

Nachtrag zur Sitzung des Beirates der Bundesnetzagentur vom 17.09.2025

24.09.2025

In der Beiratssitzung vom 17. September 2025 haben der BDEW und VKU als Vertreter der Netzbetreiber in Deutschland dargestellt, wie sich die Vorschläge der BNetzA zur Änderung des Regulierungsrahmens massiv negativ auf die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber auswirken. Im Folgenden wird die Berechnungsgrundlage näher dargestellt und erläutert.

1 Berechnung der NEST-Effekte (aus der Beiratssitzung vom 17.09.)

Zentrales Schaubild zur Veranschaulichung der Effekte ist die folgende Darstellung, die sich in zwei Teile gliedert: Links sind die von der **BNetzA berechneten Effekte** dargestellt (Tabelle 1), rechts die **weitergehenden Berechnungen der Branche** (Tabelle 2).

BNetzA Berechnung Mai 2025		Fehlende Effekte	
EOG (ohne KA dnb - alt)		EOG (ohne KA dnb) nach Änderungen NEST	
Verzinsung (EK, FK kalk GeWSt) mit Übergangsregelung	0,3%	Effekt Anpassung Schwellenwerte Vereinfacher im destabilisierten Effizienzvergleich	-2,3%
Strukturelle Änderungen EK-Zinssatz - arithmetisches Mittel (+0,6%)	1,2%	Entfall Korrektur Wagniszuschlag EK-Zins (0,48%)	-1,0%
Verkürzung Abbaupfad auf 3 Jahre	0,3%	Unterdeckung FK-Zins 5. RP	-2,1%
Effizienzwert (Bo Methoden, MW Kosten, ohne Skalierung)	-0,8%	EOG VNB Strom reguläres Verfahren	-3,7%
Effizienzbonus	-0,1%	Keine OPEX-Anpassung Vereinfacher / NB Gas	-2,4%
VPI-PF (nur CAPEX Auswirkungen)	-0,7%	EOG VNB Strom vereinfachtes Verfahren	-6,1%
Bereinigung VPI-PF bei volatilen Kosten - Verlustenergie	-0,2%	Kein BKZ Zinsbonus NB Gas	-0,2%
BKZ Zinsbonus	0,2%	EOG VNB und FNB Gas	-6,3%
Abzug Umbuchung AiB	-0,2%		
OPEX Anpassung¹	2,4%		
EOG (ohne KA dnb) nach Änderungen NEST	1,7%		

- 1 **Nicht berechenbar!** Weder Inputdaten noch Methodik (z.B. Schwellenwerte, Ist/Plankosten) transparent dargelegt; BNetzA setzt konstantes Wachstum der Versorgungsaufgabe voraus.

Zu den Werten: Der Darstellung der BNetzA folgend, werden die Veränderungen prozentual **mit Bezug zur Erlösobergrenze** ausgewiesen. Die Erlösobergrenze jedes einzelnen Netzbetreibers wird auf der Grundlage der geltenden Regulierungsmethodik und den tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers zuzüglich der zugestandenem Verzinsung des eingesetzten Kapitals ermittelt. Die Regulierungsbehörden prüfen und genehmigen die beantragte Erlösobergrenze. Aus der genehmigten Erlösobergrenze bilden die Netzbetreiber ihre Netzentgelte.

Im Ergebnis zeigt die Veränderung der Erlösobergrenzen deshalb die Veränderungen v.a. aus Sicht der Netzkunden. Für die Netzbetreiber und die Investoren sind dagegen die

Auswirkungen auf die Erträge aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung deutlich aus-
gekräftiger. Im Ergebnis ist die Bezugsgröße aber nicht relevant. Denn beide Bezüge führen zu
dem gleichen Ergebnis:

Den Netzbetreibern werden durch die Methodenänderungen Mittel von -5 bis -7 Milliarden Euro/Regulierungsperiode entzogen. Dieses Geld steht nicht mehr für die Netzmodernisierung und die Energiewende zur Verfügung.

1.1 BNetzA-Berechnung

EOG (ohne KA dnb - alt)		
BNetzA Berechnung Mai 2025	Verzinsung (EK,FK kalk GeWSt) mit Übergangsregelung	0,3%
	Strukturelle Änderungen EK-Zinssatz - arithmetisches Mit- tel (+0,6%)	1,2%
	Verkürzung Abbaupfad auf 3 Jahre	-0,3%
	Effizienzwert (Bo Methoden, MW Kosten, ohne Skalie- rung)	-0,8%
	Effizienzbonus	-0,1%
	VPI-PF (nur CAPEX Auswirkungen)	-0,7%
	Bereinigung VPI-PF bei volatilen Kosten - Verlustenergie	-0,2%
	BKZ Zinsbonus	0,2%
	Abzug Umbuchung AiB	-0,2%
	OPEX Anpassung¹	2,4%
	EOG (ohne KA dnb) nach Änderungen NEST	1,7%

In **Tabelle 1** sind die von der BNetzA im Mai 2025 errechneten und mit der Branche besproche-
nen Auswirkungen von NEST dargestellt. Diese Zahlen sind von der Behörde transparent veröf-
fentlicht und können gemeinsam mit den Kommentierungen des BDEW auf der Internetseite
der BNetzA eingesehen werden ([Link](#)). Diese Zahlen konnte die Branche mithilfe eigener Rech-
nungen weitgehend bestätigen. Nur die Zahl zur Auswirkung der OPEX-Anpassungen (**rot her-
vorgehoben**) konnte nicht nachgerechnet oder bestätigt werden, da die relevanten Eckpunkte
der verwendeten Methodik nicht bekannt waren und noch heute nicht sind.

1.2 Berechnung weitergehender Effekte durch die Verbände

Tabelle 2 wurde von den Verbänden erstellt. Sie beinhaltet weitere Effekte, die von der
BNetzA nicht berechnet bzw. berücksichtigt wurden. Sie basieren auf den weitergehenden Be-
rechnung durch den Gutachter Polynomics ([veröffentlicht](#) auf BNetzA-Seite) zu den Auswirkun-
gen der Veränderungen beim Effizienzvergleich sowie auf weiteren Effekten, die nach Mai
2025 bekannt geworden sind. Auf diese neuen Effekte soll im Folgenden eingegangen werden.

	EOG (ohne KA dnb) nach Änderungen NEST	1,7%
Fehlende Effekte	Effekt Anpassung Schwellenwerte Vereinfacher im de-stabilisierten Effizienzvergleich	-2,3%
	Entfall Korrektur Wagniszuschlag EK-Zins (0,48%)	-1,0%
	Unterdeckung FK-Zins 5. RP	-2,1%
	EOG VNB Strom reguläres Verfahren	-3,7%
	Keine OPEX-Anpassung NB Strom vereinfachtes Verfah-ren / NB Gas	-2,4%
	EOG VNB Strom vereinfachtes Verfahren	-6,1%
	Kein BKZ Zinsbonus NB Gas	-0,2%
	EOG VNB Gas und FNB Gas	-6,3%

2 Einordnung der Grobabschätzung NEST der BNetzA

2.1 OPEX-Anpassung

Maßgeblicher Treiber für das von der BNetzA dargestellte positive Ergebnis in Tabelle 1 ist die für die 5. Regulierungsperiode geplante OPEX-Anpassung bei den Stromnetzbetreibern.

Die Branche kann die angesetzten **2,4% für die OPEX-Anpassung nicht validieren**, da weder die Inputdaten noch die Methodik klar ist. So kann der neue Mechanismus nur ausreichende Wirkung entfalten, wenn z.B.

- › auf Schwellenwerte verzichtet wird und
- › Plan-Werte zur Anwendung kommen.

Bei der Bewertung dieser Zahl ist zudem zu berücksichtigen, dass der **OPEX-Aufschlag nur für die Verteilnetzbetreiber (VNB) Strom im regulären Verfahren gilt, nicht für die 600 VNB im Strom im vereinfachten Verfahren und nicht für die Gasnetzbetreiber.**

Als Nachtrag wurde uns zugetragen, dass die BNetzA ihre angesetzten **2,4% auf 2% reduziert hat**. Da wir weder die Grundlagen der Erstberechnung kennen noch zu der Korrektur offizielle Informationen vorliegen, können wir die Zahl weiterhin nicht bestätigen.

Im Gegenteil nährt die deutliche Korrektur der Zahl Zweifel, ob die Folgen der geplanten OPEX-Methodik hinreichend klar gerechnet sind und wie belastbar die seitens der Behörde für die Netzbetreiber als positiv gewertete Größe ist. **Allein diese Veränderung reduziert die Erlös-obergrenzen um weitere 0,4 Prozent, d.h. um rund 400 Millionen Euro in einer Regulierungsperiode.**

Die dauerhaften strukturellen Verschlechterungen sind dagegen belastbar. Aufgrund der nur einmaligen (nur 5. Regulierungsperiode) und der selektiven Wirkung (nur Strom -Verteilnetzbetreiber im regulären Verfahren) sowie der fehlenden Belastbarkeit der Wirkung, darf der Effekt nicht in die Gesamtbetrachtung einbezogen werden. **Ohne diesen Effekt, wäre das Ergebnis schon nach eigener Berechnung der BNetzA für alle Netzbetreiber negativ.**

3 Berechnung bisher fehlender struktureller Effekte

Aus Sicht der Branche ist die Bewertung der BNetzA aus dem Mai 2025 nicht vollständig. Einige Aspekte wurden nicht bzw. nur unvollständig berücksichtigt. Somit hat keine vollständige Betrachtung der strukturellen NEST-Effekte stattgefunden und ist auch nicht vom wissenschaftlichen Beirat der BNetzA (WAR) vorgenommen worden.

Um die Auswirkungen der Vorschläge auf die Netzbetreiber vollständig zu erfassen, hat der BDEW seine Grobabschätzung aus dem Mai 2025 anhand von Unternehmensdaten weiterentwickelt und um die bisher nicht berücksichtigten Effekte ergänzt. Diese Weiterentwicklung der Gesamtrechnung ist in **Tabelle 2** dargestellt und folgt der der BNetzA am 07. Mai vorgestellten Vorgehensweise ([Link](#)).

3.1 Wirkung weiterer Netzbetreiber im destabilisierten Effizienzvergleich (-2,3 Prozent EOG)

Der Effekt von **-2,3 % auf die EOG** ergibt sich aus der geplanten **zusätzlichen Teilnahme von 29 Stromverteilnetzbetreibern im regulären Verfahren des Effizienzvergleichs**. Der Grund hierfür liegt in der angestrebten **Änderung des Zulassungskriteriums für das Vereinfachte Verfahren**. **Der Effekt wirkt zusätzlich** zu den bereits in der Tabelle der BNetzA (Tabelle 1) berücksichtigten Erlösrückgängen von -1,2% im Effizienzvergleich (-0,3% Abbaupfadverkürzung zzgl. -0,8% Entfall von Sicherheitsmechanismen für die Effizienzwertberechnung und -0,1% Entfall des Effizienzbonus).

Im Rahmen eines Expertenaustausches zum Effizienzvergleich mit der BNetzA am 14. Juli 2025 stellte der Gutachter Polynomics diese Negativeffekte ausführlich vor. Die Analysen sind auf der Homepage der BNetzA öffentlich zugänglich ([Link](#)).

Diese zusätzlichen negativen **Effekte wurden robust berechnet**. Wir haben auf Basis der Daten der 4. Regulierungsperiode die Teilnahme von 29 neuen Netzbetreibern am regulären Effizienz-Benchmarking Verfahren simuliert mit öffentlich zugänglichen Parametern und fundierten gutachterlichen Schätzungen. Sämtliche Werte haben wir der BNetzA zur Verfügung gestellt.

Wie kommt es zu der massiven Verschlechterung der Durchschnittseffizienz?

Aufgrund der geringeren Effizienz weniger zum Effizienzvergleich neu hinzukommenden Netzbetreiber, ergibt sich in der SFA (Stochastic Frontier Analysis/Stochastische Effizienzgrenzenanalyse¹) ein Negativeffekt („Sogwirkung“), welcher zu einer **Verschlechterung der Effizienzwerte für alle** übrigen Netzbetreiber führt. **Dieser Effekt ist rein methodisch bedingt.** 188 VNB erhalten in der SFA niedrigere Effizienzwerte im Vergleich zum Status Quo im derzeitigen Regulierungsrahmen. Die unteren 20% der VNB verlieren im Schnitt 7,3%-Punkte und einige sogar bis zu 12%-Punkte ihrer rechnerischen Effizienz. Die massive Effizienzwertverschlechterung ist dabei nicht etwa auf tatsächliche Kostensteigerungen bzw. Ineffizienzen zurückzuführen, sondern ausschließlich auf die geplanten methodischen Änderungen der BNetzA. **Dieser Effekt wurde seitens der BNetzA nicht berücksichtigt.**

Zudem können die Effekte zukünftig noch größer ausfallen: Der Anreiz, ins Regelverfahren zu wechseln, steigt mit NEST, da es im Vereinfachten Verfahren kein OPEX-Element geben soll. Durch die fehlende OPEX-Anpassung im vereinfachten Verfahren könnten, unabhängig vom Schwellenwert, noch weitere Teilnehmer in das reguläre Verfahren wechseln und den Effizienzvergleich zum Nachteil aller beeinflussen. Mit der Hinzunahme weiterer Kostenpositionen in den Effizienzvergleich (z.B. mit dem Redispatch, Personalzusatzkosten) entstehen weitere (potenziell negativ wirkende) Unsicherheiten für Netzbetreiber im Effizienzvergleich. Dieser Effekt wurde bislang nicht einberechnet.

Kann die BNetzA diesen Effekt bestätigen?

Die BNetzA vertrat in der Beiratssitzung die Meinung, dass dieser Effekt durch ein neu zu definierendes Benchmarking-Modell gelöst würde. Diese Aussage kann von uns nicht bestätigt werden, da die BNetzA bisher **keine Berechnungen** oder Analysen zum Einfluss von neuen Teilnehmern aus dem vereinfachten Verfahren **veröffentlicht** hat.

Der von der Branche nachgewiesene negative SFA-Effekt („Sogwirkung“) und damit das signifikante Absinken der Effizienzwerte wird nicht durch eine simple Anpassung der Modellparameter zu beheben sein. Die Ergebnisse von Polynomics haben gezeigt, dass der negative Einfluss nicht auf die Größe oder Anzahl der neuen Teilnehmer zurückzuführen ist, sondern auf die Kostenstrukturen einiger (nicht aller!) neuen Teilnehmer. Diese Ineffizienz ist von der

¹ Die Stochastic Frontier Analysis (SFA) ist ein statistisches Verfahren, das in der Anreizregulierung eingesetzt wird, um die Effizienz von Netzbetreibern zu vergleichen. Dabei wird eine theoretische Effizienzgrenze geschätzt. Abweichungen von dieser Grenze werden in einen ineffizienzbedingten Anteil und zufällige externe Einflüsse zerlegt. Auf dieser Basis lassen sich die individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber bestimmen, die wiederum in die Festlegung der Erlösbergrenzen eingehen.

Parameterwahl unabhängig. Auch wenn in Einzelfällen eine Parameteränderung eine Verbesserung des Effizienzwertes zur Folge haben kann, ist stark anzuzweifeln, dass der Effekt „wegparametriert“ werden kann.

Sind Effizienzwerte von 100% weiterhin erreichbar?

BDEW/ VKU: Durch den Entfall der SFA-Skalierung wären in dieser Methode **Effizienzwerte von 100% nicht mehr erreichbar**. Das lässt sich eindeutig sagen. Auch Netzbetreiber mit stark unterschiedlichen Kostenbasen TOTEX und sTOTEX könnten in der Methode DEA künftig nur noch schwer einen Effizienzwert von 100% erreichen, da nunmehr der Mittelwert aus beiden Kostenbasen herangezogen werden soll. Wir halten dies für gesetzeswidrig, da jeder Netzbetreiber eine 100% Effizienz erreichen können muss.

Lösungsvorschlag:

Die Wirkungen der verschiedenen Eingriffe in die Methodik der Effizienzwertermittlung sind massiv und bewirken eine erhebliche Verunsicherung der Netzbetreiber. Selbst die effizientesten Netzbetreiber müssen mit Nachteilen rechnen, die Wirkweise der neuen Methodik ist höchst unsicher. Es sollte ein Weg gefunden werden, um ein robustes Effizienzvergleichsverfahren sicherzustellen. **Wir schlagen vor, dass es zunächst bei der derzeitigen Systematik bleibt und BNetzA und Branche im Jahr 2026 gemeinsam an der Entwicklung einer methodisch robusten Gesamtsystematik für die zukünftige Ausgestaltung des Effizienzvergleichsverfahrens arbeiten. Der derzeitige Vorschlag zur Weiterentwicklung ist nicht adäquat und wird den zukünftigen Anforderungen nicht gerecht.**

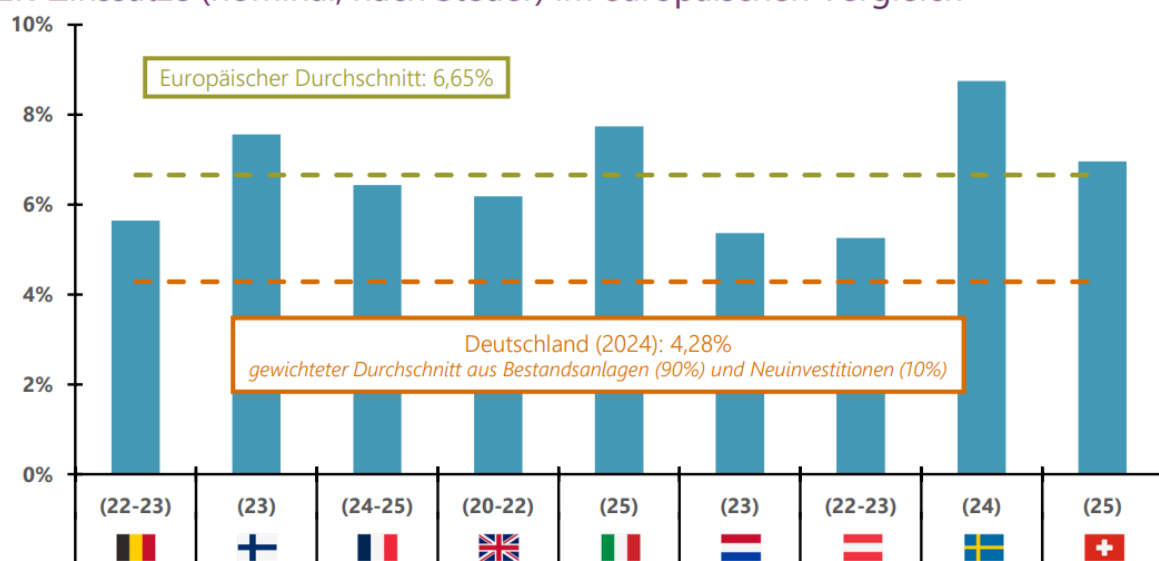
3.2 Wegfall der Korrektur des Wagniszuschlags aus der 4. Regulierungsperiode (-1,0% EOG)

In der Festlegung des EK-Zins 2021 wurde nach dem Konsultationsverfahren für die 4. Regulierungsperiode der Wagniszuschlag um 0,48% erhöht. Diese Korrektur ist in den Vorschlägen der BNetzA nicht enthalten und wirkt damit für die Berechnung des Gesamteffekts negativ. Die Nichtgewährung neutralisiert weitgehend die von der BNetzA durch die Umstellung auf das arithmetische Mittel erwarteten Positiveffekte. **Der Effekt wird auf -1 % der EOG geschätzt.** Bezieht man die Positiveffekte der von der BNetzA gerechneten Umstellung auf das arithmetische Mittel mit ein, **verbleiben** statt der 1,2 Prozent **nur noch 0,2 Prozent Verbesserung bei der EK-Zins Veränderung.**

Wie hoch sollte die Eigenkapital-Verzinsung für die Netzbetreiber sein und wo stehen wir im internationalen Vergleich?

Am Ende muss die regulatorische EK-Verzinsung sich daran bemessen, ob sie international wettbewerbsfähig ist. Der europäische Rechnungshof hat bereits jetzt darauf hingewiesen, dass Deutschland hier im europäischen Vergleich Schlusslicht ist (vgl. NERA-Darstellungen aus BNetzA Expertenaustausch vom 9. Mai 2025, [Link](#)).

EK-Zinssätze (nominal, nach Steuer) im europäischen Vergleich¹



Anmerkungen: 1) Länderauswahl entsprechend der NERA-Präsentation beim Expertenaustausch der Bundesnetzagentur vom 21.10.2024. 2) EK-Zinssätze werden als Durchschnitt der individuellen Festlegungen getroffen bzgl. Elektrizitätsübertragungsnetz, Elektrizitätsverteilnetz, Gastransportnetz, Gasverteilnetz. 3) Zahlen entsprechen dem Jahr der Regulierungsentscheidungen. 4) Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, EK-Quote von 40%. 5) Belgien: Berücksichtigung der Offshore-Risikoprämie auf ca. 14% des RAB für den ÜNB. 6) Großbritannien: Inflationsannahme von 2%. 7) Österreich: Gewichtung des EK-Zinssatzes für Neuinvestitionen (2024) mit 10%. 8) Deutschland: Gewichteter Durchschnitt aus dem EK-Zinssatz für Bestandsanlagen (Gewicht: 90%) in Höhe von 4,13% und dem EK-Zinssatz für Neuinvestitionen im Kapitalkostenaufschlag im Jahr 2024 (Gewicht: 10%) in Höhe von 5,65%. Quellen: NERA-Analyse.

Kann die BNetzA den Effekt aus der Korrektur des Wagniszuschlages bestätigen?

Die BNetzA hat im Beiratstermin bestätigt, dass die BNetzA nicht beabsichtigt, die Korrektur des Wagniszuschlages methodisch-strukturell erneut zu gewähren. Damit bestätigt die Behörde, dass dieser Negativeffekt (entgegen ihrer eigenen Darstellung) in die Gesamtbetrachtung einzubeziehen ist.

3.3 Systematische Unterdeckung beim FK-Zins durch die Umstellung bei der Ermittlung des FK-Zinssatzes (-2,1% EOG)

Für die Branche kam der Vorschlag der Behörde, dass der kalkulatorische Fremdkapitalzins (FK-Zins) für Bestandsinvestitionen mithilfe eines historisch fixierten 7-Jahresdurchschnitts ohne Dynamisierung während der Regulierungsperiode berechnet werden soll, völlig überraschend.

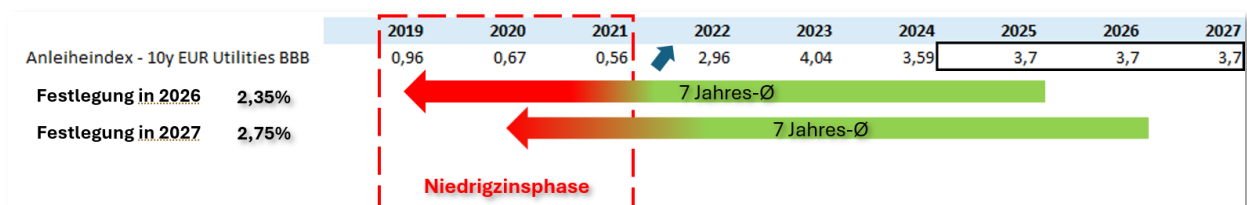
In keinem der vielen Fachdialoge zu dem Themenkomplex wurde diese Option mit der Branche erörtert. Die Regulierungsbehörde berechnet den Zinssatz jetzt als 7-Jahresdurchschnitt statt - wie bislang im NEST-Prozess kommuniziert - über 5 Jahre. Durch diese Vorgehensweise werden die Niedrigzins-Jahre 2020 und 2021 (unter 0,7 %) einbezogen und fallen stark ins Gewicht.

Warum ergibt sich eine Verschlechterung um 2,1 % bezogen auf die EOG?

Die von der Branche berechneten 2,1 % Erlösrückgänge bezogen auf die Erlösobergrenzen ergeben sich konkret aus dem Unterschied zwischen dem 5- und dem 7-Jahresdurchschnitt der Zinsreihe „10y EUR Utilities BBB“. Der aktuelle Wert von **3,7%** wurde hierfür bis ins Jahr 2026 fortgeschrieben. Beim 7-Jahresdurchschnitt gehen damit zwei Jahre mit außergewöhnlich niedrigen Zinssätzen (2020: 0,67%, 2021: 0,56%) in die Berechnung ein. Die geschätzte Verschlechterung i.H.v. -2,1 % errechnet sich auf Basis einer geschätzten Regulated Asset Base der VNB Strom im Jahr 2026 von ca. 65 Mrd. EUR und dem pauschalen FK-Anteil im WACC i.H.v. 60 %.

Wird der Fremdkapitalzins in 2027 - wie von der BNetzA vorgeschlagen - auf Basis eines 7-Jahresdurchschnitts festgelegt, ergibt sich, bedingt durch die übermäßig starke Gewichtung der Niedrigzinsjahre (hier 2/7, das entspricht rund 30%), ein regulatorisch zugestandener FK-Zins von etwa **2,7 %**. Dieser liegt klar unter den tatsächlichen Finanzierungskosten am Markt und würde zu einer **strukturellen Unterdeckung von mindestens 1 %** führen – die Unternehmen müssten diese Lücke aus der zugestandenen Eigenkapitalverzinsung ausgleichen. Im Ergebnis würde sich eine **Verschlechterung von rund 2 Mrd. € für die Branche** über die 5. RP ergeben. Eine Festlegung in 2026 würde die Finanzierungslücke sogar noch deutlich vergrößern, da der FK-Zins dann nur bei rd. 2,3% liegen würde.

Nachfolgendes Bild verdeutlicht die Ermittlung der Zinssätze:



Lösungsvorschlag:

BNetzA und die Netzbetreiber haben sich im Rahmen des NEST-Prozess bei der Einführung des pauschalierten Verzinsungskonzeptes (WACC) darauf verständigt, die Fremdkapitalkosten während der Regulierungsperiode bestmöglich gemäß ihrer Entwicklung an den Finanzmärkten abzubilden. Bereits im bisherigen Regulierungssystem wurden die effizienten FK-Kosten über die Kostenprüfung immer in voller Höhe anerkannt. Die im Rahmen der Kostenprüfung genehmigten Zinssätze spiegelten damit immer einen Mischzinssatz im Finanzierungsportfolio der Netzbetreiber wider, so dass eine Kostendeckung erreichbar war. Wichtig ist zu wissen, dass Netzbetreiber die Finanzierung von Bestandsanlagen rollierend immer wieder neu vereinbaren. Im Jahr der Refinanzierung gilt deshalb der jeweils aktuell zu erzielende Marktzinssatz. Um sicherzustellen, dass die regulatorische Kostenanerkennung der Entwicklung möglichst gerecht wird, müssen die Fremdkapitalkosten während der Regulierungsperiode **dynamisiert** werden, so dass in einem rollierenden Durchschnitt die tatsächliche Entwicklung der Fremdkapitalkosten Jahr für Jahr abgebildet wird. Ein solcher Anpassungsmechanismus ist für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber **einfach umsetzbar und eine faire Lösung** für die Netznutzer, da die Fremdkapitalkosten gemäß ihrer Marktentwicklung eingepreist und auch entsprechende Zinssenkungen unmittelbar an die Kunden weitergegeben werden. Ausgangsbasis für die im Anschluss erfolgende Dynamisierung sollte bei der Systemumstellung in der 5. Regulierungsperiode - wie zuvor bereits erläutert - die Ermittlung der Fremdkapitalkosten über einen **5-jährigen-Durchschnittszeitraum** bilden.

3.4 Strom-Verteilernetzbetreiber im Vereinfachten Verfahren

VNB Strom im Vereinfachten Verfahren sollen nach den Vorschlägen der BNetzA – ebenso wie die Gasnetzbetreiber – nicht den einmaligen OPEX-Aufschlag nutzen können. Für die 5. Regulierungsperiode belaufen sich die Negativeffekte für diese Netzbetreibergruppe auf -6,1% (bezogen auf die EOG). Die Argumentation der BNetzA, Unternehmen im Vereinfachten Verfahren seien nicht im Effizienzvergleich und der OPEX-Faktor sei daher auszusetzen, erscheint unverhältnismäßig. Vereinfachungen können zu einem sachgerechteren Ergebnis als keine Berücksichtigung.

Wie lässt sich der OPEX-Aufschlag für Netzbetreiber aus dem Vereinfachten Verfahren einfach umsetzen?

Ein OPEX-Aufschlag für Netzbetreiber aus dem Vereinfachten Verfahren ist einfach umzusetzen. So könnte die Abgabe relevanter Daten einerseits freiwillig sein. Andererseits sind für den OPEX-Aufschlag nur 6 Strukturparameter extra bereitzustellen. Diese sollten für die meisten Unternehmen ohne Probleme bereitgestellt werden können, zumal sie bereits im

Marktstammdatenregister (MaStR) oder im Rahmen von Monitoringberichten ermittelt und bereitgestellt (z.B. Jahreshöchstlast) werden.

3.5 Gas-Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Gas-Netzbetreiber (VNB und FNB) sollen wie oben beschrieben nicht von dem einmaligen OPEX-Aufschlag profitieren. Zudem soll es keinen Bonus für Baukostenzuschüsse (BKZ) für diese Netzbetreibergruppe geben. Für die 5. Regulierungsperiode belaufen sich die Negativeffekte insgesamt auf -6,3% (bezogen auf die EOG). Es ist regulatorisch unproblematisch, die Regelungen für Strom VNB zum OPEX-Aufschlag in gleicher Weise auch für Gasnetzbetreiber festzulegen.

4 Sonstige Punkte

4.1 Streichungen aus dem Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (KAnEu, ehemals dnbK)

Welche Auswirkungen kann der Wegfall der Aus- und Weiterbildungskosten aus dem Katalog der dnbK haben?

Die Attraktivität für Ausbildung sinkt. Teilweise bilden Netzbetreiber über Bedarf aus. Dies wird man aufgrund der Anreizsetzung im Effizienzvergleich hinterfragen und sich auf das notwendigste fokussieren müssen.

Welche Auswirkungen kann der Wegfall der Redispatchkosten aus dem Katalog der dnbK haben?

Hierzu steht eine Prüfung durch die BNetzA weiterhin aus. Aufgrund der Komplexität und der vielfältigen Abwägungsfrage hat sich der BDEW bereits frühzeitig im NEST-Konsultationsprozesses dafür ausgesprochenen, dass seitens der BNetzA geprüft und mit der Branche diskutiert werden sollte, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen. Zudem muss geprüft werden, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führen. **Die notwendige Diskussion und der Austausch hierzu haben jedoch bei und mit der BNetzA nicht stattgefunden.**

5 Zusammenfassung

Die Vorschläge der BNetzA führen aus Sicht der Branche zu erheblichen Risiken für Investitionen und Versorgungssicherheit. **Die von der Behörde vorgelegten Berechnungen greifen zu kurz und bilden die tatsächlichen Folgen nicht ab.** So werden die massiven Verwerfungen im Effizienzvergleich, der Wegfall der Korrektur des Wagniszuschlags, die systematische Unterdeckung beim Fremdkapitalzins sowie der Ausschluss weiter Teile der Netzbetreiber vom OPEX-Aufschlag und vom BKZ-Bonus nicht berücksichtigt. Hinzu kommen Streichungen bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

Zusammengenommen entziehen diese Maßnahmen den Netzbetreibern -5 bis -7 Mrd. € je Regulierungsperiode. Mittel, die für Investitionen in die Netze und die Energiewende dringend benötigt werden. **Die BNetzA muss sicherstellen, dass die geplanten Veränderungen im Regulierungsrahmen in der Gesamtschau zumindest neutral gestellt werden. Andernfalls drohen gravierende Folgen für Netzbetreiber, Investoren und die Energiewende insgesamt.**