

Beilage ./2A

Annex zur Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Systematik für Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh im Kalenderjahr 2008.

1. Jänner 2025 bis 31. Dezember 2029

1. Einleitung

Prinzipiell gelten für die kostengeprüften Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 (folgend: „Stromverteilernetzbetreiber \leq 50 GWh“) die gleichen Grundzüge zur Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode (Beilage ./2) wie für die Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 (folgend: „Stromverteilernetzbetreiber $>$ 50 GWh“).

Dieses Dokument dient der Zusammenfassung und Beschreibung der systemimmanenten Änderungen, die sich im Vergleich zur Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode (Beilage ./2) ergeben und für die Stromverteilernetzbetreiber \leq 50 GWh ab dem 1. Jänner 2025 gelten. Diese Anpassungen betreffen vorrangig folgende Teilbereiche (detailliertere Erläuterungen sind nachfolgend in den entsprechenden Kapiteln vorzufinden):

- Zeitraum der Regulierungsperiode;
- Aktualisierung des Finanzierungskostensatz (WACC) für Altanlagen;
- Einführung einer neuen Abgeltungssystematik der Kapitalkosten (CAPEX);
- Unterschiede in der Durchführung der Benchmarking-Analyse.

2. Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode

Die Anreizregulierungsperiode für kostengeprüfte Stromverteilernetzbetreiber \leq 50 GWh gilt ebenfalls für einen Zeitraum von fünf Jahren, jedoch um ein Jahr zeitversetzt, also von 1. Jänner 2025 bis 31. Dezember 2029.

3. Ermittlung der Ausgangskostenbasis

Um beim Kostenprüfungsjahr die Vergleichbarkeit mit den Stromverteilernetzbetreibern $>$ 50 GWh zu gewährleisten, wird das Geschäftsjahr 2021 für die Prüfung der Ausgangskostenbasis beibehalten. Die Vergleichbarkeit ist insbesondere in Hinblick auf die durchgeführte Benchmarking-Analyse wesentlich.

Die Hochrechnung für die Bestimmung der Ausgangskostenbasis (OPEX-Pfad₂₀₂₄) aller betroffenen Unternehmen erfolgt daher unter zusätzlicher Anwendung des Netzbetreiberpreis-

indexes (NPI) sowie der generellen Zielvorgabe (X_{gen}) bis 31. Dezember 2024 (statt 31. Dezember 2023). Diese Kosten werden anschließend mit der Zielvorgabe und dem NPI zum OPEX-Pfad₂₀₂₅ (Basis Entgelte 2025) übergeleitet.

4. Finanzierungskostensatz (WACC)

Im Rahmen der fünften Regulierungsperiode wurde beim WACC eine separate Betrachtung von Alt- und Neuanlagen eingeführt. Eine ausführliche Beschreibung dieser neuen WACC-Systematik ist in der Regulierungssystematik vorzufinden (Beilage ./2, Kapitel 11).

Durch diesen getrennten Ansatz soll durch den $WACC_{\text{Neuinvest}}$ die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen im Sinne der Netz- und Versorgungssicherheit (§ 4 Z 4 und § 59 Abs. 1 ElWOG 2010) gewährleistet werden. Durch die Berücksichtigung der aktuellen Entwicklung der Zinslandschaft im $WACC_{\text{Neuinvest}}$ sollen mit Hilfe dieses Ansatzes spürbare Investitionsanreize sichergestellt werden bzw. soll vermieden werden, dass in der aktuell volatilen Finanzmarktsituation notwendige Investitionen verschoben werden. Damit wird einerseits die wirtschaftliche Geschäftsgrundlage der regulierten Unternehmen sichergestellt und andererseits Investitionssicherheit geschaffen.

Darüber hinaus sollen die Netzbenutzer:innen im regulierten Bereich durch den $WACC_{\text{Altbestand}}$ vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen geschützt werden. Investitionen aus dem alten Anlagebestand der Netzbetreiber konnten bereits im Niedrigzinsumfeld der vergangenen Jahre günstig finanziert werden. Im Sinne eines angemessenen Ausgleichs für die Tätigkeit des Netzbetreibers (§ 4 Z 6 ElWOG 2010) stellt deshalb die Weiterführung der WACC-Ermittlung auf Basis einer Vergangenheitsorientierung mit einer mehrjährigen Durchschnittsbildung analog zu den vorherigen Regulierungsperioden eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand dar.

