RÖDL

Kursbuch Stadtwerke

Informationen für Entscheider in der Energiewirtschaft

Inhalt

Regulierung & Netze 4

Zwischen Konzept und Umsetzung: Sachstand zur Ausgestaltung der neuen Netzentgeltsystematik Strom 4

Kostenprüfung Gas 2025 – Weichenstellung für fünfte Regulierungsperiode 12

Konzessionen sichern, Zukunft gestalten – Erfolgsfaktoren für Netzbetreiber in der anstehenden Konzessionswelle 16

Wärme 20

Preisgleitklauseln in Zeiten volatiler Märkte und fortschreitender Dekarbonisierung erfordern vorausschauende Überlegungen zur Kostenschlüsselung 20

Finanzierung 27

Wie verschuldungsfähig sind Energieversorgungsunternehmen und welche Finanzierungsspielräume ermöglichen aktuelle Finanzierungsprogramme einzelner Bundesländer? 27

Steuern 32

Update Umsatzsteuer – Neues zur Geschäftsveräußerung im Ganzen 32

Geschäftsfeldentwicklung 36

Die Anforderungen an Entgelttransparenz werden schärfer: Sind Ihre Gehälter erklärbar? 36

Rödl Intern 42

Veranstaltungshinweise 42

Liebe Leserinnen und Leser,

wann endet das Warten?

Der Herbst der Reformen, der Frühling der Reformen, der Sommer der Reformen? Beinahe alle Jahreszeiten wurden bereits mit Reformen verknüpft, passiert ist – jedenfalls was die Energiewirtschaft angeht – bisher noch nicht recht viel. Jedenfalls das Gebäudemodernisierungsgesetz wurde jetzt auf den parlamentarischen Weg gebracht, Ausgang allerdings offen.

Was aktuell noch auf sich warten lässt, sind das Netzpaket und das neue EEG, ebenfalls Gesetzesvorhaben, die erhebliche Auswirkungen auf die zukünftige Struktur der Energieversorgung haben werden. Aus den bisher vorliegenden Entwürfen lässt sich aber bereits erkennen, dass die Bundesregierung den Ausbau der Wärmeversorgung und der Erneuerbaren Energien jedenfalls „bremsen“ möchte.

So sieht das Gebäudemodernisierungsgesetz nicht mehr die 65%-Erneuerbare-Energien-Pflicht für neue Heizungen vor, was die Planungssicherheit für Wärmeprojekte sicherlich nicht erhöht. Das Netzpaket mit dem sog. Redispatch-Vorbehalt und das neue EEG mit deutlichen Einschränkungen bei den Einspeisevergütungen führen aktuell doch zu deutlicher Zurückhaltung bei Investitionen in Erneuerbare Energien. Begleitet werden diese Gesetze durch den AgNes-Prozess der BNetzA, der ebenfalls zu erheblichen Umbrüchen im Bereich der Strom- und Gasnetzregulierung führen dürfte.

Zwar war die Energiewirtschaft schon immer durch hohe Dynamik geprägt, allerdings war doch meist ein „roter Faden“ erkennbar. Ob man diesen Faden gut fand oder auch nicht, man wusste jedenfalls, worauf man sich einstellen musste. Aktuell gewinnt man eher den Eindruck, dass bereits dieser rote Faden fehlt und alle vier Wochen eine neue politische Grundsatzdiskussion zur Zukunft der Energiewirtschaft geführt wird. Angesichts der Herausforderungen, vor denen die Energiewirtschaft steht, sicherlich keine gute Situation.

Einen roten Faden finden Sie wie immer in unserem Kursbuch, in dem wir die aktuellen und wichtigen Themen für Ihre Praxis aufbereiten. Ob Sachstand AgNes-Prozess, Preisgleitformeln in der Wärmeversorgung, Strom- und Gaskonzessionen (ja, das Thema gewinnt wieder deutlich an Fahrt) und Fördermittel – alles, was derzeit die Branche beschäftigt, beschäftigt auch uns.

Bereits jetzt dürfen wir Sie zu unserer Veranstaltung „Strategieforum Stadtwerkewende“ am 7. und 8. Oktober in Köln einladen. Namhafte Referenten diskutieren mit Ihnen und uns zu den wichtigen Themen der Branche. Melden Sie sich bereits jetzt an, es lohnt sich!

Anton Berger
Partner

Christian Marthol
Partner

Zwischen Konzept und Umsetzung: Sachstand zur Ausgestaltung der neuen Netzentgelt-systematik Strom

von Benjamin Schüßler und Anna-Sophie Obinger

EuGH löst Reform der Netzentgelt-systematik Strom aus

Die Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) stärkt die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und zwingt zu einer grundlegenden Neuordnung der Netzregulierung. In der Folge treten zentrale regulatorische Regelwerke – darunter u.a. die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) – bis Ende 2027 bzw. Ende 2028 außer Kraft. Die BNetzA ist damit aufgefordert, einen neuen Regulierungsrahmen zu schaffen.
Das EuGH-Urteil stellt den Startschuss für die Neugestaltung des Regulierungsrahmens dar, was zur Einleitung des sogenannten NEST-Prozesses – Netze.Effizient.Sicher.Transformiert. – geführt hat. Im Rahmen des NEST-Prozesses werden eine Vielzahl von Festlegungen erlassen, die zum Start der 5. Regulierungsperiode in Kraft treten sollen (Gas: 1.1.2028, Strom: 1.1.2029). Die Neuregelung der Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) erfolgt ergänzend zum NEST-Prozess.

Neben dem EuGH-Urteil erfordert auch der Wandel von einer zentralen zu einer dezentralen Versorgungsstruktur eine Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik. Mit dem Wandel des Energiesystems haben sich auch die Anforderungen an eine transparente, verursachungsgerechte und zukunftsfähige Netzentgeltstruktur grundlegend verändert. Der Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende dezentrale Einspeisung in unteren Spannungsebenen sowie die wachsende Zahl von Prosumern und Speichern führen zu bidirektionalen Stromflüssen, steigenden systemischen Kosten wie Redispatch und einem erhöhten Bedarf an Netzflexibilität.

Gleichzeitig nimmt die Eigenversorgung bei Haushalten und Gewerbe zu, sodass sich immer mehr Letztverbraucher der Netzentgeltfinanzierung teilweise entziehen, während die erforderliche Netzkapazität weiterhin vorzuhalten ist. Hohe Netzausbaukosten, Engpassmanagement und knappe Netzanschlusspunkte verschärfen diese Entwicklung. Infolgedessen verteilen sich die Netzkosten auf eine sinkende Zahl von Letztverbrauchern, was von der bestehenden Entgeltsystematik nur unzureichend abgebildet wird. Vor diesem Hintergrund wird mit dem AgNes-Prozess ein neuer Rahmen erarbeitet, der den veränderten Bedingungen der Energiewende Rechnung trägt, die langfristige Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherstellt und Anreize für netzdienliches Verhalten setzt.

Diskussionsprozess mit der Branche weitestgehend abgeschlossen

Die Verfahrenseröffnung erfolgte im Mai 2025 mit der Veröffentlichung eines Diskussionspapiers, das die zentralen Herausforderungen analysiert und mögliche Ausgestaltungsoptionen aufzeigt. Es folgten weitere Orientierungspunkte sowie begleitende Workshops zu den Themen: Netzentgelte für Letztverbraucher, dynamische Netzentgelte, Speicherentgelte, Einspeiseentgelte und Kostenwälzung. Der Austausch mit der Branche ist seitens der BNetzA weitestgehend abgeschlossen. Der Festlegungsentwurf wird für Mitte des Jahres 2026 und die finale Festlegung für Ende des Jahres 2026 erwartet.

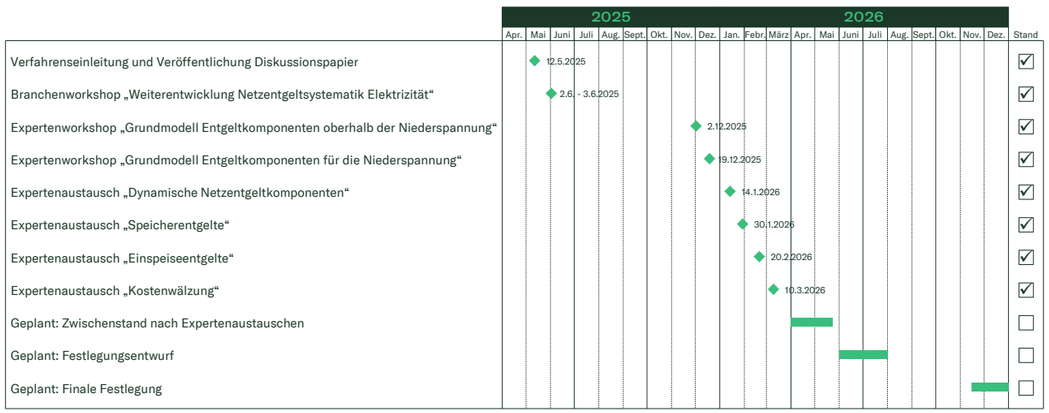


Abbildung 1: Zeitplan AgNes-Festlegungsverfahren

Neues Netzentgeltsystem soll Komponenten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion enthalten

Die zukünftige Netzentgeltsystematik soll sich an der Finanzierungs- und Anreizwirkung ausrichten. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sowie „anlassbezogene“ Entgelte wie zum Beispiel für Baukostenzuschüsse sind ebenfalls vorgesehen.

1. Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Mit der Finanzierungsfunktion verfolgt die BNetzA das Ziel einer möglichst vollständigen Refinanzierung der Netzkosten über die Netzentgelte, aber auch erschwingliche und damit verbraucherfreundliche Entgelte. Neben der Kostenreflexivität (d.h. Kosten, die von bestimmten Netznutzern verursacht werden, sollen möglichst auch durch diese getragen werden) soll auch die Kostentragfähigkeit (d.h. einzelne Nutzergruppen dürfen trotz Verursachungsgerechtigkeit nicht überfordert werden) nicht außer Acht gelassen werden. Das Netznutzerverhalten soll bei der Finanzierungsfunktion möglichst nicht gesteuert werden. Im Rahmen der Finanzierungsfunktion wird auch diskutiert, Prosumer wieder stärker an den Netzkosten zu beteiligen.

Netzentgeltkomponenten, die im Rahmen der Finanzierungsfunktion diskutiert wurden, sind insbesondere Kapazitätspreise, die sich an der Netzanschlusskapazität orientieren. Bei der Netzkapazität handelt es sich aber nicht um eine technische Netzanschlusskapazität oder „bestellte“ Kapazität, wie aus dem Gas bekannt, sondern vielmehr um eine jährlich durch den Netznutzer frei wählbare Kapazitätsgröße. Ergänzend werden Arbeitspreise weiterhin als wirkungsvolle Netzentgeltkomponenten betrachtet. Eine mögliche Arbeitspreiskomponente soll zukünftig dabei zweistufig ausgestaltet sein, wobei die erste Stufe (Arbeitspreis 1) alle Mengen abdeckt, die innerhalb der gewählten Kapazität bezogen werden, während die zweite Stufe (Arbeitspreis 2) für Mengen oberhalb der gewählten Kapazität gelten soll. Vorgenanntes Modell wird von der BNetzA auch als Grundmodell bezeichnet, das sie – mit Anpassungen – auf möglichst alle Nutzergruppen anwenden möchte.

2. Netzentgelte mit Anreizfunktion

Mit der Anreizfunktion soll das Ziel verfolgt werden, netz- und kostenorientiertes Nutzungsverhalten zu belohnen und den effizienten Einsatz von Flexibilitäten zu ermöglichen. Im Mittelpunkt der Überlegungen steht dabei insbesondere eine bessere Netzauslastung und damit verbunden die Reduzierung von Engpassmanagementkosten. Die Erzielung von Mehreinnahmen ist ausdrücklich nicht das primäre Ziel von Netzentgelten mit Anreizfunktion. Sollten diese dennoch anfallen, werden sie zur Netzfinanzierung herangezogen.

Als „wirkungsvolles Mittel“ zur Steuerung des Nutzungsverhaltens werden insbesondere dynamische Arbeitspreise diskutiert. Diese sollen zeit- und ortsabhängig ausgestaltet werden und sich am aktuellen Netzzustand orientieren. Vorgesehen ist eine verpflichtende Anwendung in Engpassgebieten, zunächst mit dem Schwerpunkt auf den oberen Netzebenen 1 bis 3, perspektivisch sollen auch die nachgelagerten Ebenen einbezogen werden.

Die Umsetzung ist als komplexer, datenintensiver Prozess konzipiert, bei dem dynamische Entgelte kaskadenartig von vorgelagerten auf nachgelagerte Netzbetreiber wirken sollen.

Die BNetzA entwirft zwar ein idealisiertes, stark informationsgetriebenes Marktkonzept, dessen praktische Umsetzung jedoch von vielen Marktteilnehmern bezweifelt wird. Kritisch gesehen werden insbesondere der enge Zeitrahmen einer Umsetzung bis 2029 sowie der erhebliche technische und finanzielle Aufwand für den Aufbau einer flächendeckenden Kommunikationsplattform.

3. Baukostenzuschuss

Neben den Entgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion sollen im zukünftigen System auch Baukostenzuschüsse eine wesentliche Rolle spielen. Über diese sollen ebenfalls Anreize gesetzt werden. Anders als bei den Netzentgelten mit Anreizfunktion betrifft dies aber weniger das tatsächliche Netznutzungsverhalten, sondern soll die potenziellen Anschlussnehmer bereits bei der Investitionsentscheidung (u.a. Standortwahl, Wahl der Netzebene, Wahl der Kapazität) „steuern“.

Darüber hinaus werden auch weiterhin Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb erhoben werden. Diese sind aber nicht Gegenstand der aktuellen Diskussionen.

Die Bausteine der neuen Netzentgeltsystematik lassen sich damit wie folgt zusammenfassen:

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion	Netzentgelte mit Anreizfunktion	Baukostenzuschüsse (anlassbezogen)	Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb
• Dienen der Refinanzierung der Netzkosten, d.h. Vereinnahmung der EOG • Möglichst keine Verhaltenssteuerung der Netznutzer	• Sollen Anreiz zu netz- und kostenorientiertem Nutzungsverhalten setzen • Primäres Ziel ist nicht die Erzielung von Mehreinnahmen; Mehr- und Mindereinnahmen können aber „anfallen“ und sollen der Netzfinanzierung dienen	Sollen Anreize im Rahmen der Investitionsentscheidungen (Wahl Standort, Anschlussebene, Kapazität) setzen	keine Diskussion

Abbildung 2: Bausteine einer neuen Netzentgeltsystematik (aktueller Diskussionsstand)

Auch Speicher und Einspeiser sollen zukünftig an der Refinanzierung der Netzkosten beteiligt werden

Vor dem Hintergrund der erläuterten möglichen Bausteine einer neuen Netzentgeltsystematik hat die BNetzA in den veröffentlichten Orientierungspapieren sowie in den veranstalteten Workshops eine mögliche Ausgestaltung für unterschiedliche Netznutzergruppen diskutiert.

