

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
MÄRZ
2024

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

→ Telekommunikation		→ Finanzierung	
- Baumaßnahmen Dritter nutzen – Mitverlegung von Telekommunikationslinien	4	- Zunehmender Investitionsbedarf – Alternative Finanzierungsmöglichkeiten für Stadtwerke	19
→ E-Mobilität		→ Kooperationen	
- Elektrifizierung des Verkehrssektors – Geschäftspotenzial für kommunale Energieversorgungsunternehmen	8	- Gründung der Energienetze Südpfalz GmbH & Co.KG – Ein zu kurzer Sprung!	24
→ Wärme		→ Rödl & Partner intern	
- Gaspreisindizes in der Fernwärme – EEX oder Destatis-Indizes?	11	- Veranstaltungshinweise	26
- BGH-Urteil: Präzedenzfall und Richtungsweiser für die Eigentums- und Betriebsrechte von Fernwärmenetzen	17		

Liebe Leserin, lieber Leser

das neue Jahr hat bereits Fahrt aufgenommen und bringt erwartungsgemäß wieder vielfältige Themen für die Branche. So stehen Änderungen im Bereich der Regulierung, der Kraftwerksstrategie und der Nachhaltigkeitsberichterstattung auf der Agenda.

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2.9.2021 hat die Bundesnetzagentur dazu verpflichtet, den Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber anzupassen. Im Januar legte sie ein Eckpunktepapier mit 15 Thesen für die kommende 5. Regulierungsperiode vor. Vor dem Hintergrund des Klimaschutzgesetzes, das eine Dekarbonisierung bis 2045 vorsieht, sind diese Schritte entscheidend. Sie zielen darauf ab, den künftigen Regulierungsrahmen unter anderem an eine hohe „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber zu knüpfen sowie flexibler und transparenter zu gestalten.

Darüber hinaus hat die Bundesregierung kürzlich eine Kraftwerksstrategie beschlossen, die Investitionen in moderne, klimafreundliche Kraftwerke fördern und zur Systemstabilität des Stromnetzes beitragen soll. Ziel der Strategie ist es, den Ausbau systemdienlicher Kapazitäten zu beschleunigen und die Nutzung von Wasserstoff in der Stromerzeugung voranzutreiben.

Mit unserer aktuellen [Kurzumfrage zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Stadtwerken und kommunalen Unternehmen](#) gehen wir der Frage nach, wie die betroffenen Unternehmen die neuen CSRD-Richtlinien bewerten und umsetzen. Wir sind gespannt auf Ihre Einschätzung!

Auch in dieser Ausgabe unseres Kursbuches haben wir wieder spannende Beiträge für Sie zusammengestellt und möchten Ihnen damit weiterhin wertvolle Anregungen und Impulse für Ihr Tagesgeschäft sowie für die langfristige Unternehmenssteuerung geben.

Es bleibt spannend!

Wir wünschen Ihnen eine informative und interessante Lektüre.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

Strategieforum STADTWERKEWENDE

Lösungen und Investitionsstrategien im
Zwiespalt zwischen Kontinuität und Kehrtwende



25. & 26. September
2024 in Köln

Jetzt anmelden:

Online unter
www.roedl.de/SFSWW

oder per E-Mail an
seminare@roedl.com

→ Telekommunikation

Baumaßnahmen Dritter nutzen

Mitverlegung von Telekommunikationslinien

von Xinzhi Ye und Nadine Serwotka

Die Mitverlegung von Telekommunikationslinien gewinnt im kommunalen Umfeld zunehmend an Bedeutung. Unlängst ist sie zu einem zentralen Aspekt der Infrastrukturplanung geworden. Doch wann spricht der Gesetzgeber von Mitverlegung? Und wie kann eine Kostenteilung in dem Zusammenhang erfolgen? Dieser Beitrag liefert Ihnen einen ersten Überblick über die rechtlichen und ökonomischen Aspekte bei der Mitverlegung von Telekommunikationsinfrastruktur.

RECHTLICHE GRUNDLAGEN

„Mitverlegungen“ beziehen sich im allgemeinen Sprachgebrauch und -verständnis auf die gemeinsame Verlegung mehrerer Infrastrukturleitungen im Rahmen einer Baumaßnahme. Insbesondere im Zuge kommunaler Infrastrukturmaßnahmen kann es sich regelmäßig anbieten, bei der Sanierung/Errichtung von bestehenden/neuen Versorgungsleitungen für Strom, Wasser oder Wärme bestückte oder auch unbestückte Leerrohre für Telekommunikationslinien im Erdboden mitzuverlegen. Darüber hinaus kommt schon im Rahmen eines Ausbauprojekts von Telekommunikationsinfrastruktur eine Mitverlegung passiver Netzinfrastrukturen zum Zwecke einer späteren Mitnutzung infrage. Vorteile der Mitverlegung sind neben der effizienteren Nutzung von Ressourcen auch die Reduktion redundanter Bauarbeiten. Der Gesetzgeber hat mit den §§ 136 ff. Telekommunikationsgesetz (TKG) ein System zur Mitnutzung geschaffen, das die sogenannte Kostensenkungsrichtlinie (Richtlinie 2014/61/EU) umsetzt. Ziel der hierzu in Kraft getretenen nationalen Regelungen ist insgesamt eine Reduktion der Kosten des Ausbaus von Hochgeschwindigkeitsnetzen. Fokus dieses Beitrags ist nicht die Mitnutzung, sondern sind wie bereits dargestellt die Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Mitverlegung:

Dabei kennt der Gesetzgeber die Vereinbarung einer Koordinierung von Bauarbeiten nach § 143 TKG. Durch die Möglichkeit einer Koordinierung von Bauarbeiten im Rahmen von Maßnahmen zum Ausbau von Netzen mit sehr hoher Kapazität können nicht nur Kosteneinsparungen erzielt werden, sondern ebenso Beeinträchtigungen für Anlieger und Verkehrsteilnehmer möglichst gering gehalten bzw. jedenfalls reduziert werden. Wie auch § 143 TKG

verfolgt § 146 TKG das Ziel von Kosteneinsparungen und Vermeidung zusätzlicher Bauarbeiten, allerdings erweitert auf den koordinierten Ausbau passiver Netzinfrastrukturen.¹ Die Mitverlegung umfasst jede Art des Hinzufügens, ohne den Bestand baulich zu verändern² und soll eine Mitnutzung von Netzinfrastrukturen ermöglichen. Spricht das TKG mithin von einer „Mitverlegung“, kennt es diese im Rahmen einer Koordinierung von Bauarbeiten (§ 143 TKG), aber auch im Rahmen einer vorbereitenden Mitverlegung durch ein Telekommunikationsunternehmen selbst. Durch das bereits frühzeitige Mitverlegen von passiven Netzinfrastrukturen soll die künftige Mitnutzung der passiven Netzinfrastrukturen als Ziel verfolgt werden. Eine Mitverlegung ist dabei nach § 146 auch möglich, wenn es dafür keinen eigenen Ausbaubedarf gibt und daher eine „provisorische“ Verlegung von Netzinfrastrukturen erfolgt. Ziel in beiden Regelungen ist die Beschleunigung des Gigabitausbaus. Daneben spielen umweltpolitische Ziele einer Vermeidung unnötiger Bauarbeiten eine nicht zu vernachlässigende Rolle.

ANSPRÜCHE VON TELEKOMMUNIKATIONSUNTERNEHMEN NACH TKG

Ist seitens eines Telekommunikationsunternehmens die Mitverlegung im Zuge einer Baumaßnahme eines anderen Telekommunikationsunternehmens gewünscht, so können die Parteien gemäß § 143 Abs. 1 TKG eine Vereinbarung über die Koordinierung von Bauarbeiten schließen. Dies erscheint vor dem Hintergrund der Vertragsfreiheit schon nahezu selbstverständlich. Einen Anspruch auf die Koordinierung von Bauarbeiten statuierte der Gesetzgeber in § 143 Abs. 3 TKG. Danach haben Eigentümer oder Betreiber öffentlicher Versorgungsnetze, die ganz oder überwiegend aus öffentlichen Mitteln finanzierte Bauarbeiten direkt oder indirekt ausführen, zumutbaren Anträgen auf eine Koordinierung von Bauarbeiten zu transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen stattzugeben. Mithin dürfte insbesondere gegenüber kommunalen Unternehmen ein durchsetzbarer Anspruch dem Grunde nach bestehen – im Einzelfall ist im Falle eines entsprechenden Antrags jedoch stets eine dezidierte Prüfung des Sachverhalts, insbesondere im Hinblick auf Ablehnungsgründe, geboten. Zum Zwecke der Vorbereitung eines Antrags auf Baukoordinierung findet sich ein Informationsanspruch in § 142 TKG.

KOSTENTEILUNG BEI MITVERLEGUNGEN IN KOMMUNALEN BAUVORHABEN

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die involvierten Kooperationsparteien frei über eine einvernehmliche Kostenteilung verhandeln können. Kommt es zu keiner Einigung, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Streitbeilegungsstelle konsultiert werden. Dabei greift die BNetzA zur Streitbeilegung auf ihre festgelegten Grundsätze nach § 143 Abs. 6 TKG zurück, die sich wiederum aus der Kostensenkungsrichtlinie 2014/61/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ableiten.

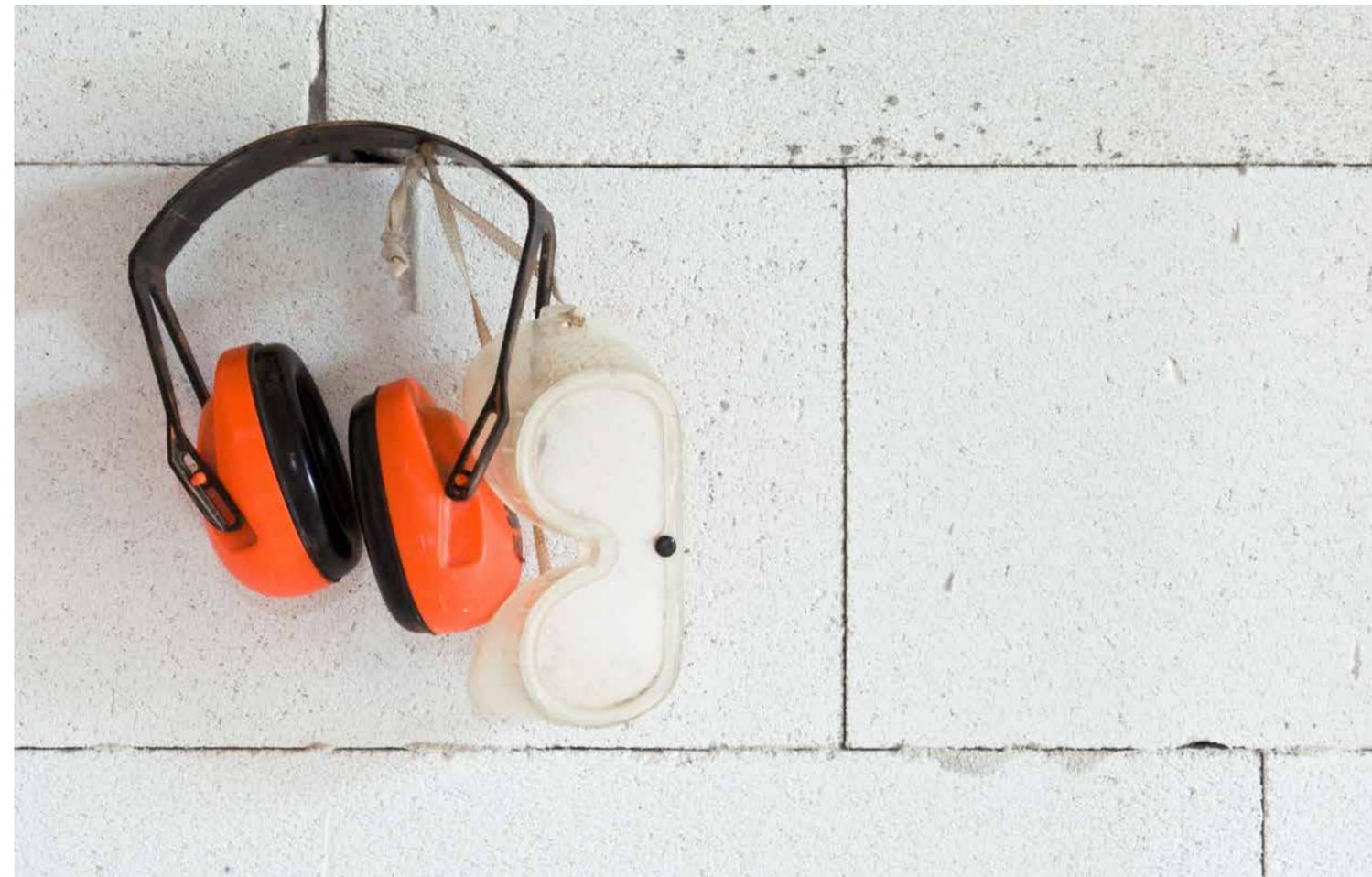
KOSTENABGRENZUNG

Gemäß § 143 Abs. 6 TKG unterscheidet die BNetzA zwischen den einer Partei direkt zuordenbaren und nicht direkt zuordenbaren Kosten. Die Unterteilung wird vorgenommen, da im Sinne der Kostensenkungsrichtlinie nur nicht direkt zuordenbare Kosten auf die beteiligten Parteien umgelegt werden können. Die direkt zuordenbaren Kosten finden im Zuge der Kostenumlegung keine Berücksichtigung, da diese nach dem Verursacherprinzip eindeutig und von der jeweiligen Partei in voller Höhe zu tragen sind. Direkt zuordenbare Kosten sind demnach unter anderem:

- Planungs-, Material- und Verlegekosten für die eingebrachten Leitungen einer Partei
- Zusätzliche Kosten durch größere Mindestverlegetiefen einer mit zu verlegenden Leitung einer Partei, wodurch für den gemeinsamen Graben ein zusätzlicher Verbau erforderlich wird, der bei einer Eigenrealisierung durch die anderen Parteien nicht benötigt worden wäre
- Zusätzliche Kosten durch Änderungen in der Leitungsführung oder Grabenvertiefungen
- Verlegekosten für Leitungen außerhalb des gemeinsam genutzten Grabens, zum Beispiel zur Anbindung an das Backbone einer Partei
- Zusätzliche Kosten, die im Zuge der Mitverlegung bei einer der beteiligten Parteien entstehen wie zum Beispiel zusätzliche Personalkosten aufgrund des erhöhten Koordinationsaufwands

Nicht direkt zuordenbare Kosten sind all jene Kosten, die allen Parteien bei einer Einzelrealisierung entstehen würden, aber bei einer gemeinsamen Verlegung nur einmal aufzubringen sind. Hierzu zählen beispielhaft:

- Planungs- und Tiefbaukosten für den gemeinsam genutzten Graben
- Wiederherstellungskosten für Straßenunterbau und -decke, sofern diese ausschließlich für die Verlegung von Leitungen ausgehoben wurden



¹ Leitzke in TKG TTDSG, § 146, Rn. 1.

² Leitzke in TKG TTDSG, § 146, Rn. 4.

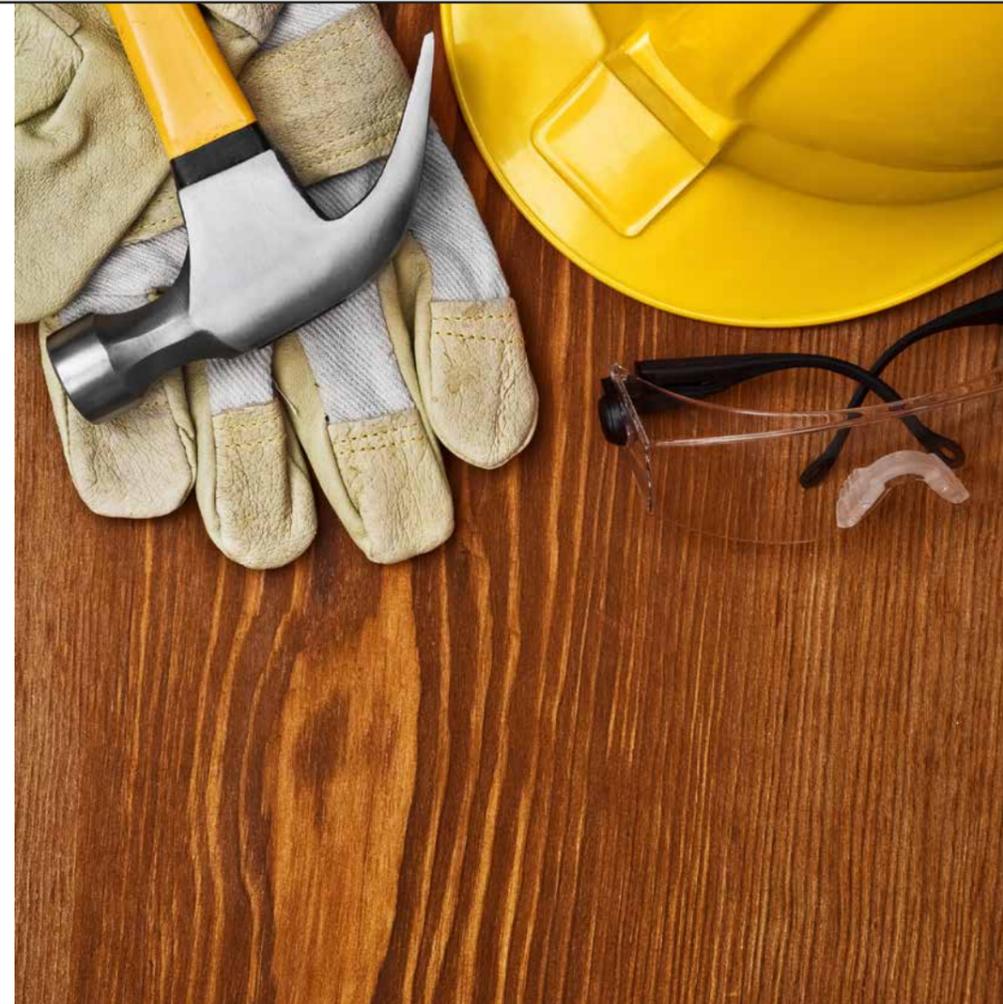
METHODEN DER KOSTENUMLAGE

In ihrem Grundsatzpapier („Grundsätze nach § 132 Abs. 6 TKG zur Umlegung der mit der Koordinierung von Bauarbeiten verbundenen Kosten“, gültig ab dem 1.12.2021) schlägt die BNetzA zwei Methoden zur Umlage von nicht direkt zuordenbaren Kosten vor. Zum einen über die Ermittlung der Zusatzkosten, zum anderen über die Kostenteilung. Für jede der genannten Methoden existieren dabei zwei Berechnungsweisen – kostenbasiert oder über die Grabendimensionen. Die Notwendigkeit von zwei Umlagemethoden begründet die Behörde damit, dass sich die Ermittlung der Zusatzkosten mehr für Anwendungsfälle eignet, in denen durch die Mitverlegung kein weiteres digitales Hochgeschwindigkeitsnetz betroffen ist. Die Kostenteilung ist hingegen anzuwenden, wenn durch die Mitverlegung Wettbewerbsverzerrungen durch ein weiteres digitales Hochgeschwindigkeitsnetz zu befürchten sind.

Grundsätzlich wird durch die Ermittlung der Zusatzkosten sichergestellt, dass das für die Mitverlegung anfragende Unternehmen (Petent) sämtliche von ihm verursachten zusätzlichen Kosten trägt. Die Kosten für das ursprüngliche Bauvorhaben bleiben für die aufnehmende

Partei demnach unverändert und nur der Petent profitiert von den Synergieeffekten. Für erstere ergibt sich hieraus kein Anreiz für die Gewährung von Mitverlegungen.

Bei der Kostenteilungsmethode wird der Sachverhalt der bloßen Kompensation der Zusatzkosten umgangen, indem auch die aufnehmende Partei an den Synergieeffekten partizipiert. Hierzu werden bei der kostenbasierten Berechnungsmethodik die Stand-alone-Kosten einer beteiligten Partei ins Verhältnis zu den Stand-alone-Kosten aller Parteien gesetzt und mit den aufzuteilenden Gesamtkosten der Infrastrukturmaßnahme multipliziert. Erfolgt die Kostenteilung anhand der Grabendimensionen, sind anstatt der Stand-alone-Kosten die jeweiligen Grabenquerschnittsflächen heranzuziehen. Unabhängig von der gewählten Berechnungsmethodik wird bei beiden Parteien eine verursachungsgerechte Kostenteilung sichergestellt. Problematisch ist allerdings die subjektive Schätzung der Stand-alone-Kosten durch die einzelnen Parteien. Hierbei entsteht ein hohes Diskussionspotenzial. Bei Betrachtung der Grabenquerschnitte wird einer derartigen Diskussion vorgebeugt. Allerdings ist hierbei eine separate Betrachtung von Straßenoberbau und Grabenteil erforderlichlich, sobald versiegelte Oberflächen vorhanden sind.



Ermittlung der Zusatzkosten

Kostenbasierte Ermittlung

$$KA_{Pet} = K_{ges} - K_{VN}$$

KA_{Pet} : Absoluter Kostenanteil des Petenten
 K_{ges} : Aufzuteilende Gesamtkosten
 K_{VN} : Ausbauposten des aufnehmenden Versorgungsnetzes

Ermittlung über Grabendimensionen

$$KA_{Pet} = \frac{A_{ges} - A_{VN}}{A_{ges}} * K_{ges}$$

KA_{Pet} : Absoluter Kostenanteil des Petenten
 A_{ges} : Grabenquerschnittsfläche des gesamten Grabens
 A_{VN} : Grabenquerschnittsfläche des aufnehmenden Versorgungsnetzes
 K_{ges} : Aufzuteilende Gesamtkosten

Kostenteilung

Kostenbasierte Teilung anhand Stand-alone-Kosten (Shapley-Wert)

$$KA_i = \frac{K_i}{K_{VN} + K_{Pet}} * K_{ges}$$

KA_i : Absoluter Kostenanteil des Beteiligten i
 K_i : Stand-alone-Kosten des Beteiligten i
 K_{Pet} : Stand-alone-Kosten des Petenten
 K_{VN} : Stand-alone-Kosten des aufnehmenden Versorgungsnetzes
 K_{ges} : Aufzuteilende Gesamtkosten

Kostenteilung anhand der Grabendimensionen

$$KA_i = \frac{A_i}{A_{VN} + A_{Pet}} * K_{ges}$$

KA_i : Absoluter Kostenanteil des Beteiligten i
 A_i : Grabenquerschnittsfläche des Beteiligten i
 A_{Pet} : Grabenquerschnittsfläche des Petenten
 A_{VN} : Grabenquerschnittsfläche des aufnehmenden Versorgungsnetzes
 K_{ges} : Aufzuteilende Gesamtkosten

Eine Übersicht über die beiden Umlagemethoden und ihre einzelnen Berechnungsweisen liefert die Abbildung auf der linken Seite. Ungeachtet ihrer spezifischen Vor- und Nachteile ist die Anwendung jeder Berechnungssystematik stets mit einem nicht unbedeutenden Aufwand verbunden. Denn in der Praxis sind die Meterpreise oder Grabenquerschnitte entlang eines Mitverlegungsabschnitts selten homogen.

Es erscheint grundsätzlich zielführend, vor und während eines Ausbauprojekts zu prüfen, inwieweit eine Koordinierung von Bauarbeiten in Betracht kommen kann. Insoweit sind nicht nur bei kommunalen Unternehmen eingehende Anträge zu prüfen, sondern auch die geplanten Bauarbeiten im Hinblick auf denkbare Ansprüche zu untersuchen. Ferner ist insbesondere für Kommunen die Koordinierung von Bauarbeiten in Anbetracht einer Senkung der mit Tiefbauarbeiten verbundenen Einschränkungen von Bedeutung und in der täglichen Praxis nicht zu vernachlässigen. Ein direkter Austausch der involvierten Unternehmen ist nach unserer Erfahrung gerade im Hinblick auf die Kostenteilung sinnvoll. Auch abseits der starren Berechnungssystematiken der BNetzA lassen sich hierbei Kostenregelungen treffen, bei denen alle partizipierenden Parteien von den Synergieeffekten profitieren können. Gemeinsam mit unserer Mandantschaft wägen wir an dieser Stelle stets umfassend die rechtlichen sowie wirtschaftlichen Chancen und Risiken ab.

Kontakt für weitere Informationen



Xinzhi Ye
 M.Sc. Industrial Engineering
 T +49 911 9193 1334
 E xinzhi.ye@roedl.com



Nadine Serwotka
 Rechtsanwältin
 T +49 221 949 909 306
 E nadine.serwotka@roedl.com

Abbildung 1: Übersicht über die Methoden der Kostenumlage bei nicht direkt zuordenbaren Mitverlegungskosten



→ E-Mobilität

Elektrifizierung des Verkehrssektors

Geschäftspotenzial für kommunale Energieversorgungsunternehmen

von Jennifer Igl und Anna-Sophie Obinger

Die Transformation zur klimafreundlichen Mobilität und damit verbunden der signifikant steigende Bedarf an Ladeinfrastruktur bietet insbesondere für kommunale Energieversorgungsunternehmen wirtschaftliche Zukunftschancen.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor bis 2030 um rund 48 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, um so einen wesentlichen Beitrag zur Begrenzung des durch den Klimawandel bedingten Temperaturanstiegs auf möglichst 1,5 °C zu leisten. Die Erreichung der Dekarbonisierungsziele soll unter anderem mit der Elektrifizierung des Verkehrssektors gelingen.¹ In diesem Kontext hat die Bundesregierung verschiedene Zielmarken definiert: Bis 2030 sollen 15 Mio. vollelektrische Pkw (BEVs) auf deutschen Straßen fahren, rund 1 Mio. öffentliche Ladepunkte installiert werden und bereits bis Ende 2025 sollen rund ein Viertel aller Mitarbeiterparkplätze von Unternehmen mit Ladeinfrastruktur ausgestattet werden.² 15 Mio. BEVs entsprechen ca. 31 Prozent des aktuellen Pkw-Bestands in Deutschland (ca. 49 Mio.).

Per 31.12.2023 sind diese Ziele jedoch noch in weiter Ferne. Ende 2023 sind bundesweit ca. 1,3 Mio. BEVs zugelassen sowie 0,1 Mio. öffentliche Ladepunkte verfügbar.³ Die Erreichung der von der Bundesregierung gesetzten Zielmarken bedingt ein dynamisches jährliches Wachstum von ca. 42 Prozent bei den BEVs in den nächsten sieben Jahren (+ 13,7 Mio. BEVs und + 0,9 Mio. öffentliche Ladepunkte im Vergleich zum Status quo). Ob diese bis 2030 gesetzten Ziele tatsächlich realisiert werden können, ist gerade im Moment mit vielen Unsi-

cherheiten verbunden, aber es ist in jedem Fall zu erwarten, dass die Anzahl der BEV-Zulassungen in den nächsten Jahren stark anwachsen wird. Für kommunale Energieversorgungsunternehmen eröffnet sich mit dieser Marktentwicklung die Möglichkeit, neben den tradierten Geschäftsmodellen neue, komplementäre Geschäftsaktivitäten im Bereich der Elektromobilität und Ladeinfrastruktur zu etablieren.

WAS BEDEUTEN DIE BUNDESWEITEN AUSBAUZIELE IM E-MOBILITÄTSSEKTOR NUN KONKRET FÜR ENERGIEVERSORGUNGSGESellschaften UND WIE LASSEN SICH HIERAUS MARKTPOTENZIALE FÜR DIE VERSORGUNGSGESellschaften ABLEITEN?

Um diese Frage anschaulich zu beantworten, werden nachfolgend einige potenzielle Serviceleistungen im Bereich der Elektromobilität sowie das Marktpotenzial für diese Leistungen anhand eines exemplarischen Business Case für ein fiktives Versorgungsunternehmen kurz skizziert.

Im Kernversorgungsgebiet des beispielhaften Versorgungsunternehmens entspricht der Anteil der BEVs an der Gesamt-Pkw-Anzahl aktuell mit ca. 2,5 Prozent (ca. 2.500 BEVs) dem bundesweiten Niveau von 2,7 Prozent (Stand: 1.10.2023). Bei Übertragung des bundesweiten Ausbauziels von ca. 31 Prozent BEVs im Jahr 2030 auf das Versorgungsgebiet des Musterversorgungsunternehmens bedeutet dies einen Bestand von rund 31.000 BEVs in der Musterstadt. Mit diesem Anstieg der BEV-Zulassungen muss ein deutlicher Ausbau der Ladeinfrastruktur im öffentlichen, halböffentlichen sowie privaten Bereich einhergehen. Viele kommunale



Abbildung 1: Übertragung der Bundesziele auf das fiktive Versorgungsunternehmen (eigene Darstellung Rödl & Partner)⁵

Versorgungsunternehmen sind bereits im Betrieb der öffentlichen Ladeinfrastruktur engagiert, mit durchaus unterschiedlichem Erfolg. Die Dichte der öffentlichen Ladepunkte wird vom Verband der Automobilindustrie (VDA) mit dem T-Wert gemessen.⁴ Die Zielmarke von 1 Mio. öffentlicher Ladepunkte im Jahr 2030 für 15 Mio. BEVs entspricht einem T-Wert von 15. Überträgt man diesen T-Wert auf das Versorgungsgebiet des exemplarischen Versorgungsunternehmens, bedeutet dies bei einer Zielmarke von ca. 31.000 BEVs im Jahr 2030 einen Bedarf von rund 2.000 öffentlichen Ladepunkten bis zum Jahr 2030. Angenommen, im exemplarischen Versorgungsgebiet gäbe es aktuell bereits ca. 200 öffentliche Ladepunkte (entspricht dem aktuellen bundesweiten T-Wert von 12 bei ca. 1,3 Mio. BEVs und 0,1 Mio. öffentlichen Ladepunkten), würde dies einem Zuwachs von nahezu 1.800 öffentlichen Ladepunkten bis zum Jahr 2030 entsprechen.

Neben dem signifikanten Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur ist zu erwarten, dass mit dem Hochlauf der Elektromobilität ein zunehmender Bedarf an Ladeeinrichtungen im gewerblichen und privaten Bereich entstehen wird. In diesem Marktumfeld können sich interessante Geschäftspotenziale für kommunale Versorgungsunternehmen ergeben. Einige Energieversorgungsunternehmen haben sich beispielsweise bereits im Vertrieb von Ladeeinrichtungen und Ladestrom positioniert. Der E-Mobilitätsmarkt bietet jedoch ein durchaus breiteres Produktspektrum. So können Energieversorgungsunternehmen ihr Produktportfolio beispielsweise durch Standortanalysen und Standortkonzeptionierungen – als vorbereitende Maßnahme für die Errichtung von Ladeeinrichtungen – erweitern. Darüber hinaus bietet sich in der kaufmännischen Betriebsführung die Möglichkeit, den Kundenservice sowie die Abrechnung von Ladevorgängen zu übernehmen. Hierfür sind entsprechende Kompetenzen gefragt, über die Energieversorgungsunternehmen bereits häufig auf-

grund ihrer tradierten Geschäftsaktivitäten verfügen. Auch in der technischen Betriebsführung verfügen Energieversorgungsunternehmen häufig über notwendige Kompetenzen, um Wartungs- und Instandhaltungsleistungen für Ladeinfrastruktur anbieten zu können.

Gerade Unternehmen aber auch Hausverwaltungen und Unternehmen der Wohnungswirtschaft haben nach unserer Marktbeobachtung durchaus Bedarf im Bereich der konzeptionellen Beratung sowie der Installation von Ladeeinrichtungen. Ob es sich für Versorgungsunternehmen lohnt, in diesem Segment Serviceleistungen auf- oder auszubauen, sollte strukturiert analysiert werden. Wie die Analyse des Marktpotenzials für Serviceleistungen rund um die Installation von Ladeeinrichtungen im Privat- und Gewerbebereich sowie der potenzielle Verkauf von Ladestrom im Versorgungsgebiet des exemplarischen Versorgungsunternehmens kurz skizziert werden kann, wird in Abbildung 1 fokussiert.

Um das Geschäftspotenzial im Bereich der **Ladeeinrichtungen** in der **Wohnungswirtschaft** abzuleiten, kann beispielsweise auf verfügbare statistische Daten über Wohngebäudestruktur und die damit einhergehende Anzahl an Wohnungen und Stellplätzen als Schätzer zurückgegriffen werden. Im Fall des fiktiven Versorgungsunternehmens besteht ein Marktpotenzial von rund 85.000 Stellplätzen, die mit Ladeeinrichtungen ausgestattet werden können. Das Marktpotenzial wird jedoch durch Angebote anderer Marktteilnehmer sowie durch bereits mit Ladeinfrastruktur ausgestattete Stellplätze deutlich reduziert werden.

Das **Marktpotenzial** für die **Installation von Ladeeinrichtungen im Gewerbebereich** lässt sich aus der Anzahl an Mitarbeiterstellplätzen⁶ von ansässigen Unternehmen ableiten. Im fiktiven Marktgebiet sind rund 15.000 Firmen mit ca. 143.000 Beschäftigten ansässig. Da sich der Stellplatzbedarf an der Nutzfläche bzw. an der

¹ Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV): Klimaschutzziele und Beschlüsse (Stand 7/2023).

² Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV): Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung (Stand 10/2022) und Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD): Mehr Fortschritt wagen; Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit (Stand 12/2021).

³ Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Fahrzeugzulassungen; Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen (Stand 9/2023) und Bundesnetzagentur: Ladesäulenregister Bundesnetzagentur (Stand 8/2023).

⁴ Der T-Wert gibt an, wie viele vollelektrische Pkw sich einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt teilen (Quelle: Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA): VDA-E-Ladenetz-Ranking, Stand 7/2023).

⁵ Statistisches Bundesamt (Destatis): Bevölkerungsstand; Bevölkerung im 3. Quartal 2023 gestiegen (Stand 9/2023) und Statistisches Bundesamt (Destatis): Gesellschaft und Umwelt; Wohnen (Stand 12/2022).

⁶ Bayerische Staatskanzlei: Verordnung über den Bau und Betrieb von Garagen sowie über die Zahl der notwendigen Stellplätze (Garagen- und Stellplatzverordnung – GaStellV; Fassung vom 30.11.1993) (Stand 1/2024) und Architekturkammer Baden-Württemberg: Herstellung notwendiger Stellplätze nach Landesbauordnung (Stand 9/2022).

Beschäftigtenzahl eines Unternehmens bemisst, entspricht dies im vorliegenden Fall rund 47.000 Mitarbeiterstellplätzen.⁷ Unter Berücksichtigung des Gesetzes zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für Elektromobilität (GEIG) sowie dem gesetzten Ziel der Bundesregierung bis 2025 ein Viertel der Mitarbeiterstellplätze mit Ladepunkten auszustatten, beläuft sich das Installationspotenzial auf ca. 12.000 Parkplätze. Analog zur Wohnungswirtschaft wird sich das Marktpotenzial auch im Gewerbebereich wettbewerbsbedingt reduzieren.

Das Geschäftspotenzial im Bereich **Ladestromvertrieb** bemisst sich an der Stromabsatzmenge, die aus dem Bestand an BEVs im Versorgungsgebiet des fiktiven Versorgungsunternehmens resultiert. Zur Erreichung der Zielmarke von 31.000 BEVs bis 2030 im Versorgungsgebiet des fiktiven Versorgungsunternehmens wird – unter Berücksichtigung des aktuellen Bestands von ca. 2.500 BEVs – eine jährliche Zuwachsrate von ca. 43 Prozent unterstellt. Bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 12.000 Kilometern sowie einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 18 kWh pro 100 km beträgt der durchschnittliche Jahresstromverbrauch ca. 2.160 kWh pro BEV.