Da die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber ≤ 50 GWh erst mit dem 1. Jänner 2025 beginnt, also im Vergleich zu den Stromverteilternetzbetreibern > 50 GWh zeitversetzt um ein Jahr, wird für den $WACC_{\text{Altbestand}}$ eine Aktualisierung der zugrundeliegenden Durchschnittsbildung auf Basis aktueller Daten bis 31. August 2024 vorgenommen. Die Aktualisierung beschränkt sich analog zum $WACC_{\text{Neuinvest}}$ auf die Fremdkapitalzinsen und den risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung.

Im Zuge des finalen Annexes zur Regulierungssystematik haben die Gutachter Univ.-Prof. Dr. Randl und Univ.-Prof. Dr. Zechner im Auftrag der Behörde die finalen WACC-Werte unter Zugrundelegung der Regulierungssystematik (Beilage ./2) und der damit zusammenhängenden bereits erfolgten Gutachten aktualisiert. Die Aktualisierung der beiden Finanzierungskostensätze basiert jeweils auf Daten bis zum Stichtag 31. August 2024 (vgl. die Beilage ./2D und Beilage ./2E).

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber ≤ 50 GWh sowie ein Vergleich zur vierten Periode werden in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

	WACC 5. Periode Strom-Verteilernetzbetreiber < 50 GWh			
	WACC 4. Periode	WACC _{Altbestand}	WACC _{Neuinvest2025}	WACC _{Neuinvest2026-2029}
risikoloser EK-Zins	1,87%	1,44%	3,07%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins	2,70%	2,52%	3,82%	Wird jährlich aktualisiert
Ausgabekosten FK	0,00%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,400	0,400	0,400
Beta verschuldet	0,850	0,862	0,862	0,862
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	8,16%	7,47%	9,58%	Wird jährlich aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	6,12%	5,75%	7,38%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	2,70%	2,72%	4,02%	Wird jährlich aktualisiert
WACC vor Steuern	4,88%	4,62%	6,24%	Wird jährlich aktualisiert
WACC nach Steuern	3,66%	3,56%	4,81%	Wird jährlich aktualisiert

5. Bestimmung der Kapitalkosten

In der Regulierungssystematik (Beilage ./2) hat die Behörde erstmalig das System der unveränderlichen und potenziell veränderlichen Parameter eingeführt (Kapitel 5). Ziel dieses Systems ist es, während der Regulierungsperiode zeitnahe und flexible Reaktionsmöglichkeiten aufgrund geänderter Rahmenbedingungen zu ermöglichen. Eine explizite Eingrenzung der potenziell veränderlichen Parameter stellt dahingehend Planungssicherheit für die Netzbetreiber sicher.

Als potenziell veränderlicher Parameter wurde unter anderem die Abgeltungssystematik der Kapitalkosten (CAPEX) definiert (Beilage ./2, Seite 20f.) und dahingehend ab dem Kostenermittlungsverfahren des Jahres 2024 eine Anpassung angekündigt. Grund für die Anpassung ist der Anstieg von Netzinvestitionen, welche nicht bzw. nur zu einem geringen Teil mit Netzzutritts- bzw. Netzbereitstellungsentgelten (Baukostenzuschüssen) abgegolten werden. Hier kommt es nach bisheriger Systematik vermehrt zu Liquiditätsengpässen beim Netzbetreiber, da diese Netzausbauvorhaben aufgrund des t-2-Zeitverzugs der Kostenanerkennung über mehrere Jahre vorfinanziert werden müssen.

Um dem zu erwartenden deutlich höheren Investitionsbedarf der Netzbetreiber Rechnung zu tragen, wird bei den Kapitalkosten auf einen Plan-Ist-Abgleich umgestellt. Kapitalkosten werden also erstmals im Voraus auf Basis von Plan-Investitionen anerkannt und im Nachgang mit Ist-Investitionen aufgerollt. Durch diese Systemumstellung soll eine zeitliche Synchronität bei der Abgeltung der Kapitalkosten hergestellt werden. Zudem soll durch die frühere Abgeltung anfallender Investitionskosten die bisherige, durch den t-2-Zeitverzug bedingte Finanzierungslücke der Unternehmen nivelliert werden. Im Hinblick auf die derzeitigen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber (hoher Investitionsbedarf und hohes Zinsniveau) soll dies zu einer Beschleunigung des Netzausbaus führen.

