

GROSSE BESCHLUSSKAMMER ENERGIE

Hintergrundpapier zum NEST-Prozess

zum Sonderbeirat am 17.09.2025



Bundesnetzagentur

BNetzA Hintergrundpapier NEST-Prozess

zum Sonderbeirat am 17.09.2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Große Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Hintergrund	4
Übersicht über Verfahren und Stand	5
Hintergrund Anreizregulierung	6
Stand der Überlegungen anhand der Festlegungsentwürfe vom 18.06. bzw. 30.06.2025	10
Ziel: Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes	10
Ziel: Stärkere Vereinfachung und mehr Transparenz	13
Ziel: Konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz – zum Schutz der Netzkunden	13
Ziel: Stärkere Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende	17
Gesamteinordnung zur Angemessenheit der Änderungen	17
Impressum	22

Hintergrund

Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses bündelt die Bundesnetzagentur diejenigen Festlegungen, die in Folge des Urteils des Europäischen Gerichtshofs an die Stelle der Anreizregulierungsverordnung sowie der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung treten werden. Hierbei werden im NEST-Prozess diejenigen Regelungen erfasst, die für die Kosten- bzw. Erlösbestimmung der Netzbetreiber relevant sind. Die Fragen der Netzentgeltbildung werden im sogenannten AgNes Prozess behandelt.

Die Bundesnetzagentur führt die Verfahren im Einklang mit dem europäischen Recht in eigener Zuständigkeit und in Unabhängigkeit.

Das vorliegende Papier dient der Vorbereitung einer Sondersitzung des Beirats der Bundesnetzagentur. In der Sondersitzung am 17.09.2025 wird die Bundesnetzagentur über den Stand der Verfahren des NEST-Prozesses informieren und die vorgenommenen Positionierungen gegenüber dem Beirat fachlich erläutern.

Übersicht über Verfahren und Stand

Am 18.06.2025 hat die Bundesnetzagentur die Festlegungsentwürfe zum Regulierungsrahmen und zur Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom), zum Regulierungsrahmen und zur Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas), sowie zur Kostenbestimmung (Ausgangsniveau) für Elektrizitäts- (StromNEF) und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF) zur Konsultation gestellt. Am 30.06.2025 wurden die Festlegungsentwürfe zur zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Effizienzvergleich Strom) sowie zur zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (Effizienzvergleich Gas), zur zukünftigen Ausgestaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber und zur Methodik der Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes zur Konsultation gestellt. Der Verfahrensabschluss ist insgesamt für das Ende des Jahres 2025 vorgesehen. Für das Verfahren zur Qualitätsregulierung soll abweichend davon zum Ende des Jahres ein Festlegungsentwurf vorliegen. Begonnen wurde die Konsultation der Eckpunkte bereits im Januar 2024, Zwischenstände der Festlegung wurden im Januar 2025 veröffentlicht.

Die Verfahren des NEST-Prozesses sind nach sogenannten Rahmen- und Methodenfestlegungen strukturiert. Der Zusammenhang ist in nachfolgender Abbildung zusammengefasst:

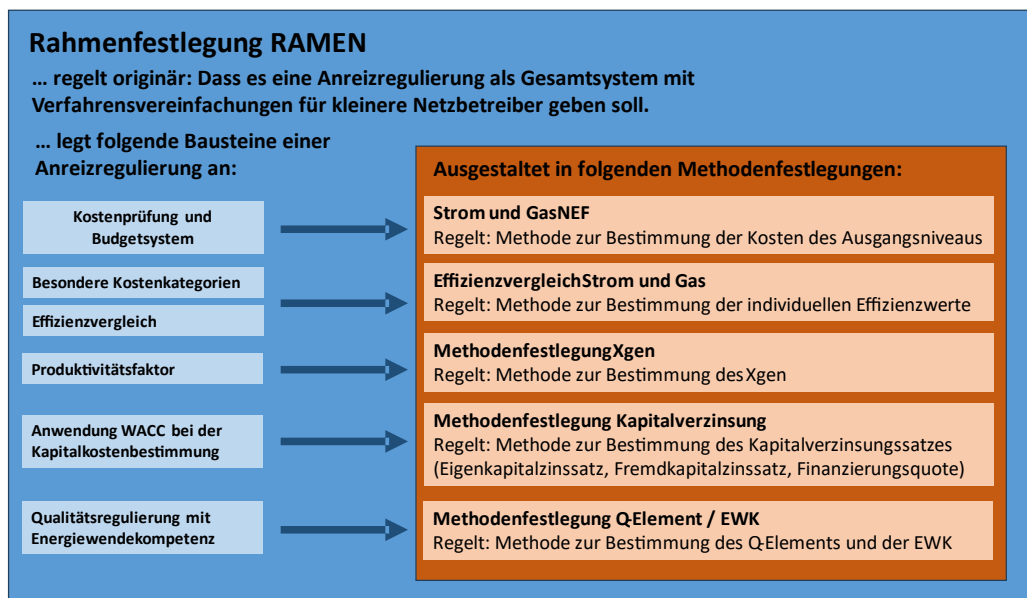


Abbildung: Struktur der Festlegungen im NEST-Prozess.

Hintergrund Anreizregulierung

Das Netzgeschäft hat den Charakter eines sogenannten natürlichen Monopols. D.h., Netzbetreiber sind vor Wettbewerb und dem Neueintritt von Wettbewerbern durch die Marktstruktur effektiv geschützt. Der Netznutzer wiederum ist technisch an das Netz „seines“ örtlichen Netzbetreibers gebunden und kann den Netzbetreiber nicht wechseln. Daher sind die Netzbetreiber der Entgelt- und Zugangsregulierung unterworfen. Die Anreizregulierung als regulatorisches Konzept soll in diesem marktlichen Umfeld Wettbewerb simulieren. Instrumente wie das Regulierungskonto und der Kapitalkostenaufschlag (s.u.) geben in der konkreten Ausgestaltung in Deutschland zugleich ein höchstmögliches Maß an Planungssicherheit zur Refinanzierung von Investitionen.

In der Anreizregulierung werden im Grundansatz die Erlöse eines Netzbetreibers vor Beginn einer sogenannten Regulierungsperiode festgeschrieben. Der Netzbetreiber hat dadurch den Anreiz, im Laufe der Regulierungsperiode seine Bestandskosten möglichst weit unter das für die Regulierungsperiode festgelegte Ausgangsniveau abzusenken. Es gibt zudem Mechanismen, für neue Aufgaben und Investitionen auch Mehrkosten geltend zu machen (insb. im Kapitalkostenaufschlag). Kann der Netzbetreiber seine Bestandskosten unter die zugestandenen Erlöse senken, ergibt sich ein Zusatzgewinn, liegen die Kosten oberhalb der Erlöse ergibt sich eine Gewinnminderung. Das aus eigenem Gewinnstreben durch den Netzbetreiber selber abgesenkte Kostenniveau bildet dann wiederum die Ausgangsbasis für die kommende Regulierungsperiode. So werden Effizienzgewinne an die Kunden weitergegeben. Das ökonomische Modell beruht auf der Annahme, dass der Netzbetreiber selber sehr viel mehr über seine Effizienzpotentiale weiß als der Regulierer. Dieser Wissensvorsprung soll nutzbar gemacht werden, statt zu versuchen, mit immer größerem bürokratischem Aufwand über Mikromanagement im Detail Effizienzpotentiale zu heben.

Die **theoretische** Systematik der Anreizregulierung ist in folgender Grafik veranschaulicht:

Typisierter Erlös- bzw. Kostenverlauf!

Ablauf einer Regulierungsperiode in der Anreizregulierung

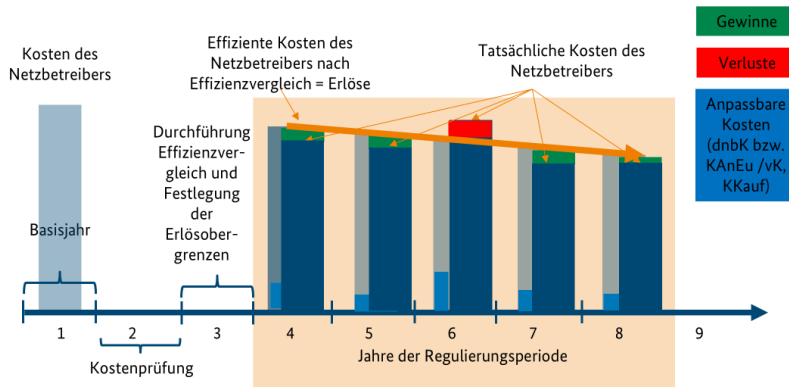


Abbildung: Typisierter Erlös- bzw. Kostenverlauf in der Anreizregulierung.

