

Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail an: office@e-control.at

Kontakt
DI Ursula Tauschek

DW
223

Unser Zeichen
TA/Ha – 20/2018

Ihr Zeichen

Datum
24.08.2018

Stellungnahme zur „Vorläufigen Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023“ (vorläufigen Regulierungssystematik)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zum Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“ Stellung nehmen zu dürfen.

Bei der Festsetzung einer sachgerechten, ausgewogenen Regulierungssystematik für die nunmehr bereits vierte Regulierungsperiode Strom ist es wesentlich, die gegebenen sowie zukünftigen Rahmenbedingungen für Stromverteilernetzbetreiber entsprechend zu berücksichtigen. Zudem ist es essentiell, dass auf Grundlage einer transparenten, in sich konsistenten Regulierungssystematik die erforderliche Planungssicherheit gegeben ist und Effizianzanreize bzw. Effizienzziele auf Basis eines robusten und stabilen Benchmarkingsystems – unter Anwendung erforderlicher „übergeordneter Maßnahmen“ – seitens E-Control festgesetzt werden.

Die E-Control gesteht im Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“ zu, dass in der Regulierungssystematik „*unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden [können]*“¹. Die dazu angeführte Begründung „*Ein Modell stellt per definitionem eine Abstraktion der Realität dar*“¹ ist jedoch irreführend. Denn die hier „Modell“ genannte Regulierungssystematik wirkt sich ganz konkret und unmittelbar auf reale Unternehmen aus. Die zitierte Aussage mag zwar auf die zur

¹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 5

Parametrierung der Regulierungssystematik verwendeten Modelle (zum Beispiel das Benchmarkingmodell) zutreffen. In Verbindung damit, dass die Modellergebnisse aber echte Wirkung auf reale Unternehmen haben, zeigt sich hier jedoch bereits deutlich die Notwendigkeit, die – auf Abstraktion beruhenden – Modellergebnisse nur unter Wahrung des Vorsichtsprinzips in Erlöswirkungen zu überführen².

Dies ist erforderlich, um die von der Behörde als Ziel der Regulierung genannte „Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage“³ der Netzbetreiber zu gewährleisten, denn diese Anforderung gilt nicht im Durchschnitt, sondern in Bezug auf jedes einzelne Unternehmen und wäre schon bei Modellfehlern, die sich zu Ungunsten eines einzelnen Unternehmens auswirken, nicht erfüllt.

Das folglich notwendig anzuwendende Vorsichtsprinzip wird von der vorläufigen Regulierungssystematik nur mehr rudimentär berücksichtigt (etwa durch die Mindesteffizienz), in vielen Aspekten (Halbierung Abbaudauer Ineffizienz, Verzicht Best-of-Abrechnung Kostenbasis und Methoden) jedoch missachtet. Dabei fallen die vorgesehenen Regelungen teils weit hinter diejenigen der dritten Regulierungsperiode zurück.

Diese Verschlechterungen der gesamten Regulierungssystematik haben dramatische wirtschaftliche Konsequenzen für die Stromverteilernetzbetreiber!

Vor diesem Hintergrund sowie unter Berücksichtigung der im Folgenden angeführten detaillierten Argumentation und Beweisführung der Nichtsachgerechtigkeit des vorliegenden E-Control-Ansatzes ist, für eine Akzeptanz der neuen Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Strom, eine Überarbeitung des Dokuments zwingend erforderlich.

Die in der Stellungnahme angeführten Dokumente und Gutachten stellen ergänzend zu den in den Gesprächen eingebrachten Unterlagen somit einen integrierten Bestandteil der Stellungnahme von Oesterreichs Energie dar.

Zutiefst überrascht hat uns zudem, dass mit der guten Tradition der Gespräche zwischen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern gebrochen wurde und vorab nie diskutierte Maßnahmen aufgenommen wurden. Diese neuen Maßnahmen führen zu einer einseitigen Verschlechterung der Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode mit der zusätzlichen Konsequenz, die Anstrengungen zu einem Umbau des Elektrizitätssystems im Sinne der Klima- und Energiestrategie #mission 2030 zu erschweren oder sogar zu verhindern.

² Die von der Behörde verwendete Bezeichnung „Anreizregulierungsmodell“ ist insofern irreführend, als sie suggeriert, dass es sich um ein Modell der Regulierung handelt. Hier geht es aber um die tatsächliche Regulierung.

³ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 6

Unsere wesentlichen Kritikpunkte an dem Begutachtungsentwurf „Vorläufige Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023“, sowie daraus ergebende Forderungen sind:

- **Zwingende Implementierung von „übergeordneten Maßnahmen“ bei der Umsetzung von individuellen Effizienzabschlägen (Xind)** um die systemimmanenten Unsicherheiten der Benchmarkingberechnung (mit dramatischen Auswirkungen auf die Erlössituation der Netzbetreiber) abzumindern.
- **Keine Verkürzung der Aufholdauer für die Ineffizienzen. Beibehaltung der bisherigen 10 Jahre bei der Bestimmung der jährlichen Zielvorgaben.** Durch die ungerechtfertigte „Verdoppelung“ der Effizienzvorgaben können die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der „#mission 2030“ nicht geschaffen werden, zumal damit ein außerordentlich hoher Druck auf die gesamten Betriebskosten (OPEX) und somit auf die Personalkosten in der vierten Regulierungsperiode geschaffen wird.
- **Fortführung der bisherigen Best-of-Abrechnung aus standardisierter und pagatorischer Kostenbasis**, jedenfalls noch in der vierten Regulierungsperiode. Methodisch korrekt nur in Form einer „Best-of-Abrechnung“, zumal ein vollständiger Ausgleich der Altersstruktur/Investitionszyklen der Stromnetze sonst nicht möglich ist.
- **Anwendung der Best-of-Abrechnung über die Methoden (DEA & MOLS)**, anstelle der von der E-Control angewandten gewichteten Durchschnittsbildung, da nur die best-of-Abrechnung systematische Verzerrungen durch die Methoden sachgerecht berücksichtigt.
- **Weiterführen der in der dritten Regulierungsperiode von E-Control angewandte Methodengewichtung 45% MOLS 3; 15% DEA 4, 40% DEA 6** auch in der vierten Regulierungsperiode. Die von E-Control geänderte Gewichtung verschlechtert zusätzlich die sachgerechte Abbildung (mathematisch korrekt wäre die best-of-Abrechnung) der heterogenen Versorgungsstruktur der Stromverteilernetzbetreiber.
- **Streichung der generellen Produktivitätsvorgabe (Xgen) bzw. deutliche Reduktion des Xgen im Vergleich zur vorläufigen Festsetzung von 0,785%.** Nach bisher drei Regulierungsperioden mit durchschnittlichen Effizienzabschlägen von -36% ist es nicht gerechtfertigt, dass der Stromnetzbereich ein höheres Produktivitätswachstum als die Gesamtwirtschaft leisten muss.
- Die Regulierungssystematik der E-Control muss neben der Anreizwirkung auch die **Berücksichtigung der sachgerechten angemessenen Kosten** in den Systemnutzungsentgelten gewährleisten.

Zu den einzelnen Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu Pkt. 5: Generelle Produktivitätsvorgabe (Xgen)

Zur Bestimmung der generellen Produktivitätsvorgabe wurden verschiedene Gutachten erstellt und im Rahmen der vorläufigen vierten Regulierungssystematik der Stromverteilernetzbetreiber von der E-Control auch diskutiert. Schließlich wurde von der E-Control ein Wert von 0,785% p.a. als Vorgabe definiert.

Die Festlegung eines Xgen iHv. 0,785% ist nicht sachgerecht. Für Oesterreichs Energie ist es nicht nachvollziehbar, warum die Verteilernetzbetreiber Strom in der vierten Regulierungsperiode einen höheren generellen Effizienzabschlag (iHv. 0,785%) erfüllen müssen als andere Branchen, welche z.B. erst eine Periode kürzer reguliert werden.

Ebenso gibt es nach bisher drei Regulierungsperioden mit durchschnittlichen Effizienzabschlägen von -36% keinen gerechtfertigten Grund, dass der Stromnetzbereich ein höheres Produktivitätswachstum als die Gesamtwirtschaft leisten muss, **wodurch sich – gutachtlich bestätigt – bei Gleichklang der Inputpreisentwicklung ein Xgen von 0% ergibt.**

Die **Branchenposition eines Xgen von 0%** wird auch von den Gutachtern Univ. Prof. Dr. Klaus Gugler (WU-Wien) und Dr. Mario Liebensteiner⁴ und Dr. Burger (Oxera Consulting GmbH)⁵ untermauert.

Die von der E-Control angewendete Methodik zur Ermittlung der Höhe des Xgen beruht auf gravierenden fachlichen Mängeln.

Der den Kostenschätzfunktionen von E-Control und Wik-Consult unterstellte lineare Zeittrend (d.h. die Nichtberücksichtigung, dass die Möglichkeiten der Produktivitätssteigerung nach bisher drei Regulierungsperioden erschöpft sind) für die vorläufige Festsetzung des Xgen führt unweigerlich zu einer Überschätzung des Produktivitätswachstums.

Eine lineare Schätzung des Produktivitätswachstums ist daher nicht sachgerecht, da die fehlenden weiteren Möglichkeiten für den technologischen Fortschritt, nach bisher drei Regulierungsperioden nicht abgebildet sind.

Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner führen ergänzend aus, dass bei fortlaufender linearer Schätzung des Produktivitätswachstums die Kosten mit der Zeit gegen Null gehen würden, wodurch bisher realisierte Produktivitätssteigerungen nicht in die Zukunft linear interpoliert werden können. Daraus würden sich eine nicht realisier- bzw. erreichbare Xgen Festsetzung in der vierten Regulierungsperiode ergeben.

⁴ Gutachten „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im Österreichischen Stromverteilernetz“, WU Wien, Univ. Prof. Dr. Klaus Gugler, Dr. Mario Liebensteiner, 27. August 2018, (Beilage 1 zur OE-STN)

⁵ Gutachten „Bestimmung des Produktivitätsfaktors für österreichische Stromverteilernetze“, OXERA, Dr. Anton Burger, 13. April 2018 (Beilage 2 zur OE-STN)

Der sogenannte – zusätzlich geforderte – quadratische Zeittrend zur Abbildung abnehmbarer Möglichkeiten für den technologischen Fortschritt wird zudem auch bei der Kostenschätzfunktion von Frontier Economics zur Berechnung des Produktivitätswachstums (ΔTFP) berücksichtigt. Diese Spezifikation wird ebenso durch die wissenschaftliche Literatur gestützt⁶, auf welche sich WIK beispielsweise im Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in Deutschland bezieht.⁷

Die jetzt vorliegende vorläufige Festsetzung des Xgen für die vierten Regulierungsperiode Strom basiert seitens E-Control weiters auf der Mittelwertbildung der unteren 95% Konfidenzintervalle der TFP-Schätzung von E-Control (inkl. Inputpreise) iHv. 0,47% und Wik-Consult (excl. Inputpreise) iHv. 1,10%.

Auch hierbei wurden die **Ergebnisse des Gutachtens⁴ von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner** (vgl. Stellungnahme zu den Präsentationen zum Xgen Stromverteilernetz am 6. Juni 2018 – inkl. Berücksichtigung der von E-Control erhobenen Datenbasis) **bei der Festsetzung bzw. Mittelwertbildung des Xgen nicht bzw. unzureichend berücksichtigt.**

Von der E-Control wurde z.B. für die Oberkante die unvollständige Spezifikation von WIK-Consult, **ohne die erforderliche Kontrolle von Inputpreisen**, angewandt. In der angeführten Stellungnahme von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner wird der wissenschaftliche Nachweis erbracht, dass bei einem reinen Abstellen auf reale Werte, ohne Kontrolle der Inputpreise, ein falscher Ansatz gewählt wurde - die bessere Lösung ist die Verwendung der korrekten Spezifikation mit allerdings eingeschränktem Datensample (d.h. Berücksichtigung von Netzbetreiberdaten mit verfügbaren, plausiblen Faktorpreisen). Eine reine Deflationierung der Kosten würde implizieren, dass Unternehmen keine Kostenminimierung betreiben und die Anwendung von Sheppard's Lemma nicht gegeben ist. Dies entspricht somit der Annahme einer vollständigen Egalisierung der Inputpreise in den Gesamtkosten, was grundsätzlich nur dann möglich ist, wenn jegliche Inputänderung vollständig über technologischen Fortschritt abgefangen wird. Daraus ergibt sich somit zwangsläufig eine weitere Überschätzung des Produktivitätswachstums.