Im Zuge dieses neuen Systems wird ein Anreiz zur Planungsgenauigkeit gesetzt, um zu verhindern, dass erwartete Plan-Investitionen von Netzbetreibern strukturell überschätzt werden. Der Anreiz fußt darauf, dass Überschätzungen der Investitionen bei der Aufrollung der Planwerte mit Ist-Werten mit dem WACC_{Neuinvest} jenes Geschäftsjahres aufgerollt werden, in dem

die Schätzung der Kapitalkosten erfolgte.¹ Im Gegensatz dazu werden Unterschätzungen mit dem risikolosen Basiszins bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes des entsprechenden $WACC_{\text{Neuinvest}}$ aufgerollt. Die Verzinsung des Aufrollungsbetrags bzw. der Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Werten wird mit dem Faktor „2“ multipliziert, um den Zeitverzug angemessen abzubilden. Die Unternehmen können im Zuge des jeweils laufenden Ermittlungsverfahrens die ursprünglichen Schätzwerte der Plan-CAPEX aktualisieren und verbessern.

Darüber hinaus wird im Zuge der ersten Aufrollung ein symmetrisch ausgestaltetes „Totband“ in Höhe von +/- 150 TEUR implementiert. Das bedeutet, dass eine Überschätzung der Plan-Werte mit dem $WACC_{\text{Neuinvest}}$ bzw. eine Unterschätzung mit dem risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ erst dann verzinst wird, wenn die Abweichung zwischen Ist- und Plan-Werten größer bzw. kleiner ist als 150 TEUR. Hintergrund ist, dass es sich bei dieser neuen Abgeltungssystematik um eine grundlegende Systemanpassung handelt und die ersten Unternehmensschätzungen daher anfänglich mit Unsicherheiten verbunden sein können. Da für kleine Unternehmen bereits geringe absolute Über- bzw. Unterschätzungen zu großen relativen Abweichungen in der Kostenschätzung führen können, weicht das Totband für diese Unternehmen von jenem der Stromverteilernetzbetreibern > 50 GWh ab.

Wie in der Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode angekündigt, wird dieses neue Verfahren zum Abgleich der Kapitalkosten im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2025 (das heißt im Verfahrensjahr 2024) erstmalig zur Anwendung kommen. Dies bedeutet, dass die Aufrollung der im Verfahrensjahr 2023 festgestellten Kapitalkosten für das Jahr 2024 im nächsten Jahr (V KOS 25) noch auf Basis der bisherigen Abgeltungssystematik mit dem t-2-Zeitverzug erfolgen wird.

Die erste Aufrollung dieses systematisch neuen Kapitalkostenabgleichs wird im Verfahrensjahr 2026 stattfinden, in dem die Entgelte für das Jahr 2027 ermittelt werden. Formal lässt sich diese Aufrollung folgendermaßen darstellen, wobei hierbei zwischen drei Szenarien unterschieden werden muss:

1. Szenario: Die Differenz zwischen den Ist-CAPEX des Jahres 2025 und den im Jahr 2024 geschätzten Plan-CAPEX für das Jahr 2025 liegt innerhalb des Totbandes, also zwischen +/- 150 TEUR.

$$\text{Aufrollung}_{\text{CAPEX}}^{2027} = (\text{CAPEX}_{\text{Ist}}^{2025} - \text{CAPEX}_{\text{Plan}}^{2025})$$

2. Szenario: Im Jahr 2024 wurden die Plan-CAPEX für das Jahr 2025 unterschätzt. Die Differenz zwischen den Ist-CAPEX und den geschätzten Plan-CAPEX des Jahres 2025 ist größer als +150 TEUR.

$$\text{Aufrollung}_{\text{CAPEX}}^{2027} = (\text{CAPEX}_{\text{Ist}}^{2025} - \text{CAPEX}_{\text{Plan}}^{2025}) + 2 \times (\text{CAPEX}_{\text{Ist}}^{2025} - \text{CAPEX}_{\text{Plan}}^{2025}) \times 3,07 \%$$

¹ Bei der erstmaligen Aufrollung im Rahmen des Verfahrens V KOS 26 würde dies folgendes bedeuten: Die Plan-Investitionen für das Jahr 2025 wurden von den Netzbetreibern im Jahr 2024 (V KOS 24) geschätzt. In diesem Jahr 2024, in dem die Investitionen für 2025 geschätzt wurden, wird der $WACC_{\text{Neuinvest},2025}$ berechnet, der für Investitionen im Jahr 2025 zur Anwendung kommen wird. Dieser WACC wird bei der Aufrollung im Jahr 2026 (V KOS 26) herangezogen, in dem die Plan-Investitionen für 2025 mit den Ist-Investitionen im Jahr 2025 verglichen werden.

