



Treuberrater

1 III/2026 1



Vorwort zum Treiberater	44
Steuern	45
Verdeckte Gewinnausschüttungen konzern-interne Dienstleistungs- und Geschäfts- besorgungsverträge müssen einem strengen Fremdvergleich standhalten	45
Energie und Wasser	47
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Dezember 2026	47
Fernwärme – Gastbeitrag von MR'in G. Krater – Benchmark des Landes NRW – und Sie können dabei sein!	48
Antrag für das Regulierungskonto 2025 – erstmaliger Plan-/Istabgleich der EE-Kosten- wälzung	49
Festlegungsentwurf KOMET: Volatile Kosten für die Umsetzung der Methanverordnung	49
BNetzA konsultiert WACC-Festlegung für die fünfte Regulierungsperiode Gas	51
BNetzA beschließt Festlegung zur Qualitätsregulierung für Stromnetzbetreiber – BNetzA erweitert den Blick von der Netzzuverlässigkeit auf die Netzleistungsfähigkeit	52
Prozessoptimierung nach dem Basisjahr: Warum Gasnetzbetreiber jetzt handeln müssen	54
Kostenprüfung Gas für die fünfte Regulierungsperiode – Erfahrungsbericht über Prüfungs- handlungen der Regulierungsbehörden	56
In eigener Sache	57
Mehr Klarheit, mehr Wiedererkennung: EversheimStuible im neuen Design	57
Besuchen Sie uns auf der E-World 2027 in Essen vom 16. bis 18. Februar 2027!	58
Neue Mitarbeiter/-innen	59
Impressum	60

Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen und Leser,

mit dem Erscheinen unserer September-Ausgabe hält der Herbst Einzug. Nach der Sommer- und Urlaubszeit hat für viele Unternehmen der Energie- und Kommunalwirtschaft nun die letzte intensive Arbeitsphase des Jahres begonnen. Mit dieser Ausgabe möchten wir Ihnen hierzu wie gewohnt Orientierung und praxisnahe Impulse geben.

Ein besonderer Anlass dieser Ausgabe ist unser neues Erscheinungsbild. Sicherlich ist Ihnen direkt das neue Design des „Treuberaters“ und des Unternehmenslogos aufgefallen. Aber auch unser Internetauftritt wurde völlig neu gestaltet.

Der neue Auftritt ist jedoch mehr als nur eine gestalterische Aktualisierung. Er soll die Themen und Leistungen klarer strukturieren und die Werte der Unternehmensgruppe für Mandanten, Geschäftspartner und Interessierte schneller erfassbar machen. In einer Zeit zunehmender Komplexität wollen wir Orientierung geben, Inhalte verständlich aufbereiten und einen einheitlichen, wiedererkennbaren Rahmen schaffen.

Auch übersetzt das neue Erscheinungsbild die zentralen Stärken von EversheimStuible in eine klare visuelle Sprache. Künftig sollen Farben, Typografie und die Website dafür sorgen, dass Inhalte besser lesbar und Angebote schneller auffindbar sind sowie die einzelnen Unternehmen der Gruppe einheitlich wahrgenommen werden.

Auch das neue Logo folgt diesem Ansatz. Die Verbindung der Buchstaben „E“ und „S“ symbolisiert Gemeinschaft, fachliche Verzahnung und Lösungen aus einer Hand. Über die Hintergründe, die Ziele und den Entstehungsprozess berichten wir in der Rubrik „In eigener Sache“.

In der Rubrik „Energie und Wasser“ freuen wir uns besonders über den Gastbeitrag von Frau MR'in Gabriele Krater, in dem sie für eine Teilnahme am geplanten Fernwärme-Benchmark des Landes Nordrhein-Westfalen wirbt.

Im regulatorischen Umfeld stehen nach wie vor die Gas- und Stromnetze im Fokus. Wir berichten über die ersten praktischen Erfahrungen aus der laufenden Kostenprüfung Gas und zeigen auf, welche Schwerpunkte die Regulierungsbehörden aktuell bei ihren Prüfungen setzen. Gleichzeitig widmen wir uns der Konsultation der WACC-Festlegung für die fünfte Regulierungsperiode Gas. Diese wird erheblichen Einfluss auf die zukünftige

Investitions- und Finanzierungsfähigkeit der Netzbetreiber haben.

Von besonderer Bedeutung ist zudem die Frage, wie Netzbetreiber auch in Zukunft wirtschaftlich erfolgreich bleiben können. In unserem Beitrag zur Prozessoptimierung zeigen wir auf, warum operative Effizienz immer mehr zum entscheidenden Erfolgsfaktor wird. Wer seine Kostenstrukturen, Abläufe und Ressourcen frühzeitig analysiert und optimiert, schafft nicht nur wirtschaftliche Vorteile, sondern stärkt auch seine regulatorische Resilienz und Zukunftsfähigkeit. Aus unserer Sicht wird die systematische Prozessoptimierung in den kommenden Jahren zu den zentralen Managementaufgaben vieler Netzbetreiber gehören.

Ergänzend beleuchten wir die neue Qualitätsregulierung für Stromverteilnetzbetreiber, den Umgang mit den Mehrkosten aus der Methanverordnung und die regulatorischen Besonderheiten des Regulierungskontos 2025.

Auch steuerliche Themen sind ein fester Bestandteil unserer vierteljährlichen Ausgaben. Ein aktuelles Urteil des Finanzgerichts Münster verdeutlicht erneut, wie wichtig fremdübliche und klar dokumentierte Vereinbarungen innerhalb kommunaler Unternehmensgruppen sind.

Abschließend möchten wir Sie bereits heute auf die E-World 2027 aufmerksam machen. Nach unserem erfolgreichen Messeauftritt in diesem Jahr freuen wir uns darauf, unseren Dialog mit Mandanten, Partnern und Branchenvertretern im Februar des kommenden Jahres fortzusetzen.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre, einen erfolgreichen Herbst und freuen uns auf den weiteren persönlichen Austausch mit Ihnen.

Herzlichst, Ihre

 **EversheimStuible**
Unternehmensgruppe

Besuchen Sie uns auch auf:



Verdeckte Gewinnausschüttungen | konzerninterne Dienstleistungs- und Geschäftsbesorgungsverträge müssen einem strengen Fremdvergleich standhalten

Das Finanzgericht Münster (FG Münster) hat mit Urteil vom 20.05.2026 bestätigt, dass konzerninterne Dienstleistungs- und Geschäftsbesorgungsverträge einem strengen Fremdvergleich standhalten müssen. In kommunalen Konzernen gibt es zwischen den Mutter- und Tochterunternehmen häufig sog. Geschäftsbesorgungsverträge, die bei genauerem Hinsehen nicht zwingend einem Fremdvergleich standhalten. Möglicherweise verleitet der oftmals bestehende steuerliche Querverbund hier zu einer gewissen Sorglosigkeit bei der Vertragsformulierung, sodass die Anforderungen des Fremdvergleichs bei der Vertragsgestaltung nicht immer mit der gebotenen Aufmerksamkeit berücksichtigt werden.

Ausgangslage

Dem Streitfall liegt ein Vertrag zugrunde, der an einer zu unbestimmten Vertragsbeschreibung scheitert. Zwar enthält der Vertrag zahlreiche Schlagworte, er bleibt aber hinsichtlich einer konkreten Leistung dem Grunde, dem Umfang und dem Wert nach zu unbestimmt. Ebenso wird die vereinbarte Vertragslaufzeit beurteilt.

Im Fokus steht dabei stets die Frage, ob ein fremder Geschäftsführer einer derart unbestimmten Leistungsbeschreibung zustimmen würde. Das FG Münster stellt klar, dass ein fremder Dritter eine solche Leistungsbeschreibung nicht akzeptieren und auch keine feste Vergütung vereinbaren würde, wenn gleichzeitig weder Mindest- noch Höchstumfang der Leistungen festgelegt sind.

Ebenso ist eine langfristige Bindung ohne echte Kündigungs- oder Anpassungsmöglichkeiten nicht fremdüblich. Ein fremder Vertragspartner behält sich in der Regel Vertragsanpassungen vor und legt sich nicht für viele Jahre fest.

Anwendung im kommunalen Bereich

Die FG-Entscheidung betrifft eine private Unternehmensgruppe. Die Aussagen sind jedoch unmittelbar auf kommunale Unternehmensverbünde übertragbar. Denn auch dort finden sich häufig Geschäftsbesorgungsverträge, Personalgestellungen, Managementleistungen, IT-Leistungen, kaufmännische Dienstleistungen oder Konzernumlagen. Auch in kommunalen Konzernen werden Leistungsbeziehungen mitunter über viele Jahre

fortgeführt, ohne dass Leistungsbeschreibungen, Vergütungsmaßstäbe oder Vertragslaufzeiten regelmäßig überprüft werden.

Konzernumlagen und konzerninterne Vergütungen dürfen nicht lediglich pauschal vereinbart werden. Es muss eindeutig festgelegt sein, wer welche Leistungen für wen erbringt und wie diese vergütet werden. Besonders außerhalb einer ertragsteuerlichen Organschaft kann eine fehlende Fremdüblichkeit negative Folgen haben. In diesen Fällen drohen verdeckte Gewinnausschüttungen (vGA), sodass der Betriebsausgabenabzug versagt wird und Gewinnkorrekturen vorzunehmen sind. Deshalb sind präzise Leistungsbeschreibungen, belastbare Umlageschlüssel und nachvollziehbare Vergütungsregelungen unverzichtbar.

