

Verteilnetzbetreiber im Renditehoch: Warum das deutsche Netzentgeltregime Stromkunden Milliarden kostet

Berlin, Juni 2026

Vorwort:

Wir haben keine Energiekrise, wir haben eine Netzkrise genauer eine Netzanschlusskrise. Die Frage ist, woher kommt sie und was kann helfen diese Krise unverzüglich zu mindern und schließlich zu überwinden.

Unbestritten ist, dass die Netzbetreiber in den letzten Jahren das Stromnetz zu wenig ausgebaut haben, sie haben außerdem die Digitalisierung im Netz nicht ausreichend betrieben und sie haben nicht an der Verbesserung ihrer Strukturen gearbeitet.

Eine gängige Antwort auf die Ursachen dafür ist: man habe zu wenig Geld, die Eigenkapitalrendite sei zu niedrig. Ob dies so ist, wird sich im Folgenden zeigen.

Nicht beantworten können die Zahlen allerdings die Frage, wo das erarbeitete Geld tatsächlich landet. Ob es also zum gesetzlich vorgegebenen bedarfsgerechten Ausbau nach § 11, Abs. 1 EnWG verwendet wird. Dafür werden sicherlich viele Mittel benötigt. Wo also ist das Geld? Diese Frage wird im Anschluss zu stellen sein.

Robert Busch, Geschäftsführer des bne



Wesentliche Ergebnisse der Analyse

1. Im Jahr 2024 lag die Eigenkapitalrendite der größten Verteilnetzbetreiber im Strombereich bei rund 30,1 Prozent. Damit wurde das bereits hohe Niveau des Vorjahres deutlich übertroffen: 2023 betrug die Eigenkapitalrendite der großen Netzbetreiber noch 16,6 Prozent. Rund die Hälfte aller deutschen Haushalte und Unternehmen ist bei diesen regionalen Netzbetreibern angeschlossen.
2. Die hohen Renditen der großen Verteilnetzbetreiber im Jahr 2024 sind keine Ausnahme. Sie liegen auf dem Niveau der Jahre 2017, 2018, 2019 und 2020. Die Jahre 2021-2023 waren bezüglich der Renditen eher niedrigere Jahre.
3. Die großen Verteilnetzbetreiber waren in 2024 gemessen an ihren Renditen und dem eingesetzten Kapital die profitabelsten Unternehmen in Deutschland. Jedenfalls in dem Segment von Umsätzen über 1 Mrd. Euro. Besonders erfolgreiche deutsche Unternehmen wie Siemens Energy, SAP oder Rheinmetall weisen deutlich niedrigere Eigenkapitalrenditen aus. Danach sind die Unternehmen mit den höchsten Gewinnen in diesem Land Netz-Monopolisten, die ohne Konkurrenz wirtschaften können.
4. Was sind die Gründe für die unverhältnismäßig erscheinenden Gewinne? Die Verteilnetzbetreiber haben sehr große Freiheiten, die Höhe der Netzentgelte und damit auch die Höhe ihrer eigenen Renditen zu bestimmen: Es gibt mutmaßlich eine mangelhafte Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörden und auch nicht entstehende Kosten können den Netzkunden in Rechnung gestellt werden. Darüber hinaus tragen die Verteilnetzbetreiber kaum ein unternehmerisches Risiko.
5. Es gibt keinen Grund zur Annahme, dass die Renditen der Verteilnetzbetreiber ab 2029 wesentlich sinken werden. Dann greifen die neuen Abrechnungsregeln, die die BNetzA festgelegt hat, die die Renditen sowie die Netzentgelte zusätzlich erhöhen dürften.

Einordnung der Ergebnisse

Die bne Analyse zeigt: Die großen Netzbetreiber zählen zu den profitabelsten Unternehmen in Deutschland. Sie agieren in einem weitgehend risikoarmen Geschäftsumfeld und sind als natürliche Monopole keinem unmittelbaren Wettbewerb ausgesetzt. Gerade diese Monopolstellung sollte eigentlich mit besonders strengen regulatorischen Anforderungen einhergehen, um sicherzustellen, dass Gewinne nicht zulasten der Stromkunden maximiert werden. Offensichtlich gelingt dies nur unzureichend.

Problematisch ist zudem, dass der fehlende Wettbewerbsdruck bei vielen Verteilnetzbetreibern mit Qualitätsdefiziten einhergeht. In zahlreichen Fällen fehlt es an ausreichender organisatorischer und technischer Kompetenz, um den Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden.

Die drei wichtigsten Punkte zur Überwindung der Netzkrise gelingen vielerorts nicht: Der Netzausbau verläuft schleppend, ebenso die Digitalisierung der Netze und der Smart-Meter-Rollout. Hinzu kommen unzureichende Ergebnisse bei der Steuerung erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie Verzögerungen beim Anschluss von Großspeichern.

Vor diesem Hintergrund lassen sich hohe Eigenkapitalrenditen nur schwer rechtfertigen – insbesondere nicht in Verbindung mit diesen wiederkehrenden operativen Defiziten und ständigen Forderungen nach weiter steigenden Verzinsungen. Hohe Renditen der Netzbetreiber stellen letztlich eine finanzielle Belastung für Stromkunden dar. Dass Unternehmen mit den höchsten regulatorisch ermöglichten Gewinnen zugleich in zentralen Bereichen der Infrastrukturqualität hinter den Anforderungen der Energiewende zurückbleiben, wirft grundlegende Fragen an die Wirksamkeit der aktuellen Regulierung und Steuerungssysteme auf.