Netzentgelte für Letztverbraucher

In der neuen Netzentgeltsystematik ist geplant, auch weiterhin zwischen zwei Letztverbrauchergruppen zu unterscheiden: Letztverbraucher in der Niederspannung mit einem Jahresverbrauch <100.000 kWh sowie Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch >100.000 kWh.

Für die Letztverbraucher in der Niederspannung <100.000 kWh soll weiterhin ein Grund- und Arbeitspreis zur Anwendung kommen. Dabei ist geplant, den Grundpreis gegenüber dem heutigen Niveau anzuheben. Gegebenenfalls sollen zur Bemessung des Grundpreises einheitliche Regelungen für alle Netzbetreiber gelten. Gerade mit Blick auf Prosumer führt dieses Vorgehen zu einem höheren Finanzierungsbeitrag dieser Kundengruppe. Darüber hinaus sollen auch für Kunden <100.000 kWh perspektivisch dynamische Netzentgelte eingeführt werden – vorausgesetzt, diese verfügen über ein intelligentes Messsystem.

Für die Kundengruppe mit einem Verbrauch von >100.000 kWh soll hingegen die Leistungskomponente künftig durch ein Kapazitätsentgelt ersetzt werden, um ein flexibleres Verbrauchsverhalten zu fördern. Netznutzer sollen in Zukunft vorab eine verbindliche Jahreskapazität festlegen. Eine Überschreitung der „gebuchten“ Kapazität soll mit Zusatzentgelten belegt werden. Ergänzend sollen – wie im Grundmodell vorgesehen – zwei Arbeitspreise eingeführt werden: Wird der Strombezug innerhalb der vereinbarten Kapazitätsgrenzen gehalten, greift ein niedrigerer Arbeitspreis (Arbeitspreis 1). Sobald diese Grenze überschritten wird, fällt hingegen ein deutlich höherer Arbeitspreis (Arbeitspreis 2) an. Ergänzend sollen auch Nutzer mit einem Verbrauch von >100.000 kWh an einem System mit einer dynamischen Arbeitspreiskomponente partizipieren.

Netzentgelte für Speicher

Mit ihrem Orientierungspapier zu Speichernetzentgelten stellt die BNetzA die bislang geltende Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG grundsätzlich infrage. Sie hält eine vorzeitige Beendigung der Vollbefreiung aus rechtlicher Sicht für möglich, um eine Gleichbehandlung aller Speicher zu erreichen, verweist jedoch auf einen möglicherweise zu berücksichtigenden Vertrauensschutz. Ob und in welchem Umfang ein solcher Schutz greift, soll im Rahmen einer Abwägung mit den wirtschaftlichen Argumenten für ein einheitliches Regime geprüft werden.

Zukünftig sollen auch Speicher einen angemessenen Finanzierungsbeitrag leisten. Ein Sonderentgelt soll lediglich dann eingeräumt werden, wenn ein netz- oder systemdienliches Verhalten vorliegt und ohne eine solche Sonderregelung Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch usw. entstehen können. Das angedachte Grundmodell (Kapazitätspreis und zweistufiger Arbeitspreis) soll auf möglichst alle Speicher angewendet werden, wobei lediglich nicht wieder eingespeiste Mengen (saldierte Mengen) mit einem Arbeitspreis belegt würden. Für die konkrete Ausgestaltung unterscheidet die BNetzA zwischen unterschiedlichen Arten von Speichern (netzgekoppelte vs. Multi-Use-Speicher). So soll beispielsweise für netzgekoppelte Speicher eine doppelte Belastung durch Finanzierungsentgelte für Bezug und Einspeisung vermieden werden.

Ergänzend prüft die BNetzA eine dynamische Netzentgeltkomponente für Speicher, die effizientes Nutzungsverhalten fördern soll. Für die Nutzergruppe der Speicher hält die BNetzA diesen Ansatz für besonders geeignet und spricht sich für seine Einführung im Übertragungsnetz sowie auf der Hochspannungsebene ab 2029 aus.

Beim Anschluss von Speichern sieht die BNetzA weiterhin die Erhebung von Baukostenzuschüssen entsprechend der aktuellen Regelungen vor. Hierüber kann die Wahl des Anschlusspunktes beeinflusst und Netzengpässe können vermieden werden. Eine rückwirkende Erhebung ist nicht angedacht.

Netzentgelte für Einspeiser

Auch die Pläne zu Einspeiseentgelten sind stark umstritten. Die BNetzA spricht sich dafür aus, ab 2029 für Einspeiser dynamische Entgeltbestandteile mit Steuerungswirkung einzuführen und prüft zusätzlich feste kapazitätsbasierte Komponenten zur langfristigen Kostendeckung.

Für die Beteiligung von Einspeisern wurde auch der Vertrauensschutz intensiv diskutiert. Dieser könnte lediglich für Anlagen gelten, die im Rahmen einer staatlichen Ausschreibung ein verbindliches Angebot abgegeben und einen Zuschlag erhalten haben. Anlagen ohne ausschreibungsbasierte Vergütung sollen hingegen keinen Vertrauensschutz genießen. Zudem will die BNetzA diesen Schutz auf Entgelte mit Finanzierungsfunktion begrenzen.

Eine erste Abschätzung für einen Kapazitätspreis bewegt sich in einer Größenordnung von ca. EUR 4 bis EUR 7 pro kW. Die Einführung eines „klassischen Arbeitspreises“ wird derzeit nicht weiterverfolgt, da dieser Einfluss auf das Gebotsverhalten am Strommarkt, die Umverteilung zulasten stromintensiver Verbraucher und Einfluss auf Export und Import haben kann.

Voraussetzung für die Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente ist, dass diese symmetrisch und vorzeichengerecht ausgestaltet wird, um das Nutzungsverhalten zu steuern. Verbrauchsabhängige Entgelte („klassische Arbeitspreise“) sind jedoch nicht vorgesehen.

Zudem sollen auch für Einspeiser Baukostenzuschüsse etabliert werden. Hier sieht die BNetzA sowohl eine Finanzierungs- als auch eine Anreizfunktion, da ein Baukostenzuschuss Steuerungswirkung bezüglich der Standort- und Kapazitätswahl entfalten kann. Soweit dynamische Arbeitspreise und Baukostenzuschüsse eine ausreichende Refinanzierung sicherstellen, besteht kein zwingender Bedarf zur Erhebung von Kapazitätspreisen.

Auf Basis der veröffentlichten Orientierungspapiere sowie der geführten Diskussionen kann der aktuelle Diskussionsstand wie folgt zusammengefasst werden:

	Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion		Netzentgelte mit Anreizfunktion (dynamische Netzentgeltkomponente)	Baukostenzuschuss
LV NS <100.000 kWh	GP	AP	+ / ./ . dAP (sofern iMSys)	Ja (nach aktueller Regelung, bisher keine Anpassung)
LV NS >100.000 kWh und LV oberhalb NS	KP	AP 1, AP 2	+ / ./ . dAP	Ja (nach aktueller Regelung, bisher keine Anpassung)
Speicher	KP	AP 1, AP 2 (lediglich saldierte Mengen)	+ / ./ . dAP	Ja (nach aktueller Regelung, bisher keine Anpassung)
Einspeiser	KP	---	+ / ./ . dAP	ggf. alternativ zu KP

Abbildung 3: Neues Netzentgeltsystem (aktueller Diskussionsstand)

Kostenwälzung voraussichtlich anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs

Die Kostenwälzung soll nach Vorschlag der BNetzA von der regulären Entgeltstruktur entkoppelt werden. Als Ausgestaltungsoptionen für die Kostenwälzung nennt die BNetzA in ihrem Orientierungspunktepapier nachfolgende Modelle:

Bidirektionale Kostenwälzung

Die Kostenwälzung orientiert sich an tatsächlichen Stromflüssen, d.h. neben Entnahmen würden auch Rückspeisungen bei der Kostenwälzung berücksichtigt. Diese Option wäre verursachungsgerecht, jedoch erscheint dieses Modell in der Umsetzung sehr komplex und mit einem sehr hohen administrativen Aufwand einhergehend. Aufgrund dessen wurde diese Option bereits verworfen.

Kapazitätsbasierte Netzentgeltstruktur

Bei der kapazitätsbasierten Netzentgeltstruktur wird das vorgestellte Entgeltmodell auch für Netzbetreiber angewendet. Bestellte Kapazitäten würden die gewälzten Kostenanteile bestimmen. Allerdings haben Netzbetreiber anders als Letztverbraucher keinen Anlass, die optimale Kapazität zu bestellen. Zudem würde ein zu hoher Kostenanteil in Regionen mit hoher erneuerbarer Erzeugung gewälzt, da in diesen Netzgebieten die Kapazität maßgeblich durch Rückspeisung determiniert wird.

Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der Netzentgelte

Eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der Netzentgelte bedeutet keine Entgeltzahlung zwischen Netzbetreibern, sondern Schlüsselung und Zuordnung der Wälzungsbeträge als vorgelagerte Netzkosten.

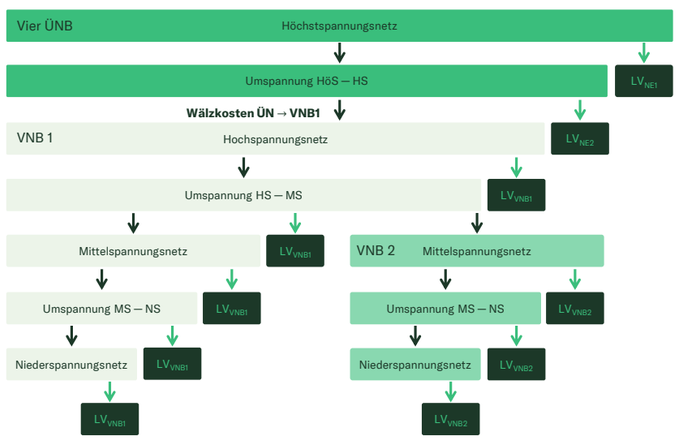
In diesem Kontext stehen zwei Schlüsselungsmöglichkeiten zur Diskussion:

- **Schlüsselungsmöglichkeit 1: vertragliche oder technische Netzanschlusskapazität**
  Hauptargument gegen diesen Verteilungsschlüssel ist auch hier, dass Regionen mit hoher erneuerbarer Erzeugung über Gebühr belastet würden und als Ausgleich ein hohes Einspeiseentgelt erforderlich würde.

- **Schlüsselungsmöglichkeit 2: netzbezogener Letztverbrauch in kWh**
  D.h. Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus einer Ebene und allen nachgelagerten Ebenen: Demnach würde über den Netzabsatz der Wälzungsbetrag definiert, was zu einer gleichmäßigeren Kostenallokation führen würde, da die Verteilung keine Sensitivität gegenüber Leistungsspitzen aufweist und unabhängig vom Umfang der dezentralen Erzeugung erfolgt. Weitere Vorteile liegen in der Reduzierung von Tarifanomalien und es erfordert keine zusätzlichen Regelungen für das Pooling.

Aktuell favorisiert die BNetzA das Modell der Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der Netzentgelte mit einer Schlüsselung anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs. In der nachfolgenden Grafik ist die entsprechende Systematik am Beispiel der Kostenwälzung aus dem Übertragungsnetz abgebildet.

Die Entlastung der Hochspannungsebenen führt zu einer Kostenverschiebung in die nachgelagerten Spannungsebenen. Dies betrifft insbesondere kleine Gewerbe- und Haushaltskunden und steht damit teilweise im Spannungsverhältnis zu den ursprünglichen Zielsetzungen der BNetzA.



$$\text{Wälzkostenanteil}_{\text{ÜN} \rightarrow \text{VNB1}} = \frac{\text{Gesamtentnahme}_{\text{LV, VNB1}} + \text{Gesamtentnahme}_{\text{LV, VNB2}}}{\text{Gesamtentnahme}_{\text{LV, alle VNB}} + \text{Gesamtentnahme}_{\text{LV, NE2}}}$$

Als Größe zur Ermittlung der Wälzkosten soll voraussichtlich der netzbezogene Letztverbrauch herangezogen werden (Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus der betreffenden und allen nachgelagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene)

LV Letztverbraucher
↓ Zahlungen ermittelt über Netzentgelte
↓ Zahlungen ermittelt über Wälzschlüssel

Quelle: BNetzA

Abbildung 4: Favorisiertes Modell Kostenwälzung (aktueller Diskussionsstand)

Aufgrund des größeren Kollektivs an Letztverbrauchern fallen die Entgeltbelastungen in den unteren Spannungsebenen jedoch insgesamt weniger stark ins Gewicht als in den höheren Spannungsebenen. Gleichzeitig bewirken regionale Kostenverschiebungen zwischen den Netzbetreibern eine Annäherung des Entgeltniveaus, wobei einzelne Netzbetreiber mit Mehr- oder Minderbelastungen konfrontiert sein werden.

Im Zuge der Kostenwälzung wird ebenfalls die Abschaffung der Umspannebenen diskutiert, um günstigere Netzentgelte zu erreichen. Die BNetzA erkennt hier Fehlanreize u.a. Tarifanomalien sowie höhere Netzanschlusskosten bei der Standortwahl. Die Reduzierung auf vier Netzebenen vereinfacht die Netzentgeltabrechnung deutlich. Da in den Umspannebenen nur geringe Strommengen verbraucht werden, ist zugleich von einer Stabilisierung der Entgelthöhen auszugehen. Aus der Branche wird diese Thematik kritisch bewertet, da betroffene Umspannungskunden höhere Entgelte erwarten und standortbedingt nicht ausweichen können. Zudem erwartet die BNetzA mit der Abschaffung der Umspannebenen einhergehend weitreichende eigentumsrechtliche Fragestellungen. Daher wird diese Möglichkeit der Vereinfachung zwar weiterhin diskutiert. Die BNetzA hat aber bereits signalisiert, dass eine derartige Anpassung wohl nicht bis zum 1.1.2029 umgesetzt wird.

Fazit: Was folgt aus der neuen Netzentgeltsystematik für Netzbetreiber

Die von der BNetzA geplanten Reformen führen zu einem grundlegenden Wandel der Netzentgeltsystematik mit erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen, vor allem für Einspeiser und Batteriespeicherbetreiber. Kernstreitpunkt ist der Vertrauensschutz für getätigte Investitionen, dessen Reichweite nach der EuGH-Entscheidung vom 2.9.2021 rechtlich unsicher ist und im AgNes-Prozess eine zentrale Rolle spielen dürfte. Einigkeit besteht über die Notwendigkeit neuer Finanzierungsmodelle für steigende Netzkosten, nicht jedoch über deren konkrete Ausgestaltung.