Für kommunale Unternehmen gilt außerdem: Gewinne aus konzerninternen Dienstleistungen fallen nach Auffassung der Finanzverwaltung regelmäßig in die sonstige Sparte (§ 8 Abs. 9 KStG) und können nicht mit Ergebnissen aus begünstigten Dauerverlustgeschäften wie dem Verkehrs- oder Bäderbetrieb verrechnet werden.

Praktische Empfehlungen für (kommunale) GmbHs

• Leistungen exakt beschreiben

Verträge mit Gesellschaftern oder nahestehenden Gesellschaften sollten folgende Punkte enthalten:

- konkrete Tätigkeiten,
- Verantwortlichkeiten,
- Berichtspflichten,
- Mindestumfang oder Stundenkontingente,
- Dokumentationspflichten.

Je präziser die Leistungsbeschreibung, desto besser.

• Vergütung an Marktstandards ausrichten

Empfehlenswert sind:

- feste monatliche Vergütung,
- Stundensätze,
- Tagessätze,
- projektbezogene Vergütungen.

• Laufzeiten marktüblich gestalten

Empfohlen werden:

- Kündigungsrechte,
- regelmäßige Anpassungsmöglichkeiten,
- Überprüfungsklauseln.

Langjährige Bindungen ohne angemessene Ausstiegsmöglichkeiten erhöhen das steuerliche Risiko.

- **Fremdvergleich dokumentieren**

Vor Vertragsabschluss sollte dokumentiert werden:

- Vergleichsangebote,
- Marktstudien,
- Kalkulationen,
- wirtschaftliche Vorteile für die GmbH.

Eine solche Dokumentation kann bei einer späteren Betriebsprüfung von entscheidender Bedeutung sein.

Fazit

Das Urteil macht deutlich, dass bei Verträgen zwischen einer GmbH und ihren Gesellschaftern bzw. nahestehenden Gesellschaften nicht nur die Höhe der Vergütung geprüft wird. Entscheidend ist das Gesamtbild der Fremdüblichkeit. Besonders kritisch sind:

- unbestimmte Leistungsinhalte,
- überwiegend gewinnabhängige Vergütungen,
- fehlende Obergrenzen,
- lange Vertragsbindungen und
- unzureichende Dokumentationen.

Für vergleichbare Gestaltungen empfiehlt sich eine frühzeitige steuerliche und gesellschaftsrechtliche Prüfung, da das Risiko einer vollständigen Umqualifizierung der Vergütungen in vGA nach diesem Urteil erheblich ist.

Ihr Ansprechpartner

WP StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Dezember 2026¹

Datum	Termin / Aufgabe		Grundlage
divers	Abgabe Datenerhebung Kostenprüfung Gas im <u>vereinfachten</u> Verfahren		RAMEN Gas, Tenorziffern 5 und 16
	30.09.2026	Regulierungskammer Niedersachsen	
	01.10.2026	Bundesnetzagentur, Regulierungskammern NRW und Bayern	
	01.12.2026	Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg	
	01.02.2027	Regulierungskammer Hessen	
01.10.2026	Anzeige der EE-Netzkostenwälzung an die BNetzA / LRegB		FL BK8-24-001-A
15.10.2026	Meldung der EE-Netzkostenwälzung an Übertragungsnetzbetreiber		FL BK8-24-001-A
15.10.2026	Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze (Preisblätter) für das Folgejahr ²		§ 20 Abs. 1 EnWG
15.10.2026	Übermittlung der Prognosedaten für entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV des Folgejahres beim Übertragungsnetzbetreiber		§ 19 Abs. 2 StromNEV
15.10.2026	Anzeige der Anlage A für das Transformationselement 2027 an die Regulierungsbehörde		FL GBK-24-02-2#1
31.10.2026	Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster im Internet (je nach Netz- und Umspannebene)		§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV
31.12.2026	Antrag Regulierungskonto Strom und Gas 2025		§ 5 ARegV
31.12.2026	Veröffentlichung der endgültigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze ³ (Preisblätter) für das Folgejahr		§ 20 Abs. 1 EnWG
31.12.2026 / 01.01.2027 ⁴	Bericht zur Dokumentation der Netzentgeltermittlung inkl. Verprobungsrechnung und Anpassungen der Erlösobergrenze		§ 28 StromNEV bzw. § 28 GasNEV i. V. m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Elias Plattfaut

Tel.: +49 211 5235-144

elias.plattfaut@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

¹ Die aufgeführten Fristen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, stellen aber die wesentlichen regulatorischen Fristen dar.

² Im Rahmen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV XV) wird an einer Veröffentlichung der Netzentgelte zum 10.10.2026 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die Veröffentlichung bereits zum 06.10.2026 erfolgen.

³ Im Rahmen der KoV XV wird an einer Veröffentlichung der endgültigen Netzentgelte zum 16.12.2026 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die endgültige Veröffentlichung bereits zum 12.12.2026 erfolgen.

⁴ Frist lt. Netzentgeltverordnung. Einige Regulierungsbehörden räumen eine längere Frist ein. Sprechen Sie uns gerne an.

Fernwärme – Gastbeitrag von MR'in G. Krater – Benchmark des Landes NRW – und Sie können dabei sein!

Die Fernwärmeversorgung ist ein wesentlicher Baustein der Energie- bzw. Wärmewende, insbesondere hinsichtlich der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Dabei ist die Akzeptanz der Fernwärmeversorgung durch die Bürgerinnen und Bürger erforderlich. Die Preisgestaltung und deren mangelnde Transparenz ist aktuell jedoch der größte Kritikpunkt an der Fernwärmeversorgung. Kritische Stimmen sehen Defizite und eine beschränkte Wirkung der derzeitigen Preiskontrollen. Diese seien ineffektiv und unsystematisch; eine Preisaufsicht müsse effektiver sein und regulierend wirken. Für eine solche effektivere kartellrechtliche Preiskontrolle sind jedoch unter anderem aktuelle Daten und Informationen über die einzelnen Fernwärmenetze erforderlich. Deshalb ist in NRW für Fernwärmepreise ein jährlicher Benchmarkprozess vorgesehen.

Ziel des Benchmarkings ist, anhand der damit erhobenen Daten Vergleichsgruppen für die nordrhein-westfälischen Fernwärmeversorgungsgebiete zu bilden. Auf der Grundlage der jeweiligen Vergleichsgruppe soll von der Landeskartellbehörde festgestellt werden können, welche Fernwärmeversorgungsgebiete preis auffällig sind. Damit ersetzt der Benchmark die bei einer Sektoruntersuchung für alle Seiten aufwendige Datenerhebung.

Gleichzeitig wird mit der ohnehin erforderlichen Datenerhebung ein **Mehrwert für Ihr Unternehmen** geschaffen!

Warum nicht darüber die **Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit** verschiedener Fernwärmesysteme **vergleichbar und messbar** machen?

Was kann ein Benchmark?

- **Vergleichbarkeit schaffen:** Fernwärmenetze unterscheiden sich erheblich in Größe, Alter, Erzeugungsstruktur und Kundenstruktur. Ein Benchmark ermöglicht trotzdem einen fairen Vergleich.
- **Effizienz bewerten:** Kennzahlen wie Netzverluste, Vor- und Rücklauftemperaturen, Energieeffizienz oder Pumpenstrom können miteinander verglichen werden.
- **Kosten transparent machen:** Erzeugungs-, Netz- und Betriebskosten lassen sich gegenüber vergleichbaren Netzen einordnen.
- **Optimierungspotenziale erkennen:** Der Benchmark zeigt, wo ein Netz schlechter oder besser abschneidet und wo Verbesserungen sinnvoll sind.
- **Dekarbonisierung unterstützen:** Der Vergleich kann sichtbar machen, wie weit Netze bei der Integration

erneuerbarer Wärme, Abwärme oder Großwärmepumpen sind.

- **Investitionsentscheidungen unterstützen:** Unternehmen können besser priorisieren, in welche Maßnahmen investiert werden sollte.
- **Best Practices identifizieren:** Besonders erfolgreiche Fernwärmenetze können als Orientierung für andere dienen.
- **Transparenz für Kunden und Politik erhöhen:** Ein nachvollziehbarer Benchmark macht die Qualität und Entwicklung eines Fernwärmesystems verständlicher.

Ihr Mehrwert:

Ein Fernwärme-Benchmark sollte **nicht nur zeigen, wer „besser“ oder „schlechter“ ist**. Entscheidend ist, daraus konkrete Handlungsempfehlungen abzuleiten:

Wo stehen wir? Warum stehen wir dort? Und welche Maßnahmen bringen uns im Vergleich zu anderen Netzen am effektivsten voran?

Damit kann der Benchmark zu einem **Steuerungsinstrument für Effizienz, Kosten, Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung** werden.

An der Weiterentwicklung der Kennzahlen werden Sie auf Wunsch beteiligt.

Wie läuft das?

Ein **kompetenter, professioneller Partner** an Ihrer Seite, der Sie und Ihre Mitarbeitenden bei der **Datenverarbeitung** unterstützt und der **jederzeit ansprechbar** ist.

Ein jährlicher Individualbericht für jedes Ihrer Versorgungsgebiete, das am Benchmark teilnimmt, und der nur Ihnen zur Verfügung steht.