Mögliches HochlaufszENARIO des BEV-Bestands und korrespondierendes Stromabsatzpotenzial im fiktiven Versorgungsgebiet

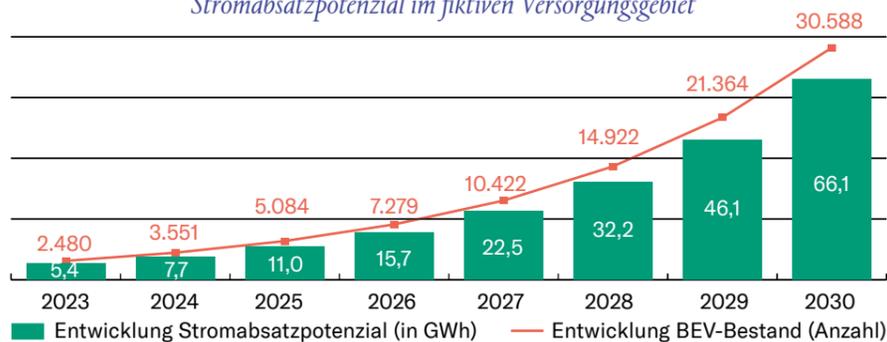


Abbildung 2: Entwicklung des Stromabsatzpotenzials in Abhängigkeit von der Entwicklung des BEV-Bestands (eigene Darstellung Rödl & Partner)

Auch im Stromvertrieb liegt das tatsächliche Absatzpotenzial für das Versorgungsunternehmen aufgrund von Eigenerzeugung, öffentlichen Lademöglichkeiten im Versorgungsgebiet sowie Ladevorgängen außerhalb des Versorgungsgebiets tatsächlich niedriger. Ebenso wird das Marktpotenzial für den Verkauf von Ladestrom durch die Angebote anderer Stromversorger im Netzgebiet determiniert.

Nach der Analyse der Marktpotenziale können auf Grundlage von Preis- und Kostenindikationen die Erfolgspotenziale in den nächsten Jahren abgeschätzt werden.

Natürlich ist die Entwicklung des Ergebnispotenzials in den nächsten Jahren wesentlich davon abhängig, wie sich der E-Mobilitätsmarkt entwickelt.

Aufgrund der Volatilität des E-Mobilitätsmarktes sollten für das Absatz- und Ergebnispotenzials eines Energieversorgungsunternehmens in jedem Fall verschiedene Szenarien im Rahmen eines Business Case simuliert werden.

⁷ Bundesministerium der Justiz: Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz - GEIG) (Stand 3/2021).

Kontakt für weitere Informationen



Jennifer Igl
B.A Betriebswirtschaftslehre
T +49 911 9193 1731
E jennifer.igl@roedl.com



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

→ Wärme

Gaspreisindizes in der Fernwärme

EEX oder Destatis-Indizes?

von Katja Rösch und Johannes Hirning

Über die Plattform „Genesis“ des statistischen Bundesamts und die europäische Energiebörse EEX stehen Versorgern eine große Auswahl von Indizes zur Abbildung der Erdgaskosten in Preisgleitformeln zur Verfügung. Besonders in volatilen Marktphasen ist bei der Auswahl von Indizes für die Preisgleitformeln jedoch Vorsicht geboten. Bei der Entwicklung von Preismechanismen sollen neben der tatsächlichen Kostenstruktur des Versorgers auch Marktverhältnisse des Wärmesektors mit einbezogen werden und eine angemessene Balance zwischen Vollständigkeit, Nachvollziehbarkeit und Komplexität gefunden werden. Die zur Auswahl stehenden Indizes weisen untereinander signifikante Unterschiede auf, die sich in den Wärmepreisen der Endkunden widerspiegeln. Eine falsche Indexwahl kann neben finanziellen Folgen auch rechtliche Probleme mit sich bringen. Wir zeigen im folgenden Artikel auf, welche Aspekte in Betracht gezogen werden sollten.

RECHTLICHE UND BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG

Preisänderungsklauseln dürfen nur so ausgestaltet sein, dass sie sowohl die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme durch das Unternehmen (sog. Kostenelement) als auch die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt (sog. Marktelement) angemessen berücksichtigen. Gemäß § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV müssen die maßgeblichen Berechnungsfaktoren vollständig und in allgemein verständlicher Form ausgewiesen werden. Ziel ist dabei, dass die Kunden die auf sie zukommenden Kosten abschätzen oder zumindest die Konditionen ihrer Versorgung nachvollziehen können.

Im Hinblick auf das Kostenelement ist zwar keine Kostenechtheit, jedenfalls aber eine unmittelbare Anknüpfung an die beim Fernwärmeversorger anfallenden Kosten der Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme geboten.

Spiegelt eine Preisänderungsklausel eine derartige Kostenorientierung nicht wider, so ist sie mit den Anforderungen des § 24 Abs. 4 S. 1 AVBFernwärmeV nicht vereinbar (BGH, Urteil vom 18.12.2019 – VIII ZR 209/18).

Im Streitfall des obig zitierten Urteils aus dem Jahr 2019 stand die 100-Prozent-Anknüpfung der Arbeitspreisgleitformel an den „HEL“-Faktor in der Kritik, da dieser aus Sicht der Streitpartei die tatsächliche Kostenstruktur nicht sachgerecht abbildete. Der BGH führte aus, dass ein vom Fernwärmeversorger gewählter Preisänderungsparameter nur dann als geeignet angesehen werden kann, wenn dieser seine Brennstoffbezugskosten hinreichend abbildet. Dies setzt voraus, dass die Preisänderungsparameter der Brennstoffbezugskonditionen des Versorgers im Wesentlichen der von ihm gegenüber seinen Endkunden praktizierten Bindung an diese Bezugsgröße entspricht.

An einer solchen Entsprechung fehlt es, wenn der vom Fernwärmeversorger in seinem Brennstoffbezugsvertrag zu entrichtende Arbeitspreis – wie im Streitfall – nur zu 75 Prozent durch „HEL“ bestimmt wird, der vom Endkunden nach den Regelungen des Wärmelieferungsvertrags zu entrichtende Arbeitspreis indes zu 100 Prozent an den Preisänderungsparameter „HEL“ anknüpft (BGH, Urteil vom 18.12.2019 – VIII ZR 209/18).

Weiterhin führt der BGH aus, dass das Gebot der Kostenorientierung nicht schon dann gewahrt ist, wenn sich der Preis der Fernwärmeerzeugung und derjenige des Brennstoffbezugs mehr oder weniger zufällig gleich entwickelt haben. Das Gebot der Kostenorientierung erfordert vielmehr die Wahl eines Preisänderungsparameters, der generell sicherstellt, dass sich die vom Kunden zu tragende Preiskomponente der Wärmeerzeugungskosten nicht anders entwickeln kann als die Kosten des tatsächlichen Brennstoffbezugs.

Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, dass eine Kostenorientierung im Sinne des § 24 Abs. 4 S. 1 AV-

BFernwärmeV die Wahl eines für den konkreten Einzelfall geeigneten Indizes voraussetzt.

Essenzieller Bestandteil der Preisänderungsklausel ist neben dem Kosten- und Marktelement auch das sog. Fixelement. Wohingegen Kosten- und Marktelement den variablen Veränderungen des konkret gewählten Index unterliegen und damit eine möglichst präzise Kosten- und Marktabbildung gewährleisten, dient das Fixelement – losgelöst von der variablen Kosten- und Marktentwicklung – der Abbildung der übrigen, nicht variablen Preisbestandteile. Einschränkend darf das Fixelement aber auch nicht zu einer gewinnsteigernden Funktion der Preisgleitklausel führen. Es erscheint geboten, diese Einschränkung auch auf die Wahl der konkreten Indizes zu übertragen. Die bewusste Wahl eines Indizes, der zu einer nicht kostenorientierten und damit ungerechtfertigten Steigerung des Gewinns bzw. Verlusts führt, gilt es zu vermeiden. Im Ergebnis wird damit auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht durch die Preisänderungsformel eine möglichst präzise Kostendeckung erzeugt, die mit der Gewährleistung von Sicherheit und angemessener Profitabilität einhergeht.

Fernwärmeversorgungsunternehmen schließen mit ihren Kunden in der Regel langfristige Versorgungsverträge, die bei Versorger und Kundschaft gleichermaßen zu einer gewissen zeitlichen Bindung an die Abnahme und Lieferung sowie entsprechenden beidseitigen Investitionen in die Fernwärme führen. In der Folge unterliegen sie – neben den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV – auch den kartellrechtlichen Missbrauchsverboten der §§ 19 Abs. 1 und 29 GWB.

Aktuell und mit Hinblick auf die durch die Energiekrise stark gestiegenen Versorgungspreise geht das Bundeskartellamt (Wir berichteten: <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2023/23/fernwarmerversorgungsunternehmen-im-fokus-des-bundeskartellamts>) der Frage nach, ob die konkret verwendeten Preisänderungsklauseln gegen die gesetzlichen Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV verstoßen und so zu einer ungerechtfertigten Preissteigerung auf Kundenseite geführt haben. Ein

Verstoß gegen das kartellrechtliche Missbrauchsverbot liegt vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, die von denjenigen abweichen, wie sie sich bei wirksamem Wettbewerb ergeben hätten, § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB (Vergleichsmarktkonzept).

Ein großer Teil der deutschen Fernwärmeversorgung hängt noch an dem Einsatz von Erdgas. Da gerade die Erdgaskosten aufgrund der Energiekrise stark gestiegen sind und eine größere Volatilität aufweisen, ist das Thema der korrekten Indexwahl sowohl rechtlich als auch wirtschaftlich höchst relevant. Einerseits ist es notwendig, dass die Bezugskosten des Erdgases aus rechtlicher Sicht den Anforderungen der Kostenorientierung entsprechen, damit die im Einsatz befindlichen Arbeitspreisformeln zulässig sind und vor Gericht und Bundeskartellamt standhalten. Andererseits ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht angezeigt richtige Indizes zu wählen, um faire und gleichzeitig kostendeckende Preise anbieten zu können. Dies kann nur dann erreicht werden, wenn die Indizes die entsprechende Kostenentwicklung widerspiegeln. Wir haben daher verschiedene Erdgasindizes miteinander verglichen.

ANALYSE DER DESTATIS-INDIZES

Die Entwicklung der Erdgaskosten ist in der Preisgleitformel durch Indizes wie die Destatis-Indizes oder über den European Gas Index (EGIX) der europäischen Energiebörse EEX abbildbar.

Neben den zahlreichen vergangenheitsbasierten Indizes des Statistischen Bundesamts und dem EGIX stehen auch Börsenindizes und Future-Produkte der europäischen Energiebörse EEX zur Auswahl, wobei zwischen den Settlementpreisen teilweise gravierende Unterschiede bestehen. Mit den verschiedenen Börsenprodukten können verschiedene Beschaffungsstrategien, also zum Beispiel langfristige Sicherungsstrategie mit zwei bis drei Jahren Vorlauf oder kurzfristige Strategien, die sich eher auf den kommenden Liefermonat oder das kommende Lieferjahr beziehen, dargestellt werden.

Abbildung 1 hebt die extremen Preisdifferenzen verschiedener Beschaffungszeiträume hervor. Die jeweiligen Jahresdurchschnittswerte des EGIX der Jahre 2022 und 2023 werden mit Mittelwerten von Kalenderprodukten für Erdgaslieferungen der jeweils davorliegenden eins bis drei Kalenderjahre verglichen. Während die im Jahr 2022 durch den Russland-Ukraine-Konflikt enorm gestiegenen Preise bei einer EGIX-basierter Preisbildung direkt an den Kunden übertragen wurden, durften Kunden von Versorgern mit langfristigen vergangenheitsbasierten Beschaffungsstrategien 2022 weiter von den vergleichsweise niedrigen Preisen der Vorjahre profitieren. Bei Betrachtung entsprechender Preise für 2023 – nach deutlichen Preisrückgängen aufgrund der Absicherung von Erdgasimporten aus anderen Ländern – wird jedoch deutlich, dass die Kunden durch kurzfristige Preisbildungsmechanismen nach einem extremen Hoch im Jahr 2022 wieder wesentlich günstiger versorgt werden konnten, während sich die hohen Preise des Jahres 2022 bei Kunden der langfristigen Beschaffungszeiträume und damit höheren Mittelwerten niederschlugen. Die enorme Differenz, die sich aufgrund der verschiedenen Einkaufsmodalitäten ergeben kann, ist auch eine Herausforderung in der Gestaltung und Kommunikation der Endkundenpreise.

In der Fernwärmebranche waren bisher Destatis-Indizes weit verbreitet. Dabei bietet Destatis eine differenzierte Auswahl von Erdgasindizes, die einer hierarchischen Struktur folgt und somit über- und untergeordnete Indizes umfasst. Ein Beispiel für einen übergeordneten Index ist der "Erdgas, Verteilung", der sich aus den untergeordneten Indizes "Erdgas, Abgabe an Wiederverkäufer", "Erdgas, Börsennotierungen", "Erdgas, Abgabe an Industrie" und "Erdgas, Abgabe an Kraftwerke" zusammensetzt. Die untergeordneten Indizes werden auf Grundlage von konkreten Daten von Unternehmen gebildet, die regelmäßig ihre Erdgaskosten dem Statistischen Bundesamt melden. Man spricht von sogenannten Warenkörben. Folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der von Versorgern oft genutzten Indizes von Destatis und deren Verzeichnisse:

Die Frage ist nun, welche Vor- und Nachteile sich aus der Verwendung von Börsendaten oder Destatis-Indizes in der Preisgleitformel ergeben können.

Für Destatis auf der einen Seite spricht, dass alle Indizes öffentlich zugänglich und leicht einsehbar sind. Auch die Hierarchie der Indizes kann nachvollzogen werden und es werden keine expliziten spezifischen Kosten in Euro/MWh, sondern nur die Indexwerte – also Werte normiert auf ein Basisjahr – angegeben, was den üblichen Einbezug in Preisgleitformeln darstellt und wenig tief in die Geschäfts- und Einkaufsstrategien der Versorger blicken lässt.

Nachteilig jedoch ist die oftmals recht nachlaufende Betrachtungsweise, da durchaus viele nicht mehr aktuelle Daten aus der Vergangenheit miteinbezogen werden. Die Beschaffungslogik und Datenerhebung ist für fast alle Indizes nicht einsehbar und nicht nachvollziehbar. Damit kann nur retrospektiv analysiert werden, ob ein spezifischer Index und die damit dahinterliegenden Entscheidungen der Unternehmen im Warenkorb zur vollzogenen Beschaffungslogik gepasst haben. Außerdem orientiert sich die Indexanpassung an Marktwerten aus der Vergangenheit, kann also nur retrospektiv erklärt werden.

Da der Index nur auf einem vorher festgelegten Warenkorb basiert, resultieren in volatilen Märkten Risiken, dass die im Warenkorb enthaltenen Einzelfaktoren von preislichen Ausbrüchen betroffen sind, die die Grundgesamtheit nicht in vollem Maße betreffen, wodurch der Index weniger repräsentativ wird.

Die von der EEX bereitgestellten Indizes weisen wesentliche Unterschiede zu Destatis auf. Der wesentlichste Unterschied ist die in die Zukunft ausgerichtete Betrachtungsweise. Der EGIX-Monatsmittelwert etwa gibt den volumengewichteten Durchschnittspreis der täglich über die Börse gehandelten Lieferverträge für Erdgas im nächsten Monat an. Damit entfällt das bereits thematisierte Wa-

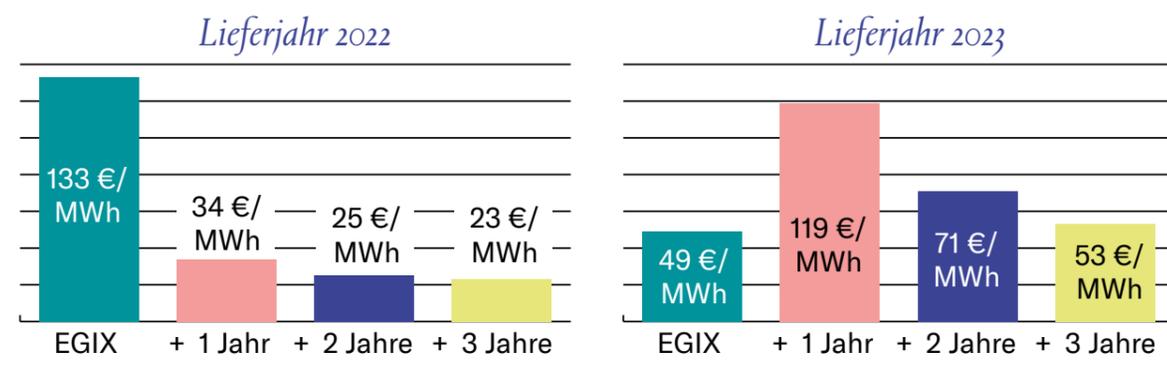


Abb. 1: Jahresdurchschnittswerte des EGIX im Vergleich zu Mittelwerten von Kalenderprodukten mit drei unterschiedlichen Beschaffungszyklen

Bezeichnung	Tabellencode	Indexkennnummer	Liste
Erdgas, bei Abgabe an die Industrie	61241	GP09-352223-01	6-Steller
Erdgas, bei Abgabe an Wiederverkäufer	61241	GP09-352227	6-Steller
Erdgas, bei Abgabe an Handel und Gewerbe	61241	GP09-352222-01	6-Steller
Erdgas, bei Abgabe an Kraftwerke	61241	GP09-352224-01	6-Steller
Erdgas, Börsennotierung	61241	GP09-352228-01	6-Steller
Erdgas, bei Abgabe an Haushalte	61241	GP09-352221-01	6-Steller

renkorbrisiko und der Markt wird umfassend widerspiegelt. Jedoch weist der EGIX eine sehr hohe Volatilität auf und eignet sich nicht zur Abbildung einer langfristig ausgerichteten Beschaffungsstrategie. Durch verschiedene verfügbare Future-Produkte können Beschaffungsstrategien und entsprechende Durchschnittswerte für die Preisgleitklausel gebildet werden, die die Kosten der Erdgasbeschaffung für festgelegte Zeiträume in der Zukunft abbilden. Dadurch ist eine Kostenorientierung möglich, die der tatsächlichen Beschaffung des Versorgers sehr nahekommt. Von Nachteil ist, dass die Preisdaten dieser Futures nicht öffentlich zugänglich sind und zur Veröffentlichung käuflich erworben werden müssen, was zulasten der Kundenfreundlichkeit und Nachvollziehbarkeit fällt. Weder der EGIX selbst noch die verschiedenen Future-Produkte beinhalten Beschaffungsnebenkosten, die je nach Index bei Destatis berücksichtigt werden.

Diese Nebenkosten müssen anschließend auf anderem Wege an den Kunden weitergegeben werden.

DISKUSSION DER VERSCHIEDENEN INDIZES

Wie man Abb. 1 entnehmen kann, waren die Erdgaskosten vor 2021 nicht von hoher Volatilität gezeichnet. Gegen Mitte 2021 jedoch begann der Markt stark zu steigen und der Russland-Ukraine-Krieg brachte die Kosten auf ein Vielfaches der Werte vor 2021. Die Werte der Destatis-Indizes im August 2022 zeigen die deutlichen Abweichungen un-

tereinander und das wirtschaftliche Risiko eines nicht zur Beschaffungsstrategie passenden Index auf. Der Index „Erdgas, Börsennotierungen“ wies gegenüber dem Basismonat Januar 2018 den 11,7-fachen Wert auf, wohingegen der Index „Erdgas, bei Abgabe an Handel und Gewerbe“ im gleichen Zeitraum nur um das 1,9-fache gestiegen ist. Je nach Indexwahl wäre entweder der Endkunde oder der Versorger von kritischen Kostennachteilen betroffen.

Unsere Analyse der verschiedenen Indizes hat gezeigt, dass die Destatis-Indizes nur bedingt zu verschiedenen Beschaffungsstrategien passen. Eine grobe Kostenorientierung ist zwar in Ansätzen möglich, allerdings können keine klaren Empfehlungen für die Beschaffungsstrategie abgeleitet werden, die die Genauigkeit der Passung zwischen Indizes und Beschaffung erhöhen. Dieser Mangel an Genauigkeit und Planbarkeit kann erhebliche Auswirkungen auf die Kostenermittlung und -planung und damit auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Unter den vorhandenen Destatis-Indizes scheint der Index "Abgabe an Wiederverkäufer" klar als am besten geeignet, um langfristige Beschaffungsstrategien widerzugeben, wenn auch mit gewissen Limitationen. Hervorzuheben ist jedoch, dass insbesondere bei kurzfristigen Beschaffungsstrategien der EGIX-Index oder der Destatis-Index „Börsennotierung“ als die derzeit sinnvollste Option erscheinen. Dieser hätte jedoch teils enorme Preissteigerungen für Endkunden bedeutet.

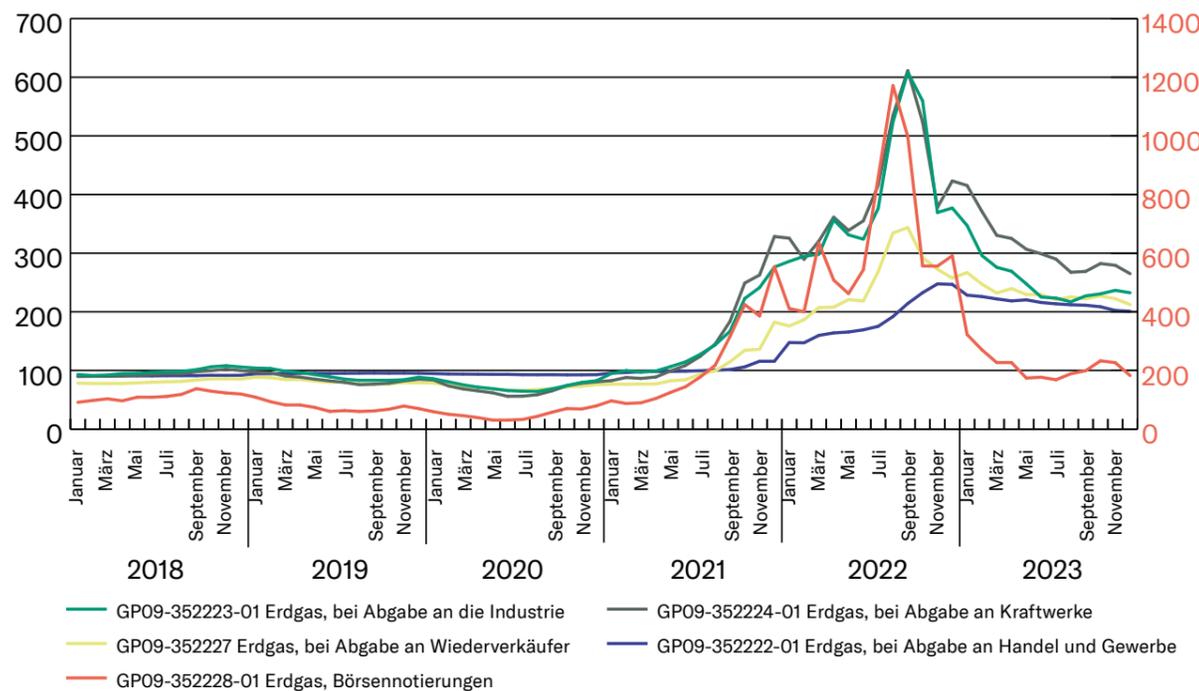


Abb. 2: Entwicklung der Indizes zwischen 2018 und September 2023

BESCHAFFUNGSSTRATEGIE

Bei der Abstimmung von Preisgestaltung und Beschaffung muss der Versorger entscheiden, ob er seine Beschaffungsstrategie an einen bestimmten Index anpasst oder zuerst den Index festlegt und anschließend seine Beschaffung an diesem orientiert. Für eine vorgehende Festlegung der Beschaffungsstrategie spricht, dass die Modalitäten der Beschaffung von Erdgas den Großteil der variablen Kosten bei der Fernwärme ausmachen. Es ist in vielen Fällen sinnvoll, die Beschaffung im Einklang mit dem Energiehandel passend und unabhängig von einem Index auszulegen und einen passenden Index zu wählen, nachdem die Konditionen der Erdgaslieferung festgelegt wurden. Allerdings ist es nicht möglich, die Kosten jeder Strategie genau durch einen Index abzubilden und je nach Auslegung der Beschaffungsstrategie folgen hohe Erlörisiken je nach Ausmaß der Abweichung der Beschaffungskosten vom Index. Eine besondere Aufmerksamkeit erfordert weiterhin die Übergangszeit, in der eine neue Beschaffungsstrategie eingeführt wird. Der Fokus sollte bei der Einführung einer neuen Beschaffungsstrategie auf der Auslegung des Preissystems liegen, um das Preissystem logisch korrekt an die geänderten Bedingungen anzugleichen.

Für eine Anpassung der Beschaffung an einen vom Vertrieb festgelegten Index spricht, dass die Konditionen für Fernwärmelieferungen und die Preisgleitklausel das Kernstück der vertrieblichen Aktivität bilden. Durch Festlegung eines Index und Anpassung der Beschaffungsstrategie an diesen können Preise und Preisgleitformeln einfacher rechtskonform ausgelegt werden. Jedoch ist es nicht möglich, jeden Index in eine Beschaffungsstrategie zu überführen, was wiederum Risiken der Abweichung variabler Kosten und Erlöse nach sich zieht.

In der Praxis hat sich bewährt, dass die Beschaffungsstrategie und Indexwahl im engen Austausch mit den jeweiligen Fachabteilungen im Rahmen einer Neueinführung von Fernwärmepreissystemen erfolgt. Bei langfristigen Sicherungsstrategien ist ein Übergangszeitraum möglich, für den wir bereits praxistaugliche Möglichkeiten entwickelt haben.

Bei der Abbildung von Börsenwerten in der Preisgleitformel ist eine detaillierte Darlegung der zur Anpassung notwendigen Marktwerte erforderlich. Zur Erfüllung der in der AVBFernwärmeV vorgegebenen Transparenzanforderungen müssen aus unserer Sicht die der Preisanpassung zugrunde liegenden Daten - optimalerweise auf der Homepage des Versorgers - veröffentlicht werden. Dies zieht in der Regel Lizenzkosten nach sich, die es zwingend mit der EEX oder anderen Datenanbietern vertraglich zu regeln gilt. Zudem bietet sich eine kurze Erläuterung anhand einer Beispielrechnung an.

Des Weiteren ist es ratsam, dass der Versorger vertriebliche und kostenstrategische Gesichtspunkte miteinander verzahnt. Es muss ein Zeithorizont und ggf. müssen auch Zeitpunkte innerhalb dieses Zeitraums für die Beschaffung gefunden werden. Endkunden- und Beschaffungspreise können monatlich, quartalsweise, halb- oder ganzjährig aktualisiert werden und der Versorger muss zwischen einer langfristigen, geglätteten oder kurzfristigen, volatileren Beschaffung entscheiden, die allerdings eher zum derzeitigen Marktbild passen.

AUSWERTUNG

Wir haben die Preisgleitklauseln von 195 ausgewählten Fernwärmeversorgern analysiert. Die Analyse der von Versorgern in den Preisgleitformeln verwendeten Erdgasindizes ist in Abb. 2 dargestellt. Diese Abbildung veranschaulicht die absolute und die relative Verteilung der verwendeten Erdgasindizes innerhalb der Vergleichsgruppe. Die Bestimmung der Preisgleitformel basiert bei den meisten (36,8 Prozent) auf Destatis-Indizes, gefolgt von 26,7 Prozent der Versorger, die ihren Erdgasindex durch Produkte der Energiebörse EEX abbilden. Lediglich 2,6 Prozent der Versorger integrieren keinen spezifischen Erdgasindex in ihre Preisgleitformel. Für 33,6 Prozent der analysierten Versorger liegen keine Informationen zur Berechnungsmethodik der Preisgleitformel vor, eine eindeutige Präferenz bezüglich des Erdgasindex ist somit in der Praxis nicht ersichtlich.

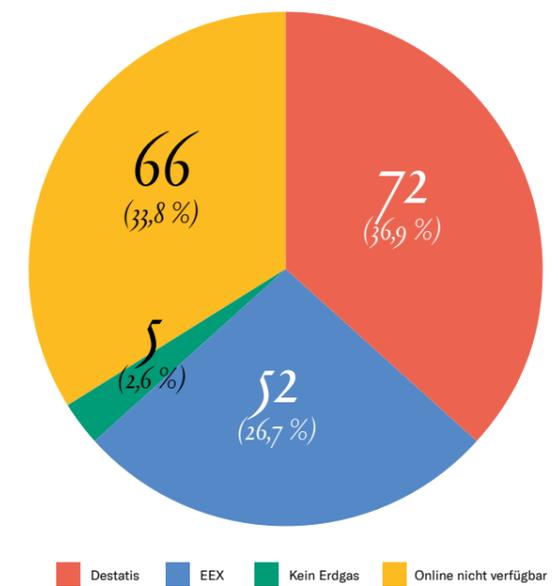


Abb. 3: Anbieter von Versorgern genutzter Indizes

ANPASSUNGSRHYTHMUS

Hat sich ein Versorger für einen Index zur Preisabbildung entschieden, muss dieser einen Turnus für die Preise festlegen. Der Turnus setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen: dem Referenzzeitraum, dem Timelag und dem Gültigkeitszeitraum. Der Referenzzeitraum gibt die Anzahl der Monate an, aus denen der Mittelwert der Preise gebildet wird. Der Gültigkeitszeitraum gibt an, wie viele Monate der aus dem Referenzzeitraum berechnete Preis gültig ist und damit einhergehend auch den Takt der Festlegung neuer Preise. Der Timelag gibt den Abstand zwischen Ende des Referenzzeitraums und Beginn des Gültigkeitszeitraums der Preise an. Eine 12-3-12-Anpassung würde den ab Januar 2024 gültigen Preis für das gesamte Jahr auf Basis der Preise von Oktober 2022 bis September 2023 berechnen, da durch den Timelag dann drei Monate (Oktober, November und Dezember 2023) zwischen den beiden Zeiträumen liegen. Es sei anzumerken, dass Referenz- und Gültigkeitszeitraum im Gegensatz zum betrachteten Beispiel keineswegs gleich lang sein müssen. Es ist gängiges Vorgehen, Preise für ein Quartal mit einem sechsmonatigen Referenzzeitraum zu ermitteln – möglicherweise durch einen 6-3-3-Turnus. Dennoch gilt es auch hier zu beachten, dass die Beschaffung mit der Preisanpassungslogik korrelieren sollte. Wird Erdgas beispielsweise quartalweise beschafft, erfolgt aber eine einjährige Preisanpassung, dann können über das Jahr Liquiditätslücken¹ entstehen. Gleichmaßen sollte die Beschaffung auch mit dem Referenzzeitraum abgeschlossen sein, das Timelag ist damit in der Beschaffung ebenfalls zu berücksichtigen.

FAZIT

Die Preisgestaltung von Fernwärmelieferungen und die damit oft notwendige Wahl eines Erdgasindex erweist sich als anspruchsvoll und vielseitig während gleichzeitig rechtliche Vorgaben Raum für Gestaltung und Interpretation offenlassen. Hohe Volatilitäten am Energiemarkt und Nichtvorhandensein idealer Indizes zur genauen Kostenabbildung setzen eine umfangreiche Erwägung verschiedener Optionen für die Indexwahl voraus. Neben Destatis-Indizes sollte auch die Verwendung von Marktwerten in Erwägung gezogen werden. Beide Möglichkeiten sollten anhand der Vor- und Nachteile gut abgewogen werden. Eine korrekte Indexwahl kann sowohl in ruhigen als auch in volatilen Marktphasen rechtlichen Auseinandersetzungen vorbeugen, Liquidität sicherstellen und sowohl den Wärmekunden als auch den Versorgern zugutekommen.

¹ <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2022/09/sicherung-liquiditaet-waermegeschaeft>

Kontakt für weitere Informationen



Katja Rösch
M.Sc. Management and Technology
T +49 89 928 780 352
E katja.roesch@roedl.de



Johannes Hirning
B.Sc. Energie- und Umwelttechnik,
M.Sc. Wirtschaftsingenieurwesen
T +49 89 928780 334
E johannes.hirning@roedl.com



→ Wärme

BGH-Urteil: Präzedenzfall und Richtungsweiser für die Eigentums- und Betriebsrechte von Fernwärmernetzen

von Christian Marthol

Im juristischen Jahresrückblick 2023 ragt eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs (BGH) besonders heraus: Das Urteil vom 5.12.2023 (Az. KZR 101/20) über die Eigentumsverhältnisse des Stuttgarter Fernwärmernetzes. Diese höchstrichterliche Rechtsprechung ist nicht nur für die unmittelbar involvierten Parteien von Bedeutung, sondern sie fungiert als Präzedenzfall mit weitreichenden Implikationen für die Struktur der kommunalen Energieversorgung in der gesamten Bundesrepublik, insbesondere für Stadtwerke, die mehrheitlich Fernwärmernetze betreiben, und die Kommunen bei der Konzessionsvergabe.

HINTERGRUND UND BEDEUTUNG: EINORDNUNG DER BGH-ENTSCHEIDUNG

Die Entscheidung des BGHs bezieht sich auf einen langjährigen Disput zwischen der Landeshauptstadt Stuttgart und der EnBW Energie Baden-Württemberg AG über die Eigentümerstellung der Fernwärmernetze nach Ablauf des Konzessionsvertrags zum 31.12.2013. Hier manifestierte sich ein fundamentales Dilemma: Die Frage der Eigentumsübergänge und Betriebsrechte in einem regulierten kritischen Infrastrukturmarkt innerhalb natürlicher Monopole.

PRÄZISIERUNG UND KONSEQUENZEN AUS DEM BGH-URTEIL

Der BGH statuiert, dass die Eigentumsübertragung des Fernwärmernetzes nach Vertragsende nicht automatisch erfolgt. Diese Feststellung hat tiefgreifende Auswirkungen für ähnlich gelagerte Konstellationen, in denen Stadtwerke als Betreiber fungieren. Der Tenor der Entscheidung impliziert, dass transparente, präzise vertragliche Regelungen zur Eigentumsübertragung essenziell sind, um zukünftige rechtliche Auseinandersetzungen zu vermeiden. Dies wirft Licht auf die Notwendigkeit einer akribischen juristischen Ausgestaltung von Konzessionsverträgen bei Vergabe von Wegerechten von Strom- und Gasnetzen.

WETTBEWERBSRECHTLICHE ASPEKTE

Die Verneinung eines kartellrechtlichen Anspruchs der EnBW AG auf die Verlängerung der Nutzungsrechte illustriert, dass auch etablierte Versorger keinen natürlichen Anspruch auf den Weiterbetrieb von Energieinfrastruktur haben. Dies eröffnet theoretisch den Markt für andere Akteure und fördert einen verstärkten Wettbewerb um Wegenutzungsrechte. Für Stadtwerke und Kommunen resultiert hieraus die Notwendigkeit, sich auf ein dynamisches Wettbewerbsumfeld einzustellen und ihre strategische Positionierung entsprechend zu adaptieren.

INVESTITIONSSICHERHEIT UND PLANUNGSHORIZONT

Die Entscheidung signalisiert, dass langfristige Planungssicherheit und präzise vertragliche Konditionen essenziell für die Investitionssicherheit aller Beteiligten sind. Stadtwerke sind angehalten, ihre vertraglichen Abkommen hinsichtlich der Nutzung und des Eigentums von Infrastruktur sorgfältig zu gestalten, um Rechtsunsicherheiten zu minimieren. Diese Notwendigkeit gewinnt angesichts der Energiewende und der damit einhergehenden Transformation der Energieinfrastruktur zusätzlich an Bedeutung.

FÖRDERUNG DER KOMMUNALEN AUTONOMIE

Die Entscheidung des BGHs räumt der Stadt Stuttgart – und im weiteren Sinne allen Kommunen – das Recht ein, in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren über zukünftige Betreiber von Netzen zu entscheiden. Dies stärkt die kommunale Autonomie und eröffnet neue Gestaltungsspielräume für die lokale Energiepolitik. Kommunen können somit aktiver ihre Rolle im Klimaschutz und in der Energieversorgung gestalten, indem sie die Auswahl der Betreiber an Nachhaltigkeitskriterien und die Verpflichtung zur Umsetzung kommunaler Wärmepläne knüpfen.

STRATEGISCHE IMPLIKATIONEN FÜR DIE KOMMUNALE ENERGIEVERSORGUNG

Stadtwerke und Kommunen stehen vor der Herausforderung, ihre strategische Ausrichtung zu überdenken. Dies betrifft nicht nur die vertragliche Gestaltung zukünftiger Konzessionsverträge, sondern auch die Ausrichtung auf einen liberalisierten Markt, der erhöhten Wettbewerb und neue Markteintrittschancen für Dritte mit sich bringt. Die Entscheidung des BGHs unterstreicht die Bedeutung kommunaler Akteure in der Energiewende. Stadtwerke spielen eine zentrale Rolle in der lokalen Umsetzung der Energiewende, sei es durch den Betrieb von Fernwärmenetzen, die Investition in Erneuerbare Energien oder die Implementierung von regionalen Effizienzmaßnahmen. Die Fähigkeit, auf die durch die BGH-Entscheidung geänderten Rahmenbedingungen zu reagieren, wird entscheidend für die erfolgreiche Realisierung der Energiewende auf kommunaler Ebene sein.

FAZIT

Die Entscheidung des BGHs vom 5.12.2023 stellt einen juristischen Wendepunkt dar, der weitreichende Folgen für die kommunale Energieversorgung in Deutschland hat. Sie betont die Notwendigkeit klar definierter, rechtlich abgesicherter Rahmenbedingungen in der Energieversorgung und stärkt die Rolle der Kommunen im Wettbewerb um Wegenutzungsrechte. Stadtwerke sind nun gefordert, ihre strategischen und rechtlichen Grundlagen an die neue Rechtslage anzupassen, um auch in Zukunft erfolgreich im liberalisierten Energiemarkt agieren zu können. Die Entscheidung bietet aber auch Chancen: Sie eröffnet den Weg für eine stärkere kommunale Steuerung der Energieversorgung und damit für eine nachhaltige, effiziente, wettbewerbs- und zukunftsfähige Energiewende.

Kontakt für weitere Informationen



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



→ Finanzierung

Zunehmender Investitionsbedarf

Alternative Finanzierungsmöglichkeiten für Stadtwerke

von Anton Berger und Christoph Spier

Der Transformationsprozess in der Energiewirtschaft führt zwangsläufig zu einem erheblichen Anstieg des Investitionsbedarfs. In Verbindung mit den sich wandelnden Marktbedingungen beeinflusst dies maßgeblich die finanzielle, vermögens- und ertragsseitige Situation von Energieversorgungsunternehmen. Vor diesem Hintergrund stellen Anton Berger und Christoph Spier dar, wie eine ausgewogene und zukunftsfähige Finanzierungsstruktur aussehen kann und welche alternativen Formen der Finanzierung möglich sind.

Die aktuellen Herausforderungen sind beispiellos: Kaum haben Stadtwerke und Energieversorger die Corona-Pandemie erfolgreich mit einem Digitalisierungsschub gemeistert und den Blick für die Cybersecurity ihrer kritischen Infrastruktur geschärft, wurde die Energiewirtschaft mit den Folgen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine konfrontiert. Gleichzeitig schwebt über uns das Damoklesschwert des Klimawandels, der verheerende Naturkatastrophen mit sich bringt und verstärkte Anstrengungen zur Dekarbonisierung aller Sektoren von unserer Gesellschaft fordert.

Die tiefgreifenden Transformationsprozesse rund um die wegweisenden "5-D" der Energiewirtschaft beschleunigen sich und erfordern unternehmerische Antworten: Die Dekarbonisierung und Dezentralisierung (Energiewende),

die Digitalisierung der Geschäftsprozesse, der Erhalt der unternehmerischen Leistungsfähigkeit trotz drohender Kompetenzverluste und Fachkräftemangel im Zuge des demografischen Wandels, sowie die in der Konsequenz umzusetzende Diversifizierung der Geschäftsmodelle hin zu einem lokalen, nachhaltigen und multifunktionalen Energiedienstleister bleiben zentrale strategische Herausforderungen aller Entscheider in der Branche. Darüber hinaus müssen Stadtwerke und Energieversorger ihren Aufgaben im Rahmen der Daseinsvorsorge gerecht werden. Auch künftig erwarten die kommunalen Gesellschafter entsprechende Ergebnisbeiträge.

Innovationsfähigkeit, Veränderungsbereitschaft und Anpassungsfähigkeit werden darüber entscheiden, wer sich wie und mit welchen Geschäftsmodellen im Energiemarkt der Zukunft behaupten wird – letztlich eine existenzielle Frage.

ERHEBLICHER INVESTITIONSBEDARF

Die dynamische Entwicklung in der gesamten Wertschöpfungskette führt zwangsläufig zu einem erheblichen Anstieg der bisherigen Investitionstätigkeit. Die Vorgaben der Bundesregierung erfordern eine sektorübergreifende Kooperation zwischen den Bereichen Strom- und Wärmeversorgung sowie dem Verkehrssektor. Um die ambitionierten CO₂-Reduzierungsziele zu er-

reichen, sind Investitionen in innovative Technologien notwendig. Nur so lassen sich fossile Brenn- und Treibstoffe durch regenerativ erzeugten Strom ersetzen.

Die Digitalisierung beeinflusst grundlegend bestehende Prozesse und gibt Raum für neue Geschäftsmodelle sowie disruptive Innovationen, die zu tiefgreifenden Marktveränderungen führen. Traditionelle, monodirektionale Versorgungsnetze transformieren sich in intelligente Smart Grids. Investitionen, vor allem in Personal und Informationstechnologien, sind unerlässlich, um die Potenziale der Digitalisierung optimal zu nutzen.

Die Dezentralisierung markiert einen Paradigmenwechsel von Großkraftwerken mit Gigawattleistungen zu zahlreichen kleinen Erzeugungsanlagen im Mega- oder Kilowattbereich. Gleichzeitig erfordert die Entwicklung und Integration von Speichertechnologien erhebliche Investitionen. Die nahtlose Integration dieser Vielzahl von Versorgungsanlagen in das Gesamtsystem sowie die bedarfsgerechte Steuerung stellen eine der zentralen Herausforderungen der Zukunft dar und bedingen ebenfalls umfangreiche Investitionen.

Es ist davon auszugehen, dass diese Herausforderungen den erforderlichen Investitionsbedarf eines konventionellen Energieversorgungsunternehmens nahezu verdoppeln werden. Gleichzeitig intensiviert sich der wirtschaftliche Druck auf die Unternehmen. Dies manifestiert sich beispielsweise in schrumpfenden Margen im Vertrieb, der Regulierung der Strom- und Gasnetze mit tendenziell abnehmenden Kapitalrenditen sowie zu erwartenden rückläufigen Ergebnissen im Erdgasgeschäft.

Diese Effekte werden derzeit durch ein Marktumfeld verstärkt, das durch ein hohes Preisniveau an den Großhandelsmärkten für Strom und Gas, eine beinahe beispiellose Inflationsentwicklung und stark steigende Fremdkapitalzinsen gekennzeichnet ist.

AUSWIRKUNGEN AUF DIE FINANZ-, VERMÖGENS- UND ERTRAGSLAGE SOWIE ABLEITUNG EINES PASSENDEN FINANZIERUNGSMIX

Der zunehmende Investitionsbedarf in Verbindung mit den sich wandelnden Marktbedingungen beeinflusst maßgeblich die finanzielle, vermögens- und ertragsseitige Situation von Energieversorgungsunternehmen. Die Auswirkungen auf das eigene Unternehmen werden häufig unterschätzt und zeigen sich meist erst durch eine umfassende langfristige Unternehmensplanung mit einem Planungshorizont von 10 bis 20 Jahren deutlich.

Eine langfristige Unternehmensplanung entsteht durch eine strukturierte Analyse des Unternehmens, seiner Umwelt und der Märkte. Diese Analyse bildet die Grundlage für eine detaillierte Darstellung der erwarteten künftigen

Geschäftsentwicklung in finanzielle Zielgrößen wie Erlöse, Aufwendungen, Investitionen oder Kapitalentwicklung. Eine integrierte Unternehmensplanung kann so die Entwicklungen künftiger Ergebnis-, Vermögens- und Finanzkennzahlen in Szenarien prognostizieren.

In verschiedenen Projekten haben unsere Analysen gezeigt, dass sich die Eigenkapitalquote in den nächsten 10 bis 20 Jahren mitunter halbieren wird – abhängig von den Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität und der unternehmenseigenen Ausschüttungsquote. Zusätzlich zur steigenden Schuldenlast tragen die zu erwartenden Rückgänge in den angestammten Geschäftsfeldern zu einer zusätzlichen Belastung des dynamischen Verschuldungsgrads bei. Die relevanten Kennzahlen entwickeln sich oft bereits mittelfristig in einen Bereich, der aus Sicht von Kreditinstituten als kritisch beurteilt werden oder zu Verstößen gegen bestehende Nebenabreden in Kreditverträgen führen kann.

Eine Grundvoraussetzung für die Umsetzung der Transformation der Energiewirtschaft und des eigenen Unternehmens ist darum auch ein optimaler Finanzierungsmix. Dabei gilt es, die Innenfinanzierungskraft zu stärken und alternative Möglichkeiten der Eigen- und Fremdfinanzierung sorgfältig zu analysieren.

ABLEITUNG EINER AUSGEWOGENEN UND ZUKUNFTSFÄHIGEN FINANZIERUNGSSTRUKTUR

Die künftige Finanzierungsstruktur sollte die Bedürfnisse eines Energieversorgers und seiner Stakeholder berücksichtigen und gleichzeitig sicherstellen, dass das Unternehmen in der Lage ist, seine finanziellen Verpflichtungen zu erfüllen und seine Wachstumsziele zu erreichen. Daher sollten zur Ableitung eines optimalen Finanzierungsmix zunächst relevante Kriterien für die Bewertung der Handlungsoptionen definiert werden. Die quantitativen Kriterien können dabei durch eine sorgfältige Analyse der Finanzlage des Unternehmens mittels einer langfristigen Unternehmensplanung abgeleitet werden. So werden relevante Informationen über die künftigen Cashflows, das erforderliche handelsrechtliche und regulatorische Eigenkapital oder Ausschüttungspotenziale gewonnen.

Neben den quantitativen Kriterien sind zusätzlich qualitative Kriterien wie Sicherheiten, künftige Finanzierungsflexibilität oder unternehmerische Handlungsfreiheiten zu bestimmen. Die unterschiedlichen Zielkriterien sind maßgeblich für eine ausgewogene und zukunftsfähige Finanzierungsstruktur.

Unter Berücksichtigung der individuellen Kriterien kann anschließend eine passende Kombination der unterschiedlichen Instrumente zur Eigen- und Fremdfinanzierung erfolgen (Bild 1).

	Eigenfinanzierung	Mezzaninefinanzierung	Fremdfinanzierung	Fördermittel
Innenfinanzierung	Gewinnthesaurierung Abschreibung Vermögensumschichtung		Rückstellungen	
Außenfinanzierung	Neubeteiligungen Kapitalerhöhungen Kapitalzuführungen	Genussrechte/-scheine Nachrangdarlehen Stille Beteiligungen Wandel-/Optionsanleihen	Bankdarlehen Staatliche Förderkredite Unternehmensanleihen Schuldscheindarlehen	z. B.: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz (EEW)

Bild 1: Kombination der unterschiedlichen Instrumente zur Eigen- und Fremdfinanzierung

FORMEN DER FINANZIERUNG

Um die künftige Bonität zu verbessern und auch die regulatorische Eigenkapitalquote langfristig halten zu können, sind neben den klassischen Einlagen zukünftig auch alternative Instrumente der Eigenfinanzierung von Bedeutung. Neben den beschriebenen Möglichkeiten im Bereich des Mezzanine-Kapitals, die oft über "Bürgerkapital" oder von Versicherungen zur Verfügung gestellt werden, ist auch die Finanzierung über Kooperationspartner möglich. Diese können sich am Gesamtunternehmen über eine Kapitalerhöhung beteiligen oder über die Gründung einer gemeinsamen Gesellschaft, die entsprechend mit Eigenkapital ausgestattet wird. Vor allem bei der Umsetzung von Projekten im Bereich der Erneuerbare Energien oder bei der Realisierung von Wärmeprojekten stellt dies eine praktikable Machbarkeitsform dar.

Bei projektbezogenen größeren Investitionsvolumina kann im Einzelfall auch eine Projektfinanzierung empfehlenswert sein. In einem ersten Schritt erfolgt die Gründung einer Projektgesellschaft, die die Fremdfinanzierung durchführt. Der künftige Kapitaldienst wird durch die Cashflows des Projekts bedient, wobei ausschließlich das Projekt selbst als Sicherheit für den Kapitalgeber dient. Dies führt in der Regel zu einer gewissen Reduzierung des Finanzierungsrisikos und ermöglicht es einem Energieversorgungsunternehmen, die Bilanz teilweise zu entlasten.

Auf der anderen Seite erhöhen sich jedoch aufgrund der Besonderheit der Finanzierung die Zinskosten. Auch die Anforderung an solche Projekte sind entsprechend höher.



her. So ist die Qualität an die Erstellung einer Investitions- und Finanzierungsplanung sowie an die Beschreibung der Erträge entsprechend hoch. In Bezug auf die "wirtschaftliche Robustheit" ist dies eng verbunden mit der Kapitaldienstfähigkeit und ihrer Absicherung, falls erforderlich, beispielsweise über Kapitaldienstreservekonten. Die erwirtschaftete Liquidität ist daher in erster Linie zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem operativen Geschäft der Gesellschaft und für Zins- und Tilgungszahlungen an Darlehensgeber zu verwenden. Erst danach werden weitere Fremdkapitalgeber (gegebenenfalls mit Rangrücktritt) bedient.

Auch die Angemessenheit des Sicherungskonzepts, das heißt, die Sicherungsübereignung und die Eintrittsrechte des Finanzierers in die Projektverträge sowie die Sicherung dieser Rechte, ist von wesentlicher Bedeutung. Sie erfordern das Vorhandensein aller erforderlichen Genehmigungen sowie den Abschluss der relevanten Verträge, einschließlich Einspeise- und Vergütungszusagen. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf dem Abschluss von Kauf- und Lieferverträgen, beispielsweise für Windenergieanlagen, sowie von Betriebsführungs- und Vollwertungsverträgen mit Verfügbarkeitsgarantien.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiewende stellt Energieversorgungsunternehmen vor immense Herausforderungen und führt in zahlreichen Bereichen zu einer deutlichen Zunahme des Investitionsbedarfs. In vielen Fällen wird der steigende Finanzierungsbedarf nicht über eine klassische Fremdfinanzierung gedeckt werden können. Eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Transformation und die Erschließung neuer Ergebnisquellen ist in erster Linie eine passende und solide Eigenkapitalbasis. Dies kann auch einen Beitrag der Gesellschafter oder die Umsetzung von Kooperationen erfordern. Sofern die Grundlage geschaffen ist, kann anschließend auf Basis einer Analyse der individuellen Anforderungen eine passende Kombination der unterschiedlichen Instrumente zur Eigen- und Fremdfinanzierung erfolgen, wobei alle (Sonder-)Formen der Finanzierung zu prüfen sind.

Kontakt für weitere Informationen



Anton Berger
Diplom-Ökonom,
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 911 9193 3601
E anton.berger@roedl.com



Christoph Spier
Diplom-Volkswirt
T +49 221 949 909 218
E christoph.spier@roedl.com

KURZSTUDIE zur Nachhaltigkeits- berichterstattung (CSRD) bei Stadtwerken und kommunalen Unternehmen

JETZT TEILNEHMEN »



Die Transparenzpflichten aus der europäischen CSRD-Richtlinie ("Corporate Sustainability Reporting Directive") in Bezug auf Nachhaltigkeit und Umweltverantwortung sind auch für Stadtwerke und kommunale Unternehmen von hoher Relevanz in Bezug auf Vertrieb, Recruiting und somit Managemententscheidungen.

Die CSRD betrifft allein in Deutschland 15.000 Unternehmen. Damit rückt nicht nur die finanzielle Performance, sondern auch die Nachhaltigkeit und das verantwortungsbewusste Handeln der Unternehmen in den Fokus. Künftig werden Nachhaltigkeitsinformationen neben den Finanzinformationen gleichwertig in den Lageberichten der Unternehmen enthalten sein. Eine Voraussetzung für den effektiven Vergleich ist, dass die veröffentlichten Informationen zuverlässig sind und somit von Wirtschaftsprüfern testiert werden können. Unsere Kurzstudie untersucht die gegenwärtige Situation bezüglich der CSRD bei Stadtwerken und kommunalen Unternehmen.

Alle Teilnehmer erhalten nicht nur die Studienergebnisse, sondern auch umfassende Informationen und eine detaillierte Fallstudie kostenlos zugesandt. Zudem haben sie die Möglichkeit, an einem kostenfreien Webinar zum Thema teilzunehmen.



Interview mit **JÜRGEN TRAUTH**

Werkleiter
Gemeindewerke Rülzheim
Gemeindewerk Hördt



→ Kooperationen

Gründung der Energienetze Südpfalz GmbH & Co.KG

Ein zu kurzer Sprung!

von Christoph Spier

Die „5-D“ der Energiewirtschaft führen zu einem tiefgreifenden Transformationsprozess der gesamten Wertschöpfungskette der Energieversorger und erfordern in vielen Bereichen unternehmerische Antworten: Die „Dekarbonisierung“ und „Dezentralisierung“ (Energiewende), die „Digitalisierung“ der Geschäftsprozesse, der Erhalt der unternehmerischen Leistungsfähigkeit trotz drohender Kompetenzverluste und Fachkräftemangel im Zuge des „demografischen Wandels“ sowie die in der Konsequenz umzusetzende „Diversifizierung“ der Geschäftsmodelle hin zu einem lokalen, nachhaltigen und multifunktionalen Energiedienstleister bleiben zentrale strategische Herausforderungen aller Entscheider in der Branche. Darüber hinaus müssen Stadtwerke und Energieversorger ihren Aufgaben im Rahmen der Daseinsvorsorge gerecht werden. Auch zukünftig erwarten die kommunalen Gesellschafter entsprechende Ergebnisbeiträge.

Um diesen Herausforderungen bestmöglich zu begegnen, spielen im Rahmen der strategischen Überlegungen Kooperationen eine wichtige Rolle. Die Umsetzung eines passgenauen Kooperationsmodells kann Vorteile für die Erreichung der eigenen Zielsetzungen mit sich bringen.

In diesem Kontext sind zunächst die eigenen Bedürfnisse und Zielsetzungen zu analysieren. Anschließend gilt es, im Rahmen der Umsetzung des identifizierten Zielmodells vielfältige und komplexe Anforderungen zu berücksichtigen und Fallstricke zu vermeiden.

Wir haben die Gemeindewerke Rülzheim und das Gemeindewerk Hördt bei einer Kooperation mit der THÜGA Energienetze GmbH umfassend rechtlich, steuerrechtlich und betriebswirtschaftlich beraten. Im Anschluss haben wir den Werkleiter, Herrn Jürgen Trauth, zu wesentlichen Aspekten und Überlegungen des Kooperationsprojektes befragt. Wir wünschen viel Spaß bei der Lektüre.

Was waren die Beweggründe der Gemeindewerke für eine Kooperation im Strom- und Gasnetzbereich mit der Thüga Energienetze GmbH?

Bezogen auf unseren Geschäftsfelder Stromvertrieb, Stromnetzbetrieb und Fernwärme gab es bereits in den vergangenen Jahren ganz unterschiedliche Herausforderungen, denen wir als kleines Gemeindewerk dauerhaft nicht gewachsen sind. Insbesondere die zunehmenden regulatorischen Anforderungen und die steigenden Risiken im Vertriebsumfeld sind mit den bestehenden Ressourcen nicht zu bewältigen. Zusätzlich macht sich der Fachkräftemangel bereits deutlich bemerkbar, sodass wir freie Stellen nicht besetzen konnten und der Aufbau von Kompetenzen in neuen Geschäftsbereichen erschwert wurde.

Unter Berücksichtigung der zunehmenden Komplexität und dynamischen Entwicklung der Energiebranche sind wir im Rahmen unserer strategischen Überlegungen zu dem Ergebnis gekommen, dass wir die derzeitige Struktur nicht beibehalten können.

Welche konkreten Vorteile sollen durch die Kooperation erreicht werden?

Die Kooperationsgesellschaften sollen von dem Know-how und den Größenvorteile eines überregional tätigen Energieversorgers profitieren. Hierdurch erhoffen wir uns eine Reduktion der derzeitigen Risiken und Unsicherheiten sowie eine stabilere Ergebnisentwicklung für das Unternehmen. Natürlich möchten wir die Energiewirtschaft und die Energiewende vor Ort aktiv mitgestalten und haben weiterhin eine entsprechende Einflussnahme auf die Entwicklung der einzelnen Geschäftsfelder. Gemeinsam mit unserem Partner möchten wir die Kooperationsgesellschaften nachhaltig aufstellen und Wachstumsmöglichkeiten nutzen.

Was war aus Ihrer Sicht wesentlich für die Umsetzung der Kooperation?

Um in einem zeitlichen Rahmen von ca. einem Jahr eine Kooperationsvereinbarung zu erreichen, war ein strukturiertes Vorgehen erforderlich. Es gab regelmäßigen intensiven Austausch im Rahmen von Arbeitsgruppen und Gremiensitzungen. Die Zeit- und Aufgabenplanung wurde hierbei fortlaufend angepasst. Aufgaben wurden unter Einsatz einer digitalen Plattform gemeinsam bearbeitet, sodass stets der Überblick über den aktuellen Stand des Kooperationsvorhabens sichtbar war.

Was sind die jetzt anstehenden Herausforderungen?

Im Rahmen der Kooperationsvereinbarung haben wir eine umfassende Lösung für die Zukunftsfähigkeit der Gemeindewerke gefunden. Im nächsten Schritt soll daher nun mit der THÜGA Energie GmbH eine gemeinsame Vertriebsgesellschaft gegründet werden. Diese wird sich aus Unbundling-Gründen auch um den Bereich der Fernwärmeversorgung kümmern. Ziel ist es, auch die verbleibenden Sparten der Gemeindewerke zukunftsfähig weiterbetreiben zu können. Das notwendige Know-how wird hierbei im Rahmen eines sog. Betriebsführungsmodells durch die Thüga Energie GmbH sichergestellt.

Kontakt für weitere Informationen



Christoph Spier
Diplom-Volkswirt
T +49 221 949 909 218
E christoph.spier@roedl.com

Veranstaltungshinweise

Ein Überblick über die kommunale Klimaschutz-Agenda	
THEMA	Klimaschutz 2024 – Status Quo, Herausforderungen und Chancen
TERMIN / ORT	4.3.2024 / online
THEMA	Kommunale Wärmeplanung – So gelingt die Wärmewende
TERMIN / ORT	20.3.2024 / online
THEMA	Innovative Technologien für einen beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien
TERMIN / ORT	15.4.2024 / online
THEMA	Rechenzentren – Wie Kommunen sinnvoll steuern und profitieren können
TERMIN / ORT	14.5.2024 / online

ESG & CSRD bei Stadtwerken	
THEMA	Klimaschutz: Wie dokumentieren wir Klimabilanzen und Klimaziele?
TERMIN / ORT	21.3.2024 / online
THEMA	Welche sonstigen Umwelteffekte von Stadtwerken sind relevant?
TERMIN / ORT	25.4.2024 / online
THEMA	Soziale Aspekte der Nachhaltigkeit: Über Arbeitnehmer- und Verbraucherrechte
TERMIN / ORT	16.5.2024 / online
THEMA	NWRN - Aktuelle Entwicklungen der Regulierung, der Netzwirtschaft und des Energierechtes - im 1. Quartal 2024
TERMIN / ORT	25.3.2024 / online
THEMA	Kooperation in der Energiewirtschaft
TERMIN / ORT	17.4.2024 / Nürnberg
THEMA	Ein prozessgängiges Ökosystem für offene Glasfasernetze
TERMIN / ORT	22.4.2024 / online

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Manager Kommunikation/Marketing
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.



DIE 5-D-STUDIE

Mit unserer Rödl & Partner 5-D-Studie untersuchen wir, wie Geschäftsführer und Entscheidungsträger von Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen die Entwicklung der zukünftig wegweisenden Themen beurteilen. Denn eines ist klar: Kein Energieversorger wird sich diesen Entwicklungen entziehen können!



Hier kostenlos downloaden:

<http://bit.ly/5-d-studie>

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
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 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC/04-31-1696

PEFC-zertifiziert

Dieses Produkt
stammt aus
nachhaltig
bewirtschafteten
Wäldern

www.pefc.de