Benjamin Schüßler
Diplom-Ökonom, Diplom-Wirtschaftsingenieur
+49 911 9193 2327
benjamin.schuessler@roedl.com

Anna-Sophie Obinger
M.Sc. Betriebswirtschaft
+49 911 9193 2031
anna-sophie.obinger@roedl.com

Kostenprüfung Gas 2025 – Weichenstellung für fünfte Regulierungsperiode

von Jürgen Dobler und Yuliya Sidarovich

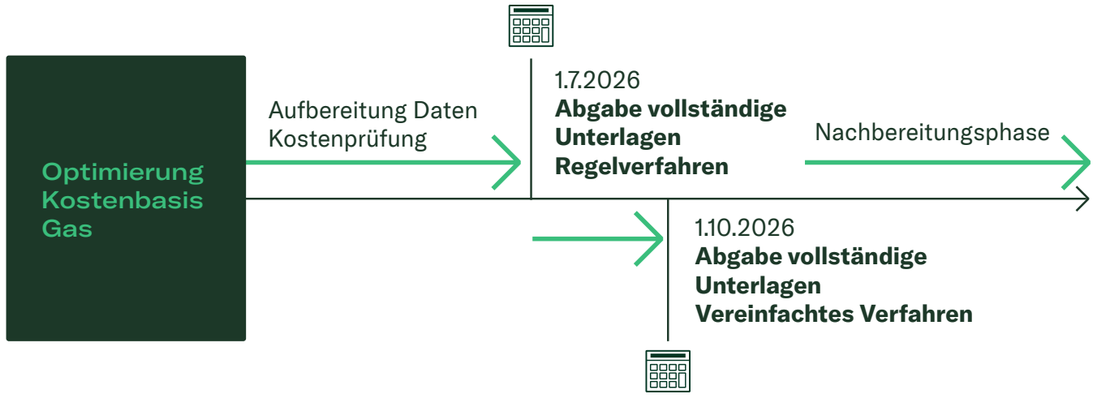
Die Kostenprüfung für das Basisjahr Gas 2025 bildet die maßgebliche Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg in der 5. Regulierungsperiode von 2028 bis 2032. Zugleich haben sich die regulatorischen Rahmenbedingungen grundlegend verändert: Mit den Vorgaben aus RAMEN Gas und GasNEF kommen erstmals die angepassten Festlegungen des NEST-Pakets der Bundesnetzagentur zur Anwendung. Wir beleuchten die daraus resultierenden Anforderungen an die Kostenprüfung und zeigen auf, welche wesentlichen Neuerungen sich gegenüber dem bisherigen System ergeben.

Was ist zu tun?

Auf Grundlage der Festlegungen der Bundesnetzagentur haben inzwischen auch die Landesregulierungsbehörden ihre Vorgaben zur Durchführung der Kostenprüfung konkretisiert. An der bekannten Datenerhebung ergeben sich dabei im Wesentlichen keine Änderungen.

Maßgeblich bleiben weiterhin der Erhebungsbogen zur Abbildung der aufwandsgleichen Kosten und der Kapitalkosten sowie ein begleitender Bericht zur Beschreibung und Herleitung der Kostenbasis. Zwar weist der neue Erhebungsbogen gegenüber der vorangegangenen Kostenprüfung einen geringeren Detaillierungsgrad auf, von einer wesentlichen Vereinfachung kann jedoch nicht gesprochen werden. Unterschiede ergeben sich hingegen bei den zugrunde zu legenden Erfassungszeiträumen: Während die Bundesnetzagentur einen Betrachtungszeitraum der Jahre 2023 bis 2025 für Gewinn- und Verlustrechnung sowie Bilanzdaten vorsieht, verlangt beispielsweise die Regulierungskammer Bayern eine Darstellung lediglich für die Jahre 2024 und 2025.

Darüber hinaus entfallen im Erhebungsbogen einzelne Detailabfragen, etwa zu Umlageschlüsseln oder sogenannten „sonstigen Positionen“. Diese sind jedoch weiterhin im Rahmen des Berichts umfassend darzustellen, zu erläutern und fachlich zu begründen. Insgesamt bleibt der Arbeitsaufwand für die Netzbetreiber daher unverändert hoch, da die Anforderungen an die inhaltliche Aufbereitung, Dokumentation und Begründung der Kostenpositionen weiterhin in vollem Umfang bestehen.



Abgabe der Unterlagen

Die Bundesnetzagentur hat folgende Abgabefristen vorgesehen:

- Unternehmen im Regelverfahren haben die Unterlagen bis spätestens 1.7.2026 einzureichen.
- Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gilt eine Frist bis zum 1.10.2026.
- Im Zuge der Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse gilt es, die verbleibenden Stellhebel zur Optimierung der Kostenbasis konsequent auszuschöpfen. Entscheidend dafür ist, die geänderten Rahmenbedingungen aus dem neuen Regulierungsrahmen bestmöglich zu antizipieren.

Neuer Regulierungsrahmen – zentrale Änderungen

Mit der Datenerhebung zur Kostenprüfung werden erstmalig die Regelungen für den neuen Regulierungsrahmen relevant, die die BNetzA im Dezember des vergangenen Jahres final veröffentlicht hat (neuer Regulierungsrahmen „RAMEN Gas“, Gasnetzentgeltfestlegung „GasNEF“).

Damit liegen die verbindlichen Verfahren und Berechnungsvorschriften vor, die die noch bis Ende der 4. Regulierungsperiode gültigen Vorschriften ARegV und GasNEV ablösen. Insofern erfolgt die Datenerhebung für die Kostenprüfung bereits unter Berücksichtigung des neuen Regulierungsrahmens.

Besonders wichtig: Die 5. Regulierungsperiode umfasst nochmals fünf Jahre. Das ermittelte Kostenniveau wirkt sich demnach – wie im bisherigen Regulierungsrahmen auch – über einen fünfjährigen Zeitraum auf die Erlössituation der Netzbetreiber aus. Allerdings gilt es, die nicht effizienten Kosten bereits über drei Jahre abzubauen.

Für die aufwandsgleichen Kosten ergeben sich keine wesentlichen Anpassungen. Hingegen ergeben sich durch den WACC-Ansatz signifikante Änderungen für die Bestimmung der Finanzierungskosten. War bisher die „eigene“ Finanzierungsstruktur relevant, greift nunmehr ein pauschalierter Ansatz. Die Finanzierungsanforderungen sind daher an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen.

Unsere Erfahrung – Ihr Mehrwert

Wir begleiten Sie bei der Erstellung und Einreichung Ihres Kostenantrags und stehen Ihnen während des gesamten Prüfungsprozesses durch die Regulierungsbehörde zur Seite. Unsere umfassende Expertise aus über 350 erfolgreich begleiteten Kostenprüfungen in den vergangenen Regulierungsperioden sichert Ihnen eine professionelle und effiziente Begleitung während des gesamten Prozesses. Wir können Ihr Unternehmen mit folgenden Leistungen unterstützen:

- Sparring bei Erstellung Tätigkeitsabschluss und Ableitung Handlungsempfehlung Kostenantrag
- Unterstützung bei der Datenerhebung und -aufbereitung
- Befüllung bzw. Prüfung der Erhebungsbögen auf Vollständigkeit, Konsistenz und Plausibilität der eingetragenen Daten
- Identifikation potenzieller Risikopositionen und möglicher Kürzungsvolumina
- Erstellung Musterbericht zum Kostenantrag
- Unterstützung bei Argumentationslinien im Zuge der Berichtserstellung
- Unterstützung beim Anhörungsverfahren

Die Datenerhebung 2025 sowie die nachgelagerte Kostenprüfung bilden die zentrale Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg der Jahre 2028 bis 2032. Eine sorgfältige und vorausschauende Vorbereitung trägt maßgeblich dazu bei, Kostenkürzungen zu vermeiden, die den wirtschaftlichen Handlungsspielraum der Netzbetreiber einschränken. Vor diesem Hintergrund ist bereits im Rahmen der Datenerhebung besonderes Augenmerk auf die Qualität, Vollständigkeit und Konsistenz der einzureichenden Daten zu legen.

Gerne begleiten wir Sie dabei und stellen dies gemeinsam mit Ihnen sicher. Sprechen Sie uns an.

Jürgen Dobler
Diplom-Betriebswirt (FH), Steuerberater
+49 911 9193 3617
juergen.dobler@roedl.com

Yuliya Sidarovich
M.A. Internationale Wirtschaft und Governance
+49 911 9193 1139
yuliya.sidarovich@roedl.com

Konzessionen sichern, Zukunft gestalten – Erfolgsfaktoren für Netzbetreiber in der anstehenden Konzessionswelle

von Christian Riess und Hendrik Berns

Die in den kommenden Jahren (2027 bis 2032) anstehende Häufung auslaufender Strom- und Gaskonzessionen stellt Netzbetreiber vor strategische und operative Herausforderungen für eine erfolgreiche Konzessionsbewerbung. Lag der Fokus der Netzbewirtschaftungskonzepte in den vergangenen Jahren vorwiegend auf den Investitions- und Instandhaltungskonzepten, der klassischen Störungsbeseitigung sowie einer preisgünstigen Energieversorgung, gewinnen auch im Konzessionswettbewerb die Themen Digitalisierung im Netzbetrieb, Krisenmanagement und Risikoprävention sowie die Treibhausgasneutralität zunehmend an Bedeutung.

Steigende Digitalisierung im Netzbetrieb

Digitalisierte Prozesse und Strukturen sind längst Bestandteile eines wettbewerbsfähigen Konzessionsangebotes und relevanter Bewertungskriterien. So ermöglichen digitale Netzführungssysteme, automatisierte Entstörungsprozesse sowie der Einsatz von Smart-Grid-Technologien nicht nur einen effizienteren Netzbetrieb, sondern verbessern auch die Versorgungssicherheit. Gleichzeitig schaffen sie die Grundlage für neue Anforderungen wie die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen oder die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme.

Neben dem technischen Netzbetrieb werden auch interne Betriebsabläufe und Kundenprozesse (u.a. Hausanschlussbeantragung und Zählerstandsmitteilung) zunehmend digitaler und stehen auf dem Prüfstand. So werden beispielsweise vermehrt die Vorteile digitaler Kundenserviceleistungen gegenüber dem klassischen Kundencenter vor Ort diskutiert. Ein Kriterium, bei dem bisher insbesondere regionale kleinere Netzbetreiber punkten konnten.

Im Rahmen von Konzessionsvergabeverfahren können Kommunen aktiv die Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung vor Ort mitgestalten und erwarten transparente, effiziente und zukunftsfähige Konzepte und Lösungen für ihre Versorgungsnetze. Die Digitalisierung des Netzbetriebs wird dadurch zu einem wichtigen Differenzierungsmerkmal im wettbewerbsintensiven Umfeld der Konzessionsvergabe. Es wird in Konzessionsverfahren für eine erfolgreiche Bewerbung daher entscheidend sein, inwieweit Netzbetreiber ihre Digitalisierungsmaßnahmen konkret nachweisen und in belastbare, geprüfte und nachvollziehbare Konzepte überführen können.

Krisenmanagement im Kontext geopolitischer Risiken

Die geopolitische Lage hat in den vergangenen Jahren deutlich gezeigt, dass kritische Infrastrukturen verstärkt in den Fokus potenzieller Angriffe geraten. Ob weiterhin lediglich große Netzbetreiber und Großstädte Ziel dieser Angriffe sein werden, ist derzeit nicht abzusehen. Allerdings fordern Kommunen von ihren Netzbetreibern unabhängig ihrer Größe und Systemrelevanz eine zunehmende Berücksichtigung dieses Risikos in ihrem Netzbetrieb.

Für die anstehende Welle an auslaufenden Konzessionen bedeutet dies, dass der Schutz der Energieversorgungsanlagen und die Sicherstellung der Versorgung noch stärker zu zentralen Bewertungskriterien in Konzessionsverfahren werden. Es ist davon auszugehen, dass Kommunen verstärkt Wert auf folgende zentrale Aspekte legen:

- redundant aufgebaute Netzstrukturen
- Maßnahmen zum Schutz der im Netzbetrieb eingesetzten IT-Systeme
- Möglichkeiten der Ersatzversorgung
- detaillierte Ablaufpläne für den Krisenfall (Notfallhandbücher, Wiederanlaufpläne)
- umfassende und rechtzeitige Information der Öffentlichkeit

Ein professionelles Krisenmanagement umfasst somit nicht nur technische Vorkehrungen, sondern auch organisatorische Strukturen, regelmäßige Übungen sowie eine enge Abstimmung mit Behörden und Einsatzkräften.

Dabei ist es in der Konzessionsbewerbung zunehmend erforderlich, diese Fähigkeiten strukturiert darzustellen und durch Referenzen, Zertifizierungen und konkrete Prozessbeschreibungen zu untermauern.

Treibhausgasneutralität als Erfolgsfaktor

Seit der Novellierung des EnWG im Jahr 2021 ist die Treibhausgasneutralität durch ihre direkte Verankerung in § 1 EnWG ein gesetzliches Ziel der Energieversorgung. Sie fordert eine nachhaltige, möglichst treibhausgasneutrale Ausrichtung des Netzbetriebs. Aufgrund langer Lebenszyklen der Versorgungsanlagen, hohen Investitionen für eine entsprechende klimaneutrale Umrüstung, technologischen Abhängigkeiten von Betriebsmitteln und regulatorischen Rahmenbedingungen stellt die Erreichung der Klimaneutralität viele Netzbetreiber vor erhebliche Herausforderungen.

Gleichzeitig gewinnt das Thema Nachhaltigkeit auch in Konzessionsverfahren an Bedeutung und die Treibhausgasneutralität ist als eigenständiges Kriterium zu einem wichtigen Bestandteil der Netzbewirtschaftungskonzepte geworden. Marktübliche Kriterienkataloge erfordern oftmals, dass ausgehend von den gegenwärtigen Emissionenvolumina konkret aufgezeigt wird, mit welchen Maßnahmen in den Bereichen Netzbetrieb, Liegenschaftsmanagement sowie Fuhrpark der Energieverbrauch sowie die CO_2-Belastung messbar reduziert werden und welche Strategien zum Erreichen der langfristigen Klimaneutralität bestehen. Auch vor diesem Hintergrund steigt die Bedeutung von Zertifizierungen, die die Treibhausneutralität des Netzbetreibers bestätigen.

Im Wettbewerb um Konzessionen wird die Fähigkeit, diese Aspekte systematisch zu adressieren und in ein schlüssiges Gesamtkonzept zu integrieren, zunehmend zu einem entscheidenden Erfolgskriterium.

Eine erfolgreiche Konzessionsbewerbung erfordert eine frühzeitige Vorbereitung

Mit der kommenden Konzessionswelle rücken verstärkt neue Aspekte im Netzbetrieb in den Fokus der Konzessionsbewerbung und ihrer Auswertung. Digitalisierung, Krisenfestigkeit und Nachhaltigkeit sind keine isolierten Themen mehr, sondern werden zu festen Bestandteilen eines erfolgreichen Netzbewirtschaftungskonzepts.

