die Produktivität liefern.

Ähnliches gilt für die IKT-Intensität der Branche. Elstner et al. (2022) beschreiben für Deutschland signifikante (positive) Effekte auf die Totale Faktorproduktivität von IKT-intensiven Industrien in Folge von IKT-Innovationen nach dem Jahr 2008. Als IKT-intensiv gelten dabei Industrien, deren Anteil von IKT-Kapital am Gesamtkapital oberhalb des Medians der Werte aller Branchen liegt. Berechnungen auf Basis der EUKLEMS-Daten zeigen, dass die Energiebranche in Österreich dieses Kriterium im Durchschnitt der Jahre 2002 bis 2017 erfüllt. Auch dies ist ein Indiz, dass IKT im Zusammenhang mit Produktivität im Energiesektor eine positive Rolle spielt.

Insgesamt gesehen ist derzeit noch nicht absehbar, welchen (positiven oder negativen) Einfluss die im Rahmen dieser Studie betrachteten Aspekte Energiewende und Digitalisierung in Summe auf die Entwicklung der Betriebskosten bzw. die OPEX-basierte partielle Faktorproduktivität in der nahen Zukunft haben werden bzw. ob es zu signifikanten Abweichungen im Vergleich zu Entwicklungen in der Vergangenheit kommen wird, was auch durch begleitende Experteninterviews bestätigt wurde. Daher können vergangenheitsbezogene Betrachtungen weiterhin als guter Proxy für die zu

²⁰ Durch eine Änderung in der Datendarstellung werden die betrachteten Größen ab dem Jahr 2018 nicht mehr ausgewiesen.

erwartenden Produktivitätsentwicklungen in der fünften Regulierungsperiode angesehen werden.

2.2.3 Wissenschaftliche Diskussion

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die wissenschaftliche Diskussion um Veränderungen im Stromsektor (Energiewende, Digitalisierung etc.) und etwaige sich daraus ergebende Folgen für den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt nicht sehr stark ausgeprägt ist. So gehen beispielsweise Oxera (2017) in ihrem Gutachten „Wissenschaftlicher Standard zur Ermittlung des Xgen“ nicht auf diese Entwicklungen ein. Auch bei der Berechnung von Produktivitätsentwicklungen für Gas- und Stromnetzbetreiber in Großbritannien, den Niederlanden, den USA und Deutschland von Ajayi et al. (2018) sind keine entsprechenden Hinweise zu finden.

Brunekreeft et al. (2020) argumentieren vor dem Hintergrund der zunehmenden Dezentralität und Volatilität im Stromnetz aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Energien (vor allem aus Wind und Photovoltaik), dass eine Korrektur des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in Form eines reduzierten Wertes Investitionen ins Smart Grid incentivieren könnte.²¹ Die Autoren vernachlässigen dabei allerdings, dass viele Regierungsbehörden dieser Problematik bereits durch andere Regulierungsinstrumente Rechnung getragen haben. Beispielhaft sei der Kapitalkostenabgleich angeführt, der in den Regulierungsregimen sowohl in Österreich als auch in Deutschland u. a. aus diesen Gründen eingeführt wurde.²² Ferner sei darauf hingewiesen, dass entsprechende Erwägungen und Adjustierungen der zuvor quantitativ ermittelten Werte für den generellen X-Faktor bei fast jeder Regulierungsentscheidung über dieses Instrument aus den unterschiedlichsten Gründen eine Rolle spielen.²³

Ajayi et al. (2021) sehen für den Stromsektor eine notwendige Anpassung der Messung der Totalen Faktorproduktivität (TFP).²⁴ Allerdings stellen sie fest: *„Soweit uns bekannt ist, wurden in keiner Studie zu Stromnetzindustrien Emissionsvariablen berücksichtigt, um zu untersuchen, inwieweit das Erreichen höherer Umweltziele [...], insbesondere in monetärer Hinsicht, zu Lasten der gemessenen TFP geht.“*²⁵ Die Autoren schlagen daher vor, die sozialen Kosten von CO₂-Emissionen als Inputvariable bei der TFP-Berechnung zu berücksichtigen.²⁶

²¹ Brunekreeft et al. (2020: 18f.).

²² Siehe z. B. Elsenbast et al. (2017).

²³ Siehe z. B. Großbritannien, wo der generelle X-Faktor für die gerade gestartete neue Regulierungsperiode RIIO-2 um 0,2 % erhöht wurde, um höhere Produktivitätsfortschritte abzudecken, die aufgrund der Finanzierung von Innovationen im Rahmen des RIIO-1-Regimes zusätzlich erwartet werden (vgl. Abschnitt 2.2.4.2). Auch die letzte Festlegung für die Strom-Verteilernetzbetreiber in Österreich hat entsprechende Abwägungsüberlegungen in ihre Entscheidung über den generellen X-Faktor miteinbezogen (vgl. E-Control (2018: 22)).

²⁴ Ajayi et al. (2021: 3).

²⁵ Ajayi et al. (2021: 10), eigene Übersetzung.

²⁶ Ajayi et al. (2021: 17ff.).

Insgesamt ist festzuhalten, dass die wissenschaftliche Diskussion keine zusätzlichen Erkenntnisse hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für Stromverteilternetzbetreiber vor dem Hintergrund der Energiewende und Digitalisierung liefert. Daraus folgt, dass die Grundlage für die Festlegung weiterhin vergangenheitsbezogene Analysen auf Basis von Istdaten bilden sollten. Die beste Näherung für eine robuste Abschätzung bieten dabei netzbezogene Informationen.

2.2.4 Internationale Regulierungspraxis

Im Folgenden werden ausgewählte Beispiele in ihren wesentlichen Grundzügen skizziert, wie in anderen Ländern die Umgestaltung in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung sowie Digitalisierungstendenzen im Rahmen der Regulierung der Energienetze thematisiert werden. Im Vordergrund steht dabei die Frage, welche Rolle diese Aspekte bei den Festlegungen zum generellen X-Faktor gespielt haben.

2.2.4.1 Deutschland

Deutschland hat bereits frühzeitig in der Anreizregulierung für die Energienetze, die seit 2009 in Kraft ist, Aspekte für einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung berücksichtigt. So konnten Stromverteilternetzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden (2009 bis 2013 und 2014 bis 2018) über den Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV etwaige Kosten für die Integration erneuerbarer Energien auf Antrag zusätzlich geltend machen. Die Kosten beim Erweiterungsfaktor folgten weiterhin dem Budgetprinzip der Erlösobergrenzenregulierung, in dem die Anpassung der Erlösobergrenze an die Änderung gewisser Parameter der Versorgungsaufgabe (Fläche des versorgten Gebietes, Anzahl der Anschlusspunkte und Jahreshöchstlast) geknüpft war. Die Investitionsmaßnahmen, die auf sonstige Maßnahmen zur Integration von erneuerbaren Energien abzielten, die nicht durch den Erweiterungsfaktor abgedeckt waren, folgten hingegen dem Prinzip einer Cost-Plus-Regulierung, wobei zwischenzeitlich aufgrund eines Zeitverzuges bei der Anerkennung von Ist- auf Plankostenbasis umgestellt wurde. Bei beiden Instrumenten existierten gewisse Erheblichkeitsschwellen.²⁷

Ab der dritten Regulierungsperiode (2019 bis 2023) wurden beide Instrumente durch einen jährlichen Kapitalkostenabgleich ersetzt.²⁸

Hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für die dritte Regulierungsperiode haben Aspekte hinsichtlich des Umbaus der Stromnetze in Richtung einer klimaneutralen Stromversorgung weder im Beschluss der Regulierungsbehörde, Bundesnetzagentur, noch in daran anschließenden Gerichtsverfahren eine Rolle gespielt. Das gleiche gilt für

²⁷ Vgl. Stronzik (2013) und Schmitt et al. (2015).

²⁸ Vgl. BMWK (2017: 17).

Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung. In den Gerichtsverfahren ging es vornehmlich um datentechnische und methodische Aspekte der Ermittlung des Xgen durch die Bundesnetzagentur.²⁹

Die Berechnungen zum generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt nach § 9 AregV erfolgten zum einen mittels des Törnqvist-Indexes auf Basis handelsrechtlicher Daten der Strom-Verteilernetzbetreiber und zum anderen mittels des Malmquist-Indexes auf Basis kalkulatorischer Kosten und entsprechender Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Die Bundesnetzagentur hat mit 0,90 % den niedrigeren der sich aus beiden Methoden ergebenden Werte als Wert für den Xgen für die dritte Regulierungsperiode festgelegt. Ursächlich für die Wahl des niedrigeren Wertes waren u. a. die sich aus der erstmaligen quantitativen Ermittlung des generellen X-Faktors ergebenden Unsicherheiten.³⁰ In den beiden ersten Regulierungsperioden wurden die Werte mit 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Periode direkt durch den Verordnungsgeber in der § 9 Abs. 2 AregV vorgegeben.

2.2.4.2 Großbritannien

In Großbritannien wurde die Anreizregulierung in Form eines Regulierungsrahmens für die Erlösbergrenze, genannt „RPI-X“, eingeführt, als die Netzbetreiber der Telekommunikations-, Strom- und Wasserwirtschaft ab Ende der 1980er-Jahre privatisiert wurden.

Die Anreizregulierung wurde als Erfolg im Hinblick auf Kostensenkungen wahrgenommen ohne dabei die Versorgungsqualität zu verschlechtern. Angesichts neuer Herausforderungen wie der CO₂-armen Umstellung der Energieversorgung, alternder Infrastruktur, wachsender Nachfrage nach Netzausbau und Smart Grids beschloss die britische Energieregulierungsbehörde Ofgem im Jahr 2010, die RPI-X-Regulierung durch ein neues leistungsorientiertes Regime namens RIIO-Modell („Revenue = Incentive + Innovation + Output“) zu ersetzen. Auf diese Weise sollten Investitionen und Innovationen gefördert werden.³¹

In der Gestaltung des Regulierungsregimes für die aktuelle Regulierungsperiode RIIO-2 (2021 bis 2026) berücksichtigt der britische Regulierer Ofgem auch die Transformation des Energiesystems und das Ziel der britischen Regierung, die CO₂-Nettoemissionen bis 2050 auf null zu reduzieren („net zero“).³² Die Finanzierung von Innovationsvorhaben in diesem Bereich erfolgt über entsprechende individuelle Budgets für die

²⁹ Zum Beschluss siehe Bundesnetzagentur (2018). Für die Gerichtsverfahren siehe: https://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2022/20220317_PM_Netzentgeltregulierung_Xgen/index.php, zuletzt abgerufen am 11.01.2023.

³⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2018: 64).

³¹ Vgl. Brunekreeft et al. (2020: 6) und Ofgem (2010: 2).

³² Vgl. Ofgem (2021).

Stromverteilernetzbetreiber. Da Ofgem die Innovationsbudgets flexibel gestaltet, wurden keine konkreten Projekte abgefragt.³³

Die einzelnen Netzbetreiber haben bereits angekündigt, welche Aktivitäten sie in nächster Zukunft planen bzw. schon durchführen. Die Projekte sind größtenteils auf den Seiten der Verteilernetzbetreiber zu finden.³⁴ Bei vielen der Projekte wird der Zusammenhang zwischen den oben skizzierten Anforderungen durch die Energiewende und entsprechenden digitalen Lösungen deutlich.

Weiter stellt Ofgem für sämtliche Energienetze ein Budget von bis zu 30 Mrd. £ zur Verfügung, um die Netze auf die Anforderungen der Energiewende vorzubereiten und klimafreundliche Erzeuger anzuschließen.³⁵

Die Finanzmittel für die Investitionen in innovative Maßnahmen in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung sind somit in Großbritannien nicht direkt an die Produktivitätsentwicklung gekoppelt, die gleichwohl ein wichtiges Ziel bleibt. Denn auch in Großbritannien existieren für die Stromverteilernetzbetreiber weiterhin eine individuelle Effizienzvorgabe (Catch-up) sowie ein Faktor für die generelle Produktivitätsentwicklung (Frontier Shift). Letzterer wird in der Terminologie von Ofgem „ongoing efficiency (OE)“ genannt.³⁶ Die Höhe der OE für die nächste Regulierungsperiode wurde für alle Strom- und Gasnetzbetreiber für die OPEX auf 1,25 % und für die CAPEX auf 1,15 % festgelegt.³⁷

OE bildet dabei den sektoralen technischen Fortschritt ab. Für die Bestimmung von OE wurden acht unterschiedliche Produktivitäten auf Basis von Daten aus der EUKLEMS Datenbank mittels einer Törnqvist-Methodik berechnet. Es wurden sowohl totale Faktorproduktivitäten (TFP, u. a. mittels der Bildung von Vergleichssektoren)³⁸ als auch partielle Faktorproduktivitäten (u. a. Arbeitsproduktivität) bestimmt. Das Stützintervall für die Berechnungen ist 1997 bis 2016. Auf Basis des durch diese Produktivitätsberechnungen aufgespannten Wertebereichs hat Ofgem final ein OE von 1,15 % für CAPEX und 1,25 % für OPEX festgelegt.³⁹ Dabei ist Ofgem der Ansicht, dass TFP- und Arbeitsproduktivitätsmessungen aus Quellen wie EUKLEMS den Spielraum für Effizienzsteigerungen in regulierten Sektoren wie Strom- und Gasnetzen in Großbritannien eher unterschätzen. Die Netzwerkunternehmen seien nicht nur

³³ Ofgem (2020: 107).

³⁴ Vgl.: <https://www.enwl.co.uk/go-net-zero/innovation/smaller-projects/network-innovation-allowance/#!?page=1>
<https://www.northernpowergrid.com/innovation#projects-1279>
<https://ssen-innovation.co.uk/nia-projects/>
https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/innovation_funding_incentive_annual_report.aspx
<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2021/07/NIA-Annual-Report-2021.pdf>
 alle zuletzt abgerufen am 10.01.2023.

³⁵ Ofgem (2020: 5).

³⁶ Ofgem (2020: 47).

³⁷ Ofgem (2020: 48).

³⁸ Dies ähnelt dem Ansatz der Bildung eines synthetischen Indexes, wie z. B. in Liebe et al. (2017: 72ff.) ausgeführt ist.

³⁹ Vgl. Ofgem (2020: 48).

tendenziell weniger externen negativen Schocks ausgesetzt als andere Sektoren, sondern sollten auch aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks in der Lage sein, den Fokus des Managements stärker auf die Erzielung höherer Effizienzgewinne zu legen.⁴⁰

Ferner erfolgt für RIIO-2 ein Aufschlag in Höhe von 0,2 % p.a. auf das festgelegte OE.⁴¹ Aufgrund umfangreicher innovationsfördernder Maßnahmen während der vorhergehenden Regulierungsperiode RIIO-1, die durch die Netznutzer über einen Aufschlag auf die Netzentgelte finanziert wurden, erwartet Ofgem einen zusätzlichen technischen Fortschritt in dieser Höhe. Die Umsetzung der britischen Klimaziele hatte keinen Einfluss auf die Festlegung des OE.

2.2.4.3 Niederlande

In den Niederlanden erstreckt sich die aktuelle Regulierungsperiode vom 01.01. 2022 bis 31.12.2026. Die Regulierungsbehörde ACM hat im September 2021 einen Methodenbeschluss zur Gestaltung des Regulierungsregimes für Verteilernetzbetreiber veröffentlicht.⁴² Der Beschluss rückt eine nachhaltige Stromversorgung in den Mittelpunkt: *„Der schnelle Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze ist für den Fortschritt der Energiewende essenziell. Dies erfordert hohe Investitionen von den Netzbetreibern dieser Netze. Vor diesem Hintergrund hält es die ACM für wichtig, im vorgegebenen (gesetzlichen) Rahmen für die Regulierungsmethode Maßnahmen zu ergreifen, die die finanzielle Lage der Netzbetreiber in den nächsten 5 Jahren entlasten.“*⁴³ Die Digitalisierung wird im Beschluss nicht explizit erwähnt.