In der kürzlich erschienenen Studie „*Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz*“¹ von Tim Meyer wird ebenfalls aufgezeigt, dass die Eigenkapitalrenditen vieler Verteilnetzbetreiber deutlich über den regulatorisch vorgesehenen Werten liegen.

Diese überhöhten Renditen führen dazu, dass Netzkosten und damit auch Netzentgelte unnötig hoch sind. Die Studie zeigt, dass durch eine Absenkung der Eigenkapitalrenditen auf ein angemessenes Niveau Einsparungen von **bis zu 3 Milliarden Euro pro Jahr** möglich wären. Langfristig, mit zunehmenden Investitionen in die Netze, steigt dieses Einsparpotenzial danach sogar auf **mehrere Milliarden Euro jährlich** an. Damit wird deutlich, dass die Reduktion überhöhter Eigenkapitalrenditen einen zentralen Hebel darstellt, um die Netzkosten nachhaltig zu senken und so die Belastung der Netzkunden zu begrenzen. Gleichzeitig muss sehr viel nachdrücklicher darauf hingewirkt werden, dass auch mit den dann angemessenen Renditen auch die Investitionen in die Netze getätigt werden um deren Leistungsfähigkeit auf das verlangte und notwendige Niveau zu heben. Nur so kann die aktuelle Netzkrise überwunden werden.

¹ Tim Meyer: *Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz*, 3Epunkt, Hamburg 2026.



Inhaltsverzeichnis

1. Die Eigenkapital-Renditen der großen Verteilnetzbetreiber in 2023 und 2024	5
2. Sind gute Renditen der VNB in 2024 eine Ausnahme?	7
3. Sind die Verteilnetzbetreiber die profitabelsten Unternehmen in Deutschland?	8
4. Was sind die Gründe für die hohen Eigenkapitalrenditen?	9
5. Ändert sich etwas an der Höhe der Rendite durch die neue Zuständigkeit der BNetzA?	11
6. Methode zur Ermittlung der Eigenkapitalrendite und Eigenkapitalquote	12
7. Systematische Intransparenz im Verteilnetzbereich	14

1. Die Eigenkapital-Renditen der großen Verteilnetzbetreiber in 2023 und 2024

Die Renditen der 18 größten Verteilnetzbetreiber, die je mindestens 500.000 Standardlastprofilkunden beliefern, steigen 2024 weiter deutlich an – und das in einem regulierten, risikoarmen Monopolgeschäft.

Im Jahr 2024 lag die durchschnittliche Eigenkapitalrendite bei 24,4 Prozent. Der gewichtete Durchschnitt – unter Berücksichtigung der Marktanteile gemessen am Anteil der belieferten Standardlastprofile – lag sogar bei 30,1 Prozent. Zum Vergleich: 2023 lag dieser Wert noch bei 11,35 Prozent bzw. 16,60 Prozent. Das gewichtete Mittel zeigt auf, dass insbesondere die größten Netzbetreiber besonders hohe Gewinne erzielen. Die WestNetz GmbH mit einem Marktanteil von 7 Prozent bekommt somit eine höhere Gewichtung als die Thüringer Energiewerke mit einem Marktanteil von einem Prozent.

Auffällig sind einzelne große Netzbetreiber mit extrem hohen Renditen. So erreichen im Jahr 2024 die E.ON-Töchter Westnetz GmbH 45 Prozent, Avacon Netz 30,3 Prozent und die Bayernwerk Netz GmbH 38 Prozent Eigenkapitalrendite. Auch weitere Netzbetreiber wie Netze BW mit 33,5 Prozent oder die EWE Netz GmbH mit sogar 61 Prozent erzielen außergewöhnlich hohe Renditen im Netzbereich und liegen damit in allen Fällen deutlich über den in der Anreizregulierung vorgesehenen Werten.

Diese Entwicklung ist umso bemerkenswerter, als die Anreizregulierung weiterhin Eigenkapitalrenditen auf Investitionen im Bereich von 5 bis 7 Prozent vorsieht. Hier gab es keine Anpassungen. Die tatsächlich erzielten Renditen liegen damit um ein Vielfaches über den vorgesehenen Werten.

	EK Rendite 2023 in [%]	EK Quote 2023 in [%]	EK Rendite 2024 in [%]	EK Quote 2024 in [%]	Anzahl Netzan-schlüsse im Bereich Haushalte und kleineres Gewerbe	Marktanteil in [%]
Westnetz GmbH	27,03	31,31	45,43	22,72	3.703.514,00	7,05
Bayernwerk Netz GmbH	25,89	30,89	38,01	24,38	2.486.410,00	4,73
Stromnetz Berlin GmbH	7,20	58,85	8,96	63,74	2.446.757,00	4,66
Netze BW GmbH	23,58	22,43	33,52	19,51	2.333.427,00	4,44
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	60,05	27,35	43,13	30,4	1.481.265,00	2,82
E.DIS Netz GmbH	15,36	36,98	22,75	35,22	1.436.389,00	2,73
RheinNetz GmbH	-100,20	26,90	99,81	23,3	1.265.775,00	2,41