Es ist davon auszugehen, dass die konzessionsvergebenden Kommunen im Rahmen ihres gesetzlichen Ermessensspielraums die konkreten Anforderungen der einzelnen Auswahlkriterien gemäß § 1 EnWG entsprechend den skizzierten Themen anpassen werden.

Ein Abgleich mit marktüblichen Kriterienkatalogen, das Schließen identifizierter Lücken - etwa beim Thema Zertifizierungen - sowie eine saubere Beleglogik mit Kennzahlen, Nachweisen und Referenzen schaffen die Basis für ein wettbewerbsfähiges Angebot.

Mit unserem Fitnessprogramm **„Fit-for-Konzessionen"**[1] prüfen wir frühzeitig die Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers, identifizieren Lücken und heben Optimierungspotenziale. Auf Basis einer strukturierten Bestandsaufnahme und klarer Bewertungsmaßstäbe entsteht ein belastbarer Fahrplan, damit wesentliche Angebotsinhalte bereits vor Eintreffen des konkret relevanten Kriterienkataloges einem Konzessionswettbewerb auf höchstem Niveau standhalten.

Christian Riess
Diplom-Kaufmann
+49 221 949909 232
christian.riess@roedl.com

Hendrik Berns
M.Sc. RWTH Energietechnik, M.Sc. RWTH Wirtschaftswissenschaft
+49 221 949909 677
hendrik.berns@roedl.com

1 www.roedl.com/energie-infrastruktur/konzessionen-wegenutzungsrechte/#Fit-for-Konzessionen.

Nach den Kommunalwahlen 2026

Fit für den Aufsichtsrat

Kommunalwahlen bringen **neue Aufsichtsratsmitglieder** in kommunale Gesellschaften. Oft müssen sie sofort Vorgänge beurteilen, Risiken erkennen und Entscheidungen treffen, ohne das Unternehmen durch unterschätzte Pflichten oder ungenutzte Rechte zu gefährden.

Gerade bei Stadtwerken und kommunalen Infrastrukturunternehmen bestehen besondere wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen. Daher bieten wir eine **kompakte Schulung** an, die Aufsichtsräte optimal auf ihre Aufgaben vorbereitet – inklusive der rechtlichen Rahmenbedingungen der Aufsichtsratstätigkeit, der wichtigsten Grundlagen sowie aktueller Branchenthemen der relevanten Sparten (insbesondere Strom, Gas, Wasser und Telekommunikation).

In **zwei bis drei Stunden** gewinnen Sie Sicherheit in Ihrem Aufsichtsratsmandat, erhalten ein klares Rollenverständnis im Gremium und beugen typischen Haftungsrisiken vor. Vereinbaren Sie Ihre Schulung **individuell bei Ihnen vor Ort oder bequem digital**.

Hier geht's zu unserem **Kontaktformular** für Ihre Anfrage: www.roedl.com/fit-fuer-den-aufsichtsrat-kontaktaufnahme/

Weitere Informationen finden Sie in unserem Flyer: www.roedl.com/ar-schulung

Fragen? Kontaktieren Sie uns gerne!

Christian Marthol
Rechtsanwalt
+49 911 9193 3555
christian.marthol@roedl.com

Andreas Lange
Rechtsanwalt, Wirtschaftsjurist (Univ. Bayreuth)
+49 911 9193 3573
andreas.lange@roedl.com

Peter Lindt
Rechtsanwalt
+49 911 9193 3552
peter.lindt@roedl.com

Preisgleitklauseln in Zeiten volatiler Märkte und fortschreitender Dekarbonisierung erfordern vorausschauende Überlegungen zur Kostenschlüsselung

von Katja Rösch, Martina Weber-Raab LL.M. Eur. und Lennard Wissing

Steigende Brennstoffpreise stellen Fernwärmeversorger vor große Herausforderungen. Gleichzeitig geraten viele Preisgleitklauseln unter Druck, weil veraltete Kostenschlüsselungen die tatsächlichen Erzeugungskosten nicht mehr abbilden. Wir zeigen Ihnen hier, welche Methoden existieren und welche Überlegungen bei der Festlegung der Methoden zu treffen sind. Dies ebnet den Weg zu wirtschaftlich stabilen und rechtssicheren Wärmepreisen.

Geopolitische Konflikte können die Erdgaspreise kurzfristig stark steigen lassen und erhöhen für Fernwärmeversorger den wirtschaftlichen Druck spürbar. Hohe Brennstoffkosten gefährden den wirtschaftlichen Betrieb von Fernwärmenetzen, insbesondere wenn Wärmepreise und Preisgleitklauseln diese Entwicklungen nicht korrekt abbilden. Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) verstärkt den Handlungsdruck zusätzlich, da die regulatorischen Verpflichtungen zur Dekarbonisierung mit hohen Investitionskosten verbunden sind. In dieser Lage braucht es Preisgleitklauseln, die die tatsächlichen Beschaffungskosten präzise widerspiegeln.

Viele Versorger haben den Transformationsprozess hin zu Erneuerbaren Energien bereits angestoßen, um langfristig unabhängiger von Preisschwankungen zu werden. Der Umbau der Erzeugungsstruktur schafft nicht nur mehr Versorgungssicherheit, sondern stellt auch neue Anforderungen an Preisbildung und Kostenstruktur.

Für Versorger, die weiterhin oder übergangsweise auf konventionelle KWK-Erzeugung setzen, ist eine Überprüfung der Preisgleitklauseln ebenfalls unverzichtbar – wenn nicht sogar noch wichtiger. Verändert sich der Anlagenpark, etwa durch neue oder stillgelegte Anlagen, kann sich auch die Kostenaufteilung zwischen den Produkten Strom und Wärme verschieben. Gleichzeitig erhöhen steigende Brennstoffpreise die Bedeutung der anlagenscharfen Kostenzuordnung. Gerade bei KWK-Anlagen müssen Brennstoffkosten sowie weitere anlagenbezogene Kosten sachgerecht auf die erzeugten Produkte Strom und Wärme verteilt werden. Je höher die Brennstoffkosten sind, desto stärker wirkt sich die gewählte Kostenschlüsselung auf den Wärmepreis aus. Eine transparente und nachvollziehbare Kostenzuordnung ist daher entscheidend, um wirtschaftlich tragfähige und sachgerechte Wärmepreise sicherzustellen.

Auch die Rechtsprechung erhöht den Anpassungsdruck. Mit seinem Urteil vom 26.1.2022[1] zur Anpassung von Preisgleitklauseln hat der Bundesgerichtshof (BGH) klargestellt, dass Preisgleitklauseln in der Fernwärme streng kostenorientiert ausgestaltet sein müssen. Gleichzeitig eröffnete das Gericht Versorgern die Möglichkeit, nicht mehr kostenorientierte Preisformeln einseitig anzupassen.

Ganz gleich, ob Sie Ihre Erzeugungsstruktur bereits transformiert haben oder weiterhin konventionelle KWK betreiben, ist eine zeitnahe Überprüfung der Preisformeln und der zugrunde liegenden Gemeinkostenschlüsselung damit unverzichtbar. Wer jetzt handelt, stärkt die wirtschaftliche Stabilität seines Unternehmens, bleibt vertriebsfähig und beugt finanziellen Risiken vor. Gerade bei der Neuberechnung von Wärmepreisen spielt die korrekte Aufteilung der KWK-Gemeinkosten die entscheidende Rolle.

Warum Kostenschlüsselung bei KWK so wichtig ist

In KWK-Anlagen entstehen Erlöse aus der Strom- und Wärmeerzeugung gleichzeitig. Diesen steht ein erheblicher gemeinsamer Kostenblock gegenüber, darunter Brennstoff-, Emissions-, Personal- und Wartungskosten. Der BGH hat bereits zuvor ausdrücklich bestätigt, dass insbesondere die Brennstoffkosten zwingend auf beide Produkte aufzuteilen sind. Für andere Kosten, die unmittelbar mit dem Brennstoffeinsatz zusammenhängen, gilt dies gleichermaßen[2].

Historisch gesehen, kam die Überlegung der Schlüsselung nach Strom- und Wärmeanteilen aus der Zuordnung von CO_2-Emissionen und deren Kosten. Anders als bei der messbaren Energiemenge „Strom“ und „Wärme“ lässt sich bei einer gekoppelten Erzeugung nicht eindeutig messen, welcher Anteil der Emissionen nun auf die Umwandlung in Wärme oder Strom entsteht.

Die Festlegung der Kostenschlüsselungsmethode wird in der Regel zum Auslegungszeitpunkt der Fernwärmepreisgleitklauseln und Wärmeausgangspreise festgelegt. Sie beeinflusst damit unmittelbar die Preisgestaltung. In gerichtlichen Auseinandersetzungen wird immer deutlicher, dass die Versorger die Festlegung gut dokumentieren und inhaltlich begründen müssen.

Kostenschlüsselungen beeinflussen nicht nur die Rechtssicherheit, sondern auch die betriebswirtschaftliche Steuerung. Da die Märkte für Strom und Wärme sich weitgehend unabhängig voneinander entwickeln, benötigen Energieversorger eine transparente Trennung der Ergebnisse beider Sparten. Nur so lassen sich Wirtschaftlichkeit, Unternehmenssteuerung und Optimierungspotenziale korrekt beurteilen.

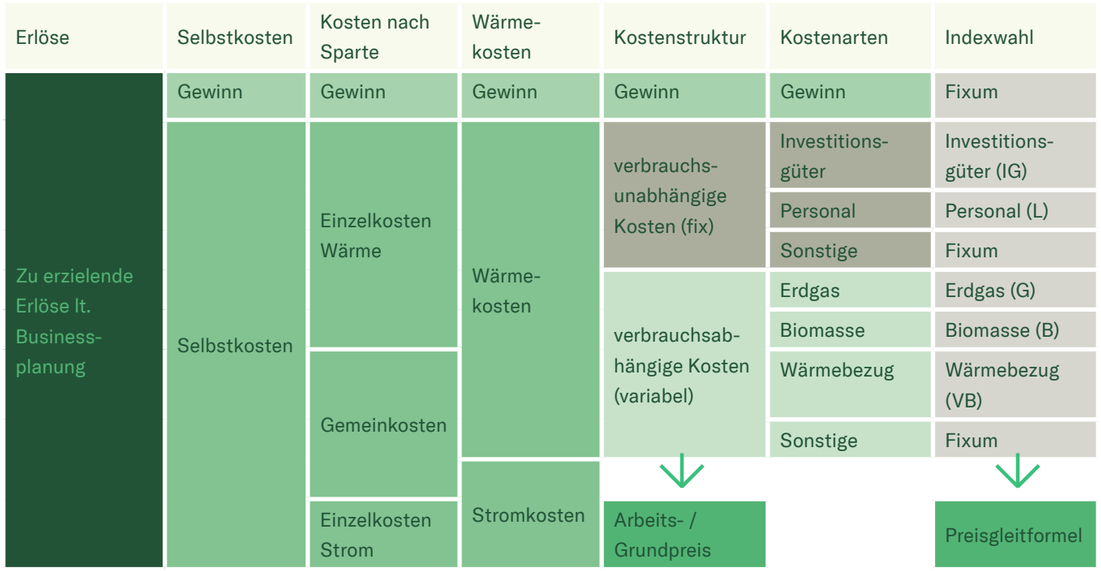


Abbildung 1: Aufteilung der Gestehungskosten in der KWK. Der Schlüssel setzt bei der Aufteilung der Gemeinkosten auf Strom und Wärme an.

Während der Strompreis weitgehend durch Märkte und gesetzliche Vorgaben bestimmt wird, werden Fernwärmepreise – unter Beachtung der AVBFernwärmeV – vom Versorger selbst festgelegt. Für die Preisbildung ist es daher entscheidend, dass dem Wärmekunden ausschließlich die der Wärme zuzurechnenden Kosten in nachvollziehbarer Weise weitergegeben werden.

Verbindliche gesetzliche oder wissenschaftliche Vorgaben für die Aufteilung der Gemeinkosten existieren bislang jedoch nicht. Eine Einzelfallprüfung bleibt daher notwendig. In der Praxis haben sich dafür verschiedene Methoden etabliert, die je nach technischer Konfiguration zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Zunächst werden die üblichen Verfahren zur Kostenschlüsselung für Wärmepreise, Preisgleitklauseln und Emissionskosten vorgestellt.

Methoden zur Aufteilung der Gemeinkosten

Es existiert keine rechtlich verbindliche Vorgabe, wie Gemeinkosten aufzuteilen sind. In der Praxis haben sich jedoch verschiedene Ansätze etabliert:

- **wirkungsgradbasierte Methoden** (IEA-Methode, Wirkungsgradmethode)
- **Methoden mit Referenzkraftwerken als Vergleichsmaßstab** (Finnische Methode, Substitutionsmethode)
- **physikalisch-thermodynamische Methode** (Exergie- oder Carnot-Methode)
- **ökonomisch geprägter Ansatz** (Restwertmethode / Koppelproduktionsmethode)

Abbildung 2: Mögliche Methoden zur Kostenschlüsselung

Im Anschluss folgen die Berechnungsgrundlagen der einzelnen Verfahren:

IEA-Methode

Die von der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelte Methode teilt CO_2-Emissionskosten von KWK-Anlagen nach dem Verhältnis der Wirkungsgrade der Wärme- und Stromerzeugung auf. Dabei werden die beiden Produkte nach ihrem energetischen Anteil am Gesamtsystem bewertet. Je höher der thermische oder elektrische Wirkungsgrad einer KWK-Anlage ist, desto größer ist der entsprechende Kostenanteil.