Das Land Nordrhein-Westfalen **übernimmt die Kosten**.

Die **kartellrechtliche Preiskontrolle** erfolgt nach drei Jahren aufgrund der von Ihnen in den Jahren zuvor gelieferten Daten **ohne weiteren Datenerhebungsaufwand** für Ihr Unternehmen.

Weitere Fragen?

Die beantworten wir Ihnen gerne!

Ihre Ansprechpartner

Autorin:

Ministerialrätin Gabriele Krater

Tel.: +49 211 61772-371

gabriele.krater@mwike.nrw.de

Ihr Ansprechpartner in der ES-Unternehmensgruppe:

M. Sc. VWL Stefan Evers

Tel.: +49 211 5235-150

stefan.evers@es-unternehmensgruppe.de

Antrag für das Regulierungskonto 2025 – erstmaliger Plan-/Istabgleich der EE-Kostenwälzung

Der Antrag für das Regulierungskonto 2025 nach § 5 ARegV ist bis zum 31.12.2026 bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu stellen. Im Rahmen des Regulierungskontos Strom ist erstmals der Plan-/Istabgleich der EE-Kostenwälzung zu berücksichtigen.

Neben dem EE-Wälzungsmechanismus im Regulierungskonto Strom werden im Regulierungskonto Gas 2025 erstmals auch die volatilen Kosten für die Umsetzung der Methanverordnung berücksichtigt. Grundlage hierfür ist der Festlegungsentwurf „KOMET“ der Bundesnetzagentur. Näheres zu diesem Thema erfahren Sie im Artikel „*Festlegungsentwurf KOMET: Volatile Kosten für die Umsetzung der Methanverordnung*“ in dieser Ausgabe.

Erstmals konnte die EE-Kostenwälzung in der Erlösobergrenze 2025 berücksichtigt werden. Sofern die EE-Kostenwälzung angewendet wurde, hat der Plan-/Istabgleich der EE-Wälzung im Regulierungskonto zu erfolgen. Dieser Abgleich dient der Ermittlung der Differenzen zwischen dem Wälzungsbetrag, der unter Zugrundelegung der nach § 4 ARegV angepassten Erlösobergrenze für das Kalenderjahr ermittelt wurde, und dem Wälzungsbetrag, der sich unter Zugrundelegung der im Nachgang im Rahmen des Regulierungskontos geprüften Erlösobergrenze ergibt (vgl. Tenorziffer 10 der Festlegung **BK8-24-001-A**).

Der Differenzbetrag aus dem Plan-/Istabgleich der EE-Wälzung wird im Regulierungskonto festgestellt. Die Differenz fließt jedoch nicht in den Regulierungskontosaldo ein. Sie wird separat im Rahmen der nächsten EE-Wälzung zur Erlösobergrenzen- und Netzentgeltermittlung abgewickelt.

Durch die Implementierung des Plan-/Istabgleichs der EE-Kostenwälzung und der separaten Abwicklung kommt es zu einer weiteren Neuerung: In der bisherigen Regulierungspraxis wurden sämtliche Differenzen, die im Regulierungskonto abgeglichen werden (z. B. vorgelegte Netzkosten, Kapitalkostenaufschlag usw.), zu einem gemeinsamen Saldobetrag für das Versorgungsgebiet aggregiert.

Durch den Plan-/Istabgleich der EE-Wälzung ist nunmehr eine Differenzierung des Regulierungskontosaldos nach einzelnen Spannungsebenen vorzunehmen. Durch die Differenzierung nach Spannungsebenen soll die Unterteilung darüber erfolgen, welcher Abweichungsanteil aus dem Plan-/Istabgleich über den Saldo zum Regulierungskonto und welcher Anteil über den EE-Wälzungsmechanismus zu berücksichtigen ist.

Fazit

Das Regulierungskonto 2025 ist zum Jahreswechsel zu beantragen. Der Antrag sollte wie jedes Jahr frühzeitig aufbereitet werden, da das Regulierungskonto aufgrund seiner weitreichenden Ergebniswirkung weit mehr als eine informatorische Pflicht darstellt.

Dabei ist eine ganzheitliche Betrachtung aller regulatorischen Themen notwendig. Das Regulierungskonto ist zu meist die letzte Chance, ungeklärte oder bislang unberücksichtigte regulatorische Sachverhalte in Anerkennung zu bringen.

Die größte Veränderung im Rahmen der Beantragung des Regulierungskontos Strom 2025 ist sicherlich der erstmalige Plan-/Istabgleich der EE-Kostenwälzung. Dieser Abgleich erfolgt im Rahmen der Ermittlung des Regulierungskontosaldos und wird bei der nächsten Wälzung berücksichtigt.

Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Stefan Evers

Tel.: +49 211 5235-150

stefan.evers@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Frank Dreßen

Tel.: +49 211 5235-149

frank.dressen@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Festlegungsentwurf KOMET: Volatile Kosten für die Umsetzung der Methanverordnung

Mit dem Festlegungsentwurf KOMET greift die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Thema auf, das für Gasnetzbetreiber bereits kurzfristig sowohl finanzielle als auch organisatorische Bedeutung haben kann. Hintergrund ist die europäische Methanverordnung, die zusätzliche Anforderungen an die Erkennung, Quantifizierung und Reduzierung von Methanemissionen stellt. Im Netzbetrieb können daraus spürbare operative Mehraufwendungen entstehen. Der Entwurf sieht vor, bestimmte Kosten aus der Umsetzung dieser Vorgaben als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV einzuordnen. Damit würde sich für die betroffenen Gasnetzbetreiber grundsätzlich ein Weg eröffnen, diese Kosten zeitnäher in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Hintergrund: Methanverordnung und neue operative Pflichten

Die Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor ist am 05.08.2024 in Kraft getreten. Als Teil des europäischen Klimaschutzrahmens enthält sie für Betreiber von Gasinfrastrukturen neue und zum Teil sehr konkrete Vorgaben. Dazu gehören unter anderem turnusmäßige LDAR-Untersuchungen, die Quantifizierung von Emissionen auf der Quellen- und Standortebene, strengere Vorgaben zur Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen sowie Anforderungen an das Ablassen und Abfackeln von Gas. KOMET klärt dabei keine technischen Einzelfragen der Umsetzung, sondern ordnet die daraus entstehenden Kosten regulatorisch ein.

Welche Kosten sollen als volatil gelten?

Der Entwurf nennt fünf operative Kostenkategorien: die Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms, die Emissionsquantifizierung, die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen, Nachmessungen sowie Kosten für das Ablassen und Abfackeln. Damit sollen Aufwendungen erfasst werden, die unmittelbar auf die zusätzlichen Anforderungen der Methanverordnung zurückgehen. Kapitalkosten sind hiervon ausdrücklich ausgenommen. Sie sollen auch weiterhin über die dafür vorgesehenen regulatorischen Instrumente, insbesondere den Kapitalkostenaufschlag, abgebildet werden.

Die Begründung der BNetzA knüpft vor allem an die Anfangsphase der Umsetzung an. Viele Prozesse sind noch nicht eingespielt. Auch technische Standards, behördliche Anforderungen, die Verfügbarkeit spezialisierter Dienstleister und die Kosten geeigneter Mess- und Detektionstechnik dürften sich in den kommenden Jahren noch weiter konkretisieren. Vor diesem Hintergrund hält die Beschlusskammer es für plausibel, dass die betroffenen Kosten zunächst nicht gleichmäßig, sondern mit deutlichen jährlichen Schwankungen anfallen können.

Regulatorische Umsetzung über das Regulierungskonto

Die Berücksichtigung soll nicht losgelöst von der bestehenden Regulierungssystematik erfolgen. Vielmehr sind die Kosten des jeweiligen Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten des Basisjahres abzugleichen. Bei der Rohrnetzüberprüfung, der Emissionsquantifizierung sowie beim Ablassen und Abfackeln geht die Beschlusskammer davon aus, dass die entsprechenden Kosten im Basisjahr 2020 noch nicht enthalten waren. Schwieriger ist die Einordnung bei Leckstellenreparaturen und Nachmessungen. Solche Tätigkeiten gab es bereits vor Inkrafttreten der Methanverordnung, sie wurden jedoch regelmäßig nicht in der nun erforderlichen Detailtiefe gesondert abgegrenzt.

In der praktischen Umsetzung dürfte daher das Regulierungskontoverfahren eine zentrale Rolle spielen. Dort werden die angesetzten Kosten nicht nur rechnerisch nachvollzogen, sondern auch inhaltlich geprüft. Die Einordnung als volatile Kostenanteile bedeutet also keine automatische Vollkostenerstattung. Entscheidend wird sein, ob die Kosten belastbar nachgewiesen, gegenüber dem Basisjahr nachvollziehbar abgegrenzt und anhand geeigneter Bezugsgrößen plausibilisiert werden können. Etwaige Plan-Ist-Differenzen werden nach den Vorgaben der ARegV annuitätisch über drei Jahre verteilt.