Die Regulierung der Stromverteilernetzbetreiber wurde daher – in Bezug auf die Energiewende – an verschiedenen Punkten angepasst, um die Entwicklungen zu berücksichtigen. Die wesentlichen Punkte sind:

- Berücksichtigung einer „Abschreibungsklippe“: Für die erste Regulierungsperiode 2001-2003 berechnete ACM den standardisierten Vermögenswert (im Folgenden: GAW) des Stromnetzes jedes Netzbetreibers zum Ende des Jahres 2000. Dieser Teil des GAW wird auch als Start-GAW bezeichnet. ACM behandelt die anfängliche GAW als Investition, die Ende 2000 getätigt wurde. Anschließend hat ACM für diese Investition eine verbleibende, einheitliche Abschreibungsdauer pro Netzbetreiber festgelegt.⁴⁴ Die einheitliche Abschreibungsdauer hat zur Folge, dass nach Ablauf dieser Frist die Abschreibung auf das Ausgangs-GAW verschwindet (Abschreibungsklippe). Damit entfallen auch die Kosten des Netzbetreibers

⁴⁰ Ofgem (2020: 48).

⁴¹ Vgl. Ofgem (2020: 213).

⁴² Vgl. ACM (2021).

⁴³ ACM (2021: S.2), eigene Übersetzung.

⁴⁴ ACM (2021: Rn. 61).

im Zusammenhang mit der Start-GAW. ⁴⁵ Um diesen Effekt abzumildern, werden die jährlich erwarteten effizienten Kosten von ACM um die während der Regulierungsperiode auftretende Abschreibungsklippe korrigiert. ⁴⁶

- Änderung der Berechnung des WACC: ACM ermittelt die erwarteten Kapitalkosten auf Basis des sog. Real-Plus-WACC für die Jahre 2021 und 2026. ⁴⁷ Der Real-Plus-WACC wird ermittelt, indem die Hälfte der geschätzten Inflation vom nominalen WACC abgezogen wird. Bei der Berechnung der Produktivitätsveränderung wird dieser Real-Plus-WACC berücksichtigt, indem er auch auf die Vergangenheitswerte angewendet wird. ⁴⁸

Wie ersichtlich ist, werden die Anpassungen nicht direkt auf den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt bezogen, sondern werden im Wesentlichen durch andere Regulierungsinstrumente erfasst. Der sektorale Produktivitätsfortschritt wurde für die anstehende Regulierungsperiode aus den Jahren 2005 bis 2020 aus Netzbetreiberdaten mittels Yardsticking⁴⁹ ermittelt. ACM führt hierzu aus: *„Die tatsächliche zukünftige Produktivitätsänderung ist nicht im Voraus bekannt. ACM ist der Ansicht, dass sich die zukünftige Produktivitätsveränderung am besten abschätzen lässt, indem sie auf den Ergebnissen der Vergangenheit basiert.“*⁵⁰

2.2.4.4 Zusammenfassung der internationalen Regulierungspraxis

Insgesamt zeigen die Länderbeispiele, dass die Entwicklungen aufgrund der angestrebten Energiewende durchaus Berücksichtigung in den Regulierungsregimen finden. Diese Berücksichtigung findet aber in der Regel nicht direkt bei der Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts statt. Der Aspekt der Digitalisierung wird in der Regel nicht thematisiert.

2.3 Zwischenfazit

Aus den regulatorischen Rahmenbedingungen für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber sind vor allem zwei Punkte wesentlich. Zum einen sollte die Ermittlung des generellen X-Faktors aufgrund des Designs der gegenwärtigen Anreizregulierung allein auf die operativen Kosten abstellen. Der Faktor entfaltet durch den Kapitalkostenabgleich keine Wirkung auf die CAPEX. Zum anderen ist eine

⁴⁵ ACM (2021: Rn. 62).

⁴⁶ ACM (2021: Rn. 114).

⁴⁷ ACM (2021: Rn. 165).

⁴⁸ ACM (2021: Rn. 67).

⁴⁹ Der wesentliche konzeptionelle Unterschied zwischen Yardsticking im Vergleich zum Revenue Cap liegt in der Exogenität der Kostenbasis, d.h. inwiefern die zugrunde gelegten Kosten zur Ermittlung der erlaubten Erlöse durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Während beim Revenue Cap die unternehmensindividuellen Kosten die Ausgangsbasis bilden und mithin weitgehend endogen sind, wird beim Yardsticking auf die durchschnittlichen Kosten anderer, vergleichbarer Unternehmen abgestellt. Die Kostenbasis ist daher größtenteils exogen. Für weitere Details siehe z. B. Stronzik (2013).

⁵⁰ ACM (2021: Rn. 68), eigene Übersetzung.

Differenzialbetrachtung à la Bernstein und Sappington aufgrund der Inflationierung der Kostenbasis mittels eines sektoralen Inputpreisindex (NPI) obsolet. Der generelle X-Faktor kann direkt als Änderung der sektoralen OPEX-basierten Faktorproduktivität berechnet werden.

Hinsichtlich möglicher Implikationen aus den Entwicklungstrends Energiewende und Digitalisierung ist derzeit noch nicht absehbar, welchen (positiven oder negativen) Einfluss diese beiden Aspekte in Summe auf die zukünftige Produktivitätsentwicklung bei den Stromverteilternetzbetreibern ausüben werden bzw. ob es zu signifikanten Abweichungen im Vergleich zu Entwicklungen in der Vergangenheit kommen wird.⁵¹ Die wissenschaftliche Diskussion über eine entsprechende Anpassung des X_{gen} für Stromverteilternetzbetreiber ist zudem bisher eher schwach ausgeprägt. Es können keine zusätzlichen Erkenntnisse hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für Stromverteilternetzbetreiber vor dem Hintergrund der durch die genannten Entwicklungen bedingten Anpassungsprozesse abgeleitet werden. In einzelnen europäischen Ländern sind die genannten Aspekte den Regulierungsbehörden bei der Festlegung der Parameter durchaus bewusst. Es findet jedoch i. d. R. eine Anpassung nicht direkt bei der Berechnung des X_{gen} sondern durch andere Regulierungsinstrumente (z. B. über Investitions- bzw. Innovationsbudgets, Anpassung des WACC oder Anpassung der Abschreibungsregeln) statt.

Es empfiehlt sich daher, schon aus Gründen der Reduktion von Komplexität, den generellen X-Faktor weiterhin auf Basis von Vergangenheitswerten zu berechnen und die veränderten Rahmenbedingungen mittels anderer Regulierungsinstrumente zu berücksichtigen.

⁵¹ Allerdings lassen die Entwicklungen vor dem Hintergrund der Ziele der Energiewende und der zunehmenden Digitalisierung zukünftig einen erhöhten Investitionsbedarf erwarten. Der Investitionsbedarf wird in Österreich über den Kapitalkostenabgleich bereits adressiert und sollte daher nicht Eingang in die Überlegungen zur Ermittlung des generellen X-Faktors finden.

3 Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis unternehmensspezifischer Daten

Im Rahmen dieses Gutachtens erfolgen die Analysen zum generellen X-Faktor ausschließlich auf Basis unternehmensspezifischer Daten von österreichischen Stromverteilernetzbetreibern. Im Gegensatz zu höher aggregierten Daten aus der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) erlauben sie grundsätzlich eine deutlich bessere Abbildung der realen Verhältnisse des Sektors, da in der VGR in der Regel keine netzspezifischen Aggregate vorliegen.⁵² Daher werden an dieser Stelle auch nur Methoden betrachtet, die insbesondere auf die Evaluierung unternehmensspezifischer Daten abstellen, so dass auf eine Beschreibung des Törnqvist-Indexes, der in der Regel auf VGR-Daten basiert, verzichtet wird.⁵³

Zur Ermittlung des sektoralen technischen Fortschritts auf Basis unternehmensspezifischer Daten werden im Rahmen dieses Gutachtens die folgenden drei wissenschaftlichen methodischen Ansätze betrachtet:

- Malmquist-Index auf Basis der Data Envelopment Analysis (Malmquist-DEA),
- Stochastic Frontier Analysis im Rahmen einer Panelanalyse (Panel-SFA),
- Regression auf Basis von Ordinary Least Squares (OLS) mit Zeittrend.

Die drei Ansätze werden im Folgenden mit ihren wesentlichen Charakteristika und den erforderlichen Annahmen kurz beschrieben und zusammenfassend vergleichend gegenübergestellt.⁵⁴ Anschließend wird vor dem Hintergrund des österreichischen Regulierungskontextes die grundsätzliche Vorgehensweise für die quantitativen Analysen zur Ermittlung einer Spannbreite für den generellen X-Faktor abgeleitet.

3.1 Methodenvergleich

3.1.1 Malmquist-DEA

Namensgeber des Malmquist-Indexes ist Sten Malmquist (1953), wobei seine Verwendung als Produktivitätsindex auf Caves et al. (1982a,b) zurückgeht. Der Malmquist-Index basiert auf der Grundidee, die Änderung von statischen Effizienzwerten (gemessen durch Input- oder Output-Distanz-Funktionen) in unterschiedlichen Perioden miteinander zu vergleichen und daraus die Produktivitätsentwicklung abzuleiten. Dabei werden die Beobachtungen der ersten und zweiten Periode gegen die Effizienzgrenze der ersten Periode gebenchmarkt, die somit in diesem Fall als Referenztechnologie dient. Selbiges erfolgt auch unter Verwendung der Effizienzgrenze der zweiten Periode als Referenztechnologie. Anschließend wird das geometrische Mittel der Ergebnisse für die

⁵² Siehe z. B. Schweinsberg et al. (2012).

⁵³ Zum Törnqvist-Index siehe z. B. Liebe et al. (2017: 40ff. und 68ff.) und die dort zitierte Literatur.

⁵⁴ Für weitergehende Informationen (auch zu weiteren methodischen Ansätzen) siehe z. B. Coelli et al. (2005), Kumbhakar et al. (2015), Gugler et al. (2012) und Liebe et al. (2017).

beiden Referenztechnologien gebildet. Dabei kann der Malmquist-Index in einen Aufholeffekt (Catch-up) und den Frontier Shift zerlegt werden.⁵⁵ Somit ist er ein auf die Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit abstellendes (frontierbasiertes) Maß für die Produktivitätsentwicklung.

Bei der Malmquist-DEA wird zur Ableitung der Effizienzwerte die Data Envelopment Analysis (DEA) verwendet. Bei der DEA wird die Effizienzgrenze mittels linearer Programmierung aus der Menge der Beobachtungen ermittelt.⁵⁶ Da keine funktionalen Zusammenhänge unterstellt werden müssen, kann sie als nichtparametrisches und deterministisches Verfahren zur Ableitung der Effizienzgrenze klassifiziert werden. Neben der Separierbarkeit von Frontier Shift und Catch-up ist ein weiterer wesentlicher Vorteil, dass die Methodik kaum Annahmen erfordert und somit auch bei kleineren Stichproben anwendbar ist. In der Regel ist lediglich eine Annahme über die Skalenerträge erforderlich. Hinsichtlich des österreichischen Regulierungskontexts ist es ratsam, wie beim statischen Effizienzvergleich der bisherigen Anreizregulierungsperioden konstante Skalenerträge (constant returns to scale, CRS) zu unterstellen, um die Ableitung des sektoralen technischen Fortschritts möglichst konsistent in den derzeit bestehenden Regulierungsrahmen einzubetten. Allerdings ist die DEA relativ anfällig gegenüber Ausreißern, die zu verzerrten Ergebnissen führen können. Bei der DEA ist es daher stets ratsam, vorweg eine Ausreißeranalyse durchzuführen.

3.1.2 Panel-SFA

Bei der Panel-SFA wird anstelle der DEA die Stochastic Frontier Analysis (SFA) als Benchmarkingmethodik zugrunde gelegt. Der Ansatz der SFA geht zurück auf Aigner et al. (1977) sowie Meeusen und van Den Broeck (1977). Zwei wesentliche Merkmale sind für diese Methode charakteristisch. Zum einen ist dies die parametrische Konstruktion der Produktionsfunktion (bzw. Kostenfunktion) und zum anderen die stochastische Interpretation der Effizienzgrenze. Letzteres bedeutet, dass die zu schätzende Funktion zwei stochastische Terme beinhaltet, den üblichen Fehlerterm und einen Term zur Modellierung der Ineffizienz. Dementsprechend sind zum einen Annahmen über die funktionalen Zusammenhänge zwischen Inputs und Outputs zu treffen und zum anderen über die Verteilung der beiden stochastischen Elemente der SFA, dem Fehler- und dem Ineffizienzterm.⁵⁷

Im Rahmen dieses Gutachtens wird die Panel-SFA analog zu Coelli et al. (2005: 300ff.) verstanden. Dies bedeutet, dass eine Panelschätzung⁵⁸ erfolgt und die Schätzfunktion

⁵⁵ Diese Zerlegung geht auf Färe et al. (1989, 1994) zurück.

⁵⁶ Für eine ausführlichere Beschreibung siehe z. B. Gugler et al. (2012) und Liebe et al. (2017).

⁵⁷ Für eine ausführlichere Beschreibung siehe z. B. Kumbhakar et al. (2015).

⁵⁸ Bei einer Panelschätzung haben die Datenpunkte eine Querschnitts- (Netzbetreiber als Beobachtungseinheit) und eine Zeitdimension. Somit können sowohl Unterschiede zwischen den einzelnen Beobachtungseinheiten (Heterogenität) als auch Entwicklungen über die Zeit berücksichtigt und analysiert werden.

einen Zeittrend enthält. Dadurch können sowohl die firmenspezifische Ineffizienz (Catch-up) als auch der Frontier Shift direkt geschätzt werden.

Damit können die beiden Komponenten des Malmquist-Indexes (Catch-up und Frontier Shift) direkt geschätzt werden.⁵⁹ Der Frontier Shift ergibt sich als partielle Ableitung der Schätzfunktion nach der Zeit.

Ein Vorteil der Panel-SFA ist, dass sie aufgrund der Stochastik weniger anfällig gegenüber Ausreißern ist als die Malmquist-DEA. Auch bei der Panel-SFA lassen sich grundsätzlich individuelle Aufholeffekte und sektorale Produktivitätssteigerungen aufgrund technischen Fortschritts separat voneinander bestimmen. Allerdings erfordert die Methodik große Stichprobenumfänge. Daher kann der Ansatz oft nur in einer reduzierten Version als sogenanntes gepooltes Modell angewendet werden, so dass die in der Panelstruktur eigentlich enthaltenen Informationen nicht vollständig ausgenutzt werden können. Ein weiteres Problem bei einer zu geringen Beobachtungsanzahl ist, dass aufgrund unzureichender Freiheitsgrade bei der Schätzung nicht mehr hinreichend zwischen Ineffizienz- und Fehlerterm unterschieden werden kann, so dass ein Großteil eigentlich vorhandener Ineffizienz als Noise interpretiert wird. In diesem Fall nähert sich die Panel-SFA einer OLS mit Zeittrend an.⁶⁰ Bei zu kleinen Stichproben kann es zudem zu Konvergenzproblemen kommen, so dass keine Ergebnisse ermittelt werden können.

