

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
JUNI
2022

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

- 
- | | |
|---|---|
| → Breitband | → Regulierung |
| - Breitbandausbau in Halle (Westf.) – Wie die hallewestfalen.net GmbH Eigentümer einer Glasfaserinfrastruktur wurde 4 | - easy.REGULATION – Regulatorische Aufgaben „einfach“ lösen! 23 |
| → Corporate Social Responsibility | → Strategie |
| - CSRD: Ein umfangreiches Update für die Nachhaltigkeitsberichterstattung – Weil sich Netze weiter lohnen! 7 | - Studien-Umfrage: „5-D“ STRATEGIEREVIEW der Energiewirtschaft in der Ukraine-Krise 26 |
| → Wärme | → Personal |
| - Kostenschlüsselung bei Kraft-Wärme-Kopplung bei extremen Brennstoffpreisschwankungen 10 | - Im Wettbewerb um qualifiziertes Personal – Für Stadtwerke ist eine faire und marktgerechte Vergütungsstruktur zentraler Faktor 28 |
| → Finanzierung | → Rödl & Partner intern |
| - Liquiditätssteuerung bei Stadtwerken 16 | - Veranstaltungshinweise 31 |
| → Recht | |
| - Die neuen Vorschriften zur Entflechtung für Ladepunkte von De-Minimis-Energieversorgungsunternehmen 18 | |

Liebe Leserin, lieber Leser

Zeitenwende!

Hand aufs Herz, können Sie sich in Ihren vielen Berufsjahren in der Energiewirtschaft an eine turbulentere, besorgniserregendere und dynamischere Phase erinnern? Selbst die Zeit Ihres Vorgängers und dessen Vorgängers dazugenommen: die aktuellen Herausforderungen sind beispiellos. Jede neue Nachricht treibt die Energiemärkte in nie dagewesene Höhen, die Inflationsgeschwindigkeit ist atemberaubend und der Anstieg der Finanzierungszinsen historisch.

Was uns immer klarer vor Augen geführt wird – der Umbruch in der Energiewirtschaft wird grundlegend sein (müssen). Die Abhängigkeit von fossilen und importierten Energieträgern, der schleppende Ausbau der Erneuerbaren Energien und Stromnetze, bürokratische Hürden, komplexe Genehmigungsverfahren, ein Zögern und Zaudern auf allen Seiten – so kann es nicht weitergehen! Zeitenwende! Das gilt nicht nur für unsere Verteidigungsfähigkeit.

Egal, wohin man blickt, es warten vielfältige Themen, die jetzt(!) angegangen werden müssen. Den Energieversorgern wird – wie so häufig – sehr viel abverlangt werden. Nötig sind hierzu unternehmerisches Geschick, Handlungsspielräume und höhere Investitionen, als vermutlich bisher angenommen. Das erfordert Mut und Überzeugungsfähigkeit, wird den Unternehmen insgesamt aber auch ungeahnte Chancen bieten. Diese gilt es – kurz- wie langfristig – zu nutzen um das Schiff in rauer See auf Kurs zu halten und das Geschäftsmodell zukunftssicher aufzustellen.

Wir möchten Ihnen in diesen stürmischen Zeiten mit dieser Ausgabe des Kursbuches einen weiten Überblick über alle Geschäftsbereiche geben, um mit Ihnen gemeinsam die Zukunft anzugehen – egal ob Breitbandausbau, Finanzierung, Erneuerbare Energien, Personal, Strategie, Wärme, Elektromobilität, digitale Tools im Regulierungsbereich oder das hochaktuelle Thema Corporate Social Responsibility. Auch interessiert uns, was Sie bewegt und wie Sie die Lage einschätzen, wir freuen uns daher auf Ihre Angaben für das Update unserer 5-D Studie.

Wir wünschen viel Spaß mit der Lektüre.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Breitband

Breitbandausbau in Halle (Westf.)

Wie die hallewestfalen.net GmbH Eigentümer einer Glasfaserinfrastruktur wurde

von Marcel Schäfer und Peer Welling

Knapp 700 Adressen, davon rund 1.100 Wohneinheiten sowie 85 Gewerbeeinheiten – circa 160 Kilometer Tiefbaustrasse, in denen die notwendige Infrastruktur verlegt wurde – ein Ausbauvolumen von rund 19 Mio. Euro und eine zugesicherte Fördersumme von insgesamt rund 17 Mio. Euro – dies sind die Rahmenbedingungen des Breitbandprojektes in Halle (Westf.), das wir seit dem Jahreswechsel 2019/2020 im Rahmen der Projektleitung begleiten.

EINSTIEG IN DIE BUNDESFÖRDERUNG

Der Beschluss über ein flächendeckendes Angebot von Glasfaseranschlüssen an die Bürgerinnen und Bürger im eigenen Stadt- oder Gemeindegebiet wird in aller Regel auf politischer Ebene getroffen. Sofern ein eigenwirtschaftlicher Ausbau von privaten Telekommunikationsunternehmen bisher ausblieb bzw. sich auf einzelne Gebiete mit hoher Einwohnerdichte beschränkte, erfolgt oftmals die Entscheidung über den Einstieg in den geförderten Glasfaserausbau. Dabei ist zu erkennen, dass die Entscheidungen über einen solchen Einstieg häufig getroffen werden, ohne dabei die Konsequenzen aus den förderrechtlichen Vorgaben und Anforderungen im Detail zu kennen. Auch aus organisatorischer und prozessualer Sicht ist ein Ausbauprojekt üblicherweise mit enormen Herausforderungen verbunden.

Dementsprechend ist der Weg von der strategischen Umsetzungsentscheidung am grünen Tisch bis zur Inbetriebnahme des Glasfasernetzes und der tatsächlichen Nutzung durch Kundinnen und Kunden steinig. Diese Erfahrung hat auch die Stadt Halle (Westf.) gemacht.

Aufgrund eines ausgebliebenen bzw. sich auf wenige Gebiete beschränkenden Ausbauengagements privater Telekommunikationsunternehmen entschied die Stadt im Jahr 2016, den Ausbau in die eigene Hand zu nehmen und über das Bundesförderprogramm Breitband¹ fördern zu lassen. Es wurde festgelegt, dass das Eigentum der auszubauenden Infrastruktur bei der Stadt verbleiben

soll. Auf dieser Basis wurde die hallewestfalen.net GmbH gegründet, die mit der vollumfänglichen Umsetzung des Vorhabens im Betreibermodell betraut wurde.

Nach erfolgreicher Durchführung der Auswahlverfahren für den Netzbetrieb, die Planungsleistungen und den Netzbau stand der Baubeginn nach Erhalt des endgültigen Zuwendungsbescheides im September 2019 unmittelbar bevor. Zu diesem Zeitpunkt sah man sich mit einigen Herausforderungen konfrontiert.

HERAUSFORDERUNGEN IN DER UMSETZUNG

Eine wesentliche Hürde war unter anderem das Know-how über die zum Teil komplexen Vorgaben und Inhalte der Förderrichtlinie. Insbesondere in der operativen Umsetzung des geförderten Ausbaus sind detaillierte Vorgaben einzuhalten, um die zugesagten Fördermittel zu erhalten. So werden beispielsweise präzise Anforderungen an die Fotodokumentation gestellt, die zum Nachweis des Ausbaus einzureichen ist.

Daneben waren entsprechende Kapazitäten aufseiten der hallewestfalen.net zur Koordination des Projektes nicht vorgesehen. Ein funktionierendes Schnittstellenmanagement zum Projektträger, zwischen den Dienstleistern und zum Netzbetreiber ist allerdings zur Sicherung des Projekterfolges zwingend erforderlich.

Zugleich mussten in den ersten Monaten detaillierte Prozessstrukturen erarbeitet und in das Projekt integriert werden, an denen es bei Projektbeginn naturgemäß mangelte. Sämtliche Projektbeteiligten mussten ihre, teilweise neuen Aufgaben kennenlernen und sich mit den Vorgaben zu Fristen und Fertigstellungszeitpunkten vertraut machen. Nur so konnten die unterschiedlichen „Zahnräder“ optimal ineinandergreifen. Vor allem der Blick von einem unabhängigen Dienstleister von oberster Flughöhe kann in derartigen Projekten dafür Sorge tragen, dass diese Zahnräder auch über den gesamten Projektverlauf hinweg ohne schwerwiegende Schäden ineinandergreifen.

Zudem sah man sich mit der finanziellen Herausforderung konfrontiert, den Ausbau mit erheblichen Vorleistungen über Gesellschafterdarlehen zu finanzieren und diese erst mit zeitlichen Verzögerungen über den Mittelrückfluss tilgen zu können.

Auf dieser Basis lassen sich die wesentlichen Herausforderungen, die erfahrungsgemäß in nahezu jedem Projekt rund um den geförderten Breitbandausbau bestehen, wie folgt zusammenfassen:

- Kein detailliertes Know-how über die Vorgaben, Inhalte und Vorgänge aus der Förderrichtlinie
- Fehlende personelle Kapazitäten für die Projektkoordination
- Fehlende Prozessstrukturen zur Umsetzung des Vorhabens
- Erhebliche finanzielle Vorleistungen während des Ausbaus

PROJEKTLLEITUNG

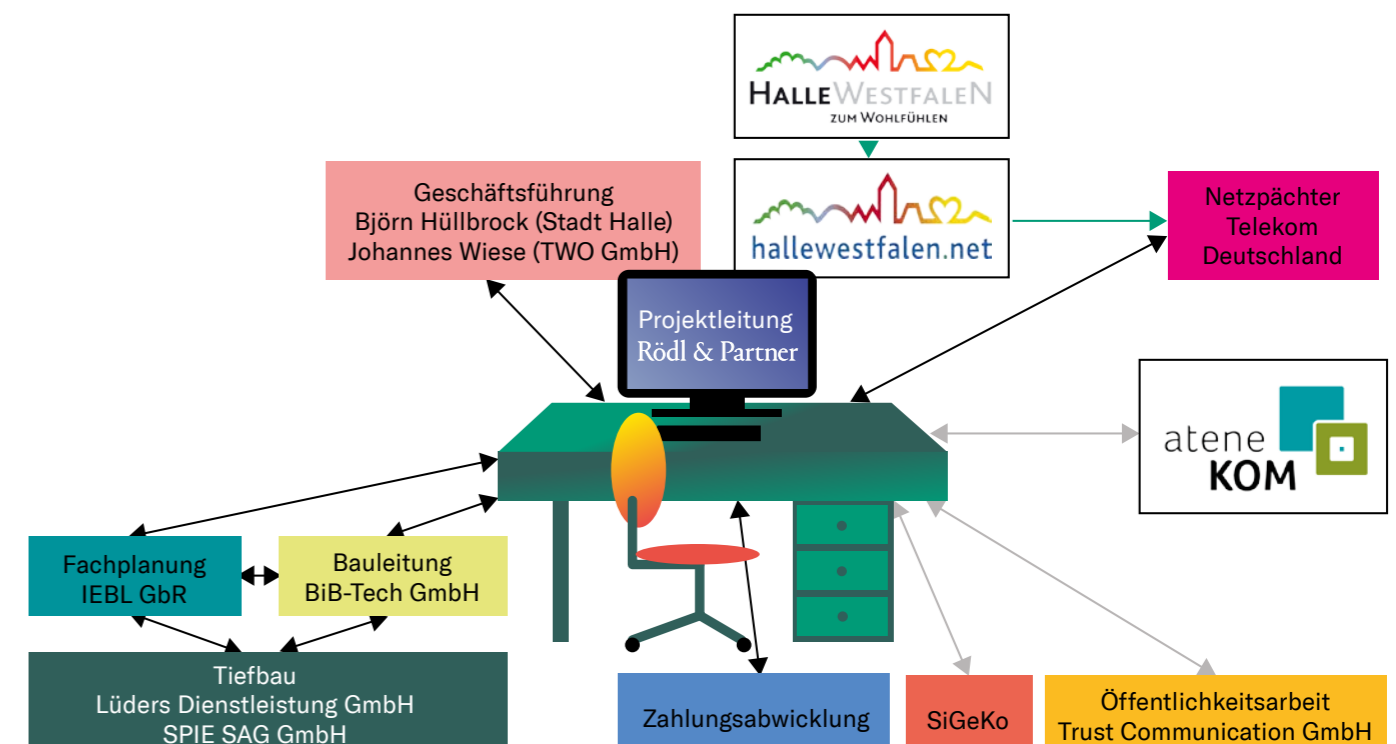
Vor diesem Hintergrund wurden wir damit beauftragt, die Gesamtprojektleitung zu übernehmen und eine förderrechtskonforme Umsetzung des Projektes sicherzustellen. Somit ergab sich die nachfolgende Projektstruktur:

Im Rahmen der Beauftragung wurden insbesondere die folgenden Hauptleistungen identifiziert:

Im Winter 2019 haben wir die Projektleitung übernommen. Dabei waren wir Schnittstelle zwischen Stadt und hallewestfalen.net GmbH, Tiefbauern, Planern und Bauleitern sowie dem Projektträger. Als Hauptansprechpartner für alle Beteiligten oblag uns damit auch die Aufgabe, bei allen Aspekten die Förderkonformität der einzelnen Maßnahmen im Auge zu behalten. Über unseren laufend aktualisierten Detailprojektplan und unser konsequentes Budgetmonitoring konnten alle Stakeholder inklusive der relevanten Gremien und Endkunden jederzeit über den aktuellen Stand des Projektes informiert werden.