Tatsächlich stellt sich der typische Kostenverlauf der Verteilernetzbetreiber wie folgt dar, hier dargestellt am Beispiel der Stromverteilernetzbetreiber für die Jahre 2015 bis 2023:

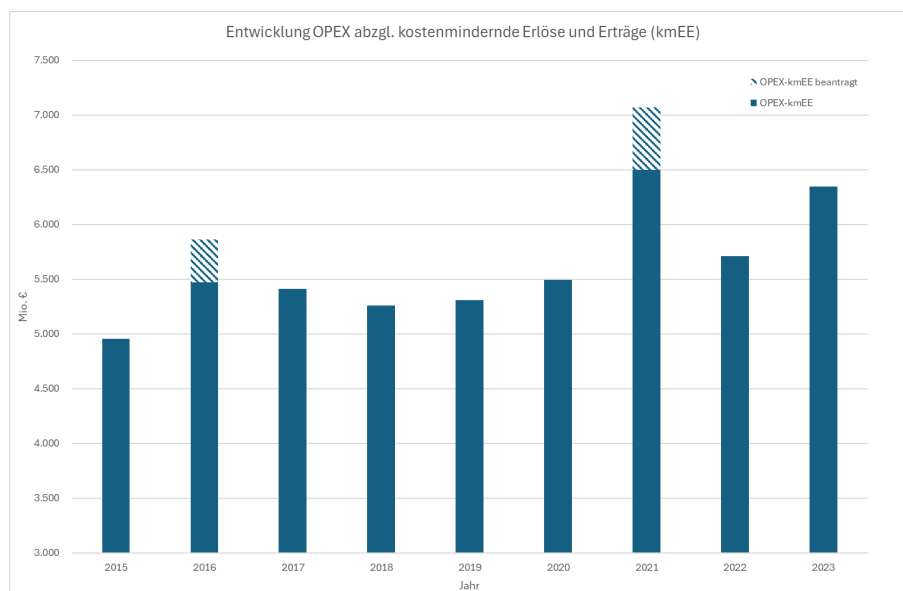


Abbildung: Betriebskosten abzgl. kostenmindernder Erlöse und Erträge von 80 Stromverteilernetzbetreibern in ausschließlicher Zuständigkeit der BNetzA (originäre Zuständigkeit + Organleihe) seit 2015

Gezeigt werden hier jeweils die Betriebskosten von 80 Stromverteilernetzbetreibern in ausschließlicher Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, vermindert um mögliche kostenmindernde Erlöse und Erträge. Die Betriebskosten sind für die Darstellung aus den Tätigkeitsabschlüssen der Netzbetreiber übertragen worden. Für die Basisjahre 2016 und 2021 wird ein erheblicher Kostenanstieg gegenüber den vor- und nachlaufenden Jahren deutlich. Das heißt die Netzbetreiber weisen für die Bestimmung des Ausgangsniveaus deutlich abweichende, höhere Kosten aus, um diese in die Erlösobergrenze der Regulierungsperiode „übertragen“ zu können. Der schraffierte Abschnitt der Säulen aus 2016 und 2021 ist dabei derjenige Anteil des beantragten Kostenvolumens, der im Rahmen der Ausgangsniveauprüfung nicht anerkannt wurde, bspw. weil die Kosten dem Marktvergleich nicht standhalten, fälschlich dem Stromverteilernetz zugeordnet wurden oder als Einmaleffekt zu verstehen waren. Ohne die Prüfung der Kosten wäre der „Badewanneneffekt“, also die Differenz zwischen den Kosten des Ausgangsniveaus und den tatsächlichen Kosten der Folgejahre, nach größer gewesen.

Das bisher gemäß der Anreizregulierungsverordnung in Deutschland zur Anwendung gekommene Modell der Anreizregulierung sieht folgende konkretisierende **Bausteine** vor:

- **Grundkonstruktion:** Die Dauer der Regulierungsperiode liegt bei fünf Jahren, sodass die Kosten der Netzbetreiber derzeit alle fünf Jahre geprüft werden. Für kleinere Netzbetreiber ist ein sogenanntes vereinfachtes Verfahren vorgesehen.
- **Ausgangsniveau:** Ausgangspunkt für die Bestimmung der Erlöse in der Anreizregulierung ist die Kostenprüfung bzw. die Überprüfung des Ausgangsniveaus. Hier werden die Kosten der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde auf ihre Betriebsnotwendigkeit für den Netzbetrieb geprüft. Kosten, die nicht zum Netz gehören, die im Konzern falsch zugeschlüsselt sind oder einem Marktvergleich nicht standhalten, würden im Rahmen der Prüfung nicht anerkannt. Im Rahmen der Ausgangsniveaubestimmung werden der Eigen- und Fremdkapitalanteil der Netzbetreiber sowie deren Fremdkapitalkosten in aufwändiger Weise individuell ermittelt.
- **Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung:** Auch regulierte Netzbetreiber müssen Gewinne erwirtschaften können, um das erforderliche Eigenkapital für die notwendigen Investitionen beziehen zu können. Dieser

Gewinn wird in der Regulierung über die sogenannte „kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“ abgebildet. Darüber hinaus können zusätzliche Gewinne vereinnahmt werden, bspw. wenn der Netzbetreiber seine Effizienz innerhalb der Regulierungsperiode weiter steigert oder den oben beschriebenen „Badewanneneffekt“ nutzt. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ist insofern der Ausgangspunkt für Gewinnpotenziale der Netzbetreiber. Vor diesem Hintergrund ist die Methode zur Bestimmung dieser kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auch eines der Hauptdiskussionsfelder für die Netzbetreiber. Für die Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung wird die Methode des Capital Asset Pricing Models (CAPM) verwendet. Die Eigenkapitalverzinsung ist sowohl Teil des Ausgangsniveaus als auch des sog. Kapitalkostenaufschlags (s.u.)

- **Volatile und dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile:** Sowohl die sog. „volatilen Kostenanteile“ als auch die sog. „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ sind Kosten, die nicht mit dem Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode festgelegt, sondern jährlich angepasst werden. Die Anpassung kann nach oben oder unten gehen. Die „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ wurden darüber hinaus auch noch vom Effizienzvergleich ausgenommen. Der Katalog ist über die Zeit immer mehr angewachsen. Er umfasst u. a. vorgelagerte Netzkosten, Betriebssteuern, Kosten für die Betriebsratstätigkeit, für Betriebskindergärten und die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, Kosten für Aus- und Weiterbildung sowie die sogenannten vermiedenen Netzentgelte. Die aktuelle Regelung zu den Lohnzusatzkosten enthält einen Stichtag, zu dem entsprechende tarifvertragliche oder betriebliche Vereinbarungen geschlossen sein mussten, um anerkannt zu werden. Danach sollten keine neuen Kosten angereizt werden.
- **Effizienzvergleich:** Im Wettbewerb sorgen konkurrierende Firmen für Effizienz- und Kostendruck sowie Preisanpassungen. In der Anreizregulierung wird dies durch die Vorgabe eines Budgets für die Regulierungsperiode und den Effizienzvergleich geleistet. Das Verhältnis aus Kosten eines Netzbetreibers und der erbrachten energiewirtschaftlichen Leistung beschreibt die Effizienz eines Netzbetreibers. Von den zulässigen Erlösen wird der ineffiziente Anteil der Kosten über die Jahre der Regulierungsperiode verteilt in Abzug gebracht. Während der Regulierungsperiode profitieren die Netznutzer durch die Absenkung des Erlöspfads von Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber.
- **Produktivitätsfaktor:** Die Erlöse der Netzbetreiber werden im Grundsatz für eine Regulierungsperiode festgesetzt. Allerdings werden die Erlöse in der Regulierungsperiode mit dem Verbraucherpreisindex inflationiert. Der Verbraucherpreisindex ist allerdings ein Mischindex, der für die Gesamtwirtschaft eine Aussage über die Preisentwicklung zulassen soll. In der Netzwirtschaft prägen andere, bestimmte Kostenkategorien die Kostenentwicklung, z.B. die Kosten für den Tiefbau- oder Personalaufwendungen. Mit dem Produktivitätsfaktor (X_{gen}) wird der Verbraucherpreisindex daher um langfristige Preisdifferenzen zwischen der Gesamt- und der Netzwirtschaft korrigiert. Gleichzeitig korrigiert der X_{gen} auch die unterschiedliche Produktivitätsentwicklung in Netz- und Gesamtwirtschaft. Liegt der Produktivitätsfortschritt der Netzwirtschaft also oberhalb des Fortschritts der Gesamtwirtschaft, wäre der Verbraucherpreisindex nach unten zu korrigieren.
- **Kapitalkostenaufschlag (KKauf):** Eine weitere Anpassung der Erlösobergrenze findet für die Kapitalkosten statt. Hier werden bei Investitionen in neue Anlagengüter innerhalb einer Regulierungsperiode die daraus erwachsenden Kapitalkosten unmittelbar (schon auf Planbasis) in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber berücksichtigt. Das Instrument des Kapitalkostenabgleichs war eine wesentliche Neuregelung in Folge der Evaluierung der Anreizregulierung in 2015. Das Instrument soll