3.1.3 OLS mit Zeittrend

Eine dritte Möglichkeit zur Bestimmung der Produktivitätsentwicklung besteht mittels einer Regression der Produktions-/ Kostenfunktion auf Basis von Ordinary Least Squares (OLS) unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Zeittrends.⁶¹ Über die Ableitung der Schätzfunktion nach der Zeit kann die sektorale Produktivitätsentwicklung über die Zeit ermittelt werden. Bei der Modellierung eines linearen Zeittrends gibt der geschätzte Koeffizient des Zeittrends direkt an, wie sich die Effizienz von der einen auf die andere Periode im Durchschnitt verändert hat. Die Variable misst somit die Änderung der abhängigen Variable, die nicht durch die Veränderung der anderen Regressoren erklärt wird oder im Fehlerterm enthalten ist. Es wird ein durchschnittlicher Zusammenhang zwischen der abhängigen und den unabhängigen Variablen ermittelt.

Im Gegensatz zur Panel-SFA wird kein Term für die Ineffizienz berücksichtigt, so dass allein Annahmen über die funktionale Form der Schätzgleichung und die Verteilung des

⁵⁹ Eine andere Möglichkeit besteht in einer Ableitung des Frontier Shifts nach der DEA-Logik. Konkret wird in diesem Fall für jede Periode jeweils eine separate SFA gerechnet, um die Distanzen jeweils gegenüber der relevanten Effizienzgrenze in Periode 1 bzw. Periode 2 zu bestimmen. Dies bedeutet, dass die sogenannten Kreuzdistanzen (Beobachtungen der ersten Periode vs. Effizienzgrenze der zweiten Periode und vice versa) deterministisch nach der DEA Logik ermittelt werden. Somit gehen die Vorteile des stochastischen und parametrischen Ansatzes der SFA gegenüber dem deterministischen und nichtparametrischen Ansatzes der DEA – zumindest teilweise – verloren. Aus diesem Grund wird diese Vorgehensweise nicht weiter verfolgt.

⁶⁰ Siehe z. B. Deuchert (2017).

⁶¹ Vgl. z. B. Gugler und Liebensteiner (2016, 2017) und Schmitt et al. (2017).

Fehlerterms erforderlich sind. Daher ist es aber nicht möglich, den Frontier Shift vom Catch-up-Effekt zu trennen. Dies bedeutet, dass nicht unterschieden werden kann zwischen Produktivitätssteigerungen aufgrund von individuellen Aufholeffekten eines Netzbetreibers und der Verschiebung der Effizienzgrenze aufgrund einer veränderten sektorweiten Referenztechnologie. Folglich wird jegliche durchschnittliche Produktivitätsverbesserung als Frontier Shift klassifiziert. Dies kann letztendlich zu einer Unterschätzung des Frontier Shifts führen, sofern individuelle Ineffizienzen über die Zeit steigen (negativer Catch-up). Im Fall eines zunehmenden Abbaus der Ineffizienzen (positiver Catch-up) wird der Frontier Shift hingegen überschätzt.

Diesem Nachteil steht jedoch eine Reihe von Vorteilen gegenüber. So ist der Ansatz aufgrund der Stochastik und der Durchschnittsorientierung weniger anfällig gegenüber Ausreißern als die Panel-SFA. Die Nichtberücksichtigung des Ineffizienzterms umgeht auch mögliche Konvergenzprobleme, wie sie bei der SFA auftreten können. Dies impliziert zudem eine tendenziell deutlich höhere Robustheit der Ergebnisse. Bereits kleinere Stichproben können zu aussagekräftigen Ergebnissen führen. Das Datenerfordernis ist bei der OLS erheblich geringer als bei der Panel-SFA. Anstelle eines gepoolten Modells können häufiger die Informationen aus der Panelstruktur der Daten nutzbar gemacht werden, indem sowohl die Zeit- als auch die Querschnittsdimension berücksichtigt werden.

Tabelle 3-1 fasst die wesentlichen Aspekte der drei betrachteten Ansätze zur Bestimmung der Produktivitätsentwicklung im Überblick zusammen. Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, ist kein Ansatz den anderen Vorgehensweisen aus theoretischer Sicht eindeutig überlegen.

Tabelle 3-1: Methodenvergleich

	Malmquist-DEA	Panel-SFA	OLS mit Zeittrend
Charakteristika	Frontierbasiert Nichtparametrisch Deterministisch	Frontierbasiert Parametrisch Stochastisch	Durchschnittsorientiert Parametrisch Stochastisch
Annahmen	Skalenerträge	Funktionale Form Verteilung Fehler- und Ineffizienzterm	Funktionale Form Verteilung Fehlerterm
Vorteile	Anknüpfend an DEA aus regulatorischem Benchmarking Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift Wenig annahmeintensiv	Grundsätzlich Catch-up und Frontier Shift separierbar Weniger anfällig gegenüber Ausreißern	Anknüpfend an MOLS aus regulatorischem Benchmarking Weniger datenintensiv Wenig anfällig gegenüber Ausreißern Panelstruktur häufiger nutzbar
Nachteile	Anfällig gegenüber Ausreißern (Selektionseffekte, Mess- und Datenfehler)	Keine Entsprechung im regulatorischen Benchmarking Datenintensiv Konvergenzprobleme und unzureichende Trennschärfe wenn Noise und Ineffizienz einer ähnlichen Verteilung folgen	Keine Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift

Quelle: Eigene Zusammenstellung

3.2 Ableitung der grundsätzlichen Vorgehensweise

Zentraler Baustein bei den letzten Festlegungen zum generellen X-Faktor war die OLS mit Zeittrend. Dies gilt sowohl für die Festlegungen im Gas- als auch im Stromsektor.⁶² Da diese Methodik somit im österreichischen Regulierungskontext als etabliert angesehen werden kann, wird sie auch als Hauptmethodik zur Ermittlung des generellen X-Faktors für die Stromverteilernetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode verwendet.

Ein Charakteristikum der österreichischen Anreizregulierung ist, dass die Stichprobe mit 32 Netzbetreibern, für die entsprechende Daten vorliegen, relativ klein ist.⁶³ Dies ist

⁶² Vgl. z. B. E-Control (2017) und E-Control (2022b) für Gas und E-Control (2018) für Strom.

⁶³ In Österreich unterliegen eigentlich 38 Stromverteilernetzbetreiber der Anreizregulierung. Allerdings enthält der von E-Control zur Verfügung gestellte Rohdatensatz nur Informationen für 34 Netzbetreiber,

jedoch für die OLS mit Zeittrend relativ unkritisch, da sie auch bei kleineren Stichproben robuste Ergebnisse liefert. Als stochastisches Verfahren weist sie zudem eine gemeinsame Basis mit dem MOLS-Ansatz (Modified Ordinary Least Squares) im Rahmen des Effizienzvergleichs zur Ableitung der individuellen X-Faktoren auf. Beide Ansätze stellen auf den Durchschnitt ab.⁶⁴ Ferner sollten sich aus theoretischer Sicht die Unterschiede in den individuellen Effizienzwerten zwischen den Netzbetreibern verringern, je länger eine Anreizregulierung ihre Wirkung entfalten kann. Reziprok sinkt somit die Relevanz des Nachteils der fehlenden Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift bei der Bestimmung des sektoralen technischen Fortschritts.

Allerdings sollte das Argument der Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift für die fünfte Regulierungsperiode nicht gänzlich vernachlässigt werden. Daher wird neben der OLS mit Zeittrend auch eine Malmquist-DEA zur Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfortschritts herangezogen, um zu überprüfen, ob die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend durch Catch-up-Effekte verzerrt sind. Die Malmquist-DEA hat neben der geringen Annahmeintensität den Vorteil, dass sie auch bei kleineren Stichproben Ergebnisse liefert. Sie findet zudem eine Entsprechung in der DEA im Rahmen des statischen relativen Effizienzvergleichs, wodurch eine gewisse Konsistenz innerhalb des bestehenden Regulierungsrahmens gewährleistet ist.⁶⁵

Die Malmquist-DEA hat jedoch den Nachteil, dass sie relativ anfällig gegenüber Ausreißern ist, so dass die Robustheit der Ergebnisse bei kleineren Datensätzen nicht immer gegeben ist. Da der Datensatz in der Zwischenzeit Beobachtungen für einen Zeitraum von 20 Jahren (2002 bis 2021) aufweist, wird ergänzend auch eine Panel-SFA zur weiteren Plausibilisierung und zusätzlichen Absicherung der Ergebnisse der OLS mit Zeittrend verwendet.

Der Hauptansatz der OLS mit Zeittrend wird somit durch zwei Methoden plausibilisiert. Liegen die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend unter denen der beiden anderen Methoden, so kann mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass die OLS-Ergebnisse trotz der fehlenden Separierbarkeit nicht durch eventuelle Catch-up-Effekte nach oben verzerrt sind und der technische Fortschritt nicht überschätzt wird.

wobei zwei Netzbetreiber auf Anraten seitens E-Control aufgrund unplausibler Input-Output-Kombinationen von den Betrachtungen ausgeschlossen wurden, so dass im Ergebnis Daten von 32 Netzbetreibern in die Analysen eingeflossen sind.

64 Bei der MOLS wird ein durchschnittlicher Zusammenhang zwischen abhängiger und unabhängiger Variable geschätzt. Die Effizienzgrenze ergibt sich durch eine Parallelverschiebung der mittels OLS bestimmten Schätzfunktion. Näheres siehe z. B. Gugler et al. (2012).

65 Für die Ermittlung der Effizienzwerte österreichischer Stromverteiler-netzbetreiber wird beim Effizienzvergleich neben der MOLS auch die DEA angewendet. Vgl. E-Control (2018).

4 Quantitative Analysen

In diesem Kapitel werden die quantitativen Analysen zur Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilternetzbetreiber in Österreich im Zuge der fünften Regulierungsperiode vorgestellt. Die Analysen fußen auf einem von der E-Control zur Verfügung gestellten Datensatz, der Informationen für 32 Netzbetreiber zu operativen Kosten und diversen potenziellen Kostentreibern für den Zeitraum 2002 bis 2021 enthält.⁶⁶ Da auf die OPEX abgestellt wird, wird einleitend eine eigenständige Kostentreiberanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse aus der Kostentreiberanalyse bilden die Grundlage für die sich daran anschließenden Berechnungen zum generellen X-Faktor für die österreichischen Stromverteilternetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode. Gemäß der in Abschnitt 3.2 abgeleiteten Empfehlung erfolgen die Berechnungen zum einen mittels einer OLS mit Zeittrend als Hauptansatz und zum anderen mittels einer Panel-SFA sowie einer Malmquist-DEA zur Plausibilisierung der OLS-Ergebnisse. In Abschnitt 4.5 wird eine mögliche Spannweite für die Festlegung eines Wertes für den generellen X-Faktor abgeleitet.

4.1 Kostentreiberanalyse

Im Gegensatz zum Effizienzvergleich zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte, der auf den Gesamtkosten (TOTEX) basiert, stellt der generelle X-Faktor auf die Betriebskosten (OPEX) ab. Da beide Kostenarten durch unterschiedliche Parameter beeinflusst werden könnten, ist den eigentlichen Analysen eine Kostentreiberanalyse vorzuschalten, um die für die OPEX relevanten Treiber identifizieren zu können. Ohne die Kenntnis dieser Treiber besteht die Gefahr, dass wesentliche Erklärungsvariablen für die OPEX vernachlässigt werden, was im Anschluss zu verzerrten Schätzungen führen kann (*omitted variable bias*).

Im Rahmen von Vorüberlegungen wurde untersucht, inwiefern sich für eine Aggregation der Leitungslängen und der Zählpunkte, die zunächst disaggregiert im Datensatz vorliegen, entsprechende Gewichte bestimmen lassen. Diese Analysen waren jedoch nicht zielführend, so dass auf die Gewichte aus der Regulierungssystematik der vierten Regulierungsperiode abgestellt wurde. Da es um die OPEX geht, wurden die Gewichtungen im Rahmen der Festlegungen zum Betriebskostenfaktor herangezogen.⁶⁷

Wie aus Tabelle 4-1 hervorgeht, werden bei der Kostentreiberanalyse als abhängige Variable die bereinigten OPEX herangezogen. Aufgrund des Settings einer Kostentreiberanalyse ohne die Verwendung von Preisinformationen werden nur die

⁶⁶ Der Rohdatensatz enthält Informationen für 34 Netzbetreiber. Zwei Netzbetreiber wurden auf Anraten seitens E-Control aufgrund unplausibler Input-Output-Kombinationen nicht in die Betrachtungen einbezogen. Ferner ist der Datensatz kein vollständig balanciertes Panel (*balanced panel*). Für einige Netzbetreiber fehlen in einzelnen Jahren Daten zu bestimmten Variablen, so dass die Beobachtungsanzahl je nach gewähltem Ansatz schwankt. Deskriptive Statistiken zu den wesentlichen Variablen sind in Tabelle A- 1 im Annex zu finden.

⁶⁷ Vgl. E-Control (2018).

mittels NPI deflationierten OPEX verwendet.⁶⁸ Alle Variablen gehen logarithmiert in die Analysen ein.⁶⁹ Die Liste potenzieller Kostentreiber wurde zudem um einen Zeittrend (linear und quadriert) sowie diverse Dummyvariablen ergänzt. Die Dummyvariablen sollen für Effekte kontrollieren, die z. B. auf die Einführung der Anreizregulierung oder einzelne Regulierungsperioden zurückzuführen sind.

Tabelle 4-1: Variablenliste für die Kostentreiberanalyse

Abhängige Variable [C_{it}]	Kürzel
OPEX bereinigt und deflationiert mittels NPI	<i>opex_def</i>
Potenzieller Kostentreiber [X_{it}]	Kürzel
Abgabe an Endverbraucher (NE3-NE7)	<i>elec_end</i>
Abgabe an Weiterverteiler	<i>elec_dis</i>
Netzgebiet in qkm	<i>area</i>
Netzhöchstlast Msp + Nsp = Summe (NE4-NE7)	<i>nhl_47</i>
Netzhöchstlast Nsp = Summe (NE6-NE7)	<i>nhl_67</i>
Leitungslänge 110 kV	<i>ll_110</i>
Leitungslänge 36 kV - 110 kV	<i>ll_36_110</i>
Leitungslänge 1kV – 36 kV	<i>ll_1_36</i>
Leitungslänge ≤ 1 kV	<i>ll_1</i>
Gewichtete Leitungslänge (Betriebskostenfaktor)	<i>ll_gew</i>
Summe Zählpunkte beide Richtungen	<i>zp_beide</i>
Summe Zählpunkte Einspeiser	<i>zp_ein</i>
Summe Zählpunkte Entnehmer	<i>zp_ent</i>
Gewichtete Summe der Zählpunkte (Betriebskostenfaktor)	<i>zp_gew</i>
Windenergie (in MWh)	<i>wind_mwh</i>
Windenergie (in MW)	<i>wind_mw</i>
Photovoltaik (in MWh)	<i>pv_mwh</i>
Photovoltaik (in MW)	<i>pv_mw</i>
<i>Sonstiges</i>	
Zeittrend linear und quadriert	<i>t, t2</i>
Dummies (Anreizregulierung, Regulierungsperioden)	<i>d_x</i>

Quelle: Eigene Zusammenstellung

⁶⁸ Für die Deflationierung von Wertgrößen wird in den weiteren Analysen immer der NPI verwendet. Wie in Abschnitt 2.1 ausgeführt, wird hierzu die für die fünfte Regulierungsperiode neu gebildete Zusammensetzung für den NPI verwendet. Für die Ermittlung der Werte für die Jahre 2002 bis 2021 wurden Daten von Statistik Austria für die Einzelindizes herangezogen.