Rückwirkung und Befristung

Der KOMET-Entwurf soll rückwirkend ab dem 01.01.2025 gelten. Die BNetzA begründet dies damit, dass das Jahr 2024 voraussichtlich noch stark durch die Analyse und organisatorische Vorbereitung, den Prozessaufbau und die Auswahl geeigneter Technik geprägt war. Die eigentliche kostenintensive Umsetzung dürfte dagegen vielfach erst ab 2025 angelaufen sein. Die Rückwirkung wird deshalb als vorteilhaft für die betroffenen Netzbetreiber angesehen. Die Festlegung soll bis zum 31.12.2027 und damit bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode Gas befristet werden. Für die fünfte Regulierungsperiode wird der Sachverhalt im neuen Regulierungsrahmen, insbesondere im Zusammenhang mit RAMEN Gas, erneut zu bewerten sein.

Praktische Bedeutung für Gasnetzbetreiber

Der Entwurf ist für Gasnetzbetreiber vor allem ein Hinweis, die Kostenerfassung frühzeitig auf die neue Systematik auszurichten. Dies betrifft externe Dienstleisterkosten ebenso wie interne Personalaufwendungen, Mess- und Prüftätigkeiten, Reparaturmaßnahmen, Nachmessungen sowie Kosten im Zusammenhang mit dem Umpumpen, der Wiedereinspeisung oder dem Abfackeln. Je klarer die Zuordnung bereits bei der Entstehung der Kosten erfolgt, desto besser lässt sich die spätere Nachweisführung im Regulierungskonto vorbereiten.

Besonderes Augenmerk sollte auf der Abgrenzung zum Basisjahr 2020 liegen. Bei eindeutig neuen Kostenarten dürfte diese Argumentation regelmäßig gut darstellbar sein. Bei Reparatur- und Nachmesskosten wird es dagegen stärker auf die Herleitung des methanverordnungsbedingten Mehraufwands ankommen. Netzbetreiber sollten daher prüfen, welche Informationen aus technischen Systemen, Instandhaltungsdokumentationen, Dienstleisterrechnungen, internen Zeitaufschreibungen und Kostenrechnungen bereits vorhanden sind und wie sich diese revisionssicher zusammenführen lassen.

Fazit

Der Festlegungsentwurf KOMET ist ein wichtiger Schritt zur regulatorischen Behandlung der operativen Mehrkosten, die aus der Methanverordnung resultieren. Er ermög-

licht es Gasnetzbetreibern, bestimmte Kosten zeitnäher über volatile Kostenanteile in der Erlösobergrenze abzubilden. Zugleich bleibt die praktische Umsetzung anspruchsvoll. Für die spätere Anerkennung wird nicht allein entscheidend sein, ob eine Kostenposition dem Grunde nach unter den Entwurf fällt, sondern auch, ob sie konkret, sachgerecht und prüffähig hergeleitet werden kann.

Netzbetreiber sollten die weitere Konsultation und den finalen Beschluss aufmerksam verfolgen. Unabhängig von möglichen Detailanpassungen empfiehlt es sich, bereits jetzt die internen Erfassungs- und Dokumentationsprozesse an den Anforderungen auszurichten. Gerne unterstützen wir Sie bei der regulatorischen Einordnung, der Abgrenzung methanverordnungsbedingter Kosten sowie bei der Vorbereitung einer belastbaren Nachweissführung im Regulierungskonto.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

B. Sc. Alexander Hahne

Tel.: +49 211 5235-169

alexander.hahne@es-unternehmensgruppe.de

BNetzA konsultiert WACC-Festlegung für die fünfte Regulierungsperiode Gas

Mit dem Beschlussentwurf vom 14.08.2026 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Konsultation zur Festlegung des pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes (WACC) für Betreiber von Gasversorgungsnetzen der fünften Regulierungsperiode eröffnet. Diese Festlegung ist von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung, da sie die Verzinsung des eingesetzten Kapitals und somit die Ertragskraft der regulierten Gasnetze in Zukunft maßgeblich beeinflussen wird. Vor dem Hintergrund der laufenden Transformation der Gasnetzinfrasturktur sowie der teilweise erheblichen Investitionserfordernisse dürfte die Entscheidung zudem maßgeblichen Einfluss auf die Finanzierungsfähigkeit vieler Netzbetreiber haben. Die finale Beschlussfassung ist derzeit noch für das Jahr 2026 vorgesehen.

Mit der fünften Regulierungsperiode erfolgt zugleich ein grundlegender Systemwechsel. Bislang haben Eigenkapitalzinssätze und individuelle Fremdkapitalkosten die Kapitalverzinsung geprägt, doch der neue Regulierungsrahmen sieht erstmals einen einheitlichen gewichteten Gesamtkapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital – WACC) vor. Grundlage hierfür ist die bereits

Ende 2025 veröffentlichte Methodenfestlegung der BNetzA zur Kapitalverzinsung.

Geplanter WACC in Höhe von 3,76 %

Laut dem Konsultationsentwurf der BNetzA soll der WACC für Gasnetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode bei 3,76 % vor Steuern liegen. Dieser Wert setzt sich aus einem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz von 5,76 % und einem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz von 2,43 % zusammen. Die Gewichtung erfolgt auf der Basis einer vorgegebenen Kapitalstruktur von 40 % Eigenkapital und 60 % Fremdkapital.

Für die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes greift die BNetzA weiterhin auf das aus vergangenen Regulierungsperioden bekannte Capital Asset Pricing Model (CAPM) zurück. Der risikofreie Basiszinssatz wird mit 1,85 % angesetzt und aus deutschen Nullkuponanleihen mit 15-jähriger Restlaufzeit abgeleitet (Durchschnitt der Jahre 2021 bis 2025). Die Marktrisikoprämie wird auf 4,95 % festgelegt. Als Risikofaktor (verschuldeter Beta-Faktor) für Gasnetzbetreiber setzt die BNetzA einen Wert von 0,62 an. Hieraus ergibt sich ein Risikozuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse von rund 3,1 %.

Auch bei den Fremdkapitalkosten erfolgt erstmals eine vollständige Pauschalierung. Hierfür zieht die BNetzA einen europäischen BBB-Anleiheindex von Versorgungsunternehmen heran und ermittelt auf der Basis der Jahre 2019 bis 2025 einen kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz von 2,43 %. Nach Auffassung der Beschlusskammer spiegeln die ermittelten Werte die tatsächlichen Finanzierungsbedingungen eines effizienten Gasnetzbetreibers angemessen wider.

Bemerkenswert sind insbesondere die Erwägungen der BNetzA zur zukünftigen Risikoentwicklung im Gassektor. Die Behörde verweist auf rückläufige Investitionsvolumina in den Gasnetzen und führt aus, dass gegenwärtig weder ein Investitionsstau noch eine Gefährdung der Versorgungssicherheit erkennbar sei. Zudem wird argumentiert, dass die regulatorischen Instrumente „KANU“ und „BRÜCKEN“ wesentliche Transformationsrisiken bereits adressieren und den Netzbetreibern zusätzliche Finanzierungsspielräume eröffnen würden. Vor diesem Hintergrund hält die BNetzA den vorgesehenen Kapitalverzinsungssatz insgesamt für angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst.

Deutliche Kritik aus der Branche

Die Stellungnahmen von Fernleitungsnetzbetreibern sowie von BDEW und VKU kommen demgegenüber zu einer deutlich kritischeren Bewertung. Die Kritik richtet sich dabei nicht nur gegen einzelne Parameter des WACC, sondern zunehmend auch gegen die grundsätzliche Frage, ob die vorgesehenen Werte die aktuellen

Kapitalmarktbedingungen noch hinreichend widerspiegeln.

Ein zentraler Kritikpunkt betrifft die Aktualität der verwendeten Datenbasis. Der vorgesehene Basiszinssatz und der Fremdkapitalzinssatz beruhen nämlich im Wesentlichen auf Kapitalmarktdaten der Jahre 2021 bis 2025 (EK) beziehungsweise 2019 bis 2025 (FK). Die Verbände weisen jedoch darauf hin, dass wesentliche Teile der Zinsentwicklung des Jahres 2026 unberücksichtigt bleiben. Vor diesem Hintergrund fordern sie eine spätere Festlegung erst zu Beginn des Jahres 2027, um die Kapitalmarktdaten des Jahres 2026 vollständig einbeziehen zu können.

Darüber hinaus wird kritisch hinterfragt, ob die vorgesehene Höhe des Fremdkapitalzinssatzes die tatsächlichen Finanzierungskosten effizienter Netzbetreiber noch angemessen abbildet. Gerade vor dem Hintergrund steigender Refinanzierungskosten und auslaufender Fremdkapitaltranchen aus der Niedrigzinsphase wird vielfach die Gefahr einer strukturellen Unterdeckung der regulatorisch anerkannten Fremdkapitalkosten gesehen.

Auch wird die deutliche Absenkung des Risikofaktors für Gasnetzbetreiber kritisiert. Aus der Sicht vieler Marktteilnehmer ist fraglich, ob die Risiken des Gasnetzgeschäfts tatsächlich zurückgegangen sind. Vielmehr haben zahlreiche regulatorische und energiewirtschaftliche Entwicklungen der vergangenen Jahre zu zusätzlichen Unsicherheiten geführt. Genannt werden insbesondere die langfristige Entwicklung der Gasabsätze, die Folgen der Wärmewende, die Transformation der Gasinfrastruktur sowie offene Fragestellungen hinsichtlich zukünftiger Finanzierungs- und Regulierungsmechanismen.