Eine reine Deflationierung der Kosten ohne gleichzeitiger Kontrolle für Faktorpreise führt zu dem Problem, dass die extreme Korrelation des Zeittrends mit dem NPI die Koeffizienten des Zeittrends verzerrt, da der Zeittrend nahezu die gesamte Variation im NPI (99,3%) erklärt. Deflationiert man also zum einen die Kosten inkludiert aber zum anderen nicht die Faktorpreise auf der rechten Seite der Regression, die die Inputpreisinflation aber erklären sollen, so ist eine getrennte Identifikation von Produktivitätswachstum und Effekten der Inputpreisinflation de facto nicht möglich. Der Zeittrend erfasst dann beides, Produktivitätswachstum und (Inverse der) Inputpreisinflation und schätzt demnach das Produktivitätswachstum nicht konsistent.

⁶ Coelli T. J., D. S. P. Rao, C. J. O'Donnell und G. E. Battese, 2005, An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, 2. Auflage, Springer, Seite 300.

⁷ WIK, 2017, Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, Überarbeitete Version nach Eingang der Stellungnahmen, Studie für die Bundesnetzagentur, Seite 63

Ebenso **kritisch ist die angewandte reine OPEX-Schätzung des Produktivitätswachstums** („OPEX-Capex-Shift“) – trotz Anwendung des Xgen auf OPEX – aufgrund der nachfolgend angeführten Punkte zu sehen:

- Substituierungseffekt OPEX-CAPEX: Im Zeitverlauf ist ein deutlicher Shift von OPEX zu CAPEX erkennbar, welcher zu einer scheinbaren Erhöhung der Produktivität bei einer reinen OPEX Betrachtung führt. Diese ist nicht für die vierte Regulierungsperiode prolongierbar und resultiert somit in einer zukünftigen Überschätzung des Produktivitätswachstums.
- Vernachlässigung der Möglichkeit der Realisierung des Produktivitätsfortschrittes über alle Produktivitätsfaktoren
- In der dritten Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Gas wurde die OPEX-Schätzung von ECA abgelehnt – diese hätte allerdings zu einem negativen Xgen von -0,75% bis -0,48% geführt. Auch die Durchführung einer Kostentreiberanalyse hätte mit hoher Wahrscheinlichkeit zu keiner Änderung der stark negativen Produktivitätswerte im Gasbereich bei einer reinen OPEX-Schätzung geführt.

Weiters ist anzuführen, dass sowohl der Xgen als auch der Xind auf die Kosten der Netzbetreiber wirken. Daher sind auch „Catch-Up-Effekte“ (d.h. die Aufholung der Ineffizienz von nicht 100%-effizienten Netzbetreibern) im geschätzten Zeittrend enthalten, wodurch es wieder zu einer Überschätzung des Produktivitätswachstums kommt. Dadurch erfolgt eine doppelte „Bestrafung“ der individuellen Ineffizienz.

Die E-Control berücksichtigt die „Catch-up Effekte“ nicht in ihrer Datenbasis.

Ergänzend ist zu unserer Branchenforderung Xgen iHv. 0% festzuhalten, dass eine Festsetzung des Xgen iHv. 0% gemäß anzuwendender Bernstein & Sappington Formel (Xgen ist Korrektiv zum VPI der Gesamtwirtschaft) bedeutet, dass Netzbetreiber zumindest die Produktivitätssteigerung der Gesamtwirtschaft, bei Gleichklang der Inputpreisentwicklung, erreichen. **Die Aussage, dass Netzbetreiber ein Nullproduktivitätswachstum bei einer Xgen-Festsetzung von 0% aufweisen ist somit nicht korrekt.** Dies insofern, da der VPI im NPI enthalten ist und zudem der TLI nicht die tatsächliche Kostenentwicklung im Stromnetzbereich (u.a. KV-Erhöhungen > TLI) abbilden kann.

Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner führen zudem aus, dass ein großer Teil des Produktivitätswachstums der Gesamtwirtschaft aus dem Austritt von ineffizienten bzw. dem Eintritt von effizienten Unternehmen resultiert. Dieser so genannte „Entry/Exit“ ist im Stromnetzeberich in dieser Form allerdings nicht gegeben.

Zu kritisieren ist daher auch die durchgeführte Gleichsetzung des berechneten Produktivitätsfortschrittes (Δ TFP) mit dem Xgen für Netzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode. Demnach wird die anzuwendende Formel von Bernstein & Sappington (Notiz: VPI ist im Inflationsbereinigungsfaktor NPI enthalten) negiert, was ein weiterer Beleg für die tendenziell überhöhte vorläufige Xgen-Festsetzung ist.

Bei einer durchgeführten Analyse der angewandten Schätzgleichung von WIK-Consult für die Bestimmung des Produktivitätswachstums (Δ TFP) erkennt man zudem, dass diese auf

einer nicht stabilen Spezifikation beruht, zumal sämtliche Outputvariablen sowie der Zeittrend insignifikant sind und zudem Kostenunterschiede – entgegen der im Benchmarking angewandten Spezifikation – lediglich aus firmenfixen Effekten erklärt werden.

Das Setzen eines stark positiven Xgen aufgrund einer instabilen Schätzgleichung ist somit äußerst kritisch zu sehen. Auf eine Kostenschätzung, welche keine statistisch signifikanten (positiven) Outputkoeffizienten und insignifikanten Koeffizienten für T und T² hervorbringt, ist somit zu verzichten.

Auch die von WIK-Consult durchgeführte **Berechnung des Produktivitätswachstums auf Basis einer Malmquist-DEA Schätzung weist erhebliche Schwächen und somit Unsicherheiten auf.**

Dabei ist anzuführen, dass die Verwendung von nur einem Output eine signifikante Abkehr von den bisherigen Spezifikationen im Benchmarking darstellt und ist gänzlich verschieden von jener Benchmarkingspezifikation, welche für die aktuelle vierte Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Strom seitens der E-Control angewandt wird, was als methodisch inkonsistent anzusehen ist.

Auch hier wird von WIK in Deutschland ein Modell empfohlen, welches sich stark an der Bestimmung des Xind bzw. der Benchmarkingspezifikation orientiert⁸.

Zudem sind gerade bei DEA-Berechnungen hohe Anforderungen an die Datenqualität erforderlich, was mit den aktuell vorliegenden Daten nicht sichergestellt werden kann. Zudem "leidet" die DEA-Malmquist Methodenanwendung von WIK Consult zur Eruiierung des TFP-Wachstums unter denselben methodischen Problemen wie eine Kostenfunktion-Schätzung mithilfe realer Kostendaten aber ohne Kontrolle der Inputpreise.

Ergänzend möchten wir auf eine weitere Inkonsistenz in der Berechnung von der E-Control eingehen. WIK wendet zwei Methoden an, um die generelle sektorale Produktivitätsvorgabe zu berechnen: eine regressionsbasierte Analyse auf Basis OLS und einen DEA-Malmquist. Von der theoretischen Konzeption sollten sich die Ergebnisse dieser beiden Methoden entsprechen, sofern über die betrachtete Zeitperiode keine Verbesserung bei individuellen Effizienzwerten relativ zur technologischen Grenze und somit kein Aufholeffekt stattgefunden hat. Haben Unternehmen jedoch über die Zeit ihre Ineffizienz abgebaut, liegen die mit der OLS berechneten Werte um diesen Effekt über den Malmquist-Ergebnissen. Die Berechnungen von der E-Control / WIK zeigen jedoch gerade ein umgekehrtes Bild: Die Malmquist-Ergebnisse liegen über den OLS-Werten. In der Annahme, dass durch eine Regulierung induzierte und gewünschte Aufholeffekte existieren, zeigt diese Inkonsistenz bereits, dass die Umsetzung der Methoden nicht adäquat erfolgte.

Der Stellungnahme von Oesterreichs Energie wird weiters die Entgegnung⁹ der E-Control - Kritik gemäß Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“ von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner beigelegt.

⁸ WIK, 2017, Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, Überarbeitete Version nach Eingang der Stellungnahmen, Studie für die Bundesnetzagentur, Seite 56

⁹ Entgegnung zu „Vorläufige Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023“ (Beilage 3 zur OE-STN)

Die E-Control wird somit aufgefordert, für das korrekte Gesamtbild und eine sachgerechte Intervallabgrenzung **für die Bestimmung des Produktivitätswachstums (Δ TFP) die erforderliche ergänzende Schätzung** – analog Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner und Frontier Economics¹⁰ – **auf Basis von TOTEX sowie nominellen Kosten durchzuführen.**

Unter Anwendung einer methodisch und wissenschaftlich fundierten log-linearen Multi-Output Kostenfunktion mit linearem und quadratischem Zeittrend, einer korrekten Spezifikation der Kostenfunktion mit der erforderlichen Kontrolle der Inputpreise sowie unter Berücksichtigung der von E-Control erhobenen Datenbasis ergeben sich somit folgende Ergebnisse für das geschätzte Produktivitätswachstum (Δ TFP). **Sämtliche Varianten liefern ein Produktivitätswachstum für Netzbetreiber, welches statistisch nicht von Null zu unterscheiden ist.**

Regressionsergebnisse: TOTEX=OPEX_{ECA}+CAPEX_{Gugler}

Variable	Koeff.	(1)	(2)
<i>Constant</i>	α_0	4.4587*** (40.20)	1.4369*** (7.57)
<i>ln KM</i>	α_1	0.2982*** (14.32)	0.3452*** (8.81)
<i>ln ZP</i>	α_2	0.2656*** (7.49)	0.2599*** (5.50)
<i>ln MW (NE 4–7)</i>	α_3	0.4448*** (12.92)	0.3380*** (5.90)
<i>ln Pl</i>	β_1		0.1567*** (3.56)
<i>ln Pc</i>	β_2		0.8433*** (19.13)
<i>T</i>	μ_T	-0.0101 (-0.66)	-0.0277 (-0.93)
<i>T²</i>	μ_{TT}	0.0002 (0.20)	0.0014 (0.86)
Obs.		278	165
R ²		0.989	
ΔTFP (%) 2010–15		0.58%^a	-0.83%^a

*Abhängige Variable = ln(TOTEX). Spezifikation (2): TOTEX, Pl und Pc wurden mit dem NPI deflationiert. „T“ repräsentiert den Zeittrend, „Anreizreg“ ist ein Dummy für die Jahre 2006–2015. „PensRS“ ist ein Dummy für ein Unternehmen mit außergewöhnlich hohen Pensionsrückstellungen im Jahr 2013. Robuste t-Werte in Klammern. ***, **, * bedeuten Signifikanzniveaus auf dem 99%, 95% und 90% Level respektive. ^a Wert ist statistisch nicht von null verschieden.*

Abbildung 1: Berechnung Δ TFP – TOTEX Basis⁴

¹⁰ Präsentation „Effizienzabhängige Kapitalvergütung“ Frontier Economics

Tabelle 3. OPEX Regressionen, Datenbasis: ECA, jedoch Pc auf Basis Gugler

Variable	Coef.	(1)	(2)	(3)
		ln(OPEX)	ln(OPEX / NPI)	ln(OPEX / NPI)
Constant	α_0	3.9605*** (38.31)	1.3169*** (6.66)	1.3930*** (8.31)
ln KM	α_1	0.2861*** (11.91)	0.1830*** (5.13)	0.1942*** (6.50)
ln ZP	α_2	0.3094*** (10.10)	0.5013*** (9.39)	0.5052*** (10.13)
ln MW (NE4- 7)	α_3	0.4253*** (14.96)	0.2861*** (5.33)	0.2720*** (6.25)
T	μ_T	0.0041 (0.33)	-0.0138 (-0.50)	-0.0421* (-1.77)
T ²	μ_{TT}	-0.0004 (-0.62)	0.0006 (0.39)	0.0020 (1.57)
ln Pl	β_1		0.0876*** (4.68)	0.0823*** (4.26)
ln Pc	β_2		0.9124*** (48.76)	0.9177*** (47.49)
AHK	η_{AHK}	-0.0000** (-2.14)	0.0000** (2.31)	0.0000** (2.09)
Obs.		500	225	225
R ²		0.980	-	-
Outlier FE		no	no	yes
ΔTFP 2010–2015 (%)		0.58^a	-0.08^a	-0.88^a

Spezifikationen (2) & (3): OPEX, Pl und Pc wurden mit dem NPI deflationiert. Lineare Homogenität in Inputpreisen wurde eingeführt. Spezifikation (3) wurde um 15 Ausreißer gemäß der Cook's Distance bereinigt. Das Sample ist auf 2002-2015 restringiert, da Pc auf Basis von Gugler-Daten (bis 2005) gebildet wurde. Robuste t-Werte in Klammern. ***, **, * bedeuten Signifikanzniveaus auf dem 99%, 95% und 90% Level respektive. ^a Wert ist statistisch nicht von null verschieden.