Die Kostenanteile der Wärme- bzw. Stromseite berechnen sich nach:

$$A_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{th} + \eta_{el}} \qquad A_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th} + \eta_{el}}$$

Mit:
$A_{th(el)}$ = Kostenanteil Wärme (Strom)
$\eta_{th(el)}$ = Wirkungsgrad thermisch (elektrisch)

Wirkungsgradmethode

Die Wirkungsgradmethode ist eng verwandt mit der IEA-Methode, unterscheidet sich jedoch durch das zugrunde liegende mathematische Verhältnis. Die Wirkungsgradmethode ordnet der Wärmeseite einen Kostenanteil entsprechend dem elektrischen Wirkungsgrad zu und umgekehrt:

$$A_{th} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th} + \eta_{el}} \qquad A_{el} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{th} + \eta_{el}}$$

Mit:
$A_{th(el)}$ = Kostenanteil Wärme (Strom)
$\eta_{th(el)}$ = Wirkungsgrad thermisch (elektrisch)

Finnische Methode

Diese Methode orientiert sich an den Wirkungsgraden der besten verfügbaren Referenzkraftwerke für ungekoppelte Wärme- und Stromerzeugung. Die KWK-Anlage wird mit zwei hypothetischen Einzelanlagen verglichen. Ein zentraler Baustein ist die Ermittlung der Primärenergieeinsparung (PEE), die die Effizienzvorteile der KWK-Erzeugung abbildet. Diese Einsparung wird beiden Koppelprodukten anteilig gutgeschrieben.

$$PEE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,\,Ref}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,\,Ref}}}$$

Mit:
PEE = Primärenergieeinsparung gegenüber einem Referenzsystem
$\eta_{th(el)}$ = Wirkungsgrad thermisch (elektrisch)
$\eta_{th(el),\,Ref}$ = Wirkungsgrad Referenzkraftwerk thermisch (elektrisch)

Im nächsten Schritt wird der prozentuale Anteil der Koppelprodukte Wärme und Strom an den Gemeinkosten ermittelt:

$$A_{th(el)} = (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_{th(el)}}{\eta_{th(el),\,Ref}}$$

Mit:
$A_{th(el)}$ = Kostenanteil Wärme (Strom)

Substitutionsmethode

Die Substitutionsmethode setzt auf einen Vergleich zwischen KWK-Wärme und Wärme aus einem rein thermischen Referenzkraftwerk. Ziel ist es, den Wärmekunden nicht schlechter zu stellen, als wenn er seine Wärme vollständig aus einer ungekoppelten Erzeugung bezöge. Dazu wird berechnet, wie viel Brennstoff ein entsprechendes rein thermisches Referenzkraftwerk für dieselbe Wärmemenge benötigen würde:

$$Br_{th,\,Ref} = \frac{Q_{KWK}}{\eta_{th,\,Ref}}$$

Mit:
$Br_{th,\,Ref}$ = fiktiver Brennstoffeinsatz in einem rein thermischen Referenzkraftwerk
Q_{KWK} = Wärmemenge aus der KWK-Anlage
$\eta_{th,\,Ref}$ = thermischer Wirkungsgrad Referenzkraftwerk

Dieser fiktive Brennstoffeinsatz wird anschließend dem Brennstoffeinsatz gegenübergestellt, der für den gesamten KWK-Prozess erforderlich ist. Vom gesamten Brennstoffeinsatz wird diejenige Menge subtrahiert, die in einem rein thermischen Referenzkraftwerk benötigt würde, um die gleiche Menge thermischer Energie wie in der KWK-Anlage bereitzustellen. Der verbleibende Brennstoffeinsatz wird dem Strom zugerechnet:

$$A_{th} = \frac{Br_{th,\,Ref}}{Br_{gesamt}} \qquad A_{el} = \frac{Br_{gesamt} - Br_{th,\,Ref}}{Br_{gesamt}}$$

Mit:
$A_{th(el)}$ = Kostenanteil Wärme (Strom)
Br_{gesamt} = tatsächlicher gesamter Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage

Exergiemethode

Die Exergiemethode bewertet Strom und Wärme anhand ihrer thermodynamischen Qualität. Im Gegensatz zu rein energetischen Ansätzen berücksichtigt sie nicht nur die Energiemenge, sondern die tatsächlich nutzbare Arbeit, die aus einer Energieform gewonnen werden kann. Grundlage ist der zweite Hauptsatz der Thermodynamik.

Strom besitzt eine Exergie von 100%, da er vollständig in Arbeit umgewandelt werden kann. Die Exergie von Wärme hängt hingegen vom Temperaturniveau ab. Je größer der Temperaturunterschied zwischen Fernwärmenetz und Umgebung, desto höher ist die nutzbare Energie und damit die Wertigkeit der Wärme.

Für Fernwärme gilt, dass die im Heizwasser enthaltene Wärmeenergie nur so lange genutzt werden kann, bis das Niveau der Umgebungstemperatur erreicht ist. Die Exergie im Heizwasser ergibt sich nach folgender Formel:

$$E_{Heiz} = 1 - \frac{T_u}{T_m}$$

Mit:
E_{Heiz} = Exergie im Heizwasser
T_u = Umgebungstemperatur
T_m = mittlere Heizwassertemperatur

Die zur Berechnung erforderliche, mittlere Heizwassertemperatur im Fernwärmenetz im Verhältnis zur Umgebungstemperatur bestimmt damit das nutzbare Potenzial. Sie errechnet sich nach:

$$T_m = \frac{T_V - T_R}{\ln\left(\frac{T_V}{T_R}\right)}$$

Mit:
$T_{V(R)}$ = Vorlauftemperatur (Rücklauftemperatur)

Der Anteil der Koppelprodukte an den Gesamtkosten wird wie folgt ermittelt:

$$A_{th(el)} = \frac{\eta_{th(el)} \cdot E_{Heiz(el)}}{(\eta_{el} \cdot E_{el}) + (\eta_{th} \cdot E_{Heiz})}$$

Mit:
$A_{th(el)}$ = Kostenanteil Wärme (Strom)
$\eta_{th(el)}$ = Wirkungsgrad thermisch (elektrisch)
E_{el} = Exergie im elektrischen Strom = 1

Restwertmethode

Im Gegensatz zu allen technisch orientierten Verfahren basiert die Restwertmethode auf ökonomischen Überlegungen. Sie definiert ein Hauptprodukt, in der Regel den Strom, für das reale Marktpreise und Ertragserwartungen herangezogen werden. Von den erzielbaren Erlösen werden die direkt zuordenbaren Kosten sowie eine angemessene Rendite abgezogen.

$$K_{el,\,gesamt} = E_{el} - E_{el} \cdot r$$

$$K_{el,\,gemein} = K_{el,\,gesamt} - K_{el,\,einzel}$$

Mit:
$K_{el,\,gesamt}$ = durch Stromsparte tragbare Gesamtkosten
E_{el} = Erträge der Stromsparte anhand von Marktpreisen
r = Renditeerwartung
$K_{el,\,gemein}$ = durch Stromsparte tragbare Gemeinkosten
$K_{el,\,einzel}$ = Einzelkosten der Stromsparte

Alle verbleibenden Kosten werden in der Folge dem Koppelprodukt zugeteilt:

$$K_{th,\,gemein} = K_{gemein,\,gesamt} - K_{el,\,gemein}$$

Mit:
$K_{th,\,gemein}$ = durch Wärmeerlöse zu deckende Gemeinkosten
$K_{gemein,\,gesamt}$ = Gesamtsumme der Gemeinkosten

Das Verhältnis der Gemeinkostenanteile zu den gesamten Gemeinkosten stellt damit das jeweils anzusetzende Schlüsselungsverhältnis dar.

Gegenüberstellung und Diskussion der Methoden

Die Wahl der geeigneten Methode zur Aufteilung von Gemeinkosten in KWK-Anlagen ist maßgeblich von der jeweiligen Erzeugungs- und Netzstruktur sowie der Betriebs- und Vermarktungsstrategie abhängig. Eine pauschale Empfehlung gibt es nicht. Es gibt aber mittlerweile verschiedene gesetzliche Regelungen, die unterschiedliche Methoden der Kostenschlüsselung vorgeben. So ist bei der Ermittlung der durch den Vermieter zu tragenden bzw. zu erstattenden CO_2-Kosten nach CO_2KostAufG die Verwendung der Finnischen Methode vorgeschrieben, bei der Ermittlung der zu veröffentlichenden Primärenergiefaktoren dagegen die Exergie- bzw. Carnot-Methode.

Prüfen Sie daher für Ihr Unternehmen, welche Methode technisch, wirtschaftlich und regulatorisch passend ist. Die unterschiedlichen Methoden beruhen teils auf technischen Wirkungsgraden, teils auf ökonomischen Überlegungen oder physikalischen Eigenschaften der erzeugten Energien. Dadurch können sich je nach Systemkonfiguration signifikante Abweichungen in der Kostenverteilung ergeben.

Der BGH hat bereits im Rahmen seiner Entscheidung vom 6.4.2011 – VIII ZR 273/09 Rn. 46 angedeutet, dass eine Schlüsselung der Brennstoffkosten auf die verschiedenen Endprodukte Strom und Wärme essenziell ist:

„Zwar wird im Schrifttum teilweise die Auffassung vertreten, dass Brennstoffkosten bei einer Preisänderungsklausel dann unberücksichtigt bleiben können, wenn der Brennstoff für die Erzeugung der Fernwärme keinen Preis habe, was insbesondere bei der Erzeugung von Fernwärme in KWK-Anlagen oder der Verbrennung von Müll und Abgasen der Fall sei (Witzel in: Witzel/Topp, S. 180). Dies begegnet schon im Ansatz Bedenken, denn bei der Gewinnung zweier Endprodukte (Elektrizität und Abwärme) durch den Einsatz eines Brennstoffs (sog. Kraft-Wärme-Kopplung) können die Kosten des Brennstoffs (hier: Erdgas) nicht allein der Elektrizitätserzeugung zugeordnet werden. […] Daher sind die Kosten des eingesetzten Brennstoffs regelmäßig aufzuteilen auf die der Strom- und Wärmeerzeugung zuzuordnenden Anteile."

Wirkungsgradbasierte Verfahren, wie die IEA-Methode oder die klassische Wirkungsgradmethode, sind auf den ersten Blick intuitiv und einfach in der Anwendung. Sie nutzen ausschließlich interne Parameter der Anlage und kommen ohne externe Referenzannahmen aus. Allerdings kann ihre Einfachheit auch zu verzerrten Ergebnissen führen: Insbesondere bei Anlagen mit niedrigem elektrischem Wirkungsgrad werden entweder die Wärme- oder die Stromseite überproportional belastet. Zudem berücksichtigen diese Verfahren nicht die unterschiedliche Wertigkeit von Strom und Wärme – weder aus physikalischer Sicht (Exergie) noch aus ökonomischer Perspektive.

Methoden mit Referenzkraftwerken als Vergleichsmaßstab, wie die Finnische Methode oder die Substitutionsmethode, versuchen, die KWK-Erzeugung in Bezug auf eine hypothetische, ungekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom zu bewerten. Diese Ansätze können, sofern stimmige Referenzparameter vorliegen, sinnvolle Ergebnisse liefern. Gleichzeitig sind sie aber sehr empfindlich gegenüber den getroffenen Annahmen: Die Wahl der Referenzwirkungsgrade, des Referenzanlagenkonzepts oder der zugrunde gelegten Brennstoffe hat erheblichen Einfluss auf das Kostenzuordnungsresultat. Besonders kritisch ist, dass zur Ermittlung der Referenzwirkungsgrade im Rahmen des TEHG und der ZUV 2020 auf Großkraftwerke abgezielt wird, die eine Feuerungswärmeleistung von über 20 MW aufweisen. Somit ist der Einsatz der Methode zwar einerseits zur Schlüsselung des Gemeinkostenfaktors Emissionen bewährt, die Anwendbarkeit auf kleinere KWK-Anlagen wie BHKWs ist jedoch nicht automatisch gegeben. Diese unterliegen dem nationalen Emissionshandel, der wiederum eine abweichende Wirkungsweise und Umsetzung aufweist.

Darüber hinaus können Referenzwirkungsgradmethoden bei der Betrachtung des Gesamtsystems nicht verwendet werden, wenn Wärmepumpen Einspeiser sind. Wärmepumpen sind hocheffiziente Anlagen, die Energie aus der Umgebung beziehen, um eine Wärmeleistung bereitzustellen. Da diese „Umgebungsenergie" nicht in die Wirkungsgradberechnung einfließt, erreichen solche Anlagen eine Effizienz von über 100%, was im Rahmen von Referenzwirkungsgradmethoden nicht vorgesehen ist. Angesichts der zunehmenden Integration von Wärmepumpen in Fernwärmenetze müssen diese Methoden überarbeitet werden, um die technischen Entwicklungen und veränderten Marktbedingungen angemessen abzubilden.

Die **Exergiemethode** bewertet Strom und Wärme anhand ihrer thermodynamischen Wertigkeit. Damit bildet sie den physikalischen „Nutzen" der Energieformen präziser ab als alle anderen technischen Verfahren. Allerdings ist die Methode rechnerisch aufwendig, schwer zu kommunizieren und nicht geeignet, ökonomische Zusammenhänge abzubilden. In der Praxis führt dies dazu, dass sie selten als alleiniges Bewertungsinstrument genutzt wird. Oft führt die Anwendung der Methode zu einem überproportional hohen Kostenanteil des Stroms, der sich ökonomisch jedoch nicht begründen lässt.

Die **Restwertmethode** stellt als einziges Verfahren klar den wirtschaftlichen Aspekt in den Vordergrund. Sie ordnet den Koppelprodukten die Kosten nach ihrer Marktwertigkeit und nach der Deckungsbeitragsfähigkeit der Strom- bzw. Wärmeseite zu. Dieses Verfahren ermöglicht ein sehr realistisches Abbild der tatsächlichen Erlössituation des Unternehmens – insbesondere dann, wenn Strompreise gut planbar oder langfristig abgesichert sind. Das ist beispielsweise der Fall, wenn feste Einspeisevergütungen nach dem EEG erzielt werden oder das Vermarktungsentgelt für den Strom vertraglich fixiert ist.

Gleichzeitig erfordert die Methode regelmäßige Aktualisierungen, da unerwartete Kostenbestandteile – beispielsweise aus neuen gesetzlichen Vorgaben wie dem nationalen Emissionshandel – die Zuordnung verändern können.
Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- **Wirkungsgradbasierte Methoden** sind einfach anzuwenden, bleiben jedoch grob und berücksichtigen keine Marktwerte.
- **Referenzmethoden** sind präziser, aber stark annahmeabhängig und nicht immer anwendbar.
- Die **Exergiemethode** ist physikalisch konsistent, aber in der praktischen Anwendung komplex und schwer zu vermitteln.
- Die **Restwertmethode** ist ökonomisch konsistent, transparent und berücksichtigt Marktannahmen, die jedoch eine regelmäßige Pflege erfordern.

Die Entscheidung für ein bestimmtes Verfahren sollte auf einer sorgfältigen Analyse der eigenen Anlagen, der Marktsituation sowie der regulatorischen Anforderungen basieren. In vielen Fällen bietet sich eine Kombination aus technischer und wirtschaftlicher Bewertung an, um sowohl Transparenz als auch Kostenrealität sicherzustellen.

Fazit

Hochvolatile Brennstoffmärkte, strengere Regulierung und der politische Druck zur Dekarbonisierung sollten Versorger dazu bewegen, ihre Preissysteme kritisch zu überprüfen. Für KWK-basierte Fernwärmesysteme bedeutet das, die Gemeinkosten – vor allem Brennstoff- und Emissionskosten – eindeutig, transparent und belastbar zuzuordnen. Nur so entstehen Preismodelle, die wirtschaftlich tragfähig sind, rechtlich standhalten und auch Ihren Kundinnen und Kunden Orientierung geben.