Zudem wird beanstandet, dass die Ergebnisse der Festlegung bislang nur eingeschränkt plausibilisiert wurden. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Verbände verweisen auf deutliche Abweichungen gegenüber aktuellen europäischen Regulierungsentscheidungen und sehen weiteren Begründungsbedarf hinsichtlich der Angemessenheit einzelner Parameter.

Hohe wirtschaftliche Relevanz für Netzbetreiber

Unabhängig vom Ergebnis der Konsultation wird die bevorstehende Festlegung erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation der Gasnetzbetreiber haben. Der WACC wird künftig die Verzinsung des eingesetzten Kapitals maßgeblich bestimmen und damit unmittelbar die Erlösobergrenzen, die Finanzierungskraft der Netze sowie die Ergebniserwartungen der Unternehmen beeinflussen.

Vor dem Hintergrund der Gasnetztransformation werden viele Netzbetreiber deshalb analysieren müssen, wie sich die geplante Festlegung auf ihre Unternehmensplanung, ihre Liquiditätsentwicklung sowie ihre Investitions- und Finanzierungsstrategien auswirkt.

Die weitere Entwicklung des Verfahrens sollte daher von allen Gasnetzbetreibern aufmerksam verfolgt werden. Wir unterstützen Sie gerne bei der Einordnung der aktuellen regulatorischen Entwicklungen sowie bei der Analyse der konkreten Auswirkungen auf die Erlösobergrenzen, die Ergebnisplanung und die Investitionsentscheidungen. Ebenso stehen wir für Fragen zur Ableitung sachgerechter WACC-Annahmen für Wirtschafts- und Finanzplanungen sowie zur Bewertung regulatorischer Szenarien gerne zur Verfügung.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Volksw. Felix Hiltmann

Tel.: +49 211 5235-158

felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Volksw. Andreas Bielzer

Tel.: +49 211 5235-142

andreas.bielzer@es-unternehmensgruppe.de

BNetzA beschließt Festlegung zur Qualitätsregulierung für Stromnetzbetreiber – BNetzA erweitert den Blick von der Netzzuverlässigkeit auf die Netzleistungsfähigkeit

Mit Beschluss vom 13. Juli 2026 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die künftige methodische Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für Stromverteilernetzbetreiber festgelegt. Neben der bisherigen Netzzuverlässigkeit wird künftig die Netzleistungsfähigkeit als zweite Qualitätsdimension eingeführt. Im Mittelpunkt stehen dabei die Energiewendekompetenz und der Digitalisierungsgrad der Netzbetreiber. Für Netzbetreiber bedeutet dies zusätzliche Datenlieferpflichten sowie neue Anreize zur Verbesserung von Netzqualität, Digitalisierung und Anschlussprozessen.

Adressaten und Anwendungsbereich

Grundsätzlich richtet sich die Festlegung an alle Stromnetzbetreiber. Auch Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren werden künftig in die Qualitätsregulierung einbezogen. Für Kleinstnetzbetreiber und Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sind jedoch Erleichterungen vorgesehen. Wie bisher sind sie auch künftig von der Qualitätsregulierung zur Netzzuverlässigkeit befreit. Den weiteren neuen Regelungen zur Netzleistungsfähigkeit und Digitalisierung einschließlich der dazu erhobenen Datenmeldungen unterliegen allerdings alle Stromnetzbetreiber.

Eine wesentliche Neuerung besteht darin, dass das Qualitätselement künftig als rollierendes Verfahren ausgestaltet wird. Anders als bisher erfolgt keine mehrjährige Festlegung der Werte mehr. Stattdessen wird das Quali-

tätselement ab Beginn der fünften Regulierungsperiode jährlich auf der Basis aktueller Daten neu berechnet und veröffentlicht.

Die erforderlichen Datengrundlagen werden über gesonderte Festlegungen erhoben. Damit gewinnt ein strukturiertes Datenmanagement nun bereits deutlich vor dem eigentlichen Wirksamwerden der Qualitätsregulierung an Bedeutung.

Netzzuverlässigkeit bleibt zentraler Bestandteil

Die Bewertung der Netzzuverlässigkeit erfolgt weiterhin anhand etablierter Kennzahlen. Für die Niederspannung wird der SAIDI-Wert (System Average Interruption-Duration Index) verwendet, für die Mittelspannung ist der ASIDI-Wert (Average System Interruption Duration Index) maßgeblich.

In die Kennzahlenbildung fließen nur Versorgungsunterbrechungen ein, die länger als drei Minuten andauern. Ungeplante Unterbrechungen aufgrund atmosphärischer Einwirkungen, Einwirkungen Dritter sowie Störungen im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers fließen dabei vollständig in die Bewertung ein. Geplante Unterbrechungen hingegen werden unter bestimmten Voraussetzungen mit einer niedrigeren Gewichtung von 0,5 berücksichtigt, sofern die betroffenen Letztverbraucher rechtzeitig informiert wurden. Bestimmte Störfälle, beispielsweise Rückwirkungsstörungen oder Ereignisse höherer Gewalt, werden hingegen nicht in die Bewertung einbezogen.

Bei der Ermittlung der Referenzwerte unterscheidet die BNetzA zwischen Mittel- und Niederspannungsnetzen. In der Mittelspannung wird die Netzstruktur über die Lastdichte berücksichtigt, um die unterschiedlichen Rahmenbedingungen von Stadt- und Landnetzen sachgerecht abzubilden. Bei Niederspannungsnetzen erfolgt die Bewertung hingegen auf der Basis eines pauschalen Referenzansatzes.

Die monetäre Wirkung des Qualitätselements ergibt sich aus der Abweichung zwischen der tatsächlichen Netzqualität und den jeweiligen Referenzwerten. Positive Abweichungen können zu Zuschlägen auf die Erlösobergrenze führen, negative Abweichungen zu Abschlägen. Dabei wird die Wirkung über Kundenzahlen und Monetarisierungsfaktoren auf die jeweilige Netzgröße skaliert. Zusätzlich ist eine Begrenzung der Erlöswirkung vorgesehen. Die Kappungsgrenze soll zwischen zwei und vier Prozent des Ausgangsniveaus betragen und für jede Regulierungsperiode neu festgelegt werden.

Netzleistungsfähigkeit als neuer Schwerpunkt

Neben der Netzzuverlässigkeit führt die BNetzA mit der Netzleistungsfähigkeit einen zusätzlichen Bewertungs-

bereich ein. Im Mittelpunkt steht dabei die sogenannte Energiewendekompetenz der Netzbetreiber. Sie beschreibt die Fähigkeit eines Netzbetreibers, die Anforderungen der Energiewende effizient und vorausschauend umzusetzen.

Zur Bewertung werden zunächst vier verschiedene Kennzahlen erhoben. Dazu gehören:

- die Quote erfolgreich realisierter Netzanschlüsse für erneuerbare Erzeugungsanlagen,
- die Quote erfolgreich realisierter Netzanschlüsse für Verbrauchseinrichtungen und Speicher,
- die Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für erneuerbare Erzeugungsanlagen,
- die Dauer zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eines Netzanschlusses für Verbrauchseinrichtungen und Speicher.

Eine finanzielle Anreizwirkung für diese Kennzahlen sieht die Festlegung derzeit noch nicht vor. Die Ausgestaltung einer möglichen Monetarisierung bleibt ausdrücklich einer späteren Festlegung vorbehalten. Zunächst sollen Erfahrungen mit der Datenerhebung, der Kennzahlenbildung und der Veröffentlichung gesammelt werden.

Bereits heute wird jedoch deutlich, dass die Geschwindigkeit und die Qualität der Netzanschlussprozesse künftig eine wesentlich stärkere regulatorische Bedeutung erhalten werden.

Digitalisierung als Bestandteil der Qualitätsregulierung

Die BNetzA etabliert neben der Energiewendekompetenz erstmals ein umfassendes Bewertungssystem für die Digitalisierung von Stromverteilernetzbetreibern. Grundlage sind vier Bewertungsdimensionen:

- Smart Grids,
- digitale Prozesse und Systeme,
- Datenmanagement und Analyse,
- Kundenmanagement.

Aus den einzelnen Dimensionen wird zunächst ein netzbetreiberindividueller Digitalisierungsindex gebildet. Anschließend errechnet die BNetzA einen deutschlandweiten Gesamtindex für die Branche. Die Ermittlung erfolgt auf der Basis standardisierter Datenerhebungen bei den Netzbetreibern. Künftig soll damit ein branchenweiter Vergleich des Digitalisierungsfortschritts ermöglicht werden.

Eine unmittelbare Monetarisierung ist derzeit nicht vorgesehen. Die Ergebnisse sollen jedoch veröffentlicht werden, wodurch ein zusätzlicher Transparenz- und Vergleichsdruck innerhalb der Branche entsteht.

Fazit

Mit der Festlegung zur Qualitätsregulierung schlägt die BNetzA ein neues Kapitel auf. Während die Netzzuverlässigkeit zwar weiterhin den erlöswirksamen Kern des Systems bildet, wird die Qualitätsbetrachtung jedoch erstmals um die Dimension der Netzleistungsfähigkeit erweitert. Damit werden Energiewendekompetenz und Digitalisierung zu eigenständigen Steuerungsgrößen der Regulierung.