Abbildung 2: Berechnung ΔTFP - OPEX Basis⁴

Zum berücksichtigten Datensatz von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner ist festzuhalten, dass dabei die entsprechende E-Control-Datenbasis (OPEX) berücksichtigt wurde. Im E-Control Datensatz waren allerdings die pagatorischen CAPEX, die für die Berechnung des Faktorpreises Kapital heranzuziehen sind, nicht enthalten, wodurch auf die von den Netzbetreibern erhobenen Daten zurückgegriffen wurde. Die Verwendung von standardisierten CAPEX zur Berechnung des Faktorpreises Kapital – wie von WIK-Consult und E-Control verwendet – ist nicht sachgerecht, da diese die Opportunitätskosten der jeweiligen Periode nicht abdecken, sondern diese Kosten durch geometrische Mittelbildungen über die Zeit lediglich verteilen.

Ergänzend erlauben wir uns darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse des Gutachtens von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner zur Bestimmung des Produktivitätswachstums (ΔTFP) zudem durch das Gutachten von Oxera⁵ betreffend „Produktivitätsfaktor für österreichische Stromverteilernetze“ verprobt und somit zusätzlich bestätigt wurden.

Dabei erfolgt die Bestimmung des Xgen für den Stromnetzbereich auf Basis öffentlich zugänglicher Daten (Statistik Austria Daten, Verprobung mit Daten OECD und EU-KLEMS) und bildet somit eine komplementäre Ergänzung zum Gutachten von Prof. Gugler / Dr. Liebensteiner, welches den Xgen auf Basis individueller Netzbetreiberdaten ermittelt.

Der Gutachter Oxera kommt bei der Berücksichtigung öffentlich zugänglicher Daten für die Bestimmung des generellen Produktivitätsfaktors ebenso zum Schluss, dass **der Xgen um Null variiert und somit nicht von Null zu unterscheiden ist.**

Die zu hohe vorläufige Festsetzung des generellen jährlichen Produktivitätsfaktors (Xgen) von 0,785% p.a. wird schlussendlich auch durch jüngste „Xgen Festsetzungen“ europäischer Regulierungsbehörden gemäß nachfolgend angeführter Abbildung bestätigt.

Länder	Xgen
Deutschland Strom + Gas (3. RP Gas 2018...2022 + 3.RP Strom 2019...2023)	0,49%
Finnland Strom (4. +5.RP 2016...2023)	0,00%
Niederlande (2017...2021)	0,80%
Frankreich Gas	0,75%
Österreich Strom 3. RP 2014...2018	1,25%
Österreich Gas 3. RP 2018...2022	0,67%

Abbildung 3: Jüngste „Xgen-Festsetzungen“ europäischer Regulierungsbehörden

Zu Pkt. 6: Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking

Benchmarkingspezifikation vierte Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Strom:

Obwohl die Spezifikation „V0“ durch die E-Control berücksichtigt wurde, sind die vorliegenden Benchmarkingergebnisse für die gesamte Branche nicht akzeptabel, da es zu keiner Konvergenz der Effizienzwerte und somit Verbesserung der Durchschnittseffizienz gekommen ist.

Der Wegfall der Best-of-Abrechnung der Kostenbasis (pagatorisch vs. standardisiert) sowie die Änderung der Gewichtung der Methoden MOLS/DEA stellen wesentliche Verschlechterungen und somit Einschränkungen im Vergleich zur bisher gültigen Benchmarkingspezifikation dar.

Zudem gibt es teilweise hohe Abweichungen der Effizienzwerte je Netzbetreiber im Vergleich zur bisher für die dritte Regulierungsperiode gültigen sowie auch zwischen den seitens E-Control selbst definierten und diskutierten Benchmarkingspezifikationen. Dies wird auch durch die seitens E-Control selbst durchgeführten Benchmarkingberechnungen auf Basis unterschiedlicher Spezifikationen (V0 bis V2) belegt, welche zu Abweichungen in den resultierenden Effizienzergebnissen für einzelne Netzbetreiber in der Höhe von rd. $\pm 15\%$ geführt haben. Dies ist ein weiterer Beleg dafür, dass ermittelte Ineffizienzen aus einer mit systemimmanenten Unsicherheiten behafteten Benchmarkingberechnung nicht unmittelbar (d.h. innerhalb einer Periode von 5 Jahren) und somit ohne jegliche „übergeordnete Maßnahmen“ in individuelle Effizienzabschläge (Xind) umgesetzt werden können.

Grund dafür sind: u.a. die systemimmanenten Unsicherheiten der Benchmarkingsystematik, zumal keine Spezifikation in der Lage ist die spezifische Versorgungssituation von Netzbetreibern vollständig abzubilden. Es ist also nicht möglich, sämtliche Kosten der Netzbetreiber an Hand von nur 3-6 Einflussparametern zu beschreiben. In der vorläufigen Regulierungssystematik wertet die Regulierungsbehörde allerdings alle Kosten, die nicht durch die Modelle erklärt werden als Ineffizienzen, die der Netzbetreiber nunmehr innerhalb einer Regulierungsperiode aufholen muss.

Um diesen Unsicherheiten (mit dramatischen Auswirkungen auf die Erlössituation der Netzbetreiber) sachgerecht begegnen zu können sind somit die nachfolgend im Detail beschriebenen (und von Oesterreichs Energie in sämtlichen Gesprächen zum Benchmarking angeführt) „**übergeordneten Maßnahmen**“ **zwingend erforderlich**. Diese sind insbesondere auch unter Berücksichtigung der Regulierungshistorie mit durchschnittlichen Effizienzabschlägen von -36% seit Einführung der Anreizregulierung von essentieller Bedeutung. Weitere derartig hohe Zielvorgaben in der zukünftigen vierten Regulierungsperiode sind durch zusätzlich erforderliche Kostenreduktionen nicht mehr vereinbar mit den gesetzlichen Pflichten und Aufgaben der Verteilernetzbetreiber und würden auch die Umsetzung der #mission2030 erschweren bzw. sogar verhindern.

Die von der E-Control getroffene Auswahl der zur Anwendung kommenden Benchmarking-Verfahren MOLS und DEA stützt sich auf die gutachterliche Beurteilung der methodischen Eignung. Umgekehrt werden im Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“ andere Methoden auf Basis dieser Beurteilung explizit als ungeeignet beurteilt¹¹.

In Bezug auf die diskutierten Methoden ist ergänzend anzumerken, dass im gesamten Regulierungsgestaltungsprozess weder von der E-Control noch den Gutachtern Aussagen zu der Methode der Yardstick-Regulierung getroffen wurden. Trotzdem tritt im vorliegenden Dokument an mehreren Stellen die Yardstick-Regulierung in unterschiedlichem Kontext in Erscheinung¹².

Dadurch wird suggeriert, dass die Yardstick-Regulierung Gegenstand der vorangegangenen Gespräche gewesen sei oder eine alternative geeignete Option darstellen würde.

Da die **Yardstick-Regulierung** hingegen niemals Gegenstand der Gespräche gewesen ist, nicht auf Eignung untersucht worden ist und die textlichen Ausführungen auch keinen Beitrag zu der Verständlichkeit des Textes leisten, ist **eine Streichung dieser Passagen** vorzunehmen.

Ein Übergang auf eine mögliche Yardstick-Regulierung muss sorgfältig überlegt werden und setzt eine ausreichend hohe Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander sowie eine hohe Konvergenz der Effizienzwerte voraus. In Österreich ist – entsprechend dem vorliegenden Dokument – für die vierte Regulierungsperiode eine Durchschnittseffizienz von ca. 91% ermittelt worden. Damit stagniert sie beim selben Wert wie auch schon in der

¹¹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 20

¹² Vorläufige Regulierungssystematik, Fußnote Seite 8, Seite 35, Seite 37, Seite 60

Periode zuvor. Eine Konvergenz der Effizienzwerte in Richtung vollständiger Effizienz kann also nicht festgestellt werden.

Sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt, so kann eine Yardstick-Regulierung nicht verantwortungsvoll umgesetzt werden.

Zu Pkt. 6.2: Spezifikation der Benchmarkingparameter - Kostenbasis für den Effizienzvergleich

Oesterreichs Energie fordert die Beibehaltung der pagatorischen Kostenbasis und die best-of Abrechnung über die Kostenbasen, um *eine ausgewogene Behandlung aller regulierten Unternehmen*¹³, Planungssicherheit⁹ und eine freie, optimale Technologiewahl durch die Netzbetreiber sicherzustellen.

Die Beibehaltung der Best-Of-Abrechnung zwischen den Kostenbasen und der Aufholdauer für die Ineffizienzen von 10 Jahren ist für die Netzbetreiber eine *Conditio sine qua non*. Die Netzbetreiber können hier auch keine – wie immer angedachten – Kompromisse akzeptieren.

Die Behörde hat zur dritten Regulierungsperiode eine zweite Kostenbasis (standardisierte Kosten mittels Annuitätenberechnung) in den Effizienzvergleich aufgenommen und die Effizienzwerte durch Best-of-Abrechnung über die pagatorischen und die standardisierten Kosten ermittelt. Zur Begründung der Best-of-Abrechnung hat die Behörde seinerzeit treffend ausgeführt:

„Der wesentliche Vorteil von Annuitäten ist, dass durch deren Verwendung der Investitionszyklus keine Auswirkung mehr auf die Höhe der Kapitalkosten hat. Vereinfacht gesagt, hat somit ein altes Netz die gleichen Kapitalkosten wie ein neues Netz. Daraus wird jedoch zugleich der Nachteil ersichtlich. Bei der Verwendung von ‚ökonomischen‘ Abschreibungen wird nämlich der Abtausch zwischen Betriebs- und Kapitalkosten über den Zeitablauf nicht berücksichtigt. So sollte ein altes Netz zwar niedrigere Kapitalkosten, jedoch gleichzeitig höhere Betriebskosten für Instandhaltungsmaßnahmen aufweisen und vice versa. Annuitäten könnten somit tendenziell zu einer Benachteiligung von alten Netzen führen. Um diesem Problem zu begegnen wird eine best-of Abrechnung zwischen den gewichteten Effizienzwerten aus kalkulatorischer und standardisierter Sicht vorgenommen [...]“¹⁴

Künftig soll nun auf die pagatorische Kostenbasis verzichtet und nur mehr die standardisierte Kostenbasis verwendet werden. Dabei wird die oben zitierte und nach wie vor zutreffende Begründung, die die Behörde noch vor fünf Jahren gegeben hat, nicht nur vollständig ignoriert, sondern es wird behauptet, seinerzeit seien ganz andere Gründe für die Best-of-Abrechnung über die zwei Kostenbasen maßgeblich gewesen. Sie sei nämlich durch die *„Beabschlagung der Kapitalkosten [...] notwendig“*¹⁵ gewesen. Anschließend wird suggeriert,

¹³ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 6

¹⁴ Regulierungssystematik dritte Regulierungsperiode, Seite 38

¹⁵ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 24

dass dies nun durch die Einführung der effizienzabhängigen Rendite völlig anders sei, weil dabei „keine Beabschlagung der Finanzierungskosten [...] erfolgt und nur noch eine effizienzabhängige Rendite gewährt wird“¹⁵.

Diese Begründung kann von Oesterreichs Energie nicht nachvollzogen werden, denn die Finanzierungskosten als Teil der Kapitalkosten sind nach wie vor von der Effizienz abhängig, wie durch den Begriff der effizienzabhängigen Rendite ja auch überdeutlich wird.