fortgeführt werden. Der KKauf gewährleistet ein höchstmögliches Maß an Planungssicherheit für Investitionen.

- **Q-Element:** Ausschließliche Anreize zur Reduktion von Kosten könnten zu einer mangelhaften Versorgungsqualität führen. Daher sieht das Konzept der Anreizregulierung das Element der Qualitätsregulierung vor. Die Qualitätsregulierung wird derzeit nur in Gestalt der Netzzuverlässigkeitskomponente und für Stromnetzbetreiber angewandt - und dort nur für große und mittlere Unternehmen mit über 30.000 angeschlossenen Kunden. Hierbei können Netzbetreiber, die eine besonders gute Versorgungsqualität erreichen, einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze erhalten. Netzbetreiber mit einer vergleichsweise weniger guten Versorgungsqualität würden hingegen einen Abschlag hinnehmen müssen.
- **Regulierungskonto:** Das Regulierungskonto garantiert den Netzbetreibern die ihnen zugestanden Erlöse. Etwaige Einnahmeausfälle, weil die Netznutzung weniger umfangreich erfolgte als sie im Vorjahr prognostiziert wurde, werden in den Folgejahren durch Erhöhung der erlaubten Erlöse ausgeglichen. Die Netzbetreiber tragen daher, anders als z.B. Automobilbauer oder Einzelhändler, kein Umsatz- bzw. Mengenrisiko. Netzbetreiber erhalten damit größtmögliche Sicherheit.

Stand der Überlegungen anhand der Festlegungsentwürfe vom 18.06. bzw. 30.06.2025

In der Folge werden die wesentlichen Änderungsvorschläge zum Konzept der Anreizregulierung skizziert und kurz begründet, wie sie in den Entwürfen vom 18.06. bzw. 30.06.2025 angelegt sind. Für eine umfassende Darstellung der Regelungsentwürfe und Begründungen wird auf die jeweiligen Festlegungsentwürfe verwiesen.

Grundansatz ist, dass die Ziele

- „Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes“,
- „Stärkere Vereinfachung und mehr Transparenz“,
- „Konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz“ und
- „Stärkere Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende“

in einer für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogenen Weise, fachlich fundiert erreicht werden.

Ziel: Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes

Motivation:

- Allein in den Stromverteilernetzen sind auf Basis der Netzausbaupläne bis 2033 ca. 110 Mrd. EUR an Investitionen (Netzdimensionierung, ohne Ersatz und Rückbau) erforderlich. Um das notwendige Eigenkapital zu beschaffen, müssen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Regulierung – gerade auch aus Sicht der Bundesnetzagentur – hinreichend attraktiv sein. Dieses Investitionsprogramm wird zwangsläufig zu einer Erhöhung der Netzkosten und der Netzentgelte führen.
- Die Investitionen müssen allerdings nicht vollständig über die Aufnahme neuen Eigenkapitals finanziert werden. Ein Teil wird über Fremdkapital finanziert. Und Netzbetreiber haben außerdem die Möglichkeit der teilweisen Innenfinanzierung aus dem Cashflow. Die Netzentgelte enthalten die Abschreibungen des Bestandsvermögens der Netzbetreiber. Die Netzbetreiber konnten nach einer Auswertung rd. 30% ihrer Investitionen des Jahres 2025 über die Rückflüsse aus Abschreibungen finanzieren.
- Regelungen aus dem Status-quo System, die – auch öffentlich wahrgenommen – zu übermäßigen Gewinnen der Netzbetreiber führen, können in die neue Regulierung nicht übertragen werden. Allein die von der ARegV fälschlich nicht erkannte Doppelinflationierung der Kapitalkosten hat die Erlöse der Verteilernetzbetreiber um ca. 0,7 % nach oben getrieben. Dies entspricht im Durchschnitt etwa 125 Mio. EUR¹ im Jahr.
- Netzbetreiber konnten in den letzten Jahren regelmäßig Renditen erzielen, die sehr deutlich oberhalb der regulatorisch gewährten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung lagen. Im Geschäftsjahr 2024 erzielten

¹ Bezogen auf die 4. Regulierungsperiode bei einem unterstellten VPI von 2% p.a. und einem PF von 0,86% p.a.

die Stromverteilernetzbetreiber z.B. eine handelsrechtliche Eigenkapitalrendite von ca. 14 %. Vor diesem Hintergrund ist der Erhalt des Status-quo kein Ziel für die Bundesnetzagentur. Renditen, die weit über die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung hinausgehen, sollen durch echte Effizienz- und Produktivitätsfortschritte begründet sein, so dass auch die Nutzer davon profitieren.

Maßnahmen:

- Die Bundesnetzagentur sieht vor, die **kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung** wie auch in den letzten Regulierungsperioden mit dem CAPM-Ansatz zu bestimmen. Die Methode ist etabliert und stärkt das Vertrauen in die regulatorische Praxis. Gegenüber den letzten Festlegungen soll insbesondere aber bei der Bestimmung der sogenannten Marktrisikoprämie künftig nur noch das sogenannte arithmetische Mittel zur Anwendung kommen, nicht mehr das „Mittel der Mittel“ aus arithmetischem Mittel und geometrischen Mittel. Dies allein führt zu einem Anstieg des Eigenkapitalzinssatzes um 0,6 Prozentpunkte. Hierdurch werden die Erlöse der Stromverteilernetzbetreiber um ca. 1,2 % ansteigen. Dies entspricht im Durchschnitt etwa 215 Mio. EUR pro Jahr.
- Die **Bestimmung der Kapitalkosten** soll künftig in pauschaler Weise über einen sogenannten WACC (Weighted Average Cost of Capital) erfolgen. Hierbei werden nicht mehr die individuell ermittelten Kapitalkosten der Netzbetreiber zugrunde gelegt, sondern einheitliche Kapitalkostensätze zur Anwendung gebracht. Dies hat den Vorteil, dass Netzbetreiber die Möglichkeit haben, ihre Kapitalkosten nach rein betriebswirtschaftlichen Maßstäben zu optimieren. Hinzu kommt eine Annäherung an den internationalen Standard und ein erhebliches Vereinfachungspotenzial. Die aufwändige Ermittlung des sogenannten Abzugskapitals entfällt. Durch eine optimierte Finanzierung und Nutzung des Leverage-Effektes entstehen weitere Einnahmemöglichkeiten für die Netzbetreiber, die erst in den nächsten Jahren sichtbar werden.
- Die WACC-Methode erlaubt den Netzbetreibern eine unkomplizierte **Optimierung ihrer Kapitalstruktur** und damit – bei effizienter Finanzierung - das Erzielen von höheren Renditen. Eine effiziente Finanzierung kann durch Aufnahme von günstigem Fremdkapital oder durch eine optimierte Eigenkapitalquote erreicht werden. Die Optimierung der Eigenkapitalquote ist zwar auch derzeit möglich. Allerdings steht sie wegen der hierzu erforderlichen komplexen vertraglichen Gestaltungen innerhalb eines Unternehmensverbundes eher größeren Netzbetreibern offen.
- Für Neuinvestitionen ist eine **dynamische Vergütung der Fremdkapitalkosten** am aktuellen Rand der Zinsreihe im Rahmen des bereits vorhandenen Systems des Kapitalkostenaufschlags vorgesehen. Damit fließen die aktuellen Zinsentwicklungen bereits im Laufe der Regulierungsperiode deutlich in die Finanzierungsbetrachtung ein. Das Bestandsvermögen wird im Regelfall im Rahmen einer fristenkongruenten Finanzierungsstrategie langfristig refinanziert. Die darauf entfallenden Fremdkapitalkostensätze werden wie auch bisher im Turnus der Regulierungsperiode aktualisiert, in der Perspektive also alle drei Jahre. Mit der Nutzung eines siebenjährigen Durchschnitts des Zinsindex befindet sich die Länge des Betrachtungszeitraums in der Mitte der mit der Branche diskutierten Ansätzen von fünf oder zehn Jahren, und es wird eine hohe Konsistenz bezüglich der Restlaufzeitenannahme hergestellt. Insgesamt ergibt sich ein angemessenes Gesamtsystem der Fremdkapitalfinanzierung mit einem Ausgleich zwischen einerseits Stabilität und Planbarkeit und andererseits der Abbildung künftiger Entwicklungen.
- Die **Dauer der Regulierungsperiode** soll ab der übernächsten Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre verkürzt werden. Damit können die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber schneller 1:1 nachvollzogen

werden. Dies ist insbesondere in Phasen der Transformation für die Netzbetreiber und Netznutzer im Strom- wie im Gasbereich eine wichtige Anforderung: Stromnetzbetreiber sollen die Anpassungen ihrer Netze, die mit **Steigerungen** der Betriebskosten einhergehen können, schneller in ihren Erlösen abbilden können. Gasnetzbetreiber sollen **eingesparte Kosten**, die sich bei der Stilllegung von Teilnetzen ergeben, schneller an die Netznutzer weitergeben. Nur übergangsweise soll die **Regulierungsperiode noch einmal fünf Jahre** andauern.

- Um dennoch die zu vermutende Kostendynamik im Strombereich auch in der kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode aufzugreifen, ist übergangsweise ein Instrument zur Anpassung der Betriebskosten vorgesehen. Dieses Instrument ist vom VKU in die Diskussion eingebracht worden und soll nun Eingang in die RAMEN-Festlegung finden. Die methodische Grundlage für das **Instrument zur Anpassung der Betriebskosten** ist das Effizienzvergleichsmodell. Das Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode ist bekannt. Auf dieser Grundlage kann eine grobe **Erwartungsbildung über die Erlöswirkungen** des Instrumentes vorgenommen werden. Die Bundesnetzagentur prognostiziert für die Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren einen Erlöszuwachs von ca. 2,0 % aus dem Anpassungsinstrument. Dies entspricht im Durchschnitt circa 327 Mio. EUR im Jahr.
- Vorteil des Instrumentes ist, dass diejenigen Netzbetreiber, deren Versorgungsaufgabe sich objektiv messbar ändert, eine Anpassung ihrer Erlöse erhalten können, **ohne dass hierfür Kostenprüfungen im Einzelnen erforderlich wären**. Bspw. würde der Zuwachs von z.B. 30 Freileitungskilometern in der Hochspannung zunächst mit dem aus dem Effizienzmodell der vierten Regulierungsperiode abgeleiteten effizienten Kostensatz für diesen Strukturparameter in Höhe von ca. 16.000 Euro je Leitungskilometer belegt. Da die Kapitalkosten bereits der innerperiodischen Anpassung über den Kapitalkostenabgleich unterliegen, würde dieser effiziente Kostensatz in der Folge mittels des unternehmensindividuellen Kostenanteils der Betriebskosten, beispielsweise 60 %, anteilig anerkannt. Der Netzbetreiber erhält dann den entsprechenden Betrag als Aufschlag auf die kalenderjährliche Erlösobergrenze, unabhängig davon, wie hoch die tatsächlichen zusätzlichen Kosten wirklich sind.
- Die **Anwendung ist auf die Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren beschränkt**. Dies ist geboten, da im Gasbereich kein struktureller Kostenzuwachs zu erwarten ist: Für den Strombereich gilt, dass das Anpassungsmodell nur für die am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber kalibriert ist und insofern für die Unternehmen im vereinfachten Verfahren nicht ohne Weiteres zur Anwendung kommen kann. Zudem liegen die erforderlichen Daten für die Unternehmen des vereinfachten Verfahrens nicht vor und wären nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand rechtssicher zu erheben. Netzbetreiber, die sich im Regelverfahren dem Effizienzvergleich stellen, könnten dann konsequenterweise auch das Anpassungsmodell nutzen. Die OptIn-Option in das Regelverfahren steht kleinen Netzbetreibern weiterhin offen. Die **Anwendung des Verbraucherpreisindexes** soll weiterhin auf Grundlage des Ist-Wertprinzips erfolgen. D.h., es wird immer der zuletzt verfügbare, amtlich ermittelte Index auf die Erlösobergrenze angewendet werden. Das vermeidet nachträgliche Anpassungen und Korrekturen und den damit verbundenen Aufwand. Zudem werden einzelne Kostenpositionen ebenfalls erst auf Grundlage ermittelter Preisänderungen angepasst werden. Dies gilt z.B. für Indexmieten oder Personalaufwendungen. Nicht zuletzt ist ein impliziter Inflationsausgleich bereits dadurch angelegt, dass die Netzbetreiber in den Basisjahren für die Kostenprüfung strukturell höhere Kosten ausweisen als in einem „Normaljahr“. Die Abbildung auf Seite 10 zur Entwicklung der Betriebskosten zeigt, dass es der Regulierungsbehörde trotz intensiver Prüfung und entsprechenden Kürzungen nicht gelingt, diesen Effekt zu verhindern. Damit werden für die gesamte Regulierungsperiode in der Tendenz überhöhte Erlöse festgesetzt.

- Die **Kapitalkosten sollen nicht mehr mit dem Verbraucherpreisindex** hochskaliert werden. Denn die Kapitalkostenentwicklung wird bereits über den Kapitalkostenaufschlag vollständig abgebildet. Die zusätzliche Indexierung mit dem Verbraucherpreisindex ist hier zur Abbildung der Kostenentwicklung nicht erforderlich, führt zu nicht begründbaren Zusatzerlösen (ca. 0,7 %) und ist ein Relikt aus der Zeit vor Einführung des Kapitalkostenaufschlags.

Ziel: Stärkere Vereinfachung und mehr Transparenz

Motivation:

- Die Regulierung hat sich im Zeitablauf in ein RegelungsDickicht, vergleichbar dem Steuerrecht entwickelt. Dies führt zu hohen administrativen Kosten bei den Netzbetreibern wie auch in der Verwaltung der BNetzA und der Landesregulierungsbehörden.
- Auch für Investoren wirken die komplexen Regelungen hemmend. Die Umstellung auf ein einfaches WACC-System wird deshalb bspw. sehr begrüßt.
- Pauschalierungen werden die bislang starke Orientierung am Einzelfall einschränken, im Sinne von Vereinfachungen und stärkeren Effizianzanreizen.

Maßnahmen

- **Vereinfachungen** sind angelegt, wo sie regulatorisch vertretbar sind und bestenfalls die weiteren Zielsetzungen noch unterstreichen. Hervorzuheben sind hier bspw. die Einführung eines WACC, die Pauschalisierung des Umlaufvermögens, die Anpassung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und die Umstellung der Xgen-Bestimmung auf den Malmquist-Index. Auch die Forderung nach Beibehaltung der kalkulatorischen Gewerbesteuer ist von den Netzbetreibern mit dem als erheblich eingeschätzten Vereinfachungspotenzial begründet worden. Schließlich erlaubt die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre, die Intensität der jeweiligen Prüfungen zu reduzieren, indem bspw. bewusst Prüfungsschwerpunkte gesetzt werden.
- Das **vereinfachte Verfahren** soll beibehalten werden. Es soll um ein noch weiter vereinfachtes Verfahren ergänzt werden, das sehr kleinen Netzbetreibern eröffnet werden kann. Für das vereinfachte Verfahren soll der Zugang nicht mehr an die unklare und wenig aussagekräftige „Kundenzahl“ geknüpft werden, sondern an die Netzkosten des Netzbetreibers. Die Netzkosten sind ein belastbarer Indikator für die administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers, und sie werden nach klaren Regeln und einheitlichen Maßstäben bestimmt.