Besondere Aufmerksamkeit erforderte auch die regelmäßige Überprüfung der eingehenden Rechnungen. Nicht nur im Rahmen zweier Mehrwertsteueranpassungen entstanden hier regelmäßig komplexe Fragestellungen.

Immer wieder war aufgrund der dynamischen Projektumsetzung auch eine Neujustierung der unterschiedlichen Prozesse zwischen den verschiedenen Partnern erforderlich. Waren die ersten Monate noch wesentlich durch reine Bautätigkeit und deren Abwicklung geprägt, wurde die Endphase des Projektes maßgeblich durch



¹ <https://www.roedl.de/de-de/de/wen-wir-beraten/telekommunikation-breitband/documents/mittelabruf-bundesfoerderprogramm-breitband.pdf>.

die Netzübergabe an den Pächter und die sukzessive Inbetriebnahme der Endkundenanschlüsse geprägt.

Über den gesamten Zeitraum konnte dabei durch regelmäßige Mittelanforderungen die Liquidität gesichert werden. Gleichzeitig wurde das Risiko einer langfristigen Nicht-Anerkennung von Unterlagen durch den Fördergeber durch qualifizierte Zwischennachweise minimiert.

ERFOLGREICHER PROJEKTABSCHLUSS

Mit Abschluss der Bauphase und vollständiger Auszahlung der Fördermittel verbuchen wir das Projekt als erfolgreich und bedanken uns bei unserem Mandanten und allen involvierten Personen und Unternehmen für die vertrauensvolle und professionelle Zusammenarbeit.

Die Stadt Halle (Westf.) ist mit der Beendigung des Projektes dem eigenen Ziel, alle Bürgerinnen und Bürger mit breitbandfähigem Internet zu versorgen, einen großen Schritt nähergekommen. Als bundesweit erste Kommune nimmt die Stadt mit der erfolgreichen Umsetzung des Betreibermodells zwischen einer städtischen Gesellschaft als Infrastrukturgehäufiger Eigentümer und der Telekom als Netzbetreiber eine Vorreiterrolle ein. Mit diesem Erfolg und den Erfahrungen der letzten Jahre soll nun der nächste Schritt erfolgen – die Erschließung der sog. Grauen Flecken².

² <https://www.roedl.de/de-de/de/wen-wir-beraten/telekommunikation-breitband/documents/graue-flecken.pdf>.

Kontakt für weitere Informationen



Marcel Schäfer
M.Sc. Finance & Accounting
T +49 221 949 909 239
E marcel.schaefer@roedl.com



Peer Welling
Diplom-Kaufmann
T +49 911 9193 3718
E peer.welling@roedl.com



→ Corporate Social Responsibility

CSRD: Ein umfangreiches Update für die Nachhaltigkeitsberichterstattung

Weil sich Netze weiter lohnen!

von Sarah Haßdenteufel und Naomi Mzyk

Nachhaltigkeit ist heutzutage in aller Munde. Was früher als „Nice-to-have“ galt, ist inzwischen zu einem entscheidenden Wettbewerbskriterium in der Wirtschaft geworden. Davon sind auch kommunale Unternehmen nicht ausgenommen. Sie tragen Verantwortung für ihren gesellschaftlichen und ökologischen Fußabdruck und müssen transparent darüber berichten.

Mit zunehmender Relevanz von Nachhaltigkeitsaspekten im Unternehmenskontext, werden auch die Anforderungen an die Berichterstattung erhöht. Einen wichtigen Treiber stellt die Europäische Kommission dar, die Unternehmen zuletzt mit dem Entwurf der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) vor neue Herausforderungen stellt.

Momentan wird die nachhaltige Berichterstattung über die Non-Financial-Reporting Directive (NFRD) geregelt, die in Deutschland durch das CSR-Richtlinienumsetzungsgesetz (CSR-RUG) Anwendung findet. Von vielen Unternehmen weitgehend unbemerkt, veröffentlichte die EU-Kommission jedoch im April 2021 einen Entwurf zur Überarbeitung der Richtlinie. Dieser zielt darauf ab, die Informationsinhalte mit einem europäisch-einheitlichen Standard zu harmonisieren, um Transparenz und Vergleichbarkeit sicherzustellen.

In den vergangenen Jahren zeigten sich einige Lücken in der Berichterstattungspraxis von Unternehmen. Mit der CSRD soll diesem Trend entgegengesteuert werden. Die Nachhaltigkeitsberichterstattung soll zukünftig an Qualität und Standardisierung gewinnen.



WESENTLICHE NEUERUNGEN DURCH DIE CSRD

Die Umsetzung der Richtlinie wird weitreichende Veränderungen mit sich bringen. Die EU-Kommission plant, den Kreis der Berichtspflichtigen zu erweitern. Somit müssen zukünftig alle großen haftungsbeschränkten Unternehmen – unabhängig davon, ob sie kapitalmarkt-orientiert sind oder nicht – Angaben zu Nachhaltigkeitsaspekten offenlegen. Nach § 267 Abs. 3 HGB gelten Unternehmen als groß, wenn sie 2 der 3 folgenden Kriterien überschreiten: eine Bilanzsumme von 20 Mio. Euro, Umsatzerlöse von 40 Mio. Euro und/oder mehr als 250 Beschäftigte im Jahresdurchschnitt.

Allein in Deutschland wird sich der Anwenderkreis in- folgedessen von derzeit schätzungsweise 500 auf rund 15.000 betroffene Unternehmen erweitern. Während bislang die meisten Stadt- und Gemeindewerke von der verpflichtenden Nachhaltigkeitsberichterstattung aus- genommen waren, trifft die neue Regelung einige Ver- sorgungsunternehmen.

Zum Zwecke der Integration der finanziellen und nicht- finanziellen Berichterstattung sollen Nachhaltigkeitsin- formationen zukünftig zwingend im Lagebericht verortet werden. Bislang konnten die nichtfinanziellen Angaben als Teil des Geschäftsberichtes oder des Lageberichtes publiziert werden. Diese Wahlmöglichkeit entfällt nach Vorgaben des neuen Richtlinienentwurfs. Des Weiteren wird eine externe inhaltliche Prüfung des Nachhaltig- keitsberichts mit „limited assurance“ (begrenzte Prü- fungssicherheit) zur Pflicht.

Fest steht auch: Unternehmen, die zukünftig unter die CSRD fallen, sind dazu verpflichtet, Angaben zur Kon- formität ihrer Geschäftstätigkeiten mit der EU-Taxono- mie¹ offenzulegen. Die Ablösung der NFRD durch die CSRD führt dementsprechend ebenso zu einer Erweite- rung des Anwenderkreises derjenigen Unternehmen, die zur EU-Taxonomie¹ berichten müssen.

VERBINDLICHER EUROPÄISCHER BERICHTSSTAN- DARD (ESRS)

Auf internationaler Ebene gibt es bereits eine Vielzahl an Berichterstattungsstandards und Rahmenwerken. Dazu zählen die Global Reporting Initiative (GRI) und der Deutsche Nachhaltigkeitskodex (DNK). Allerdings zielt die EU mit der Etablierung der European Sustainability Reporting Standards (ESRS) auf eine verbindliche euro- päische Lösung ab. Die ESRS werden derzeit noch von der European Financial Reporting Advisory Group (EF- RAG) entwickelt. Erste Entwürfe liegen allerdings schon zu einzelnen Standards vor und können eingesehen wer- den. Neben Querschnitts- und sektorspezifischen Stan-

dards, liegt der Fokus auf den Themenbereichen Um- welt, Soziales und Governance (ESG). Zusätzlich umfassen die ESRS auch konzeptionelle Leitlinien, die unter anderem die doppelte Materialität beinhalten.

Die doppelte Wesentlichkeitsperspektive („double mate- riality“) stellt eine der bedeutsamsten Änderung dar. Demnach soll die Berichterstattung einerseits die Wir- kungen des Umfelds auf das Unternehmen („outside-in“), sowie andererseits die Auswirkungen des Unternehmens auf sein Umfeld („inside-out“) beinhalten. Sachverhalte sind demnach als wesentlich einzustufen, wenn sie ent- weder für den Unternehmenserfolg oder aus ökologi- schen bzw. sozialen Aspekten wesentlich sind.

AMBITIONIERTER ZEITPLAN

Die Finalisierung und Verabschiedung der CSRD ist bis Juni 2022 geplant, die Umsetzung durch die EU-Mit- gliedstaaten soll dementsprechend bereits Ende des Jahres erfolgen. In Kraft treten würde die Berichtspflicht für alle nichtfinanziellen Berichterstattungen, die nach dem 1.1.2024 veröffentlicht werden, sich also auf das Geschäftsjahr 2023 beziehen. Der Zeitplan der EU ist ambitioniert und verdeutlicht die Dringlichkeit der The- matik. Frühzeitiges Handeln lohnt sich also!



FAZIT

Ist die CSRD Herausforderung oder Chance? Ganz klar beides. Die An- forderungen an die Berichterstattung werden deutlich anspruchsvoller und umfangreicher. Unternehmen benötigen robuste und prüfbare Pro- zesse, um Nachhaltigkeitsinformationen zu erfassen. Wichtig ist, be- reits jetzt geeignete Prozesse und Systeme zur Datenerfassung zu im- plementieren und entsprechende Ressourcen einzuplanen.

Die Nachhaltigkeitsberichterstattung dient jedoch nicht nur Kommuni- kationszwecken, sondern sollte vielmehr als Anlass genutzt werden, um Verbesserungsprozesse im Management zu initiieren. Eine trans- parente Datenerfassung und Risikoanalyse eröffnet schließlich die Möglichkeit, auf Veränderungen frühzeitig zu reagieren und das eigene Unternehmen krisenfest und wettbewerbsfähig zu machen.

Für Stadtwerke gilt es, sich bereits jetzt mit den bevorstehenden Ände- rungen auseinanderzusetzen und das Potenzial eines systematischen Nachhaltigkeitsmanagementansatzes² zu identifizieren. Selbst wenn Sie nicht direkt von der Berichtspflicht betroffen sind, wirken sich die zunehmenden Transparenzanforderungen meist mittelbar auf das eige- ne Unternehmen aus. Neben der Politik gibt es noch viele weitere Trei- ber der Nachhaltigkeit – etwa Finanzmarkt, Kundinnen und Kunden, die eigenen Mitarbeitenden oder interessierte Bewerberinnen und Be- werber. Profitieren Sie vom steigenden Nachhaltigkeitsbewusstsein und positionieren Sie sich als zukunftsfähiges Unternehmen.

Wir unterstützen Sie bei Ihrem Transformationsprozess hin zu einem nachhaltigen Unternehmen. Unsere Expertengruppe aus dem Sustaina- bility Services- und Stadtwerke-Bereich steht Ihnen mit kompetenter Be- ratung zur Verfügung. Sprechen Sie uns einfach mit Ihrem Anliegen an!

Kontakt für weitere Informationen



Sarah Haßdenteufel
M.A. Sustainability Economics & Management
T +49 911 9193 3728
E sarah.hassdenteufel@roedl.com



Naomi Mzyk
B.A. Management in Organic and Sustainability Business
T +49 911 9193 1543
E naomi.mzyk@roedl.com

¹<https://www.roedl.de/themen/nachhaltigkeit-csr/eu-taxonomie-2022-green-deal-aktionsplan-klimaneutralitaet>

²<https://www.roedl.de/themen/nachhaltigkeit-csr/corporate-social-responsibility-berichterstattung-bericht-transparenz-unternehmen>

→ Wärme

Kostenschlüsselung bei Kraft-Wärme-Kopplung bei extremen Brennstoffpreisschwankungen

von Katja Rösch und Daniel Batschkus

Mit der Begründung seines Urteils vom 26.1.2022¹ zur Anpassung von Preisanpassungsklauseln im Rahmen des § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV hat der BGH zum einen frühere Urteile zur Kostenorientierung bekräftigt und zum anderen untergerichtlichen Entscheidungen, die eine einseitige Anpassung von Preisanpassungsklauseln ablehnten, eine Absage erteilt. Konkret wird in der Urteilsbegründung aufgeführt, dass das Fernwärmeversorgungsunternehmen seine Preisleitformeln über eine einseitige Leistungsbestimmung anpassen kann und muss, wenn diese nicht mehr kostenorientiert sind und eine Anpassung auch im Kundeninteresse ist. Die Änderung kann jedoch wegen des neu geschaffenen § 24 Abs. 4 S. 4 AVBFernwärmeV nicht mehr über eine öffentliche Bekanntgabe erfolgen; die Kundinnen und Kunden sind über die neuen Preisleitformeln vielmehr mittels direkter Ansprache, zum Beispiel postalisch, zu informieren. Bei der derzeitigen Marktlage, die geprägt ist von stark gestiegenen Preisen für Brennstoffe, ist es umso wichtiger, dass Preisleitklauseln kostenorientiert sind und die Indizes die tatsächlichen Beschaffungskosten widerspiegeln. Ebenso haben viele Versorger in jüngster Vergangenheit bereits Änderungen an ihrer Erzeugungsstruktur hin zu mehr CO₂-neutraler Wärme vorgenommen, gleichzeitig die Preisänderungsklauseln jedoch (noch) nicht angepasst. Gerade bei den enorm gestiegenen Erdgaspreisen und Indizes kann sich damit eine wirtschaftliche oder vertriebliche Schiefelage ergeben. Es ist daher zu empfehlen, die Preise und Preisleitklauseln einer Prüfung zu unterziehen, um in der angespannten Marktlage festzustellen, ob zur nächsten Preisanpassung die Änderung der Preisleitklauseln notwendig ist, um sowohl Kundeninteressen als auch die Interessen des Versorgers zu wahren. Damit einher geht insbesondere auch bei der Neuberechnung der Preise die Frage, inwiefern Kosten aus der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sachgerecht auf die Produkte Strom und Wärme aufzuteilen sind.

HINTERGRUND

Zur Berechnung der Gestehungskosten von Wärme und Strom aus einer gemeinsamen Erzeugungsanlage ist eine verbindliche Allokation der Gemeinkosten, wie zum

Beispiel für die Primärenergierohstoffe oder die Emissionskosten, notwendig (wir berichteten²). Als Gemeinkosten werden Kostenbestandteile bezeichnet, die nicht direkt einem einzelnen Produkt zuzuordnen sind. Bei einem Blockheizkraftwerk wird z. B. aus einem Brennstoff sowohl Wärme als auch Strom gewonnen. Verbindliche rechtliche oder wissenschaftliche Vorgaben dazu gibt es zum heutigen Zeitpunkt allerdings nicht; entsprechend ist eine Prüfung und gegebenenfalls ein Nachweis im Einzelfall erforderlich. Dies gilt vor allem für den Nachweis von angemessenen Preisleitklauseln, da diese gemäß § 24 AVBFernwärmeV insbesondere dem tatsächlichen Kostenverhältnis entsprechen müssen. Für die Zuordnung der Gemeinkosten existieren mehrere Methoden, die zu unterschiedlichen Gewichtungen bei der Verteilung der Gemeinkosten führen können. Wir stellen in diesem Beitrag die gängigen Schlüsselungsmethoden für die Berechnung von Wärmepreisen und Preisleitklauseln sowie eines Emissionspreises zur Übersicht vor.

Im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vermischen sich die Erlöse aus Strom- und Wärmeverkäufen zu einem Gesamterlös, dem wiederum ein großer gemeinsamer Kostenanteil (Gemeinkosten) für den Anlagenbetrieb gegenübersteht. Typische Beispiele von Gemeinkosten in der KWK sind Brennstoff-, Emissions-, Personal-, und Wartungskosten.

Zur Abbildung der Kostenstruktur der KWK-Wärmeerzeugung in einer Preisleitformel hat der Bundesgerichtshof (BGH) ausdrücklich festgestellt, dass eine Verteilung der Brennstoffkosten auf die Koppelungsprodukte Wärme und Strom erfolgen muss³. Für weitere, unmittelbar mit dem Brennstoffeinsatz gekoppelte Kosten kann daher ebenfalls nichts anderes gelten.

Neben diesen rechtlichen Aspekten ist die bilanzielle Trennung der Ergebnisbeiträge der Produkte Wärme und Strom für Energieversorger auch aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten von Interesse: In der Vergangenheit ließ sich wiederholt beobachten, dass sich die Märkte für Wärme und Strom jeweils unabhängig voneinander entwickelten. Um den wirtschaftlichen Ergebnisbeitrag zu ermitteln und das Unternehmen betriebs-



Weder für die Gestehungskostenkalkulation noch für die Ermittlung der Preisleitklausel gibt es eine eindeutig verursachungsgemäße oder gesetzliche Vorgabe wie die Gemeinkosten aufgeteilt werden. In der Praxis haben sich mehrere Methoden etabliert, die sich für unterschiedliche Anwendungsfälle anbieten:

- Aufteilung nach anlagenspezifischen Wirkungsgradverhältnissen (IEA- oder Wirkungsgradmethode)
- Aufteilung in Bezugnahme auf Referenzkraftwerke in ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung (Finnische Methode, Substitutionsmethode)
- Aufteilung nach physikalischen Gesichtspunkten (Exergiemethode)
- Aufteilung nach ökonomischen Gesichtspunkten (Restwertmethode oder auch Koppelproduktionsmethode)

wirtschaftlich optimal steuern zu können, ist es nötig, die Gestehungskosten der beiden Produkte getrennt voneinander zu berechnen. Da die Gemeinkosten in der Regel den größeren Anteil der Betriebskosten einer KWK-Anlage darstellen, kommt der Kostenaufteilung eine tragende Rolle bei der Ergebnisermittlung und -optimierung zu.

Im Gegensatz zur Fernwärme sind die Stromerlöse marktbedingt und durch das gesetzliche Förderregime bestimmt und nur zu einem geringen Teil vom Versorger selbst beeinflussbar. Die Fernwärmepreisbestimmung hingegen erfolgt, innerhalb der Vorgaben der AVBFernwärmeV, durch das Fernwärmeversorgungsunternehmen selbst und wirkt ausschließlich auf den jeweiligen regionalen Markt. Für die Ermittlung der Preishöhe und insbesondere der Preisleitklausel in der Fernwärme ist es vor diesem Hintergrund essenziell, transparent und nachvollziehbar nur die der Wärme zugeordneten Kosten an den Endverbraucher weiterzugeben.



Erlöse	Selbstkosten	Wärmekosten	Kostenstruktur	Kostenarten	Indexwahl
Zu erzielende Erlöse lt. Businessplanung	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Fixum
	Selbstkosten	Wärmekosten	verbrauchs-unabhängige Kosten (fix)	Investitionsgüter	Investitionsgüter (IG)
				Personal	Personal (L)
				Sonstige	Fixum
				Strom	Strom (St)
				Erdgas	Erdgas (G)
			Biomasse	Biomasse (B)	
		Stromkosten	↓ Arbeitspreis/ Grundpreis	↓	Preisleitformel

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

¹ Az. VIII ZR 175/19.

² <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/2021/maerz/co2-bepreisung-behg-kraft-waerme-kopplung>.

³ BGH, Urteil vom 6.4.2011 – VIII ZR 273/09 –, BGHZ 189, 131-158, Rn. 46.



Im Folgenden werden die Berechnungsgrundlagen der unterschiedlichen Methoden beleuchtet:

IEA-METHODE

Die IEA-Methode wird von der Internationalen Energie Agentur (International Energy Agency, IEA) zur Schlüsselung der CO₂-Emissionen bei KWK-Anlagen genutzt. Sie bewertet die Energieströme Wärme und Strom nach ihrem Wirkungsgradanteil am Gesamtwirkungsgrad des betrachteten Systems.

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

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

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

WIRKUNGSGRADMETHODE

Die Wirkungsgradmethode ist der IEA-Methode sehr ähnlich. Einziger Unterschied ist, dass die Kostenanteile aus dem Quotienten des jeweiligen Einzelwirkungsgrades der Erzeugung des anderen Produktes zum Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlage abgeleitet werden:

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

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

FINNISCHE METHODE

Die Finnische Methode legt zur Bewertung Referenzkraftwerke zugrunde. In der KWK-Richtlinie 2004/8/EG ist darauf verwiesen, dass jeder

„KWK-Block [...] mit der besten, im Jahr des Baus dieses KWK-Blocks auf dem Markt erhältlichen und wirtschaftlich vertretbaren Technologie für die getrennte Erzeugung von Wärme und Strom verglichen [wird.]“

Somit ist gewährleistet, dass für den Vergleich mit der ungekoppelten Erzeugung die beste technische Lösung gewählt wird und keine Überbewertung der Brennstoffeinsätze der KWK-Anlagen stattfindet. Besonderheit der finnischen Methode ist die Berechnung der Primärenergieeinsparung (PEE). Diese wird zu gleichen Teilen den beiden Produkten Wärme und Strom angerechnet. Die Primärenergieeinsparung errechnet sich nach folgender Formel:

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

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

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

$$A_{th(e)} = (1 - PEE) \times \frac{\eta_{th(e)}}{\eta_{th(e)Ref}}$$

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

SUBSTITUTIONSMETHODE

Hintergrund der Substitutionsmethode ist, dass ein Wärmekunde nicht schlechter gestellt werden soll, als wenn er seine Wärme aus ungekoppelter Erzeugung bezöge. Er bekommt genau jene Gemein- und Emissionskosten weitergegeben, die bei der Erzeugung in einem rein thermischen Referenzkraftwerk entstünden.