⁶⁹ Durch die Schätzung in Logarithmen sind die Koeffizienten als Elastizitäten zu interpretieren.

Die quantitative Kostentreiberanalyse erfolgte mittels ökonometrischer Panelanalyse. Vorbereitend wurden umfangreiche Tests durchgeführt, um die grundsätzliche Struktur des Panels zu identifizieren. Nachfolgend werden nur die für die weiteren Diskussionen wesentlichen Ergebnisse kurz aufgelistet. Beim F-Test auf firmenspezifische fixe Effekte wird die Nullhypothese (kein Vorliegen von fixen Effekten) auf dem 1 %-Niveau abgelehnt. Daraus folgt, dass Panelschätzungen unter Verwendung firmenspezifischer fixer Effekte erfolgen sollten, da unbeobachtete individuelle Heterogenität gegeben ist. Auch beim Hausman-Test wird die Nullhypothese (Vorliegen von Random Effects) auf dem 1 %-Niveau abgelehnt.

Die Kostentreiberanalyse erfolgt daher auf Basis einer FE-Schätzung. Analog dem Vorgehen in Stronzik und Wissner (2018) wird bei der Kostentreiberanalyse der Ansatz von Gluzman und Panigo (2015) verwendet, der nach dem globalen Optimum hinsichtlich eines Zielkriteriums aus allen möglichen Variablenkombinationen sucht. Der Berücksichtigung eventueller linearer Abhängigkeiten wird durch entsprechende Clusterbildung Rechnung getragen.⁷⁰ Dadurch wird ausgeschlossen, dass das Ergebnis durch lineare Abhängigkeiten zwischen einzelnen Variablen verzerrt ist.

Das Zielkriterium basiert auf einer Kombination aus dem Akaike-Informationskriterium (AIC) und dem Informationskriterium nach Schwartz (BIC). Bei der Auswahl möglicher Erklärungsvariablen besteht ein Trade-off zwischen Erhöhung des Erklärungsgehalts und der Modellkomplexität. Die verschiedenen zur Verfügung stehenden Selektionskriterien unterscheiden sich in der Regel darin, wie die Hinzunahme weiterer Erklärungsvariablen und somit die Zunahme der Modellkomplexität sanktioniert wird. So führt die alleinige Verwendung des AIC als Selektionskriterium tendenziell zu einer unnötig hohen Modellkomplexität (Overfitting), während das BIC eine Tendenz zum Underfitting aufweist. Durch die Verwendung einer Kombination aus beiden Kriterien kann ein Ausgleich dieser Tendenzen erreicht werden.⁷¹

Auf diese Weise wurden die Netzhöchstlast NE4-NE7 (*nhl_47*), die versorgte Fläche (*area*) und die Abgabe an Endverbraucher (*elec_end*) als Kostentreiber identifiziert, wobei jedoch *elec_end* ein negatives Vorzeichen aufwies. Um der Nichtnegativitätsannahme bei Kostenbetrachtungen ($\partial C / \partial X > 0$) Rechnung zu tragen, wurden die beide Variablen *elec_end* und *area* zu einer neuen Variablen *area_elec* zusammengefasst ($area_elec = area / elec_end$). Die zusammengesetzte Variable bedeutet: je größer die zu versorgende Fläche bei gegebener Abgabemenge ist, desto höher sind die OPEX. Im Umkehrschluss führt eine höhere Abgabedichte somit zu geringeren OPEX. Die Variable kann daher als reziproke Abgabedichte verstanden werden. Ein zweiter Lauf des Suchalgorithmus mit der zusammengesetzten Variablen hat *nhl_47* und *area_elec* als relevante Kostentreiber bestätigt, wobei die zusammengesetzte Variable die Nichtnegativitätsannahme erfüllt. Während keine der

⁷⁰ So gehen z. B. Leitungslängen und Zählpunkte entweder in disaggregierter oder aggregierter Form ein.

⁷¹ Für weitergehende Erläuterungen zum gewählten Suchalgorithmus siehe Gluzman und Panigo (2015).

Dummyvariablen als einschlägig identifiziert wird, wird der Zeittrend in linearer und quadrierter Form als aufzunehmender Treiber für die OPEX identifiziert.

4.2 OLS mit Zeittrend

Im Folgenden wird die Schätzung des generellen X-Faktors der österreichischen Stromverteilternetzbetreiber mittels verschiedener Regressionsanalysen vorgestellt. Hierbei werden die unternehmensspezifischen OPEX durch die in Abschnitt 4.1 identifizierten Kostentreiber sowie einen linearen und quadrierten Zeittrend erklärt.

4.2.1 Methodischer Ansatz

In der Grundspezifikation erfolgt eine Schätzung ohne Inputpreise (siehe Formel (4-1)). Die deflationierten OPEX ($opex_{it}/NPI_{it}$) eines Unternehmens i zum Zeitpunkt t werden durch die Netzhöchstlast (nhl_{47}) und die zusammengesetzte Variable ($area_{elec}$) erklärt. Alle Variablen wurden logarithmiert. Die Schätzgleichung wird ferner um einen linearen und quadrierten Zeittrend (t und t^2) ergänzt, wodurch für eventuelle Nichtlinearitäten beim technischen Fortschritt kontrolliert werden kann. α ist die Konstante, i sind die firmenspezifischen Effekte, und v_{it} ist der stochastische Fehlerterm. β_1 , β_2 , γ_1 und γ_2 sind die Schätzkoeffizienten.

$$\ln\left(\frac{opex_{it}}{NPI_{it}}\right) = \alpha + \beta_1 \ln(nhl_{47_{it}}) + \beta_2 \ln(area_{elec_{it}}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it} \quad (4-1)$$

Der jährliche generelle X-Faktor errechnet sich dann aus der negativen partiellen Ableitung nach t :

$$-\frac{\partial \ln(opex_{it}/NPI_{it})}{\partial t} = (-1) \cdot (\gamma_1 + 2\gamma_2 t) \quad (4-2)$$

Um eine vollständig spezifizierte Kostenfunktion schätzen zu können, wären unternehmensspezifische Informationen von entsprechender Güte für die relevanten Inputpreise erforderlich. Im Rahmen der Bestimmung des generellen X-Faktors wären mithin unternehmensspezifische Faktorpreise für Arbeit, Material und Vorleistungen notwendig. E-Control hat neben dem Hauptdatensatz zu den OPEX und den potenziellen Kostentreibern einen weiteren Datensatz bereitgestellt, der unternehmensspezifisch über den Betrachtungszeitraum 2002 bis 2021 sowohl die Personalkosten als auch die Anzahl der Mitarbeiter (in Vollzeitäquivalenten) ausweist, so dass sich aus diesen Informationen unternehmensindividuelle Arbeitskosten pl_{it} (Personalkosten / Anzahl der Mitarbeiter in Vollzeitäquivalenten) ermitteln lassen. Allerdings ist die Datengüte nicht unproblematisch. So gibt es Beobachtungen mit teilweise extrem hohen Arbeitskosten. Dieser Problematik wird in den folgenden Analysen begegnet, indem analog zu Gugler und Liebensteiner (2023) Beobachtungen mit Arbeitskosten über 130.000 Euro aus dem

Datensatz entfernt werden. Ferner konnte nur ein Teil der Angaben der Netzbetreiber durch E-Control vollständig plausibilisiert werden. In den folgenden Analysen erfolgt daher zusätzlich eine Fallunterscheidung:

- Fall 1: Verwendung aller im E-Control Datensatz enthaltenen Informationen zu den Arbeitskosten < 130.000 Euro,
- Fall 2: Verwendung nur der durch E-Control vollständig plausibilisierten Werte < 130.000.⁷²

Bei Schätzungen einer Kostenfunktion muss die lineare Homogenität in den Inputpreisen erfüllt sein.⁷³ Wenn nur der Arbeitspreis zusätzlich zu Formel (4-1) einbezogen wird, ergibt sich die Schätzgleichung unter der Annahme linearer Homogenität in den Inputpreisen, indem die OPEX und der Arbeitspreis durch den selbigen geteilt werden.⁷⁴ Es resultiert folgende Modellspezifikation:⁷⁵

$$\ln\left(\frac{opex_{it}}{pl_{it}}\right) = \alpha + \beta_1 \ln(nhl_{47_{it}}) + \beta_2 \ln(area_elec_{it}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it} \quad (4-3)$$

Aufgrund der Einbeziehung nur eines Faktorpreises (Arbeitspreis) ist auch Formel (4-3) noch keine vollständig spezifizierte Kostenfunktion, da entsprechende explizite Informationen zu den Preisen der anderen Inputfaktoren Material und Vorleistungen fehlen. Gugler und Liebensteiner (2023) schlagen hierzu die Verwendung des (deflationierten) Großhandelspreisindex (GHPI) vor. Dies ist aus mehreren Gründen problematisch. Der Index ist als Index für die Gesamtwirtschaft nicht sektorspezifisch und enthält keine unternehmensspezifischen Informationen. Der Index ist für alle Netzbetreiber gleich. Ferner ist er eher als Outputindex konzipiert, weshalb der GHPI den technischen Fortschritt anderer Sektoren beinhaltet, wodurch Schätzungen für den technischen Fortschritt der Netzbetreiber nach unten verzerrt sind. Ferner sind der GHPI und der Zeittrend hoch korreliert, was aufgrund einer Inflationierung der Standardfehler tendenziell zu insignifikanten Schätzergebnissen für den technischen Fortschritt führt.

Wir verwenden statt des GHPI den Baupreisindex (BPI) als möglichen Proxy der anderen Faktorpreise. Der BPI ist mit den gleichen eben aufgeführten Problemen behaftet: nicht sektorspezifisch, nicht unternehmensspezifisch, beinhaltet den technischen Fortschritt anderer Sektoren und ist hoch korreliert mit dem Zeittrend. Der BPI ist daher ebenfalls nur unzureichend zur Abbildung der Inputpreise im Rahmen einer Kostenschätzung geeignet. Allerdings weist er gegenüber dem GHPI zwei Vorteile auf. Zum einen deutet die Aufnahme des BPI in die Zusammensetzung des neuen NPI darauf hin, dass der

⁷² Dadurch reduziert sich die Anzahl der Beobachtungen, die in die Analysen eingeht, um 185 im Vergleich zu Fall 1.

⁷³ Bei einer Kostenfunktion bedeutet lineare Homogenität in den Inputpreisen, dass, wenn sich bei gegebenem Output die Inputpreise um den Faktor λ verändern, sich auch die Kosten um den Faktor λ verändern. So führt z. B. eine Steigerung der Inputpreise um 10% bei linearer Homogenität zu einer Steigerung der Kosten um ebenfalls 10%.

⁷⁴ Vgl. z.B. Baischew et al. (2022: 38f.).

⁷⁵ In diesem Fall erübrigt sich eine Deflationierung, da sowohl die OPEX als auch der Arbeitspreis mit dem NPI deflationiert werden müssen, so dass sich der NPI auf der linken Seite herauskürzt.

Index zumindest einen gewissen Bezug zu den Inputpreisentwicklungen der Netzwirtschaft aufweist, da der NPI ja gerade diese abbilden soll. Der andere Vorteil ist in Abbildung 4-1 veranschaulicht.

Abbildung 4-1: Entwicklung der Faktorpreise



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des E-Control-Datensatzes und Statistik Austria.

Bei Deflationierung der sektoralen Inputpreise mit einem sektoralen Inputpreisindex (NPI) muss (mindestens) ein Inputpreis über den Betrachtungszeitraum steigen und ein anderer sinken. Dies ergibt sich aufgrund reiner Mathematik, da der NPI den gewichteten Durchschnitt der Preisentwicklungen der einzelnen Inputfaktoren darstellt. Wie aus Abbildung 4-1 ersichtlich ist, steigt der mit dem NPI deflationierte BPI (bpi_def) insgesamt über den Betrachtungszeitraum, während der mit dem NPI deflationierte GHPI (ghpi_def) insgesamt sinkt. Zusätzlich ist in der Graphik auch die Entwicklung der mit dem NPI deflationierten Arbeitskosten dargestellt, die sich aus dem von E-Control bereitgestellten Datensatz ergibt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Arbeitskosten in einen Index überführt. Die gleichzeitige Verwendung von Arbeitskosten und GHPI im Rahmen einer Kostenfunktion erfüllt somit nicht die eben genannte Grundbedingung. Da beide einen sinkenden Verlauf aufweisen, ist eine Schätzung des technischen Fortschritts der Netzwirtschaft nach unten verzerrt. Im Gegensatz zum GHPI erfüllt der BPI die

Grundbedingung, wenn er neben den Arbeitskosten in die Schätzgleichung aufgenommen wird.⁷⁶

Daher erfolgt eine weitere Schätzung auf Basis des Arbeitspreises und des Baupreisindex:

$$\ln\left(\frac{opex_{it}}{NPI_t}\right) = \alpha + \beta_1 \ln\left(\frac{pl_{it}}{NPI_t}\right) + \beta_2 \ln\left(\frac{BPI_t}{NPI_t}\right) + \beta_3 \ln(nhl_{47_{it}}) + \beta_4 \ln(area_{elec_{it}}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it} \quad (4-4)$$

mit Restriktion linearer Homogenität in Inputpreisen: $\beta_0 + \beta_1 = 1$

Auch für diesen Ansatz erfolgt eine Fallunterscheidung für die Arbeitskosten, so dass insgesamt folgende fünf Modellspezifikationen geschätzt werden:

- Modell 1: Schätzung ohne Faktorpreise gemäß Formel (4-1),
- Modell 2: Schätzung mit Arbeitspreis gemäß Formel (4-3) für Fall 1,
- Modell 3: Schätzung mit Arbeitspreis gemäß Formel (4-3) für Fall 2,
- Modell 4: Schätzung mit Arbeitspreis und BPI gemäß Formel (4-4) für Fall 1 und
- Modell 5: Schätzung mit Arbeitspreis und BPI gemäß Formel (4-4) für Fall 2.

4.2.2 Ergebnisse

Tabelle 4-2 zeigt die Schätzergebnisse der fünf betrachteten Modelle. Um die Robustheit der Ergebnisse sicherzustellen, wurde den eigentlichen Schätzungen jeweils eine Ausreißerbereinigung vorangestellt. Atypische Beobachtungen, die eventuell die Schätzergebnisse verzerren könnten, werden aus dem Datensatz entfernt. Die Ausreißeranalyse wurde hier analog der MOLS im regulatorischen Benchmarking mittels *Cook's Distance* vorgenommen.⁷⁷

Obwohl Modell (1) ohne Faktorpreise geschätzt wird, fungiert es aufgrund der im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Problematik hinsichtlich der Verfügbarkeit und Güte von Informationen zu den Faktorpreisen als Hauptspezifikation. Die Modelle mit Faktorpreisen werden jeweils mit der Restriktion linearer Homogenität in den Inputpreisen geschätzt. Die Modelle (3) und (5) nutzen dabei nur die seitens E-Control vollständig plausibilisierten Informationen zu den Arbeitskosten, weshalb die Beobachtungsanzahl im Vergleich zu den anderen Schätzungen deutlich geringer ausfällt. Modell (1) setzt aufgrund des Verzichts auf die Faktorpreise auf die breiteste Basis des von E-Control zur Verfügung gestellten Datensatzes auf.

⁷⁶ Die weiteren oben aufgeführten Probleme, die sowohl für den BPI als auch für den GHPI bestehen, behalten naturgemäß ihre Gültigkeit.