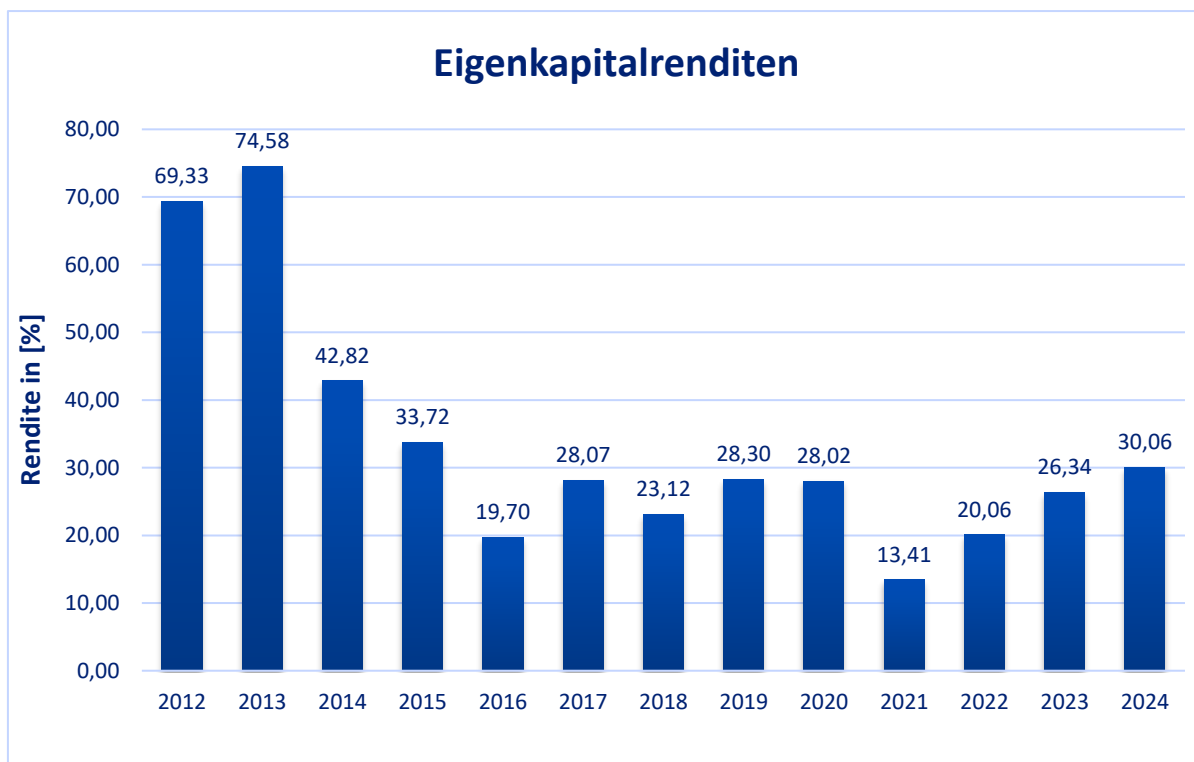
EWE Netz GmbH	50,30	9,8	60,96	14,64	1.242.753,00	2,36
Hamburger Energienetze GmbH	14,10	26,51	13,28	22,6	1.196.652,00	2,28
Avacon Netz GmbH	16,29	44,09	30,25	23,17	1.081.499,00	2,06
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	0,72	67,59	-1,89	79,51	1.052.940,00	2,00
Syna GmbH	4,86	40,92	12,96	39,74	930.255,00	1,77
EAM Netz	13,79	38,83	16,52	41,83	748.090,00	1,42
Schleswig-Holstein Netz GmbH	26,82	32,2	11,81	59,56	717.478,00	1,37
N-ERGIE Netz GmbH	-3,38	41,90	-17,72	43,9	706.461,00	1,34
Westfalen Wasser Netz GmbH	21,89	39,4	17,11	41,94	680.233,00	1,29
LEW Verteilnetz GmbH	10,72	60,12	2,13	50,01	620.534,00	1,18
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	-10,62	51,02	2,56	36,2	549.837,00	1,05
Durchschnitt	11,35	38,17	24,42	37,35	Marktanteil	46,96
Gewichteter Durchschnitt	16,60	36,12	30,10	34,31		