Noch entscheidender ist es aber, dass es für die Beurteilung der Sachgerechtigkeit der Kostenbasis im Effizienzvergleich völlig unerheblich ist, ob und wie dessen Ergebnis auf die Kapitalkosten in der Tarifbasis wirkt. Es ist wohl unstrittig, dass der Effizienzwert in der Regulierungssystematik – wie auch immer – eine Wirkung auf die Erlöse der Unternehmen hat, und allein dies macht es erforderlich, den Effizienzvergleich auch und gerade auf der Inputseite sachgerecht zu spezifizieren.

Als weiteres Argument führt die E-Control an, eine Best-of-Abrechnung über pagatorische und standardisierte Kosten würde jenen Netzbetreibern, die ihren Effizienzwert aus der pagatorischen bzw. hier als kalkulatorisch bezeichneten Kostenbasis erhalten, „falsche Anreize“¹⁵ zu einer „Überalterung dieser Netzbetreiber“¹⁵ (gemeint ist wohl die Überalterung derer Netze) vermitteln. Damit widerspricht die Behörde ihrer eigenen Ausführung im selben Abschnitt, wonach „die Benchmarkingergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden“¹⁶ sollen. Wie oben zitiert, hat die Behörde noch 2013 richtigerweise ausgeführt, dass es einen Abtausch von Kapital- und Betriebskosten je nach Anlagenalter gibt. Wenn das Benchmarking nicht durch die Wahl der Kapitalintensität verzerrt werden soll, muss eben dieser Abtausch im Ermessen der Unternehmen bleiben.

Ein sachgerechtes Benchmarking bedingt, dass erstens alte aber hervorragend instandgehaltene Netze gegenüber neuen Netzen nicht diskriminiert werden (Berücksichtigung der höheren OPEX bei älteren Netzen in einem TOTEX-Benchmark mit hochgerechneten standardisierten CAPEX), zweitens die verwendete Datenbasis (Anlagenbuch, Anlagenklassen) auf Datenqualität geprüft (z.B. wie bei Netzhöchstlast und trfNAD) wird und drittens eine einheitliche Vorgangsweise gewählt wird. Darüber hinaus wird mit der alleinigen Abstellung auf standardisierte Kosten ein Anreiz gesetzt, die Kapitalisierung der Netze zu maximieren, das heißt Betriebsmittel unabhängig von ihrem Zustand einfach auszutauschen anstatt instand zu halten, was diametral der – bestens bewährten – zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie widerspricht, volkswirtschaftlich nicht vertretbar ist und auch alle Smart-Grid Initiativen konterkariert, deren Ziel u.a. eine (mögliche) verzögerte Investitionstätigkeit ist.

Im Übrigen stellt auch die von der Behörde angeführte Abwesenheit einer „begleitende[n] Qualitätsregulierung“¹⁷ (was nebenbei kein Novum im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode wäre) kein valides Argument dar, da ein systematischer und auf

¹⁶ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 23

¹⁷ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 24

Überalterung der Netze zurückzuführender Rückgang der Versorgungsqualität jedenfalls bislang nicht zu verzeichnen ist.¹⁸

Grundsätzlich steht es der Behörde wohl frei, die Anreize für die regulierten Unternehmen für die Zukunft zu ändern, beispielsweise hin zu einer erhöhten Kapitalintensität. Der Effizienzvergleich beruht jedoch auf Daten des längst abgelaufenen Jahres 2016. Auf die erst 2018 erfolgte Bekanntgabe des Wegfalls der pagatorischen Kostenbasis können die Unternehmen somit in Bezug auf diesen Effizienzvergleich naturgemäß nicht mehr reagieren. Damit widerspricht das Vorgehen der von der Behörde selbst – richtigerweise – genannten Anforderung „[d]em regulierten Unternehmen müssen ex ante die Rahmenbedingungen der Regulierung bekannt sein“¹⁹. Die in der Regulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode im Konjunktiv formulierte mögliche Veränderung²⁰ kann nicht als klare Anreizsetzung gemeint gewesen sein, insbesondere nicht in Verbindung mit der seinerzeit von der Behörde schlüssig vorgetragenen Begründung für die Angemessenheit einer Berücksichtigung beider Kostenbasen.

Das alleinige Abstellen auf die standardisierte Kostenbasis widerspricht somit den von der Behörde selbst sowohl bereits für die dritte Regulierungsperiode als auch nun erneut formulierten Anforderungen.

Hinsichtlich der technischen Umsetzung der Standardisierung der Kapitalkosten ist noch anzumerken, dass die Behörde bzgl. der Berechnung des Normierungsfaktors zunächst vom „durchschnittlichen Verhältnis“²¹ zwischen standardisierten und nicht standardisierten Kapitalkosten spricht, um nur wenig später den „Normierungsfaktor als Median“²⁰ über die individuellen Normierungsfaktoren zu bezeichnen. Hier ist Klarstellung geboten.

Im Sinn der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Regulierungssystematik sollten im Berechnungsblatt „03_002_Annuitätenberechnung auf Basis GJ 2016“ die Berechnung des generellen Normierungsfaktors dargestellt werden.

Zu Pkt. 6.2: Spezifikation der Benchmarkingparameter – Kostentreiberanalyse

Im vorliegenden Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“ ist die Dokumentation der transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte äußerst knapp. Zwar verweist die Behörde richtigerweise auf die Ähnlichkeit der Grundlagen und deren Dokumentation in der Regulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode. Zu den nun vorgenommenen Anpassungen wird jedoch lediglich ausgeführt: „Neuere Datengrundlagen ermöglichen aber eine detailliertere Rasterbetrachtung (Puffer um einzelne Gebäude) und geänderte, detailliertere Straßengraphen als im letzten Effizienzvergleich.“²²

¹⁸ E-Control, Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2018, www.e-control.at

¹⁹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 7

²⁰ Regulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode, Seite 72

²¹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 26

²² Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 28

Eine präzise und vollständige Dokumentation der für die vierte Periode vorgenommenen Änderungen und Aktualisierungen ist unbedingt erforderlich.

Im Sinn der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Regulierungssystematik sollte jeder Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden, die Berechnung der transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte überprüfen zu können. In diesem Zusammenhang ist es erforderlich in der Beschreibung der Regulierungssystematik die zugrundeliegenden Formeln, Entscheidungskriterien, Nennung der Datenquellen, die Spezifikation der berücksichtigten Straßenkategorien und die Definition des Puffers um einzelne Gebäude etc. zu ergänzen und die für die Berechnung erforderlichen Flächendaten (je Gemeinde bzw. je Zählsprengel) zumindest im individuellen Ermittlungsergebnis, je Verteilernetzbetreiber, tabellarisch darzustellen.

Ein alleiniger Verweis auf eine Einbeziehung des Branchengutachters erfüllt nicht die Anforderung an die Transparenz der Regulierungssystematik.

Darüber hinaus wird in der vorläufigen Regulierungssystematik der Ansatz zur Verbesserung der Flächenabgrenzung zwischen benachbarten Netzbetreibern auf Basis von Shapes der Versorgungsgebiete nicht erwähnt. Angesichts des Potenzials zur Erhöhung der Genauigkeit und der sowohl von Seiten der Behörde als auch der Netzbetreiber unternommenen Bemühungen sollte dieser Ansatz für die Bestimmung der endgültigen Effizienzwerte umgesetzt werden. Die Branche ist hierbei auch weiterhin zur konstruktiven Mitwirkung bereit.

Zu Pkt. 6.3 und 6.4: Berechnung der Effizienzwerte – MOLS und DEA

Wie bereits in der dritten Regulierungsperiode wird zur Bestimmung des individuellen Effizienzwertes der gewichtete Durchschnitt aus der MOLS-, der DEA4- und der DEA6-Berechnung ermittelt.

Mit der Best-of-Abrechnung über die Benchmarkingmodelle (MOLS, DEA4, DEA6) steht ein Instrument zur Umsetzung des Vorsichtsprinzips (Entgegenwirken von Verzerrungspotentialen) zur Verfügung, das beispielsweise in Deutschland seit Einführung der Anreizregulierung angewendet wird. Die E-Control will auf die Anwendung dieses wichtigen Instruments verzichten.

Nicht nachvollziehbar – im Kontext des Vorsichtsprinzips – ist die Durchschnittsbildung der Effizienzwerte über die beiden Modellspezifikationen in der DEA (DEA4 und DEA6), insofern, als dass die DEA4 faktisch eine Teilmenge der Outputparameter von DEA6 darstellt. Da dadurch aus theoretischer Sicht die Effizienzwerte aus DEA4 nie besser als diejenigen aus DEA6 auffallen können, führt die gewichtete Verwendung der DEA4-Effizienzwerte zu niedrigeren Effizienzwerten. Falls das wahre Modell DEA6 entspräche, wäre eine Berücksichtigung von DEA4 gänzlich nicht angebracht. Unter allen anderen Szenarien wäre aufgrund des Vorsichtsprinzips entweder ein gänzlich anderes, komplementäres Modell als DEA4 zu wählen, oder zugunsten einer Best-of-Abrechnung auf die Durchschnittsbildung zu verzichten.

Würde die Gesamteffizienz anstatt mittels gewichteter Durchschnittsbildung durch Best-of-Abrechnung ermittelt, so steigt die Durchschnittseffizienz (vor Mindesteffizienz) von 90,9 % auf 94,1 %, die Anzahl der zu 100 % effizienten Unternehmen beträgt 16 statt 8. Die Verteilung der Unterschiede zwischen den beiden Ansätzen ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Damit würden die Ergebnisse (bezüglich z.B. der Durchschnittseffizienz) auch vergleichbar zu denjenigen des Effizienzvergleichs der deutschen Strom-Verteilernetzbetreiber, in welcher eine Durchschnittseffizienz von 94.7 % in der zweiten Regulierungsperiode erreicht wurde²³.

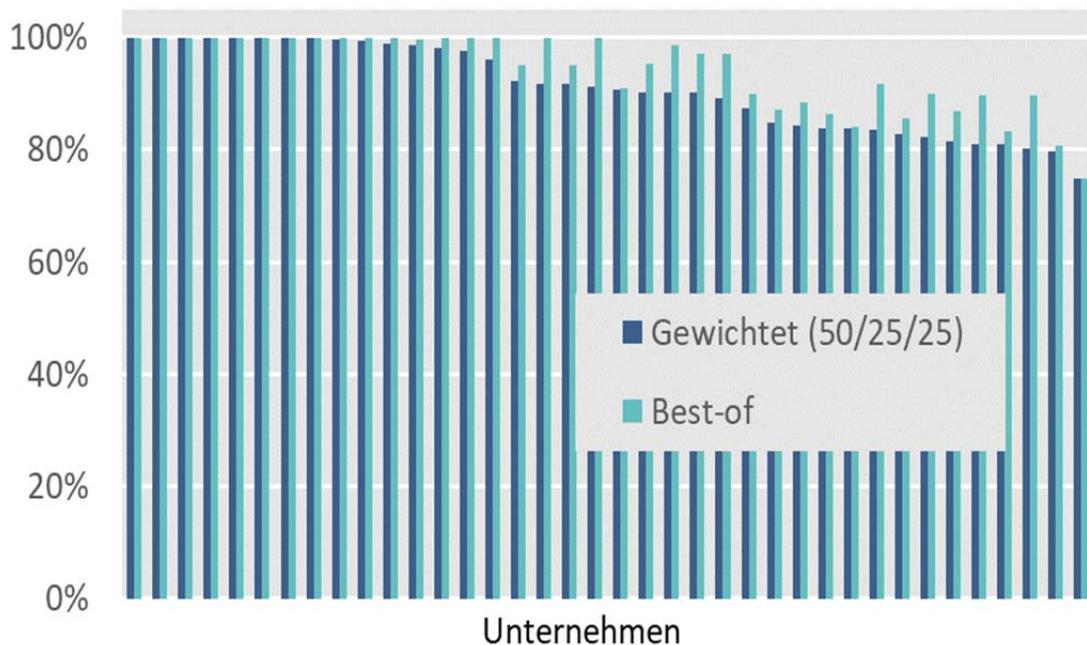


Abbildung 4: Verteilung der Gesamteffizienzwerte bei gewichteter Durchschnittsbildung gemäß vorläufiger Regulierungssystematik und bei Best-of-Abrechnung²¹

Eine best-of Abrechnung über alle verwendeten Methoden ist jedoch schon aus rein **mathematischen, sowie ökonomischen Gründen erforderlich!** Mit Hilfe des Benchmarkings identifiziert die Behörde diejenigen Kostenanteile des Netzbetreibers, die auf Ineffizienzen zurückzuführen sind und somit eingespart werden sollen.