3. Szenario: Im Jahr 2024 wurden die Plan-CAPEX für das Jahr 2025 überschätzt. Die Differenz zwischen den Ist-CAPEX und den geschätzten Plan-CAPEX des Jahres 2025 ist kleiner als -150 TEUR.

$$\text{Aufrollung}_{CAPEX}^{2027} = (\text{CAPEX}_{Ist}^{2025} - \text{CAPEX}_{Plan}^{2025}) + 2 \times (\text{CAPEX}_{Ist}^{2025} - \text{CAPEX}_{Plan}^{2025}) \times 6,24 \%$$

Diese Formeln ergänzen jene aus Kapitel 15 der Regulierungssystematik (Beilage ./2).

Zusammenfassend ergeben sich die anzusetzenden Kapitalkosten im Jahr 2025 erstmals aus der Summe der erwarteten Abschreibungen des Geschäftsjahres 2025 zuzüglich einer effizienzabhängigen Rendite auf das erwartete verzinsliche Kapital zum Bilanzstichtag 2025 gemäß § 60 Abs. 4 EIWOG 2010.

Die Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite werden analog zur Regulierungssystematik (Beilage ./2, Kapitel 6.2) beibehalten. Ein Unterschied ergibt sich allerdings dahingehend, dass als Basis für die effizienzabhängige Rendite der aktualisierte Finanzierungssatz in der Höhe von 4,62 % (WACC vor Steuern für den Altbestand) herangezogen wird. Dies führt auch dazu, dass die Variation der effizienzabhängigen Rendite nach oben und unten marginal auf 0,95 Prozentpunkte ansteigt. Die effizienzabhängige Rendite variiert also grundsätzlich je nach Effizienzwert um bis zu +/- 0,95 Prozentpunkte um den Durchschnitt von 4,62 %, der dem Netzbetreiber mit einem Median-Effizienzwert gewährt wird.

Um sicherzustellen, dass das Vermögen der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh im Durchschnitt zu 4,62 % verzinst wird, erfolgt ein Ausgleich der positiven (überdurchschnittlich effizient) und negativen (unterdurchschnittlich effizient) Überhänge im Saldo auf null. Dies wird durch eine Justierung des Aufschlages mit dem Faktor ω erreicht.

Um die kostenneutrale Anreizwirkung der effizienzabhängigen Rendite zu gewährleisten, wird der Justierungsfaktor ω dementsprechend so gewählt, dass die Summe der Überhänge exakt der Summe der Unterhänge entspricht. Der Faktor wurde für die Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh neu austariert und nimmt den folgenden Wert an: 0,53.

Die effizienzabhängige Rendite für ein unterdurchschnittlich oder überdurchschnittlich effizientes Unternehmen i wird für die Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh daher wie folgt berechnet:

$$WACC_{\text{überdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,62 \% + \frac{0,95 \% \times \omega}{(100 \% - \text{Effizienz}_{\text{Median}})} \times (\text{Effizienzwert}_i - \text{Effizienz}_{\text{Median}})$$

$$WACC_{\text{unterdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,62 \% - \frac{0,95 \%}{(\text{Effizienz}_{\text{Median}} - \text{Effizienzwert}_{\text{Min}})} \times (\text{Effizienz}_{\text{Median}} - \text{Effizienzwert}_i)$$

Die unternehmensindividuelle effizienzabhängige Rendite wird während der fünften Regulierungsperiode auf die verbleibenden Restbuchwerte des regulatorischen Anlagenbestandes (RAB, siehe Beilage ./2) des Vermögens bis 2021 angewandt. Nettozugänge (Zugänge abzüglich BKZ zu Buchwerten) der Geschäftsjahre 2022, 2023 und 2024 werden mangels jährlicher Effizienzbeurteilung mit einer einheitlichen Rendite von 4,62 % (WACC_{Altbestand}) verzinst, d.h. diese Investitionen werden als vorübergehend durchschnittlich effizient eingestuft. Für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2025 kommt für die Dauer der Regulierungsperiode ein Finan-

zierungskostensatz in Höhe von 6,24 % ($WACC_{\text{Neuinvest}}$) zur Anwendung. Der Finanzierungskostensatz für Neuinvestitionen wird im Laufe der Periode jährlich mit Stichtag 31. August aktualisiert (siehe Beilage ./2, Kapitel 11).