Für Stromverteilernetzbetreiber bedeutet dies, dass künftig nicht mehr allein die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen im Vordergrund steht. Ebenso wichtig werden belastbare Datenstrukturen, effiziente Netzanschlussprozesse und ein nachvollziehbarer Digitalisierungsfortschritt. Auch wenn die neuen Kennzahlen aktuell noch keine unmittelbaren Erlöswirkungen entfalten, spricht vieles dafür, dass sie künftig die Grundlage weiterer regulatorischer Anreizmechanismen bilden werden. Eine frühzeitige Analyse der eigenen Daten- und Prozesslandschaft dürfte daher bereits heute ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die fünfte Regulierungsperiode sein.

Aus unserer Sicht empfiehlt es sich daher, die zukünftigen Anforderungen der Qualitätsregulierung bereits heute in die strategische Planung einzubeziehen und bestehende Prozesse hinsichtlich Datenqualität, Netzanschlussmanagement und Digitalisierung kritisch zu überprüfen. Auf diese Weise können regulatorische Risiken frühzeitig erkannt und Chancen für eine positive Qualitätsbewertung genutzt werden.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Prozessoptimierung nach dem Basisjahr: Warum Gasnetzbetreiber jetzt handeln müssen

Die Anforderungen an Netzbetreiber, Versorgungsunternehmen und kommunale Eigenbetriebe steigen seit Jahren. Regulatorische Vorgaben, Fachkräftemangel, Digitalisierung, Nachhaltigkeitsanforderungen und ein zunehmender Kostendruck treffen dabei auf gewachsene Strukturen, heterogene Systemlandschaften und vielfach historisch entwickelte technische Prozesse. In unserem „Treiber“-Artikel „Effiziente Prozessoptimierung in den technischen Sparten – neue Ansätze für

Strom, Gas, Wasser, Wärme und Straßenbeleuchtung“ in der Ausgabe III/2025 haben wir bereits herausgestellt, dass Netzbetreiber vor diesem Hintergrund die Effizienz und Effektivität bestehender Geschäftsprozesse sowie den Einsatz der hierfür benötigten Ressourcen kontinuierlich überprüfen und verbessern müssen.

Konsultationsentwurf der BNetzA zur WACC-basierten Kapitalverzinsung für Gasnetzbetreiber

Für Gasnetzbetreiber gewinnt diese Aufgabe nun zusätzlich an Dringlichkeit. Mit dem aktuellen Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur pauschalisierten Kapitalverzinsung über den WACC-Ansatz Gas **BK9-26-621 Konsultationsentwurf DL BF** wird der regulatorische Rahmen für die fünfte Regulierungsperiode Gas weiter konkretisiert. Die Ermittlung der Kapitalkosten über den WACC-Ansatz soll ab der fünften Regulierungsperiode Gas (2028 bis 2032) eingeführt werden. Dabei unterstellt die BNetzA künftig pauschal eine Finanzierung von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital. Der Entwurf sieht einen Eigenkapitalzinsatz Gas vor Steuern von 5,76 Prozent und einen Fremdkapitalzinssatz Gas von 2,43 Prozent vor. Daraus leitet sich entsprechend eine WACC-Rate Gas von 3,76 Prozent ab, die auf das eingesetzte regulatorische Vermögen von Gasnetzbetreibern angewendet wird. Für Stromnetzbetreiber ist entsprechend eine ebenso geringere WACC-Rate zu befürchten.

Damit wird eines deutlich: Die regulatorische Verzinsung bleibt zwar ein wesentlicher Bestandteil der Erlös- und Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber. Sie ersetzt jedoch keine operative Effizienz. Mit einer WACC-Rate von 3,76 Prozent werden die Erlösspielräume für Gasnetzbetreiber ab dem Jahr 2028 deutlich geringer ausfallen als von vielen Akteuren in der Branche erwartet. Gerade nach dem Basisjahr müssen Gasnetzbetreiber daher ihre Kostenstrukturen konsequent überprüfen und senken, wenn sie dauerhaft wirtschaftliche Spielräume erhalten wollen. Denn die im Basisjahr angelegte Kostenbasis prägt maßgeblich die Ausgangslage für die folgende Regulierungsperiode. Kosten, die nach dem Basisjahr entstehen oder fortgeschrieben werden, lassen sich hingegen nicht beliebig in Erlöse überführen. Umso wichtiger ist es, die beeinflussbaren Kosten aktiv zu steuern, Kostentreiber zu identifizieren und technische Prozesse so auszurichten, dass Ressourcen, Fremdleistungen, Materialeinsatz und interne Abläufe dauerhaft effizient organisiert sind.

Kosten nach dem Basisjahr senken: ein strategischer Auftrag – die IBK als Ihr Partner

Für Netzbetreiber bedeutet dies: Nach dem Basisjahr beginnt nicht die Phase des Abwartens, sondern die Phase der konsequenten Steuerung. Wer erst mit Beginn der neuen Regulierungsperiode reagiert, verliert wertvolle

Zeit. Die zentralen Stellhebel liegen in der strukturierten Analyse der technischen und kaufmännisch-technischen Prozesse, in der Standardisierung von Abläufen, in einer belastbaren Ressourcenplanung und in der konsequenten Nutzung digitaler Werkzeuge. Genau an diesen Stellen kann Sie die IBK Ingenieur- und Unternehmensberatung für Versorgungswirtschaft GmbH (IBK), ein Unternehmen unserer Unternehmensgruppe, mit einem interdisziplinären Team aus jungen und erfahrenen Ingenieuren sowie Betriebswirten unterstützen.

Viele Unternehmen stehen vor der Herausforderung, ihre technischen Prozesse über alle Sparten hinweg zu erfassen, zu bewerten und kontinuierlich zu verbessern. Unterschiedliche Systemlandschaften, heterogene Datenquellen und gewachsene Organisationsstrukturen erschweren dabei häufig eine ganzheitliche Betrachtung. Hinzu kommen steigende Anforderungen an Transparenz, Effizienz und Nachhaltigkeit seitens der Reguliierungsbehörden, des Gesetzgebers und der Kunden.

Eine wirksame Prozessoptimierung beginnt deshalb mit einer ganzheitlichen Prozessaufnahme. Auf Wunsch analysiert die IBK gemeinsam mit den Fachabteilungen systematisch sämtliche Abläufe – von der Instandhaltung über die Störungsbearbeitung bis hin zur Dokumentation und Abrechnung. Ziel ist es, Schwachstellen sichtbar zu machen, Schnittstellenprobleme aufzudecken und konkrete Optimierungspotenziale abzuleiten.

In unseren bisher durchgeführten Beratungsprojekten zeigen sich typische Kostentreiber immer wieder in vergleichbarer Form: Dazu zählen Doppelarbeiten, lange Durchlaufzeiten, fehlende EDV-Unterstützung, erhöhte Standards, Schnittstellenprobleme, Qualitätsmängel oder strukturelle Defizite in der Aufbau- und Ablauforganisation. Diese Kostentreiber wirken sich nicht nur operativ belastend aus, sondern schmälern auch die wirtschaftlichen Handlungsspielräume in der Regulierung.

Digitalisierung, Transparenz und regulatorische Steuerbarkeit

Ein wesentlicher Hebel für eine dauerhaft wirksame Prozessoptimierung ist außerdem die Digitalisierung technischer Abläufe. Digitale Wartungs- und Instandhaltungsmanagementsysteme, Workforce-Management, automatisierte Routineaufgaben, vorausschauendes Asset-Management sowie harmonisierte Schnittstellen zwischen den Sparten schaffen nicht nur effizientere Abläufe, sondern erhöhen zugleich die Transparenz über Ressourcen, Zuständigkeiten und Kostenwirkungen.

Damit die Digitalisierung ihre Wirkung entfalten kann, muss sie jedoch aus den konkreten Prozessen heraus gedacht werden. Bei der Auswahl und Einführung geeigneter digitaler Lösungen unterstützt Sie die IBK dabei, technische Anforderungen, bestehende Prozesslandschaften und wirtschaftliche Zielsetzungen gemeinsam zu

bewerten und in eine praxistaugliche digitale Umsetzung zu überführen.

Gasnetze im Transformationsdruck

Für Gasnetzbetreiber gewinnt Transparenz eine besondere Bedeutung. Die Transformation der Gasinfrastruktur, die Diskussion um Wasserstofffähigkeit sowie mögliche Stilllegungs- oder Umnutzungsszenarien erhöhen den Druck, belastbare Daten und steuerbare Prozesse vorzuhalten. Nur wer seine Prozesse, Ressourcen und Kostenstellen genau kennt, kann Maßnahmen priorisieren, Effekte nachvollziehen und regulatorische Chancen gezielt nutzen.

Der Nutzen geht dabei über eine reine Kostensenkung hinaus. Eine Prozessoptimierung verbessert auch die Qualität, die Versorgungssicherheit und die Dokumentationssicherheit. Schlanke und nachvollziehbare Abläufe reduzieren Reibungsverluste, stärken die Steuerbarkeit der technischen Organisation und schaffen eine belastbare Grundlage für Investitions- und Instandhaltungsentscheidungen. Damit wird sie zu einem zentralen Bestandteil regulatorischer Resilienz.

Unsere Unterstützung für Gasnetzbetreiber und Versorgungsunternehmen

Bei der IBK haben wir das technische und betriebswirtschaftliche Know-how der EversheimStuible Unternehmensgruppe gebündelt, um Mandanten bei Organisations-, Strategie- und Prozessoptimierungen zu unterstützen.

Wir begleiten Netzbetreiber und Versorgungsunternehmen bei der strukturierten Erhebung ihrer technischen Prozesse, der Entwicklung und Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen, der Identifizierung und Eliminierung von Kostentreibern, der Auswahl und Einführung digitaler Lösungen sowie der spartenübergreifenden Harmonisierung von Abläufen. Darüber hinaus unterstützen wir bei der Konzeption optimierter Geschäftsprozesse, der Anpassung der Aufbau- und Ablauforganisation, der Ermittlung notwendiger Ressourcen sowie bei der Vorbereitung auf regulatorische Prüfungen und Audits. Bei weitergehenden Fragestellungen, beispielsweise im Hinblick auf rechtliche oder regulatorische Fragestellungen, binden wir bei Bedarf gezielt die Kolleginnen und Kollegen der EversheimStuible Unternehmensgruppe ein.

Gerade vor dem Hintergrund der anstehenden WACC-Festlegungen für Gas und Strom sollten Netzbetreiber jetzt prüfen, welche beeinflussbaren Kosten nach dem Basisjahr aktiv reduziert werden können. Entscheidend ist dabei, die vorhandenen Strukturen nicht nur zu dokumentieren, sondern sie konsequent in wirtschaftlich tragfähige, regulatorisch belastbare und zukunftsfähige Prozesse zu überführen.

Fazit

Die Prozessoptimierung in den technischen Sparten ist kein reines Organisationsprojekt. Für Netzbetreiber wird sie zu einem zentralen wirtschaftlichen Steuerungsinstrument. Wie gut ein Unternehmen seine tatsächlichen Kosten im Verhältnis zu den regulatorisch gewährten Erlösen beherrscht, entscheidet sich nach dem Basisjahr. Die konsultierte WACC-Festlegung der BNetzA für die fünfte Regulierungsperiode Gas macht diesen Zusammenhang besonders deutlich: Kapitalverzinsung, Investitionsfähigkeit und operative Effizienz müssen gemeinsam gedacht werden.

Wer jetzt Transparenz schafft, Kostentreiber konsequent reduziert und technische Prozesse digital, schlank und steuerbar ausrichtet, stärkt nicht nur die eigene Erlössituation. Er schafft auch die Grundlage für eine zukunftsfähige, belastbare und wirtschaftlich tragfähige Netzorganisation.

Sprechen Sie uns gerne an – wir freuen uns auf den persönlichen Austausch mit Ihnen.

Ihre Ansprechpartner

Dr.-Ing. Dirk Weber

Tel.: +49 211 5235-115

dirk.weber@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Ing. Frank Gewehr

Tel.: +49 211 5235-152

frank.gewehr@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Volksw. Andreas Bielzer

Tel.: +49 211 5235-142

andreas.bielzer@es-unternehmensgruppe.de

Kostenprüfung Gas für die fünfte Regulierungsperiode – Erfahrungsbericht über Prüfungshandlungen der Regulierungsbehörden

In den vergangenen Ausgaben des „Treubers“ haben wir bereits über den neuen Regulierungsrahmen für Gasverteilnetzbetreiber sowie über die laufende Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der fünften Regulierungsperiode berichtet. Nachdem die Netzbetreiber im regulären Verfahren ihre Unterlagen eingereicht haben, liegen zum Redaktionsschluss noch lediglich Erfahrungen aus Rückfragen der Bundesnetzagentur vor.

Hohe Prüfungstiefe und strukturierte Datenanforderungen

Die bisherigen Rückfragen zeigen eine hohe Detailtiefe der Prüfung. Neben den bereits eingereichten Erhebungsbögen und Berichten fordert die Bundesnetzagentur in verschiedenen Fällen zusätzliche Kontenblätter, Buchungsdaten, Verträge, Berechnungen und weitere Nachweise an. Auffällig ist dabei insbesondere die Anforderung strukturierter Datenexporte unmittelbar aus den Buchhaltungs- und Vorsystemen.

Datenkonsistenz rückt noch stärker in den Vordergrund

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Abstimmung zwischen den unterschiedlichen Datenquellen. Die bisherigen Rückfragen betreffen insbesondere die Konsistenz zwischen Erhebungsbogen, Tätigkeitsabschluss, Jahresabschluss und ergänzenden Nebenrechnungen.

Diese Entwicklung ist grundsätzlich nicht überraschend. Bereits in früheren Kostenprüfungen stellte die Datenkonsistenz einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar. Die aktuelle Prüfung zeigt jedoch, dass entsprechende Abstimmungen bereits sehr früh im Verfahren und mit hoher Detailtiefe nachvollzogen werden. Abweichungen sind grundsätzlich zulässig, müssen jedoch transparent hergeleitet und belastbar erläutert werden können.

Mehrjahresvergleiche und Plausibilisierung von Kostenentwicklungen

Kostenpositionen, die erstmals auftreten, deutlich vom Vorjahr abweichen oder außergewöhnliche Entwicklungen aufweisen, erhalten besondere Aufmerksamkeit. Nach unseren bisherigen Beobachtungen stehen dabei insbesondere Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen im Fokus der Nachfragen.

Die Regulierungsbehörde interessiert sich hierbei jedoch nicht nur für die Höhe der Kosten. Vielmehr wird auch hinterfragt, aus welchem Anlass Aufwendungen entstanden sind, ob sie regelmäßig oder einmalig auftreten und wie sie sich im Zeitverlauf entwickelt haben.

Netzbetreiber sollten deshalb frühzeitig prüfen, welche Besonderheiten das Basisjahr prägen und welche Kostenpositionen möglicherweise zusätzlichen Erläuterungsbedarf auslösen könnten.

Geschwindigkeit der Rückfragen nimmt zu

Bemerkenswert ist aus unserer Sicht außerdem die Geschwindigkeit der Verfahren. So gingen erste Rückfragen zur Vollständigkeit und Datenkonsistenz teilweise bereits wenige Tage nach Einreichung der Unterlagen ein. Auch die gesetzten Antwortfristen waren zum Teil vergleichsweise kurz.

Dies spricht dafür, dass die Regulierungsbehörde strukturierte Vorprüfungen und standardisierte Auswertungsmechanismen einsetzt. Gleichzeitig unterstreicht dies die Bedeutung einer geordneten Datenorganisation bereits vor der eigentlichen Einreichung. Werden erforderliche Nachweise erst nach Eingang der Rückfragen zusammengestellt, können knappe Fristen schnell zur Herausforderung werden.

Fazit

Die bislang vorliegenden Rückfragen deuten darauf hin, dass die Kostenprüfung zunehmend standardisiert, datenbasiert und auf eine hohe Nachweistiefe ausgerichtet wird. Neben der fachlichen Richtigkeit gewinnen insbesondere die Datenkonsistenz, Dokumentationsqualität und die kurzfristige Verfügbarkeit belastbarer Nachweise an Bedeutung.

Für Netzbetreiber empfiehlt es sich daher, die Kostenprüfung nicht als einmalige Datenmeldung zu verstehen. Vielmehr sollten sie bereits heute sicherstellen, dass Kostenentwicklungen nachvollziehbar dokumentiert sind und die Herleitung der gemeldeten Werte auch auf der Ebene der zugrunde liegenden Einzelsvorgänge kurzfristig nachvollzogen werden kann.

Diese Erkenntnisse dürften nicht nur für die laufende Kostenprüfung Gas relevant sein. Auch im Hinblick auf die anstehende Kostenprüfung Strom ist zu erwarten, dass die Regulierungsbehörden einen vergleichbar datengetriebenen und standardisierten Prüfungsansatz

verfolgen werden. Im Strombereich kommt die zusätzliche Komplexität durch die Vielzahl energiewirtschaftlicher Umlagen und netzkostenneutraler Kostenbestandteile hinzu. Gerade die sachgerechte Abgrenzung dieser Positionen sowie die konsistente Überleitung zwischen Tätigkeitsabschluss, Regulierungskontomeldungen und Kostenprüfung werden daher voraussichtlich einen besonderen Fokus der Prüfung darstellen. Netzbetreiber sollten die Vorbereitungszeit nutzen, um ihre Datenstrukturen, Dokumentationen und Abstimmungsrechnungen frühzeitig auf ihre Plausibilität und Vollständigkeit zu überprüfen.

Selbstverständlich informieren wir Sie, sobald weitere Erfahrungen aus der Kostenprüfung Gas und erste Hinweise zur Datenabfrage der Kostenprüfung Strom vorliegen.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423 1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

In eigener Sache

Mehr Klarheit, mehr Wiedererkennung: EversheimStuible im neuen Design

Die EversheimStuible Unternehmensgruppe steht seit mehr als 70 Jahren für Verlässlichkeit, persönliche Nähe und Kompetenz. Mit dem neuen Erscheinungsbild wird dieser Anspruch nun auch visuell klarer erkennbar. Er wirkt moderner, strukturierter und umfassend wahrnehmbar.