⁷⁷ Siehe auch die Ausführungen zur *Cook's Distance* in E-Control (2022b: 51f.).

Die im Abschnitt 4.1 identifizierten Kostentreiber sind - bis auf eine Ausnahme - in allen Modellen statistisch signifikant und können ökonomisch sinnvoll interpretiert werden. Die Annahme, dass die Kostentreiber Netzhöchstlast (*nhl_47*) und reziproke Abgabedichte (*area_elec*) einen positiven Einfluss auf die realen OPEX haben, wird nicht verletzt.

Tabelle 4-2: Schätzergebnisse OLS mit Zeittrend

Modell	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Abhängige Var.	$\ln(\text{opex/NPI})$	$\ln(\text{opex/pl})$	$\ln(\text{opex/pl})$	$\ln(\text{opex/NPI})$	$\ln(\text{opex/NPI})$
$\ln(\text{area_elec})$	0.37799*** (3.75)	0.65046*** (6.51)	0.52900*** (3.70)	0.48328*** (6.78)	0.43440*** (3.60)
$\ln(\text{nhl_47})$	0.17883 (1.28)	0.40247** (2.17)	0.65493*** (3.87)	0.24398** (2.44)	0.41404*** (3.48)
$\ln(\text{pl/NPI})$				0.14150*** (3.72)	0.20032*** (4.08)
$\ln(\text{BPI/NPI})$				0.85850*** (22.59)	0.79968*** (16.30)
<i>t</i>	-0.03004*** (-4.53)	-0.04217*** (-3.72)	-0.04621*** (-3.88)	-0.03478*** (-7.27)	-0.03235*** (-5.62)
<i>t</i> ²	0.00051* (1.96)	0.00104** (2.24)	0.00110** (2.16)	0.00063*** (3.28)	0.00054** (2.34)
Firm-FE	ja	ja	ja	ja	Ja
Outlier adjustment	ja	ja	ja	ja	Ja
Observations	549	459	304	469	309
$\overline{TF}_{2002-2021}$ [%]	1.94***	2.04***	2.31***	2.15***	2.10***
$\overline{TF}_{2006-2021}$ [%]	1.74***	1.63***	1.87***	1.89***	1.89***
$\overline{TF}_{2010-2021}$ [%]	1.54***	1.21***	1.43***	1.64***	1.67***
$\overline{TF}_{2014-2021}$ [%]	1.34***	0.79*	0.99*	1.38***	1.45***

Anmerkungen: Robuste t-Statistik in Klammern,

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

Die Koeffizienten des linearen und quadrierten Zeittrends (*t* und *t*²) sind ebenfalls in allen Modellen statistisch signifikant, wobei das Signifikanzniveau des quadrierten Zeittrends etwas schwächer als das des linearen Terms ausfällt. Während der Koeffizient des linearen Zeittrends stets ein negatives Vorzeichen hat, ist der Koeffizient des quadrierten Zeittrends stets positiv. Dies bedeutet, dass über die Zeit der technische Fortschritt abnimmt. In der Tabelle sind ebenfalls die durchschnittlichen generellen X-Faktoren gemäß Formel (4-2) für die Zeiträume 2002 bis 2021 ($\overline{TF}_{2002-2021}$), 2006 bis 2021

($\overline{TF}_{2006-2021}$), 2010 bis 2021 ($\overline{TF}_{2010-2021}$) und 2014 bis 2021 ($\overline{TF}_{2014-2021}$) enthalten. Neben dem Gesamtzeitraum orientieren sich die drei anderen Zeiträume an den bisherigen Regulierungsperioden. Es zeigt sich, dass der geschätzte generelle X-Faktor mit der Verkürzung des Zeitintervalls kleiner wird, jedoch immer positiv und signifikant unterschiedlich von Null ist. Die Modelle (1), (4) und (5) liefern dabei ähnliche Ergebnisse für den generellen X-Faktor. Für das rezente Stützintervall liegen die Werte zwischen 1,34 % und 1,45 %.⁷⁸ Die Modelle nur auf Basis des Arbeitspreises liegen etwas darunter und weisen zudem einen deutlich stärkeren Abwärtstrend über die Zeit auf, was durch die größeren Werte für den Koeffizienten des quadrierten Zeittrends bedingt ist. Allerdings sind die Werte für das rezente Stützintervall nur noch schwach signifikant. Eine mögliche Erklärung liegt in dem in Abbildung 4-1 dargestellten sinkenden Verlauf der deflationierten Arbeitskosten. Somit fließt der Zeittrend gewissermaßen zweimal in die Regression ein, einmal in die Funktion selbst und einmal über den sinkenden Trend des Arbeitspreises. So wird der Effekt des Zeittrends auf zwei verschiedene Teile der Regression aufgeteilt, wodurch die Schätzung für den generellen X-Faktor tendenziell nach unten verzerrt wird.⁷⁹

In Abbildung 4-2 sind die jährlichen Werte für den technischen Fortschritt dargestellt, die sich unmittelbar aus Modell (4) ergeben. Gemäß dem unterstellten funktionalen Zusammenhang für den Zeittrend als Polynom zweiten Grades und den sich aus den Schätzungen ergebenden Koeffizienten nimmt der technische Fortschritt über den Betrachtungszeitraum 2002 bis 2021 stetig ab. Wie sich zeigt, ist der technische Fortschritt jedoch auch im letzten Betrachtungsjahr statistisch hoch signifikant und trotz des unterstellten funktionalen Zusammenhanges für den Zeittrend positiv. Er liegt nahe bei 1 % p.a.

Abbildung 4-2: Entwicklung der Wachstumsraten p.a. gemäß Modell (4)

Jahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TF [%]	3.35	3.22	3.09	2.97	2.84	2.72	2.59	2.46	2.24	2.21	2.08	1.96	1.82	1.7	1.57	1.45	1.32	1.19	1.07	0.94
Sign.	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Anmerkungen:

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

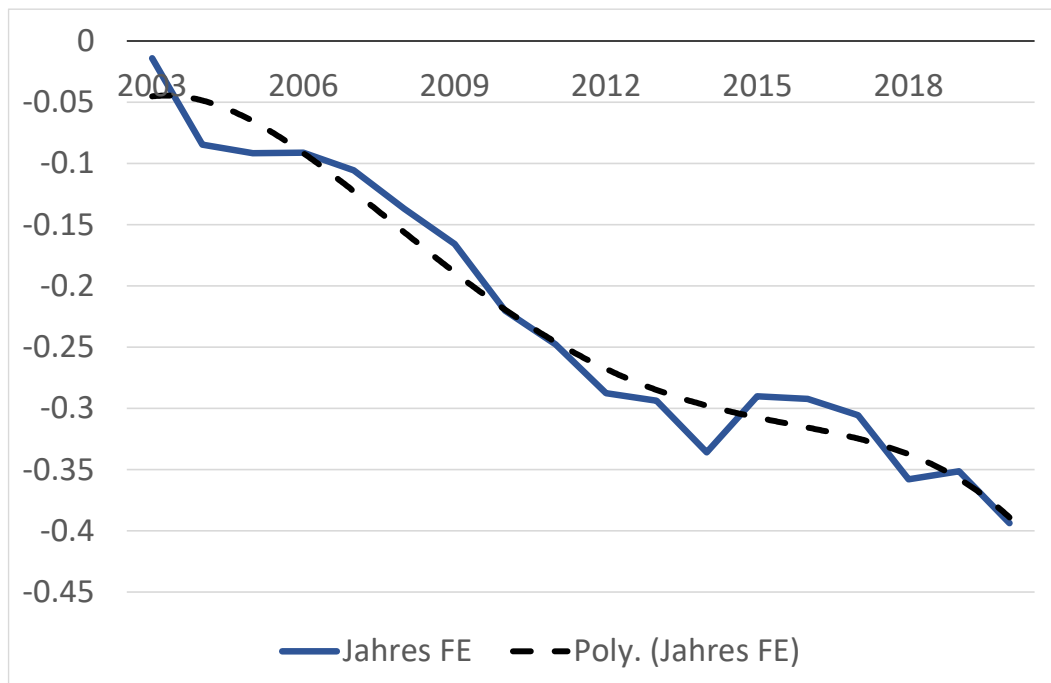
Bei Schätzungen handelt es sich allerdings immer nur um eine Durchschnittsbetrachtung über den gesamten Betrachtungszeitraum auf Basis der unterstellten funktionalen Zusammenhänge. Um ein besseres Verständnis für den Verlauf des technischen Fortschritts über die Zeit zu erhalten, erfolgt im Folgenden weiterhin eine Betrachtung des Modells (4), wobei jedoch anstelle des linearen und quadrierten Zeittrends jahresfixe

⁷⁸ Diese Werte werden im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung bestätigt, bei der die Modelle (1), (4) und (5) auf Basis von Kostentreibern geschätzt werden, die an die im regulatorischen Benchmarking verwendeten Outputs angelehnt sind. Siehe Tabelle A- 2 im Annex.

⁷⁹ Es fehlt gewissermaßen der Counterpart in den Faktorpreisen, der deflationiert mit dem NPI eine steigende Tendenz aufweist. Siehe auch die Erläuterungen zu Abbildung 4-1.

Effekte (als Dummyvariable für jedes einzelne Jahr) modelliert werden. Das Ergebnis dieser Betrachtung ist in Abbildung 4-3 dargestellt.

Abbildung 4-3: Entwicklung der jahresfixen Effekte auf Basis von Modell (4)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des E-Control-Datensatzes.

Die jahresfixen Effekte (Jahres-FE) entsprechen dabei dem Produktivitätsniveau (blaue Linie). Die in die Graphik eingefügte Trendlinie (schwarz-gestrichelt) korrespondiert mit dem Zeittrend aus Formel (4-4). Ein guter Fit wird mit einem Polynom dritten Grades erreicht. Der Verlauf der Jahres-FE am rezenten Ende des Betrachtungszeitraumes deutet dabei eher auf wieder zunehmende als auf weiter abnehmende Wachstumsraten bei der Produktivität hin und steht somit im Widerspruch zu den Schätzergebnissen aus Tabelle 4-2, die sich auf Basis des unterstellten funktionalen Zusammenhanges für den Zeittrend ergeben. Um einen funktionalen Zusammenhang höheren Grades für den Zeittrend statistisch zu validieren, ist der Beobachtungszeitraum jedoch zu kurz.⁸⁰ Dies ist bei der Ableitung eines Wertes für den generellen X-Faktor für die fünfte Regulierungsperiode entsprechend zu berücksichtigen. So sind z.B. sowohl eine einfache Fortschreibung des sich aus den Schätzungen ergebenden Zusammenhanges über den Betrachtungszeitraum hinaus als auch eine Orientierung ausschließlich an den letzten zwei oder drei Jahren des Betrachtungszeitraumes kritisch zu sehen, da sie den

⁸⁰ Im Rahmen der Kostentreiberanalyse wurden auch Polynome höheren Grades getestet. Diese waren allerdings nicht einschlägig, was u. a. auf den begrenzten Beobachtungszeitraum zurückzuführen ist.

Einfluss des Koeffizienten des quadrierten Zeittrends deutlich überbetonen. Vielmehr sollte auf Intervalle abgestellt werden, die einen längeren Zeitraum umfassen.⁸¹

4.3 Panel-SFA

Als Durchschnittsmethode kann die OLS mit Zeittrend nicht zwischen Frontier Shift und Catch-up unterscheiden, so dass die Ergebnisse aus dem vorhergehenden Abschnitt möglicherweise durch entsprechende Catch-up-Effekte überlagert sein könnten. Um dieser Problematik zu begegnen, wurden Analysen mittels der Stochastischen Frontier Analyse (SFA) durchgeführt, die aufgrund der Separierbarkeit eine Berechnung des Frontier Shifts ohne Überlagerung durch eventuelle Catch-up-Effekte erlaubt.

4.3.1 Methodischer Ansatz

Zur Absicherung der bereits präsentierten Ergebnisse der OLS-Schätzungen mit Zeittrend, wurden die gleichen Modelle ebenfalls als Stochastische Frontier Modelle geschätzt. Während bei der OLS-Schätzung eine durchschnittliche Kostenfunktion geschätzt wird, ist das Ziel der Stochastischen Frontier Analyse eine minimale Kostengrenze zu schätzen. Abweichungen der firmenspezifischen Kosten von dieser minimalen Kostengrenze werden durch einen zufällig verteilten Störterm und der firmenspezifischen Ineffizienz erklärt. Formel (4-5) zeigt die grundsätzliche Struktur einer beispielhaften Kostenfrontier für Querschnittsdaten nach Aigner et al. (1977) sowie Meeusen und van Den Broeck (1977):

$$cost_i = cf(w_{j,i}, y_{k,i}) + u_i + v_i \quad (4-5)$$

Die Kosten des einzelnen Unternehmens i ($cost_i$) ergeben sich durch die minimal möglichen Kosten ($cf(\cdot)$), gegeben der jeweiligen Inputpreise ($w_{j,i}$) für die j verschiedenen Inputs und der jeweils bereitgestellten Outputmengen ($y_{k,i}$) der k verschiedenen Outputs, sowie firmenspezifischen Mehrkosten. Diese werden erklärt durch den zufällig verteilten Störterm (v_i) und der firmenspezifischen Kostenineffizienz (u_i). Bei u_i und v_i handelt es sich um unabhängige und identisch verteilte Zufallsvariablen. Während v_i einer statistischen Normalverteilung folgt, ist u_i halbnormalverteilt und kann somit keine negativen Werte annehmen.

Implizit wird bei der Schätzung einer Kostengrenze davon ausgegangen, dass Unternehmen ihre Kosten stets minimieren, gegeben der Inputpreise und der nachgefragten Outputmengen. Diese Annahme ist als unkritisch für Stromverteilternetzbetreiber anzusehen, da diese durch den Budgetansatz bei den OPEX angehalten sind, stetig ihre Kosten zu minimieren.⁸² Darüber hinaus ist die Schätzung

⁸¹ Zu weiteren Ausführungen hinsichtlich der Ableitung einer möglichen Spannbreite für den generellen X-Faktor siehe Abschnitt 4.5.

⁸² Siehe auch Abschnitt 2.1.

einer Kostenfrontier ein weitverbreiteter Ansatz, um die Effizienz von Netzbetreibern in der wissenschaftlichen Literatur zu evaluieren.⁸³

Da es sich bei dem von E-Control zur Verfügung gestellten Datensatz um einen Panel-Datensatz handelt, wurden unterschiedliche SFA-Modelle für Panel-Daten geschätzt. Diese unterscheiden sich durch die Spezifikation des Ineffizienzterms und der Möglichkeit für firmenspezifische Heterogenität zu kontrollieren. Es wurden die folgende zwei SFA-Spezifikationen geschätzt, die das Spektrum der bisher in der wissenschaftlichen Literatur vorhandenen Modellgenerationen aufspannen.⁸⁴

1. SFA-Panel-Model der ersten Generation

Das SFA-Panel-Model der ersten Generation (siehe Formel (4-6)) basiert unmittelbar auf der Grundspezifikation aus Formel (4-5) mit der Erweiterung um die Zeitdimension (mit Ausnahme des Ineffizienzterms u_i). Die firmenspezifische Ineffizienz u_i ist eine unabhängige und identisch verteilte Zufallsvariable, die einer Halbnormalverteilung folgt. Allerdings ist zu beachten, dass diese firmenspezifische Ineffizienz sich nicht über die Zeit ändern kann, sondern pro Unternehmen konstant bleibt.

$$cost_{it} = cf(w_{j,it}, y_{k,it}) + u_i + v_{it} \quad (4-6)$$

$$u_i \sim N^+(0, \sigma_u^2), \quad v_{it} \sim N(0, \sigma_v^2)$$

2. SFA-Panel Model der vierten Generation: Das Vier-Komponenten-Modell

Das SFA-Modell der ersten Generation beinhaltet die restriktive Annahme, dass die Ineffizienz jedes Unternehmens über die Zeit konstant bleibt. Dabei ist davon auszugehen, dass Unternehmen ihre Ineffizienz im Laufe der Zeit aufgrund von fortschreitenden Lernprozessen und technologischen Anpassungen verringern können.⁸⁵ Das Modell der vierten Generation (siehe Formel (4-7)) lockert daher diese Annahme und erlaubt, dass die firmenspezifische Ineffizienz im Laufe der Zeit variieren kann.