Bei der Substitutionsmethode wird zunächst der fiktive Brennstoffeinsatz berechnet, der zur Bereitstellung der in KWK erzeugten Wärme in einem rein thermischen Referenzkraftwerk notwendig wäre:

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

Mit: $Br_{th,Ref}$ = Fiktiver Brennstoffeinsatz in einem rein thermischen Referenzkraftwerk
 Q_{KWK} = Wärmemenge aus der KWK-Anlage
 η_{thRef} = Thermischer Wirkungsgrad Referenzkraftwerk

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

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

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

EXERGIEMETHODE

Die Exergiemethode beurteilt die Produkte Wärme und Strom anhand ihrer thermodynamischen Wertigkeit, indem sie nach ihrem Exergiegehalt bewertet werden. Strom ist eine besonders hochwertige Energieform mit einem Exergieanteil von 100 Prozent. Der Exergiegehalt der Wärme dagegen wird durch die Umgebungsbedingungen bestimmt. Für Fernwärme gilt, dass die im Heizwasser enthaltene Wärmeenergie nur solange genutzt werden kann, bis das Niveau der Umgebungstemperatur erreicht ist. Die Exergie im Heizwasser ergibt sich nach folgender Formel:

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

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

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

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

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

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

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

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

RESTWERTMETHODE

Im Vergleich zu allen anderen Methoden berücksichtigt die Restwertmethode keine technischen Parameter, sondern zieht ausschließlich ökonomische Aspekte für die Bewertung der Produkte heran. Eines der beiden Koppelprodukte wird als Hauptprodukt definiert, wobei Strom aufgrund der durch den Versorger nicht beeinflussbaren Strompreise in der Regel als Hauptprodukt gewählt wird.

Die Bewertung des Hauptproduktes erfolgt nun anhand von Marktpreisen. Abzüglich einer Renditeerwartung und den direkt zuordenbaren Einzelkosten des Hauptproduktes wird bestimmt, wie viele Gemeinkosten das Hauptprodukt übernehmen kann:

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

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

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

Alle verbleibenden Kosten werden in der Folge dem Koppelprodukt zugeteilt:

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

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

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

GEGENÜBERSTELLUNG UND DISKUSSION DER METHODEN

Die Sinnhaftigkeit jeder der vorgestellten Methoden sollte je nach Netz- und Erzeugerstruktur im Einzelfall überprüft werden.

Die Aufteilung nach den anlagenspezifischen Wirkungsgradverhältnissen ist leicht verständlich und es müssen im Vergleich zu den Referenzwirkungsgradmethoden keine Annahmen getroffen werden. Jedoch kann bei geringen elektrischen Wirkungsgraden der Wärme (IEA-) bzw. dem Strom (Wirkungsgradmethode) ein überproportional hoher Kostenanteil zugeordnet werden. Weiterhin kann diskutiert werden, ob der Wirkungs- oder der Nutzungsgrad als Größe heranzuziehen ist, wobei letzterer den tatsächlichen Einsatz der Anlagen bewertet. Der Nutzungsgrad kann jedoch gerade im Jahresverlauf oder je nach Einsatz der Kraftwerke schwanken. Diese Methoden bewerten weiterhin jede Kilowattstunde Energie, egal ob Strom oder Wärme, gleich. Unberücksichtigt bleibt dabei der Mehrwert von Strom, sowohl aus wirtschaftlicher als auch physikalischer Sicht (Exergie).

Referenzwirkungsgradmethoden führen je nach gewähltem Referenzwirkungsgrad zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Die mit der Finnischen oder der Substitutionsmethode berechneten Schlüssel sind stark von den getroffenen Annahmen abhängig. Im Falle einer Nutzung dieser Methoden sollte daher sichergestellt werden, dass die konkreten anlagenspezifischen Verhältnisse des jeweiligen Versorgers nachweisbar berücksichtigt wurden. Insbesondere bei der Finnischen Methode ist darüber hinaus zu beachten, dass zur Ermittlung der Referenzwirkungsgrade im Rahmen des TEHG und der ZUV 2020 auf Großkraftwerke abgezielt wird, die eine Feuerungswärmeleistung von über 20 MW aufweisen. Somit ist der Einsatz der Methode zwar einerseits zur Schlüsselung des Gemeinkostenfaktors Emissionen bewährt, die Anwendbarkeit auf kleinere KWK-Anlagen wie BHKWs ist jedoch nicht automatisch gegeben. Diese unterliegen dem nationalen Emissionshandel, der wiederum eine abweichende Wirkungsweise und Umsetzung aufweist.

Die Exergiemethode berücksichtigt zwar die thermodynamische Wertigkeit, ist aber vergleichsweise aufwendig zu kalkulieren. Die Wertigkeit des Stroms auf Basis der Exergie spiegelt zudem nicht unbedingt seine ökonomische Wertigkeit wider.

Allen bisher genannten Methoden ist gemein, dass keine wirtschaftlichen Überlegungen in die Kostenaufteilung einfließen, sondern die Aufteilung anhand technischer Parameter erfolgt. Anders verhält es sich bei der Restwertmethode. Diese verteilt die Kosten unter Berücksichtigung der tatsächlichen und geplanten Kostenstruktur des Energieversorgers sowie anhand der jeweiligen Marktpreise. Die Methode ist vor allem dann gut geeignet, wenn die Stromerlöse gut planbar sind. Dies ist insbesondere bei Anlagen der Fall, bei denen die Stromvermarktung im Einklang zur Brennstoffbeschaffungsstrategie erfolgt oder ein festes Förderregime vorliegt. Bei der Nutzung der Restwertmethode müssen die Strompreise bzw. die Spreads über den Planungszeitraum geplant werden. Weiterhin können nicht geplante Kosten oder Erlöse, die nach der Ermittlung der Restwertmethode neu in das System hinzukommen, die Schlüsselung beeinflussen. Ein typisches Beispiel hierfür sind die Kosten aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz, die die Kostenstruktur vieler Versorger maßgeblich geändert haben. Eine regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der Schlüsselung ist daher empfehlenswert, gerade im Fall stark abweichender Soll-Ist-Entwicklungen.

Zusammenfassend ist die Restwertmethode eine bewährte, betriebswirtschaftliche Methode, die gewährleistet, dass die Wärmeseite keine übermäßig hohen Kosten trägt. Bei Anwendung der Restwertmethode wird auch deutlich, welches Produkt welchen Anteil am Unternehmenserfolg hat. Sie ermöglicht so eine Steuerung und Optimierung der Wirtschaftlichkeit. Letztlich ist auch der Nachweis der Angemessenheit dieses Schlüssels vergleichsweise transparent möglich.

Aus Unternehmenssicht sollte zunächst eine Analyse aller infrage kommender Methoden durchgeführt werden, um eine für Kunden und Versorger gleichermaßen faire Kostenverteilung zu ermöglichen. Das Ziel bei der Auswahl der Schlüsselungsmethode ist, jeweils die auf den Anwendungsfall passende Methode auszuwählen. Nur so wird das wirtschaftliche Risiko bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom in KWK reduziert und etwaige Optimierungspotenziale werden erkennbar. In regelmäßigen Abständen, aber gerade angesichts der in den letzten Monaten stark gestiegenen fossilen Brennstoffpreise, sollte eine Überprüfung der Kosten- und Erlösseite stattfinden. Über die Restwertmethode kann zum Beispiel auch abgeleitet werden, ob die Marktchancen aus den stark gestiegenen Strompreisen zum Ausgleich der Fernwärmepreise genutzt werden können.

FAZIT

Die jüngst veröffentlichte Urteilsbegründung zur Anpassung von Preisgleitklauseln sowie die extrem volatilen und stark gestiegenen Brennstoffpreise sollten Fernwärmeversorgungsunternehmen zum Anlass nehmen, ihre Preisgleitformel und Preise zu überprüfen. Ein Großteil der Fernwärmeversorgung erfolgt in Deutschland in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Brennstoffkosten, wie zum Beispiel auch Erdgas-kosten und Emissionskosten, sind Gemeinkosten, die bei solchen Erzeugungsanlagen erst über einen Schlüssel auf die Produkte Strom und Wärme zugeordnet werden können. Die dann auf die Wärme geschlüsselten Kosten können nach fundierter Herleitung über Preisgleitklauseln weitergegeben werden. Daher kommt der sachgerechten Schlüsselung der Kosten, insbesondere bei den derzeitigen Marktverhältnissen, eine entscheidende Rolle zu und muss gegebenenfalls auch einer externen Überprüfung standhalten.

Kontakt für weitere Informationen



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



Daniel Batschkus
M.Sc. Mechanical Engineering, MBA
T +49 89 928 780 286
E daniel.batschkus@roedl.com

→ Finanzierung

Liquiditätssteuerung bei Stadtwerken

von Christoph Beer

Durch die Corona-Pandemie und den Krieg in der Ukraine rückt bei Stadtwerken ein Thema in den Fokus, das in der Vergangenheit eine eher nachrangige Rolle gespielt hat: Die Steuerung der Liquidität. Schon in der Corona-Krise führten die Verluste in den Sparten Bäder und öffentlicher Nahverkehr trotz öffentlicher Zuschüsse zu einer Belastung der Liquidität der Stadtwerke. Die bei manchen Stadtwerken seither angespannte Liquiditätssituation wird nun durch den Krieg in der Ukraine nochmals deutlich verschärft. Aktuell bereiten den Unternehmen die enormen Preisschwankungen im Großhandel und die drohenden Gasengpässe Probleme im Hinblick auf die Liquidität. Durch die extremen Preissteigerungen im OTC-Handel sind die Kreditlinien zum Teil bereits ausgereizt. Bei einem Ausweichen auf den Börsenhandel müssen für die Absicherung von Termingeschäften liquide Mittel vorgehalten werden. So können beispielsweise im Falle von stark steigenden Börsenpreisen, die eine Erhöhung der Sicherheitsleistung erfordern, Liquiditätsempässe bei Stadtwerken beziehungsweise Energieversorgungsunternehmen auftreten. Die Rückmeldungen von Unternehmen zu diesem Thema zeigen, dass bis dato

unangetastete Kontokorrentkredite erstmals seit Jahren wieder in Anspruch genommen beziehungsweise bestehende Kontokorrentlinien ausgeweitet werden mussten.

Neben diesen aktuellen Entwicklungen erfordert die tiefgreifende strukturelle Transformation der Energieversorgung im Zuge der Energiewende signifikante Investitionen und somit einen hohen Kapitaleinsatz von den Stadtwerken/Energieversorgungsunternehmen. Gleichzeitig hat sich die wirtschaftliche Situation vieler Versorger in Folge des zunehmenden Wettbewerbs im Energievertrieb, des steigenden Regulierungsdrucks bei den Versorgungsnetzen und des schwierigen Marktumfelds im konventionellen Erzeugungsbereich in den letzten Jahren eingetrübt. Sinkende Kapitalrenditen und steigende Verschuldung sind Zeugnis dieser wirtschaftlichen Negativentwicklung, die auch die Liquidität der Unternehmen belastet.

In Summe resultiert aus den beschriebenen Effekten eine deutliche Verschärfung der Liquiditätssituation bei

den Stadtwerken. Eine unterjährige IT-gestützte Liquiditätsplanung und -steuerung ist im Zuge dieser Entwicklungen wichtiger denn je. Unternehmen sollten zu jeder Zeit über die verfügbare Liquidität und potenzielle Engpässe, sowohl kurzfristig als auch mittel- bis langfristig, informiert sein. Für die kurzfristige Liquiditätsvorschau muss zu diesem Zweck eine tagesgenaue Planung auf Basis der fällig werdenden Ein- und Auszahlungen vorgenommen werden. Für die mittel- bis langfristige Betrachtung ist eine Planung auf Wochen- beziehungsweise Monatebene anhand der Unternehmensplanung erforderlich.

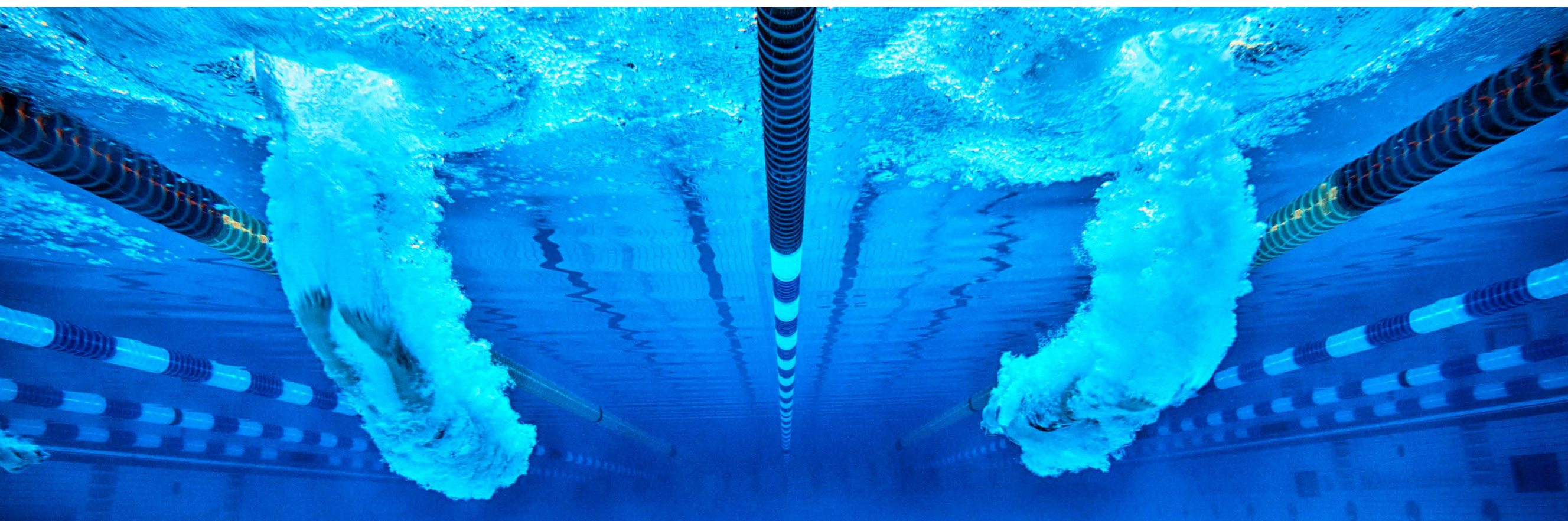
Wir empfehlen Ihnen daher einen standardisierten und kontinuierlichen Liquiditätsplanungs- und -steuerungsprozess zu etablieren. Nur so können frühzeitig Maßnahmen ergriffen werden, um die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens zu gewährleisten und gleichzeitig keine unnötig hohen Liquiditätsreserven vorzuhalten, die die Rentabilität beeinträchtigen. Die Stadtwerke sollten in den nächsten Monaten im Zuge der Liquiditätsplanung verschiedene – auch nach aktueller Einschätzung unwahrscheinlich erscheinende – Szenarien simulieren und sich zeitnah finanziell absichern. Außerdem sollte die Disposition der Finanzmittel so ausgestaltet sein, dass eine optimale Finanzierung gewährleistet ist. Darüber hinaus sollten die Beschaffungsmärkte kontinuierlich beobachtet und im Rahmen der Liquiditätsplanung eine aktive Kommunikation mit Banken und Gesellschaftern gepflegt werden.

Wir unterstützen Sie mit unserem erfahrenen Team gerne bei der Erstellung und Implementierung eines entsprechenden Liquiditätsplanungs- und -steuerungsprozesses.

*Kontakt für weitere
Informationen*



Christoph Beer
Diplom-Betriebswirt (FH),
Certified Valuation Analyst
T +49 911 9193 3600
E christoph.beer@roedl.com



→ Recht

Die neuen Vorschriften zur Entflechtung für Ladepunkte von De-minimis-Energieversorgungsunternehmen

von Thomas Wolf LL.M. und Jean Winkelmann

VORSCHRIFTEN ZUR RECHTLICHEN ENTFLECHTUNG DER LADEPUNKTE

EU-RICHTLINIE ZUM ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT

Am 5.6.2019 verabschiedeten das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union die Neufassung der Richtlinie 2019/944 (nachfolgend „Richtlinie“). Hintergrund der Richtlinie ist unter anderem das Ziel der Kommission zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors und Verminderung seiner Emissionen, vor allem in städtischen Gebieten. Nach den Vorstellungen des Richtliniengebers könne die Elektromobilität einen wichtigen Beitrag zur Verwirklichung dieser Ziele leisten und stelle einen wichtigen Bestandteil der Energiewende dar. Daher wurden in dieser Richtlinie Marktvorschriften erlassen, mit denen der wirksame Ausbau von öffentlich zugänglichen und privaten Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und die effiziente Einbindung der Fahrzeugaufladung in das System sichergestellt werden sollen.¹

Auf Grundlage der Erwägungen der EU-Gremien sieht Artikel 33 Abs. 2 der Richtlinie vor, dass es „Verteilernetzbetreibern [...] nicht gestattet [ist], Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein oder diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben, mit Ausnahme der Fälle, in denen Verteilernetzbetreiber Eigentümer ausschließlich für den Eigengebrauch bestimmter privater Ladepunkte sind.“

UMSETZUNG DER EU-RICHTLINIE IN NATIONALES RECHT

Durch das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht² wurde unter anderem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert und die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt. Das Gesetz ist am 26.7.2021 im Bundesgesetzblatt verkündet worden und am Tag darauf in Kraft getreten. Der neu eingefügte

§ 7c Abs. 1 EnWG, der Artikel 33 der Richtlinie umsetzt, sieht nunmehr ein entsprechendes grundlegendes Verbot für Verteilernetzbetreiber vor, Eigentümer von Ladepunkten zu sein und diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben. Lediglich für private Ladepunkte für Elektromobile, die für den Eigengebrauch des Netzbetreibers bestimmt sind, gilt das Verbot nach § 7c Abs. 1 EnWG nicht.

Eine Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot ist, beruhend auf dem Mitgliedsstaatenwahlrecht des Artikel 33 Abs. 3 der Richtlinie, durch § 7c Abs. 2 EnWG vorgesehen. Diese greift, wenn ein regionales Marktversagen vorliegt. Dieses muss jedoch durch ein definiertes Ausschreibungsverfahren festgestellt werden, das voraussichtlich mit hohen bürokratischen Hürden einhergeht. Nähere Bestimmungen dazu sollen in einer Rechtsverordnung festgelegt werden, die derzeit noch nicht vorliegt. Darüber hinaus ist zu bezweifeln, dass es aufgrund des bisher schon entwickelten marktlichen Umfelds für Ladeinfrastruktur und dazugehörige Dienstleistungen zur Feststellung von Marktversagen kommen wird.³ Der Ausnahmeregelung wird daher voraussichtlich keine praktische Relevanz zukommen.

AUSWIRKUNGEN AUF DIE RECHTLICHE UND BUCHHALTERISCHE ENTFLECHTUNG

EINORDNUNG VON LADEPUNKTEN IN DEN NEUEN GESETZLICHEN RAHMEN

Unterscheidung in sachlicher und zeitlicher Hinsicht

Aufgrund des neuen gesetzlichen Rahmens müssen Ladepunkte zunächst in diesen eingeordnet werden. Es sind private Ladepunkte von den nicht privaten Ladepunkten, also öffentlichen Ladepunkten abzugrenzen, da § 7c EnWG für private Ladepunkte keine Anwendung findet (§ 7c Abs. 1 Satz 2 EnWG). Hierzu sieht der Gesetzgeber die Begriffsbestimmung des § 2 Nr. 9 Ladesäulen-



verordnung als maßgeblich an.⁴ Demnach sind öffentliche Ladepunkte solche, die dem punktuellen Aufladen eines Elektrofahrzeugs dienen und dabei diese Leistung nicht im Rahmen eines Dauerschuldverhältnisses erbracht wird.

Darüber hinaus muss zwischen vor dem 27.7.2021 entwickelten, verwalteten oder betriebenen Ladepunkten (nachfolgend „bestehende Ladepunkte“) und den ab dem 27.7.2021 entwickelten, verwalteten oder betriebenen Ladepunkten (nachfolgend „neue Ladepunkte“) unterschieden werden. Für bestehende Ladepunkte fand dabei im Laufe des nationalen Gesetzgebungsverfahrens mit § 118 Abs. 34 Satz 1 EnWG eine Übergangsregelung Einzug. Sie gelten, sofern sie von Verteilernetzbetreibern entwickelt, verwaltet oder betrieben wurden, bis zum 31.12.2023 als aufgrund eines regionalen Marktversagens genehmigt (Genehmigungsfiktion).

Auslegung neuer unbestimmter Rechtsbegriffe

Darüber hinaus kommt auch den neuen, unbestimmten Rechtsbegriffen Entwicklung und Verwaltung Bedeutung zu, die auslegungsbedürftig sind. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Richtliniengeber mit der Aufzählung von Erwerb, Entwicklung, Verwaltung und Betrieb von Ladepunkten eine möglichst umfassende Regelung erreichen wollte. Andererseits ergeben sich nicht unerhebliche Abgrenzungsfragen.

Eine hiervon ist die zeitliche Abgrenzung der Entwicklung von Ladepunkten, insbesondere, wenn längerfristig ausgearbeitete Investitionspläne schon vor dem in Kraft treten des Gesetzes vorlagen. Entsprechende strategische Entscheidungen, z. B. über Standorte⁵, sind damit getroffen sowie einzusetzende Mittel bereits genehmigt und zumindest teilweise auch schon eingesetzt. Ein Verbot, diese nach dem 27.6.2021 weiter zu verfolgen, erscheint mit dem Zweck der Regulierung, einen wirksamen Ausbau von öffentlichen Ladepunkten sicherzustellen, nicht vereinbar und greift auch erheblich in die Investitionsstrategien der Unternehmen ein. Daher ist es naheliegend, diese sich bereits in der Entwicklung befindlichen Ladepunkte in den Schutz der Genehmigungsfiktion einzubeziehen und damit auch als bestehende Ladepunkte anzusehen.

Zudem ist der Umfang der unter diesen Begriffen zu subsumierenden Sachverhalte unklar. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vertritt die Auffassung, dass nur „rein technische Dienstleistungen, die den Bau der Ladeinfrastruktur betreffen, [...] nicht zu Entwicklung, Verwaltung und Betrieb von Ladepunkten [gehören], da sie ausführende Tätigkeiten sind, die die strategischen Entscheidungen des Ladepunktbetreibers umsetzen.“⁶ Dem ist aus unserer Sicht zuzustimmen, da rein im Auftrag eines Dritten auszuführende, technische Tätigkeiten dem Wettbewerb unterliegen und daher nicht Gegenstand des regulatorischen Eingriffs sein sollen.

¹Vgl. Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5.6.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Begründung der Richtlinie Rn. 40.

²BGBl Teil I, Jahrgang 2021, Nr. 47 vom 26.7.2021, S. 3026 ff.

³Vgl. BDEW, Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes vom 22.1.2021, S. 7.

⁴Vgl. BT-Drs. 19/27453: Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 9.3.2021, S. 92.

⁵BDEW, Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes vom 22.1.2021, Themenpapier 2, S. 2.

⁶BDEW, Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes vom 22.1.2021, Themenpapier 2, S. 2.

RECHTLICHE ENTFLECHTUNG

Interpretation des § 7c EnWG als eigenständige Entflechtungsvorschrift

Auslegungsbedürftig ist nach der Novellierung des EnWGs insbesondere, ob das grundsätzliche Verbot für Netzbetreiber, Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile zu sein und diese Ladepunkte zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben (§ 7c Abs. 1 EnWG) auch für De-minimis-Unternehmen gilt. Dies wird insbesondere deutlich, wenn man den § 7c Abs. 1 EnWG als eigenständige Entflechtungsvorschrift für Ladepunkte sieht. Demnach wäre es Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, unabhängig von der Anzahl der angeschlossenen Kundinnen und Kunden, nicht gestattet, Eigentümer von öffentlichen Ladepunkten zu sein, noch diese zu entwickeln, zu verwalten oder zu betreiben. Es würden dann den Betroffenen folgende Handlungsalternativen offenstehen:

- Erwirken einer Ausnahmegenehmigung nach § 7c Abs. 2 EnWG zum Beibehalt des Status quo,
- Ausgliederung der Ladepunkte bzw. deren Entwicklung, Verwaltung und Betrieb in eine andere juristische Person des viEVUs, die nicht Verteilernetzbetreiber ist,
- Veräußerung bestehender Ladepunkte außerhalb des viEVUs und Einstellung von Entwicklung, Verwaltung und Betrieb oder
- Mischform aus Ausgliederungs- und Veräußerungslösung.

In der Praxis ist zumindest das Erwirken der Ausnahmegenehmigung derzeit für neue Ladepunkte aufgrund der ausstehenden Rechtsverordnung keine Option.

§ 7c EnWG im Regelungskontext der Entflechtung von Verteilernetzbetreibern

Unselbständige Organisationseinheiten als Verteilernetzbetreiber

Da eine Tatbestandsvoraussetzung für die Anwendung des § 7c Abs. 1 EnWG ist, dass es sich um einen Verteilernetzbetreiber handelt, wird argumentiert, dass diese Funktion nach § 3 Nr. 3 EnWG auch durch eine unselbstständige Organisationseinheit des Energieversorgungsunternehmens wahrgenommen werden kann und bei De-minimis-Unternehmen auch wird. Demnach würde eine bilanzielle Zuordnung im Rahmen der Kontentren-

nung nach § 6b Abs. 3 EnWG zu einer anderen Tätigkeit als der Elektrizitätsverteilung genügen.⁷ Dies setzt jedoch voraus, dass auch diese unselbstständige Organisationseinheit tatsächlich mit den entsprechenden Verantwortlichkeiten für den Netzbetrieb nach § 3 Nr. 3 EnWG betraut ist. Regelmäßig ist jedoch die juristische Person des Energieversorgungsunternehmens insgesamt tatsächlich Netzbetreiber.

De-minimis-Regelung in der Gesetzessystematik

Gegen eine Anwendung des § 7c Abs. 1 EnWG spricht vielmehr die Systematik des Gesetzes. § 7c EnWG ist ebenso wie § 7 Abs. 2 EnWG unter dem Abschnitt 2, der „Entflechtung von Verteilernetzbetreibern und Betreibern von Gasspeicheranlagen“, eingeordnet. Daher können die Normen im Zusammenhang gelesen werden. Es ist unserer Ansicht nach vertretbar, § 7 EnWG als „Grundnorm“ der Entflechtung von Verteilernetzbetreibern zu lesen, den die nachfolgenden Normen, § 7a EnWG bis § 7c EnWG, ergänzen oder modifizieren. In diesem Zusammenhang gesehen stellt § 7 Abs. 2 EnWG somit die „Grundregelung“ dar, die auf alle Normen dieses Abschnitts Anwendung finden kann.

Gegen diese Auffassung könnte indes sprechen, dass eben nicht schon im Rahmen der Richtlinie eine De-minimis-Regelung analog der rechtlichen und operationellen Entflechtung vorgesehen wurde. Darüber hinaus enthält § 7a Abs. 7 EnWG, der ebenfalls unter dem Abschnitt 2 normiert ist, eine eigene De-minimis-Regelung. Der oben genannten Argumentation folgend wäre diese nicht notwendig, sondern allenfalls als klarstellend einzuordnen. Auch erfolgt in § 7b EnWG ein expliziter Verweis auf § 7 Abs. 1 EnWG und § 7a Abs. 1 bis 5 EnWG. Auch dieser Verweis wäre nicht notwendig, bzw. hätte nur klarstellenden Charakter, wenn § 7 Abs. 2 EnWG als „Grundregelung“ anzusehen wäre.

Berücksichtigung der Struktur der deutschen Energiewirtschaft

Dagegen muss berücksichtigt werden, dass, anders als in vielen anderen europäischen Ländern, die deutsche Energiewirtschaft durch eine hohe Anzahl von Marktakteuren in Form von kleinen und mittleren privaten sowie insbesondere öffentlichen Unternehmen geprägt ist. Die Pflicht zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung der Ladepunkte würde einen erheblichen Eingriff in die Berufsfreiheit der Unternehmen darstellen, der einer expliziten gesetzlichen Regelung bedürftig hätte. Auch das

Fehlen einer ausdrücklichen De-minimis-Regelung in der europäischen Richtlinie bedeutet nicht, dass der deutsche Gesetzgeber keine solche im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie zur Berücksichtigung der spezifischen deutschen Marktbedingungen hätte einfügen können, da sie nur hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich ist.⁸ Der deutsche Gesetzgeber hat es vielmehr versäumt, im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie klarstellend eine De-minimis-Regelung in § 7c EnWG einzufügen.⁹

Reduktion des Anwendungsbereichs aus dem Sinn und Zweck

Insgesamt widerspricht aber gerade die Nichtanwendung der De-minimis-Regelung auf die Entflechtung von Ladepunkten unseres Erachtens dem mit der Richtlinie verfolgten Zweck. Die Richtlinie soll dazu beitragen, dass günstige Bedingungen für Elektrofahrzeuge geschaffen werden. Dies soll insbesondere durch den wirksamen „Ausbau [von] öffentlich zugänglichen und privaten Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und die effiziente Einbindung der Fahrzeugaufladung in das System sichergestellt werden“¹⁰.

Dieser effizienten Einbindung der Fahrzeugaufladung in das System stünde bei Nichtanwendung der De-minimis-Regelung ein deutliches Mehr an nicht zielführenden Erschwernissen entgegen. Dies gilt insbesondere dann, wäre eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung des Betriebs von Ladepunkten für Elektromobile bei De-minimis-Unternehmen die Voraussetzung für eine rechtskonforme Teilnahme am Markt. Es müssten eigene Gesellschaften gegründet werden, um eine zunächst übersichtliche Anzahl an Ladepunkten zu betreiben. Für De-minimis-Unternehmen dürfte dies aufgrund von Rechtsform- und Verwaltungskosten oftmals als unwirtschaftlich einzuordnen sein, mit der Folge, dass De-minimis-Unternehmen an einem weiteren Ausbau der Ladepunkte gehemmt würden.

Anwendung De-minimis-Regelung für Ladepunkte

Unserer Auffassung nach sprechen insgesamt gute Gründe dafür, die De-minimis-Regelung auch auf das in § 7c Abs. 1 EnWG normierte Eigentums-, Entwicklungs-, Verwaltungs- und Betriebsverbot von Ladepunkten für Elektromobile anzuwenden, sodass für De-minimis-Unternehmen keine Notwendigkeit besteht, den Betrieb von Ladepunkten für Elektromobile rechtlich zu entflechten.

BUCHHALTERISCHE ENTFLECHTUNG

Notwendigkeit zur Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses

Auch wenn keine Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung bestehen sollte, so ist dennoch die Frage zu klären, ob die Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses für Ladepunkte nach § 6b Abs. 3 Satz 1 Nr. 7 EnWG (nachfolgend „Tätigkeitsabschluss Ladepunkte“) für De-minimis-Unternehmen besteht. In diesem Zusammenhang wird vertreten, dass die Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses nicht notwendig ist, soweit die Ladepunkte dem Vertrieb, mithin den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors (§ 6b Abs. 3 Satz 3 EnWG) zugeordnet werden. Das Verbot des § 7c Abs. 1 EnWG setzt jedoch beim Betreiber des Verteilernetzes an, nicht bei Zuordnungen im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung, die eine Rechtsfolge ist. Es wird hiergegen auch vorgetragen, dass eine rechtlich unselbstständige Organisationseinheit eines nicht entflochtenen viEVUs zivilrechtlich auch nicht Eigentümer bzw. Entwickler, Verwalter oder Betreiber der Ladepunkte sein kann.¹¹

Wenn bei De-minimis-Unternehmen das Verbot Ladepunkte zu betreiben keine Anwendung findet, könnte in der Konsequenz auch die Vorgabe zur Erstellung eines Tätigkeitsabschlusses für Ladepunkte ins Leere laufen. In § 6b Abs. 3 Satz 1 Nr. 7 EnWG wird ausdrücklich nur auf die Ausnahmeregelung des § 7c Abs. 2 EnWG verwiesen. Da De-minimis-Unternehmen die betroffenen Ladepunkte jedoch regelmäßig nicht im Rahmen einer Ausnahmegenehmigung betreiben, sind diese gerade keine Ladepunkte nach § 7c Abs. 2 EnWG und die buchhalterische Entflechtung wäre somit nicht anwendbar. Dies unterstellt jedoch, dass der Gesetzgeber den Verweis absichtlich so formuliert hat, obwohl die Einfügung einer klarstellenden De-minimis-Regelung in § 7c EnWG offensichtlich versäumt wurde. Die De-minimis-Regelung hätte dann aber im Gesetzesverweis in § 6b Abs. 3 Satz 1 Nr. 7 EnWG ebenso Berücksichtigung finden müssen. Darüber hinaus würde bei einer Nichtanwendung der buchhalterischen Entflechtung auch deren Zielen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit nicht ausreichend Rechnung getragen.

Im Ergebnis ist unseres Erachtens sachgerecht, im Rahmen der Kontentrennung eine eigene Tätigkeit „Ladepunkte“ darzustellen und es ist auch ein Tätigkeitsabschluss „Ladepunkte“ zu erstellen.

⁷Vgl. Stellungnahme des GEODE zu den einzelnen Regelungen des Referentenentwurfs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (Energiewirtschaftsänderungsgesetz), S. 2 f.

⁸ Art. 288 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

⁹ Gleicher Ansicht: Drouet/Thye in: InfrastrukturRecht, Jahrgang 2021; Neue Regelungen für den Netzbetrieb und für selbständige Betreiber von Interkonnektoren durch die EnWG-Novelle 2021, S. 218.

¹⁰ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5.6.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Begründung der Richtlinie Rn. 40.

¹¹ Vgl. IDW: Berichterstattung über die 16. Sitzung des Energiefachausschusses (EFA) am 11.1.2022 (Webmeeting); <https://www.idw.de/blob/134804/b46800bd2f7b7af0a2f66c177d16b985/efa-16-data.pdf>; Download vom 24.2.2022, S. 5.

Zuordnung der Ladepunkte

Hinsichtlich der Zuordnung der Ladepunkte zur Tätigkeit bei De-minimis-Unternehmen kommt es dann nicht darauf an, ob diese bestehende oder neue Ladepunkte sind, da die Übergangsregelung des § 118 Abs. 34 Satz 1 EnWG dann nicht einschlägig ist. Ebenso dürfen neue Ladepunkte unabhängig vom Vorliegen einer Ausnahmegenehmigung hinzukommen. Lediglich private Ladepunkte sind dann nicht der Tätigkeit Ladepunkte zuzuordnen.

Die dabei zugrunde gelegte Auffassung zur Anwendbarkeit des § 7c Abs. 1 EnWG, die Zuordnung der Ladepunkte im Rahmen der Kontentrennung sowie die Auffassung zur Erstellung des Tätigkeitsabschlusses sind im Rahmen der Angaben zum Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b Abs. 3 Satz 7 EnWG geboten.

AUSBLICK

Die neuen Entflechtungsvorschriften für Ladepunkte für Elektromobile lassen die betroffenen Unternehmen sowie deren Abschlussprüfer mit vielen Fragen zurück. Es können hierzu Antworten gefunden werden, dennoch verbleibt in vielen Fällen eine Rechtsunsicherheit. Ein wesentlicher Adressat, die Bundesnetzagentur als „Herrin des Verfahrens“ hinsichtlich der Ladepunkte, hat sich bisher zu den offenen Fragestellungen nicht geäußert. Es ist aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit den Entflechtungsvorschriften davon auszugehen, dass auch diese früher oder später von Gerichten entschieden werden müssen. Es bleibt zu hoffen, dass die zweifelsfrei großen Aufgaben, die im Rahmen der Energiewende zu bewältigen sind, dennoch vorangetrieben werden können.

Kontakt für weitere Informationen



Dr. Thomas Wolf LL.M. oec.
Rechtsanwalt,
cert. Compliance Officer
T +49 911 9193 3518
E thomas.wolf@roedl.com



Jean Winkelmann
Steuerberater, Wirtschaftsprüfer
T +49 911 9193 3565
E jean.winkelmann@roedl.com



→ Regulierung

easy.REGULATION

Regulatorische Aufgaben „einfach“ lösen!

von Jürgen Dobler

Die regulatorischen Anforderungen werden umfangreicher und komplexer, Rahmenbedingungen immer restriktiver. Die weiter sinkenden Eigenkapitalzinsen, hoher Investitionsbedarf und ein erhöhtes Maß an Unsicherheit im Kontext Energiewende und geopolitischer Entwicklungen sind nur ein paar der Themen, die Energieversorgungsunternehmen vor große Herausforderungen stellen.

Mit **easy.REGULATION** bauen wir eine Plattform an Tools und Instrumenten auf, um Sie bei allen aktuellen und zukünftigen Herausforderungen im regulatorischen Umfeld und wettbewerblichen Energiemarkt langfristig zu unterstützen. Unser „Digitales Netzkostencontrolling“ (zukünftig **easy.REGULATION_nkc**) als intuitives und übersichtliches Instrument zur Zielgewinn- und Unterhaltssteuerung hat in den vergangenen Jahren bereits einen wertvollen Beitrag für Netzbetreiber zur optimalen Steuerung des Netzbudgets und zur Sicherung der Gewinnziele geleistet.

Nun ergänzen wir das Portfolio um ein weiteres intuitives und übersichtliches Instrument für die effiziente Bearbeitung und Erfüllung der regulatorischen und gesetzlichen Pflichten – das auf die Bedürfnisse Ihres Unternehmens zugeschnittene Workflowmanagement **easy.REGULATION_wf**.

SYSTEMATISCHES WORKFLOW-MANAGEMENT MIT **easy.REGULATION_wf**

Energieversorgungsunternehmen haben eine Vielzahl an jährlich wiederkehrenden regulatorischen Aufgaben wie Antrags-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten zu vorgegebenen Fristen zu erfüllen. Aufgrund der umfangreichen gesetzlichen Vorgaben sowie komplexer zusammenhängender Prozesse wird eine termingerechte Datenbereitstellung zunehmend herausfordernder. Um den Überblick über die einzuhaltenden Fristen und den dahinterliegenden Workflow zu behalten, gilt es eine effiziente Organisation und Dokumentation zu implementieren.

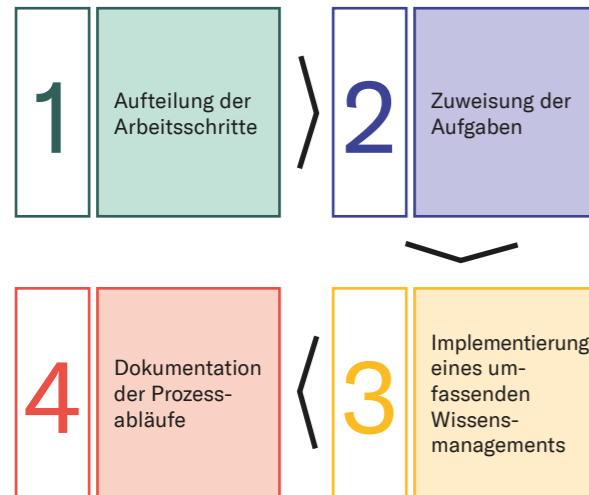
easy.REGULATION_wf ALS IDEALER LÖSUNGSANSATZ

easy.REGULATION_wf ist eine auf Energieversorgungsunternehmen ausgerichtete individuelle digitale Lösung mit dem Ziel, Ihren Workflow zur Erfüllung der regulatorischen und gesetzlichen Pflichten effizient und rechtsicher zu organisieren. Der Fokus liegt hierbei auf dem Strom- und Gasbereich.

Durch unsere langjährige Erfahrung im regulatorischen Geschäft und unseren interdisziplinären Beratungsansatz sind wir mit Fristen und organisatorischen Abläufen

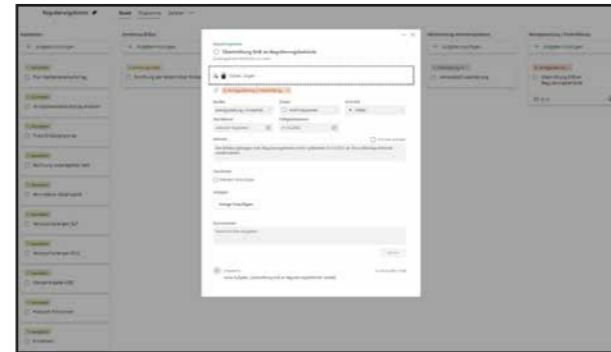
vertraut. Unser digitales Tool **easy.REGULATION_wf** bietet Ihnen eine individuell auf Ihr Unternehmen zugeschnittene Übersicht über die gesetzlichen und regulatorischen Fristen, Aufgaben und Pflichten.

Die Implementierung sieht folgende wesentliche Schritte vor:



2. ZUWEISUNG DER AUFGABEN:

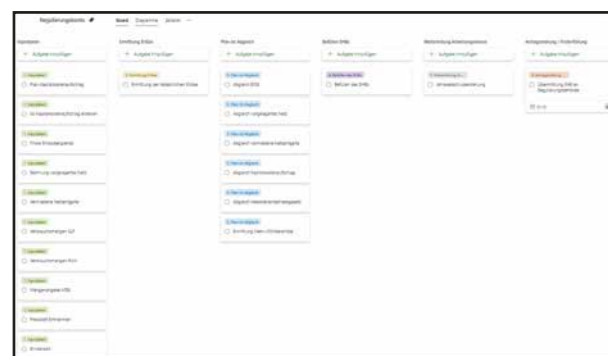
Jede Aufgabe wird einem (oder mehreren) Mitarbeitenden zugeteilt. So werden Ansprechpartner und Zuständigkeiten eindeutig definiert. Zusätzlichen Mehrwert schafft die systemseitige Erinnerungsfunktion. Diese generiert zu den vorab definierten Start- und Fälligkeitsterminen Hinweise per E-Mail für die Aufgabenverantwortlichen.



Beispiel Regulatorik-Konto/Exemplarische Aufgabenstellung

1. AUFTEILUNG DER ARBEITSSCHRITTE:

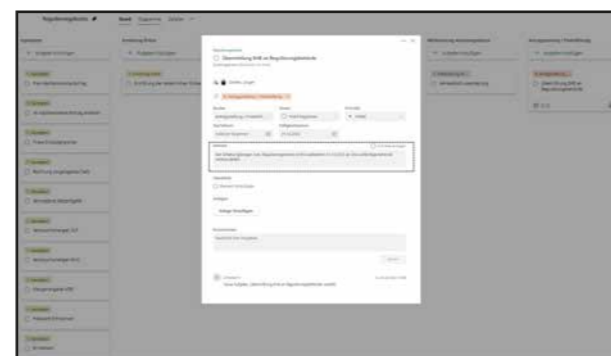
In einem ersten Schritt stimmen wir die in unserem Workflow erfassten wesentlichen Arbeitsschritte zur Fristerfüllung auf Ihr Unternehmen ab. Um den Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter eine weitere Hilfestellung zu geben und die fristgerechte Aufgabenerfüllung zu erleichtern, wird jede Aufgabe mit einem Start- und Fälligkeitsdatum versehen. Eine konsistente Datengrundlage wird durch die Verlinkung von ineinandergreifenden Abläufen sichergestellt.



Beispiel Regulatorik-Konto/Gesamtübersicht Arbeitsschritte

3. UMFASSENDES WISSENSMANAGEMENT:

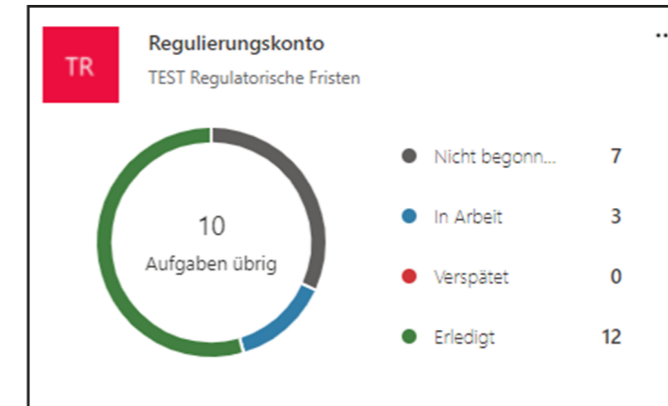
Innerhalb der jeweiligen Aufgaben sorgen integrierte Erläuterungen für ein umfassendes Wissensmanagement. So sind nicht nur für die aktuell verantwortlichen Mitarbeitenden alle Arbeitsschritte für einen reibungslosen Ablauf definiert. Vielmehr bietet diese Dokumentation auch für zukünftige Mitarbeitende sowie bei Vertretungsregelungen die Basis, um die regulatorischen Aufgaben erfüllen zu können.



Beispiel Regulatorik-Konto/Auszug Aufgabendokumentation (Wissensmanagement)

4. DOKUMENTATION DER PROZESSABLÄUFE:

Während der Bearbeitung wird der gesamte Prozessfortschritt mit **easy.REGULATION_wf** dokumentiert. So ist ersichtlich, welche Aufgaben noch nicht begonnen wurden oder ob eine Aufgabe bereits in Arbeit oder erledigt ist. Zudem wird transparent, welche Aufgaben als „verspätet“ gekennzeichnet sind. Da für jede Aufgabe mindestens eine verantwortliche Person definiert wurde, ist im Verspätungsfall eine schnelle Reaktion möglich. So wird Organisationssicherheit gewährleistet.



Beispiel Regulatorik-Konto/Stand Workflow (Prozessfortschritt)

IHR MEHRWERT

Als durchgängig digitale Lösung und durch die Vernetzung von Fristen, Aufgabenstellungen und Verantwortlichkeiten schafft **easy.REGULATION_wf** Effizienzvorteile und gewährleistet einen sicheren Handlungsrahmen:

- Rechtssicherheit durch fristgerechte Aufgabenerfüllung
- Transparenzgewinn durch Dokumentation der Prozessschritte (Wissensmanagement)
- Flexible Organisation durch konsistente Arbeitsabläufe und Aufgabenzuweisungen mit Vertretungsregelungen
- Effizienzsteigerung durch Digitalisierung

Sprechen Sie uns an – gerne stellen wir Ihnen unser digitales Tool vor und erstellen eine individuell auf Ihr Unternehmen zugeschnittene Lösung.

Kontakt für weitere Informationen



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

<https://bit.ly/easyregulation>



5-D



→ Strategie

Studien-Umfrage

„5-D“ STRATEGIEREVIEW der Energiewirtschaft in der Ukraine-Krise

von Anton Berger

Kaum haben Stadtwerke und Energieversorger die Corona-Pandemie weitestgehend erfolgreich mit einem Digitalisierungsschub gemeistert und den Blick für die Cybersecurity ihrer kritischen Infrastruktur geschärft, sieht sich die Energiewirtschaft mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine konfrontiert. Die deutsche Energieversorgungssicherheit steht in Frage.

Die sprunghaft gestiegenen Energiepreise für Strom, Gas und Öl sowie mangelnde Verfügbarkeit wichtiger Rohstoffe gefährden die Industrie und den Wirtschaftsstandort Deutschland. Insbesondere die energieintensive Stahlindustrie ist stark gefährdet. Es drohen Insolvenzen und Zahlungsausfälle von Verbrauchern, die sich die teuren Energiepreise auch vor dem Hintergrund der einsetzenden hohen Inflation nicht mehr leisten können. Als subtiler Stellvertreterkrieg sind darüber hinaus vermehrt Cyber-Attacken aus Russland nicht auszuschließen.

Und plötzlich liegen für die Bundesregierung wieder alle Optionen auf dem Tisch: Von der Verlängerung der Kohleverstromung bis hin zur Umgestaltung des CO₂-Marktes. Mit dem Ziel, sich so schnell wie möglich aus der energiepolitischen Abhängigkeit von Russland zu befreien, erscheint die nachhaltige Energieversorgung ins Hintertreffen zu geraten.

Doch dem ist nicht so. Vielmehr erhält die Energiewende nach den kurzfristigen Unsicherheiten und händeringender Suche alternativer fossiler Energiequellen weitere Impulse und Rückenwind. Allen ist klar: Eine energiepolitische Unabhängigkeit sowie die gesetzten Klimaschutzziele sind nur durch Dekarbonisierung und Elektrifizierung der Energieversorgung zu erreichen, die aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien gespeist wird.

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.

Als Treiber der Energiewende können sich aktive Energieversorger und Stadtwerke, die in den vergangenen Jahren in die Energie- Mobilitäts- und Wärmewende sowie Maßnahmen zur Sektorkopplung investiert haben, bestärkt fühlen. Kurzfristig stehen jedoch auch sie vor der Herausforderung, die Energieversorgungskrise zu managen.

Langfristig erscheint es dennoch die günstigere Lösung zu sein, in regenerative Energien zu investieren. Bei anhaltend steigenden Kosten für fossile Energieträger verbessern sich die Gesamtkosten von E-Autos im Vergleich zu Verbrennungsmotoren. Wasserstoff rechnet sich gegebenenfalls früher als erwartet.

Gleichwohl ist es Aufgabe der Bundespolitik einen verlässlichen und kosteneffizienten Weg zur Klimaneutralität technologieoffen auszugestalten, um das erklärte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Das Gesetzpaket zum Klimaschutz-Sofortprogramm bildet dieses Jahr den ersten gesetzlichen Rahmen.

Darüber hinaus müssen kommunale Klimaschutzstrategien abgestimmt und beschlussmäßig fixiert werden, um aus Sicht der Finanzierung sowohl die dafür notwendigen Investitionen als auch die geforderten Renditen sowie die Gewinnausschüttungen an die Gesellschafter in Einklang zu bringen.

Aufgrund der positiven Resonanz auf unser „5-D-Strategiereview“ aus dem Jahr 2019 führen wir dieses Jahr ein Update unserer Studie durch.

Wir freuen uns, wenn Sie als Geschäftsführer oder Entscheidungsträger Ihre Sicht auf unsere Fragen zur aktuellen Situation und den daraus resultierenden strategischen Herausforderungen beantworten, und damit Gleichgesinnten in unserer Branche Orientierung geben.

Kontakt für weitere Informationen



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

Nehmen Sie an der
Umfrage 2022 teil.



→ Personal

Im Wettbewerb um qualifiziertes Personal

Für Stadtwerke ist eine faire und marktgerechte Vergütungsstruktur zentraler Faktor

von Benjamin Zwinscher

Die rasante Transformation der Energiewirtschaft zur Energielandschaft von morgen führt bei Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern zwangsläufig zu strukturellen und inhaltlichen Veränderungen in der Aufbau- und Ablauforganisation mitsamt ihren Aufgaben. Wandelnde Vorschriften und Energiewirtschaftsgesetze, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Digitalisierung der Unternehmensprozesse sowie der Aufbau von Energiedienstleistungen erfordern daher nicht nur Flexibilität und Veränderungsbereitschaft der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, sondern auch eine zugehörige Personalstrategie zur Umsetzung der Geschäftsfeld- und Unternehmensstrategien. Durch das Ausscheiden der geburtenstarken Jahrgänge der 1960er Jahre fließt in den nächsten Jahren viel Kompetenz, Know-how und Erfahrung aus den Unternehmen ab, das erhalten und ersetzt werden muss. Schon heute fehlt es vielerorts an technischen Fachkräften und Ingenieuren. Die Anzahl der Bewerberinnen und Bewerber lässt nach und ist in manchen Berufsbildern stark rückläufig. Manche Stellen können kaum noch besetzt werden.

Im Wettbewerb um Fachkräfte ist die Sicherstellung der Arbeitgeberattraktivität von zentraler Bedeutung. Im Zuge dessen zeigt sich vielerorts, dass die historisch gewachsenen Vergütungsstrukturen den Anforderungen häufig nicht mehr standhalten. Dabei spielt eine faire und marktgerechte Vergütung eine entscheidende Schlüsselrolle.

Im Rahmen von Reorganisationen kommt es nicht nur zu einfachen Verschiebungen von Teiltätigkeiten, sondern teilweise zu ganz neuen Stellenaufträgen und Anforderungen, die nichts mehr mit der früheren Tätigkeit und der damit verbundenen Eingruppierung in den Tarifvertrag gemeinsam haben. Gleichzeitig gerät das Gehaltsgefüge unter Spannungen, wenn für externe Neueinstellungen teilweise mehr bezahlt werden muss, was verdiente interne Leistungsträger oftmals zu Recht als ungerecht empfinden.

Als ein zentrales Instrument der Personalstrategie sollte eine transparente Vergütungsstruktur durch eine sachgerechte Eingruppierung in den jeweiligen Tarifvertrag (TV-V/TVöD) aktuelle und systematische Informationen

über die unterschiedlichen Wertigkeiten von Funktionen in den einzelnen Unternehmensbereichen sicherstellen.

Darüber hinaus spiegelt die sachgerechte Eingruppierung in den Tarifvertrag auch die Organisation des jeweiligen Unternehmens wider. Unstimmigkeiten im Gehaltsgefüge und der Bewertungspraxis können vermieden werden.

Für eine objektivierte und nachvollziehbare Eingruppierung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in den Tarifvertrag empfiehlt sich nachfolgende Vorgehensweise:

1. ANALYSE UND ERHEBUNG AKTUELLER UNTERNEHMENSPROZESSE UND ARBEITSPLATZBESCHREIBUNGEN

Im Rahmen der Bestandsaufnahme werden wesentliche Informationen zur betrieblichen Organisation erfasst. Hierzu gehört beispielsweise das Organigramm des Unternehmens, der Stellenplan zuzüglich der derzeitigen IST-Bewertungen der Stelleninhaber sowie die Beschreibung und Analyse wesentlicher Unternehmensprozesse. Diese bilden die Grundlage einer aktuellen und vollständig zu erhebenden Arbeitsplatzbeschreibung.

Mithilfe eines strukturierten Fragebogens sowie Fach- und Führungskräfteinterviews werden die wesentlichen Informationen für die Stellenprofile erfasst:

- Organisatorische Einordnung
- Systematische Darstellung aller Aufgaben/Tätigkeiten und aller wesentlichen Zielvorgaben mitsamt ihren Zeitanteilen in Prozenten
- Notwendige Kompetenzen, Fähigkeiten, Qualifikationen

- Zu beachtende Rechts- und Verwaltungsvorschriften
- Schwierigkeitsgrad/Auswirkungen (Tragweite)/Verantwortungsrahmen der Tätigkeiten
- Schnittstellen und Kontaktpunkte (intern und extern)
- Befugnisse und Entscheidungsspielräume der StelleninhaberIn/des Stelleninhabers
- Unterstellungsverhältnisse
- Vertretungsregelungen
- Besondere Anforderungen

2. GEHALTSBENCHMARK ZUR SICHERSTELLUNG EINES MARKTGERECHTEN VERGÜTUNGSNIVEAUS

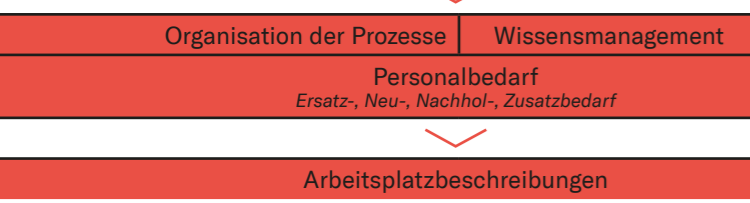
Um sicherzustellen, dass die verschiedenen Funktionen marktgerecht vergütet werden, empfehlen wir, einen Gehaltsbenchmark durchzuführen. Hierbei werden die Gehälter vergleichbarer Funktionen innerhalb und außerhalb der Branche vor Ort (unter Einbeziehung regionaler Vergütungsaspekte) ermittelt, um einen Überblick hinsichtlich eines marktgerechten Vergütungsniveaus im Unternehmen zu erhalten.

3. FUNKTIONS- UND MARKTGERECHTE BEWERTUNG DER STELLENPROFILE IM RAHMEN DER TARIFLICHEN VERGÜTUNGSSYSTEME

Abschließend werden die Rollen- und Kompetenzanforderungen der einzelnen Positionen innerhalb des Unternehmens unter Berücksichtigung des Tarifsystems und des marktgerechten Vergütungsniveaus systematisch bewertet und in ein unternehmensspezifisches Gehaltsgefüge eingruppiert.

1.

Unternehmensziele/ Unternehmens- und Geschäftsfeldstrategien



2.

Sicherstellung Arbeitgeberattraktivität/Personalmarketing

INTERN	EXTERN
Marktgerechte Vergütung/Stellenbewertungen TV-V	
Personalentwicklungskonzepte	Angebot an Ausbildungsberufen
Gesundheitsförderung	Zusammenarbeit mit Hochschulen
Flexible Arbeitszeitmodelle	Social Media Marketing
Unternehmenswerte und -kultur	Öffentlichkeitsarbeit
Change Management	Etc.



FAZIT

Eine wahrnehmbare Schieflage von Vergütungsstrukturen steht der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern in Anbetracht der aktuellen Herausforderungen des Fachkräftemangels zunehmend im Weg. Die Sicherstellung einer fairen und marktgerechten Vergütung gewinnt bei vielen Geschäftsführenden und Entscheidungsträgern von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern daher an Bedeutung. Damit ist die Entscheidung verbunden, die aktuell bestehenden und historisch gewachsenen Vergütungsstrukturen auf den Prüfstand zu stellen und den absehbaren negativen Entwicklungen zu begegnen.

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Zwinscher
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 911 9193 3575
E benjamin.zwinscher@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Jetzt geht's los – Kommunale Klimaschutz-Agenda 2022
	E-Mobilität, Ladeinfrastruktur (& Wasserstoff) – Wo steht die Verkehrswende? 22.6.2022 / Webinar
	Geothermie – Chancen & Herausforderungen für Kommunen 6.7.2022 / Webinar
THEMA	Zukunft Nahwärme
TERMIN / ORT	30.6.2022 / Webinar
THEMA	Personalmanagement und Stellenbewertungen der Energiewirtschaft
TERMIN / ORT	15.9.2022 / Webinar
THEMA	Glasfaserbauprojekte in der operativen Umsetzung
TERMIN / ORT	20.9.2022 / Webinar
THEMA	Regulierte Netze
TERMIN / ORT	22.9.2022 / Webinar 6.12.2022 / Webinar
THEMA	Stadtwerke 4.0
TERMIN / ORT	12.10.2022 / Nürnberg 2.11.2022 / Köln

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

Kontakt für weitere Informationen



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

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 zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de