Ziel: Konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz – zum Schutz der Netzkunden

Motivation:

- In der Regulierung dürfen schon aus europarechtlichen Vorgaben nur effiziente Kosten berücksichtigt werden. Der Ausgestaltung von Effizienzinstrumenten kommt schon deshalb eine besondere Bedeutung zu.
- Es sind durchaus bereits Effizienzpotenziale durch die Kostenprüfungen und die Anreizregulierung gehoben worden. Aber gerade in einer Phase der Transformation des Energiesystems müssen auch für die

Perspektive weitergehende, dynamische Effizianreize gesetzt werden. Jeder Euro, der von den Kunden über Netzentgelte bezahlt wird, sollte so effizient wie möglich eingesetzt werden.

- Die Netzentgelte liegen derzeit für Haushalte bei ca. 11 ct je kWh und machen grob ein Drittel des Strompreises aus. Die Höhe der Netzentgelte ist daher ein wichtiges sozial- und wirtschaftspolitisches Thema.
- Aktuelle politische Anstrengungen zur Begrenzung der Strompreise dürfen nicht konterkariert werden. Zur Verdeutlichung: Ein Prozentpunkt mehr Eigenkapitalverzinsung erhöht die Erlösobergrenze und damit die Netzentgelte um ca. 2 %. Ein um einen Prozentpunkt geringerer Effizienzwert senkt die Erlösobergrenze um etwa 0,6 %. Bezogen werden müssen diese Änderungen dann auf eine Gesamt-Erlösobergrenze der Stromverteilernetzbetreiber über die Regulierungsperiode (2024-2028 in Summe 71 Mrd. Euro).

Maßnahmen

- Das **Budgetprinzip** der Anreizregulierung, gemäß dem die Erlöse für eine Regulierungsperiode fixiert werden, setzt von sich aus Anreize zur Steigerung der Effizienz. Mit der Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre wird dieser Anreiz zwar etwas reduziert. Im Ausgleich dafür wird eine bessere Anpassung der Kosten im Zeitablauf ermöglicht.
- Beim **Effizienzvergleich** sind Anpassungen gegenüber dem Status-quo notwendig. So soll der Effizienzwert eines Netzbetreibers nicht mehr als der Beste aus den vier für einen Netzbetreiber errechneten Effizienzwerten² ausgewählt werden („best-of-four“). Stattdessen sollen für die beiden vorgeschlagenen Vergleichsmethoden jeweils zwei Effizienzwerte bestimmt und der Durchschnitt berechnet werden³. Dann wird der höhere der beiden Durchschnittswerte ausgewählt („Best-of-methods & Mean-of-Costs“). Diese Modifikation ist aus Sicht der Bundesnetzagentur angezeigt, da das bisherige „**best-of-four**“-Verfahren für die Netznutzer einseitig negativ wirkt. Denn gerade aus der Kombination des Basisjahres als Kostenausgangspunkt für die Erlösobergrenzen und einem „best-of-four“-Verfahren entsteht ein branchenweiter Anreiz zu einer überhöhten Kostendarstellung im Basisjahr. Dieser wird durch das neue Verfahren abgemildert werden.

Daneben soll die in der laufenden Regulierungsperiode zur Anwendung gekommene künstliche Hochskalierung der Werte aus der Methode der „Stochastic Frontier Analysis“ (SFA) auf 100 % künftig nicht mehr erfolgen. Die SFA lässt methodisch keine Werte von genau 100 % zu. Die SFA bietet aber denjenigen Netzbetreibern, die in der DEA (Data Envelopment Analysis) nicht gut abschneiden, die Chance auf einen besseren Effizienzwert. In dieser Absicherungsfunktion darf die SFA aber nicht noch im Sinne von „Rosinenpickerei“ einseitig zu Lasten der Netznutzer durch eine Hochskalierung angepasst werden.

- Der Abbau der Ineffizienz soll möglichst schnell erfolgen. Einen inhaltlichen Zusammenhang mit der Dauer der Regulierungsperiode gab und gibt es nicht. Vielmehr besteht ein Zusammenhang zwischen dem Basisjahr und dem Ineffizienzabbau: So ist das Basisjahr - in der kommenden Regulierungsperiode - das dritte Jahr der Regulierungsperiode. Wenn der Abbau der Ineffizienzen bis dahin nicht abgeschlossen

² Vier Effizienzwerte: Zwei Methoden (SFA und DEA) jeweils kombiniert mit zwei Kostengrößen (standardisierte und nicht standardisierte Kapitalkosten).

³ Einmal mit standardisierten Kapitalkosten, einmal mit nicht standardisierten Kapitalkosten.

ist (wie er das nach dem bisherigen 5-jährigen Abbaupfad wäre), hätte der Netzbetreiber hier die wirtschaftliche Möglichkeit, ineffiziente Kosten von einer Regulierungsperiode in die folgende zu übertragen. Diese Möglichkeit würde durch den Abbau der Ineffizienzen bis zum Basisjahr deutlich begrenzt. Der Zeitraum soll daher bereits in der kommenden Regulierungsperiode drei statt fünf Jahre betragen.

Die vorgeschlagenen Anpassungen werden durch effektive Absicherungsinstrumente flankiert und zu weiterhin robusten Ergebnissen führen: Die Absicherung erfolgt weiterhin durch die Anwendung von zwei unterschiedlichen Methoden zur Messung der Effizienz (DEA und SFA), einen Abbaupfad über drei Jahre – statt eines sofortigen Abzugs der Ineffizienz –, und die Gewährung einer Mindesteffizienz von 60 %. Zudem wird das Effizienzmodell in jeder Regulierungsperiode – künftig also alle drei Jahre – auf seine Eignung hin untersucht. Ändern sich Kostenstrukturen oder die Versorgungsaufgabe, kann hier also schneller nachgesteuert werden.

- Die vom BDEW aufgerufenen, über das von der Bundesnetzagentur abgeschätzte Maß weit hinausgehenden **Absenkungen der Effizienzwerte sind nicht zu erwarten**. Der vom BDEW befürchtete Effekt ergibt sich, weil das verwendete Effizienzvergleichsmodell in der Modellrechnung des BDEW nicht an die geänderten Netzbetreiberdaten angepasst wurde.
- Im Einzelnen: Durch die geplanten Änderungen an den Zugangsgrenzen zum vereinfachten Verfahren wird sich die **Zusammensetzung der Teilnehmer am Effizienzvergleich** ändern. Hierzu haben die Netzbetreiber vorgetragen, dass dies zu einer Verschlechterung der Effizienzwerte für alle Netzbetreiber führen könnte. So seien die neu in den Effizienzvergleich einzubeziehenden, tendenziell kleineren Netzbetreiber (laut BDEW und VKU) im Durchschnitt weniger effizient als die tendenziell größeren Netzbetreiber, die bereits im Regelverfahren sind. Sollte es durch das Hinzuziehen der kleineren Netzbetreiber im heutigen Modell einen negativen Effekt auf die Werte der größeren geben, wäre dieser jedoch nicht auf die vom BDEW vermutete geringere Ineffizienz der kleineren Netzbetreiber zurückzuführen. Vielmehr ändert sich durch die Aufnahme neuer Netzbetreiber die Zusammensetzung der Netzbetreiber, die miteinander verglichen werden – die Heterogenität der Versorgungsaufgaben könnte steigen. Einer solchen Veränderung würde jedoch in dem von der BNetzA praktizierten System durch eine sachgerechte Auswahl der Vergleichsparameter und Modellanalysen begegnet. Hierdurch wird das Modell an die realen Daten der neuen Vergleichsgruppe angepasst, inhaltlich verbessert und der behauptete Effekt („Effizienzwerte aller anderen Netzbetreiber sinken“) wird verhindert.
- Die **Kosten für Redispatch** sollen künftig ebenfalls in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Redispatch ist die Zu- und Abschaltung von Erzeugungsanlagen entgegen ihres intendierten Markteinsatzes, um Netzengpässe zu vermeiden. Bislang wurden diese Kosten nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt. Dies hat dazu geführt, dass Netzbetreiber, die ihr Netz ausgebaut haben, schlechter gestellt werden als Netzbetreiber, die ihr Netz nicht vergleichbar ausgebaut haben, dafür aber höhere Redispatchkosten ausweisen. Denn zwei vergleichbare Netzbetreiber würden zwar mit den gleichen Strukturdaten, aber unterschiedlichen Kosten in den Effizienzvergleich eingehen – der Netzbetreiber mit mehr Netzausbau mit eher höheren Kosten für die neu errichteten Anlagen; der Netzbetreiber mit dem Redispatch mit geringen Kosten, da die Redispatch-Kosten herausgerechnet werden. Drei Botschaften sind darüber hinaus wichtig:
 - 1) Netzbetreiber können die Redispatchkosten beeinflussen, u. a. indem sie frühzeitig und vorausschauend den Ausbau ihrer Netze vorantreiben, qualitativ hochwertige Planungsunterlagen erstellen und vor Ort Akzeptanzmaßnahmen ergreifen. Künftig sollen sie bei engpassbehafteten Netzen