Eine Mittelung der Effizienzwerte aus mehreren Methoden wäre nur zulässig, wenn die Ergebnisse **mit zufälligen Fehlern behaftet sind.** Nur in diesem Fall erreicht man mit der Durchschnittsbildung eine bessere Annäherung an den wahren Effizienzwert.

²³ swiss economics, Sumicsid, 2014, Ergebnisdokumentation EVS2, Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom, Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA), Seite 68

Sind die Ergebnisse jedoch **systematisch verzerrt**, da ein bestimmtes Modell gewisse Aspekte des Netzbetriebs nicht korrekt abbilden kann (z.B. ist bekannt, dass DEA Alleinstellungsmerkmale bevorzugt, während es bei der MOLS Einschränkungen bei der Parameterwahl gibt), ist es aus mathematischer Sicht geboten, den systematischen Fehler zu korrigieren. Sofern das nicht möglich ist – etwa, weil das Ausmaß dieses Fehlers nicht quantifiziert werden kann – muss eine Annäherung an den wahren Wert durch plausible obere oder untere Schranken erfolgen.

Das Benchmarking hat direkten Einfluss auf die Kosten der Netzbetreiber. Somit ist es entscheidend, dass die Behörde nur die **tatsächlichen Ineffizienzen** identifiziert und **von nicht erklärbaren Kostenanteilen abgrenzt**. Werden effizient erklärte Kosten eines angewandten Modells plötzlich ineffizient nur, weil ein anderes angewandtes Modell diese Kosten nicht erklären kann, dann ergibt sich ein ökonomischer Widerspruch, welcher nur durch die Anwendung einer **best-of-Abrechnung über die Methoden** einer sachgerechten Lösung zugeführt werden kann. Nur dadurch gelingt eine mathematisch korrekte Berücksichtigung aller als effizient beurteilten Kostenanteile.

Bei Anwendung dieser übergeordneten Maßnahme „best-of“ hat der Netzbetreiber zumindest die Sicherheit, dass die für ihn am besten geeignete Benchmarkingmethode (DEA vs. MOLS) für die Bestimmung des Effizienzwertes herangezogen wird. Damit können gegebene Unsicherheiten des Benchmarkings eingegrenzt werden, wodurch die Qualität, Robustheit und Stabilität des Benchmarkingvergleiches maßgeblich verbessert wird.

Wir gehen davon aus, dass die Behörde den oben angeführten Argumenten folgt. Im Sinne einer umfassenden Stellungnahme gehen wir ergänzend auch auf die im vorliegenden Dokument geplante Anpassung bei den Gewichtungsfaktoren ein.

Anstelle der bisherigen Gewichtung der MOLS-Ergebnisse mit 45% und der DEA-Ergebnisse mit 55% sollen in der vierten Regulierungsperiode die MOLS- und DEA-Ergebnisse mit jeweils 50% gleich gewichtet werden²⁴.

Die nachfolgende Abbildung zeigt je Unternehmen die drei Effizienzwerte der einzelnen Verfahren bzw. Spezifikationen MOLS, DEA4 und DEA6. Bei vielen Unternehmen liegen die Werte um 10 bis 20 Prozentpunkte auseinander.

²⁴ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 33

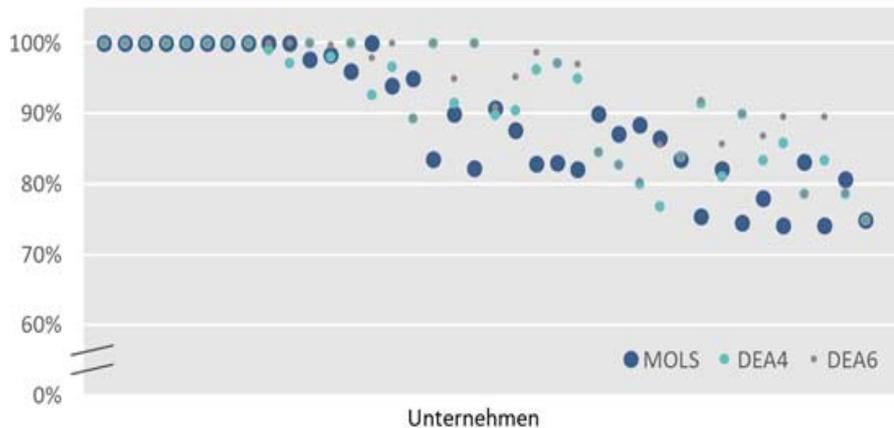


Abbildung 5: Effizienzwerte je Verfahren, Unternehmen absteigend nach gewichteter Gesamteffizienz sortiert²⁵

Anzumerken ist, dass die so genannte DEA besser geeignet ist, die spezifische, individuelle Struktur von Netzbetreibern im Benchmarking abzubilden.

Ohne Vorhandensein der grundsätzlich erforderlichen „Best-of-Abrechnung“ der Methoden DEA & MOLS muss zumindest die DEA deutlich höher gewichtet für die Berechnung des finalen Effizienzwertes herangezogen werden.

Somit ist die jetzt vorgesehene Änderung der Gewichtung nicht sachgerecht.

Die auch im internationalen Vergleich niedrige Anzahl an Unternehmen in Österreich, die im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, führt dazu, dass die Möglichkeiten der Parameterwahl insbesondere bei der MOLS beschränkt sind. Durch diese methodenimmanente Beschränkung ist es in der MOLS auch weniger gut möglich, die heterogene Versorgungsstruktur der Stromverteilernetzbetreiber adäquat abzubilden. So zeigen die Ergebnisse auf Seite 34 der vorläufigen Regulierungssystematik, dass gerade dank der diversifizierten Berücksichtigung der Versorgungsstruktur die Effizienzwerte und die Mindesteffizienzwerte in der DEA vergleichsweise höher sind und dadurch möglicherweise die Streuung der Effizienzwerte niedriger ausfällt, als bei der MOLS-Berechnung. Durch eine höhere Gewichtung der MOLS-Ergebnisse im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode wird somit eine Methode, die bei der eher niedrigen Anzahl an Unternehmen Probleme hat, die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber abzubilden, stärker gewichtet. Diese Benachteiligung wird überdies auch innerhalb der DEA-Methoden fortgesetzt. So werden die Ergebnisse der DEA4 und der DEA6 neu mit einem Gewicht von jeweils 25% berücksichtigt. In der dritten Regulierungsperiode wurde die DEA5, die aufgrund der erhöhten Anzahl an Parametern besser geeignet ist, die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber abzubilden, noch mit 40% und die DEA 3 mit 15% gewichtet.

²⁵ Quelle: Consentec auf Basis von Daten von E-Control, Datenstand 19.7.2018

**Demnach sollte die in der dritten Regulierungsperiode von E-Control angewandte Methodenabrechnung bzw. Methodengewichtung auch in der vierten Regulierungsperiode Berücksichtigung finden:
45% MOLS 3; 15% DEA 4, 40% DEA 6**

Zu Pkt. 6.5: Ausreißeranalysen – Zur Durchführung der Ausreißeranalyse

Die E-Control führt eine Ausreißeranalyse nach derselben Vorgangsweise wie beim Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode durch. Dabei werden bestimmte Kennzahlen je Verfahren bzw. Spezifikation, also getrennt für MOLS, DEA4 und DEA6, berechnet und mit Schwellenwerten verglichen, die sich nach vorab fixierten starren Formeln bestimmen.

Bereits für die dritte Regulierungsperiode hatte die Branche auf die Notwendigkeit und Sachgerechtigkeit einer differenzierten Ausreißeranalyse hingewiesen, bei der die Schwellenwerte als Anhaltspunkt für eine verfahrensübergreifende Beurteilung der Ausreißereigenschaften der Unternehmen dienen. **Die differenzierte Ausreißeranalyse ergab seinerzeit einen vom Ergebnis der Behörde abweichenden Befund.**

Für den Datenbestand vom 19. Juli 2018, auf dem die vorläufigen Ermittlungsergebnisse beruhen, hat der Branchengutachter, die Consentec GmbH, erneut eine differenzierte Ausreißeranalyse angewandt. Zusätzlich wurde eine Analyse auf Vorliegen sogenannter Zwillingausreißer²⁶ (auch „masking effects“ oder „swamping effects“ genannt) durchgeführt.

Dabei ergab sich ein identischer Befund wie bei der von der Behörde mit demselben Datenbestand durchgeführten Ausreißeranalyse. Dieses Ergebnis belegt erneut, dass die differenzierte Ausreißeranalyse nicht systematisch zu mehr Ausreißern führt, wie in der Vergangenheit verschiedentlich gemutmaßt wurde.

Aufgrund der Tatsache, dass zwischen den Ergebnissen der beiden Methoden zur Ausreißeranalyse derzeit kein materieller Unterschied besteht, wird auf eine erneute detaillierte Darstellung der differenzierten Ausreißeranalyse und der Zwillingausreißeranalyse an dieser Stelle verzichtet. Da sich der Ausreißerbefund jedoch mit jeder Datenaktualisierung verändern kann, wird vorsorglich **die Anwendung einer differenzierten Ausreißeranalyse einschließlich Zwillingausreißeranalyse für die Durchführung des endgültigen Effizienzvergleichs für die vierte Regulierungsperiode gefordert.**

Im Rahmen dieser differenzierten Ausreißeranalyse ist dabei dem Problem des „masking“ von Ausreißern in der DEA und der Definition möglicher Grenzwert bei der Cook's-Distance adäquat Rechnung zu tragen.

²⁶ Diese hatte sich beim letzten Effizienzvergleich der Gasverteilungsnetzbetreiber als relevant gezeigt.

Zu Pkt. 6.5: Ausreißeranalysen – Zur Umsetzung der Ergebnisse der Ausreißeranalyse

Unternehmen, die als Ausreißer identifiziert werden, werden aus der Stichprobe des betreffenden Verfahrens eliminiert, bevor für die übrigen Unternehmen die Effizienzwerte berechnet werden. Für die Ausreißer selbst muss im jeweiligen Verfahren daher ein Ersatzwert angesetzt werden.

Die Stichprobe mit Datenstand vom 19. Juli 2018 enthält im Verfahren MOLS unstrittig einen Ausreißer nach unten. Bezüglich der Ersatzwertbildung führt die Behörde aus, dass für den Ausreißer nach unten die Mindesteffizienz angesetzt worden sei.²⁷

Bei der Prüfung der vorläufigen Benchmarkingergebnisse auf rechnerische Richtigkeit hat der Branchengutachter Consentec jedoch festgestellt, dass dies nicht der Fall ist. Vielmehr wurde als Ersatzwert derjenige MOLS-Ergebniswert verwendet, der sich für den Ausreißer in der vollständigen Stichprobe ergibt.

Beide Ansätze, sowohl der von der Behörde schriftlich formulierte als auch der offenbar tatsächlich durchgeführte, sind als nicht sachgerecht abzulehnen.

Eine Verwendung des Ergebnisses einer MOLS-Berechnung mit der vollständigen Stichprobe ist unzulässig, weil gerade durch das Vorhandensein der Ausreißer in dieser Stichprobe die Ergebnisse verfälscht werden. Aus ebendiesem Grunde werden die Ausreißer ja anschließend entfernt. Beim Verfahren der MOLS beeinflussen insbesondere auch Ausreißer nach unten die rechnerischen Ergebnisse aller übrigen Unternehmen.²⁸ Diese Beeinflussung kann ein beliebiges Vorzeichen haben, weil eine Verzerrung grundsätzlich alle Schätzkoeffizienten betrifft und damit sowohl eine „Verschiebung“ als auch eine „Winkeländerung“ der Schätzfunktion zur Folge haben kann. Der für den Ausreißer selbst in der vollständigen Stichprobe ermittelte Wert stellt also keineswegs eine Abschätzung des „richtigen“ Werts in die eine oder andere Richtung dar. Vielmehr besteht das Risiko, dass der Ausreißer bei einem solchen Vorgehen ungerechtfertigt schlechtgestellt wird.