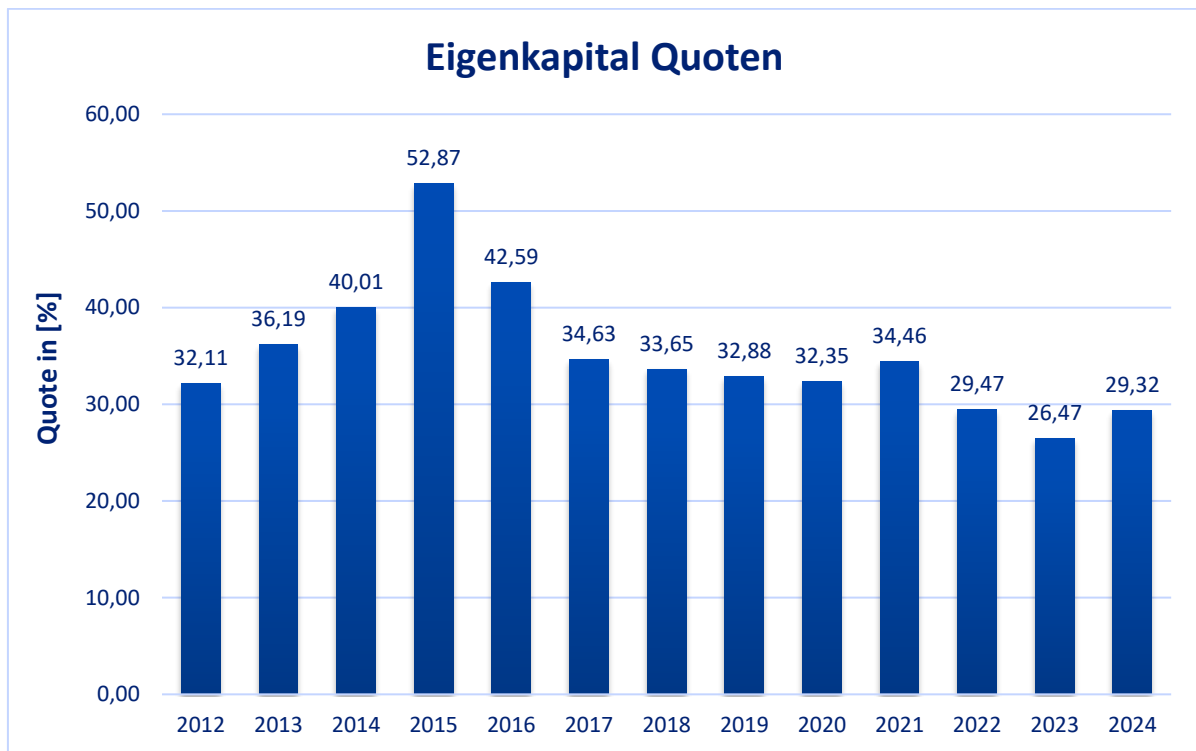
Die marktanteilsgewichtete Durchschnittsbildung dient in dieser Analyse der Bestimmung der kundenseitigen Exposition gegenüber den im Verteilnetzbereich erzielten Eigenkapitalrenditen. Ausgangspunkt ist die Annahme, dass Netzentgelte letztlich von den angeschlossenen Netzkunden getragen werden. Ein ungewichteter Durchschnitt würde Netzbetreiber unabhängig von ihrer Versorgungsrelevanz gleich behandeln und damit das Ergebnis verzerren. Deshalb werden die ausgewiesenen Eigenkapitalrenditen mit dem jeweiligen Marktanteil der Netzbetreiber – approximiert über die Anzahl versorgter Haushalts- und Gewerbekunden (SLP) – gewichtet. Dadurch erhalten Netzbetreiber mit hoher Kundenzahl ein entsprechend höheres Gewicht in der Aggregation. Der resultierende Wert ist somit als kundengewichtete durchschnittliche Renditeexposition zu interpretieren und bildet näherungsweise ab, welcher Renditekonstellation der durchschnittliche Netzkunde im deutschen Verteilnetzsystem tatsächlich ausgesetzt ist.

Fazit: 2024 waren rund 50 Prozent der Haushalte und rund 50 Prozent der größeren Unternehmen bei Netzbetreibern, die eine durchschnittliche gewichtete Eigenkapitalrendite von über 30 Prozent aufwiesen.

2. Sind gute Renditen der VNB im Jahr 2024 eine Ausnahme?

Für die größten sechs Verteilnetzbetreiber, deren Renditen man lückenlos durch entsprechende Veröffentlichungen im Zeitraum von 2012 bis 2024 berechnen kann, ist die folgende Entwicklung festzustellen: Die Renditen sind konstant hoch.





Die aufgeführten Renditen und Eigenkapitalquoten (EK-Quoten) sind die aggregierten Mittelwerte von EWE Netz, Netze BW, Stromnetze Hamburg und den drei E.on -Töchtern Bayernwerk Netze, Schleswig-Holstein Netz und E.DIS Netz. Die Zahlen sind Realwerte aus den jeweiligen Jahren (also nicht inflationsbereinigt) aus den handelsrechtlichen Veröffentlichungen.

Für Westnetz, Avacon, MitNetz oder andere große Netzbetreiber gab es keine verfügbaren oder verwertbaren Daten für den kompletten Zeitraum. Aus Ressourcengründen wurde der Fokus der Recherche auf sechs Netzbetreiber gelegt, bei denen die Zahlen verfügbar waren.

Fazit: Die hervorragenden Renditen der großen Netzbetreiber im Jahr 2024 sind keine Ausnahme. Wenn man die Inflation und höhere EK-Quoten im letzten Jahrzehnt berücksichtigt, liegen die Gewinne des Jahres 2024 auf dem Niveau der Jahre 2017, 2018, 2019 und 2020. Die 2024 Rendite liegt mit 30,06 Prozent sehr nah auf dem Durchschnittswert der Renditen der Jahre 2012 bis 2024 (=33,66 %).

3. Sind die Verteilnetzbetreiber die profitabelsten Unternehmen in Deutschland?

Die 18 großen Verteilnetzbetreiber weisen eine durchschnittliche Eigenkapitalrendite (EK-Rendite) von 30,1 Prozent aus, bei einer durchschnittlichen EK-Quote von rund 34%. In Deutschland gibt es keine andere Branche, in denen die jeweiligen Marktführer auch nur annähernd so profitabel sind.