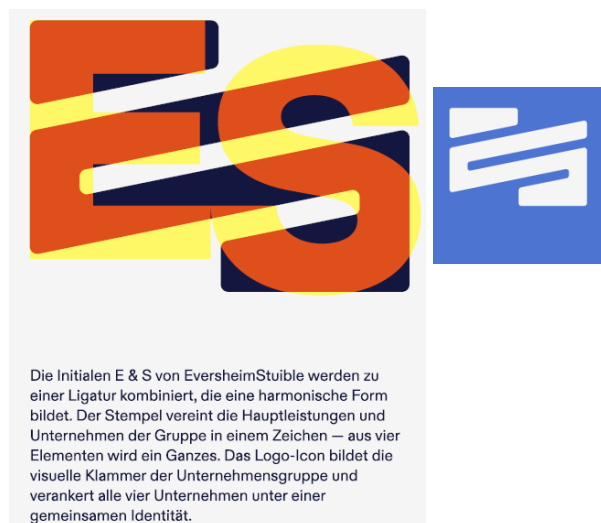
www.es-unternehmensgruppe.de

Der neue Auftritt ist dabei mehr als nur eine gestalterische Aktualisierung. Er soll die Themen und Leistungen klarer strukturieren und die Werte der Unternehmensgruppe für Mandanten, Geschäftspartner und Interessierte schneller erfassbar machen. In einer Zeit zunehmender Komplexität wollen wir Orientierung geben, Inhalte verständlich aufbereiten und einen einheitlichen, wiedererkennbaren Rahmen schaffen.

Gestaltung schafft Orientierung

Das neue Erscheinungsbild übersetzt die zentralen Stärken von EversheimStuible in eine klare visuelle Sprache. Farben, Typografie und die Website sollen künftig dafür sorgen, dass Inhalte besser lesbar sowie Angebote schneller auffindbar sind und die einzelnen Unternehmen der Gruppe einheitlich wahrgenommen werden.

Auch das neue Logo folgt diesem Ansatz. Die Verbindung der Buchstaben „E“ und „S“ steht für Gemeinschaft, fachliche Verzahnung und Lösungen aus einer Hand.



Das Logo verweist zugleich auf das, was die Zusammenarbeit mit EversheimStuible prägt – kurze Wege, direkte Ansprechpartner und abgestimmte Beratung über Fachgrenzen hinweg:

- Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung
- Rechtsberatung
- Betriebswirtschaftliche Beratung
- Technische Beratung

Entstehungsprozess

Der Prozess begann im Jahr 2025 mit einer Mitarbeiterbefragung. So konnte aus dem Kreis der Mitarbeitenden und Gesellschafter heraus ein authentisches Unternehmensleitbild erarbeitet werden. Wesentliche Elemente des Leitbilds haben die neue Website und den visuellen Auftritt der Unternehmensgruppe geprägt. Auf der Website finden Mandanten und Interessierte Informationen zum Leitbild, zu den Leistungen und zu den einzelnen Unternehmen der Gruppe. So entsteht ein verlässlicher Zugang zu Ansprechpartnern, Themen und Angeboten: klarer strukturiert, moderner präsentiert und über digitale Kanäle hinweg besser auffindbar.

Weiterentwicklung

Mit dem neuen Design wird die EversheimStuible Unternehmensgruppe in einem weiterentwickelten Erscheinungsbild sichtbar. Abgeschlossen ist dieser Prozess damit jedoch noch nicht. Der neue Auftritt soll nach und nach in der täglichen Kommunikation eingesetzt werden – auf der Website, in Publikationen, in Präsentationen und im persönlichen Austausch.

Für Mandanten und Geschäftspartner bleibt das Wesentliche bestehen: Die EversheimStuible Unternehmensgruppe verbürgt sich weiterhin für fachliche Qualität,

persönliche Beratung und verlässliche Begleitung. Das neue Erscheinungsbild gibt diesem Anspruch lediglich eine klarere Form – und macht sichtbar, wofür die Unternehmensgruppe seit vielen Jahren steht.

Besuchen Sie uns auf der E-World 2027 in Essen vom 16. bis 18. Februar 2027!

Sie finden uns in Halle 5, Stand 116.

Nach unserem erfolgreichen Debüt auf der E-World 2026 freuen wir uns sehr, auch im Jahr 2027 wieder mit einem eigenen Messestand auf Europas führender Leitmesse der Energiewirtschaft vertreten zu sein. Vom 16. bis 18. Februar 2027 begrüßen wir Sie in Halle 5, Stand 116. Wir freuen uns auf den persönlichen Austausch mit Ihnen.

Die EversheimStuible Unternehmensgruppe steht seit mehr als 70 Jahren für fundierte Beratung und praxisnahe Lösungen in der Kommunal- und Energiewirtschaft. Mit unseren Gesellschaften bündeln wir Kompetenzen aus Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, betriebswirtschaftlicher Beratung, Ingenieurberatung und Rechtsberatung und bieten unseren Mandanten damit umfassende Unterstützung aus einer Hand.

Auf der E-World 2027 präsentieren wir Ihnen unsere aktuellen Beratungsleistungen und stehen Ihnen als Ansprechpartner für die vielfältigen Herausforderungen der Branche zur Verfügung. Dazu gehören insbesondere Themen wie die Energiewende, regulatorische Veränderungen (wie die anstehende Kostenprüfung Strom mit dem Basisjahr 2026), die Jahresabschlussprüfung, Digitalisierung und IT-Transformation, Organisations- und Prozessoptimierung, Datenmigrationen sowie rechtliche Fragestellungen in der Kommunal- und Energiewirtschaft.

Lernen Sie unsere Expertinnen und Experten persönlich kennen und informieren Sie sich über die Leistungen unserer Unternehmensgruppe:

- **EversheimStuible Treiberater GmbH:** Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung mit besonderem Fokus auf Stadtwerke, Versorgungsunternehmen, ÖPNV-Unternehmen sowie Kommunen.
- **ES EversheimStuible Rechtsanwalts-gesellschaft mbH:** Fachübergreifende Rechtsberatung für Kommunen und öffentliche Unternehmen mit Schwerpunkten insbesondere im Energie-, Kommunal-, Gesellschafts-, Vergabe- und Beihilfenrecht.
- **Infoplan Gesellschaft für Wirtschaftsberatung mbH:** Betriebswirtschaftliche Beratung für die Versorgungswirtschaft mit Schwerpunkten in Regulierungsmanagement, Unternehmenssteuerung, Managementcockpits und Unternehmensbewertungen.

- **IBK Ingenieur- und Unternehmensberatung für Versorgungswirtschaft GmbH:** Strategische und operative Beratung in technischen und kaufmännischen Fragestellungen, von Organisations- und Prozessoptimierungen bis hin zu Investitions- und Erneuerungsstrategien.

Nutzen Sie die Gelegenheit, mit uns über aktuelle Entwicklungen in der Energie- und Kommunalwirtschaft zu diskutieren, neue Impulse für Ihr Unternehmen mitzunehmen und bestehende Kontakte in persönlicher Atmosphäre zu vertiefen.

Auch 2027 bieten wir Ihnen wieder die Möglichkeit, bereits im Vorfeld der Messe bequem online einen persönlichen Gesprächstermin mit unseren Expertinnen und Experten zu vereinbaren. Näheres dazu finden Sie ab November auf unserer Website www.es-unternehmensgruppe.de.

Wir freuen uns darauf, bekannte Gesichter wiederzusehen, neue Kontakte zu knüpfen und die Zukunft der Energie- und Kommunalwirtschaft gemeinsam mit Ihnen zu gestalten.

EversheimStuible Unternehmensgruppe – Ihr strategischer Partner auf Augenhöhe für die Energiewirtschaft und Kommunalwirtschaft



Ihre Ansprechpartner
Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin
 Tel.: +49 211 5235-141
thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt
 Tel.: +49 211 5235-137
marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

B. Sc. CISA Tobias Schaefer
 Tel.: +49 211 5235-146
tobias.schaefer@es-unternehmensgruppe.de

Neue Mitarbeiter/-innen



Djellza Rexha
 Steuerfachangestellte

Frau Djellza Rexha ist seit dem 15.01.2026 am Standort Düsseldorf der EversheimStuible Treiberater GmbH als Assistentin im Bereich Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung tätig.



Alexander Hahne
 Bachelor of Science

Herr Alexander Hahne verstärkt seit dem 01.03.2026 das Team der Infoplan Gesellschaft für Wirtschaftsberatung mbH als Consultant am Standort Düsseldorf. Herr Hahne verfügt bereits über Beratungserfahrung und bringt seine Expertise insbesondere in den Geschäftsbereichen Regulierungsmanagement und Controlling für Versorgungsunternehmen ein.

Impressum

Standort Düsseldorf

Fritz-Vomfelde-Straße 6
40547 Düsseldorf

Telefon +49 211 5235-01
Telefax +49 211 5235-100
E-Mail Duesseldorf@ES-Unternehmensgruppe.de

Standort Stuttgart

Schloßstraße 70
70176 Stuttgart

Telefon +49 711 99340-0
Telefax +49 711 99340-40
E-Mail Stuttgart@ES-Unternehmensgruppe.de



Besuchen Sie uns auch auf:



Stand: September 2026
EversheimStuible Unternehmensgruppe

Rechtlicher Hinweis:

Bitte beachten Sie, dass diese Informationssammlung eine individuelle Beratung nicht ersetzen kann! Sie stellt keine Beratung (juristischer oder anderer Art) dar und sollte auch nicht als eine solche verwendet werden.

Die Zusammenstellung der Informationen erfolgte mit der gebotenen Sorgfalt. Gleichwohl übernehmen wir keinerlei Haftung, aus welchem Rechtsgrund auch immer, für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der enthaltenen Informationen.