Das Vier-Komponenten-Modell gehört zu den neusten Modellen in der wissenschaftlichen Literatur. Im Unterschied zum Modell der ersten Generation identifiziert dieses Modell zwei verschiedene Arten von firmenspezifischer Ineffizienz: eine variable Ineffizienz (u_{it}) und eine zeitkonstante Ineffizienz (μ_i). Bei beiden Ineffizienztermen handelt es sich um statistisch unabhängige und identisch verteilte Zufallsvariablen, die beide einer Halbnormalverteilung folgen. Während die firmenspezifische, zeitkonstante Ineffizienz sich für ein Unternehmen über den Beobachtungszeitraum nicht verändert und von struktureller Natur ist, kann sich die firmenspezifische, zeitvariable Ineffizienz für ein Unternehmen von Jahr zu Jahr frei

⁸³ Für einen Überblick siehe z. B. Ramos-Real (2005).

⁸⁴ Alle Ergebnisse wurden mit der Software R mittels des Pakets „npsf“ berechnet.

⁸⁵ Vgl. Farsi und Filippini (2009).

ändern. Diese Art der Ineffizienz spiegelt die kurzfristige Fehlallokation von Ressourcen wider, die kurzfristig durch die Unternehmen angepasst werden kann.⁸⁶ Darüber hinaus kontrolliert dieses Modell zusätzlich für firmenspezifische, aber nicht beobachtbare Heterogenität. Diese wird durch den Term τ_i in Formel (4-7) abgebildet.

$$\begin{aligned} cost_{it} &= cf(w_{j,it}, y_{k,it}) + \mu_i + \tau_i + u_{it} + v_{it} \\ \mu_i &\sim N^+(0, \sigma_\mu^2), \quad \tau_i \sim N(0, \sigma_\tau^2) \\ u_{it} &\sim N^+(0, \sigma_u^2), \quad v_{it} \sim N(0, \sigma_v^2) \end{aligned} \quad (4-7)$$

4.3.2 Ergebnisse

Auch bei den SFA-Modellen wurde eine Ausreißeranalyse mittels Cook's Distance vorgeschaltet. Im Folgenden werden nun die SFA-Schätzergebnisse für die verschiedenen Modelle, die mit der OLS mit Zeittrend geschätzt wurden, vorgestellt.⁸⁷ Die Ergebnisse der entsprechenden SFA-Schätzungen sind in Tabelle 4-3 aufgeführt.

Das Modell (1) erklärt die OPEX als Funktion der beiden identifizierten Kostentreiber sowie einem linearen und quadrierten Zeittrend. Unabhängig von der gewählten SFA-Spezifikation (erste oder vierte Generation) sind die Koeffizienten der Kostentreiber, wie zu erwarten, positiv und statistisch signifikant. Auch die Vorzeichen des linearen (negativ) und quadrierten Zeittrends (positiv) stimmen mit den Ergebnissen aus den OLS-Schätzungen mit Zeittrend überein. Hinsichtlich des technischen Fortschritts zeigt ein Vergleich mit den OLS-Ergebnissen (siehe Tabelle 4-2 in Abschnitt 4.2.2), dass sich für die einzelnen Betrachtungszeiträume sehr ähnliche Ergebnisse ergeben. Sie liegen bei den SFA-Modellen sogar leicht über denen der OLS mit Zeittrend.⁸⁸ Insbesondere beim Vier-Komponenten-Modell der vierten Generation (Spalte „4th Gen.“ in Tabelle 4-3) wird ein technischer Fortschritt ermittelt, der nicht durch eventuelle Catch-up-Effekte „verunreinigt“ ist, da diese bereits über eine entsprechende Abbildung im Ineffizienzterm berücksichtigt werden. Das Vier-Komponenten-Modell kontrolliert nicht nur für zwei verschiedene Arten der Ineffizienz sondern zeitgleich auch noch für unbeobachtete Firmenheterogenität. Dies unterstreicht die Robustheit der Ergebnisse der bereits präsentierten OLS-Schätzungen mit Zeittrend.

⁸⁶ Vgl. Kumbhakar et al. (2020).

⁸⁷ Die Modelle (3) und (5) aus Tabelle 4-2 führten aufgrund der geringen Beobachtungszahl zu Konvergenzproblemen bei der Panel-SFA und werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

⁸⁸ Die SFA-Modelle wurden mit dem Paket „npsf“ in R umgesetzt. Bei diesem Softwarepaket können keine Signifikanzniveaus für den technischen Fortschritt ausgewiesen werden. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die der Ermittlung des technischen Fortschritts zugrunde liegenden Koeffizienten für den linearen und quadrierten Zeittrend signifikant auf dem 1%-Niveau sind. Das Fehlen der Signifikanzniveaus beim technischen Fortschritt in Tabelle 4-3 bedeutet daher nicht, dass die ausgewiesenen Werte nicht signifikant von Null verschieden sind. Vielmehr ist dies softwarebedingt.

Tabelle 4-3: Ergebnisse der Panel-SFA

SFA-Modell	Modell (1)		Modell (2)		Modell (4)	
	1 st Gen.	4 th Gen.	1 st Gen.	4 th Gen.	1 st Gen.	4 th Gen.
$\ln(\text{area_elec})$	0.4492*** (7.03)	0.6228*** (37.31)	0.6945*** (8.03)	0.0827*** (4.88)	0.8638*** (25.19)	0.7854*** (106.66)
$\ln(\text{nhl_47})$	0.3752*** (4.17)	0.6392*** (61.68)	0.5667*** (5.09)	0.1213*** (8.03)	0.5497*** (8.66)	0.5165*** (57.69)
$\ln(\text{BPI}/\rho)$	-	-	-	-	0.4281*** (4.81)	0.4220*** (38.40)
t	-0.0313*** (-8.39)	-0.0316*** (-8.49)	-0.0434*** (-7.99)	-0.0456*** (-8.09)	-0.0359*** (-8.64)	-0.0373*** (-9.13)
t^2	0.0005*** (3.16)	0.0005*** (2.96)	0.0010*** (4.50)	0.0012*** (4.99)	0.0006*** (3.62)	0.0007*** (4.07)
Unobserved FE	-	ja	-	ja	-	ja
Outlier adjustment	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Observations	549	549	459	459	469	469
$\overline{TF}_{2002-2021}$ [%]	2.04	2.13	2.13	2.00	2.25	2.24
$\overline{TF}_{2006-2021}$ [%]	1.83	1.94	1.72	1.51	1.99	1.96
$\overline{TF}_{2010-2021}$ [%]	1.63	1.74	1.30	1.03	1.74	1.67
$\overline{TF}_{2014-2021}$ [%]	1.42	1.54	0.88	0.54	1.48	1.39

Anmerkungen: Werte der z-Statistik in Klammern,

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

Wird das Modell um die durch E-Control zur Verfügung gestellten Arbeitspreise ergänzt (Modell (2)), so bleibt das Bild konsistent (siehe dritte und vierte Spalte in Tabelle 4-3). Weiterhin liefern die beiden SFA-Spezifikationen statistisch signifikante und ökonomisch sinnvolle Koeffizienten für die Kostentreiber. Ebenfalls weisen die Koeffizienten für den linearen und den quadrierten Zeittrend die entsprechenden Vorzeichen auf. Im Vergleich zur OLS-Schätzung liegt der ermittelte technische Fortschritt für die unterschiedlichen Stützintervalle diesmal jedoch leicht unter den OLS-Ergebnissen. Ferner weichen die Ergebnisse für den technischen Fortschritt im Vergleich zu den anderen Schätzungen deutlich nach unten ab. Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 ausgeführt, liegt eine mögliche Erklärung in dem in Abbildung 4-1 dargestellten sinkenden Verlauf der deflationierten

Arbeitskosten. Der Zeittrend fließt gewissermaßen zweimal in die Regression ein, einmal in die Funktion selbst und einmal über den sinkenden Trend des Arbeitspreises. Dadurch wird der Effekt des Zeittrends auf zwei verschiedene Teile der Regression aufgeteilt, mit der Folge, dass die Schätzung für den generellen X-Faktor tendenziell nach unten verzerrt ist.

Die Ergebnisse für Modell (4), bei dem neben dem Arbeitspreis auch noch der Baupreisindex in die Schätzgleichung inkludiert wird, sind in den beiden letzten Spalten von Tabelle 4-3 aufgelistet.⁸⁹ Im Vergleich zu den OLS-Ergebnissen ergeben sich für den technischen Fortschritt wieder leicht höhere Werte.

Insgesamt gesehen werden somit die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend durch die SFA-Modelle bestätigt. Es kann kein Indiz dafür identifiziert werden, dass die OLS-Ergebnisse durch eventuelle Catch-up-Effekte verzerrt sind.

4.4 Malmquist-DEA

Neben der SFA ist die DEA eine weitere Methode, die zwischen Frontier Shift (bzw. technischen Fortschritt) und Catch-up separiert und somit einen um eventuelle Catch-up-Effekte bereinigten technischen Fortschritt ausweist. Daher wird sie als zusätzliche Methode zur Plausibilisierung der Ergebnisse der OLS mit Zeittrend herangezogen.

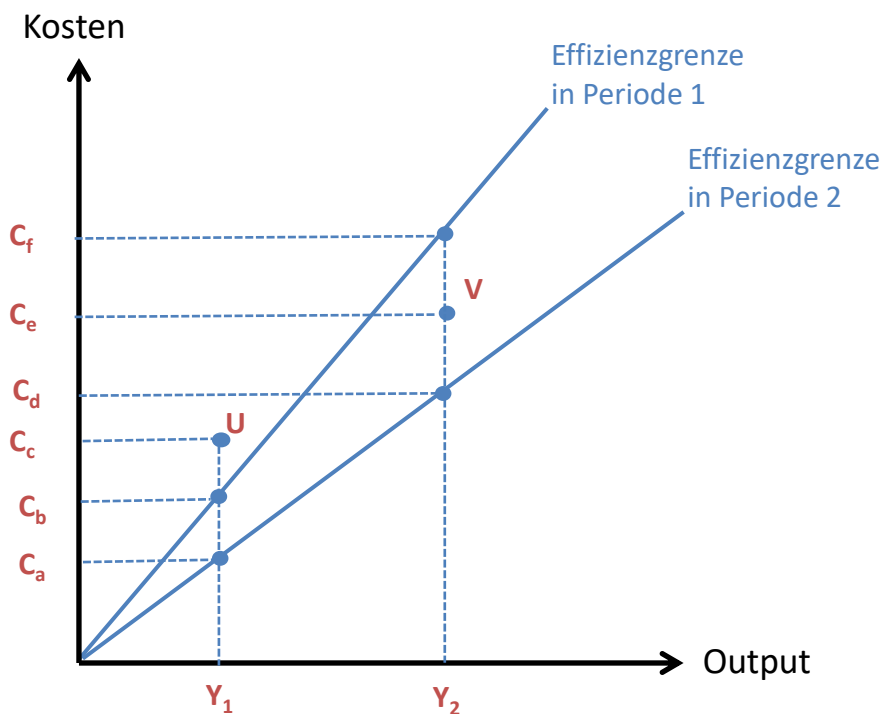
4.4.1 Methodischer Ansatz

Basis ist eine inputorientierte DEA, wobei die deflationierten Kosten (OPEX) den berücksichtigten Outputs (Kostentreibern) gegenübergestellt werden. Die Inputorientierung besagt, dass bei gegebenem Output die Kosten minimiert werden. Angelehnt an das regulatorische Benchmarking der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber in den bisherigen Regulierungsperioden wird eine DEA mit konstanten Skalenerträgen (constant returns to scale, CRS) zugrunde gelegt. Die DEA ist ein relativer Vergleich der betrachteten Netzbetreiber. Aus den Daten wird mittels linearer Programmierung eine Effizienzgrenze (Frontier) ermittelt, die aus den Netzbetreibern (Peers) mit den besten Kosten-Output-Relationen aufgespannt wird. Über Distanzfunktionen wird der Abstand der ineffizienten Unternehmen zur Frontier ermittelt, woraus sich entsprechende Effizienzwerte ableiten lassen. Bei der Malmquist-DEA werden nun benachbarte Perioden miteinander in Beziehung gesetzt, in dem die Unternehmen der ersten Periode auch gegen die Effizienzgrenze der zweiten Periode gebenchmarkt werden und vice versa (vgl. Abbildung 4-4). Die Malmquist-DEA kann daher Produktivitätsänderungen aufgrund reiner Aufholeffekte (Catch-up) von denen

⁸⁹ Softwarebedingt wird die Restriktion der linearen Homogenität in den Inputpreisen bei den SFA-Modellen dadurch umgesetzt, dass die OPEX, der BPI als Proxy für die Vorleistungs- und Materialpreise sowie der Arbeitspreis durch den Arbeitspreis geteilt werden. Wie bereits in Baischew et al. (2022) ausgeführt, sind beide Wege analog. Siehe auch Coelli et al. (2005). Daher wird in Tabelle 4-3 im Gegensatz zu Tabelle 4-2 nur die Variable $\ln(BPI/pI)$ aufgeführt.

separieren, die sich aufgrund der Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit (Frontier Shift) ergeben.⁹⁰ Für die Bestimmung des generellen X-Faktors ist gemäß den Ausführungen in Abschnitt 2.1 nur der Frontier Shift relevant, weshalb auch nur dieser im Folgenden ergebnistechnisch ausgeführt wird.

Abbildung 4-4: Inputorientierte Malmquist-DEA



Anmerkung: Es ist die Situation eines Unternehmens dargestellt, dessen Kosten-Output-Relation in Periode 1 durch den Punkt U und in Periode 2 durch den Punkt V dargestellt ist.

Quelle: Liebe et al. (2017: 37).

Für den E-Control-Datensatz, der einen Zeitraum von 2002 bis 2021 umfasst, bedeutet das beschriebene periodenweise Vorgehen, dass für eine Spezifikation insgesamt 19 jährliche Änderungsraten ermittelt werden (2002/3, 2003/4, ..., 2020/21), für die je nach Wahl des Stützintervalls das geometrische Mittel gebildet wird.

Da die DEA gegenüber Ausreißern in den Daten relativ anfällig ist, erfolgt angelehnt an den Effizienzvergleich der österreichischen Stromverteilternetzbetreiber eine Ausreißeranalyse mittels Supereffizienzanalyse. Für jedes Unternehmen wird eine sogenannte Supereffizienzgrenze ermittelt, was im Endeffekt mittels einer DEA ohne Einbeziehung des betrachteten Unternehmens erfolgt. Anschließend wird der Abstand des betrachteten Unternehmens zur Supereffizienzgrenze ermittelt, was den

⁹⁰ Zur formalen Herleitung siehe z. B. Bogetoft und Otto (2011: 43f.).

Supereffizienzwert ergibt. Dieser Supereffizienzwert kann (teilweise deutlich) größer als Eins sein, da der Wert berechnet wird, indem das Unternehmen nur mit den anderen Unternehmen und nicht mit sich selbst verglichen wird. Diejenigen Beobachtungen, deren Supereffizienzwert einen gewissen Schwellenwert übersteigt, werden als Ausreißer identifiziert.⁹¹ Die Ausreißeranalyse erfolgt periodenweise. Die identifizierten Ausreißer werden aus der Analyse eliminiert.

Da keine unternehmensindividuellen Informationen zu den Inputmengen vorhanden sind und aufgrund der in Abschnitt 4.2.1 erörterten Inputpreisproblematik, werden die Analysen analog zu Modell (1) bei der OLS mit Zeittrend ohne Faktorpreise durchgeführt.⁹²

Neben einer Rechnung auf Basis der in Abschnitt 4.1 identifizierten Kostentreiber Netzhöchstlast NE4-NE7 (*nhl_47*) und der reziproken Abgabedichte (*area_elec*) wurden Sensitivitätsbetrachtungen auf Basis von Kostentreibern durchgeführt, die an das regulatorische Benchmarking der vierten Regulierungsperiode angelehnt sind. Es wurden somit folgende drei Modelle gerechnet:

- DEA(2) mit 2 Outputs: Netzhöchstlast NE4-NE7, reziproken Abgabedichte,
- DEA(4) mit 4 Outputs: Netzhöchstlast NE4-NE7, Netzhöchstlast NE6-NE7, Summe der gewichteten Zählpunkte, Summe der gewichteten Leitungslängen,
- DEA(6) mit 6 Outputs: Netzhöchstlast NE4-NE7, Netzhöchstlast NE6-NE7, Summe der gewichteten Zählpunkte, Leitungslängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung.

4.4.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Malmquist-DEA sind in Tabelle 4-4 aufgeführt.

Die Anzahl der Beobachtungen ist bei der Spezifikation DEA(2) im Vergleich zu der entsprechenden OLS-Schätzung mit Zeittrend geringer (siehe Ergebnisse für Modell (1) in Tabelle 4-2 in Abschnitt 4.2.2). Ursächlich sind die Überkreuzvergleiche bei der Malmquist-DEA (Vergleich der Periode 1 mit der Frontier der Periode 2 und vice versa), die dazu führen, dass sich Ausreißer oder Missings⁹³ in einer Periode auch auf andere Perioden auswirken, da sich die erforderlichen Überkreuzvergleiche für den Ausreißer

⁹¹ Wie in der Literatur üblich, werden diejenigen Beobachtungen als Ausreißer identifiziert, deren Supereffizienzwerte den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als Spannweite der zentralen 50 Prozent der Supereffizienzwerte des Datensatzes. Für weitere Details siehe z. B. Sumicsid und EE² (2008: 18ff.).

⁹² Wären diese Informationen vorhanden, könnte zusätzlich noch die Veränderung der allokativen Effizienz ermittelt werden. Siehe z. B. Bogetoft und Otto (2011).

⁹³ Missings sind fehlende Datenpunkte bzw. fehlende Beobachtungen.

bzw. die Missings nicht berechnen lassen.⁹⁴ Bei der OLS mit Zeittrend wirkt sich dies hingegen nur auf die Periode aus, in der ein Datenpunkt als Ausreißer identifiziert wurde oder ein Missing vorhanden ist. Bei der Malmquist-DEA gehen gewissermaßen mehr Beobachtungen verloren als Ausreißer identifiziert wurden bzw. Missings vorhanden sind. Aufgrund von fehlenden Werten bei einzelnen Leitungslängen fällt die Spezifikation DEA(6) hinsichtlich der Anzahl der Beobachtungen noch einmal deutlich ab.

Tabelle 4-4: Ergebnisse der Malmquist-DEA

Modell	DEA(2)	DEA(4)	DEA(6)
FS 2002-2021	5.48	2.35	2.23
FS 2006-2021	3.76	1.90	1.36
FS 2010-2021	4.72	1.85	1.01
FS 2014-2021	3.51	1.84	1.25
Anzahl Beobachtungen	484	380	188

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control

Im Vergleich zu Modell (1) der OLS mit Zeittrend und den beiden anderen DEA-Spezifikationen weist die DEA(2) relativ hohe Werte für den technischen Fortschritt aus. Für die rezente Periode 2014 bis 2021 liegt der Wert mit 3,51% mehr als doppelt so hoch wie der der OLS. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die Effizienzgrenze bei einer DEA mit 2 Outputs nur durch wenige Unternehmen aufgespannt wird, weshalb sie entsprechend anfällig gegenüber einer Veränderung des Samples in einer Periode ist (z. B. durch Missings oder Ausreißer).⁹⁵ Die beiden anderen Spezifikationen DEA(4) und DEA(6) liegen relativ nahe an den OLS-Ergebnissen.

⁹⁴ Der Malmquist-Index für das Beispiel in Abbildung 4-4 ergibt sich auf Basis folgender Distanzfunktionen:

$$\left[\frac{c_f/c_e \cdot c_d/c_e}{c_b/c_c \cdot c_a/c_c} \right]^{0,5} = \left[\frac{E(2,1) \cdot E(2,2)}{E(1,1) \cdot E(1,2)} \right]^{0,5}$$

$E(2,1)$ misst dabei z. B. die Effizienz des Unternehmens mit der Kosten-Output-Kombination der zweiten Periode gegenüber der Effizienzgrenze in Periode 1. Daraus kann der Frontier Shift ermittelt werden gemäß: $\left[\frac{E(2,1) \cdot E(1,1)}{E(2,2) \cdot E(1,2)} \right]^{0,5}$. Zur formalen Herleitung siehe z. B.

Bogetoft und Otto (2011: 43f.). Existiert nun z. B. für das betrachtete Unternehmen keine Beobachtung für die Periode 2, so können die Terme $E(2,1)$ und $E(2,2)$ nicht ermittelt werden. Mithin kann für dieses Unternehmen kein Wert für den Frontier Shift (1,2) ermittelt werden. Dies wirkt sich entsprechend auch auf den Frontier Shift zwischen Periode 2 und 3 aus. Auch dafür kann für dieses Unternehmen kein Frontier Shift ermittelt werden. Somit wirkt sich die fehlende Beobachtung in Periode 2 nicht nur auf den Frontier Shift (1,2) sondern auch auf den Frontier Shift (2,3) aus. Eine fehlende Beobachtung kriert aufgrund des Überkreuzvergleichs somit zwei fehlende Werte (oder Missings) für den Frontier Shift.

⁹⁵ Dies ist im Endeffekt der umgekehrte Fall zu einem Effekt, der im Rahmen der DEA unter dem Fluch der Dimensionalität (curse of dimensionality) bekannt ist. Beim Fluch der Dimensionalität geht es darum, dass nahezu alle Unternehmen zu 100% effizient werden, wenn die Anzahl der Outputs ähnlich groß wird wie die Beobachtungsanzahl. In diesem Fall wird es immer wahrscheinlicher, dass ein Unternehmen in Bezug auf einen Output ein Alleinstellungsmerkmal aufweist und daher automatisch seitens der DEA als effizient klassifiziert wird. Siehe z. B. Coelli et al. (2005).

Im Gegensatz zur OLS bleibt der Frontier Shift bei allen drei DEA-Spezifikationen während der Periode Anreizregulierung jedoch relativ konstant. Ein abnehmender Trend, wie bei der OLS mit Zeittrend identifiziert, ist nicht zu beobachten. Vor Beginn der Anreizregulierung wird auch bei der DEA ein höherer technischer Fortschritt ermittelt.

Die Malmquist-DEA weist einen technischen Fortschritt (bzw. Frontier Shift) aus, der nicht durch eventuelle Catch-up-Effekte überlagert ist, da diese separiert werden. Da die DEA-Ergebnisse überwiegend über denen der OLS mit Zeittrend liegen, sind keine Anzeichen erkennbar, dass letztere trotz der fehlenden Separierbarkeit durch Catch-up-Effekte nach oben verzerrt sind.⁹⁶ Der im Rahmen der OLS-Schätzungen identifizierte, über den gesamten Betrachtungszeitraum fallende Trend beim technischen Fortschritt wird durch die DEA-Ergebnisse hingegen nicht bestätigt.

4.5 Ableitung einer Spannweite für den generellen X-Faktor

Eine Schätzung unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Inputpreise mit der Restriktion, dass die Kosten linear homogen in den Inputpreisen sind, ist grundsätzlich der zu präferierende Ansatz. Dies gilt jedoch nur bei Vorliegen verlässlicher unternehmensindividueller Informationen über Preise für alle relevanten Inputfaktoren. Bei Betrachtung einer OPEX-Kostenfunktion sind dies Arbeit, Material und Vorleistungen. Wie in Abschnitt 4.2.1 ausgeführt, ist diese Voraussetzung im vorliegenden Fall jedoch nicht gegeben. Daher wurden unterschiedliche Ansätze und Methoden betrachtet.

Es hat sich gezeigt, dass die OLS mit Zeittrend ohne Berücksichtigung von Faktorpreisen (Modell (1) in Abschnitt 4.2.2) eine solide Grundlage für die Ermittlung des generellen X-Faktors für die österreichischen Stromverteilternetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode darstellt. Hinsichtlich der Einbeziehung von Faktorpreisen ist darauf zu achten, dass sich deren Entwicklung in der Entwicklung des NPI widerspiegelt, da dieser die Inputpreisentwicklung für die Stromverteilternetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode abbildet. Die Arbeitskosten als einzige Information zu den relevanten Faktorpreisen, die unternehmensindividuell – allerdings mit gewissen Mängeln bzgl. der Datengüte – vorliegt, erfüllt dieses Kriterium nicht. Daher führen Schätzungen, die nur den Arbeitspreis berücksichtigen (Modell (2)), im vorliegenden Fall zu einer Unterschätzung.⁹⁷ Es gibt eine Reihe von Möglichkeiten zu versuchen, die Preise der anderen Inputfaktoren zu approximieren. Im Gegensatz zu Gugler und Liebensteiner (2023), die den Großhandelspreisindex (GHPI) verwenden, halten wir den

⁹⁶ Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass ein alleiniger Blick auf die Ergebnisse der SFA und DEA eher andeuten, dass der technische Fortschritt durch die OLS mit Zeittrend unterschätzt wird, da die SFA- und DEA-Ergebnisse in der deutlichen Mehrzahl über denen der OLS liegen. Aufgrund der methodischen Restriktionen bei der SFA (kleine Stichprobe) und DEA (Anfälligkeit gegenüber Missings oder Ausreißern insbesondere bei kleinen Stichproben) und aus Gründen der Vorsicht, werden diese beiden Methoden zur Plausibilisierung der OLS-Ergebnisse nur in der Weise herangezogen, ob eine Verzerrung des durch die OLS ermittelten technischen Fortschritts nach oben zu vermuten ist. Diese Vermutung wird jedoch sowohl durch die SFA als auch durch die DEA nicht bestätigt.

⁹⁷ Würde der Arbeitspreis in Relation zum NPI über den Betrachtungszeitraum steigen, so würde dies zu einer Überschätzung des technischen Fortschritts führen.

Baupreisindex (BPI) für besser geeignet, da er zum einen Bestandteil des NPI ist und zum anderen zusammen mit dem Arbeitspreis das oben genannte Kriterium erfüllt. Während der mit dem NPI deflationierte Arbeitspreis über den Betrachtungszeitraum sinkt, steigt der mit dem NPI deflationierte BPI. Der BPI weist jedoch wie der GHPI Mängel auf. Er ist nicht unternehmensspezifisch und nicht sektorspezifisch. Zudem weist er eine hohe Korrelation mit dem Zeittrend auf und beinhaltet den technischen Fortschritt anderer Sektoren. Trotz der Multikollinearität, was eine Tendenz zu insignifikanten Schätzergebnissen zur Folge hat, und des technischen Fortschritts anderer Sektoren, was die Ergebnisse für den technischen Fortschritt für die Netzwirtschaft tendenziell nach unten verzerrt, werden auf Basis von Modell (4) signifikante und positive Ergebnisse für den generellen X-Faktor ermittelt. Daher führt Modell (4) nicht wegen sondern trotz dieser Mängel zu ähnlichen Ergebnissen wie Modell (1). Im Endeffekt zeigt die Diskussion, wie die Entwicklung der Preise der anderen relevanten Faktoren abgebildet werden sollte, die Fehleranfälligkeit dieser Ansätze.

Aufgrund der Durchschnittsbetrachtung könnten die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend durch eventuelle Catch-up Effekte verzerrt sein. Daher wurden zur Plausibilisierung mit der SFA und der DEA zwei weitere Methoden herangezogen, die den technischen Fortschritt ohne Überlagerung durch Catch-up-Effekte ermitteln, da diese methodenimmanent separiert werden. Beide Methoden lassen für verschiedene Modellspezifikationen keine Anzeichen erkennen, dass die OLS-Ergebnisse durch Catch-up-Effekte (nach oben) verzerrt sein könnten. Die SFA- und DEA-Ergebnisse für den technischen Fortschritt liegen überwiegend über den vergleichbaren OLS-Ergebnissen.

Ein weiterer Aspekt ist, welcher Zeitraum bei der Ermittlung einer Prognose für den generellen X-Faktor herangezogen werden sollte. Wir schlagen den Zeitraum 2014 bis 2021 vor. Bei den ökonometrischen Ansätzen (OLS und SFA) wird immer nur eine Durchschnittsbetrachtung auf Basis der unterstellten funktionalen Zusammenhänge angestellt. Das eine Extrem ist daher, wenn auf den Gesamtzeitraum 2002 bis 2021 abgestellt werden würde, was de facto einen linearen Verlauf für den technischen Fortschritt unterstellt. Der lineare Term des Zeittrends würde somit überbetont. Das andere Extrem ist, wenn nur das letzte Jahr 2021 herangezogen werden würde, wodurch der Effekt des quadrierten Terms des Zeittrends überbetont würde. Die Wahl des Zeitraums 2014 bis 2021 stellt daher einen Kompromiss zwischen diesen beiden Extremen dar. Die Wahl noch kürzerer Zeiträume erscheint hingegen nicht sachgerecht. So lässt z. B. Abbildung 4-3 vermuten, dass es am rezenten Ende des Betrachtungszeitraumes eher wieder zu zunehmenden als zu weiter abnehmenden Wachstumsraten kommt. Auch die DEA-Ergebnisse weisen keinen abnehmenden Trend für den technischen Fortschritt seit Beginn der Anreizregulierung im Jahr 2006 aus. Diese Punkte sprechen zudem gegen eine reine Fortschreibung gemäß Formel (4-2) auf Basis der geschätzten Koeffizienten für den linearen und quadrierten Zeittrend (t und t^2) über den Betrachtungszeitraum hinaus.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir eine Spannbreite für den generellen X-Faktor für die Stromverteilternetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode in Höhe von 1 % bis 1,5 % p. a. vor.

5 Fazit

Der generelle X-Faktor im Rahmen der Anreizregulierung für die österreichischen Stromverteiler-netzbetreiber entfaltet seine Wirkung nur in Hinblick auf die operativen Kosten (OPEX). Die Kapitalkosten folgen aufgrund des Kapitalkostenabgleichs einer Cost-Plus-Logik. Daher sollte die Ermittlung des generellen X-Faktors auch für die fünfte Regulierungsperiode allein auf die operativen Kosten abstellen. Ferner kann der Faktor durch die Inflationierung der Kostenbasis mittels eines sektoralen Inputpreisindex (Netzbetreiberpreisindex) direkt als Änderung der sektoralen OPEX-basierten Faktorproduktivität berechnet werden. Eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein und Sappington unter Heranziehung gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ist obsolet.

Aus den Entwicklungen im Kontext des Ziels hin zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft und der Digitalisierung lassen sich derzeit noch keine Rückschlüsse in Bezug auf eine eventuell erforderliche Anpassung der Bestimmung des generellen X-Faktors ableiten. Es empfiehlt sich daher, schon aus Gründen der Reduktion von Komplexität, den generellen X-Faktor weiterhin auf Basis von Vergangenheitswerten zu berechnen.

Aufgrund der Abstimmung auf die OPEX wurde auf Basis eines durch E-Control bereitgestellten Datensatzes eine separate Kostentreiberanalyse durchgeführt, um bei den sich anschließenden quantitativen Analysen Verzerrungen zu vermeiden, die aus einer Vernachlässigung relevanter Einflussfaktoren resultieren könnten (omitted variable bias). Zur Ableitung einer Spannbreite für den generellen X-Faktor für die österreichischen Stromverteiler-netzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode wurden umfangreiche Analysen auf Basis der drei unterschiedlichen Methodiken OLS mit Zeittrend, Panel-SFA sowie Malmquist-DEA durchgeführt. Dabei wurden Modellspezifikation sowohl mit als auch ohne Informationen zu den Faktorpreisen gerechnet. Aufgrund von Problemen in Hinblick auf die Güte und Verfügbarkeit von (unternehmensspezifischen) Daten zu den Faktorpreisen bildet die OLS mit Zeittrend ohne die Berücksichtigung weiterhin eine solide Grundlage für die Ermittlung des generellen X-Faktors.

Auf Basis dieser quantitativen Analysen kann eine mögliche Spannbreite für den generellen X-Faktor für die Stromverteiler-netzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode in Höhe von 1 % bis 1,5 % p. a. abgeleitet werden.

Literatur

- ACM [Autoriteit Consument en Markt] (2021): Methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026.
- Aigner, D.J., C.A.K Lovell und P. Schmidt (1977): Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models, *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.
- Ajayi, V., Anaya, K., M. (2018): Productivity growth in electricity and gas networks since 1990, Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), University of Cambridge, Energy Policy Research Group.
- Ajayi, V., Anaya, K., Pollitt, M. (2021): Incentive regulation, productivity growth and environmental effects: the case of electricity networks in Great Britain, The Productivity Institute, Working Paper No.012.
- Baischew, D., A. Cullmann, J. Rechlitz, M. Stronzik und M. Wissner (2022): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode, Endbericht für E-Control, 1. Juli 2022, Bad Honnef.
- Bernstein, J. I., und D. E. Sappington (1999): Setting the X factor in price-cap regulation plans. *Journal of Regulatory Economics*, 16(1), S. 5-25.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft](2020): Künstliche Intelligenz für die Energiewirtschaft.
- Bliem, M., B. Friedl, M. Aigner, E. Schmutzner, A. Haber und G. Bitzan (2014): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen (ECONGRID), Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2014.
- BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2017): Verordnung der Bundesregierung. Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zweite-verordnung-aenderung-anreizregulierung-bundesregierungsverordnung.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D4, zuletzt abgerufen am 11.01.2023.
- Bogetoft, P. und L. Otto (2011): Benchmarking with DEA, SFA, and R, *International Series in Operations Research and Management Science*, Volume 157, Springer, New York.
- Braun, M. (2012): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Ergänzte Fassung vom 29.05.2012.
- Brunekreeft, G., J. Kusznir, R. Meyer, M. Sawabe und T. Hattori (2020): Incentive regulation of electricity networks under large penetration of distributed energy resources – selected issues, *Bremen Energy Working Papers*, Paperseries No. 33.
- Bundesministerium Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (2021): Digitalisierung im Rahmen der Energiewende am Wirtschaftsstandort Österreich, Policy Brief.
- Bundesnetzagentur (2018): Beschluss zum Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr. 2a i.V.m. §9 Abs. 3 ARegV hinsichtlich der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von

Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 28.11.2018.

Caves, D., L. Christensen und W.E. Diewert (1982a): Multilateral Comparisons of Output, Input, and Productivity Using Superlative Index Numbers, *Economic Journal*, 92, 73–86.

Caves, D., L. Christensen und W.E. Diewert (1982b): The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity, *Econometrica* 50, 6, 1393–1414.

Coelli, T. J., D. S. Prasada Rao, C. J. O'Donnell, und G. E. Battese (2005): An introduction to efficiency and productivity analysis. New York: Springer, 2005.

Deuchert, E. (2017): Berechnung des X_{gen} unter Verwendung von Regressionsmethoden, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* September 2017, Vol. 41(3), 213.223.

E-Control (2017): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber - 1. Jänner 2018 - 31. Dezember 2022, 23. Oktober 2017.

E-Control (2018): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023, Dezember 2018.

E-Control (2021): Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich.

E-Control (2022a): Statistikbroschüre 2022, Berichtsjahr 2021.

E-Control (2022b): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, 4. November 2022.

Eisenbast, W., J. Perner und A. Rodgarkia-Dara (2017): Was bringt die Anreizregulierung „2.1“? –Anmerkungen zum novellierten Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber, *Wirtschaftsdienst*, Vol. 97, No. 1, 64-70.

Elstner, S., Grimme, C., Kecht, V., Lehmann, R. (2022): Produktivitätseffekte durch Informations- und Kommunikationstechnologien in Deutschland, *ifo Schnelldienst*, 2022, 75, Nr. 12, 25-31.

EUKLEMS-Datenbank(2019): Abrufbar unter: <https://euklems.eu/archive-history/download-archive/>, zuletzt abgerufen am 11.01.2023.

Färe, R., S. Grosskopf, B. Lindgren und P. Ross (1989): Productivity developments in Swedish hospital: A Malmquist output index approach, *Data Envelopment Analysis: Theory, methodology and applications*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Färe, R., S. Grosskopf, M. Norris und Z. Zhang (1994): „Productivity growth, technical progress, and efficiency change in industrialized countries“, *American Economic Review*, 66-83.

Farsi, M., und M. Filippini (2009): An analysis of cost efficiency in Swiss multi-utilities, *Energy Economics*, Vol 31(2), 306-315.

Gluzman, P., und D. Panigo (2015), Global search regression: A new automatic model-selection technique for cross-section, time-series, and panel-data regressions, *The Stata Journal* 15(2), 325-349.

Gugler, K., und M. Liebensteiner (2016): Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Gasverteilternetz. Wien:

- Studie für den Fachverband der österreichischen Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, 2016.
- Gugler, K., und M. Liebensteiner (2017): Addendum zu "Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischem Gasverteilnetz". Studie für den Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW), 2017.
- Gugler, K., und M. Liebensteiner (2023): Genereller X-Faktor im österreichischen Stromverteilnetz: Empirisch-ökonometrische Schätzung des Produktivitätswachstums, Foliensatz für ECA-Termin am 08.03.2023.
- Gugler, K., M. Klien, und S. Schmitt (2012): Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze. Guachten für die E-Control Austria, 2012.
- Haas et al. (2017): Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien, Endbericht, Auftraggeber: IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich.
- Haber, A., Nagl, K, Schöffner, W. (2020): Lastflussmonitoring im Stromnetz mit künstlicher Intelligenz, 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria.
- Kerber, G. (2011): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs genehmigten Dissertation.
- Kumbhakar S.C, H.-J. Wang und A.P. Horncastle (2015): A Practitioner's Guide to Stochastic Frontier Analysis Using Stata. New York: Cambridge University Press, 2015.
- Kumbhakar, S.C., C.F. Parmeter und V. Zelenyuk (2020): Stochastic frontier analysis: Foundations and advances I. Handbook of production economics, 1-40.
- Liebe, A., Schmitt, S., Stronzik, M., Wissner, M. (2017): Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, Überarbeitete Version nach Eingang der Stellungnahmen, Studie für die Bundesnetzagentur.
- Malmquist, S. (1953): Index Numbers and Indifference Surfaces, Trabajos de Estadística, 4, 209–242.
- Meeusen, W., und J. van Den Broeck (1977): Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error. International Economic Review, 18, 435-444.
- Ofgem (2010): RIIO: A new way to regulate energy networks. Factsheet 93, Ofgem, London, October 2010.
- Ofgem (2020): RIIO-2 Final Determinations - Core Document, 8. Dezember 2020.
- Ofgem (2021): Case study (UK): Price controls in net zero energy networks, abrufbar unter: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/case-study-uk-price-controls-net-zero-energy-networks>, zuletzt abgerufen am 11.01.2023.

- Oxera (2017): Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Strom- und Gasnetzbetreiber, Untersuchung für den BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V..
- Ramos-Real, F.J. (2005): Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation. *Energy Policy*, Vol. 33(1), 69-87.
- Schmitt, S., M. Stronzik, D. Bauknecht und C. Heinemann (2015): Entwicklung der Anreizregulierung als Smart-Grids-Rahmenbedingung, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Oktober 2015).
- Schmitt, S, M. Stronzik und M. Wissner (2017): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der dritten Regulierungsperiode, Studie für die E-Control, Bad Honnef, 2017.
- Schweinsberg, A., M. Stronzik und M. Wissner (2012): Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilernetzbetreiber. Studie für E-Control. Bad Honnef.
- Statista (2022): Bruttostromerzeugung in Österreich nach Erzeugungsart von 1920 bis 2021 (in Gigawattstunden).
- Stronzik, M. (2013): Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition. Bad Honnef: WIK Diskussionsbeitrag Nr. 379.
- Stronzik, M., und M. Wissner (2018): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode, Endbericht für E-Control, 26. Juni 2018, Bad Honnef.
- Sumicsid und EE² (2008): PROJEKT GERNER IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom, Endfassung, 14.11.2008.
- Tischbein, F., Williams, R., Ulbig, A. (2022): Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems, Auftraggeber: E-Control, Version: Release 1.0, 18. August 2022.
- von Hauff, M. (2020): Digitalisierung: Die nachhaltigkeitsökonomische Perspektive, S. 11 -24, in: von Hauff, M., Reller, A.: Nachhaltige Digitalisierung – eine noch zu bewältigende Zukunftsaufgabe.

Annex

Tabelle A- 1: Deskriptive Statistik ausgewählter Variablen

Variable		Mean	Std. Dev.	Min	Max	Observations
ln opex_def	overall	8.82	1.65	6.53	12.16	N = 602
	between		1.67	6.70	11.74	n = 32
	within		0.17	8.22	9.37	T-bar = 18.8125
ln nhl_47	overall	4.39	1.70	2.20	7.61	N = 580
	between		1.72	2.28	7.55	n = 32
	within		0.09	3.84	4.78	T-bar = 18.125
ln nhl_67	overall	4.10	1.69	1.81	7.28	N = 553
	between		1.68	1.91	7.17	n = 32
	within		0.08	3.74	4.68	T-bar = 17.2813
ln area_elec	overall	4.46	1.12	1.47	6.07	N = 597
	between		1.13	1.49	6.02	n = 32
	within		0.11	3.84	5.37	T-bar = 18.6563
ln ll_gew	overall	7.50	1.63	5.31	11.05	N = 533
	between		1.63	5.52	10.98	n = 28
	within		0.09	7.15	7.72	T-bar = 19.0357
ln zp_gew	overall	10.77	1.69	8.20	14.29	N = 497
	between		1.70	8.25	14.26	n = 31
	within		0.07	10.42	10.96	T-bar = 16.0323
ln pl_def	overall	10.44	1.66	3.34	11.55	N = 518
	between		1.74	3.60	11.32	n = 32
	within		0.14	9.88	11.10	T-bar = 16.1875
ln pl_check_def	overall	10.17	1.99	3.34	11.55	N = 339
	between		1.97	3.60	11.30	n = 24
	within		0.12	9.84	10.83	T-bar = 14.125
ln bpi_def	overall	4.60	0.02	4.56	4.63	N = 640
	between		0.00	4.60	4.60	n = 32
	within		0.02	4.56	4.63	T = 20

T-bar: durchschnittliche Anzahl von Beobachtungen pro Netzbetreiber (id)
 Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze von E-Control.

Tabelle A- 2: Schätzergebnisse OLS mit Zeittrend (Outputs angelehnt an das Benchmarking)

Modell	(1a)	(4a)	(5a)
Abhängige Var.	$\ln(\text{opex/NPI})$	$\ln(\text{opex/NPI})$	$\ln(\text{opex/NPI})$
$\ln(\text{zp_gew})$	-0.112 (-0.74)	-0.229* (-1.81)	0.256 (1.50)
$\ln(\text{ll_gew})$	0.555*** (2.96)	0.531*** (2.98)	-0.086 (-0.50)
$\ln(\text{nhl_47})$	-0.169 (-1.55)	-0.154** (-2.31)	0.194* (1.74)
$\ln(\text{nhl_67})$	0.186** (2.43)	0.194*** (2.99)	0.047 (0.50)
$\ln(\text{pl/NPI})$		0.100** (2.54)	0.182*** (3.55)
$\ln(\text{BPI/NPI})$		0.900*** (22.92)	0.818*** (16.00)
t	-0.042*** (-4.87)	-0.044*** (-7.15)	-0.038*** (-5.55)
t^2	0.001** (2.67)	0.001** (4.02)	0.001** (2.27)
Firm-FE	ja	ja	ja
Outlier adjustment	ja	ja	ja
Observations	432	375	238
$\overline{TF}_{2002-2021}$ [%]	2.49***	2.52***	2.60***
$\overline{TF}_{2006-2021}$ [%]	2.17***	2.15***	2.38***
$\overline{TF}_{2010-2021}$ [%]	1.84***	1.79***	2.15***
$\overline{TF}_{2014-2021}$ [%]	1.52***	1.43***	1.93***

Anmerkungen: Robuste t-Statistik in Klammern,

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

Tabelle A- 2 enthält die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung zur OLS mit Zeittrend. Anstatt der durch die Kostentreiberanalyse identifizierten Outputs *area_elec* und *nhl_47* aus Abschnitt 4.1 werden Kostentreiber verwendet, die an das regulatorische Benchmarking aus der vierten Regulierungsperiode angelehnt sind. Dies sind die Netzhöchstlast NE4-NE7 (*nhl_47*), die Netzhöchstlast NE6-NE7 (*nhl_67*), die gewichtete Summe der Zählpunkte (*zp_gew*) sowie die gewichtete Summe der Leitungslängen (*ll_gew*). Es werden die Modelle (1), (4) und (5) aus Abschnitt 4.2.1 entsprechend

adjustiert betrachtet. Die Arbeitspreise sind wie zuvor bei 130.000 Euro pro Mitarbeiter-Vollzeitäquivalent gedeckelt.

Modell (1a) ist die Betrachtung ohne Faktorpreise. Die Modelle (4a) und (5a) beinhalten neben den Arbeitspreisen noch den Baupreisindex als Proxy für die Faktorpreise von Vorleistungen und werden unter der Restriktion linearer Homogenität in den Inputpreisen geschätzt. Modell (5a) verwendet dabei nur die seitens E-Control vollständig plausibilisierten Informationen zu den Arbeitskosten.

Die Ergebnisse für den generellen X-Faktor liegen etwas über den entsprechenden Werten aus Tabelle 4-2. Die Sensitivitätsrechnungen bestätigen somit die Resultate der Hauptspezifikationen aus Abschnitt 4.2.2.