Zwar gibt es einzelne deutsche Aktiengesellschaften, die 2024 auch hohe EK-Renditen aufweisen. Diese reichen aber nicht an die Ergebnisse der großen deutschen Stromnetzbetreiber heran. Zudem sind es in der Regel vereinzelte Akteure, d.h. andere Firmen aus der Branche weisen deutlich geringe Renditen aus.

Zu nennen sind bei den renditestarken Firmen insbesondere Rheinmetall (EK-Rendite = 22,7) oder die Deutsche Börse (23 %). Die durchschnittliche EK-Rendite aller DAX-Konzerne lag im

Jahr 2024 zwischen 12 und 15 Prozent. Bei den großen Verteilnetzbetreibern in diesem Land lag sie mindestens doppelt so hoch.

Die großen Verteilnetzbetreiber gehörten 2024 gemessen an ihrer EK-Rendite zu den profitabelsten großen Unternehmen Deutschlands. Jedenfalls in dem Segment von Umsätzen über 1 Mrd. Euro.

Unternehmen	Eigenkapitalquote (2024)	Eigenkapitalrendite (ROE 2024)
Siemens Energy	ca. 18,3 %	ca. 15,3 %
Rheinmetall	ca. 31,5 %	ca. 22,7 %
SAP	ca. 63,4 %	ca. 7,4 %
Deutsche Börse	ca. 38,2 %	ca. 23,1 %

4. Was sind die Gründe für die hohen Eigenkapitalrenditen?

An dieser Stelle kann es nur Vermutungen geben, weil die Geschäftsberichte oder die handelsrechtlichen Ausführungen der Verteilnetzbetreiber keine Rückschlüsse zulassen. Aus den verschiedenen Fachdiskussionen entsteht insgesamt der Eindruck, dass die mehr als 800 Verteilnetzbetreiber (VNB) sehr große Freiheiten haben die Höhe der Netzentgelte und damit auch ihre Renditen selbst zu gestalten. Darüber hinaus tragen sie kaum ein unternehmerisches Risiko.

I. Nicht entstandene Kosten werden in die Netzentgelte eingestellt

A) Hier geht es insbesondere um die sogenannte „Kalkulatorische Gewerbesteuer“. Viele VNB stellen jedes Jahr in den Netzentgelten einen Posten „Gewerbesteuer“ ein, den seine Netzkunden ihm erstatten. Oftmals wird diese Gewerbesteuer dann aber nicht an die entsprechende Kommune vom VNB entrichtet, weil man sich bei der Gewerbesteuer „arm“ rechnen kann und dann diese nicht entrichten muss. Geschätzt stellen alle VNB ihren Kunden pro Jahr rund 400 Mio. Euro an Gewerbesteuer in Rechnung, von denen vermutlich der Großteil nicht im „kommunalen Säckel“ landet. Der Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) der Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die kalkulatorische Gewerbesteuer häufig nicht in vollem Umfang gezahlt wird und angeregt, die Erstattung zu reduzieren.²

B) Obwohl es eigentlich in der Regulierungs-Theorie nicht vorgesehen ist, kann der Netzbetreiber höhere Kreditzinsen über die Netzentgelte abrechnen, als er tatsächlich entrichtet hat.

II. Einnahmen werden doppelt abgerechnet

Verteilnetzbetreiber bekommen bei der Rückzahlung ihrer Investitionen über bis zu 35 Jahren auch einen Inflationsausgleich von den Netzkunden erstattet. Dieser Inflationsausgleich wird seit einigen Jahren doppelt erstattet, obwohl es dafür eigentlich keine sachliche Veranlassung gibt. Die BNetzA unterbindet diese doppelte Kostenerstattung erst ab dem Jahr 2029. Aktuell

² Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland*, 23. Juli 2025.

zahlen die VNB-Kunden pro Jahr rund 1,3 Mrd. Euro laut BNetzA zu viel an die Netzbetreiber.

III. Vereinfachte Abrechnung (Basisjahr)

Um nicht jedes Jahr bei über 800 VNB die angegebenen Kosten überprüfen zu müssen, gibt es eine Vereinfachung: Die Regulierungsbehörde „prüft“ in einem sogenannten Basisjahr bzw. Fotojahr die Aufstellung der Kosten und nimmt an, dass der VNB in den nächsten 4 Jahren Ausgaben in einer ähnlichen Höhe hat und entsprechend geltend macht. Es gibt damit einen starken Anreiz, dass der VNB möglichst viele einmalige Kosten in das Basisjahr schiebt bzw. abrechnet und dann diese Kosten auch in den 4 Folgejahren angerechnet bekommt, obwohl sie nicht anfallen.

IV. Keine funktionierende Kostenprüfung

Wie wird die Höhe der Netzentgelte festgelegt? Der Verteilnetzbetreiber schickt eine selbstaufgefüllte Excel-Tabelle mit vielen hundert Zeilen in denen die Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres angegeben sind an die zuständige Regulierungsbehörde. Die Plausibilität der Angaben wird insbesondere über einen Quervergleich zu den Angaben anderer VNB mit der gleichen Anzahl von Kunden geprüft. Dieses Verfahren kann interessante Möglichkeiten eröffnen. So lassen sich insbesondere Kosten aus anderen Geschäftsbereichen in die Netzentgelte einbringen. Dieses Risiko besteht wegen des schlechten unbundlings. Die Gefahr bei Falschangaben sanktioniert zu werden, erscheint insgesamt eher gering. Eine Überprüfung der VNB-Buchhaltungen beispielsweise mittels KI Programmen gibt es aktuell nicht und ist auch nicht in Planung.

V. Verteilnetzbetreiber tragen kein unternehmerisches Risiko

Die Höhe der Netzentgelte im Folgejahr wird bestimmt, indem die erwarteten Kosten auf die erwartete Strommenge in Kilowattstunden umgelegt wird. Wenn sich nun im Betriebsjahr die Kosten erhöhen oder die erwartete Strommenge nicht abgesetzt wird, bekommt der VNB die Fehlbeiträge mit Zinsen in den Folgejahren über die Netzentgelte erstattet.

VI. Black-Box: Kosten für Stromzähler und Messstellenbetrieb

Der Netzbetreiber bzw. der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) stellt dem Kunden in der Regel einmal jährlich das Messstellenbetriebsentgelt in Rechnung. Dieses umfasst den Betrieb des Stromzählers, inklusive Einbau, Wartung, Ablesung (je nach Zählertyp) sowie die Übermittlung der Messdaten an Netzbetreiber und Energielieferanten. In Deutschland ist das ein sehr einfaches Geschäft, das sich seit vielen Jahren nicht großartig verändert hat und das nicht unter die Regulierung durch die BNetzA oder die Landesregulierer fällt. D.h. hier sind die Verteilnetzbetreiber noch freier bei der Preisgestaltung. Die Preise haben sich bspw. bei Haushaltskunden der Westnetz von 2015 zu 2026 verdoppelt. (2015: 9,81 €/kW pro Jahr; 2026: 19,93 €/kW pro Jahr / Haushaltskunden haben oftmals einen Netzanschluss von 20 kW).

VII. Zinsfestlegung verzögert die reale Zinsentwicklung zugunsten der Netzbetreiber

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die Festlegung der kalkulatorischen Zinssätze im Rahmen der Anreizregulierung. Diese werden für ganze Regulierungsperioden im Voraus festgelegt und basieren häufig auf historischen Kapitalmarktdaten. Aufgrund der Unsicherheit zukünftiger Kapitalmarktentwicklungen können dabei Abweichungen zwischen den regulatorisch angesetzten und den tatsächlich realisierten Kapitalkosten entstehen. Liegen die effektiven Finanzierungskosten

unterhalb des angesetzten Zinssatzes, resultiert daraus eine Überkompensation der Netzbetreiber, da die Differenz als zusätzlicher Gewinn verbleibt.³

5. Ändert sich etwas an der Höhe der Rendite durch die neue Zuständigkeit der BNetzA?

Noch bis Ende 2028 ist die Abrechnung der Netzentgelte, die sogenannte Anreizregulierung, in diversen Gesetzen und Verordnungen geregelt. Die Bundesnetzagentur ist in diesem Kontext primär gesetzanwendende Behörde. Die über viele Jahre hinweg hohen Renditen der Verteilnetzbetreiber sind daher im Wesentlichen auf die gesetzgeberischen Rahmenbedingungen zurückzuführen.

Durch ein Urteil des Europäischen Gerichtshofes von September 2021 ist diese Arbeitsteilung hinfällig und die BNetzA hat eine weitreichende Autonomie in Fragen der Netzentgelte und des Zugangs zu den Strom- und Gasnetzen erhalten.

Viele Gesetze und Verordnungen im Strombereich laufen zu Ende 2028 aus. Die BNetzA hat deswegen in den letzten beiden Jahren eine Vielzahl von eigenen Festlegungen angestoßen, die die Abrechnungsmodalitäten der Netzbetreiber gegenüber ihren Kunden ab Januar 2029 festlegen sollen. Dies findet bei der BNetzA im Rahmen des sogenannten „NEST-Prozesses“ statt. Ein Großteil der neuen Abrechnungsregeln sind Ende des letzten Jahres im Gesetzesblatt veröffentlicht worden.

Hat die BNetzA dabei die Freiräume der Verteilnetzbetreiber zur relativ freien Gestaltung der Netzentgelte eingeschränkt? Werden die VNB ab 2029 voraussichtlich geringere Renditen aufweisen?

Aspekt der Regulierung	Ändert sich etwas ab 2029 mit neuen Regeln der BNetzA?
I. Kalkulatorische Gewerbesteuer	Nein. Im ersten Konsultationsentwurf der BNetzA wurde dieses Thema zwar adressiert, VKU und BDEW haben aber erfolgreich lobbyiert, so dass dieser Punkt in der finalen Festlegung nicht mehr adressiert wird.
II. doppelter Inflationsausgleich	Ja, wird ohne Wenn und Aber ab 2029 nicht mehr gezahlt.
III. Vereinfachte Abrechnung (Basisjahr)	Eher nein. Leichte Besserung erst ab 2034, dann wird Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre gekürzt. D.h. die einmaligen Kosten vom Basisjahr werden dann nur noch für zwei und nicht mehr vier ungeprüfte Jahre bezahlt.
IV. Keine funktionierende Kostenprüfung	Nach wie vor keine verbesserte Kostenprüfung.

³ Romeijnders, W. & Mulder, M. (2022): *Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty*. Energy Policy, 162, 112779.

V. Verteilnetzbetreiber tragen kein unternehmerisches Risiko	Nach wie vor kein unternehmerisches Risiko.
VI. Black-Box: Kosten für Stromzähler und Mess-Stellenbetrieb	Ist nicht Teil des regulierten Bereichs, für den die BNetzA zuständig ist.

Fazit: Es gibt keinen Grund zur Annahme, dass die Renditen der Verteilnetzbetreiber ab 2029 wesentlich sinken werden. Zudem steht noch eine Festlegung der BNetzA aus, die die Höhe des kalkulatorischen (!) Eigenkapital-Zinses ab 2029 festlegt. Momentan liegt er bei 5,07 Prozent vor Steuern für Neuanlagen. Die BNetzA hat mit diversen Aussagen gezeigt, dass hier eine Erhöhung um 1 bis 2 Prozentpunkte denkbar ist.

Jeder Prozentpunkt mehr an Eigenkapital-Zins kostet die Netzkunden rund 1,5 Mrd. Euro an zusätzlichen Netzentgelten pro Jahr über die Abschreibungsdauer der Investitionen. Zwei Prozentpunkte mehr EK-Rendite würde die Netzentgelte um mehr als 10 Prozent erhöhen. Aktuell liegen die summierten Verteilnetzentgelte aller über 800 VNB bei rund 25 Mrd. Euro. Tendenz steigend. Eine Erhöhung des Zinssatzes für das eingesetzte Eigenkapital ist vor dem Hintergrund der bereits sehr hohen Renditen der Verteilnetzbetreiber nicht nachvollziehbar und schädlich für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Dabei ist jedoch zu betonen, dass Netzbetreiber grundsätzlich auf hinreichende finanzielle Mittel angewiesen sind, um notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur zu finanzieren. Die Gewährung angemessener Renditen ist daher regulatorisch intendiert. Problematisch wird es wenn, anders als in Aussicht gestellt, die überhöhten erzielten Gewinne nicht einmal in den Ausbau und die Modernisierung der Netze reinvestiert werden, sondern überwiegend an Anteilseigner oder öffentliche Eigentümer ausgeschüttet werden.

6. Methode zur Ermittlung der Eigenkapitalrendite und Eigenkapitalquote

Die Eigenkapitalquote wurde handelsrechtlich ermittelt – konkret durch Division des **Eigenkapitals (EK)** durch die **Bilanzsumme**. Dabei beziehen sich die Werte jeweils auf die Elektrizitätsverteilung.

Formel:

$$EK_{Quote} = \frac{EK_Elektrizitätsverteilung}{Bilanzsumme_Elektrizitätsverteilung} \times 100$$

Beispiel Avacon 2023:

$$EK_{Quote} = \frac{990.657.770,38 \text{ €}}{2.247.147.051,13 \text{ €}} \times 100 = 44,09$$



In €	31.12.2023	31.12.2022
In €	31.12.2023	31.12.2022
Gezeichnetes Kapital	208.478.195,90	204.675.455,57
Kapitalrücklage	780.524.572,29	766.287.437,05
Gewinnrücklagen	1.655.002,19	1.655.002,19
Rücklage gem. § 17 Abs. 4 DMBüG	1.155.392,48	1.432.976,90
Andere Gewinnrücklagen	499.609,71	222.025,29
Eigenkapital	990.657.770,38	972.617.894,82

Screenshot vom Auszug aus dem Unternehmensregister Eintrag von Avacon in 2023

Berechnung der Eigenkapitalrendite:

Die Eigenkapitalrendite wurde handelsrechtlich ermittelt – konkret durch Division des **Betriebsergebnisses (EBT)** durch das **ausgewiesene Eigenkapital**. Dabei beziehen sich die Werte jeweils auf die Elektrizitätsverteilung. Da das Betriebsergebnis oder das Ergebnis der Geschäftstätigkeit nicht überall angegeben wurden, wurde hier bevorzugterweise der EBT Wert vor Steuern verwendet. Wenn auch dieser nicht gegeben war, wurde das Ergebnis nach Steuern zuzüglich der angegebenen Steuern verwendet.

Formel:

$$EK_{Rendite} = \frac{EBT}{EK_{Elektrizitätsverteilung}} \times 100$$

Somit wurde offengelegt, welche Rendite die Eigentümer auf ihr eingesetztes Kapital vor Steuern erhalten.

Beispiel Avacon 2023:

$$EK_{Rendite\ Avacon} = \frac{161.329.618,35 \text{ €}}{990.657.770,38 \text{ €}} \times 100 = 16,29$$

Hier wurde das *Ergebnis vor Steuern* aus der Gewinn- und Verlustrechnung für die Elektrizitätsverteilung verwendet.

Insgesamt erzielte Avacon Netz ein Ergebnis vor Steuern von 292,3 Mio. € (Vorjahr 105,9 Mio. €). Die von der Avacon AG an Avacon Netz weiterberechnete Steuerumlage stieg um 31,7 Mio. € auf 81,4 Mio. € (Vorjahr 49,7 Mio. €), insbesondere Ergebnisses vor Steuern. Nach Abzug der Steuerumlage ergab sich ein Ergebnis nach Steuern und vor Abführung in Höhe von 210,9 Mio. € (Vorjahr 56,2 Mio. €).