auch die Instrumente flexibler Netzanschlüsse oder bedingter Anschlusskapazitäten nutzen – dieser Mühen unterzieht sich ein Betreiber aber nur, wenn die Redispatchaufwendungen einer Effizienzbewertung unterliegen.

2) Netzbetreiber sollen ihre Netze gerade nicht soweit ausbauen, dass auch die letzte kWh sicher abtransportiert werden kann. Der Redispatch bleibt eine Option, die mit der Alternative eines weitergehenden Netzausbaus abgeglichen werden muss. Die Abwägung „Netzausbau vs. Redispatch“ erfordert die Aufnahme des Redispatches in den Effizienzvergleich. Denn auch Redispatchkosten können in einem bestimmten Umfang effiziente Kosten sein.

3) Die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mag von außen getrieben sein. Im Effizienzvergleich werden jedoch die damit einhergehenden Kosten wie auch die mit dem Ausbau verbundenen Strukturparameteränderungen (z.B. Leitungslänge und EE-Anschlüsse) gleichermaßen einbezogen, so dass sich eine konsistente Gesamtbewertung ergibt.

- Über den **Xgen (Produktivitätsfaktor)** sollen die vom gesamtwirtschaftlichen technischen Fortschritt abweichenden Produktivitätsvorteile der Netzwirtschaft frühzeitig den Netznutzern zugänglich gemacht werden. Daher ist der Xgen weiterhin integraler Bestandteil der Anreizregulierung. Zu Gunsten des Ziels der Vereinfachung soll allerdings auf die Methode des Törnqvist-Index verzichtet werden. Es soll nur noch der mit deutlich weniger Datenbedarf bestimmbare Malmquist Index zur Anwendung kommen und damit der Verwaltungsaufwand reduziert werden.
- Bei den sogenannten **„dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen“** muss der Regulierer proaktiv begründen, welche Kosten künftig noch eine regulatorische Sonderbehandlung erfahren sollen. Vor diesem Hintergrund sieht der Entwurf der RAMEN Festlegung einen begrenzten Katalog an sogenannten KAnEu („Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen“) vor, für die anhand objektiver Kriterien eine abweichende Behandlung begründet werden kann. Eine abweichende Behandlung kann dann begründet werden, wenn 1) der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung oder Höhe der Kosten leisten kann oder konnte, 2) diese Kosten nicht gleichmäßig über die Jahre anfallen - also stark schwanken -, 3) diese Kosten nur bei wenigen Netzbetreibern anfallen können und 4) diesen Kosten eine hohe Werthaltigkeit zugerechnet werden kann. Grundsätzlich ist dabei zunächst davon auszugehen, dass es bei allen Kostenpositionen vernünftig ist, sie in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Bei Anwendung dieser Kriterien sind dies Kosten oder Erlöse für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, Kosten oder Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen und gesetzlich auferlegte Kosten für Smart Meter. Wichtig ist hier die Botschaft, dass auch die Kosten, die künftig keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mehr sind, selbstverständlich weiter anerkannt werden - im Rahmen der „normalen“ Kostenanerkennung. Als „normale“ Bestandteile der Erlösobergrenze werden sie künftig zudem mit dem Verbraucherpreisindex und für die Stromnetzbetreiber im Regelverfahren während der fünften Regulierungsperiode mit dem Betriebskosteninstrument angepasst. Das heißt, die Kosten für die Betriebsratstätigkeit, für Betriebskindergärten und die Lohnzusatzkosten steigen mit der allgemeinen Preisentwicklung an und steigen zusätzlich, wenn die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers anwächst. Auch die engmaschigere, dreijährige Kostenprüfung wird dafür sorgen, dass die Kosten schneller entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenentwicklung angepasst werden. Zudem soll die bislang geltende Stichtagsregelung für die Anerkennung von Versorgungsleistungen abgeschafft werden. Kosten für Versorgungsleistungen können insofern ohne zeitliche Abgrenzung anerkannt werden. Damit kommt die Bundesnetzagentur einer langjährigen Forderung der Arbeitnehmerseite nach.

Ziel: Stärkere Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende

Motivation:

- Jeder in die Netze investierte Euro soll den Netzkunden und für die Transformation des Energiesystems den größten Nutzen bringen.
- Die Netzbetreiber haben die Energiewende über die letzten Jahre effektiv nach vorne gebracht. Bei den neuen Anforderungen der nächsten Jahre wie bspw. der Digitalisierung muss das hohe Kompetenzniveau in der Breite noch weiter ausgebaut werden.
- Viele neue Geschäftsmodelle werden nur funktionieren, wenn deutschlandweit Netzbetreiber auf einem ähnlichen Niveau arbeiten. Ein Zugang von Kunden zur Beteiligung an der Energiewende oder zu Kostensenkungsmöglichkeiten darf nicht davon eingeschränkt werden, an welchem Netzbetreiber er angeschlossen ist.

Maßnahmen:

- Das Qualitätselement in seiner ursprünglichen Form reizt die Netzzuverlässigkeit an und soll erhalten bleiben. Die Anwendung soll auf die Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren begrenzt bleiben.

Für alle Stromverteilernetzbetreiber hinzukommen soll der Aspekt der „Energiewendekompetenz“. Die Energiewendekompetenz im Stromverteilernetz beschreibt nach derzeitiger Ansicht der Rahmenfestlegung (RAMEN Strom) grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördern. Eine Datenabfrage hierzu hat bspw. ergeben, dass die Netzbetreiber sehr unterschiedliche Zeitdauern benötigen, um Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen anzuschließen. Auch zeigt sich, dass Netzbetreiber in sehr unterschiedlicher Weise digitalisiert sind. Das neue Element der Energiewendekompetenz trägt dazu bei, diejenigen Netzbetreiber sichtbar zu machen, die eine best-practice entwickelt haben und als Vorbild dienen können. Es ist vorgesehen, zunächst mit der Erhebung und Veröffentlichung der Daten zu beginnen. Die Einführung eines finanziellen Bonus- oder Bonus-Malus-Systems ist frühestens ab der 5. Regulierungsperiode ab 2029 vorgesehen.

Gesamteinordnung zur Angemessenheit der Änderungen

Die in den Festlegungsentwürfen enthaltenen Änderungen am bisherigen Regulierungsrahmen sind folgerichtig. Sie sind für Netzbetreiber **und** Netznutzer ausgewogen und im Einzelnen fachlich gut begründet.

Für eine Gesamteinordnung sind folgende Aspekte illustrativ:

- Netzbetreiber konnten in den letzten Jahren **regelmäßig Renditen erzielen, die sehr deutlich oberhalb der regulatorisch gewährten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung lagen**. Im Geschäftsjahr 2024 erzielten die Stromverteilernetzbetreiber z.B. eine handelsrechtliche Eigenkapitalrendite von ca. 14 %.

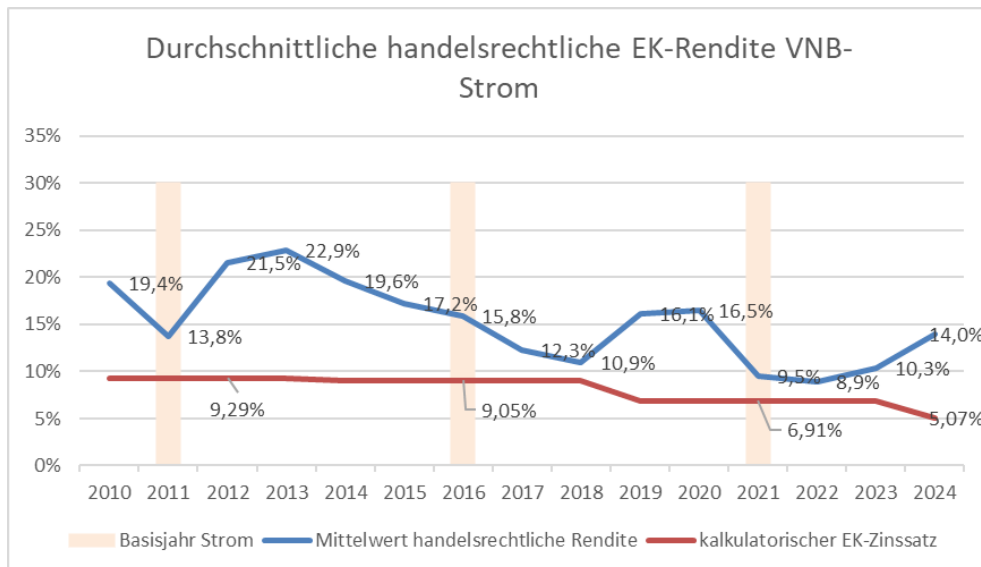


Abbildung Mittelwert der handelsrechtlichen Eigenkapitalrendite von Stromverteilernetzbetreibern

Die dargestellten Renditen basieren auf den handelsrechtlichen Tätigkeitsabschlüssen von ca. 60 Verteilernetzbetreibern (2024 bislang ca. 50 Netzbetreiber), bei denen aufgrund ihres geringen Pachtanteils davon auszugehen ist, dass die handelsrechtlichen Daten die Tätigkeit des Netzbetriebs sinnvoll abbilden. Noch fehlende Tätigkeitsabschlüsse aus 2024 beziehen sich allerdings auf eher kleinere Netzbetreiber, so dass die Ergebnisse als repräsentativ gelten können. 12 der 15 größten Stromverteilernetzbetreiber sind in der Stichprobe enthalten.

Die nachfolgende Analyse der handelsrechtlichen Renditen der Gasverteilernetzbetreiber bestätigt den geschilderten Befund. Die **tatsächlichen Renditen liegen dauerhaft oberhalb der kalkulatorischen Rendite**. Angesichts der Konstanz der Befunde lässt sich dagegen auch nicht mit handelsrechtlichen Sondereffekten argumentieren.

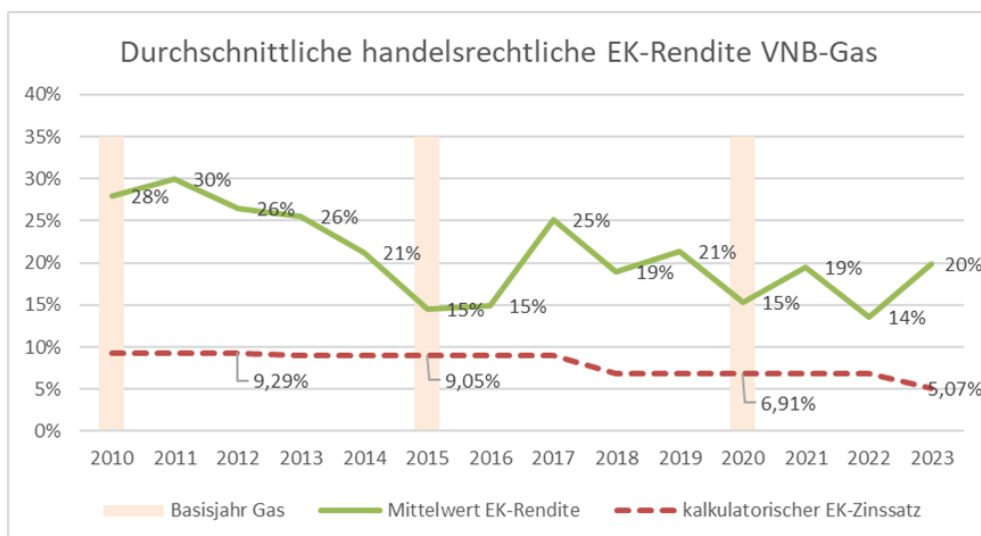


Abbildung Mittelwert der handelsrechtlichen Eigenkapitalrendite von Gasverteilernetzbetreibern

- Eine Analyse der Stromverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der BNetzA für das Jahr 2023 zeigt, dass über die Hälfte dieser Verteilernetzbetreiber einen **Gewinnabführungsvertrag** hat. Der über Gewinnabführungsverträge ausgeschüttete Gewinnanteil liegt bei ca. 60 % der Gesamtgewinne. Die Gewinnverwendung kann seitens der Bundesnetzagentur zwar nicht im Detail nachvollzogen werden.

Allerdings ist nicht ersichtlich, dass Eigentümer die abgeführten Gewinne systematisch zeitnah in ihre Netzöchter in Form von Eigenkapitalerhöhungen reinvestieren. Die Möglichkeiten zu einer stärkeren Innenfinanzierung von Netzinvestitionen über die Reinvestition von Gewinnen aus dem Netzbereich wird insofern offenbar - trotz des erheblichen Investitionsbedarfs im Netzbereich – derzeit nur zu einem geringen Teil genutzt. Es gibt hierbei keinen systematischen Unterschied zwischen kommunalen und nicht-kommunalen Netzbetreibern. Die Tatsache, dass sich über die Hälfte der Strom-VNB im wirtschaftlichen Eigentum der öffentlichen Hand befindet, legt nahe, dass der Netzbetrieb für Kommunen lukrativ ist.

- Die Anpassungen aus dem NEST-Prozess führen für die Stromverteilernetzbetreiber des Regelverfahrens zu einem **Erlöszuwachs von ca. 1,4 % in der 5. Regulierungsperiode.**

EOG (ohne KA dnb - alt)

Verzinsung (EK, FK kalk GeWSt) mit Übergangsregelung	0,3%
Strukturelle Änderungen EK-Zinssatz - arithmetisches Mittel (-	1,2%
Verkürzung Abbaupfad auf 3 Jahre	-0,3%
Effizienzwert (Bo Methoden, MW Kosten, ohne Skalierung)	-0,8%
Effizienzbonus	-0,1%
VPI-PF (nur CAPEX Auswirkungen)	-0,7%
Bereinigung VPI-PF bei volatilen Kosten - Verlustenergie	-0,2%
Zinsbonus	0,2%
Abzug Umbuchung AiB	-0,2%
OPEX Anpassung	2,0%
EOG (ohne KA dnb) nach Änderungen NEST	1,4%

Tabelle Auswirkungen der Festlegungsentwürfe auf die Erlösobergrenzen der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren der 5. Regulierungsperiode - **Update gegenüber dem Stand vom 7. Mai 2025 aufgrund aktualisierter Daten!** -

- **Gasnetzbetreiber** stehen ebenfalls vor einer erheblichen Transformationsaufgabe. Hier sehen die Festlegungsentwürfe die Fortschreibung der Regelungen aus der KANU 2.0 Festlegung vor. Zudem ist angelegt, dass Kosten für die Bildung von Rückstellungen für die Stilllegung von Gasnetzen als KAnEu ausgestaltet werden können. Mit diesen beiden Regelungen wird den Gasnetzbetreibern ein strukturelles wirtschaftliches Risiko genommen, was einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil für die Betreiber mitbringt. So hat bereits ein Drittel aller Gasverteilernetzbetreiber von den Regelungen aus KANU 2.0 Gebrauch gemacht. Davon schreiben wiederum zwei Drittel degressiv ab – hier ganz überwiegend mit einer Rate von 12 % - und ein Drittel linear. Diese Regelung allein hat bei diesen Netzbetreibern zu einem Anstieg der Erlösobergrenzen um ca. 14 % geführt.
- Auch für **kleine Netzbetreiber** sind die Regelungen angemessen. Kleinen Netzbetreibern steht weiterhin ein vereinfachtes Verfahren zur Verfügung, das sie von höheren administrativen Lasten, insbesondere im Rahmen des Effizienzvergleichs, befreit. Zudem wird ihnen das Risiko einer Teilnahme am Effizienzvergleich genommen, auf sie wird ein durchschnittlicher Effizienzwert angewendet.
- Netzbetreiber kommen in sehr unterschiedlicher Weise mit den Herausforderungen der Energiewende zurecht. So zeigte die Abfrage der Daten zur Entwicklung eines um die **Energiewendekompetenz** erweiterten Q-Elementes sehr unterschiedliche Zeiten, wie lange Verteilernetzbetreiber für den Anschluss einer EE-Erzeugungsanlage benötigen. Die Dauer reicht von wenigen Tagen bis hin zu mehr als 200 Tagen.

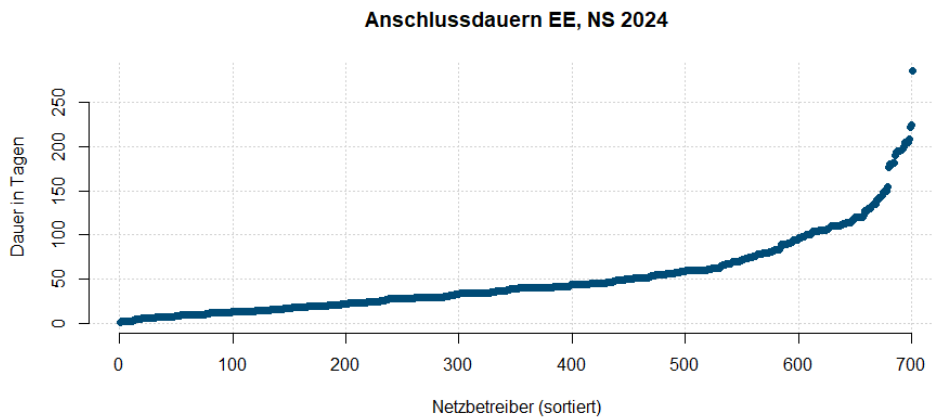


Abbildung Anschlussdauern EE auf der Niederspannung, 2024

- Auch die aktuelle Roll-out-Quote bei den Smart Metern bei den 793 grundzuständigen Messstellenbetreibern (eine durch Gesetz geschaffene zusätzliche Rolle der Netzbetreiber) zeigt ein stark heterogenes Bild. Die Grafik zeigt, dass wenige der grundzuständigen Messstellenbetreiber bereits zu einem nennenswert hohen Anteil Smart-Meter einsetzen, weit über die Hälfte der grundzuständigen Messstellenbetreiber hier aber noch so gut wie keine Aktivität entfaltet.

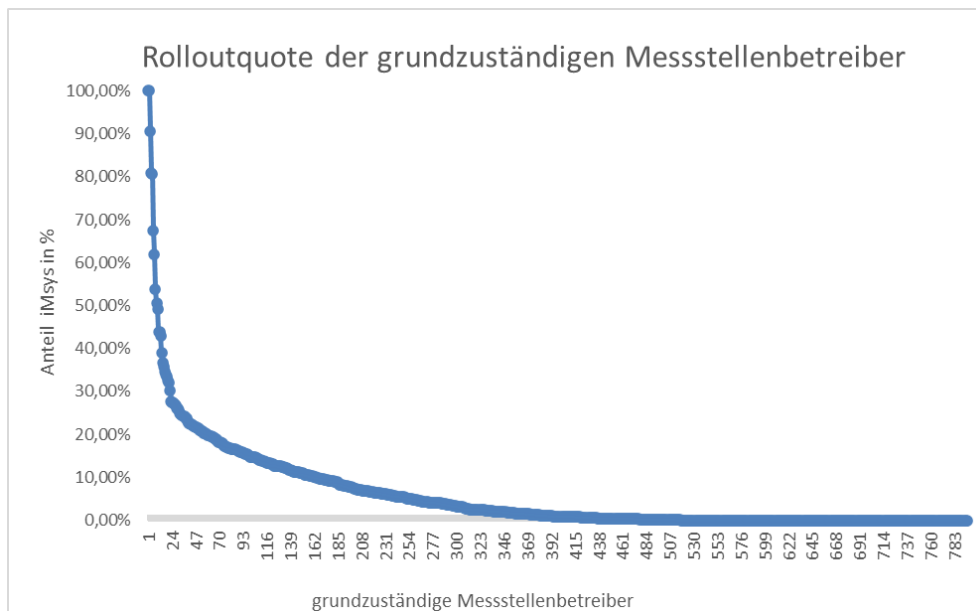


Abbildung Rolloutquote der grundzuständigen Messstellenbetreiber

Der Befund sehr unterschiedlicher Leistungen der Netzbetreiber bei der Umsetzung der Energiewende verdeutlicht die Notwendigkeit einer entsprechenden Qualitätsregulierung für die gesamte Landschaft der Netzbetreiber.

- Die Bundesnetzagentur hat bereits weit im Vorfeld des eigentlichen Verfahrens **Beteiligung ermöglicht**. Das förmliche Verfahren sieht wiederum Beteiligungs- und Konsultationsmöglichkeiten vor. Transparenz und Überprüfbarkeit wurden nochmals bewusst erhöht, indem Diskussionen öffentlich geführt wurden. So sind in Summe ca. 25 Expertenanhörungen oder andere Austauschformate durchgeführt worden, bei denen in den meisten Fällen eine Zuschaltung per Videokonferenz möglich war. Die Bundesnetzagentur ist überzeugenden Argumenten der Netzbetreiber-Branche gefolgt:

Argumentation der Netzbetreiber gefolgt	Alternative Handlungsmöglichkeit zu Beginn des Prozesses
Beibehaltung des Grundkonzeptes der Anreizregulierung	Verzicht auf Einführung eines stärker auf Effizianzanreize setzenden Systems wie z.B. einer Yardstick-Regulierung
Weiterführung der kalkulatorischen Anerkennung der Gewerbesteuer	Anerkennung lediglich der tatsächlich gezahlten Steuern – damit auch Anerkennung von Steuern, die gar nicht gezahlt wurden
Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode erst ab der 6. Regulierungsperiode (im Strombereich ab 2034, im Gasbereich ab 2033), Einführung eines Evaluierungsvorbehaltes	Verzicht auf die unmittelbare Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode ab 2029 im Strom- und 2028 im Gasbereich
Einführung eines Instruments zur Anpassung der Betriebskosten in der 5. Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren	Keine Einführung eines Instruments zur Anpassung der Betriebskosten und Verweis auf Härtefallregelung
Anpassung bei der Methode zur Eigenkapitalverzinsung: Verwendung ausschließlich des arithmetischen Mittels	Weitere Verwendung des Mittelwertes aus arithmetischem und geometrischem Mittel („Mittel der Mittel“)
Umstellung des risikolosen Zinssatzes auf einen 5-jährigen Durchschnitt	Weitere Verwendung eines 10-jährigen Durchschnitts. Verkürzung führt im aktuellen Umfeld zu einem höheren Zinssatz
Kosten für Versorgungsleistungen können ohne Begrenzung auf einen Stichtag als KAnEu angesetzt werden	Kosten für Versorgungsleistungen werden volatile Kosten und unterfallen wegen ihrer Beeinflussbarkeit weiterhin dem Effizienzvergleich. Weitere Aufnahme der Kosten für Versorgungsleistungen nur bis zu einem Stichtag.
Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen können als KAnEu anerkannt werden	Keine Anerkennung der Kosten als KAnEu
Beibehaltung einer angemessenen Absicherung im Effizienzvergleich	Im Interesse der Netznutzer Abschaffung des Best-of-Four Prinzips und Bestimmung des Effizienzwertens auf Basis von Durchschnitten zwischen den Ermittlungsmethoden
Regelungen aus KANU 2.0 zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Gasbereich werden fortgeführt.	Regelungen aus KANU 2.0 wurden vor Beginn der 5. RP in Vorgriff auf das neue Regulierungssystem bereits eingeführt.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

[bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de)


Stand

September 2025



bundesnetzagentur.de

 x.com/BNetzA

 social.bund.de/@bnetza

 youtube.com/BNetzA