Würde man als Ersatzwert dagegen die Mindesteffizienz ansetzen, so würde das Ausreißerunternehmen ungerechtfertigt bessergestellt als andere Unternehmen. Denn ein Unternehmen, das kein Ausreißer ist, kann in der MOLS einen Effizienzwert unterhalb der Mindesteffizienz erhalten. Da die Mindesteffizienz erst nach der gewichteten Durchschnittsbildung der Ergebnisse der drei Benchmarkingverfahren bzw. -spezifikationen angewendet wird, hätte dieses Unternehmen ceteris paribus eine niedrigere Gesamteffizienz als der Ausreißer.²⁹

Die sachgerechte Lösung, um sowohl eine Schlechter- als auch eine Besserstellung des Ausreißers nach unten zu verhindern, besteht darin, als Ersatzwert den niedrigsten MOLS-Effizienzwert in der um alle Ausreißer bereinigten Stichprobe zu verwenden. Dies ist

²⁷ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 33

²⁸ Dies ist bei der DEA nicht der Fall.

²⁹ Beispiel: Unternehmen A ist kein Ausreißer und hat in DEA4 und DEA6 jeweils 85 %, in der MOLS 65 %. Es ergibt sich eine gewichtete Effizienz von 75 % vor Mindesteffizienz und bei einer Mindesteffizienz von 80 % schließlich eine Gesamteffizienz von 80 %. Unternehmen B hat identische DEA-Ergebnisse wie A, ist jedoch in der MOLS Ausreißer nach unten. Würde es in der MOLS einen Ersatzwert in Höhe der Mindesteffizienz von 80 % erhalten, so ergäbe sich eine Gesamteffizienz von 82,5 %, also höher als bei Unternehmen A.

konsistent zur Ersatzwertbildung für Ausreißer nach oben, die den höchsten tatsächlich vorkommenden Effizienzwert von 100% erhalten.

Die obige Lösung ist zudem konsistent zur entsprechenden Regelung in Deutschland, wenn man den Kontext der Regulierungssystematik richtig berücksichtigt. Denn auch in Deutschland wird vermieden, dass der Ausreißer eine Besserstellung erhält. Dort erhalten Ausreißer nach unten den Mindesteffizienzwert im jeweiligen Verfahren.³⁰ Da in Deutschland eine Best-of-Abrechnung über alle Verfahren (und Kostenbasen) erfolgt, ist eine Besserstellung ausgeschlossen.³¹ Somit folgt die obige Lösung – niedrigster MOLS-Effizienzwert in der um alle Ausreißer bereinigten Stichprobe wird als Ersatzwert verwendet – der Grundlogik des deutschen Ansatzes, nämlich dem Ausreißer nach unten einen Wert zuzuweisen, der ihn selbst nicht benachteiligt (was hingegen bei Verwendung des MOLS-Wertes aus der vollständigen Stichprobe nicht ausgeschlossen werden kann), der aber auch keine Besserstellung bewirkt.

Zu Pkt. 7: Bestimmung der Zielvorgaben während der Regulierungsperiode

Verkürzung der Aufholdauer für die Ineffizienz von 10 auf 5 Jahre:

Die Verkürzung der Aufholdauer für die Ineffizienz von 10 auf 5 Jahre und der damit bedingten Konsequenz einer Verdoppelung der bisherigen individuellen Effizienzabschläge führt bei den Netzbetreibern zu einer unzumutbaren Belastung. Die seitens der E-Control definierten Zielvorgaben in der vierten Regulierungsperiode können dadurch weder erreicht und schon gar nicht übertroffen werden.

Oesterreichs Energie fordert daher, dass die, im Dokument „vorläufige Regulierungssystematik“, angeführte Verkürzung der **Abbaudauer für Ineffizienzen** wieder zurückgenommen wird und **wie bisher mit 10 Jahre angesetzt wird. Eine Verkürzung wird strikt abgelehnt und kann von den Netzbetreibern nicht akzeptiert werden!**

Unabhängig davon, dass die Verkürzung der Aufholdauer nie Gegenstand der seit einem dreiviertel Jahr intensiv geführten Gespräche auf Experten- und HL-Ebene war, sind die von der E-Control hierfür **genannten Gründe für uns nicht nachvollziehbar.**

Zur Einordnung der Wirkung der Abbaudauer wird von der E-Control ein irreführender Vergleich mit der ersten(!) Regulierungsperiode angeführt, wonach die maximale jährliche Zielvorgabe nun 5,12% und damit weniger als in der ersten Regulierungsperiode betrage. Tatsächlich ist die maximale jährliche Zielvorgabe aber von der ersten zur dritten Regulierungsperiode von 5,45%³² auf 4,375%³³ deutlich gesunken und soll nun zur vierten

³⁰ Anlage 3 Absatz 5 ARegV

³¹ Für das Beispiel aus Fußnote 29 ergäbe sich Folgendes: Unternehmen A (kein Ausreißer) erhielte als Gesamteffizienz den aus der DEA stammenden Wert von 85 %. Unternehmen B (Ausreißer nach unten) würde in der MOLS auf 80 % gesetzt und erhielte durch die Best-of-Abrechnung ebenfalls eine Gesamteffizienz von 85 %.

³² § 16 Absatz 4 SNT-VO 2006

³³ Regulierungssystematik 3. Regulierungsperiode, Seite 75

Regulierungsperiode auf 5,12% und somit fast auf dasselbe Niveau wie in der ersten Periode angehoben werden.

Betrachtet man die individuelle Effizienzvorgabe separat, also unter Bereinigung um die nominell von allen Unternehmen als erreichbar deklarierte und jedenfalls getrennt zu erörternde generelle Produktivitätsvorgabe, so ergibt sich ein noch deutlicheres Bild: Die maximale individuelle Effizienzvorgabe betrug in der ersten Regulierungsperiode 3,5%³⁴, in der dritten sank sie leicht auf 3,165%³⁵, und soll nun auf 4,36% und somit deutlich über das Niveau der ersten Periode angehoben werden.

Die nun vorgesehene Verkürzung der Periode zum Abbau der Ineffizienz von 10 auf 5 Jahre bewirkt faktisch eine Quadrierung der Effizienzwerte und somit in etwa eine Verdopplung der Ineffizienzen bzgl. Xind auf OPEX. Im folgenden Bild ist dies für die Effizienzwerte gemäß Datenstand 2. Juli 2018 (zwischenzeitliche Aktualisierung hat keinen Einfluss auf die Aussagekraft) illustriert. Ein beispielhaft ausgewähltes Unternehmen mit einer Effizienz von 90% müsste bei vollständigem Abbau über 5 Jahre nach diesen 5 Jahren die Kosten auf 90% gesenkt haben. Bei einem Abbau über 10 Jahre, wie in der dritten Regulierungsperiode, wären dagegen nur bei einem viel niedrigeren Effizienzwert von 81% ebenfalls nach 5 Jahren noch 90% der Kosten zu erreichen ($0,81^{5/10} = 0,9$). In Bezug auf Xind für OPEX wird also ein Effizienzwert von 90% durch die Verkürzung der Abbaudauer auf 5 Jahre faktisch zu einem äquivalenten Effizienzwert von 81%.

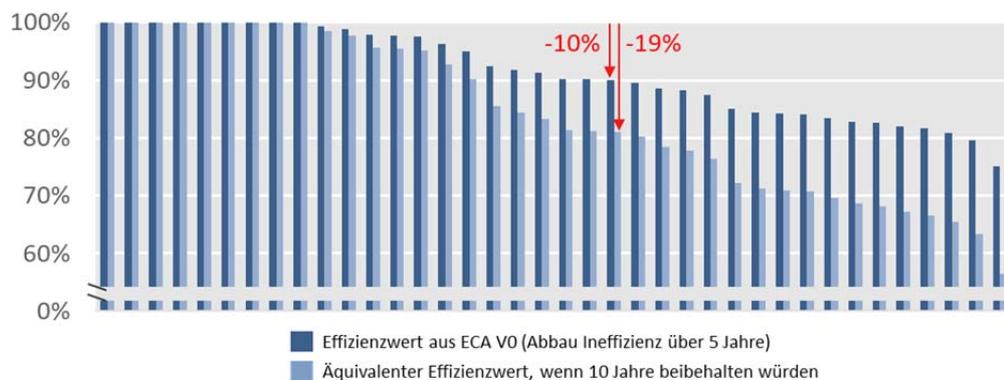


Abbildung 6: Faktische Wirkung einer Verkürzung der Abbaudauer der Ineffizienzen³⁶

Von der Verkürzung der Abbaudauer sind rd. dreiviertel der dem Benchmarking unterworfenen, Netzbetreiber betroffen. Das Ausmaß der Betroffenheit steigt mit sinkendem Effizienzwert so dass hier eine Verzerrung in dem Sinne eintritt, dass stark unterschiedliche Wirkungen auf die einzelnen Unternehmen erfolgen.

³⁴ § 16 Absatz 4 SNT-VO 2006

³⁵ Regulierungssystematik 3. Regulierungsperiode, Seite 75

³⁶ Quelle: Consentec auf Basis von Daten von E-Control, Datenstand 2.7.2018

Im Vergleich dazu hat die vorgesehene Anhebung der Mindesteffizienz, die von der Behörde in einen Zusammenhang mit der Verkürzung der Abbaudauer gebracht wird³⁷, eine wesentlich schwächere Wirkung, die die obigen Härten keinesfalls kompensiert. Denn erstens wirkt die Anhebung der Mindesteffizienz auf 80% nur auf derzeit drei Unternehmen. Und zweitens beträgt die äquivalente Mindesteffizienz unter Berücksichtigung der Verkürzung der Abbaudauer von 10 auf 5 Jahre 64% ($=0,8^2$) und liegt damit deutlich unter der bisherigen Mindesteffizienz von 72,5%.

Vorsorglich und mit Blick auf die zu diesem Thema im letzten Expertengespräch am 13. Juli 2018 erfolgten Diskussionen sei klargestellt, dass **die Wirkung der Abbaudauer stets aus Unternehmenssicht zu beurteilen ist**. Diese ist unabhängig von der Unternehmensgröße. **Ein allfälliges Abstellen auf kostengewichtete Durchschnittswerte oder branchenweit kumulierte Erlöswirkungen verkennt die Herausforderungen für die betroffenen Unternehmen und die Verantwortung der Behörde für die „Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage...“³⁸.**

In diesem Zusammenhang ist auch die Behauptung der Behörde, die vorgesehene Festlegung sei ein „*ausgewogener Mittelweg*“³⁹, unzutreffend. Denn sie unterstellt, dass es hier um eine eindimensionale Abwägung zwischen der bisherigen Regelung und einem nicht näher spezifizierten „Yardstick-System“ als willkürlich gewähltem Extremfall gehe. Tatsächlich besteht aber ein unmittelbarer Zusammenhang zu anderen Dimensionen bzw. Aspekten der Regulierungssystematik, beispielsweise zur oben genannten Frage einer Best-of-Abrechnung, die eine grundsätzliche Senkung der Ineffizienzen bewirken würde, wodurch die Abbaudauer sich auf ganz andere Zahlenwerte beziehen würde.

Ebenso nicht richtig ist die angeführte Behauptung, dass ein solches Vorgehen „*im europäischen Vergleich üblich*“ sei. Sofern hiermit auf das häufig von der E-Control herangezogene Beispiel Deutschland abgestellt werden soll, ist festzuhalten, dass dort eine Best-of-Abrechnung sowohl über zwei unterschiedliche Kostenbasen als auch über zwei unterschiedliche Benchmarkingmethoden erfolgt (§ 12 ARegV). Hierdurch sind die Ineffizienzen ceteris paribus deutlich niedriger als bei der von der Behörde nun für Österreich vorgesehenen Systematik mit nur einer Kostenbasis und einer Durchschnittsbildung über die Benchmarkingmethoden. Aus den zuvor angeführten Gründen ist die Wirkung derselben Abbaudauer der Ineffizienzen in der von der Behörde vorgesehenen Systematik deutlich stärker.

Zudem wird der seitens E-Control für die Verkürzung der Abbaudauer der Ineffizienz herangezogene Befund von swiss economics, „*wonach eine höhere Kostenbasis wichtiger als ein guter Effizienzwert erscheint*“, als sachlich und methodisch nicht korrekt angesehen. Dies insofern, da standardisierte TOTEX innerhalb der Periode gestiegen sind, allerdings die OPEX überwiegend innerhalb der Periode gesunken sind. Dies bestätigt sich durch

³⁷ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 36

³⁸ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 6

³⁹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 37

Aussagen von swiss economics, wodurch auf Basis der von swiss economics durchgeführten vereinfachten „Plot-Analyse“ eine OPEX-basierte Bestimmung des Xgen zu einem klar positiven Wert führen müsste. Der Anstieg der CAPEX resultiert u.A. aus der notwendigen Erweiterung der Netzinfrastruktur sowie auch aus der seit 2000 stark zugenommenen Einspeisung durch erneuerbare Energieträger und die damit verbundenen hohen Investitionen für den Netzanschluss dieser Einspeiser, welche die Kosten überproportional getrieben haben. Anzumerken ist zudem, dass „ineffiziente“ Investitionen gemäß der in Anwendung stehenden Regulierungssystematik zu höheren Effizienzabschlägen in der Folgeperiode führen. Daraus auf eine nicht wirksame bisherige Anreizregulierung zu schließen ist fahrlässig und kann somit keinesfalls als eine Entscheidungsgrundlage für die zukünftige Regulierungssystematik herangezogen werden.

Mit der Argumentation, dass *„eine höhere Kostenbasis wichtiger als ein guter Effizienzwert zu sein scheint“* bzw. dass *„eine hohe Kostenbasis gegenüber einem hohen Effizienzwert Vorzüge bringt“*⁴⁰ wird unter anderem die Verkürzung des Abbaus der Ineffizienzen von 10 auf 5 Jahre begründet.

Diese Argumentation unterstellt, dass die Unternehmen diesbezüglich weitgehende Gestaltungsfreiheit hätten und lässt dabei völlig außer Acht, dass einleitend auf Seite 8 ausdrücklich ausgeführt wird, dass die E-Control einen *„strengen Maßstab bei der Beurteilung der Kosten, sowohl dem Grunde als auch der Höhe nach“* setzt.

Vor diesem Hintergrund des ausdrücklichen strengen Maßstabes bei der Kostenfeststellung ist es nicht nachvollziehbar, dass neben dem Entfall der Best-Of-Beurteilung auch bei der Aufholdauer eine derartig strenge Verschärfung zur Anwendung kommen soll. In diesem Zusammenhang sind auch die Formulierung, dass nämlich *„die Kosten des konkreten Unternehmens“*⁴¹ verwendet würden und, dass die *„Festlegung der Ausgangskostenbasis anhand unternehmensindividueller Netzkosten“*⁴² erfolgen würde, irreführend.

Tatsächlich handelt es sich nämlich nicht um die tatsächlichen Kosten der Unternehmen, sondern um die unter Anwendung eines „strengen Maßstabes“ bereinigten Kosten. Dementsprechend **wird von der E-Control ein verschärftes doppeltes Benchmarking angewandt**: Zuerst erfolgt eine Bereinigung unter Anwendung eines „strengen Maßstabes“ („Benchmark“) der Ist-Kosten und erst in der Folge ein Benchmarking im mathematischen Sinne, welches durch den Entfall der Best-Of-Beurteilung zusätzlich verschärft ist. Auf Unverständnis stößt bei uns auch die Tatsache, dass die E-Control aufgrund einer „grafischen Analyse“ einer Präsentationsfolie von swiss economics⁴³ den folgenschweren Schluss für die Verkürzung der Abbaudauer zieht. *„Die grafische Analyse des von der E-Control bereitgestellten Xgen-Datensatzes zeigt einen stetig steigenden Verlauf der realen standardisierten CAPEX, eine starke Variation der*

⁴⁰ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 60

⁴¹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 19

⁴² Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 37

⁴³ Präsentation „Zwischengutachten Xgen“ von swiss economics, Folie 16

realen OPEX sowie kontinuierlich steigende reale standardisierte TOTEX. Im Vergleich zum allgemeinen Preisniveau ist ein überdurchschnittlich steigender Verlauf der Kosten sichtbar, der in den Fotojahren besonders ausgeprägt ist“⁴⁴

In wieweit eine grafische Analyse, eine dem Stand der Wissenschaft entsprechende Analyse-Methode darstellt, sei dahingestellt. Jedenfalls kann ein optisches Begutachten (durch „hinschauen“) einer grafischen Darstellung, ohne die Verwendung objektiver Kriterien, nicht die Grundlage für regulatorische Entscheidungen, die massive monetäre Konsequenzen für die Verteilernetzbetreiber nach sich ziehen, bilden. Überdies sind in der Präsentationsfolie für die dritte Regulierungsperiode lediglich 3 (von 5) Jahren dargestellt.

Bei einer Beibehaltung der bisherigen Aufholdauer der Ineffizienz von 10 Jahren ergeben sich unter Berücksichtigung eines vorläufigen Xgen iHv 0,785% auch in der zukünftigen vierten Regulierungsperiode immer noch sehr hohe jährliche Zielvorgaben von 1,7% p.a. für durchschnittlich effiziente Netzbetreiber bis 3,6% p.a. für Netzbetreiber an der Mindesteffizienz (rd. 75%). An dieser Stelle – gemäß vorläufiger Regulierungssystematik – von „vernachlässigbaren“ Zielvorgaben zu sprechen ist als Provokation gegenüber den Verteilernetzbetreibern zu werten, welche nach bisher drei Regulierungsperioden durchschnittlichen Effizienzvorgaben von rd. -36% ausgesetzt waren und zudem unter Berücksichtigung der angeführten Rahmenbedingungen (u.a. #mission 2030, Clean Energy Package for all Europeans etc.) vor noch nie da gewesenen zukünftigen Investitions- und Betriebs Herausforderungen stehen.

Bei einer Halbierung der bisherigen Abbaudauer für die Ineffizienz auf 5 Jahre kommt es zu einer sprunghaften Verschlechterung der Rahmenbedingungen gemäß vorläufiger Regulierungssystematik, zumal die jährlichen zusätzlichen Zielvorgaben für einen durchschnittlich effizienten Netzbetreiber -2,6% p.a. und für einen Netzbetreiber an der Mindesteffizienz sogar - 5,1%!! p.a. betragen würden.

Im Weiteren legt die E-Control einigen Unternehmen offenbar zur Last, dass sie „lediglich den Kostenpfad erfüllen“, und leitet hieraus eine Rechtfertigung zur Verschärfung eben jenes Kostenpfades ab. Dabei verkennt die Behörde die Theorie der Anreizregulierung, die gerade darin besteht, den Unternehmen individuelle, von der Effizienz abhängige Kostenpfade vorzugeben, um so die weniger Effizienten dazu anzureizen, ihre Kosten stärker zu senken als die Effizienteren. Es lässt sich wohl kaum – wie durch die Formulierung „lediglich“ unterstellt wird – ein Vorwurf daraus ableiten, wenn Unternehmen dieser Vorgabe folgen, zumal diese in Form des Xgen noch eine weitere, von der individuellen Effizienz unabhängige Komponente enthält.

⁴⁴ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 15

Zu Pkt. 9: Finanzierungskostensatz (WACC)

Hinsichtlich der Festsetzung des Finanzierungskostensatzes (WACC) gemäß vorläufiger Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Strom sowie in Bezug auf die seitens E-Control geäußerte Kritik zu den von den Gutachtern von NERA Economic Consulting (NERA) und Becker Büttner Held Rechtsanwälte (BBH) präsentierten Ergebnissen im Gespräch vom 6. Juni 2018 zur Bestimmung eines angemessenen Finanzierungskostensatzes wird auf die im Anhang zu dieser Stellungnahme angeführten Gutachten verwiesen^{45u.46}.

Grundsätzlich ist in diesem Zusammenhang festzuhalten, dass gemäß europäischer Regulierungspraxis bei der Bestimmung des Finanzierungskostensatzes (WACC) neue, dem Stand der Wissenschaft entsprechende Methoden (z.B. „Total-Market-Return“ bzw. „implizite Marktrisikoprämie“) zu berücksichtigen sind, um aktuelle Kapitalmarktverhältnisse, welche zu einer drastischen Reduktion des risikolosen Zinssatzes bei gleichzeitiger Erhöhung der Marktrisikoprämie geführt haben („inverse Korrelation“), zu berücksichtigen.

Diese Vorgehensweise entspricht der aktuellen Entscheidung des OLG Düsseldorf zur Eigenkapital-Zinsfestsetzung in Deutschland. Das Gericht folgte dem Gutachter, welcher bestätigt, dass eine rein historische Berücksichtigung der Zahlen gemäß DMS-Studie („Schema-F Ansatz“) – wie vom Gutachter Frontier Economics der BNetzA durchgeführt – ungenügend ist, um die außergewöhnlichen Verhältnisse auf den Kapitalmärkten seit der Finanzkrise entsprechend abzubilden.

Die Gutachten von NERA und BBH führen zudem eine kritische Analyse der E-Control - Festsetzung für die dritte Regulierungsperiode Verteilernetzbetreiber Gas durch sowie berücksichtigen die Entscheidung des OLG-Düsseldorf zur Aufhebung der Eigenkapital-Zinsfestsetzung der BNetzA in Deutschland.

Ein Schwerpunkt der Gutachten von NERA und BBH liegt auf der Bestimmung der Marktrisikoprämie (MRP) auf Basis eines Gesamtmarktrenditeansatzes („TMR“), wodurch die Marktrendite (= Summe risikoloser Zinssatz + MRP) u.a. auf Basis „vorwärtsgewandter“ Kapitalmarktmodelle („implizite Marktrisikoprämie“) berechnet bzw. verprobt wird.

Dabei wird eine – den gegenwärtigen Marktverhältnissen entsprechende – Marktrendite iHv. 8,1% (NERA) bzw. 8,41% (BBH) abgeleitet.

Diese resultierende Gesamtmarktrendite wird zudem mit der seitens der Wirtschaftsprüfer als angemessen erachteten Marktrendite iHv 7,5% bis 9,0% (Ø 8,25%) verprobt (vgl. Empfehlung des Fachsenates der Wirtschaftstreuhänder in Österreich - Fachgutachten zur Unternehmensbewertung KFS/BW 1E7).

Ergebnisse WACC 4. Regulierungsperiode – NERA:

⁴⁵ Gutachten „WACC für Stromverteilnetze (2019-2023)“; NERA Economic Consulting, Thomas Haug, Lorenz Wieshammer - 15. Juni 2018 (Beilage 4 zur OE-STN)

⁴⁶ „Gutachten zur Ermittlung des Finanzierungskostensatzes nach § 60 EIWOG für die Stromverteilernetzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode mit Stichtag 31.12.2017“; BBH - Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH, WP/StB Rudolf Böck, Ronald Storp, CFA, CVA, 29. Mai 2018 (Beilage 5 zur OE-STN)

Die resultierenden Ergebnisse für **den WACC gemäß NERA-Gutachten iHv. 5,73% bis 5,82%** sind nachfolgend ersichtlich, wobei sich die angeführten Szenarien aufgrund unterschiedlicher Ansätze für den risikolosen Zinssatz ergeben:

%, außer Beta	E-Control		NERA		
	Strom '13	Gas '16	(1)	(2)	(3)
Risikoloser Zinssatz	3,27	1,87	1,03	1,87	2,21
Beta (unverschuldet)	0,33	0,40	0,40	0,40	0,40
Beta (verschuldet)	0,69	0,85	0,85	0,85	0,85
Marktrendite	8,27	6,87	8,10	8,10	8,10
Marktrisikoprämie	5,00	5,00	7,07	6,23	5,89
EK-Zinssatz (nach St.)	6,72	6,12	7,04	7,17	7,22
FK-Zinssatz (vor St.)	4,72	2,70	3,29	3,29	3,29
WACC (vor St.)	6,42	4,88	5,73	5,80	5,82

Abbildung 7: Ergebnisse Gutachten NERA - WACC für Stromverteilernetze (2019-2023)⁴⁵

Ergebnisse WACC vierte Regulierungsperiode – BBH:

Auf Grundlage des **Gutachtens von BBH** ergibt sich ein **WACC (Stichtag 31.12.2017) iHv 6,18% v. St.**

	Unternehmensbewertung		Regulierung
	Unternehmensbewertung untere Bandbreite 31.12.2017	Unternehmensbewertung obere Bandbreite 31.12.2017	4. Regulierungsperiode Strom (BBH) 31.12.2017
Eigenkapitalzinssatz (Parameter)			
risikoloser Zinssatz	1,31%	1,31%	2,24%
unlevered Beta	0,420	0,420	0,420
levered Beta	0,893	0,893	0,893
Marktrisikoprämie	6,19%	7,69%	6,17%
Total Market Return	7,50%	9,00%	8,41%
EK-Zinssatz nach Steuer	6,83%	8,17%	7,75%
Steuersatz	25%	25%	25%
EK-Zinssatz vor Steuer	9,11%	10,90%	10,33%
Fremdkapitalzinssatz (Parameter)			
risikoloser Zinssatz	1,31%	1,31%	2,24%
Risikoprämie FK (inkl. Zuschläge)	1,91%	2,11%	1,18%
FK-Zinssatz vor Steuer	3,22%	3,42%	3,42%
Steuersatz	25%	25%	25%
FK-Zinssatz nach Steuer	2,42%	2,57%	2,57%
Anteil verzinsliches Fremdkapital	60%	60%	60%
Anteil Eigenkapital	40%	40%	40%
nominaler WACC nach Steuer	4,19%	4,81%	4,64%
nominaler WACC vor Steuer	5,58%	6,41%	6,18%

Abbildung 8: Ergebnisse Gutachten BBH – Finanzierungskostensatz Stichtag 31.12.2017⁴⁶

Abbildung Mark-up in der Regulierungsformel – fehlende Berücksichtigung bei systemimmanenten Zeitverzug:

Wie in den Experten- und High-Level Verhandlungsterminen definiert und im Dokument „Vorläufige Regulierungssystematik“⁴⁷ angeführt, ist für Neuinvestitionen während der vierten Regulierungsperiode (2019 – 2023) ein Mark-up zu berücksichtigen:

„Für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode (d.h. für Investitionen ab 2019 bis 2023) wird für die Dauer der Regulierungsperiode der Finanzierungssatz für eigenkapitalfinanzierte Anlagen um 0,8 Prozentpunkte erhöht, d.h. der Mark-up auf die durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten beträgt 0,32 Prozentpunkte (=0,80 x 40% EK-Anteil). Es ergibt sich somit ein WACC für Neuanlagen in Höhe von 5,20% p.a.“

Der Kapitalkostenabgleich 2021 (inkl. korrekter Berücksichtigung des Mark-up) wird exemplarisch formal wie folgt definiert:

$$\begin{aligned} \text{Kapitalkostenabgleich}_{2021} &= AfA_{2019} + RAB_{\text{Vermögen bis 2016}}^{2019} \times WACC \text{ Eff} \\ &+ RAB_{\text{Vermögen ab 2017}}^{2019} \times 4,88\% \\ &+ RAB_{\text{Vermögen ab 2019}}^{2019} \times 5,20\% \end{aligned}$$

Abbildung 9: Kapitalkostenabgleich: Vorl. Regulierungssystematik vierte Regulierungsperiode Stromverteilernetzbetreiber⁴⁸

Hinsichtlich der Aufrollung des Kapitalkostenabgleiches wird seitens E-Control allerdings fälschlicherweise angeführt, dass die Aufrollung ohne Anwendung des Mark-up durchzuführen sei, um zu verhindern, dass die Unternehmen von diesem Zusatzanreiz doppelt profitieren.

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_t &= BKFaktor_t^{\text{neue Spezifikation}} - BKFaktor_{t-2}^{\text{neue Spezifikation}} \\ &+ \text{Kapitalkostenabgleich}_t^{\text{ex.Mark-up}} - \text{Kapitalkostenabgleich}_{t-2}^{\text{ex.Mark-up}} \\ &+ nbK_{t-2} - nbK_{t-4} \end{aligned}$$

Abbildung 10: Aufrollung Kapitalkostenabgleich: Vorl. Regulierungssystematik vierte Regulierungsperiode Stromverteilernetzbetreiber⁴⁹

Die korrekte Abbildung des Mark-up für die vierte Regulierungsperiode – gültig für die gesamten Neuinvestitionen (2019 bis 2023) – erfordert entgegen der E-Control Ausführungen allerdings die Aufrollung des Kapitalkostenabgleiches mit Mark-up, da andernfalls ein Mark-up nur für drei Jahre (auf Basis IST 2019-2021) gewährt werden würde. Folglich ist die Aufrollung des Kapitalkostenabgleiches mit Anwendung des Mark-up durchzuführen:

$$\text{Aufrollung}_t = \text{Kapitalkostenabgleich}_t^{\text{inkl.Mark-up}} - \text{Kapitalkostenabgleich}_{t-2}^{\text{inkl.Mark-up}}$$

⁴⁷ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 41

⁴⁸ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 13

⁴⁹ Vorläufige Regulierungssystematik, Seite 53

Zu Pkt. 11.1.: Betriebskostenfaktor**Betriebskostenfaktor im Zusammenhang mit unterbrechbaren Zählpunkten:**

Oesterreichs Energie vertritt die Meinung, dass der Rückgang der unterbrechbaren Zählpunkte bei der Berechnung des Betriebskostenfaktors ausgenommen werden muss. Diese Vorgehensweise steht im Einklang mit der Position der E-Control („Tarife 2.0“), wonach eine Öko-Befreiung der unterbrechbaren Netznutzer evaluiert werden sollte.

Durch die geänderte Fördermittelaufbringung – insb. die Zählpunkt- bzw. Ökostrompauschale – ist in den letzten Jahren ein deutlich sichtbarer Rückgang bei den „unterbrechbaren Zählpunkten“ zu beobachten. Für immer mehr Kunden mit elektrischer Warmwasserbereitung und ähnlichen Anwendungen ist durch die steigenden Fix-Kosten kein Anreiz zur Weiterführung dieser separat verzählten Elektroanwendungen mehr gegeben und diese Anlagen werden stillgelegt oder in den normalen Bezugszählpunkt integriert.

Verstärkt wurde dieser Trend durch die aktuelle – vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare – Erhöhung der Ökostrompauschale (von 11 auf bis zu 33 €/Jahr – netto).

Bei der Ermittlung des Betriebskostenfaktors bewirkt dieser Zählpunktrückgang eine entsprechende reduzierte Kostenanerkennung.

Bei der jährlichen Ermittlung des Betriebskostenfaktors ist der Rückgang der unterbrechbaren Zählpunkte entsprechend auszunehmen. Dies erklärt sich insofern, als beim speziellen Fall des Rückbaus der unterbrechbaren Zählpunkte, abweichend zu einer Netzerweiterung oder eines Netzzurückbaues, es zu keinem gleichzeitigen Rückbau der gesamten Netzinfrastruktur – mit Ausnahme des unterbrechbaren Zählpunktes - kommt.

Gleichzeitig ist der mit der Stilllegung verbundene Zählerausbau und Ausbau des Rundsteuerempfängers per Verordnung mit 20 € (netto) gedeckelt. Mit diesem festgesetzten Preis ist eine kostendeckende Abwicklung dieser Geschäftsfälle nicht möglich.

In dieser Kombination

- einer faktischen Betriebskostenerhöhung durch die Abarbeitung der Stilllegung
 - ohne kostendeckender Verrechnung für die Stilllegung
 - bei gleichzeitig „berechneter“ Betriebskostensenkung für unterbrechbare Zählpunkte
- eröffnet sich somit eine doppelte Kostenlücke.

Weiters ist bei der auf Seite 50 angeführten Formel der Term „Zählpunkte in beide Richtungen“ versehentlich nur einfach gezählt. Die Formel ist korrekt um den Faktor 2 zu ergänzen.

Betriebskostenfaktor Smart Metering:

Mit der Begründung eines enormen Prüfungsaufwandes seitens der Behörde wurde das in der dritten Regulierungsperiode angewendete Cost-Plus-Verfahren für die Abgeltung der operativen Mehrkosten im Zuge des Smart Meter Rollouts nun durch einen einheitlichen Betriebskostenfaktor ersetzt. Der neue Smart Meter-Betriebskostenfaktor soll die Mehrkosten während der vierte Regulierungsperiode abdecken.

In allen zwischen Branche und der E-Control geführten Gesprächen wurde weiters von der Behörde bestätigt, dass die – bis jetzt gültige – OPEX-COST-PLUS-Systematik jedenfalls weiter für die dritte Regulierungsperiode zur Anwendung kommt.

Das bedeutet, dass die Aufrollung des t-2 Verzuges der Smart Meter-Opex-Kosten der Jahre 2017 und 2018 noch in die Tarifbasis der Jahre 2019 und 2020 einfließen muss. Gleichzeitig ist der pauschalierte Smart Meter-Betriebskostenfaktor gemäß Formel für alle ab dem Jahr 2016 ausgerollten Smart Meter zu gewähren. Das Jahr 2016 muss deshalb zu Anwendung kommen, da dieses Jahr die geprüfte Kostenbasis für die vierte Regulierungsperiode ist und in dieser Kostenbasis die Smart Meter-OPEX-Kosten bis inklusive dem Jahr 2016 bereits enthalten sind. Für jeden ab dem Jahr 2016 eingebauten Smart Meter gilt dann der neue Smart Meter-Betriebskostenfaktor aber nur bezogen auf die Smart Meter Anzahl des Jahres 2016. Diese Vorgehensweise beinhaltet auch, dass kein Abzug der Smart Meter-OPEX-Kosten 2016 in der Kostenbasis für 2019 erfolgt.

Diese sachgerechte – und vereinbarte – Abgeltung der operativen Mehrkosten für Smart Meter ist allen betroffenen Netzbetreibern zu gewähren und entsprechend gleich anzuwenden!

Zu Pkt. 15: Ausblick

Oesterreichs Energie ersucht um Berichtigung, dass die auf Seite 60 (und 29) vermerkte „Mitarbeit“ *„In Hinblick auf die Entwicklung geeigneter Outputparameter, die nicht nur zukünftige Entwicklungen adäquat abbilden, sondern auch geeignete Anreize zur Erhöhung der Auslastung setzen und Anreize zum effizienten Netzausbau und -betrieb gewähren, wurde von Österreichs Energie in Aussicht gestellt, einen zeitnahen, aktiven Beitrag für die nächste Regulierungsperiode zu leisten.“* im Zusammenhang mit der Tarifstruktur diskutiert und nicht im vordergründigen Zusammenhang mit einem künftigen Benchmarking ausgesprochen wurde.

Sonstiges:

Im Zuge der Beurteilung der Höhe der Angemessenheit von Öffentlichkeitsarbeit (konkret Werbe- und Marketingaufwendungen mit Außenwirkung) hat die Behörde bei den Kostenprüfungen bei allen Netzbetreibern eine Obergrenze von 0,25 EUR pro Zählpunkt festgelegt!

Diese Vorgehensweise stößt auf großes Unverständnis und wird abgelehnt. Besonders von der E-Control wird immer wieder auf die Einhaltung der Unbundlingvorgaben hingewiesen und ein eigenständiger Auftritt der Verteilernetzbetreiber (Bekanntmachen der Marke, geforderte Informationsschreiben, Smart Meter Kampagnen, etc.) strikt eingefordert!

Es ist sicherzustellen, dass die Verteilernetzbetreiber von anderen Akteuren am Strommarkt unterschieden werden können und breitenwirksam bekannt ist welche Aufgaben, Tätigkeiten, Services etc. angeboten werden. Dies ist insbesondere für Tätigkeiten, die

Verteilernetzbetreiber in Kundenanlagen durchzuführen haben (z.B. Zählermontage oder -tausch in Wohnungen), bzw. Information zu Serviceleistungen für den Kunden von Bedeutung.

Die geplante Kürzung der Mittel für die Öffentlichkeitsarbeit widerspricht auch der Intention der Europäischen Kommission welche den Verteilernetzbetreiber als neutralen Market Enabler und wesentlichen Akteur in der Energiewende vorsieht.

Die 0,25 EUR pro Zählpunkt müssen auf 2,0 EUR pro Zählpunkt angehoben werden.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Leonhard Schitter
Präsident

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche.

Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit knapp 21.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 23.000 MW und einer Erzeugung von rund 65 TWh jährlich, davon 75,6 Prozent aus erneuerbaren Quellen.