Eine regelmäßige Überprüfung Ihrer Kostenstruktur ist deshalb ein entscheidender Schritt zu langfristiger Stabilität. **Wir begleiten Sie dabei** von der Analyse Ihrer individuellen Erzeugungslandschaft bis zur Entwicklung einer maßgeschneiderten, rechtskonformen und zukunftsfähigen Kostenschlüsselung. Kontaktieren Sie uns – gemeinsam finden wir den richtigen Weg für Ihr Unternehmen.

1 Az. VIII ZR 175/19.
2 BGH, Urteil vom 6.4.2011 – VIII ZR 273/09 –, BGHZ 189, 131-158, Rn. 46.

Katja Rösch
M.Sc. Management and Technology
+49 89 928780 352
katja.roesch@roedl.com

Martina Weber-Raab
LL.M. Eur.
Rechtsanwältin
+49 911 9193 1471
martina.weber-raab@roedl.com

Lennard Wissing
M.Sc. Wirtschaftsingenieurwesen
+49 89 928780 273
lennard.wissing@roedl.com

Wie verschuldungsfähig sind Energieversorgungsunternehmen und welche Finanzierungsspielräume ermöglichen aktuelle Finanzierungsprogramme einzelner Bundesländer?

von Minh Fleury und Vivien Simon

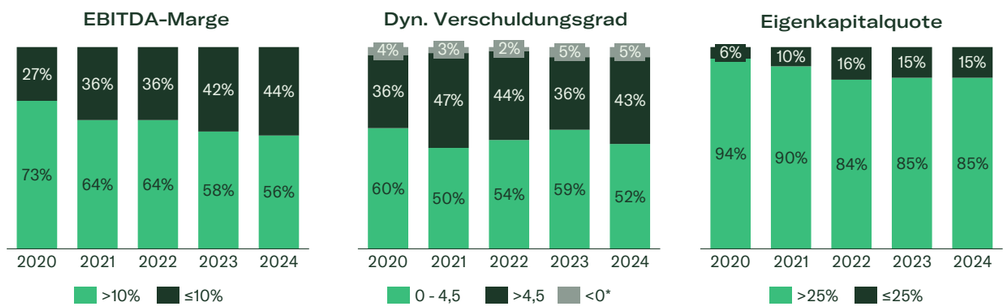
Stabile Investitionsverläufe, wirtschaftliche Planungssicherheit sowie unternehmensfreundliche Markt- und Finanzierungsbedingungen sind für Energieversorgungsunternehmen (EVUs) längst nicht mehr die Regel. Stattdessen sehen sich EVUs zunehmend mit unsicheren politischen Rahmenbedingungen, einem immer komplexeren Rechts- und Regulierungsrahmen sowie restriktiveren Kapitalgebern konfrontiert. Gleichzeitig müssen aktuell und in den nächsten Jahren Investitionen in bislang nicht gekannter Größenordnung bewältigt werden, während die Profitabilität der Geschäftsaktivitäten sowie die Verschuldungskapazität abnehmen. Damit die Umsetzung der Energiewende nicht durch Finanzierungshürden gebremst oder gar verhindert wird, haben erste Bundesländer neue Finanzierungsprogramme entwickelt. Nachfolgend zeigen wir, wie sich die Finanzierungssituation der EVUs aktuell darstellt und welchen Beitrag die neuen Programme und Instrumente einzelner Bundesländer zur Stärkung der Finanzierungskraft der EVUs leisten.

Sinkende Profitabilität und Verschuldungskapazität bei EVUs

Die finanzwirtschaftliche Entwicklung von EVUs lässt sich anhand von wenigen Kennzahlen gut nachvollziehen, die aus den im Unternehmensregister veröffentlichten Jahresabschlüssen von EVUs abgeleitet werden können. Nachfolgend werden drei wesentliche Kennzahlen fokussiert: die EBITDA-Marge, der dynamische Verschuldungsgrad (Leverage) sowie die Eigenkapitalquote. Für den Zeitraum von 2020 bis 2024 zeigen die folgenden Diagramme die finanzwirtschaftliche Entwicklung von 105 analysierten EVUs.

Die untersuchte EBITDA-Marge setzt das EBITDA ins Verhältnis zu den Umsatzerlösen und dient als Indikator für die operative Profitabilität. Während im Jahr 2020 noch nahezu drei Viertel der EVUs eine EBITDA-Marge von mehr als 10% erwirtschafteten, lag der Anteil im Jahr 2024 nur noch bei 56%. Ein klarer Indikator für steigende Kosten und zunehmende Ergebnisbelastungen.

Der Rückgang der Profitabilität schlägt sich in einer verminderten Verschuldungsfähigkeit nieder. Eine wichtige Kennzahl für die Beurteilung der Verschuldungsfähigkeit ist der dynamische Verschuldungsgrad (Leverage).



*Die hier dargestellten EVUs wiesen ein negatives EBITDA auf, wodurch sich ein negativer dynamischer Verschuldungsgrad ergab.

Dieser beschreibt das Verhältnis der Nettoverschuldung zum EBITDA und gibt Auskunft, nach wie vielen Jahren ein EVU die bestehenden Nettoschulden aus eigener Ertragskraft begleichen könnte. Seitens der Banken wird in der Regel ein Wert bis ca. 4,5 als tragfähig angesehen. Der Anteil der Unternehmen mit einem dynamischen Verschuldungsgrad innerhalb dieses Korridors reduziert sich von rund 60% im Jahr 2020 auf etwa 52% im Jahr 2024. Dies bedeutet für nahezu 48% der analysierten Unternehmen, dass bereits im Jahr 2024 die Verschuldungsfähigkeit eingeschränkt war. Angesichts der noch bevorstehenden Investitionsherausforderungen in den nächsten Jahren eine sehr schwierige Ausgangssituation.

Die Eigenkapitalquote, definiert als Verhältnis des Eigenkapitals zur Bilanzsumme, stellt eine zentrale Kennzahl für die finanzielle Stabilität und Kreditwürdigkeit eines Unternehmens dar. Eine Quote von über 25% wird bei EVUs regelmäßig als solide bewertet. Im Betrachtungszeitraum reduzierte sich der Anteil der EVUs, die diese Schwelle erreichen, von rund 94% im Jahr 2020 auf etwa 85% im Jahr 2024. Der erkennbare Rückgang macht deutlich, dass die Eigenkapitalverfügbarkeit bei einer wachsenden Zahl von EVUs zunehmend begrenzt ist und die finanzielle Stabilität unter Druck gerät.

Diese negativen finanziellen Entwicklungen kollidieren mit den zu erwartenden steigenden Investitionsvolumina der nächsten Jahre oder sogar Jahrzehnte. Die aus der Energiewende, aber auch aus der Wasserversorgung oder der Digitalisierung resultierenden Investitionsbedarfe werden die Investitionen der Vergangenheit um ein Vielfaches übersteigen.

In dieser Gemengelage – sinkende Profitabilität und Verschuldungsspielräume bei gleichzeitig steigenden Investitionsbedarfen – werden viele EVUs an ihre Finanzierungsgrenzen stoßen.

Um den skizzierten Entwicklungen entgegenzuwirken und die EVUs finanziell zu unterstützen, haben einige Bundesländer unterschiedliche Finanzierungsprogramme initiiert.

Neue Maßnahmen der Länder zur Stärkung der Finanzierungsfähigkeit der EVUs

Die bisher verfügbaren Länderprogramme und -instrumente verfolgen das gleiche Ziel, die Finanzierungsfähigkeit der EVUs zu verbessern, unterscheiden sich aber in ihrer Ausgestaltung. Die Instrumente in Sachsen-Anhalt und Hessen zielen darauf ab, die Kapitalbasis der EVUs durch eigenkapitalähnliche Mittel zu stärken. Demgegenüber setzen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen mit Landesbürgschaften vor allem beim Zugang zu Fremdkapital sowie den Finanzierungskonditionen an. Die Programme in Thüringen und Niedersachsen fokussieren sich auf die Vereinfachung „konzerninterner“ Kreditweiterleitung.

Stand: April 2026

Eigenkapitalnahe Instrumente

Im Vordergrund der Länderprogramme von Sachsen-Anhalt und Hessen steht insbesondere die gezielte Stärkung der Eigenkapitalbasis von EVUs durch den Einsatz von eigenkapitalnahen Instrumenten. Zielstellung ist, die Kapitalstruktur und somit die Aufnahmefähigkeit für weiteres Fremdkapital zu verbessern.

Sachsen-Anhalt: Gesellschafterdarlehen mit qualifiziertem Rangrücktritt

In Sachsen-Anhalt wurde mit dem Programm Kommunalkredit Transformation ein Instrument geschaffen, das Vorhaben in den Bereichen Energie, Gebäude, Verkehr sowie Wasser- und Abwasserwirtschaft fördert. Die Investitionsbank Sachsen-Anhalt gewährt dabei Darlehen an kommunale Gebietskörperschaften, die diese Mittel in Form von Gesellschafterdarlehen mit qualifiziertem Rangrücktritt an kommunale Unternehmen mit eigener Rechtspersönlichkeit weiterleiten.

Die Darlehen können bis zur vollständigen Deckung des Finanzierungsbedarfs gewährt werden, ohne feste Mindest- oder Höchstgrenzen. Laufzeiten von bis zu 30 Jahren sowie endfällige Tilgung bieten insbesondere für kapitalintensive Infrastrukturprojekte mit langen Anlaufphasen erhebliche Liquiditätsvorteile. Sicherheiten sind zunächst nicht erforderlich. Die Zinssätze werden durch die Investitionsbank unter Berücksichtigung der Kapitalmarktbedingungen festgelegt. Eine zentrale Voraussetzung ist, dass keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV vorliegt.

Hessen: Landesverbürgtes Nachrangkapital

Mit dem EnergieFonds hat Hessen ein Förderinstrument aufgelegt, das sowohl eine eigenkapitalnahe Finanzierung als auch eine umfassende Risikoabsicherung bereitstellt. Gefördert werden insbesondere Maßnahmen in den Bereichen Erneuerbare Energien, Strom- und Wärmenetze, Energiespeicher sowie Wasserstoffinfrastruktur.

Die Förderung erfolgt über die Wirtschafts- und Infrastrukturbank Hessen in Form von Nachrangdarlehen. Darüber hinaus sichert das Land Hessen die Darlehen zusätzlich über eine hundertprozentige Bürgschaft ab. Insgesamt steht ein Bürgschaftsrahmen von einer Milliarde Euro zur Verfügung. Die Darlehen sind auf maximal 30% der Investitionskosten sowie auf höchstens EUR 100 Mio. pro Unternehmen begrenzt. Laufzeiten und Zinsbindungen von bis zu 30 Jahren ermöglichen eine langfristige Planungssicherheit. Die Verzinsung erfolgt zu einem marktgerechten und beihilfefreien Festzinssatz.

Bürgschaften

Im Unterschied zu den Programmen von Sachsen-Anhalt und Hessen erfolgt bei den Bürgschaftsprogrammen keine direkte Bereitstellung von Kapital bzw. keine Stärkung der Kapitalstruktur mit wirtschaftlichem Eigenkapital, sondern durch die Gewährung von Sicherheiten eine Verbesserung von Fremdkapitalzugang und -bedingungen.

Schleswig-Holstein: Landesbürgschaften Wärmenetze

In Schleswig-Holstein wurden die landeseigenen Förderprogramme um das Bürgschaftsprogramm Wärmenetze ergänzt. Das Land übernimmt hierzu Bürgschaften für Kredite, die für Investitionen in den Neubau und die Erweiterung von Wärmenetzen bereitgestellt werden. Adressiert werden insbesondere Kommunen, kommunale Unternehmen, Zweckverbände, aber auch private Unternehmen und Genossenschaften.

Die Bürgschaften können mit bis zu 50% einen erheblichen Anteil des Kreditrisikos abdecken, wodurch sich die Finanzierungskonditionen für den Kreditnehmer verbessern. Insgesamt können Bürgschaften von bis zu EUR 2 Mrd. übernommen werden.

Nordrhein-Westfalen: Landesbürgschaften

Auch das Land Nordrhein-Westfalen hat im März ein Sonderprogramm angekündigt, das künftig Landesbürgschaften für EVUs bereitstellen soll. Kern des Programms ist die Absicherung von Investitionskrediten für kommunale Versorgungsunternehmen durch Landesbürgschaften. Für die Jahre 2026 und 2027 ist vorgesehen, dass das Land bis zu 80% des Ausfallrisikos übernimmt, bei einem maximalen Bürgschaftsvolumen von EUR 250 Mio. pro Vorhaben. Gefördert werden insbesondere Investitionsmaßnahmen in zentrale Infrastrukturen wie Energieerzeugung, Wärmenetze, Breitband und Ladeinfrastruktur.

Kreditweiterleitung

Bei den Bundesländern Thüringen und Niedersachsen stehen Maßnahmen im Fokus, die gezielt die „konzerninterne“ Weiterleitung von Krediten – von der Kommune an ihre Tochterunternehmen – fördern.

Thüringen: Übernahme des Schuldendienstes

Thüringen setzt im Rahmen des kommunalen Investitionsprogramms 2026 - 2029 auf die direkte Entlastung kommunaler Haushalte. Bei diesem Programm können Kommunen Kredite bei der Thüringer Aufbaubank aufnehmen, während das Land für die Jahre 2026 bis 2029 die Zins- und Tilgungszahlungen übernimmt. Durch die Übernahme des Schuldendienstes wird die finanzielle Belastung der Kommunen erheblich reduziert. Insgesamt steht ein Volumen von EUR 1 Mrd. zur Verfügung.

Für kommunale Unternehmen ist dieses Programm insbesondere deshalb relevant, da auch die Erhöhung von Beteiligungsquoten und Kapitaleinlagen bei kommunalen Unternehmen mit eigener Rechtspersönlichkeit als förderfähige Investitionen gelten. Somit können Kommunen ihren Unternehmen Kapital aus dem aufgenommenen Kredit zur Finanzierung von Investitionsvorhaben bereitstellen.

Niedersachsen: Kommunale Konzernfinanzierung

Im Gegensatz zu Thüringen wird in Niedersachsen anstelle einer direkten finanziellen Förderung mit den neuen Regelungen in den §§ 121a und 122a des Niedersächsischen Kommunalverfassungsgesetzes ein rechtlicher Rahmen geschaffen, der es Kommunen ermöglicht, Kredite aufzunehmen und diese an ihre Unternehmen und Einrichtungen weiterzuleiten. Dabei profitieren Kommunen typischerweise von günstigeren Finanzierungskonditionen, z.B. längeren Kreditlaufzeiten und günstigeren Zinssätzen. Die Weiterleitung erfolgt jedoch grundsätzlich zu marktüblichen Konditionen, um beihilferechtlichen Anforderungen zu genügen. Die Differenz zwischen den Refinanzierungskosten und den Weiterleitungszinssätzen kommt den kommunalen Haushalten zugute. Damit entfaltet das Instrument seine Wirkung auf beiden Ebenen: bei den kommunalen Unternehmen ebenso wie bei den Kommunen selbst.