Im Rahmen der Berichterstattung über die Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b Abs. 3 Satz 1 EnWG sind nachfolgend für die Elektrizitäts- und Gasverteilung einige Kennzahlen angeführt:

In Mio. €	31.12.2023			31.12.2022		
	Elektrizitätsverteilung	Gasverteilung	gMSB	Elektrizitätsverteilung	Gasverteilung	gMSB
Umsatzerlöse	2.198,9	403,4	8,3	1.752,0	270,8	6,5
Ergebnis vor Steuern	161,3	80,8	-0,6	56,3	37,0	-0,8
Bilanzsumme	2.247,1	367,0	12,9	1.940,8	384,3	9,9

Screenshot vom Auszug aus dem Unternehmensregister Eintrag von Avacon in 2023.


Die Berechnung basiert auf dem EBT (Ergebnis vor Steuern) und nicht auf dem EBIT oder dem EAT (Jahresüberschuss). Während das EBIT die operative Ertragskraft vor Zinsen und Steuern abbildet, berücksichtigt das EBT bereits die Finanzierungskosten und damit die Kapitalstruktur des Unternehmens. Das EAT wiederum wird durch steuerliche Effekte beeinflusst, die die Vergleichbarkeit zwischen Unternehmen einschränken können. Vor diesem Hintergrund wird für die vorliegende Analyse konsequent das EBT verwendet, da es eine gut vergleichbare Ergebnisgröße zur Beurteilung der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals darstellt.

7. Systematische Intransparenz im Verteilnetzbereich

Die in dieser Analyse ausgewiesenen Eigenkapitalrenditen basieren auf testierten handelsrechtlichen Jahresabschlüssen der jeweiligen Netzsparten. Handelsrechtliche EK-Renditen sind abzugrenzen von den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätzen der Regulierung. Unterschiede in der Kapitalstruktur, Konzernfinanzierung, bilanziellen Abschreibungslogik oder der Behandlung einzelner Kosten- und Erlösbestandteile können die Höhe der bilanziell ausgewiesenen Renditen beeinflussen. Insbesondere niedrige Eigenkapitalquoten können die ausgewiesene Eigenkapitalrendite rechnerisch erhöhen.

Diese methodischen Einschränkungen ändern jedoch nichts daran, dass es sich um reale, testierte Gewinne und reale Renditen handelt, die aus einem regulierten Monopolbereich erzielt werden. Für Investoren, Eigentümer und Unternehmensbewertungen sind letztlich die tatsächlichen bilanziellen Ergebnisse und Cashflows relevant – nicht allein kalkulatorische Modellgrößen der Regulierung. Die Größenordnung und Persistenz der ausgewiesenen Renditen werfen daher weiterhin die Frage auf, ob die bestehenden Regulierungsmechanismen ausreichende Transparenz, Kostenkontrolle und Effizianzanreize gewährleisten.

Gerade die Diskussion um unterschiedliche Bilanzierungs- und Finanzierungseffekte verdeutlicht den erheblichen Transparenzmangel im Netzbereich. Bis heute existiert keine standardisierte und öffentlich nachvollziehbare Überleitungsrechnung zwischen regulatorischer Erlösobergrenze, kalkulatorischen Kostenansätzen und den tatsächlichen handelsrechtlichen Ergebnissen der Netzsparten. Dadurch bleibt für Öffentlichkeit, Politik und Netzkunden vielfach unklar, welche Bestandteile der Gewinne auf regulatorische Vorgaben, welche auf Effizienzgewinne und welche auf konzerninterne Finanzierungs- und Bilanzierungsstrukturen zurückzuführen sind. Hinzu kommt, dass vertikal integrierte Konzernstrukturen zusätzliche Interessenkonflikte und Intransparenzen begünstigen können, etwa durch konzerninterne Leistungsbeziehungen, Finanzierungsstrukturen oder strategische Kostenallokationen zwischen regulierten und wettbewerblichen Geschäftsbereichen.



Aus Sicht des bne ist daher eine deutlich weitergehende Transparenzoffensive erforderlich. Notwendig sind einheitliche und verpflichtende Offenlegungspflichten für alle Netzbetreiber, die eine nachvollziehbare Abgrenzung der Netzgewinne ermöglichen. Darüber hinaus sollte die eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) deutlich stärker in den Fokus der regulatorischen Debatte rücken, um Interessenkonflikte zwischen Netzbetrieb und wettbewerblichen Geschäftsbereichen wirksam zu begrenzen und die Unabhängigkeit der Netzbetreiber zu stärken. Nur auf dieser Grundlage kann eine sachliche Debatte über die Angemessenheit von Renditen, Netzentgelten und regulatorischen Rahmenbedingungen geführt werden.

Das ist auch aus weiteren Gründen unabdingbar, denn im Rahmen der Energiewende kommen viele weitere Aufgaben auf die Netzbetreiber zu, wie unterschiedlichste Anschlussbegehren, die eine peinlich genaue und nachvollziehbare Entscheidungsfindung belegen um neue Diskriminierungspotentiale sicher ausschließen.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) steht seit 2002 für Wettbewerb und Innovation im Energiemarkt. Unsere Vision ist eine dezentrale, digitale und strikt erneuerbare Energieversorgung. Mit über 80 Mitgliedern aus allen Geschäftsbereichen der neuen Energiewirtschaft ist der bne Ideengeber, Treiber und Vermittler für die besten marktlichen Lösungen, für eine kluge Digitalisierung, mehr Flexibilisierung und den konsequenten Abbau bürokratischer Überregulierung.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.