Formal lässt sich die angepasste CAPEX-Abgeltungssystematik beispielhaft für die Entgeltermittlung für das Jahr 2025 (Verfahrensjahr 2024) folgendermaßen zusammenfassen:

$$\begin{aligned} & \text{Kapitalkostenabgleich}_{2025} \\ &= AfA_{2025}^{\text{Plan}} + RAB_{\text{Vermögen bis 2021}}^{\text{Plan 2025}} \times WACC_{\text{eff}} + RAB_{\text{Vermögen ab 2022}}^{\text{Plan 2025}} \times 4,62 \% \\ &+ RAB_{\text{Vermögen ab 2025}}^{\text{Plan 2025}} \times 6,24 \% \end{aligned}$$

6. Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking

Die Methodik und Grundzüge des relativen Effizienzvergleichs (Benchmarking) sowie der Ermittlung des individuellen Effizienzwertes werden grundsätzlich analog zur Regulierungssystematik (Beilage ./2, Kapitel 6.2) beibehalten. Dies betrifft folgende Themenbereiche:

- Benchmarking-Methoden,
- Spezifikation der Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter),
- Spezifikation der Inputparameter,
- Ausreißeranalysen,
- Gewichtung des finalen Effizienzwertes,
- Systematik der Best-of Abrechnung.

Hierdurch wird der wesentliche Grundsatz verfolgt, dass für die Stromverteilernetzbetreiber > 50 GWh sowie für die Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh eine einheitliche und sachgerechte Systematik geschaffen werden soll.

In der fünften Regulierungsperiode wird dieser Grundsatz noch stärker berücksichtigt, indem im Benchmarking der Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh erstmalig auch die „Modellnetz-längen“ (transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte – trfNAD) als Outputparameter angewendet werden. Im Benchmarking zur vierten Regulierungsperiode konnten die trfNAD aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht verwendet werden, weshalb auf die endogenen realen Leitungslängen zurückgegriffen wurde. Dieses Problem der Datenverfügbarkeit ist jedoch nicht erneut aufgetreten, sodass für alle Unternehmen die trfNAD bzw. Modellnetz-längen ermittelt werden konnten. Aus Sicht der Behörde ist die Berücksichtigung der trfNAD anstelle der realen Leitungslängen insbesondere deshalb sachgerecht und geboten, weil die trfNAD einen exogenen Parameter darstellen und die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber differenzierter abbilden können.

Bereits im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der vorläufigen Regulierungssystematik wurde seitens der Branche eine Best-of-Betrachtung zwischen den Benchmarking-Ergebnissen unter Verwendung der trfNAD und der gewichteten realen Leitungslängen gefordert. Dies wurde damit begründet, dass die trfNAD für kleine Netzgebiete systematische Unschärfen aufweisen können und bei den realen Leitungslängen die Datenqualität begrenzt sei. Die Behörde

hat bereits ausführlich erläutert, weshalb sie die trfNAD als Outputparameter im Benchmarking den realen Leitungslängen vorzieht. Auch zeigt sich eine sehr starke positive Korrelation zwischen den beiden Parametern, was ein Indiz dafür ist, dass die trfNAD als exogene Größe die Leitungslängen gut abbilden. Zudem ist auch der von den Netzbetreibern beauftragte Branchengutachter der Ansicht, dass die Daten der realen Leitungslängen aufgrund manueller Datenpflege, welche aus selten vorhandenen GIS-Systemen resultiert, besonders bei den kleinen Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh mit Ungenauigkeiten verbunden sein können und die Datenqualität daher begrenzt sei. Eine zusätzliche Berücksichtigung der realen Leitungslängen im Rahmen einer Best-of-Betrachtung ist nach Ansicht der Behörde demnach jedenfalls nicht sachgerecht und wird daher abgelehnt.

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde von der Mehrzahl der Unternehmen eingebracht, dass eine alleinige Berücksichtigung der trfNAD im Benchmarking nicht sachgerecht sei. Vielmehr müsse darüber hinaus eine weitere Benchmarking-Spezifikation mit den realen Leitungslängen gerechnet werden und dann eine Best-of-Abrechnung zwischen diesen beiden Spezifikationen erfolgen. Die wesentliche Kritik an der alleinigen Verwendung der trfNAD für Netzbetreiber ≤ 50 GWh bestehe darin, dass bei den trfNAD systematische Unschärfen an den Rändern der Versorgungsgebiete bestehen und dies bei den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber ≤ 50 GWh stärkere Auswirkungen habe als bei den Netzbetreibern > 50 GWh. Anhand eines fiktiven Rechenbeispiels wird versucht zu zeigen, dass systematische Unschärfen an den Rändern der Versorgungsgebiete bestehen. Hintergrund dieser Unschärfe sei die derzeitige Ermittlungsmethodik der trfNAD, die auf einem Näherungsansatz basiere. Dieser Näherungsansatz führe zu einer Unschärfe, die darin bestünde, dass die trfNAD-Fläche anhand der Anteile an der Gesamtfläche des Zählsprengels aufgeteilt werde und nicht anhand der tatsächlichen trfNAD-Fläche im Zählsprengel. Diese Unschärfe könne bei jedem einzelnen Zählsprengel auftreten, der am Rand der Versorgungsgebiete mehrerer Netzbetreiber liegt. Auch sei diese Unschärfe bei den kleinen Versorgungsgebieten der Netzbetreiber ≤ 50 GWh systematisch gravierender als bei den großen Unternehmen, weil bei kleinen Versorgungsgebieten ein höherer Anteil der Zählsprengel am Rand der Versorgungsgebiete liege. Bei den großen Strom-VNB werden 88% aller Zählsprengel vollständig durch ein einziges Unternehmen versorgt. In diesen Zählsprengeln trete die beschriebene Unschärfe nicht auf. Bei den in der gegenständlichen Regulierungssystematik betroffenen Netzbetreibern ≤ 50 GWh seien fast drei Viertel aller Zählsprengel am „Rand“ und damit von der beschriebenen Unschärfe bei der Zuordnung der trfNAD-Flächen betroffen. Obwohl die trfNAD also formal auf die gleiche Weise ermittelt werde, könne sie daher bei den Netzbetreibern ≤ 50 GWh die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe systematisch erheblich weniger präzise abbilden als bei den Netzbetreibern > 50 GWh. Der von der E-Control angeführte Pluspunkt der Exogenität der trfNAD würde nach Ansicht des Netzbetreibergutachters Consentec durch die Unschärfe bei den trfNAD unterminiert werden. Da es zwei Parameter mit begrenzter Qualität gebe, müsse nach Ansicht von Consentec hier das Vorsichtsprinzip mit Best-of-Abrechnung greifen.

Die Behörde hat sich im Zuge der Stellungnahmen mit der Thematik auseinandergesetzt, kommt allerdings zu einer grundlegend anderen Schlussfolgerung als die Netzbetreiber. Was von den Unternehmen als eine „Anreicherung der Spezifikation“ bezeichnet wird, wäre nach Ansicht der Behörde eine unsachgerechte Vorgehensweise: Qualitative Unschärfen zwischen zwei Variablen rechtfertigen es keineswegs, beide Variablen in einem Best-of-Ansatz zu berücksichtigen. Eine solche Vorgehensweise wäre eine unilaterale Bevorteilung der Unterneh-

men bzw. Benachteiligung der Netzkundschaft, weshalb sie unsachgerecht und daher abzulehnen ist. Die von den Unternehmen eingebrachten Kritikpunkte gegen die trfNAD wären allenfalls ein Argument für die alleinige Berücksichtigung der realen Leitungslängen im Benchmarking. Welche der beiden Variablen berücksichtigt wird, um im Benchmarking die Output-Dimension bzw. die Netzbetreiberaufgabe der „Netzbereitstellung“ abzubilden, ist eine Abwägungsentscheidung der Behörde. Nach einer Evaluation der Vor- und Nachteile ist sie aus den folgenden Gründen weiterhin der Ansicht, dass im Benchmarking die trfNAD anstatt der realen Leitungslängen angewendet werden sollen:

- i. Der wesentliche Grund für die Verwendung der trfNAD anstatt der realen Leitungslängen liegt in den generellen Anforderungen an Outputparameter, wonach diese nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar, also exogen sein sollen. Im dynamischen Kontext (kontinuierliches Benchmarking) sollen hierdurch Fehlanreize verhindert werden. Durch das Abstellen auf endogene reale Leitungslängen bestünde der inhärente Anreiz für eine Überdimensionierung bestehender Netzstrukturen. Im Gegensatz zu den realen Leitungslängen stellen die trfNAD einen exogenen Parameter dar, weshalb solche Fehlanreize vermieden werden.
- ii. Die trfNAD können die Versorgungsaufgabe differenzierter abbilden als die realen Leitungslängen.
- iii. Es zeigt sich eine sehr starke positive Korrelation zwischen den beiden Parametern, was ein Indiz dafür ist, dass die trfNAD als exogene Größe die Leitungslängen gut abbilden.
- iv. Die Daten der realen Leitungslängen können aufgrund manueller Datenpflege, welche aus selten vorhandenen GIS-Systemen resultiert, besonders bei den kleinen Netzbetreibern ≤ 50 GWh mit Ungenauigkeiten verbunden sein, was zu einer begrenzten Datenqualität führt.

Eine weitere Vergleichbarkeit mit den Stromverteilernetzbetreibern > 50 GWh wird hergestellt, indem im Gegensatz zur vorherigen Regulierungsperiode die Netzhöchstlast (NHL) der Netzebenen 6-7 im Rahmen der DEA-Analyse berücksichtigt wird. Zudem wird durch die Berücksichtigung der NHL der Netzebenen 6-7 sichergestellt, dass Netzbetreiber, die lediglich die Netzebenen 6-7 versorgen, nicht gegenüber den Netzbetreibern benachteiligt werden, die auch die höheren Netzebenen versorgen.

Im Detail gibt es jedoch im Vergleich zur Benchmarking-Analyse bei den Stromverteilernetzbetreibern > 50 GWh wesentliche Unterschiede, die nachfolgend näher erläutert werden. Die Abweichungen betreffen folgende Themenbereiche:

- Zusammensetzung des Benchmarking-Samples;
- Annahme zu Skalenerträgen.

Zusammensetzung des Benchmarking-Samples:

Analog zum Vorgehen in der vierten Regulierungsperiode werden die Effizienzwerte der kostengeprüften Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh aus einem erweiterten Unternehmenssample abgeleitet, in dem sowohl in kalkulatorischer als auch standardisierter Sichtweise jeweils 38 Unternehmen enthalten sind. Aus statistischer Sicht sind Samples mit möglichst vielen Observationen jenen mit weniger Beobachtungen vorzuziehen; die Einschränkung auf 38 Unternehmen erfolgt jedoch in Hinblick auf die Samplegröße der Unternehmen > 50 GWh.

Hierbei wird je nach Inputspezifikation (kalkulatorisch oder standardisiert) die vorliegende Anzahl an Unternehmen ≤ 50 GWh um die kleinsten Stromverteilernetzbetreiber > 50 GWh (geordnet nach Abgabemenge) ergänzt, um zu einem Sample von 38 Unternehmen zu gelangen. Da einige Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh keine (verwertbaren) Daten zur Errechnung von standardisierten Kapitalkosten bereitgestellt haben, ist für diese Spezifikation die Hinzunahme einer höheren Anzahl an Unternehmen > 50 GWh erforderlich als in der kalkulatorischen Spezifikation. Die Unternehmen, die keine oder nur unplausible Daten zu den Anlageklassen gemeldet haben, werden aus der Best-of-Abrechnung des Effizienzwerts zwischen den zwei Kostenbasen ausgeschlossen – sie bekommen den Effizienzwert aus der Benchmarking-Spezifikation mit der kalkulatorischen Kostenbasis zugewiesen.

Um im Rahmen des relativen Effizienzvergleichs die Vergleichbarkeit der Unternehmen sicherzustellen, wurden sowohl die standardisierten als auch die kalkulatorischen Kapitalkosten der Stromverteilernetzbetreiber > 50 GWh auf Basis des für die Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh aktualisierten $WACC_{\text{Altbestand}}$ neu berechnet.

Annahme zu Skalenerträgen:

Unter Skalenerträgen werden generell Effekte bezeichnet, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden. Analog zur Vorgehensweise in der vierten Regulierungsperiode wurde beim Benchmarking der fünften Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh im Rahmen des vorläufigen Ermittlungsergebnis die Annahme steigender Skalenerträge (IRS) getroffen. Steigende Skalenerträge liegen vor, wenn eine Verdoppelung der Inputs zu mehr als einer Verdoppelung der Outputs führt.

Die IRS-Annahme führt dazu, dass kleine Unternehmen im relativen Effizienzvergleich besser gestellt werden als unter der Annahme konstanter Skalenerträge (CRS), weil ihnen unter der IRS-Annahme ihre geringe Unternehmensgröße „zugestanden“ wird. Mit anderen Worten bewirkt die IRS-Annahme vereinfacht gesagt, dass die kleinen Unternehmen nur mit vergleichbar kleinen Unternehmen verglichen werden. Dies erachtet die Behörde im Fall der Stromverteilernetzbetreiber als sachgerecht, weil die IRS-Annahme berücksichtigt, dass auch bei kleinster Unternehmensgröße gewisse Fixkosten anfallen, die mit steigender Anzahl von Zählpunkten zu sinkenden Durchschnittskosten führen (Fixkostendegression).

In den Stellungnahmen wurde von einer Vielzahl der Unternehmen gefordert, die im Rahmen des vorläufigen Benchmarkings getroffene IRS-Annahme durch die Annahme nicht-fallender Skalenerträge (NDRS) zu ersetzen. Bei der NDRS-Annahme wird davon ausgegangen, dass kleine Unternehmen steigende Skalenerträge aufweisen, während sich große Unternehmen konstanten Skalenerträgen gegenübersehen. Mit anderen Worten kann die NDRS-Annahme, vereinfacht gesagt, als ein Best-of-Ansatz zwischen der IRS- und der CRS-Annahme bezeichnet werden.

Grundsätzlich sei es aus Sicht der Unternehmen zwar wichtig, den besonders kleinen Unternehmen ihre geringe Größe zuzugestehen; die alleinige Berücksichtigung der IRS-Annahme im Benchmarking führe jedoch zur Benachteiligung der relativ größeren Unternehmen in der Stichprobe. Die Grenze zwischen „klein“ und „groß“ werde dabei von den Benchmarkingverfahren implizit aus den Unternehmensdaten ermittelt. Dies führe dazu, dass unter der IRS-Annahme nicht nur die im Benchmarking-Sample ergänzten Stromverteilernetzbetreiber > 50 GWh von der Benachteiligung getroffen werden, sondern auch manche der Stromverteiler-

netzbetreiber ≤ 50 GWh, die im Vergleich zu den ganz kleinen Unternehmen im Sample „relativ groß“ seien. Im Sinne der Berücksichtigung von Skalenerträgen seien also keineswegs alle Netzbetreiber ≤ 50 GWh „klein“, weshalb die konkrete Umsetzung der IRS-Annahme nicht sachgerecht sei.

Mit dem Schritt, die IRS-Annahme statt der CRS-Annahme vorzugeben, werde folglich nicht etwa allen Netzbetreibern ≤ 50 GWh etwas zugestanden, sondern nur den kleineren unter ihnen. Die relativ größeren Netzbetreiber ≤ 50 GWh würden hingegen schlechter gestellt werden als mit CRS, denn es werde ihnen abverlangt, relativ zu den ganz kleinen Unternehmen Skalenerträge heben zu können. Es gebe jedoch keinen Grund, warum einzelne Netzbetreiber ≤ 50 GWh im Hinblick auf Skalenerträge einen gegenüber der Spezifikation des Effizienzvergleichs der Netzbetreiber > 50 GWh verschärften Effizienzmaßstab erhalten sollten.

Die Behörde hat sich im Zuge der Stellungnahmen mit der Skalenertrags-Thematik erneut auseinandergesetzt. Auf Basis einer empirischen Analyse wurden die Ausführungen der Branche von den behördlichen Sachverständigen im Detail überprüft. Es hat sich gezeigt, dass in Hinblick auf die kalkulatorische Kostenbasis wenige der Unternehmen ≤ 50 GWh unter der CRS-Annahme einen besseren Effizienzwert zugewiesen bekommen würden als unter der IRS-Annahme. Eine weitere Analyse hat gezeigt, dass es sich hierbei um die relativ größeren Unternehmen der Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh handelt. Aus diesen Gründen folgt die Behörde der Argumentation der Netzbetreiber und hat die NDRS-Annahme dem Benchmarking für die Ermittlung der Zielvorgabe zu Grunde legen lassen. Hierdurch soll ein fairer relativer Effizienzvergleich der kleinen Stromverteilernetzbetreiber ≤ 50 GWh sichergestellt bzw. verhindert werden, dass einzelne Unternehmen ≤ 50 GWh einem verschärften Effizienzmaßstab unterliegen, wie es unter der IRS-Annahme der Fall wäre.

7. Erweiterungsfaktoren

Die Erweiterungsfaktoren kommen analog zu den Stromverteilernetzbetreibern > 50 GWh zur Anwendung (siehe [Beilage ./2](#)). Aufgrund des zeitversetzten Geltungszeitraums werden diese allerdings erstmalig für die Entgelte 2025 (bzw. ab dem Verfahrensjahr 2024) berücksichtigt.

In Hinblick auf die Berücksichtigung von Mehrkosten durch den Zuwachs an Einspeiser-Zählpunkten (siehe [Beilage ./2](#), Kapitel 13.1.3) ist anzumerken, dass diese Kostenanerkennung im Gegensatz zu den Stromverteilernetzbetreibern > 50 GWh zusätzlich für die im Jahr 2024 angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkte Anwendung findet. Hintergrund ist, dass die vierte Regulierungsperiode bei den Stromverteilernetzbetreibern ≤ 50 GWh bis zum 31. Dezember 2024 gilt.