Weitere Bundesländer

Auch in anderen Bundesländern bestehen bereits seit einigen Jahren rechtliche Grundlagen für die Weiterleitung von Krediten. So ermöglichen etwa die gesetzlichen Regelungen in den §§ 85 Abs. 1 S. 2 und 88 Abs. 5 Gemeindeordnung für Schleswig-Holstein die Aufnahme und Weiterleitung von Konzernkrediten sowie die Bereitstellung von Liquidität innerhalb kommunaler Konzernstrukturen. In Nordrhein-Westfalen existiert gemäß dem Runderlass des Ministeriums für Inneres und Kommunales vom 16.12.2014 ebenfalls die Möglichkeit, Kredite an Beteiligungen zur Investitionsförderung weiterzugeben sowie Liquiditätsverbünde einzurichten.

Fazit

Angesichts der enormen Investitionsbedarfe bei gleichzeitig sinkender Profitabilität und Verschuldungsfähigkeit vieler EVUs gewinnt die finanzielle Unterstützung auf Länderebene enorm an Bedeutung. Mit den dargestellten Ansätzen gehen klare wirtschaftliche Vorteile einher: verbesserte Kapitalzugänge, stabilere Finanzierungsstrukturen und zusätzliche finanzielle Spielräume für die notwendigen Investitionen. Bei einigen Programmen ist die beihilferechtskonforme Ausgestaltung sowie die Sicherstellung der kommunalaufsichtsrechtlichen Zulässigkeit zu berücksichtigen. Gerne beraten und unterstützen wir Sie bei der Entwicklung tragfähiger Finanzierungskonzepte und der optimalen Nutzung relevanter Förderinstrumente im Einklang mit den geltenden rechtlichen und regulatorischen Anforderungen.

Minh Fleury
MBA Business Consulting
+49 911 9193 2046
minh.fleury@roedl.com

Vivien Simon
M.Sc. Betriebswirtschaft
+49 911 9193 2178
vivien.simon@roedl.com

Update Umsatzsteuer – Neues zur Geschäftsveräußerung im Ganzen

von Marcel Reinke

Bei der Geschäftsveräußerung im Ganzen geht der Betrieb ganz oder als abgrenzbarer Teil über – mit Vermögenswerten, Verträgen und Personal. BFH-Entscheidungen schärfen die Kriterien: Fortführung der Vermarktung durch den Erwerber, unveränderte Netzinfrastruktur und EEG-Vergütungen beim Originalbetreiber sowie echte Fortführungsabsicht des Letzterwerbers.

Grundlagen der Geschäftsveräußerung im Ganzen

Eine Geschäftsveräußerung im Ganzen liegt vor, wenn der gesamte Betrieb oder ein organisatorisch abgrenzbarer Teilbetrieb, inklusive der damit verbundenen Vermögenswerte und Rechtsverhältnisse, auf einen anderen Unternehmer übergeht und der Übertragende seine gesamte oder wesentliche Fortführung der unternehmerischen Tätigkeit beendet oder stark verändert. In Deutschland ist maßgeblich § 1 Abs. 1a UStG i.V.m. der Umsatzsteuer-Systemrichtlinie (Art. 19 MwStSystRL) relevant. Kernaspekte sind (i) der (volle) Vermögensübergang, (ii) die Fortführung der unternehmerischen Tätigkeit durch den Erwerber bzw. durch den Erwerber in anderer Form und (iii) der Fortbestand der Umsätze bzw. der Struktur der Vermarktung. Das Instrument dient der Vermeidung einer steuerlichen Umgehung, indem nicht nur einzelne Vermögenswerte, sondern ein rechts- und wirtschaftlich zusammenhängendes Betriebsgefüge – samt Kundenbeziehungen, Verträgen, Personal und Organisation – übertragen wird.

Bei Betreiberstrukturen von Erzeugungsanlagen (z.B. Solarparks) ergeben sich häufig komplexe Übertragungen: Teilausgliederungen, Miet- / Pachtmodelle, Fortführung der Einspeisung in das Netz sowie EEG-Vergütungen. Hier prüft das Finanzamt, ob sich der Erwerber wirtschaftlich so in die Fortführung der Vermarktung hineinbegibt, dass eine Geschäftsveräußerung im Ganzen (ganze Betriebseinheit) vorliegt oder ob lediglich separate unternehmerische Einheiten mit fortbestehender eigener Vermarktung aufgebaut wurden.

Entscheidungen des BFH

Im Kontext der Geschäftsveräußerung im Ganzen hat der BFH in jüngster Vergangenheit zwei neue Entscheidungen getroffen und das Instrument der Geschäftsveräußerung im Ganzen eingeschränkt.

In der Entscheidung V R 32/24 hat ein Betreiber Teile eines Solarparks an mehrere Sub-Gesellschaften in der Rechtsform von GmbH & Co. KGs übertragen und anschließend die Stromvermarktung inklusive EEG-Vergütungsansprüchen über den ursprünglichen Betreiber selbst fortgesetzt. Der BFH musste sich hierbei mit der Frage befassen, ob die Veräußerung einzelner Teilanlagen an mehrere Erwerber dennoch eine Geschäftsveräußerung im Ganzen darstellen kann oder nicht.

Nach Auffassung des BFH liegt eine Geschäftsveräußerung im Ganzen dann nicht vor, wenn der Unternehmer mehrere Teilanlagen an verschiedene Erwerber veräußert und nach der Übertragung seine wirtschaftliche Tätigkeit fortführt, indem er weiterhin den erzeugten Strom einspeist und EEG-Vergütungen vereinnahmt. Die Fortführung der Vermarktungstätigkeit durch den ursprünglichen Betreiber bleibt unabhängig von der Übertragung einzelner Teile bestehen, sofern die zentrale Infrastruktur wie Netzzugang, Einspeisung und EEG-Vergütungen unverändert dem ursprünglichen Betreiber zugeordnet bleibt und die übertragenen Teile als eigenständige Teilbetriebe operieren.

In der Entscheidung V R 3/23 hat sich der BFH mit der Frage der Anwendung der Grundsätze der Geschäftsveräußerung im Ganzen bei Veräußerungs- und Verpachtungsvorgängen befasst. Im Kern ging es um die Frage, ob es für die Annahme einer Geschäftsveräußerung im Ganzen ausreichend ist, wenn die Fortführungsabsicht nur beim Letzterwerber gegeben ist, da der Zwischenerwerber den erworbenen Betrieb wieder verpachtet.

Der BFH hat die Sache an das FG München zur weiteren Sachverhaltsklärung zurückverwiesen, jedoch hat er dem FG München einige Hinweise mit auf den Weg gegeben. Nutzt der Erwerber das übertragene Vermögen nicht wie zuvor der Veräußerer für eine eigene unternehmerische Tätigkeit, sondern verpachtet er dieses, kann für die bei einer Geschäftsveräußerung notwendige Fortführung der Unternehmenstätigkeit nicht auf den Pächter abgestellt werden.

Praxishinweise

Solange zentrale Infrastruktur (z.B. Netzzugang, Übergabepunkt, Mess- und Regulierungseinrichtungen) und EEG-Einnahmen beim ursprünglichen Betreiber verbleiben und die übertragenen Teilanlagen als eigenständige, rechtlich abgegrenzte Betriebseinheiten funktionieren, ist in der Regel keine Geschäftsveräußerung im Ganzen gegeben. Die Beurteilung hängt maßgeblich von der funktionalen Fortführung der unternehmerischen Tätigkeit ab, nicht allein von der formellen Übertragung von Vermögenswerten.

Bei Kettenübertragungen muss geprüft werden, ob eine echte Fortführungsabsicht beim Letzterwerber besteht. Nur die Zusammenführung mehrerer Teilverkäufe reicht nicht automatisch aus, um eine Geschäftsveräußerung im Ganzen anzunehmen.

Marcel Reinke

Rechtsanwalt, Steuerberater
+49 911 9193 3685
marcel.reinke@roedl.com

Strategieforum Stadtwerkewende

vom 7. bis 8. Oktober 2026 in Köln

Lösungen und Investitionsstrategien im Spagat zwischen Kontinuität und Wandel!

Freuen Sie sich auf spannende Vorträge u.a. von:

Armin Lewetz

Vorstand
Stadtwerke Würzburg AG

Prof. Dr. Marc Hansmann

Vorstand
enercity AG

Stephan Küßner

Managing Director
Palladio GmbH

Sylwia Bialek-Gregory

Wissenschaftliche Geschäftsführerin
EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Jetzt anmelden.

online unter: **www.roedl.com/events/strategieforum-stadtwerkewende-26/**

Ausgabe: Kursbuch Stadtwerke März 2026

Die Anforderungen an Entgelttransparenz werden schärfer

Sind Ihre Gehälter erklärbar?

von Christian Riess und Corinna Hielscher

Regulatorischer Wandel durch die EU-Entgelttransparenzrichtlinie

Mit der EU-Entgelttransparenzrichtlinie steht Unternehmen in Deutschland ein grundlegender Wandel im Umgang mit Vergütung bevor. Obwohl Grundsätze der Entgeltgleichheit sowie der Entgelttransparenz EU-weit sowie auch national bereits heute verbindlich sind (z.B. aufgrund des Entgelttransparenzgesetzes, des AGG bzw. Art. 157 AEUV), erweitert die neue Richtlinie die Anforderungen erheblich und verlagert den Fokus auf proaktive Transparenz. Bis zum 7.6.2026 muss die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt werden. Bereits heute ist jedoch absehbar, dass eine fristgerechte Umsetzung in Deutschland sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden wird. Für Unternehmen bedeutet das jedoch keineswegs Entwarnung – im Gegenteil: Die inhaltlichen Anforderungen sind klar definiert und werden unabhängig vom konkreten Zeitpunkt der nationalen Umsetzung wirksam. Für Unternehmen bedeutet das: Vergütung wird künftig nicht mehr nur intern gesteuert, sondern muss nachvollziehbar, vergleichbar und vor allem erklärbar sein.

Hintergrund: Der Gender Pay Gap als Treiber

Der zunehmende regulatorische Fokus auf Entgelttransparenz hat dabei einen klaren Hintergrund: Den weiterhin bestehenden Gender Pay Gap. In Deutschland liegt der unbereinigte Verdienstunterschied zwischen Männern und Frauen aktuell bei rund 16%, der bereinigte Wert bei etwa 6%. Während der bereinigte Gender Pay Gap Unterschiede bei vergleichbarer Tätigkeit abbildet, zeigt der unbereinigte Wert strukturelle Unterschiede am Arbeitsmarkt – etwa bei Arbeitszeitmodellen, Karriereverläufen oder dem Anteil von Frauen in Führungspositionen. Genau diese strukturellen Unterschiede rücken zunehmend in den Fokus regulatorischer Maßnahmen.

Neue Anforderungen: Transparenz und Begründbarkeit

Die daraus resultierenden Anforderungen betreffen alle Unternehmen, unabhängig von Branche oder Vergütungsmodell. Gleichzeitig zeigt sich bereits heute, dass viele Organisationen die Tragweite dieser Veränderungen unterschätzen. Es geht nicht nur um mehr Transparenz, sondern um die Fähigkeit, Vergütungsstrukturen systematisch zu analysieren, nachvollziehbar zu gestalten und im Zweifel belastbar begründen zu können.

Tarifliche Systeme als gute, aber unzureichende Grundlage

Stadtwerke und Energieversorger verfügen dabei auf Basis tariflicher Regelungen wie dem Tarifvertrag für Versorgungsbetriebe (TV-V), der weitverbreitet Anwendung findet, über gute Ausgangssituationen. Sie bieten in der Regel eine solide Grundlage, da sie grundsätzliche Kriterien zu Eingruppierungen, Entgeltstufen und Entwicklungslogiken vorgeben. Dennoch reichen sie allein nicht aus, um die Anforderungen der Entgelttransparenzrichtlinie vollständig zu erfüllen. Denn die Richtlinie verlangt nicht nur formale Strukturen, sondern eine belastbare Vergleichbarkeit von Tätigkeiten, eine datenbasierte Analyse von Entgeltunterschieden sowie die Fähigkeit, individuelle Vergütungsunterschiede objektiv zu begründen. Genau an diesen Stellen entstehen in der Praxis häufig Lücken, beispielsweise bei der konkreten Ausgestaltung von Stellenprofilen, bei der Vergleichbarkeit gleichwertiger Tätigkeiten innerhalb des Unternehmens sowie ggfs. auch über Organisationseinheiten hinweg oder bei der Bewertung individueller Zulagen.

Die zentrale Herausforderung: Systematik statt Historie

Die eigentliche Herausforderung liegt somit in der Kombination aus Transparenz und Begründbarkeit. Während Vergütung oftmals als historisch gewachsenes System mit individuellen Spielräumen verstanden wurde, verschiebt sich der Fokus nun hin zu einer strukturierten, erklärbaren und überprüfbaren Logik. Mitarbeitende erhalten künftig umfassendere Auskunftsrechte sowie ggfs. Schadensersatzansprüche, Unternehmen müssen Gehaltsunterschiede objektiv erklären können und größere Organisationen werden verpflichtet sein, regelmäßig über Entgeltgleichheit zu berichten. Damit wird Vergütung zu einem Thema, das nicht nur intern gesteuert, sondern auch extern nachvollziehbar gemacht werden muss.

Typische Schwachstellen in der Praxis

In der Praxis zeigt sich, dass viele Unternehmen hierfür noch nicht ausreichend vorbereitet sind. Eingruppierungen passen oftmals nicht mehr zu den tatsächlich ausgeübten Tätigkeiten, Vergleichsgruppen sind kaum definiert und individuelle Gehaltsbestandteile (z.B. Zulagen) sind häufig historisch gewachsen. Gleichzeitig sind die notwendigen Daten zwar oft vorhanden, jedoch nicht strukturiert aufbereitet und somit nicht auswertbar.

Hinzu kommt, dass Führungskräfte vielfach nicht darauf vorbereitet sind, transparente und fundierte Gehaltsgespräche zu führen. Diese Ausgangslage birgt nicht nur rechtliche Risiken, sondern kann auch zu internen Spannungen und einem Verlust von Vertrauen führen, sobald Transparenz eingefordert wird.

Datenbasierte Analyse und Transparenz durch unseren VergütungsRadar

Vor diesem Hintergrund ist ein strukturiertes und datenbasiertes Vorgehen entscheidend. Der erste Schritt besteht in einer fundierten Analyse der bestehenden Vergütungsstrukturen. Dabei werden Gehälter systematisch nach Rollen, Organisationseinheiten und weiteren relevanten Dimensionen ausgewertet, um mögliche Ungleichheiten zu identifizieren und deren Ursachen zu verstehen. Mithilfe unseres VergütungsRadars, einem leistungsfähigen BI-Tool, schaffen wir die notwendige Transparenz, um Vergütungsstrukturen faktenbasiert zu bewerten und kritische Auffälligkeiten frühzeitig zu erkennen.

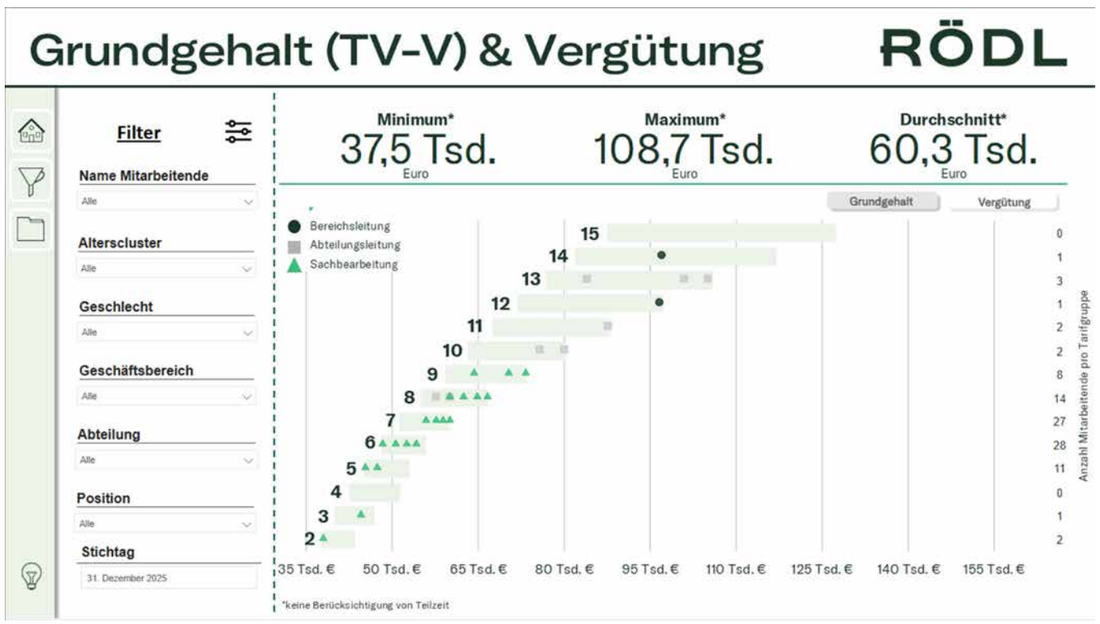


Abbildung 1: Dashboard VergütungsRadar Tarifvertrag TV-V

Vergleichbarkeit schaffen: Stellenprofile als Schlüssel

Ein zentraler Erfolgsfaktor ist dabei die Bildung gleichartiger und gleichwertiger Stellenprofile. Nur wenn Tätigkeiten sauber beschrieben, strukturiert und miteinander vergleichbar gemacht werden, lassen sich belastbare Aussagen zur Entgeltgleichheit treffen. Es ist elementar, bestehende Rollen zu analysieren, vergleichbare Funktionen zu clustern und diese systematisch mit bestehenden Vergütungssystemen – sei es tariflich oder individuell – abzugleichen. Insbesondere in tarifgebundenen Organisationen ermöglicht dies eine wichtige Ergänzung der bestehenden Eingruppierungssystematik, indem die tatsächlichen Tätigkeiten stärker in den Fokus rücken.

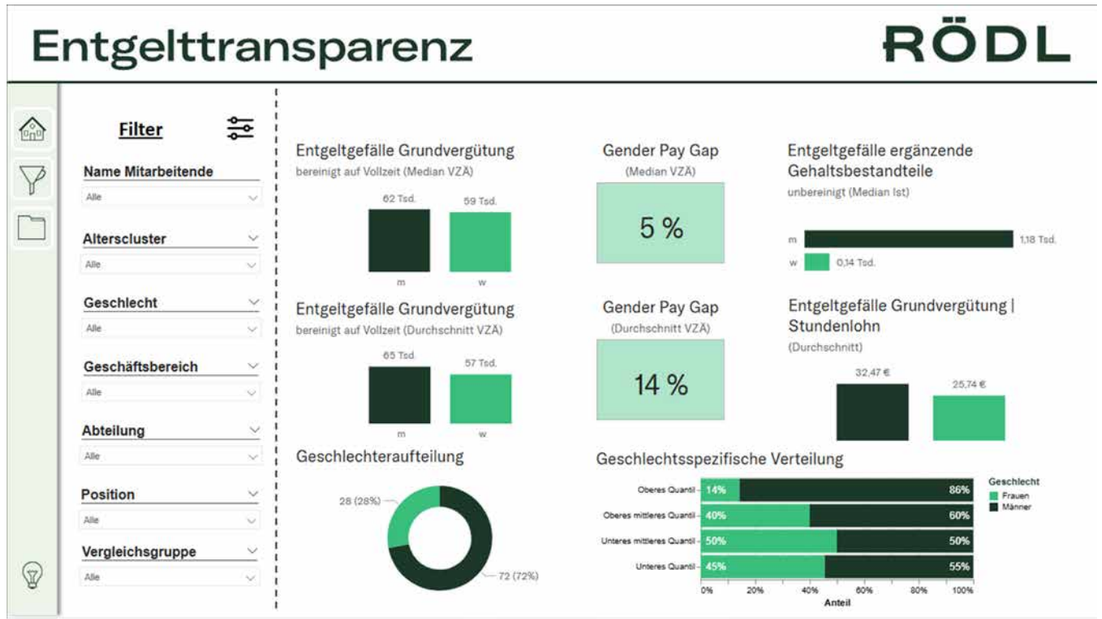
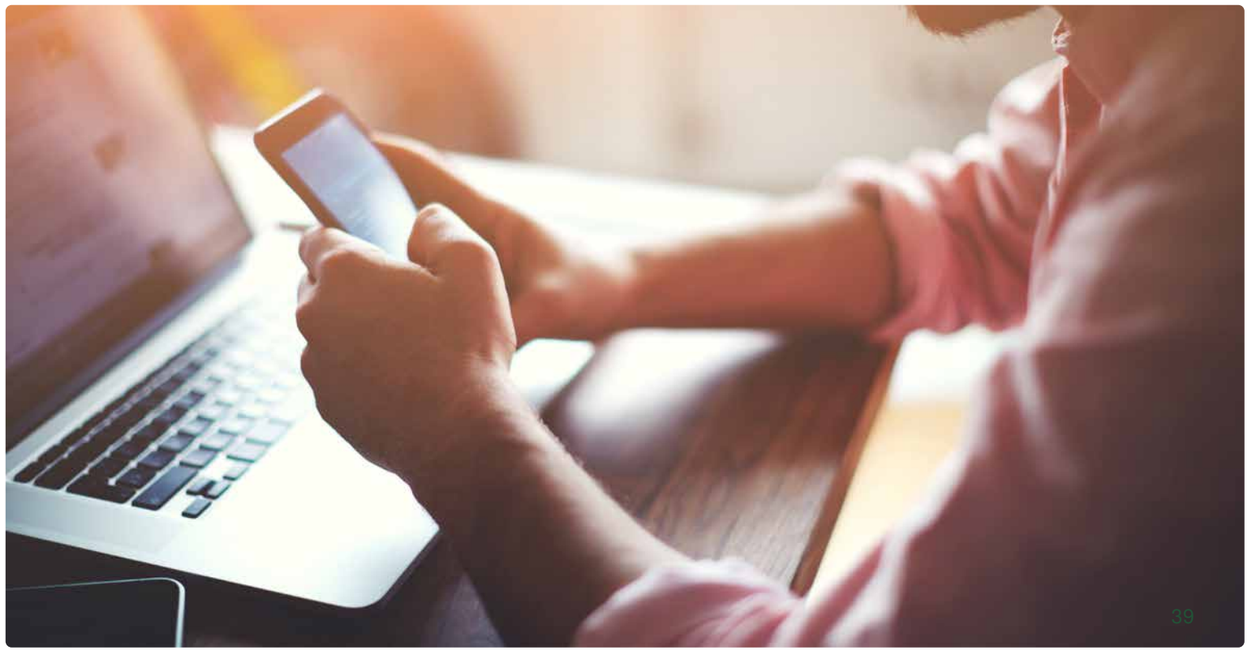


Abbildung 2: Dashboard VergütungsRadar Entgelttransparenz Gesamtunternehmen



Maßnahmen ableiten und umsetzen

Auf Basis dieser Transparenz können im nächsten Schritt gezielt Maßnahmen abgeleitet werden. Dazu gehört die Bewertung identifizierter Entgeltunterschiede ebenso wie die Definition klarer und objektiver Kriterien für Vergütungsentscheidungen. Wo dies notwendig ist, gilt es, Gehaltslücken strukturiert und priorisiert zu schließen und diese Maßnahmen in die finanzielle Unternehmensplanung zu integrieren. Parallel dazu gewinnt die Dokumentation an Bedeutung: Vergütungsentscheidungen müssen künftig konsistent getroffen und nachvollziehbar festgehalten werden.

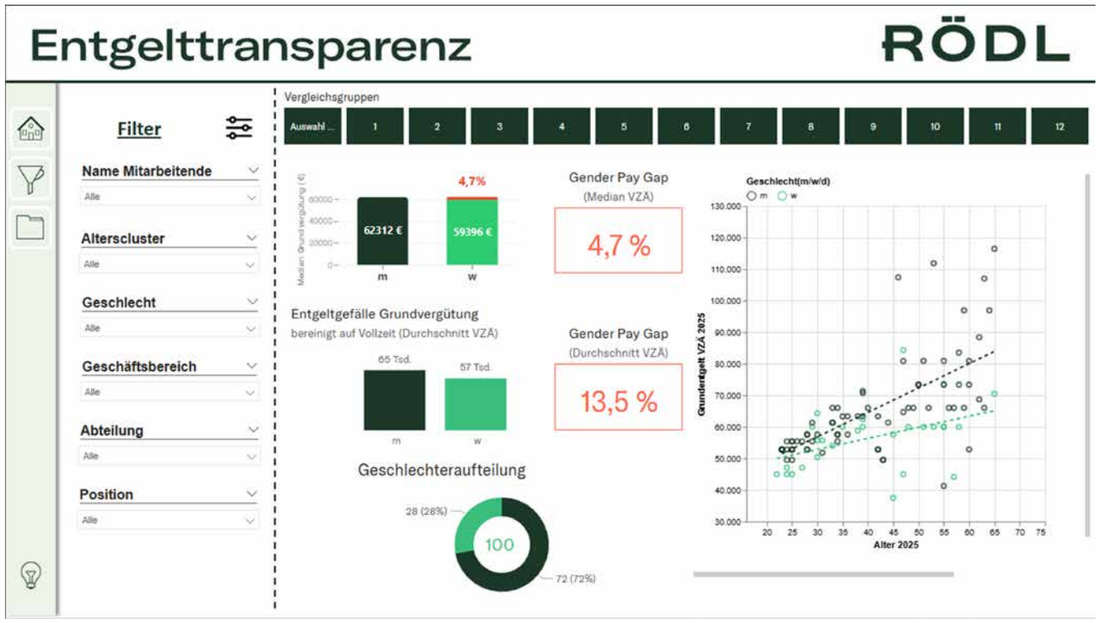


Abbildung 3: Dashboard VergütungsRadar Entgelttransparenz Vergleichsgruppen

Reporting als neuer Standard

Ein weiterer zentraler Baustein ist das Reporting. Die regulatorischen Anforderungen werden Unternehmen dazu verpflichten, regelmäßig Analysen zur Entgeltgleichheit durchzuführen und zugehörige Berichte zu erstellen. Auch hier bietet der Einsatz datengetriebener Lösungen einen erheblichen Vorteil. Der VergütungsRadar ermöglicht es, relevante Kennzahlen kontinuierlich zu überwachen, Entwicklungen transparent darzustellen und Reporting-Anforderungen effizient zu erfüllen. Dadurch entsteht nicht nur regulatorische Sicherheit, sondern auch eine Grundlage für die langfristige Steuerung von Vergütungsstrukturen.

Fazit: Mehr als Regulierung – ein strategischer Impuls

Der Handlungsdruck ist bereits heute hoch. Die Anpassung von Vergütungssystemen ist ein komplexer Prozess, der Zeit, Ressourcen und oftmals auch finanzielle Spielräume erfordert. Gleichzeitig bedeutet die Einführung von mehr Transparenz einen kulturellen Wandel, der nicht kurzfristig umgesetzt werden kann. Unternehmen, die frühzeitig handeln, sichern sich daher nicht nur rechtliche Sicherheit, sondern positionieren sich auch als moderne und attraktive Arbeitgeber.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Entgelttransparenzrichtlinie weit mehr ist als ein regulatorisches Thema. Sie ist ein strategischer Impuls, der Unternehmen dazu zwingt, ihre Vergütungsstrukturen zu hinterfragen und weiterzuentwickeln. Bestehende Systeme – ob tariflich oder individuell – können dabei eine wertvolle Grundlage darstellen. Entscheidend ist jedoch, diese Systeme durch datenbasierte Analysen, klare Strukturen und transparente Prozesse zu ergänzen.

Wir begleiten Unternehmen von der ersten Analyse über die Strukturierung bis hin zur nachhaltigen Umsetzung und zum Reporting. Unser Ziel ist es, nicht nur gesetzliche Anforderungen zu erfüllen, sondern gemeinsam ein Vergütungssystem zu schaffen, das Fairness, Transparenz und strategische Steuerungsfähigkeit vereint.

Christian Riess
Diplom-Kaufmann
+49 221 949909 232
christian.riess@roedl.com

Corinna Hielscher
Rechtsanwältin
+49 221 949909 304
corinna.hielscher@roedl.com

Veranstaltungshinweise

Termin und Ort	Thema
10. Juni 2026 Webinar	Fit für die Zukunft: Wie Planung den Weg zur Finanzierung ebnet
9. Juli 2026 Nürnberg	Workshop: Unternehmensplanung für Stadtwerke
14. Juli 2026 Nürnberg	Workshop: Wärmeprojekte erfolgreich umsetzen!
7. bis 8. Oktober 2026 Köln	4. Strategieforum Stadtwerkewende
3. bis 4. März 2027 Köln	Regulierte Netze und Infrastruktur 2027

Erik Weiß
M.Sc. Marketing Management
+49 911 9193 1676
erik.weiss@roedl.com

Eine Übersicht unserer Veranstaltungen aus der Energiewirtschaft finden Sie online unter: **www.roedl.com/uebersicht-veranstaltungen-energiewirtschaft/**

Save the Date!

Regulierte Netze und Infrastruktur 2027

3. bis 4. März 2027 in Köln

Jetzt vormerken.
online unter: **www.roedl.com/events/regulierte-netze-und-infrastruktur/**

Besuchen Sie uns!
roedl.com

Impressum:

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:
Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl Audit GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

Einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer: Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Urheberrecht:
Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft.

Disclaimer:
Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt des Newsletters und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt des Newsletters nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl.