

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
JUNI
2020

Informationen für Entscheider von
Energieversorgungsunternehmen



→ Konzession		→ Revision	
- Im zugespitzten Wettbewerb um Strom- und Gaskonzessionen entscheiden Details über Gewinn oder Verlust von Netzgebieten	4	- Interne Revision – Ein vergessenes Instrument der ganzheitlichen Unternehmensführung	26
→ Wärme		- Risikomanagement im Wandel – Mehrwert eines modernen Risikomanagementsystems auch im Lichte von COVID-19	30
- CO ₂ -Kosten im Fernwärmebereich – Vergleich europäischer und nationaler Regelungen	7	→ Telekommunikation	
- Großwärmepumpen – Eine Schlüsseltechnologie in der nachhaltigen zentralen Wärmeversorgung	14	- Digitales Projektmanagement beim Ausbau von Glasfasernetzen	34
→ Steuer		→ Rödl & Partner intern	
- (Keine) Umsatzsteuer bei Aufsichtsrats Tätigkeit	20	- Veranstaltungshinweise	38
- Tax Compliance Management System (Tax CMS) – Notwendiges Übel oder gute Chance in Zeiten aktueller Herausforderungen?	22		

Liebe Leserin, lieber Leser

Was kommt danach?

Die Welt wird aktuell von einem Thema beherrscht: Corona. Bisher kann niemand wirklich abschätzen, wie sich die Welt verändern wird. Eines dürfte aber sicher sein – sie wird anders aussehen. Die gesellschaftlichen und sozialen, aber insbesondere die wirtschaftlichen Auswirkungen sind derzeit noch kaum absehbar. Dass diese Auswirkungen auch die Energiewirtschaft erheblich treffen werden, sollte aber jedem in der Branche klar sein. Fragen, die während des jahrzehntelangen Wirtschaftswachstums kaum eine Rolle gespielt haben, wie Rückgang des Energieverbrauchs, Insolvenzen oder Zahlungsmoratorium, stehen nun ganz oben auf der Agenda. Die Krise hat auch gezeigt, dass viele Energieversorger noch Nachholbedarf bei ihren internen Prozessen, ihrer EDV, der Flexibilität von Arbeitsmodellen, dem Datenschutz oder Compliance Systemen haben. Alle diese Themen dürfen jetzt nicht mehr auf die lange Bank geschoben werden. Wie schnell eine solche Krise eine ganze Volks- oder gar Weltwirtschaft lahmlegen kann, haben die letzten Wochen deutlich gezeigt. Nutzen Sie die „Zeit danach“, diese Themen anzugehen. Das Argument „das hat noch Zeit“ wurde durch die Corona-Krise eindrücklich widerlegt. Trotz aller Corona-Fokussierung darf auch ein weiteres Thema nicht ignoriert werden – das Klima. An der Klimakrise hat sich nichts geändert. In dieser Ausgabe unseres Kursbuchs Stadtwerke beleuchten wir daher nicht nur Themen wie Tax Compliance, Risiko Management und Glasfaserausbau, sondern auch CO₂-Steuer und Möglichkeiten der nachhaltigen Wärmeversorgung in Form von Großwärmepumpen. Die „Zeit danach“ wird kommen, seien Sie vorbereitet!



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Konzession

Im zugespitzten Wettbewerb um Strom- und Gas-konzessionen entscheiden Details über Gewinn oder Verlust von Netzgebieten

von Christian Riess und Sinah Stärk

Der große Medienrummel zum Thema Kommunalisierung von Strom- und Gasnetzen mag etwas abgeebbt sein. Eine Konzession für den Betrieb des örtlichen Energieversorgungsnetzes ist für Netzbetreiber jedoch immer noch die wesentliche Geschäftsgrundlage. Eine Erweiterung des bestehenden Netzgebiets oder gar eine Spartenerweiterung stellen häufig eine interessante Option bei der strategischen Weiterentwicklung dieses traditionellen Versorgungsgeschäfts dar.

Fernab von wirtschaftlichen Hintergründen zeigt die aktuelle Corona-Pandemie darüber hinaus, dass insbesondere ein versorgungssicherer Stromnetzbetrieb eine wesentliche Grundlage der infrastrukturellen Versorgung unserer Gesellschaft darstellt. Konzessionen langfristig zu sichern bzw. sinnvolle Netzerweiterungen erfolgreich umzusetzen hat deshalb immer noch höchste Priorität.

Somit besteht bei einem entsprechenden Marktumfeld weiterhin ein teilweise sehr harter Konzessionswettbewerb um gut strukturierte Strom- und Gasnetze bzw. passend arrondierbare Netzgebiete.

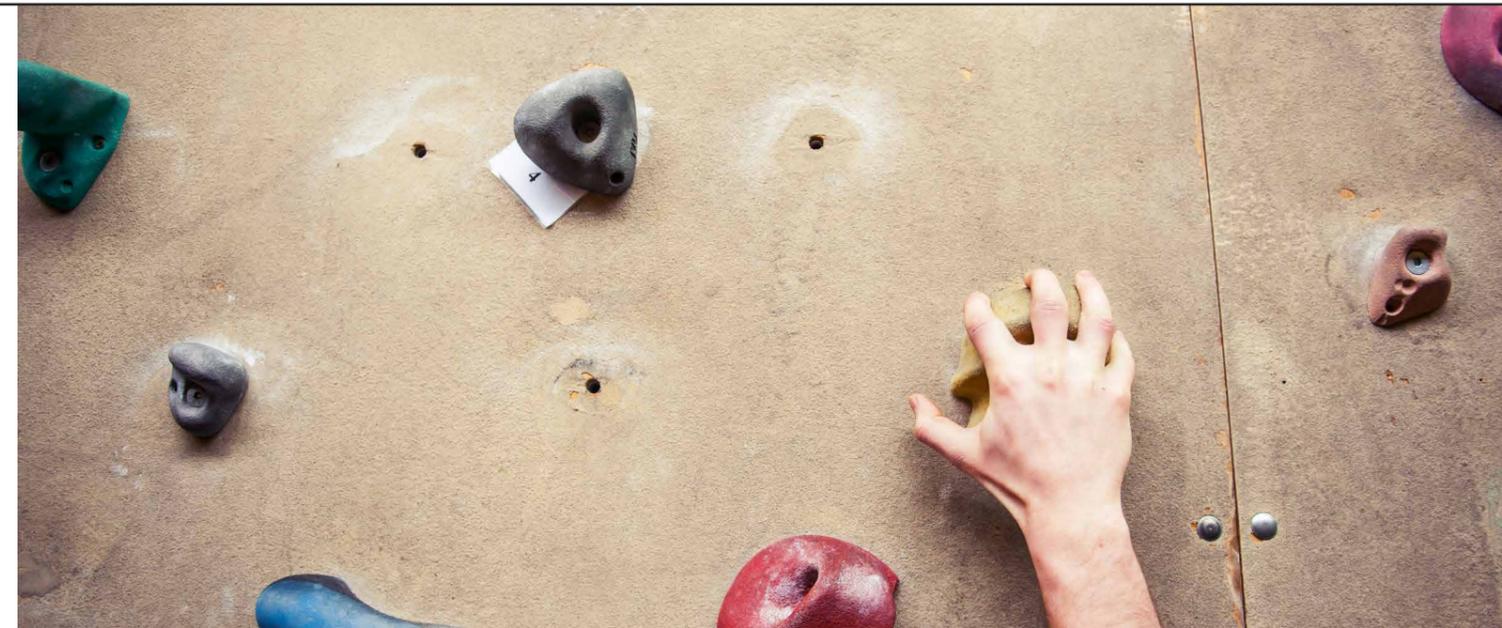
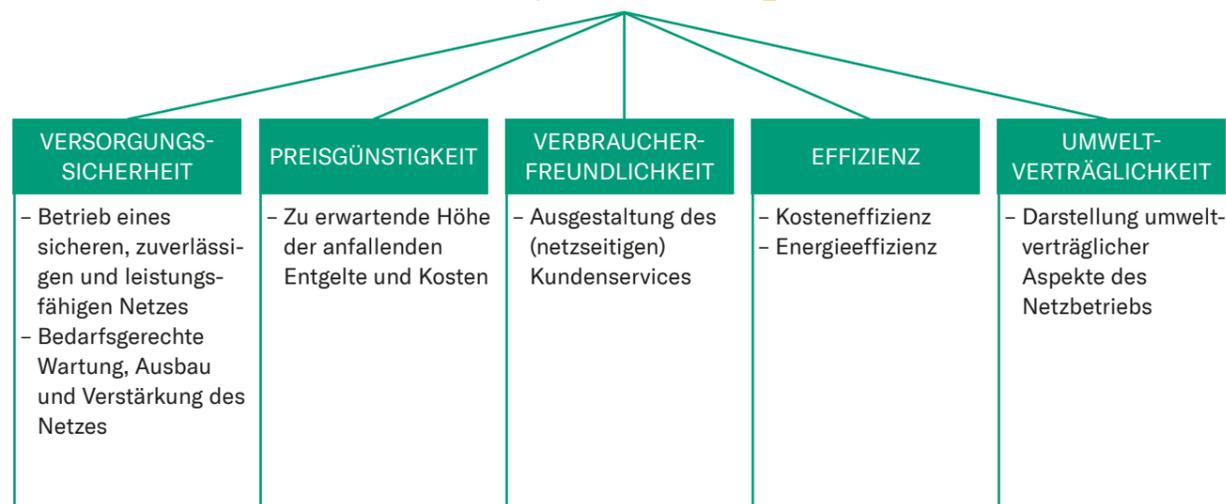
Die erste und in der Praxis bedeutsamste Umsetzungshürde ist, sich mit der eigenen Bewerbung im Konzessionsverfahren erfolgreich durchzusetzen. Wichtiger denn je ist hierbei eine gute Vorbereitung der eigenen Konzessions-

bewerbung. Nicht zuletzt durch die Rechtsprechung sowie die teils unterschiedliche Handhabung der verfahrensleitenden Stellen ist die Komplexität von Konzessionsvergaben im Laufe der Jahre stark gestiegen, sodass die Kenntnis der aktuellsten marktüblichen Angebotsinhalte die grundlegende Voraussetzung für eine wettbewerbsfähige Bewerbung ist.

NETZBEWIRTSCHAFTUNGSKONZEPT ALS ZENTRALES ELEMENT

Dies beinhaltet neben der Erstellung eines kommunalfreundlichen Konzessionsvertrags die Aufgabe, die optimale Erfüllung der Ziele des § 1 Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im operativen Netzbetrieb durch ein leistungsfähiges Netzbewirtschaftungskonzept zu dokumentieren. Dies liegt daran, dass die Kommune bei der Auswahl des Unternehmens, das im Rahmen eines Konzessionsvergabeverfahrens den Zuschlag erhalten soll, den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet ist (vgl. § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG). Diese sind eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Strom und Gas. Aufgrund der höchstrichterlichen Rechtsprechung und der Konkretisierung im Rahmen der Novelle des § 46 EnWG im Jahr 2017 hat die Kommune diese Ziele vorrangig im Rahmen der Auswahlkriterien zu berücksichtigen.

Netzbewirtschaftungskonzept (NBWK)



Diese Dokumentation, oftmals als Netzbetriebs- oder Netzbewirtschaftungskonzept bezeichnet, mit entsprechenden Inhalten zur Ausgestaltung des zukünftigen Netzbetriebs stellt mit meist rund 70 Prozent den Löwenanteil der bei einem Konzessionsverfahren zu vergebenden Punkte.

Da sich die Entwicklung des immer weiter zunehmenden Wettbewerbs bereits über Jahre vollzieht und im Laufe der Zeit immer mehr Bewerber von den damit einhergehenden gestiegenen Anforderungen betroffen sind, steigt das Qualitätsniveau aller Konzessionsbewerbungen insgesamt merklich an. Ein deutliches Indiz dafür ist, dass sich die Wertungsabstände unter den Konzessionsangeboten immer weiter verringern. Umso mehr gilt es für Bewerber in anstehenden Konzessionsverfahren den gestiegenen Marktanforderungen in Bezug auf das Qualitätsniveau der Konzessionsbewerbung zu entsprechen und insbesondere die wenigen Möglichkeiten zur Heraushebung von Alleinstellungsmerkmalen zu nutzen, da diese möglicherweise den entscheidenden wertungsrelevanten Unterschied ausmachen können.

IDENTIFIZIERUNG BESTEHENDER POTENZIALE

Hierbei ist die individuelle Situation des Netzbetreibers ausschlaggebend. Zahlreiche Alleinstellungsmerkmale bestehen bereits als „Selbstverständlichkeiten“ im operativen Netzbetrieb, deren ungenutztes Potenzial in Konzessionsbewerbungen oftmals wertvolle Punkte kostet. So kann bereits die regionale Nähe des Bewerbers zum ausgeschriebenen Konzessionsgebiet eine höhere Bepunktung bei der Störungsbeseitigung oder der Erreichbarkeit des Kundenservices im Sinne eines verbraucherfreundlichen Netzbetriebs erzielen.

Setzt ein Netzbetreiber frühzeitig auf den Einsatz von technischen Innovationen, zum Beispiel durch Realisierung von Potenzialen, die sich durch die weiter fortschreitende Digitalisierung des gesamten Geschäftsumfelds ergeben (z.B. durch den Einsatz von Predictive Maintenance, Virtual-Reality etc.), ist dies ebenso eine Individualität des eigenen Netzbetriebs, die in wettbewerbliehen Konzessionsvergabeverfahren, den entscheidenden Vorteil zugunsten des eigenen Angebots darstellen kann.

FRÜHZEITIGE VORBEREITUNG DER KONZESSIONS-BEWERBUNG

Im Falle einer geplanten Arrondierung, also einer geplanten Übernahme eines neuen Netzgebietes, zeigt sich im Zeitablauf ein wesentlicher Punkt als immer wiederkehrender Optimierungsansatz der Netzbewirtschaftungskonzepte: Die Konkretisierung der Angebotsinhalte zu den geplanten Maßnahmen des Netzbetreibers in dem für ihn neuen Versorgungsgebiet. Denn nur, wenn die Angebotsinhalte möglichst konkret dargestellt werden können, sind sie belastbar und bieten das Potenzial einer hohen Bepunktung. Dies gilt insbesondere für die nahezu immer im Netzbewirtschaftungskonzept darzustellenden Aspekte der personellen und technischen Ausstattung. Im Sinne einer frühzeitigen Vorbereitung der Konzessionsbewerbung sollte beispielweise ein für das ausgeschriebene Konzessionsgebiet maßgeschneidertes Personalkonzept erarbeitet und ggf. zur Verfügung stehende Liegenschaften zur späteren Nutzung im Netzbetrieb, etwa als neues zusätzliches Lager oder als zusätzliche örtliche Kundenanlaufstelle, identifiziert werden. Neben den unternehmensinternen Überlegungen zur Entwicklung eines neuen Betriebskonzeptes können darüber hinaus weitere

Maßnahmen unternommen werden, die eine Sicherstellung der zukünftigen Nutzung konkretisieren (z. B. durch erste Verhandlungen mit Vermietern von geeigneten Räumlichkeiten bis hin zum Abschluss eines Mietvertrages).

Genauso sollte sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber spätestens zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe mindestens über die gängigen Zertifizierungen verfügt (z.B. in Bezug auf die Umweltverträglichkeit des Netzbetriebs).

Was vor geraumer Zeit geradezu selbstverständlich war, scheint vor dem Hintergrund der wettbewerblichen Ausgestaltung der Konzessionsvergabeverfahren in Frage gestellt: Energieversorgungsunternehmen müssen um neue Konzessionen kämpfen – selbst oft seit Jahrzehnten bestehende Konzessionen für das eigene kommunale Versorgungsgebiet müssen im Falle einer externen Bewerbung verteidigt werden. Netzbetreiber tun deshalb gut daran, sich in jedem Falle auf den Konzessionswettbewerb einzustellen – sei es in Vorbereitung einer Bewerbung um neue oder zur Sicherung bestehender Konzessionen.

Ein gut vorbereitetes und vor allem frühzeitig angegangenes Netzbewirtschaftungskonzept unter Kenntnis der aktuellsten marktüblichen Anforderungen ist für die Erfolgsaussichten einer Konzessionsbewerbung dabei von wesentlicher Bedeutung. Wir bieten Ihnen an, Sie professionell auf bevorstehende Konzessionsbewerbungen vorzubereiten und Sie im Bewerbungsverfahren zu begleiten. Profitieren Sie von unserer Erfahrung aus einer Vielzahl bundesweit erfolgreich begleiteter Konzessionsvergabe- und -bewerbungsverfahren.

Im Bereich Konzession und Netzübernahme bieten wir unseren Mandanten u. a. folgende Leistungen an:

- Begleitung von Energieversorgungsunternehmen bei Konzessionsvergabeverfahren (z.B. Darlegung der aktuellsten Anforderungen, Strukturierung des Angebotsprozesses, Erstellung von Angeboten, insbesondere Netzbewirtschaftungskonzept und Konzessionsvertrag)
- Vertretung von Energieversorgungsunternehmen in behördlichen und gerichtlichen Verfahren bei der Konzessionsvergabe (z.B. Durchsetzung von Auskunftsansprüchen, Nachprüfungsverfahren)
- Begleitung von Netzübernahmen nach Abschluss eines neuen Konzessionsvertrages (z.B. Durchsetzung von Herausgabeansprüchen, Erarbeitung eines Netztrennungskonzepts, Ermittlung eines wirtschaftlich angemessenen Kaufpreises, Ermittlung der übergehenden Erlösobergrenze)
- Vertretung von Energieversorgungsunternehmen in behördlichen und gerichtlichen Verfahren zur Netzübernahme
- Prüfung der Eigenkonzessionierung (Erstellung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Unternehmenswertabschätzungen, Klärung von Organisationsfragen etc.)
- Begleitung der Umsetzung von etwaigen Kommunalisierungsprojekten (Gründung von Stadtwerken und Netzgesellschaften etc.)

Kontakt für weitere Informationen



Christian Riess
Diplom-Kaufmann
T +49 221 949 909 232
E christian.riess@roedl.com



Sinah Stärk
M.A. Internationale Wirtschaft
T +49 911 9193 3543
E sinah.staerk@roedl.com



→ Wärme

CO₂-Kosten im Fernwärmebereich

Vergleich europäischer und nationaler Regelungen

von Benjamin Richter und Katja Rösch

Aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) kommen 2021 zusätzlich zu den Kosten aus dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) auch Kosten aus dem nationalen Emissionshandel auf die meisten Fernwärmeversorger zu. Aufgrund der steigenden CO₂-Kosten aus beiden Systemen sollten Versorger frühzeitig beginnen, eine mögliche Weitergabe der Belastungen an die Kunden zu prüfen. Dazu werden im anliegenden Artikel zunächst die Systeme miteinander verglichen und mögliche Strategien zur Weitergabe der zusätzlichen Kosten aufgezeigt.

Bereits im Jahr 2005 wurde der Europäische Emissionshandel (EU ETS) eingeführt und fungiert seitdem als zentrales europäisches Klimaschutzinstrument durch die Bepreisung der CO₂-Emissionen. In Deutschland wurde der Europäische Emissionshandel im TEHG umgesetzt. Zusätzlich setzt Deutschland ab dem Jahr 2021 auf eine eigene, ergänzende Version zur Steuerung der CO₂-Emissionen. Im Dezember 2019 wurde das BEHG beschlossen, welches ab 2021 in Kraft treten wird. Hierbei verfolgen die europäische und nationale Variante das gemeinsame Ziel der Vermeidung von CO₂-Emissionen. Abbildung 2 zeigt das quantitative Ziel der EU nach EU-Klimaschutzverordnung aus 2018 (auch Effort-Sharing-Regulation, ESR) auf. Die Wege zur Erreichung des Ziels basieren jedoch bei

beiden Varianten auf unterschiedlichen Regulierungsansätzen und Zielgruppen, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

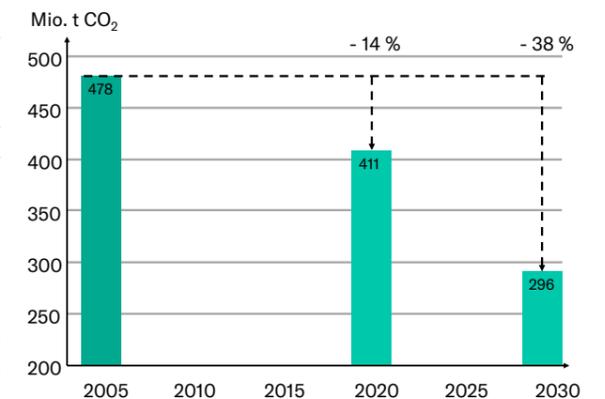


Abbildung 1: Minderungsziele EU nach EU-Klimaschutzverordnung Stand 2018

EUROPÄISCHER EMISSIONSHANDEL

Der europäische Emissionshandel ist in der Folge des Klimaschutzabkommens von Kyoto im Jahr 2005 eingeführt worden. Rechtliche Basis stellt die im Jahr 2003 erlassene Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG)

dar. Der Emissionshandel wurde durch das TEHG in Deutschland umgesetzt. In der ursprünglichen Fassung trat das TEHG bereits im Jahr 2004 in Kraft und wurde im Jahr 2011 novelliert.

Das Grundprinzip des EU ETS funktioniert durch einen mit CO₂-Zertifikaten geschaffenen Markt. Die Zertifikate werden hierfür von einer zentralen Stelle an die betroffenen Unternehmen verteilt, die anschließend mit den Zertifikaten frei handeln können. Das Ziel ist es, dass die Unternehmen durch die zusätzlichen Kosten einen Anreiz erhalten, um ihren Ausstoß zu reduzieren. Damit diese Steuerung erfolgreich ist, verringert sich die Anzahl der zur Verfügung gestellten Zertifikate (Cap) jährlich um den linearen Reduktionsfaktor (LRF).

Dies soll zur Folge haben, dass die Zertifikate durch die Verknappung teurer werden und die Unternehmen aktive Schritte zur Emissionsreduzierung einleiten. Ein Überschuss an Zertifikaten führte in der zweiten und dritten Handelsperiode allerdings zu einem Preisverfall der Zertifikate. Als Lösung wurde in den Jahren 2014, 2015 und 2016 die Versteigerung von 900 Millionen Emissionsberechtigungen zurückgehalten. Zusätzlich wurde zu Beginn des Jahres 2019 eine Marktstabilitätsreserve eingeführt, womit etwaige Überschüsse reduziert werden können und die EU flexibel auf Nachfrageveränderungen reagieren kann. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Preise für die Zertifikate am Beispiel der Carbon Futures 2021 seit dem Jahr 2017.



Abbildung 2: CO₂ Zertifikatspreise 2017 bis 2020 (EEX 4. Periode Carbon Futures 2021)

Vom europäischen Emissionshandel sind alle Unternehmen mit Großfeuerungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 20 MW oder Produktionsanlagen energieintensiver Wirtschaftszweige betroffen.

Ausnahmen werden aufgrund der potenziellen Auslagerung von energieintensiven Prozessen (Carbon Leakage) erteilt. Hierbei handelt es sich um Branchen und Unternehmen, die sensibel auf eine Bepreisung der CO₂-Emissionen reagieren und aufgrund der steigenden Kosten die Produktion in Länder mit geringeren Emissionsauflagen verlagern könnten. Die betroffenen Branchen werden entsprechend mit einer erhöhten Anzahl von kostenlosen Zertifikaten ausgestattet. Die Zuteilungsquote der kostenlosen Zertifikate im Zeitverlauf ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Fernwärmebranche fällt ebenfalls unter die Regelungen des „Carbon Leakage“ und erhält kostenlose Zertifikate. Seit 2020 und bis mindestens 2027 beträgt die kostenlose Zuteilungsquote 30 Prozent.

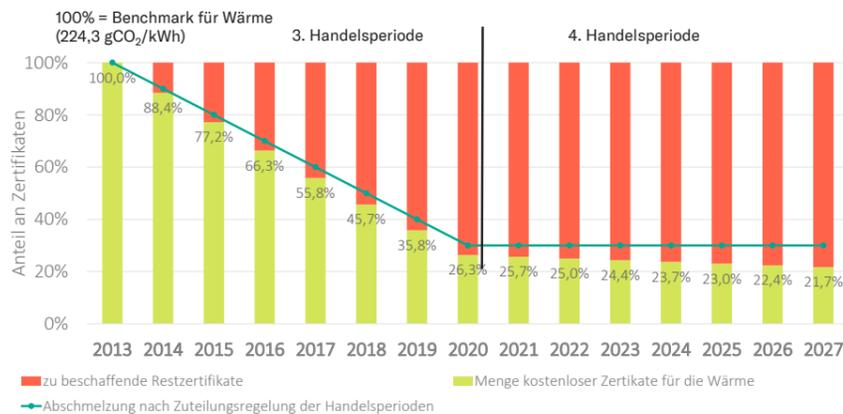


Abbildung 3: Abschmelzung der kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate

NATIONALE CO₂-ABGABE

Der nationale Weg zur Steuerung der Emissionen trat mit der Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) am 20.12.2019 in Kraft.

Darin wurden die Mechanismen für das zukünftige nationale Emissionshandelssystem (nEHS) geschaffen. Werden die vom BEHG erfassten Brennstoffe in den Verkehr gebracht, müssen hierfür Emissionszertifikate erworben werden, weshalb die in der Öffentlichkeit geläufige Bezeichnung der CO₂-Steuer nicht korrekt ist. Es handelt sich tatsächlich um Beschaffungskosten für Emissionsberechtigungen, deren Preis in der Einheit Euro/Tonne [€/t] bis zum 31.12.2025 festgelegt ist. Die Anzahl an Zertifikaten wird ähnlich des EU ETS durch eine Obergrenze (Cap) festgelegt. Allerdings sind für die genaue Anzahl noch keine Werte beschlossen. Zusätzlich wird in der Phase der Festpreise bis 2025 die Obergrenze ausgesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass der Einstiegspreis von 10 €/t in 2021 jährlich zunächst um 5 €/t und anschließend um 10 €/t bis auf 60 €/t in 2025 gesteigert wird. Ab 2026 setzt das nEHS ein und die Zertifikate können frei gehandelt werden, jedoch zu einem Maximalpreis von 60 Euro. Kurz nach diesem Beschluss wurde im Vermittlungsaus-

Plan der Bundesregierung

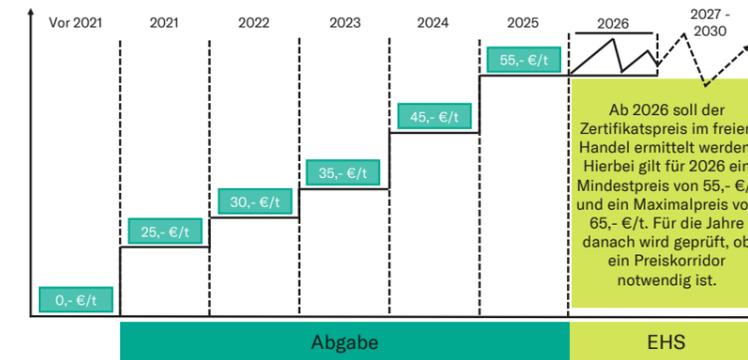


Abbildung 4: Preisstufen je Tonne CO₂ gem. Bund/Länder-Kompromiss

schuss von Bund und Ländern eine Veränderung des CO₂-Preiskorridors beschlossen. Der Kompromiss sieht vor, dass der Einstiegspreis erhöht wird und von 25 €/t in 2021 jährlich zunächst um 5 €/t und anschließend um 10 €/t bis auf 55 €/t (maximal 65 €/t) in 2025 gesteigert wird. Zu Beginn des nEHS wird ein fester Preiskorridor mit einem Mindest- und Maximalpreis festgelegt. Das Versteigerungsverfahren wird anschließend bis zum Jahr 2030 durchgeführt. Die Preisstufen des BEHG sind in Abbildung 3 abgebildet.

Die genaue Festlegung der Festpreise bis 2025 und eine Rechtsverordnung zur Umsetzung des nationalen Berechtigungshandelsystems werden in einer zukünftigen Gesetzesänderung erwartet.

Bei Anwendung der Emissionsfaktoren des BAFAs können die Kosten von Euro pro Tonne in Euro pro Megawattstunden umgerechnet werden¹:

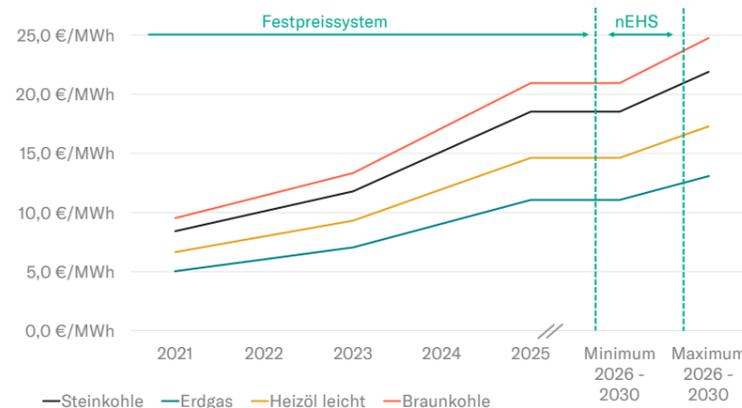


Abbildung 5: Eigene Darstellung – nEHS-Kosten für verschiedene Brennstoffe in €/MWh

¹BAFA (2019): Merkblatt zu den CO₂- Faktoren.



WEBINAR CO₂-KOSTEN

Gerne laden wir Sie ein, an unserem Webinar zum rechtlichen und wirtschaftlichen Vorgehen bei der Weitergabe von CO₂-Kosten am 1.7.2020 von 10 bis 12 Uhr teilzunehmen.

Wir freuen uns über Ihre Anmeldung unter <https://bit.ly/behg-webinar>



WESENTLICHE UNTERSCHIEDE

Die Systeme weisen einige Unterschiede in ihrer Funktionsweise und dem Vorgang der Regulierung auf.

	BEHG	EU ETS
Zielgruppe	Alle Anlagen, die Treibhausgase ausstoßen	Feuerungsanlagen mit > 20 MW Leistung und Produktionsanlagen energieintensiver Branchen
Anzahl der Zertifikate	Unbegrenzt, zumindest bis 2025	Begrenzt (1,8 Milliarden für 2021)
Ausnahmen	Bereits von EU ETS betroffene Anlagen Sonst keine Wettbewerbsfähigkeit soll durch Investitionszuschüsse in klimafreundliche Technologien gefördert werden	Zertifikatspreissensible Branchen (Carbon Leakage)
Zeitpunkt der Fälligkeit	Bei Brennstoffbezug	Bei Brennstoffeinsatz / Ausstoß Treibhausgas

Die wesentlichen Unterschiede der Systeme sind, dass beim EU ETS eine bestimmte Anzahl an Zertifikaten ausgegeben und diese gleichmäßig auf Unternehmen verteilt werden. Hierdurch entsteht ein Markt, auf dem sich die Preise der Zertifikate bilden. Bei der nationalen CO₂-Abgabe ist der Preis für die ersten Jahre gesetzlich festgelegt und erst ab 2026 findet die Versteigerung der Zertifikate auf einem freien Markt statt (zunächst mit Preiskorridor). Zusätzlich gibt es keine komplette Befreiung von der CO₂-Abgabe wie bspw. die Ausnahmen aufgrund von „Carbon Leakage“. Beim BEHG können Unternehmen, die in ihrer Wettbewerbsfähigkeit durch die CO₂-Kosten eingeschränkt sind, ab 2022 staatliche Unterstützung für Investitionen in klimafreundliche Technologien erhalten, um ihre Emissionen zu senken. Zusätzlich wird es bei unzumutbaren Härten eine Kompensation für die betroffenen Unternehmen geben.

Der Bedarf an Zertifikaten wird beim EU ETS von zentraler Stelle ermittelt und anschließend an die Marktteilnehmer ausgegeben. Beim nEHS müssen die Marktteilnehmer die benötigten Zertifikate in der Anfangsphase, bis 2025, zu einem Festpreis erwerben und in der zweiten

Phase ab 2026 ersteigern. Das bedeutet, dass es keine maximale Menge an verfügbaren Zertifikaten gibt.

Einen weiteren wichtigen Unterschied der Systeme stellt der Zeitpunkt der Zertifikatsfälligkeit dar. Beim EU ETS wird das eigentliche Emittieren von CO₂ geregelt und ist somit an die konkrete Verschmutzung geknüpft. Aufseiten des nEHS muss bereits zum Zeitpunkt des bloßen Inverkehrbringens der fossilen Brennstoffe ein Zertifikat erworben werden. Das bedeutet, dass hierbei die potenzielle Verschmutzung ausschlaggebend ist.

Zusätzlich gibt es in beiden Systemen unterschiedliche Zielgruppen. Das EU ETS erfasst ausschließlich Verursacher großer Emissionsmengen, während beim nEHS grundsätzlich jeder Verursacher von CO₂-Emissionen erfasst wird. Ziele in diesem Kontext sind für Deutschland insbesondere die Bereiche Wärme und Verkehr, da hier trotz hohem Anteil am Emissionsvorkommen erst eine geringe Effizienzsteigerung erreicht wurde und hohe Einsparpotenziale vorhanden sind. Speziell für die Energiewirtschaft bedeutet dies, dass in Zukunft Einzelfeuerungsanlagen stark betroffen sein werden.

AUSWIRKUNG AUF FERNWÄRMEVERSORGER

Ausgenommen von der CO₂-Abgabe sind jene Erzeugungsanlagen, die bereits vom TEHG erfasst sind. Im Umkehrschluss schließen die CO₂-Kosten also alle Anlagen ein, die weniger als 20 MW Gesamtfeuerungsleistung besitzen. Momentan beläuft sich die Anzahl der, vom nEHS, betroffenen industriellen Kraft- und Heizkraftwerke auf mindestens 17.000 Anlagen deutschlandweit. Betroffen von den neuen CO₂-Kosten nach BEHG sind sowohl KWK-Anlagen, kleinere BHKWs als auch Heizwerke. Bei einer beispielhaften Erdgas-BHKW-Anlage mit einer Leistung von 4,8 MW thermisch und elektrisch, 4.718 Volllaststunden und Erdgasgaskosten von rund 20 €/MWhHu Brennstoffkosten ist es möglich, dass die CO₂-Kosten im Jahr 2025 über 30 Prozent der Betriebskosten entsprechen.

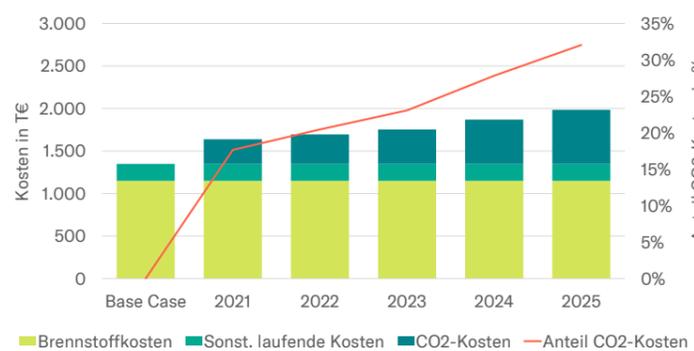


Abbildung 6: Beispielhafte Kostenstruktur eines Erdgas-BHKWs mit CO₂-Bepreisung

Darüber hinaus fallen jedoch besonders auch für Redundanzherzeuger zukünftig zusätzliche Kosten an. Dies ist der Fall, da bereits zum Bezug und nicht erst nach Verbrauch die CO₂-Abgabe fällig wird. Die Höhe der Kosten hängt stark von den verwendeten Brennstoffen und deren Menge ab.

Damit sind alle Fernwärmeversorger mit Feuerungsanlagen unter 20 MW in Zukunft vom nEHS betroffen. Unsere Analysen zeigen, dass insbesondere auf kleinere und mittelgroße Versorger und Contractoren erhebliche Mehrkosten zukommen, da hier oft eine Kombination aus mehreren kleineren Feuerungsanlagen zum Einsatz kommt. Für eine Weitergabe der Kosten an die Fernwärmekunden muss ein Vorgehen erarbeitet werden, wie diese in die Fernwärmepreise integriert werden können.

WEITERGABE DER CO₂-KOSTEN IN DER FERNWÄRME

Einige Versorger haben aufgrund der niedrigen CO₂-Preise und der hohen kostenlosen Zuteilungen von Zertifikaten im europäischer Emissionshandel bis ca. 2018 keine Vorkehrungen getroffen, um die Kosten an die Fernwärmekunden weitergeben zu können. Die tatsächlich auflaufenden Kosten waren in diesen Konstellationen teilweise zu gering, als dass die Nachteile der CO₂-Bepreisung gegenüber dem Kunden überwogen. Die Situation hat sich nun aber gedreht: Da die Abschmelzung der kostenlosen Zuteilung der Zertifikate (Abbildung 2) einhergeht mit einer Verteuerung der Zertifikate (Abbildung 1) hat sich der Druck auf die Versorger erhöht, die CO₂-Kosten im Wärmebereich zumindest soweit an ihre Kunden weiterzugeben, dass die rechtlich gewünschte Anreizwirkung erhalten bleibt. Bei KWK-Anlagen, bei denen die Zertifikate für die Stromerzeugung ohne eine kostenlose Zuteilung auskommen müssen, steigt der Kostendruck. Neben dem europäischer Emissionshandel kommen für die große Mehrheit der Versorger nun auch Kosten aus dem nEHS hinzu oder stellen diejenigen, die bisher nicht vom europäischer Emissionshandel betroffen waren, vor neue Fragestellungen. In Deutschland sind derzeit etwas mehr als 100 Versorger vom ETS betroffen.² Das BEHG wird voraussichtlich nahezu alle Versorger in Deutschland treffen.

RECHTLICHER RAHMEN

Zunächst muss unterschieden werden, ob gerade Neuverträge ausgearbeitet werden oder ob die Weitergabe bei laufenden Bestandsverträgen erfolgt. Dabei werden für Bestandsverträge die Mittel weiter beschränkt, da einerseits Vertragsanpassungen ausgeschlossen sein können und andererseits BEHG-Kosten bereits durch bestehende Preisanpassungsinstrumente erfasst werden können (s. u.).

Bei Bestandsverträgen muss daher untersucht werden, ob rechtswirksames vertragliche Anpassungsrechte im Wärmeliefervertrag verankert sind. Dies könnten beispielsweise vorhandene Gesetzesklauseln, Steuer- und Abgabeklauseln oder automatische Preisgleitklauseln sein. Allerdings bestehen umfassende AGB-rechtliche Anforderungen an vertragliche Preisanpassungsklauseln, die für eine wirksame Einführung von CO₂-Kosten unbedingt geprüft werden müssen, um rechtliche Risiken auszuschließen. Andernfalls muss ggf. geprüft werden, ob eine Änderungskündigung zulässig ist. Für befristete Verträge ist eine außerordentliche Kündigung nach § 314 BGB jedoch nur dann zulässig, wenn ein sog. „wichtiger Grund“ vorliegt. Ein solcher liegt vor, wenn dem kündigenden Teil unter Berücksichtigung aller Umstände des Einzelfalls und unter Abwägung der beiderseitigen Interessen die Fortsetzung des Vertragsverhältnisses bis zur vereinbarten Beendigung oder bis zum Ablauf einer Kündigungsfrist nicht zugemutet werden kann. Insofern steht das Vorliegen eines wichtigen Grundes wiederum in einem Wechselverhältnis zur Wirksamkeit vertraglicher oder gesetzlicher Anpassungsrechte, da eine Fortsetzung des Vertrags unter Ausübung der Anpassungsrechte zumutbar wäre. Deshalb kann unter Bewertung der vertraglichen Gestaltung in der Regel nur eine Risikoabwägung vorgenommen werden, welche Anpassungsstrategie mit den geringeren rechtlichen Risiken verbunden ist.

VORGEHEN FÜR TEHG-KOSTEN

Für eine gründliche Analyse und Darlegung der Möglichkeiten, den Risiken aus der zukünftigen Kostenbelastung langfristig entgegenzuwirken, ist es im ersten Schritt wichtig, die notwendigen Daten aufzuarbeiten. Dazu sollten für alle Erzeugungsanlagen die Energiemengen und die damit verbundenen CO₂-Emissionen auf Kraftwerkebene analysiert und in einem Business Model bis zum Ende der vierten Handelsperiode 2030 zusammengefasst werden. Soweit verfügbar müssen die neuesten Entscheidungen auf deutscher und europäischer Ebene berücksichtigt werden, die Einfluss auf die Planung und somit auf die Berechnungen haben. Neben den geplanten Emissionen werden außerdem die kostenlos zugeteilten CO₂-Emissionszertifikate bestimmt und die zu erwerbende Restmenge im Planungszeitraum ermittelt. Dabei sollten sowohl die nach § 9 TEHG kostenlos zugeteilten als auch die in der Vergangenheit erworbenen Zertifikate berücksichtigt werden.

Für die Kostenplanung zukünftiger CO₂-Zertifikate kann beispielsweise eine Kostenschätzung auf Grundlage der aktuell verfügbaren Preise, z. B. EEX Carbon Futures, erstellt werden, um so die absehbare Mehrbelastung für den Versorger festzustellen. Für die zumindest teilweise

² DEHSt (2019): Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2018 (Stand 2.5.2019); https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Umwälzung der Kosten der CO₂-Zertifikate auf die Fernwärmekunden schlägt der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) 3 verschiedene Methoden vor.³

Zudem hat Rödl & Partner eine alternative Umwälzungsmethode erarbeitet. Alle 4 Methoden finden Sie in Abbildung 6 und nachfolgend kurz beschrieben:

AGFW-Methode 1:

- Jährliche nahezu kostenechte Bestimmung der auf die Fernwärme tatsächlich zugeteilten CO₂-Emissionen.
- Muss jedes Jahr neu berechnet werden.

AGFW-Methode 2:

- Preisgleitung auf Grundlage der einmalig festgestellten unternehmensindividuellen CO₂-Emissionskosten.
- Die Kosten für die nächsten Jahre werden mittels einer Preisgleitung anhand des CO₂-Börsenpreisindex berechnet.

AGFW-Methode 3:

- Preisberechnung auf der Grundlage des gesetzlich festgelegten Vergleichswertes der spezifischen CO₂-Emissionen des Wärmemarktes.
- Hohes Maß an Transparenz, da die Zahlen für alle verfügbar sind.
- Bewirkt Investitionsanreize zur Emissionsreduktion.

Rabattierter Festpreis (Methode 4):

- Festlegung einer CO₂-Zertifikatspauschale auf Basis unternehmensindividueller Kosten für das Jahr 2027.
- Bis 2027 Gewährleistungen von Rabatten gegenüber den Kunden mittels einer Preisgleitung.
- Gibt einen festzulegenden Anteil der tatsächlichen Kosten an den Kunden weiter und schafft gleichzeitig Reduktionsanreize.

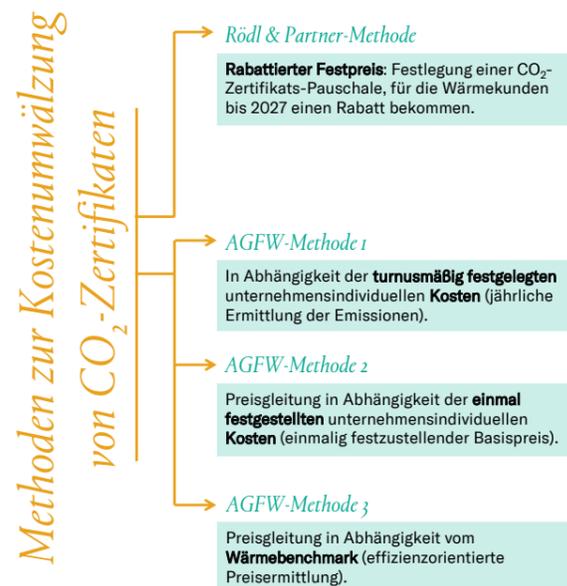


Abbildung 7: Aktuelle Methoden der CO₂-Umwälzung für TEHG-Kosten.

Auf Basis einer dieser Methoden wird der Emissionspreis als separater Preisbestandteil berechnet. Das neue Preisleistungsmerkmal wird mit einer eigenen Preisgleitung versehen und unter Berücksichtigung der bestehenden Kosten- und Marktstruktur in einer eigenen Preisanpassungsklausel verankert. Die Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) sieht als Maßstab für die Verwendung einer zulässigen Preisgleitung eine kostenorientierte Berechnung vor.

Alternativ besteht natürlich auch die Möglichkeit, die Kosten aus dem Zukauf von CO₂-Zertifikaten als Bestandteil des Arbeitspreises in der Preisanpassungsklausel zu belassen und zukünftige Mehrkosten durch einen entsprechenden separaten Indexbestandteil gleiten zu lassen. Dazu müssen die Kostenbestandteile des Arbeitspreises, die den CO₂-Kosten entsprechen, ermittelt werden. Gleichzeitig ergibt sich daraus eine Veränderung der Vorfaktoren der anderen Indizes der Preisanpassungsklausel.

Beide Alternativen garantieren, dass durch einen automatisierten Mechanismus die Weitergabe von Kostensteigerungen an die Kunden gewährleistet und so die berechnete Wirtschaftlichkeit über den gesamten Planungshorizont bestätigt werden kann.

VORGEHEN FÜR NEHS-KOSTEN

Vergleichbar zur Umsetzung der TEHG-Kosten sollten anhand einer spezifischen Mengen- und Kraftwerkseinsatzplanung die planmäßigen Kosten ermittelt werden, um die tatsächlichen Kosten festzustellen. Grundsätzlich sind zum heutigen Stand insbesondere folgende Mittel zur CO₂-Kostenweitergabe an die Kunden denkbar:

1. Einpreisung der CO₂-Kosten (langfristige Kalkulation) und Kostenweitergabe zum Beispiel im Rahmen des Arbeitspreises
2. Einpreisung der CO₂-Kosten (kurzfristige Kalkulation) und Erfassung von CO₂-Kostenänderungen durch eine automatische Preisgleitklausel mit CO₂-Kostenelement
3. Nur Einpreisung der Erdgaskosten (kurzfristige Kalkulation) und automatische Preisgleitklausel mit einem Erdgaskostenelement, das an einen Erdgaspreisindex anknüpft, der die CO₂-Kosten bei der Erdgasbelieferung beinhaltet
4. Einpreisung bei erstmaligem Entstehen und jeweilige CO₂-Kostenveränderung (jährliche Neukalkulation) und Preisanpassung durch einseitige Preisbestimmung

Eine Doppelbelastung zur Weitergabe der BEHG-Kosten ist unbedingt zu vermeiden. Dies kann dann auftreten, wenn die BEHG-Kosten ganz oder teilweise im gewählten Kostenelement-Index vorhanden sind und zusätzlich ein gesondertes Preisglied eingeführt wird. Ob die Kosten im Index der Brennstoffe vorhanden sind, muss daher genau geprüft werden. Dazu müssen die jeweilige Erhebungsmethodik des Indizes und der zugrundeliegende Warenkorb untersucht werden. Weitere Informationen finden Sie im Kompassartikel: „Die neue CO₂-Steuer – Was auf Fernwärmeversorger zukommt“.

IST EIN EINHEITLICHER CO₂-PREIS MÖGLICH?

Die Kosten des TEHG und BEHG sind dem Grunde und der Höhe nach nicht vergleichbar und müssen deshalb betriebswirtschaftlich und rechtlich zunächst getrennt berücksichtigt werden. Grundsätzlich ist jedoch die Kalkulation eines zweiteiligen CO₂-Preisglieds betriebswirtschaftlich und rechtlich möglich. Im Einzelfall muss allerdings abgewogen werden, ob die Vorgaben der Nachvollziehbarkeit und Transparenz bei der entsprechenden Umsetzung im Rahmen einer kombinierten Preisgleitklausel gewahrt werden können, da die Formel sehr komplex werden könnte.

FAZIT

Das neue nationale Emissionshandelssystem soll eine Ergänzung zum bereits bestehenden System der EU darstellen. Das System soll durch eine durchgehende Bepreisung des CO₂-Ausstoßes Anreize zur Emissionsreduktion in den Sektoren Wärme, Gebäude und Verkehr schaffen. Hierbei wird es jedoch auch einige Zeit in Anspruch nehmen bis sich die Betroffenen auf die neue Herausforderung eingestellt haben und bis sich abzeichnet, welche Kosten genau auf die Versorger zukommen und wie sie damit umgehen. Zudem steigen die Kosten aus dem europäischen Emissionshandel aufgrund der Abschmelzung der Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten bei gleichzeitig steigenden Preisen für die CO₂-Emissionsrechte (EUAs). Bei einem Großteil der Versorger mit TEHG-pflichtigen Anlagen wird es sogar zu Doppelbelastungen aus dem BEHG kommen. Aufgrund dessen sollten sich alle Betreiber von Wärmenetzen bereits jetzt auf die Umstellung vorbereiten und entsprechende Maßnahmen ergreifen. Dazu sollte die Umsetzung zur Kostenweitergabe sowohl rechtlich als auch betriebswirtschaftlich geprüft werden.

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Richter
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 89 928 780 350
E benjamin.richter@roedl.com



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

³ AGFW (2015): AGFW-Leitfaden Fernwärme-Preisgleitklauseln, ISBN: 3-89999-055-2.

→ Wärme

Großwärmepumpen

Eine Schlüsseltechnologie in der nachhaltigen zentralen Wärmeversorgung

von Kai Immolauer und Michael Rogoll

Der Einsatz von Großwärmepumpen weist vor allem in der kommunalen Infrastruktur, der Industrie sowie großen Wohn-, Wirtschafts-, und Geschäftsgebäuden enorme Potenziale auf. Obwohl die Wärmepumpe in privaten Wohnhäusern oder Gewerben bereits vielerorts den Standard für die Wärmeversorgung setzt, entwickelt sich eine breite Markteinführung von Groß- und Industrieanlagen mit Leistungen von 100 kW bis zu mehreren MW – trotz einer Vielzahl an vielversprechenden Einsatzmöglichkeiten – momentan noch eher langsam.¹ Vor dem Hintergrund der beschlossenen Klimaziele für die kommenden Jahre und den damit verbundenen Pflichten zur Emissionssenkung insbesondere im Wärmesektor werden Großwärmepumpen allerdings als Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung des Wärmesektors eine entscheidende Rolle für das Erreichen dieser Ziele spielen.

DAS TECHNISCHE PRINZIP

Im Grunde lässt sich das Funktionsprinzip einer (Groß-)Wärmepumpe mit dem eines Kühlschranks vergleichen – Wärme wird von einem Ort zum anderen transportiert – nur dass dieser Prozess zur Wärmeerzeugung in einer Wärmepumpe in entgegengesetzter Richtung abläuft. Es wird Wärme aus einer Quelle – beispielsweise dem Erdreich (Geothermie), Grund-, Fluss-, oder Abwasser sowie (Ab-)Luft – entnommen und auf ein sogenanntes Kältemittel übertragen, das dadurch aufgrund der niedrigen Siedetemperatur verdampft. Anschließend wird dieses verdichtet, bevor es im nächsten Schritt die Wärme über einen Wärmetauscher an ein Trägermedium wie Wasser auf höherem Temperaturniveau abgibt, das dann wiederum für die Wärmebereitstellung verwendet wird. Durch die Temperaturabgabe verflüssigt sich das Kältemittel wieder und wird entspannt, bevor der Prozess erneut beginnt.²

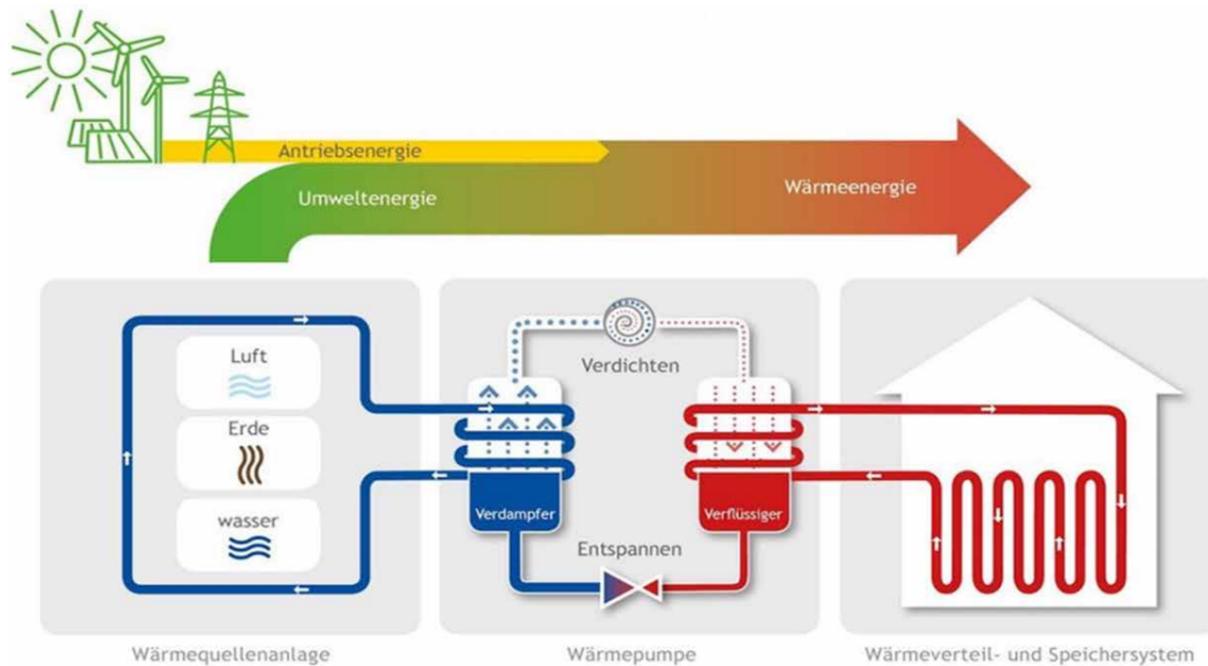


Abbildung 1: Bundesverband Wärmepumpe e.V. „Funktionsprinzip Wärmepumpe“

¹ Energie-Experten: „Einsatz von Industrie- und Großwärmepumpen“.

² BWP: „Wie funktioniert die Wärmepumpe?“.

In diesem Kreislauf wird größtenteils nur für das Verdichten und Entspannen zusätzliche Energie in Form von Elektrizität (idealerweise aus erneuerbaren Quellen) benötigt, die restliche Energie wird aus den jeweiligen Wärmequellen (z. B. Erdreich, geothermales Fluid, Fluss- oder Abwasser bzw. aus Kühlwasser (Industrie)) gewonnen. Um die Effizienz einer Wärmepumpe darzustellen, wird der benötigte Anteil Strom ins Verhältnis zur gewonnenen Wärmeenergie gestellt. In der sogenannten Jahresarbeitszahl (JAZ) wird eben dieses Verhältnis über das ganze Jahr gesehen in einer Kennzahl abgebildet. Je nach Wärmequelle und -pumpe kann diese über dem Wert 5 liegen. Konkret bedeutet diese Zahl, dass durch den Einsatz von 1 kWh Strom 5 kWh Wärme erzeugt werden können. Ein weiterer geläufiger Effizienzmesser ist die Leistungszahl (COP). Diese wird im Regelfall allerdings unter Laborbedingungen in einem bestimmten Betriebszustand ermittelt und sollte daher genau hinterfragt werden.³

gestellte Begriff gibt hierbei einen Hinweis auf die Wärmequelle, wobei es sich bei „Sole“ um ein Trägermedium handelt, das bei Erdwärme zum Einsatz kommt, der zweite Begriff macht erkenntlich, auf welches Medium die Wärme übertragen wird.

KÄLTEMITTEL

Das bereits erwähnte Kältemittel spielt für die Effizienz und damit die Kosten einer Anlage eine große Rolle. Für das optimale Kältemittel müssen eine Reihe von Anforderungen erfüllt werden, die zudem je nach Anwendungsfall variieren. Maßgebliche Parameter sind neben den grundsätzlichen thermodynamischen Eigenschaften z. B.

- die Siedetemperatur
- die Brennbarkeit
- die Wirtschaftlichkeit
- die Verfügbarkeit
- der Umwelteinfluss bzw. das Treibhauspotenzial

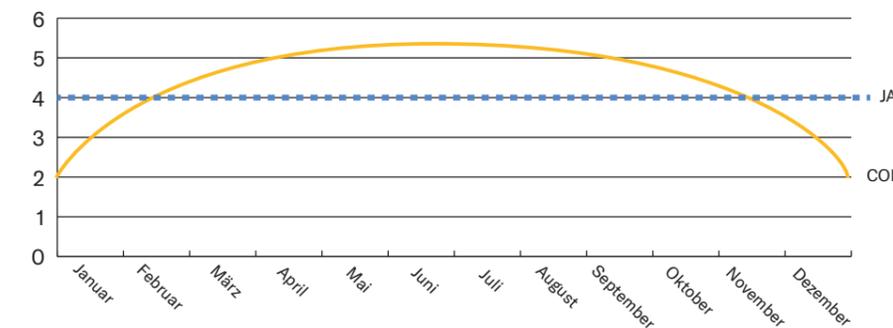


Abbildung 2: energie-experten.org: „Leistungszahl von Wärmepumpen“

Zusätzlich besteht bei manchen (Groß-)Wärmepumpen neben der Wärmeerzeugung auch die Möglichkeit der Kühlung. Hierfür wird der Kreislauf automatisch umgekehrt – die Wärme wird aus dem Objekt entzogen und auf das Kältemittel übertragen, um dann mithilfe eines Wärmetauschers an die ursprüngliche Wärmequelle (z. B. Grund-, Fluss- oder Abwasser sowie das Erdreich) abgegeben zu werden – vom Grundprinzip wie bei einem Kühlschrank.⁴ Bei beidseitigem Betrieb können für diese Anlagen insgesamt weitaus höhere JAZ und COP erreicht werden, was sie durchaus sehr interessant macht, da so nicht nur signifikante Energieeinsparungen und damit Kosteneinsparungen erzielt werden, sondern auch Heiz- und Kühlvorgänge in einer Anlage ablaufen können.

TECHNOLOGIEN

Bei Großwärmepumpen wird zwischen 3 verschiedenen gebräuchlichen Technologien unterschieden: „Luft-Wasser“, „Sole-Wasser“ und „Wasser-Wasser“.⁵ Der voran-

Alle aktuell auf dem Markt verfügbaren Kältemittel müssen in mindestens einem dieser Bereiche Abstriche machen. Man unterteilt diese in 3 verschiedene Gruppen. Fluorkohlen(wasser)stoffe ((H)FKW), Hydrofluorolefine (HFO) und natürliche

Kältemittel. Bislang werden in den meisten Großwärmepumpen HFKW verwendet, da diese fast alle Anforderungen erfüllen. Allerdings weisen sie ein hohes „Global Warming Potenzial“ (GWP) mit Werten von bis über 2000 (diese Zahl gibt den Faktor an, um den das Treibhauspotenzial höher ist als das von CO₂) auf. Deshalb wurde das sukzessive Einschränken der Verwendung von (H)FKW-Kältemitteln politisch festgelegt. Aus den damit verbundenen Beschlüssen der Verordnung (EU) Nr. 517/2014⁶ ergeben sich einige Beschränkungen. Unter anderem soll bis 2036 der Einsatz im Vergleich zu 2016 in den Industrieländern weltweit um 85 Prozent gesenkt werden. Des Weiteren benötigen mit (H)FKW betriebene Neuanlagen eine Betriebsgenehmigung, die nur erteilt wird, wenn sich keine klimafreundlichere Alternative technisch und wirtschaftlich realisieren lässt. Auch ist die Verwendung von Mitteln mit GWP-Werten von > 2500 für die Wartung oder Instandhaltung von Bestandsanlagen untersagt.⁷ Weitere Verbote für Bestandsanlagen sind bisher nicht vorgesehen.

Die zweite Gruppe der Kältemittel, „HFO“ weisen zwar einige Vorteile, wie z. B. niedrige GWP-Werte von 4-6,

³ Energie-Experten: „Leistungszahl von Wärmepumpen“.

⁴ Energie-Experten: „Aktives und passives Kühlen mit Wärmepumpe“.

⁵ CO2Online: „Wärmepumpen im Vergleich“.

⁶ Europäische Union: „VERORDNUNG (EU) Nr. 517/2014 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 16.4.2014.“

⁷ Andreas Wurm: „Kältemittel in Wärmepumpen“.

schwere Brennbarkeit und einen schnellen Verfall in der Atmosphäre auf, allerdings ist der Betrieb in Wärmepumpen aufgrund der ätzenden Flusssäuren, die sich beim Verbrennen bilden, und den hohen Siedetemperaturen eingeschränkt.

Daher geht der Trend immer mehr in Richtung der drittgenannten „natürlichen Kältemittel“ wie z.B. Propan (R290), Proben (R1270), Gemische oder CO₂ (R744). Neben dem offensichtlichen Vorteil für das Klima mit GWP-Werten von 0-4 können Kohlenwasserstoffe (R290, R1270) beispielsweise relativ einfach für den Austausch von (H)FKW-Mitteln in Bestandsanlagen verwendet werden. Des Weiteren sind diese mit fast allen Materialien verträglich, kostengünstig, verfügbar und weisen geeig-

nete thermodynamische Eigenschaften auf. Allerdings müssen durch die leichte Brennbarkeit höhere Sicherheitsstandards erfüllt werden. CO₂ ermöglicht hohe Vorlauftemperaturen, zählt mit der Sicherheitsstufe A1 (geringe Giftigkeit, keine Flammenausbreitung) zu den sichersten Kältemitteln und hat neben der sehr guten Verfügbarkeit geringere Betriebskosten als andere natürliche Kältemittel. Natürlich gibt es für die Verwendung diese Gases Nachteile. Der Betrieb von Anlagen mit CO₂ erfordert höhere Drücke und damit einen größeren Regelungsaufwand, auch ist der Einsatz für Niedertemperaturwärme ineffizient.⁹ Je nach Einsatzgebiet der Wärmepumpen eignen sich die Gase also unterschiedlich gut und sollten daher mit Bedacht gewählt werden.

Kohlenwasserstoffe für die Zukunft

Andere natürliche Kältemittel

FKW/HFKW

HFO

<ul style="list-style-type: none"> - Propan (R290), Proben (R1270), Gemische <p>VORTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - GWP = 3 (Faktor um den das Treibhauspotenzial höher als das von CO₂ ist) - Hohe Vorlauftemperatur (70° C) - Mit fast allen Materialien verträglich - Kostengünstig und verfügbar - Geeignete thermodynamische Eigenschaften - Einfaches Ersetzen von (H)FKW durch Kohlenwasserstoffe in Bestandsanlagen möglich <p>NACHTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Langzeitstabilität in Wärmepumpenkomponenten noch nicht erprobt - Große Brennbarkeit (3) - Höherer technischer Sicherheitsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> - Ethan (R170), Ammoniak (R717), Wasser (R718), Isobutan (R600a) <p>VORTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sehr geringe/keine Treibhauspotenziale - Geringe Giftigkeit (A) - Keine/sehr geringe, langsame Brennbarkeit (1,2L) <p>NACHTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sehr hohe Treibhauspotenziale GWP zwischen 675 (R32) und 2.090 (R410a) und höher - Bewilligungspflicht für Neuanlagen, Erweiterungen und Umbauten - Für Anlagen > 3 kg Kältemittel-Meldepflicht, Wartungsheft und jährliche Dichtigkeitsprüfung - Politische Beschränkungen für den Einsatz, langfristig Verbote möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - Fluorkohlenwasserstoffe (vollständig/teilweise halogeniert) <p>VORTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Höhere Sicherheitsstufe - Geringe Giftigkeit (A) - Keine/sehr geringe, langsame Brennbarkeit (1,2L) <p>NACHTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sehr hohe Treibhauspotenziale GWP zwischen 675 (R32) und 2.090 (R410a) und höher - Bewilligungspflicht für Neuanlagen, Erweiterungen und Umbauten - Für Anlagen > 3 kg Kältemittel-Meldepflicht, Wartungsheft und jährliche Dichtigkeitsprüfung - Politische Beschränkungen für den Einsatz, langfristig Verbote möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - Hydrofluorolefine <p>VORTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - GWP = 4-6 - Geringe Giftigkeit (A) - langsame Brennbarkeit (1,2L) - Höhere Kondensations-temperaturen bei niedriger Drucklage - Chemisch instabil, Zerfall in der Atmosphäre nach wenigen Tagen <p>NACHTEILE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bei Verbrennung des Gases bilden sich ätzende Flusssäuren - Hohe Siedetemperatur (-19° C) - Nachhaltiger Einklang mit Gesetzen gefährdet - Einsatz in Wärmepumpen eingeschränkt - Potenziale als Gemisch mit anderen Kältemitteln
--	---	---	--

A=Geringe Giftigkeit B=Größere Giftigkeit 1=Keine Flammenausbreitung 2=Geringe Brennbarkeit 3=Größere Brennbarkeit L=Geringe Brenngeschwindigkeit

Abbildung 3: Eigene Darstellung: „Kältemittel im Vergleich“

⁹ Christian Vering et. al.: „Potentielle Kältemittel für Wärmepumpen“.

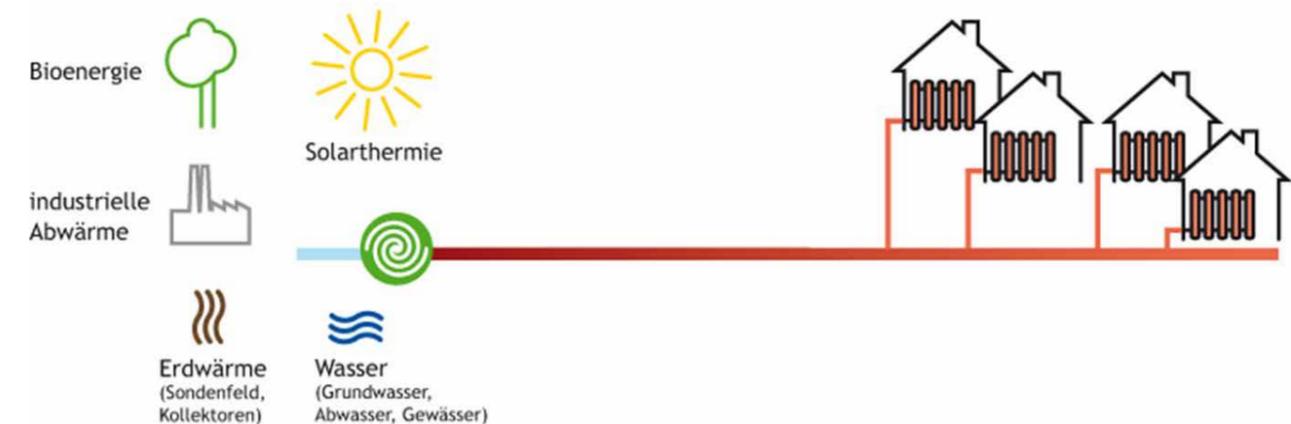


Abbildung 4: Bundesverband Wärmepumpe e.V. „Wärmepumpen in Siedlungen und Quartieren“

ANWENDUNGSBEISPIELE

Großwärmepumpen sind sehr vielseitig einsetzbar. Neben dem Einsatz in Hallen- und Freibädern zur Abluftwärmenutzung sowie Wärmerückgewinnung des Schwall- und Duschwassers, in Krankenhäusern zur Nutzung der Abluft aus Kältemaschinen sowie zur Abwassernutzung und Abwärmennutzung aus Kompressoranlagen oder in Büroimmobilien zur Klimatisierung und Abwärmennutzung der Serverräume lassen sich noch eine Vielzahl weiterer attraktiver Anwendungsbeispiele nennen. Ob in Büroimmobilien, in Gewächshäusern, in Gastronomie- oder Hotelbetrieben, in der Landwirtschaft, in Wäschereien oder auch im Lebensmittelhandel können Großanlagen dazu beitragen, beachtliche Energiemengen und damit Kosten einzusparen sowie die Wärme und Kältebereitstellung stark zu entkarbonisieren,⁹ insofern die Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom betrieben werden. Dieser erneuerbare Strom kann nach Möglichkeit sogar kostengünstig auf dem eigenen Gelände über Photovoltaik-Anlagen erzeugt werden.

Vor allem für Kommunen ist der Einsatz von Großwärmepumpen in Nah- und Fernwärmenetzen in der Regel sehr lohnenswert. Hier können zum einen Großwärme- oder Kälteverbraucher – die durch Abluft und -wärme sowie Ab- und Kühlwasser über ein hohes Potenzial zur Wärmerückgewinnung verfügen – zum anderen auch die bereits erwähnten natürlichen Wärmequellen wie Erdwärme sowie Grund- und Thermalwasser oder auch Flusswasser (über Sommermonate) einbezogen werden. Die Wärmeabgewinnung aus Flüssen birgt für Kommunen in der Nähe von fließenden Gewässern beachtenswerte Möglichkeiten. Kombiniert mit einem Langzeitspeicher kann die Wärme – aus den im Sommer aufgeheizten Ge-

wässern – auch im Winter verwendet werden. Untersuchungen zu dieser Möglichkeit am Beispiel Main haben ergeben, dass die Wassertemperatur des Flusses 2 Drittel des Jahres für den Betrieb einer Großwärmepumpe ausreicht, wodurch trotz Einschränkungen durch den Schiffsverkehr eine Wärmemenge von ca. 21.000 MWh pro Jahr gewonnen werden könnte. Eine Beschränkung ergibt sich durch die Gewässertemperaturen, obgleich eine mögliche lokale Abkühlung positiv gesehen wird, um der Erwärmung in heißen Sommern entgegenzuwirken.

Weitere Anwendungsfälle sind die Verwendung eines Langzeitspeichers, beispielsweise in Kombination mit Solarthermie, aus dem dann wieder in Verwendung von Wärmepumpen die Wärme in der Heizperiode genutzt werden kann.

Gerade die Kombination aus Wärmepumpen, Solarthermie und Langzeitwärmespeichern für Wärmenetze wird in Dänemark bereits seit einigen Jahren erfolgreich beispielsweise in Braedstrup, Marstal oder Dronninglung umgesetzt.

Auch in Finnland werden Großwärmepumpen bereits vermehrt eingesetzt. Aus einer finnischen Studie – die u.a. die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen in Wärmenetzen untersucht – geht hervor, dass – abhängig des von der Wärmepumpe bereitgestellten Wärmeanteils im Wärmenetz – Internal Rates of Returns (IRR) bis zu 15,9 Prozent erreicht werden können.¹⁰ Die Wärmeabgewinnungskosten wurden – ebenfalls je nach Wärmeanteil der Wärmepumpe – auf 50 bis 120 €/MWh festgelegt, wobei die Anlagen laut der Studie bei steigendem Wärmeanteil der Wärmepumpe teurer und weniger wirtschaftlich sind.

⁹ Energie-Experten: „Einsatz von Industrie- und Großwärmepumpen“.

¹⁰ Kaisa Kontu et. al.: „Individual ground source heat pumps: Can district heating compete with real estate owners' return expectations?“.

MARKTÜBERBLICK

Derzeit gibt es bereits einige Unternehmen, die Großwärmepumpen produzieren und vertreiben. Neben deutschen Unternehmen wie „AGO AG Energie + Anlagen“, „Viessmann Werke GmbH & Co. KG“ und „ENGIE Refrigeration GmbH“ gibt es auch ausländische Firmen – beispielsweise in Österreich – wie „HELIO THERM Wärmepumpentechnik Ges.m.b.H.“ und „OCHSNER Energie Technik GmbH“ wobei es sich bei letzterem um ein Tochterunternehmen der „OCHSNER Wärmepumpen GmbH“ handelt, das eigens für den Vertrieb von Großwärmepumpen gegründet wurde.

Es gibt zwar Serienanlagen, die in den meisten Fällen für den Betrieb in Gebäuden ausreichend sind und Leistungen um bis etwa 1 bis 2 MWth aufbringen können, für größere Projekte wie beispielsweise ein Wärmenetz werden die Anlagen allerdings meistens individuell auf das Vorhaben angepasst und verfügen dementsprechend über deutlich höhere Leistungen im Bereich von > 10 MWth. Die Kosten sind somit ebenfalls sehr projektspezifisch und es lohnt sich, ein konkretes Projekt mit diversen Anbietern zu diskutieren.

FINANZIERUNG UND FÖRDERUNG

Aufgrund des hohen Potenzials von Wärmepumpen zur Energieeinsparung und der Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung des Wärmesektors, gibt es attraktive Fördermodelle zur Finanzierung von Großwärmepumpen.

Zum einen das u.a. für Großwärmepumpen > 100kWth ausgelegte Förderprogramm „271“ der KfW „Erneuerbare Energien Premium“, das Kommunen, Unternehmen und Privatpersonen zu Darlehen mit günstigen Konditionen berechtigt, die vor der Anschaffung einer Großwärmepumpe (ausgeschlossen sind Luft-Wasser und Luft-Luft-Wärmepumpen) mit einer Jahresarbeitszahl von mindestens 3,8 stehen. Die KfW finanziert bis zu 25 Mio. Euro pro Vorhaben, zusätzlich umfasst das Programm einen Tilgungszuschuss in Höhe von 80 €/kW Wärmeleistung im Auslegungspunkt. Mindestens aber 10.000 Euro, höchstens 100.000 Euro je Einzelanlage. Wenn die geförderte Wärmepumpe einen ineffizienten fossilen Wärmeerzeuger ersetzt, wird der Förderbetrag um 20 Prozent aufgestockt. Des Weiteren gibt es Tilgungszuschüsse für förderfähige Erdsonden, die bis zu einer Tiefe von 400 m mit 4 €/m und ab 400 m mit 6 €/m dotiert sind.¹¹

Zum anderen das Förderprogramm des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für Wärmenetze 4.0. Im Rahmen dieses Angebots werden sog. „Wärme-

netze 4.0“ gefördert. Das sind Netze, die spezielle Anforderungen u.a. in den Bereichen Energieeffizienz, Innovation und Erneuerbare Energien erfüllen. Großwärmepumpen sind in der Regel ein wichtiger Faktor beim Erfüllen dieser Anforderungen und somit im Rahmen eines solchen Vorhabens förderfähig.

Gefördert werden Unternehmen, kommunale Betriebe und Zweckverbände sowohl bei der Planung und Vorbereitung als auch bei der Entwicklung und Realisierung von Projekten, die unter „Modellvorhaben Wärmenetze 4.0“ fallen.

Eine vorgeschriebene Machbarkeitsstudie wird mit bis zu 60 Prozent der Kosten (max. 600.000 Euro) unterstützt. Die tatsächliche Durchführung wird mit bis zu 15 Mio. Euro gefördert, wobei die Grundförderung von 30 Prozent der förderfähigen Kosten durch eine Nachhaltigkeits- und Kosteneffizienzprämie sowie für industrielle Forschung auf 50 Prozent erhöht werden kann.¹²

FAZIT

Besonders attraktiv für Stadtwerke wird der Einsatz von Großwärmepumpen im Zusammenhang mit einem Wärmenetz 4.0. Neben der Förderung von bis zu 50 Prozent der Kosten kann so schon heute die Grundlage für eine emissionsfreie und effiziente Zukunft gelegt werden.

Aktuelle Investitionsentscheidungen im Bereich Fern- und Nahwärme betreffen den Betrieb auf 2 Jahrzehnte. Hier sollte somit stets eine Analyse der lokalen Möglichkeiten erfolgen, um ggfs. nicht von Standardlösungen mit Einsatz von fossiler Energie abhängig zu sein. Hierbei spielt es neben dem Kostenfaktor CO₂ eben auch eine Rolle, für seine Kunden ein attraktives, langfristig preisstabiles Wärmeprodukt zu schaffen. Mit einer zentralen Versorgungsstruktur unter Einsatz von Wärmepumpen ist dies sehr wohl möglich, auch wenn es eben ein gewisses Umdenken voraussetzt.

Zusätzlich zu der bei Ökostrombezug schon emissionsfreien Wärmeerzeugung kann durch den zunehmenden Einsatz von natürlichen Kältemitteln auch das Treibhauspotenzial (GWP) von Wärmepumpen entscheidend gesenkt werden. Vor dem Hintergrund der beschlossenen Klimaziele und den damit verbundenen Pflichten sowohl für Kommunen als auch für Unternehmen, sollten die Einsatzmöglichkeiten von Großwärmepumpen auf jeden Fall eher früher als später geprüft werden.¹²

Bei den teilweise durchaus komplexen Vorgängen in der Planung und der Durchführung von Vorhaben in Zusammenhang mit Wärmepumpen stehen wir von Rödl & Partner Ihnen selbstverständlich mit kompetenter Beratung zur Seite und übernehmen, falls gewünscht, auch die komplette Durchführung Ihres Projektes.

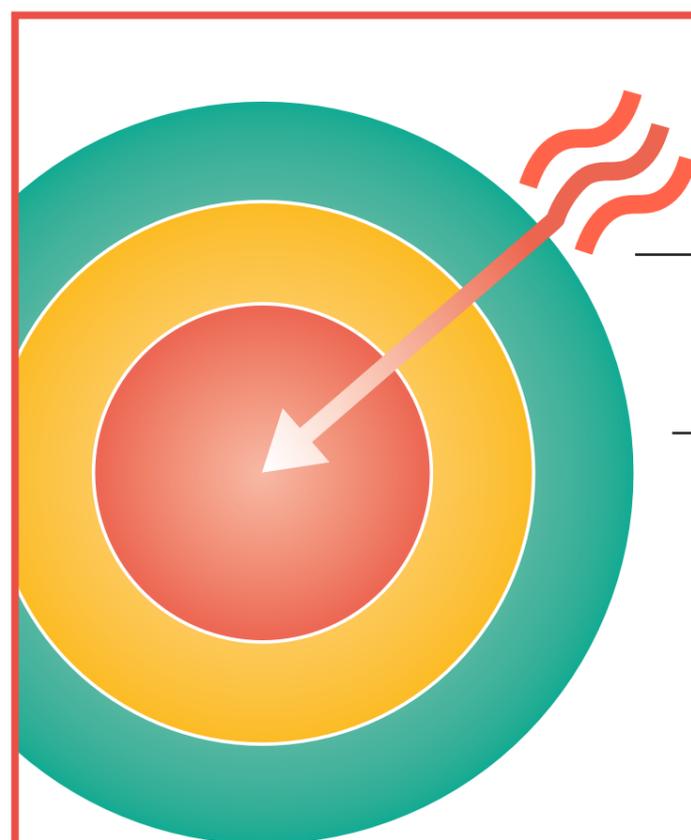
Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com



Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com



Die Wärmezielscheibe

Wärmewende in Deutschland
erfolgreich gestalten

JETZT KOSTENLOS
HERUNTERLADEN:
<http://bit.ly/waermezielscheibe>



¹¹ KfW: „Merkblatt Erneuerbare Energien "Premium"“.
¹² BAFA: „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“.

→ Steuer

(Keine) Umsatzsteuer bei Aufsichtsrats Tätigkeit

von Marcel Reinke und Julius Schmidl

Mit Urteil vom 27.11.2019 traf der Bundesfinanzhof (BFH) eine für Mitglieder eines Aufsichtsrats beachtliche Entscheidung: Sofern das Aufsichtsratsmitglied für seine Aufsichtsrats Tätigkeit eine nicht variable Vergütung erhält, führt die Tätigkeit als Mitglied eines Aufsichtsrats nicht zu einer Unternehmerstellung. Mithin ist die Tätigkeit auch nicht umsatzsteuerpflichtig.

Der BFH schloss sich mit diesem Urteil der Auffassung des Europäischen Gerichtshofes (im Folgenden: „EuGH“) an und bietet hierdurch eine gute Argumentationsgrundlage, dass Aufsichtsräte für ihre Tätigkeit grundsätzlich keine Umsatzsteuer abführen müssen.

DIE MASSGEBLICHEN GERICHTSENTSCHEIDUNGEN IM ÜBERBLICK

In seiner Entscheidung vom 13.6.2019 (C 420/18) nahm der EuGH Stellung zur Unternehmereigenschaft von Mitgliedern eines Aufsichtsrats.

Konkret ging es um die Auslegung der Art. 9 und 10 der Richtlinie 2006/112/EG des Rates vom 28.11.2006 über das gemeinsame Mehrwertsteuersystem (im Folgenden: „Mehrwertsteuersystemrichtlinie“) hinsichtlich der Tätigkeit des Mitglieds eines Aufsichtsrates einer Stiftung. Der EuGH hat geprüft, ob diese Aufsichtsrats Tätigkeit als „wirtschaftlich“ einzustufen ist und ob sie „selbstständig“ ausgeübt wird. Dann nämlich sei das Aufsichtsratsmitglied ein Steuerpflichtiger im Sinne der Mehrwertsteuersystemrichtlinie.

Die Wirtschaftlichkeit der Tätigkeit bejahte der EuGH, da sie nachhaltig sei und gegen ein Entgelt ausgeübt werde, das derjenige erhält, der die Leistung erbringt.

Somit kam es nach Ansicht des EuGHs maßgeblich darauf an, ob die Tätigkeit „selbstständig“ ausgeübt werde. Bei der Auslegung des maßgeblichen Art. 9 der Mehrwertsteuersystemrichtlinie komme es auf das Vorliegen eines Unterordnungsverhältnisses an. Es sei zu prüfen, ob der Betroffene seine Tätigkeiten im eigenen Namen, auf eigene Rechnung und in eigener Verantwortung ausübe und ob er das mit der Ausübung dieser Tätigkeiten einhergehende wirtschaftliche Risiko trage.

Beides hat der EuGH verneint. Das wirtschaftliche Risiko sei dadurch ausgeschlossen, dass das Aufsichtsratsmitglied eine pauschale Vergütung erhalte, die nicht da-

von abhängig, ob es an Sitzungen teilnehme oder bestimmte Arbeitsleistungen erbringe.

Der BFH folgt der Ansicht des EuGHs nunmehr und ändert seine bisherige Rechtsprechung.

Sofern das Mitglied eines Aufsichtsrats aufgrund einer nicht variablen Festvergütung kein Vergütungsrisiko trägt, sei es nicht als Unternehmer tätig. Unter Zugrundelegung des Urteils des EuGHs sei ein Aufsichtsratsmitglied, das eine Festvergütung erhalte, mangels Selbstständigkeit kein Unternehmer im Sinne des § 2 Abs. 1 UStG.

In welchen anderen Fällen die Tätigkeit als Mitglied eines Aufsichtsrats demgegenüber weiterhin als unternehmerisch ausgeübt anzusehen sein könnte, hat der BFH ausdrücklich offengelassen.

NEUE HANDLUNGSOPTIONEN UND GESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Aus den oben genannten Urteilen erwachsen neue rechtliche Gestaltungsmöglichkeiten und Handlungsoptionen für Mitglieder eines Aufsichtsrats:

- Die Entscheidung des BFHs lässt sich nach unserer Ansicht nicht nur für Aufsichtsräte einer Aktiengesellschaft, sondern auch auf solche einer GmbH, einer Stiftung und anderer Rechtsformen übertragen. Dabei ist allerdings stets der jeweilige Einzelfall im Blick zu behalten.
- Die Finanzverwaltung hat die Rechtsprechung des BFHs noch nicht umgesetzt (vgl. Abschnitt 2.2. Abs. 2 S. 7 des UStAE). Somit wird der Fiskus Aufsichtsratsmitglieder ohne weitere Differenzierung bis auf Weiteres weiterhin als Unternehmer ansehen. Hieraus erwächst dem einzelnen Aufsichtsratsmitglied, das eine Festvergütung ohne variable Bestandteile erhält, eine Wahlmöglichkeit: Entweder schließt es sich der Ansicht der Finanzverwaltung an und lässt seine Aufsichtsrats Tätigkeit als Unternehmer der Umsatzsteuer unterwerfen, oder aber es beruft sich auf die Rechtsprechung des BFHs mit der Folge, dass es kein Unternehmer im Sinne des Umsatzsteuergesetzes ist.
- Achtung: Dies gilt nicht für Beamte und andere Bedienstete einer Gebietskörperschaft, die die Aufsichtsrats Tätigkeit auf Verlangen, Vorschlag oder Veranlassung ihres Dienstherrn übernommen haben und nach beamtenrechtlichen oder anderen dienstrecht-

lichen Vorschriften verpflichtet sind, die Vergütung ganz oder teilweise an den Dienstherrn abzuführen. In diesen Fällen wird die Aufsichtsrats Tätigkeit als Teil der unselbstständigen Tätigkeit angesehen, sodass keine Unternehmereigenschaft nach § 2 Abs. 1 UStG vorliegt. Dies gilt entsprechend für Minister und Staatssekretäre.

- Sofern es sich um Mitglieder eines Aufsichtsrats einer anderen Rechtsform als einer Aktiengesellschaft handelt, können sich diese gegenüber den Finanzgerichten ebenfalls auf die Rechtsprechung des BFHs berufen, sofern sie eine feste Vergütung erhalten.
- Aufsichtsratsmitglieder mit (teilweiser) variabler Vergütung können sich in einem gerichtlichen Verfahren zumindest auf die übrigen Entscheidungsgründe des EuGHs, insbesondere auf den Punkt der Ausübung der Tätigkeit im eigenen Namen, auf eigene Rechnung und auf eigene Verantwortung, berufen. Wendet man die Entscheidung des EuGHs strikt an, müsste in einer Vielzahl von Fällen die Unternehmereigenschaft nach unserer Ansicht ebenfalls verneint werden. Bei einer entsprechenden gerichtlichen Klärung ist das Zinsrisiko zu beachten, sofern man die Umsatzsteuer nicht abführt und Aussetzung der Vollziehung gewährt wird.

FAZIT:

Das einzelne Aufsichtsratsmitglied und dessen Arbeitgeber sollten sich nun folgende Frage stellen: Soll die Aufsichtsrats Tätigkeit auch zukünftig der Umsatzsteuer unterfallen oder nicht? Hier ist auch zu fragen, ob dies überhaupt einen Unterschied macht oder ob es sich aufgrund des möglichen Vorsteuerabzugs um einen nicht kostenbelastenden Faktor handelt.

Kontakt für weitere Informationen



Marcel Reinke
Rechtsanwalt, Steuerberater
T +49 911 9193 3685
E marcel.reinke@roedl.com



Julius Schmidl
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3796
E julius.schmidl@roedl.com





→ Steuer

Tax Compliance Management System (Tax CMS)

Notwendiges Übel oder gute Chance in Zeiten aktueller Herausforderungen?

von Hans Fassen und Kati Langer

Das Thema Tax Compliance wird seit Jahren diskutiert und rückt wieder vermehrt in den Mittelpunkt der Öffentlichkeit. Dabei handelt es sich eigentlich um ein altbekanntes Thema in neuem Gewand. Gerade in Zeiten der Corona-Pandemie werden aber auch die innerbetrieblichen Prozesse und Systeme einer zusätzlichen Belastungsprobe unterzogen.

Das Tax Compliance Management System (Tax CMS) ist seit Jahren bei Institutionen, Beratern und Unternehmen – insbesondere aufgrund von Steuerbetrugsskandalen der letzten Zeit – Gegenstand zahlreicher Veranstaltungen, Seminare und Veröffentlichungen. Gerade bei größeren Unternehmen bzw. in Konzernen ist das Tax CMS bereits regelmäßig institutionalisiert und wird durch spezialisierte Stellen, wie etwa die eines sog. „Tax Compliance Officer“, abgebildet. Für kleine und mittlere so-

wie für kommunale Unternehmen erscheint es aber oft fraglich, inwiefern die komplexen Anforderungen der Finanzverwaltung angemessen umgesetzt werden können.

WAS BEDEUTET TAX COMPLIANCE MANAGEMENT SYSTEM?

Compliance heißt übersetzt die Einhaltung von Regeln. Diese können sowohl gesetzliche Bestimmungen als auch unternehmensinterne Richtlinien sein. Ein CMS setzt sich zusammen aus von den gesetzlichen Vertretern eingeführten Grundsätzen und Maßnahmen, die auf die Sicherstellung eines regelkonformen Verhaltens aller Mitarbeiter eines Unternehmens und ggf. Dritten abzielen, d.h. also auf die Einhaltung bestimmter Regeln und damit auf die Verhinderung von wesentlichen Verstößen.

Das Tax Compliance bezieht sich insofern auf die Erfüllung steuerlicher Pflichten und stellt somit einen Teilbereich des unternehmerischen Compliance Managements dar. Die Einhaltung steuerlicher Vorschriften betrifft insbesondere:

- die Steueranmeldung,
- die pünktliche Abgabe der Steuererklärung mit vollständigen und inhaltlich richtigen Informationen, einschließlich der Beachtung von Aufzeichnungs- und Aufbewahrungspflichten sowie
- die pünktliche Entrichtung der Steuerschuld.

Die Erfüllung der o.g. Pflichten muss seit jeher beachtet werden und ist deshalb keine Neuerung. Allerdings ist die Dokumentation der unternehmensindividuellen Maßnahmen zum Tax Compliance in den Fokus gerückt und wird explizit von der Finanzverwaltung gefordert.

Mittels eines Tax CMS können die Verlässlichkeit der Aufbau- und Ablauforganisation und die Funktionsfähigkeit von eingerichteten Kontrollen im innerbetrieblichen Kontrollsystem dokumentiert werden, um für sämtliche Steuerarten den Anforderungen des Anwendungserlasses der Finanzverwaltung vom

23.5.2016 zu § 153 AO gerecht zu werden. Mithilfe dieser Dokumentation soll dann im Falle auftretender Fehler und einer dadurch entstandenen Steuerverkürzung sowohl der Vorwurf eines (bedingten) Vorsatzes als auch der Vorwurf der Leichtfertigkeit und damit strafrechtlich zu ahnender Steuerhinterziehung bzw. leichtfertiger Steuerverkürzung entkräftet werden. Damit vermieden werden soll u. a. die persönliche Haftbarmachung der gesetzlichen Vertreter.

Wir gehen davon aus, dass durch die geforderte Dokumentation der Steuerpflichtigen die Finanzverwaltung sich zunehmend auf vorgelagerte Strategien konzentrieren und ihre Analysefähigkeiten verbessern wird. Folglich könnten aufwendigere nachgelagerte Aktivitäten wie Steuerprüfung und Steuerfahndung verstärkt Steuerpflichtige mit hohem Risiko treffen.

SANKTIONSMÖGLICHKEITEN

In der nachfolgenden Übersicht sind einige Sanktionsmöglichkeiten aufgeführt. Insofern muss das Thema Tax CMS von den gesetzlichen Vertretern und mit steuerlichen Angelegenheiten betrauten Mitarbeitern ernst genommen werden.

§§ 370, 378 AO	<ul style="list-style-type: none"> - Steuerhinterziehung und leichtfertige Steuerverkürzung durch Mitarbeiter/Organmitglieder (jedenfalls grob fahrlässig) - persönliche Verantwortlichkeit der Verpflichteten (Mitarbeiter/Organmitglieder) 	<p><i>Freiheitsstrafe (bis 5/10 Jahre) oder Geld- buße (bis 50.000 Euro)</i></p>
§ 130 OWiG	<ul style="list-style-type: none"> - Verletzung der Aufsichtspflicht im Unternehmen (auch leicht fahrlässig) - persönliche Verantwortlichkeit der Unternehmens-, Betriebs- und Abteilungsleiter 	<p><i>Geldbuße bis zu 10 Mio. Euro (wg. § 30 Abs. 2 S. 3 OWiG)</i></p>
§ 30 OWiG	<ul style="list-style-type: none"> - (selbstständige) Verbandsgeldbuße - Verantwortlichkeit des Unternehmens für Verfehlungen der Unternehmensleitung oder der leitenden Angestellten 	<p><i>Geldbuße bis zu 10 Mio. Euro</i></p>
§§ 93 AktG, 43 GmbHG	<ul style="list-style-type: none"> - (selbstständige) Anspruchsgrundlagen - persönliche Verantwortlichkeit der Vorstandsmitglieder bzw. Geschäftsführer 	<p><i>Schadensersatz gegenüber dem Unternehmen</i></p>



GRUNDELEMENTE EINES TAX CMS

Das o.g. BMF-Schreiben enthält keine Vorgaben zur konkreten Ausgestaltung eines innerbetrieblichen Kontrollsystems, das der Erfüllung der steuerlichen Pflichten dient.

Orientierung bietet der Praxishinweis zur Ausgestaltung und Prüfung eines Tax CMS des Instituts der Wirtschaftsprüfer e.V., (IDW) und der Hinweis der Bundessteuerberaterkammer für ein steuerliches innerbetriebliches Kontrollsystem – ein sogenanntes Steuer-IKS. Diese Dokumente befassen sich insbesondere mit der Verantwortlichkeit, den Grundelementen und der Prüfung eines Tax CMS.

Das IDW hat in seinem IDW Praxishinweis 1/2016 „Ausgestaltung und Prüfung eines Tax Compliance Management Systems gem. IDW PS 980“ oben stehende 7 Grundelemente herausgearbeitet.

Letztlich soll das Tax CMS sämtliche Maßnahmen und organisatorischen Vorkehrungen aufweisen, die eine Einhaltung steuerlicher Vorgaben absichert und deren Überprüfung zulässt.

Dabei sollen möglichst sämtliche im Unternehmen auftretende Steuerarten im Tax CMS erfasst werden, wie etwa:

- Ertragsteuern,
- Verkehrssteuern oder
- Strom- und Energiesteuern.

Demnach kann die Ausgestaltung je nach Größe des Unternehmens, Komplexität der Geschäftsvorfälle und der Betroffenheit von relevanten Steuerarten variieren.

MEHRWERT EINES FUNKTIONIERENDEN TAX CMS

Langfristige Chancen eines funktionierenden Tax CMS liegen insbesondere in der frühzeitigen Erkennung von Steuerrisiken, aber auch in der Aufdeckung von möglichem Steueroptimierungspotenzial. Darüber hinaus können durch eine effiziente Organisation, standardisierte Informationsflüsse im Unternehmen sowie eine stärkere Digitalisierung relevanter Prozesse bestehende Optimierungspotenziale gehoben und Kosten eingespart werden.

Unmittelbare Vorteile liegen in der Reduktion von Haftungsrisiken, der Vermögenssicherung, der Wahrung von Reputation und der Verhinderung bzw. Abwendung von Reputationsschäden, dem Schutz vor ungeplanten Liquiditätsabflüssen sowie der Erfüllung von Kundenanforderungen.

FAZIT

Für kleine und mittlere sowie für kommunale Unternehmen steht das Thema Tax CMS scheinbar (noch) nicht sehr weit oben auf der Agenda. Doch das zu Unrecht, da eine signifikante Reduzierung von steuerlichen Risiken vor allem für die gesetzlichen Vertreter sowie mögliche korrespondierende Effizienzgewinne im Rahmen einer Prozessoptimierung die Einführung eines Tax CMS sehr attraktiv machen. Gerade jetzt erscheint der Zeitpunkt optimal, sich mit diesem Thema einmal mehr auseinanderzusetzen.

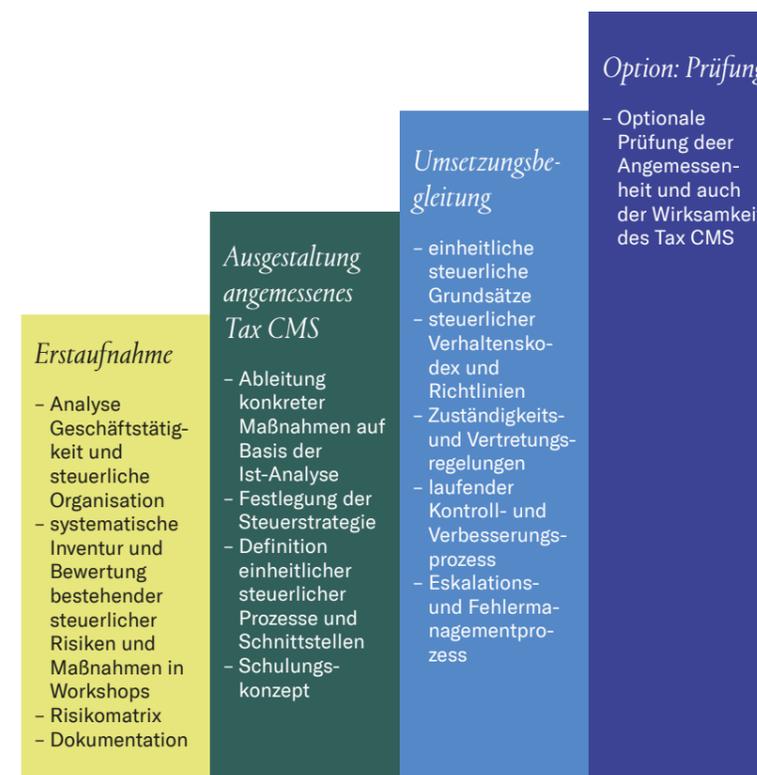
UNSERE BERATUNGSLEISTUNGEN IM ÜBERBLICK

Wir unterstützen Sie gerne, egal ob bei der

- Erstellung,
- Implementierung und/oder
- Prüfung Ihres Tax CMS.

Exemplarisch könnte ein Aufbau eines funktionsfähigen Tax CMS grundsätzlich in 3 Projektschritte aufgeteilt werden und in einem vierten Schritt eine Angemessenheits- und ggfs. Wirksamkeitsprüfung erfolgen (siehe unten).

Sprechen Sie uns an! Unser Team an Spezialisten aus der Steuerberatung, Wirtschaftsprüfung und Rechtsberatung unterstützt Sie gern.



Kontakt für weitere Informationen



Hans Fasen
Wirtschaftsprüfer
T +49 221 949 909 186
E hans.fasen@roedl.com



Kati Langer
Wirtschaftsprüferin
Steuerberaterin
T +49 911 9193 3591
E kati.langer@roedl.com



→ Revision

Interne Revision

Ein vergessenes Instrument der ganzheitlichen Unternehmensführung

von Diana Basilio und Kati Langer

Die steigende Komplexität und die verschärften Entwicklungen in der Energiewirtschaft sind die Ursachen für steigende Risiken, mit der Unternehmensführung immer stärker konfrontiert sind. Die Interne Revision ist in der Branche zur Steuerung dieser Risiken noch ein eher vernachlässigtes Instrument. Dabei verfolgt die Interne Revision nicht nur das Ziel der Risikominimierung – die Vorteile von regelmäßigen Revisionsprüfungen sind vielseitig.

AKTUELLE NOTWENDIGKEIT DER INTERNEN REVISION

Die letzten 5 Jahre haben gezeigt, dass dem Themengebiet der Internen Revision eine immer größere Bedeutung zugesprochen wird. Die Anzahl an Pressemitteilungen zu Fraud-Fällen, fehlender Funktionstrennung, betrügerischen Tätigkeiten im laufenden Geschäft, mangelnder Dokumentation, strukturellen Defiziten im Risikomanagement oder einem gänzlich fehlenden 4-Augen-Prinzip steigen kontinuierlich – unabhängig der Unternehmensgröße. Aussagen wie „in unserem Unternehmen passiert das nicht“ sind längst überholt.

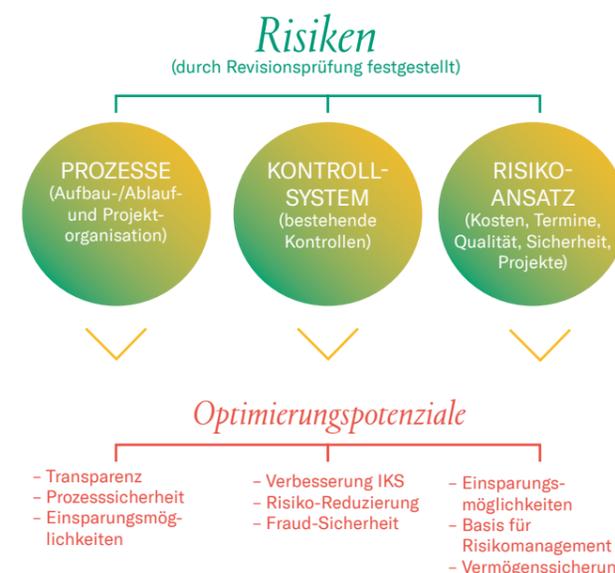
Insbesondere innerhalb der sich volatil entwickelnden Energiebeschaffung haben die Risiken in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Immer wieder wird in Revisionsprüfungen klar, dass das notwendige Know-how im Unternehmen nicht oder nur unzureichend vorhanden ist. Die Folge sind nicht zuletzt entgangene Gewinne oder gar Verluste in entsprechender Höhe.

Dabei ist die Interne Revision nur ein Baustein des internen Kontrollsystems. Im Zusammenspiel mit einem Compliance- sowie Risikomanagementsystem sollen Risiken minimiert werden und Missachtungen von Regeln, Richtlinien und Vorgaben identifiziert werden.

ZIELE UND NUTZEN DER INTERNEN REVISION

Die Verringerung von Risiken – vor allem zur Vermögenssicherung und Vermeidung von dolosen Handlungen – ist nur ein Ziel der Internen Revision. Darüber hinaus steht die Optimierung von Geschäftsprozessen im Fokus und damit einhergehend die Schaffung von Mehrwerten.

Häufig wird die Interne Revision als Kontrolle und/oder Überwachung interpretiert und leider viel zu selten als Chance gesehen. Durch die geschaffene Transparenz und die unabhängige sowie objektive Prüfung tragen Revisionsprüfungen dazu bei, Unternehmensziele unter Effizienzgesichtspunkten zu erreichen. Die nachfolgende Abbildung fasst dies auch noch einmal schematisch zusammen.



Durch die direkte Berichterstattung an die Unternehmensleitung erhält diese einen Überblick über die eigenen Prozesse – insbesondere im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit. Darüber hinaus kommt die Unternehmensleitung ihrer Aufsichts- und Sorgfaltpflicht nach.

Die potenziellen Prüfbereiche sind dabei vielseitig: von klassischen Themen des Forderungsmanagements oder Einkaufs sind auch Themen in der Technik (beispielsweise die Einhaltung von Dokumentationspflichten vor dem Hintergrund von Zertifizierungen) oder der Energiebeschaffung und Verbrauchsabrechnung denkbar. Die Prüfungsschwerpunkte können dabei ganz individuell mit der Unternehmensleitung festgelegt werden.

AUFGABEN DER INTERNEN REVISION

Zur wesentlichen Aufgabe gehört die Durchführung von Revisionsprüfungen zur Reduzierung von Risiken und kontinuierlichen Verbesserung der Geschäftsprozesse. Durch eine Prüfung von Soll- und Istvorgaben werden sowohl die Einhaltung als auch Zweckmäßigkeit beurteilt (Grundsätze der Internen Revision). Zur besseren Beurteilung ist daher auch in den meisten Revisionsprüfungen eine Stichprobenprüfung von wesentlicher Bedeutung.

Die Formulierung von Handlungsempfehlungen zur Behebung von Feststellungen und auch die Klassifizierung von Feststellungen gehören ebenfalls zu den Aufgaben der Internen Revision. Im Rahmen von Revisionsprüfungen geht Rödl & Partner bei der Klassifizierung anhand eines vierstufigen Modells vor – die schwerwiegendste Klasse beurteilt Geschäftsabläufe mit erheblichen Defiziten, bei denen eine angemessene Prozesssicherheit nicht gewährleistet ist und bedeutende Vermögensnachteile eingetreten sind oder eintreten können.

Darüber hinaus ist die Interne Revision für die Erstellung einer angemessenen d. h. der Unternehmensgröße angepassten, Prüfungsplanung verantwortlich. Dabei sind kontinuierliche Prüfungen sowie anlassbezogene Prüfungen durchzuführen.

Das moderne Verständnis der Internen Revision geht dabei über die reine Prüfungsfunktion hinaus. Auch bei der Umsetzung der Handlungsempfehlung – anders als häufig angenommen – kann die Interne Revision unterstützen und agiert verstärkt auch als unabhängiger Berater des Managements.

DAS EWIGE UND LEIDIGE THEMA DER DOKUMENTATION

Wesentlich im Rahmen einer Revisionsprüfung sind die vorhandenen (Soll-)Dokumentationen. Häufig wird jedoch bei Energieversorgern das Thema Dokumentation vernachlässigt, stiefmütterlich behandelt und/oder als lästige Aufgabe gesehen. Im technischen Bereich sind die Dokumentationen durch die Vorgaben aus dem Bereich Arbeitssicherheit insbesondere durch eine Zertifizierung zum Technischen Sicherheitsmanagement (TSM) besser und umfangreicher. Im kaufmännischen oder vertrieblichen Bereich sind die Dokumente meist jedoch nicht existent, veraltet oder entsprechen nicht mehr dem aktuellen Stand.

Ein vollumfängliches Betriebs- und Organisationshandbuch mit einer Systematik zu Anweisungen und Prozessdokumentationen ist vor allem bei kleinen und mittleren Energieversorgern eine Seltenheit. Als Ursache werden häufig mangelnde Personal- und Zeitkapazitäten aufgeführt.



Meist tritt die Dokumentation erst in den Vordergrund, wenn es zu spät ist und Vermögensnachteile eingetreten sind. Neben fehlenden Sollvorgaben mangelt es auch an Dokumentationen zu Kontrollmechanismen, wie beispielsweise dem 4-Augen-Prinzip. Durch fehlende Vorgaben können Risiken und umfängliche Nachteile entstehen. Beispielsweise werden Abläufe mitarbeiterabhängig und somit nicht einheitlich durchgeführt, die Einarbeitung von neuen Mitarbeitern gestaltet sich schwer und als wichtigstes Risiko wird bei fehlenden Vorgaben durch die Verletzung der Organisationspflicht auch schnell von Organisationsverschulden bzw. -haftung gesprochen – ein originärer Verantwortungsbereich der Unternehmensleitung.



sionsaktivitäten beim Management des Unternehmens verbleiben und nicht ausgelagert werden können. Ebenso nimmt die Geschäftsleitung eine Überwachungsfunktion im Rahmen der Auslagerung der Internen Revision ein.

Dies gilt gleichermaßen für den Fall, dass eine interne Stelle für den Bereich Revision geschaffen wird. Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass die Interne Revision möglichst unabhängig von der Geschäftsleitung agiert.

IST EINE EXTERNE INTERNE REVISION DENKBAR?

Die Interne Revision kann grundsätzlich entweder durch eine eigene Stabsstelle innerhalb des Unternehmens abgebildet werden oder sich externen Dienstleistern bedienen.

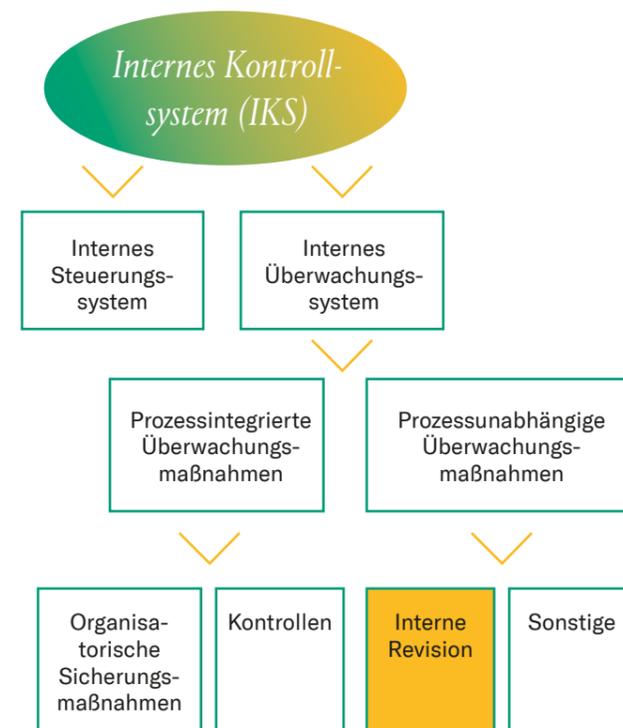
Die Gründe für eine Auslagerung sind vielgestaltig. So können fachliche Spezialthemen, die nicht über die internen Ressourcen an Personal und Zeit abgedeckt werden können, eine Ursache sein. Bei Knappheit oder Nichtvorhandensein von Ressourcen ist es häufig unabhängig, Revisionsaktivitäten auszulagern, um in weiterer Folge eine professionelle und kompetente Prüfung zu gewährleisten. Je nach Branche und den entsprechenden Themen sowie der Größe des Unternehmens kann die Ausgestaltung bzw. Art der Revisionsleistung sehr unterschiedlich sein. Die Revisionen von Handbüchern für die Energiebeschaffung oder etwa von Prozessen innerhalb des Vertriebs und der Verbrauchsabrechnung sind häufige Auslagerungsfelder von Stadtwerken bzw. Energieversorgern und Netzbetreibern.

Für eine effiziente Durchführung der Internen Revision müssen Zielsetzungen und Bedarfe seitens der gesetzlichen Vertreter und Revisionsleiter klar und deutlich formuliert werden.

Im Falle einer vollkommenen Auslagerung der Internen Revision an einen externen Dienstleister ist zu berücksichtigen, dass die Verantwortung und Aufsicht der Revi-

VERKNÜPFUNG UND ABGRENZUNG ZUM JAHRESABSCHLUSS

Die Interne Revision kann im Kontext der Jahresabschlussprüfung und damit verbundener Prüfung des internen Kontrollsystems als Bestandteil der prozessunabhängigen Überwachungsmaßnahmen innerhalb des internen Überwachungssystems verstanden werden. Die nachfolgende Übersicht, entnommen aus dem Prüfungsstandard 261 neue Fassung des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW PS 261 n.F.), verdeutlicht diesen Zusammenhang:



Vereinfachend kann festgestellt werden, dass das Vorhandensein einer angemessenen und wirksam eingerichteten Internen Revision eine Reduktion der Prüfungshandlungen durch den Abschlussprüfer zur Folge haben kann.

Die Jahresabschlussprüfung ist jedoch entscheidend von der Internen Revision dahingehend abzugrenzen, dass sie eine externe Revision mit Fokus auf das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem darstellt. Die Interne Revision verfügt über ein vergleichbares Repertoire an Prüfungshandlungen, geht jedoch deutlich weiter in Bezug auf unternehmensweite Prozesse und Kontrollen und berücksichtigt zudem in der Regel nicht den Grundsatz der Wesentlichkeit.

Insbesondere im Kontext von Stadtwerken, Energieversorgern und Netzbetreibern, die oftmals Anteilseigner der öffentlichen Hand haben, rückt die Prüfung gemäß § 53 Haushaltsgrundsätzegesetz (HGrG) vermehrt in den Vordergrund. Diese beinhaltet u.a. die Beurteilung der eingesetzten Internen Revision bzw. vergleichbarer Instrumente zur Überwachung der Geschäftsprozesse durch den Abschlussprüfer.

FAZIT

Das Thema Interne Revision hat an Aktualität nicht verloren, wie diverse Pressemitteilungen im Hinblick auf Fraud-Fälle der jüngsten Vergangenheit zeigen. Mittels einer Internen Revision können die Verlässlichkeit der Aufbau- und Ablauforganisation und die Funktionsfähigkeit von eingerichteten Kontrollen im innerbetrieblichen Kontrollsystem überprüft werden. Der Mehrwert liegt dabei überwiegend in der Minimierung von diversen Risiken sowie in der Optimierung von Geschäftsprozessen und damit letztlich einer Verbesserung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit. Die Ausgestaltung einer Internen Revision kann je nach Größe des Unternehmens, Komplexität der Geschäftsvorfälle und der Betroffenheit von relevanten Spezialthemen variieren. Dabei kann es sich als zweckmäßig erweisen, Teile der Internen Revision auszulagern.

Kontakt für weitere Informationen



Diana Basilio
M.Sc. Energie und Finanzwirtschaft
T +49 221 949 909228
E diana.basilio@roedl.com



Kati Langer
Wirtschaftsprüferin
Steuerberaterin
T +49 911 9193 3591
E kati.langer@roedl.com

→ Revision

Risikomanagement im Wandel

Mehrwert eines modernen Risikomanagementsystems auch im Lichte von COVID-19

von Hans Fasen, Diana Basilio und Dmitry Kulbitskiy

Eine Vielzahl von Unternehmenskrisen zu Beginn der 1990er Jahre waren seinerzeit Anlass für den Gesetzgeber, Aktiengesellschaften durch § 91 Abs. 2 AktG zur Einrichtung eines Risikofrühwarnsystems zu verpflichten. Schnell wurde klar, dass die Regelung Ausstrahlungswirkung weit über den eigentlichen Anwendungsbereich hinaus hat. Im Jahr 2020 sind nun aufgrund der COVID-19-Pandemie wieder zahlreiche Unternehmen von einer Krise betroffen. Dies nehmen wir zum Anlass, in vorliegendem Beitrag zu beleuchten, was sich seit dem KonTraG im Jahr 1998 beim Risikomanagement von Versorgungsunternehmen und Stadtwerken getan hat und welche Bedeutung ihm in Zeiten von COVID-19 zukommt.

PFLICHT ZUR EINRICHTUNG EINES RMS BEI VERSOR- GUNGSUNTERNEHMEN UND STADTWERKEN

Die Pflicht zur Einrichtung geht in Deutschland auf das Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) aus dem Jahr 1998 zurück. Durch das KonTraG wurden Aktiengesellschaften in § 91 Abs. 2 AktG gesetzlich zur Einrichtung eines Überwachungssystems verpflichtet, damit den Fortbestand der Gesellschaft gefährdende Risiken früh erkannt werden

(Risikofrühwarnsystem). Während das Risikofrühwarnsystem auf das Erkennen bestandsgefährdender Risiken gerichtet ist, ist ein Risikomanagementsystem (RMS) in verschiedener Hinsicht weitreichender.

Durch die Rechtsprechung und die an das KonTraG anknüpfende Entwicklung von Grundsätzen guter Unternehmensführung in Form des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) wurde die Verpflichtung zur Einrichtung eines Risikofrühwarnsystems bereits früh und rechtsformunabhängig als allgemeine Sorgfaltpflicht (§ 43 Abs. 1 GmbHG, § 93 Abs. 1 AktG) verstanden und zugleich auf ein umfassenderes Risikomanagementsystem ausgedehnt.

Daneben gibt es für Unternehmen der Versorgungswirtschaft weitere branchenspezifische Anforderungen für die Einrichtung von Risikomanagementsystemen:

- Seit 2018 ist ein RMS für alle Netzbetreiber gemäß ISMS verpflichtend
- Zertifizierung nach dem Technischen Sicherheitsmanagement (TSM) macht RMS erforderlich
- Verpflichtende Einrichtung eines RMS für Versorgungsunternehmen im Anwendungsbereich der KRITIS-Verordnung

PFLICHT ZUR ÜBERWACHUNG DURCH DAS AUF- SICHTSORGAN

Das RMS ist nicht nur mit Pflichten für die Unternehmensleitung verbunden. Das Aufsichtsorgan eines Unternehmens ist nämlich verpflichtet, die Unternehmensleitung dahingehend zu überwachen, dass diese ihren Pflichten nachkommt. So hat sich das Aufsichtsorgan u. a. auch mit der Wirksamkeit des Risikomanagementsystems (RMS) zu befassen. Entsprechende Regelungen hierzu finden sich beispielsweise im Aktiengesetz (§§ 111 Abs. 1 und 107 Abs. 3 AktG, die über § 52 GmbHG oder Verweise in den Satzungen in der Regel auch für Aufsichtsräte kommunaler Unternehmen gelten), im Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) sowie für kommunale Unternehmen auch im Public Corporate Governance Kodex (PCKG) oder daran angelehnte Länder-Kodizes.

Erfahrungsgemäß begnügen sich die Aufsichtsgremien in kommunalen Unternehmen oftmals mit einer kritischen Durchsicht der Berichterstattung des Abschlussprüfers über die Prüfung nach § 53 Haushaltsgrundsätzegesetz (HGrG) oder dessen Abschlusspräsentation. Diese Prüfungen haben allerdings nicht das gesamte Risikomanagementsystem zum Gegenstand und können demnach die originären Überwachungspflichten des Aufsichtsorgans nicht ersetzen oder dieses von seinen Pflichten entbinden. Das Überwachungsorgan kann sich gleichwohl bei seiner Überwachung auf Prüfungen durch den Wirtschaftsprüfer stützen, insbesondere entsprechende Prüfungsschwerpunkte mit dem Abschlussprüfer abstimmen oder eine Prüfung nach IDW PS 981 (Grundsätze ordnungsmäßiger Prüfung von Risikomanagementsystemen) beauftragen.

NEUERE ENTWICKLUNGEN BEIM RMS

War das Risikomanagementsystem in der Einführungsphase des KonTraG noch ein zartes Pflänzchen, so liegen mittlerweile mehr als 20 Jahre Erfahrungswerte und kontinuierliche Weiterentwicklung vor. Auch die Wahrnehmung hat sich massiv geändert. In der Anfangsphase wurde die Einrichtung eines Risikofrühwarnsystems oftmals als lästiges Übel empfunden. Dies ist bei kleineren Versorgungsunternehmen und Stadtwerken vielfach heute noch der Fall. In der Prüfungs- und Beratungspraxis findet man gerade bei kleineren Unternehmen mitunter immer noch wenig formalisierte/dokumentierte und minimalistisch ausgeprägte Risikomanagementsysteme vor, die allenfalls als Feigenblatt im übertragenen Sinne gewertet werden können. Dies ist weder angemessen noch zeitgemäß.

Deshalb verwundert es nicht, dass in den vergangenen Jahren immer wieder verschiedene Stadtwerke für Negativschlagzeilen gesorgt haben. Regelmäßig sind hohe

Verluste entstanden, die mit Mängeln im Risikomanagement in Zusammenhang gebracht wurden.

Erfreulicherweise wird das Risikomanagement heutzutage aber mehrheitlich als Chance gesehen. Hierzu beigetragen haben insbesondere folgende (Fort-)Entwicklungen der letzten Jahre:

- Ausweitung um ein Chancenmanagement anstatt nur Fokussierung auf (Verlust-)Risiken
- Fortentwicklung von nur Transparenz über bestandsgefährdende Risiken zu einem entscheidungs- und wertorientierten RMS (z. B. Einbindung in Planungsprozesse)
- Verständnis und Bedeutung als integraler Bestandteil des Corporate Governance Systems (GRC)
- Digitalisierung der Wertschöpfungskette und Unternehmensprozesse (einschl. RMS)
- Veränderte Risikokultur und zunehmende Haftungsrisiken
- Weiterentwicklung und Anpassung der konzeptionellen Grundlagen (insb. COSO-Framework und ISO 31000)

RMS IN ZEITEN DER COVID-19-PANDEMIE

Die wohl allerwenigsten Unternehmen (ausgenommen Banken und Versicherungen) haben derart seltene Ereignisse wie die aktuelle COVID-19-Pandemie in ihr Risikoinventar aufgenommen. Dies kann vernünftigerweise weder erwartet noch geleistet werden, zumal Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe im Vorhinein kaum abgeschätzt werden können. Dennoch stellt sich die Frage, welchen Beitrag ein wirksames und fortschrittliches RMS aktuell leisten kann.

Empirische Studien hierzu existieren soweit ersichtlich bislang nicht. In der Prüfungs- und Beratungspraxis sind gleichwohl folgende Tendenzen beobachtbar:

- Schnellere und systematischere Erfassung der COVID-19-bedingten Risiken (z. B. Zahlungsausfälle, Beschaffungsportfolio und Hedging, Liquidität) einschl. deren Quantifizierung
- Standardisierte Gegenmaßnahmen bei Überschreiten von Grenzwerten
- Verbessertes Verständnis der Risikozusammenhänge und -aggregation
- Vordefinierte Berichtsstrukturen und -prozesse (anstatt manuelle Abfrage der Abteilungen)
- Klare Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten
- Schnellere Reaktionszeiten
- Schnittstelle zum Krisenmanagement/Business Continuity Management (BCM; z. B. auch KRITIS-relevante Aspekte) bereits vorhanden und Zuständigkeiten klar verteilt
- Besseres Risikobewusstsein (Risikokultur)



In der aktuellen Situation zeigt sich außerdem ganz klar der Vorteil von digitalen Workflows gegenüber excel-basierten Lösungen im Risikomanagement. Bei alt hergebrachten Risikomanagementsystemen erfordert jede Aktualisierung oder Neuabfrage einen nicht unerheblichen Zeit- und Koordinationsaufwand; zudem sind diese Prozesse aufgrund von bestehenden Medienbrüchen eher fehleranfällig und vor allem sehr manuell. Mittels digitaler Workflows lässt sich das Risikoinventar dagegen innerhalb kürzester Zeit aktualisieren, zu einer Risikomatrix verdichten und ein tagesaktueller Risikobericht generieren. Darüber hinaus lassen sich durch ein workflow-basiertes Maßnahmenmanagement risikoreduzierende Maßnahmen besser und erfolgreicher steuern. Dies ist nicht nur in solch bewegten Zeiten von Vorteil, sondern steigert auch bei turnusmäßigen Aktualisierungen (z. B. quartalsweise) sowie dem Maßnahmenmanagement die Effizienz und Qualität.

Während alle Welt auf eine baldige Normalisierung hofft, bedeutet dieser neue Normalzustand im unternehmerischen Umfeld auch, sich der weiterhin schnell ändernden Risikosituation zu stellen und mit dieser Herausforderung professionell umzugehen. Ein wirksames und auf digitalen Workflows basierendes Risikomanagementsystem kann hierbei ganz erheblich unterstützen.

DIGITALES RISK MANAGEMENT TOOL RIMAS

Die Hürde für die Einrichtung oder Fortentwicklung eines Risikomanagementsystems scheint für viele Versorgungsunternehmen und Stadtwerke hoch zu liegen. Dies gilt ebenso für die Umstellung auf digitale Workflows. Die Gründe hierfür sind vielfältig – und oftmals nur vorgeschoben:

- Knappes Budget
- Fehlende Kapazitäten (insb. qualifizierte Mitarbeiter)
- Fehlendes Know-how
- Kein Bedarf identifiziert oder fehlende Priorisierung

Häufig ist der Handlungsbedarf aber auch erkannt, nur der konkrete Handlungsansatz fehlt noch.

Hier bieten digitale Tools hilfreiche und kostengünstige Unterstützung. Speziell auf die Bedürfnisse und das Risikoprofil von Versorgungsunternehmen und Stadtwerken zugeschnitten hat Rödl & Partner die cloud-basierte Lösung „RIMAS“ entwickelt: RIMAS ist ein hochmodernes und cloud-basiertes Risikomanagementtool mit einem für Versorgungsunternehmen und Stadtwerke vordefinierten Risikokatalog, der die Erstaufnahme des Risikoinventars erheblich vereinfacht und der mit dem Branchen-Know-how von Rödl & Partner fortlaufend weiterentwickelt wird.

ZUSÄTZLICHE VORTEILE DURCH OUTSOURCING

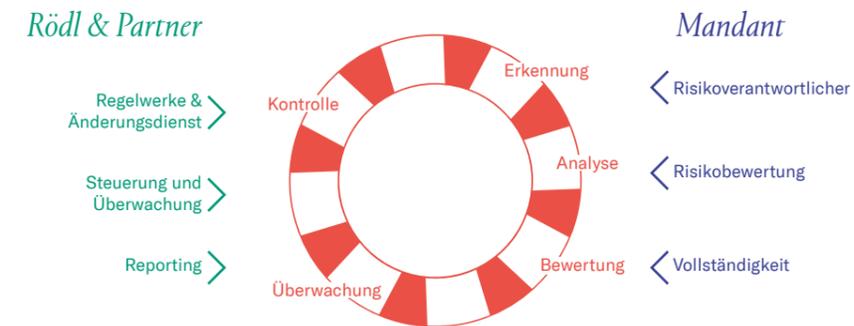
Der digitale Workflow von RIMAS ist außerdem darauf ausgerichtet, Rödl & Partner als externen Berater in die Berichts- und Freigabeprozesse einzubinden, um Ihnen weitere Risikomanagementaufgaben im Wege des Outsourcings abzunehmen. Damit werden wertvolle Ressourcen für Ihr Tagesgeschäft freigeschaufelt. Das Outsourcing hat gerade für kleinere Versorgungsunternehmen und Stadtwerke, die für das Risikomanagement keine dafür ausgebildeten Mitarbeiter einstellen können, zahlreiche Vorteile:

- Kostenersparnis
- Konzentration auf das Kerngeschäft
- Zugriff auf Fachwissen und die Branchenkenntnisse von Rödl & Partner
- Steigerung der Qualität
- Reduktion des Implementierungs- und Aktualisierungsaufwands

Für das Outsourcing gilt dabei der Grundsatz „so viel wie möglich“. Denn Zielsetzung ist es, das Unternehmen maximal zu entlasten.

Ein wichtiger Erfolgsfaktor beim Outsourcing ist ferner ein klar definiertes und im Vorhinein abgestimmtes Rollenverständnis und Zusammenspiel der Akteure. Dies gilt auch und in besonderem Maße für das RMS, weil originäre Managementaufgaben stets in der Verantwortung des Unternehmens verbleiben sollten und müssen. Diese Verantwortlichkeiten sind im digitalen Workflow von RIMAS klar hinterlegt und ermöglichen der Unternehmensleitung tagesaktuelle Statusberichte.

Unser Rollenverständnis im Risikomanagement



Zu guter Letzt bietet RIMAS auch für Versorgungsunternehmen und Stadtwerke mit bereits etabliertem RMS eine kostengünstige und professionelle Möglichkeit zur Digitalisierung der Risikomanagementprozesse.

FAZIT

Ein wirksames Risikomanagementsystem ist nicht länger nur als gesetzliche Verpflichtung oder Anforderung guter Unternehmensführung (PCGK) zu verstehen. Vielmehr leistet ein digital unterstütztes Risiko-/Chancenmanagement einen wertvollen Beitrag zur Effizienz der Wertschöpfungsprozesse und erhöht die Transparenz für alle Beteiligten. Es ermöglicht Unternehmensführung, Anteilseignern und Aufsichtsorgan, die Geschicke des Unternehmens vorausschauend und professionell zu lenken. Dies ist gerade in unsicheren Zeiten wie der andauernden COVID-19-Pandemie besonders wichtig.

Digitale Tools bieten heutzutage zeitgemäße, kostengünstige sowie effiziente Unterstützung und einen echten Mehrwert. Sie lassen sich obendrein binnen weniger Wochen implementieren. Oftmals zu hörende Hinderungsgründe wie hohe Kosten oder Ressourcenengpässe sind keine Argumente mehr. Mit dem digitalen Tool RIMAS und sinnvollem Outsourcing stellt Rödl & Partner eine auf Versorgungsunternehmen und Stadtwerke zugeschnittene Lösung zur Verfügung. Darüber hinaus haben wir ein umfangreiches Dienstleistungspaket für das Risikomanagement von Versorgungsunternehmen und Stadtwerken entwickelt.

Wesentliche Beratungsleistungen

- Erstellung der erforderlichen Risikomanagementrichtlinien
- Pflege-/Aktualisierungsdienst der relevanten Dokumente zum Risikomanagement
- Durchführung von Risikoinventuren
- Implementierung Risikomanagementsystem und -organisation
- Bereitstellung und fortlaufende Pflege Risikomanagementkatalog
- Abdeckung der wesentlichen Risikoarten
- IT-gestütztes Prozess- und Workflowmanagement
- Betrieb Risikomanagement-Office
- Risikocontrolling und -reporting

Mehrwerte

- Aufbau und Betrieb Risikomanagementsystem
- Unterjähriges Risikomanagement-Office
- Zugriff auf den Risikomanagementkatalog von Rödl & Partner
- Schaffung von mehr Transparenz und Sicherstellung bei der Dokumentation
- Zugriff auf Know-how und Kapazitäten von Rödl & Partner
- Outsourcing von Teilen der Aufgaben des Risikomanagements
- Hohe Kostentransparenz und planbares Beratungsbudget

Kontakt für weitere Informationen



Hans Fasen
Wirtschaftsprüfer
T +49 221 949 909 186
E hans.fasen@roedl.com



Diana Basilio
M.Sc. Energie und Finanzwirtschaft
T +49 221 949 909228
E diana.basilio@roedl.com

→ Telekommunikation

Digitales Projektmanagement beim Ausbau von Glasfasernetzen

von Peer Welling

Die Errichtung von Glasfasernetzen stellt, insbesondere bei größeren Projekten, eine nicht zu unterschätzende Managementaufgabe dar. Die Steuerung der vielen verschiedenen Stakeholder wie Tiefbauer, Fördergeber, Planungsbüros, Endkunden oder Behörden erfordert Kapazitäten und Know-How. Gleichzeitig geht die Anzahl der zu handhabenden Dokumente und Unterlagen schnell in die Tausende. Wie das Management von Glasfaserausbauprojekten mit digitalen Werkzeugen unterstützt werden kann, stellen wir Ihnen im Folgenden vor.

Gerade in den aktuellen Zeiten wird der Wert einer hochwertigen digitalen Infrastruktur nur all zu deutlich. Am größten Internetknotenpunkt Deutschlands, dem DE-CIX in Frankfurt, ist der durchschnittliche Datenverkehr im März 2020 um 10 Prozent angestiegen. Wie bei einem Dammbrech hat die Digitalisierung durch die Corona-Krise Einzug gehalten und die Notwendigkeit, den Alltag trotz Corona aufrecht zu halten, führt rasant zu weiteren Digitalisierungsmaßnahmen. Viele Stadtwerke und Kommunen haben bereits in den vergangenen Jahren begonnen, sich mit dem Ausbau von Glasfasernetzen zu beschäftigen. Insbesondere angeschoben durch die massiven Fördermittel von Bund und Ländern wurde eine Vielzahl von Großprojekten in kommunaler Verantwortung initiiert.

Bei aller Freude über eingegangene Förderbescheide oder positive Beschlussfassungen darf jedoch eines nicht in Vergessenheit geraten:

Durch Fördergeber, Gesellschafter oder politisches Gremium freigegebene Mittel sind der erste Schritt, der eigentliche Bau des hochleistungsfähigen Glasfasernetzes ist jedoch weder technisch, kaufmännisch noch

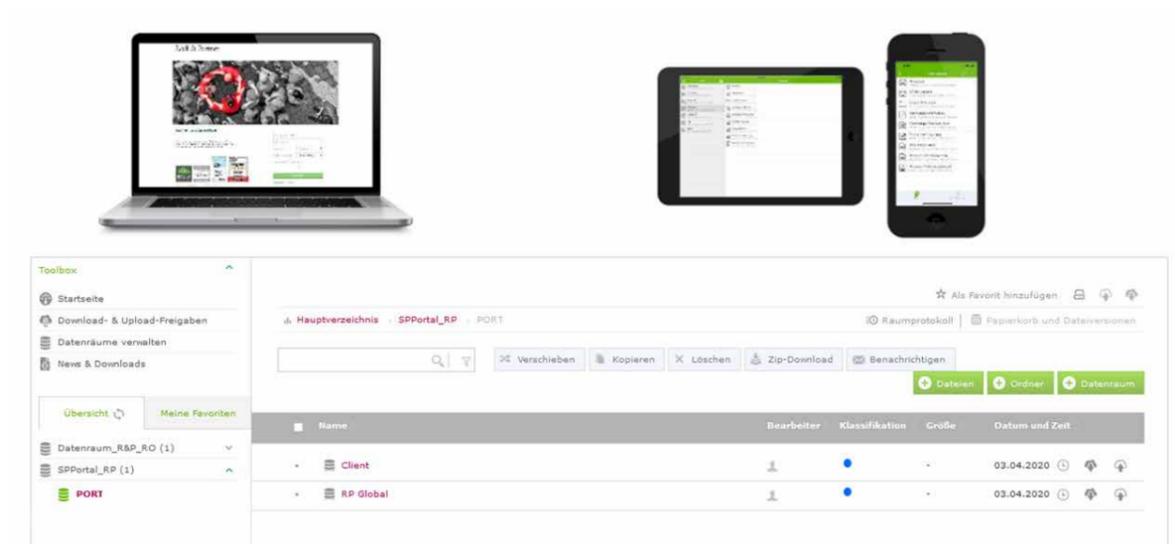
organisatorisch eine Kleinigkeit. Insofern gilt es auch hier, die Möglichkeiten der Digitalisierung optimal zu nutzen. Nicht, dass es am Ende heißt: Wir sehen das Netz vor lauter Fasern nicht!

DIE GRUNDLAGE – GEORDNETER UND SICHERER DATENAUSTAUSCH MIT ALLEN BETEILIGTEN

Im Zuge des Ausbaus sind nahezu unzählige Dokumente und Unterlagen zwischen den einzelnen Stakeholdern auszutauschen. Neben Rechnungen, technischen und kaufmännischen Prüfprotokollen, Sicherheitsberichten oder Handlungsanweisungen handelt es sich dabei auch um Fotodokumentationen oder GIS-Daten mit teils erheblicher Dateigröße und in höchstem Maße schützenswerte personenbezogene Daten wie Kundenbestellungen, Hauseigentümergeklärungen oder Grundstücksnutzungsverträge.

Der Versand solcher Unterlagen per E-Mail ist weder technisch (Dateigröße) noch datenschutzrechtlich (Sicherheit) angemessen. Der erste Schritt ist deshalb die Auswahl eines geeigneten Kollaborationstools als Datenplattform. Neben der technischen Sicherheit wird auch ein umfassendes Rechtmanagement erforderlich, um bestimmten Stakeholdern den Zugriff auf Unterlagen teilweise zu verweigern. So ist beispielsweise zu vermeiden, dass die Rechnungsdokumente sowie die entsprechenden Prüfprotokolle eines Tiefbauunternehmens für ein anderes Bauunternehmen einsehbar sind.

Gleichzeitig kann es oftmals hilfreich sein, den Systemzugriff zusätzlich über Apps von mobilen Geräten zu ermöglichen. Beispielsweise vereinfacht dies den Upload und insbesondere die Zuordnung von Baustellenfotos in erheblichem Maße.



RDoX (Rödl Document Exchange) ist unser Werkzeug zur Datenkoordinierung bei Breitbandprojekten

DIE PROJEKTLANDKARTE – PROJEKTMANAGEMENT NACH FESTEN PROZESSEN

Im zweiten Schritt sollte die Projektstruktur aufgesetzt werden. Ziel ist es dabei, die Abläufe zwischen allen Beteiligten möglichst klar festzulegen und projektmanagementseitig zu automatisieren. Zu den Beteiligten gehören insbesondere:

- Bauherr/Projektleiter
- Begleitendes Planungsbüro/Bau(ober)leitung
- Tiefbauunternehmen (ggf. mehrere) inkl. Subunternehmer
- Vermesser
- Lager/Materialbeschaffung
- Sicherheitsbeauftragter
- Bauamt
- Endkunden/Gebäude- und Grundstückseigentümer
- Netzbetreiber
- Kapitalgeber (Banken, Investoren, in Förderprojekten auch Bund und Land)

Auch in Fällen, in denen größere Arbeitspakete bei einzelnen Dienstleistern zusammengefasst werden, beispielsweise im Rahmen einer GU-Beauftragung, sind

aufgrund von Entscheidungszwängen beim Bauherren umfangreiche prozessuale Vorgaben erforderlich. So sind nach unserer Erfahrung trotz aller Übertragung von Aufgaben regelmäßig Einzelfragen zu klären, die umfassende Prüfung erfordern. Beispielhaft seien hier Zeitverzögerung oder Abweichungen von Leistungsverzeichnissen bspw. aufgrund von herstellerseitigen Lieferengpässen und die daraus resultierenden vergaberechtlichen Implikationen genannt.

Um bei dieser Vielzahl von Vorgaben und Aufgabenstellungen nicht den Überblick zu verlieren empfehlen wir, allen am Bau Beteiligten möglichst einen entsprechenden Handlungsleitfaden vorzugeben und Schnittstellen (auch personell) und Übergabeprozesse zu definieren. Für jeden Arbeitsschritt sollte die Frage beantwortet werden „Wer liefert was in welcher Form bis wann an wen?“. Diese Struktur ist entweder an den eigenen Ausbauplan oder an die Vorgaben der jeweiligen Fördergeber (Bund, Land oder KfW) anzupassen.

Eine entsprechende prozessuale Grundlage schafft dann Klarheit.

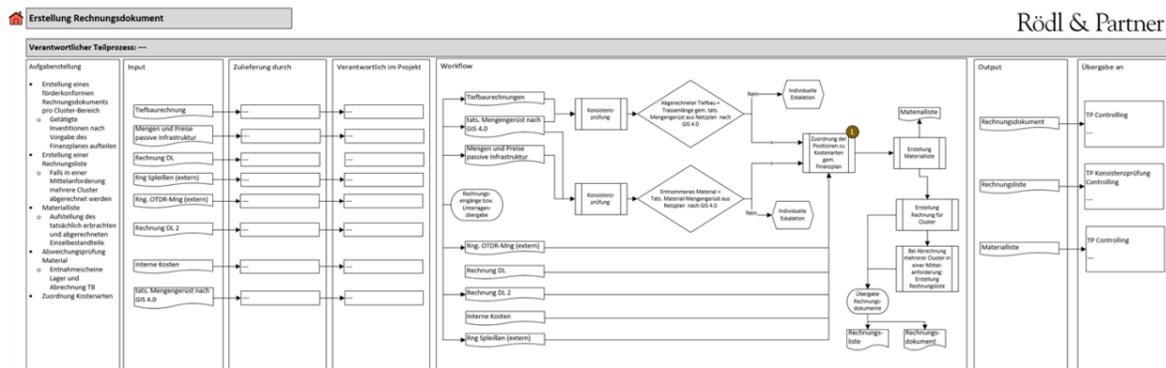
Mehr News über aktuelle Entwicklungen zum Thema Telekommunikation erhalten Sie in unserem

KOMPASS TELEKOMMUNIKATION

Jetzt kostenlos
abonnieren unter

<https://www.roedl.de/medien/publikationen/newsletter/kompass-telekommunikation/>





Handlungsleitfaden zur Dokumentation der Prozesse für alle Beteiligten

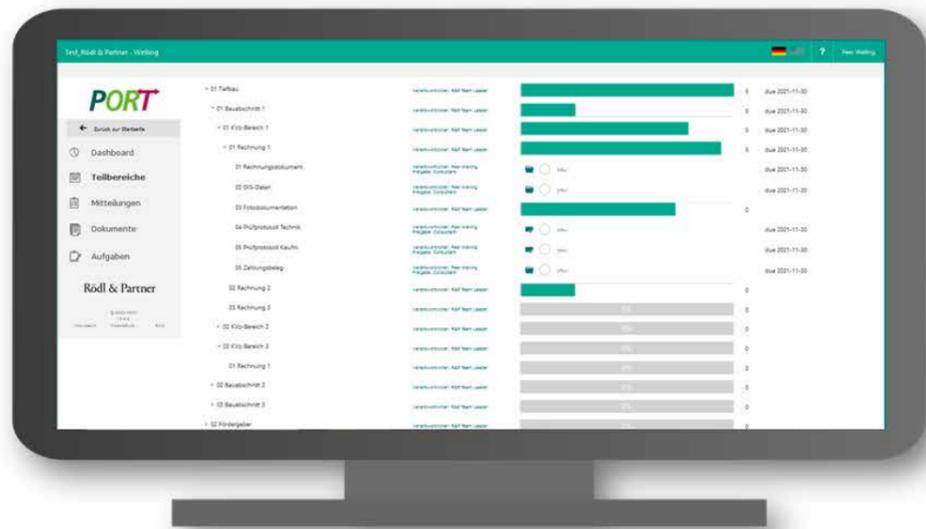
DAS PROJEKTMANAGEMENT - DIGITALE UNTERSTÜTZUNG DES WORKFLOWS

Projektmanagement ist in vielerlei Hinsicht fleißiger. Vorausgesetzt, dass die Projektleitung über entsprechendes Fachwissen zum praktischen Ausbau von Glasfasernetzen verfügt (hier sollte das Verständnis über technische Gegebenheiten und theoretisches Wissen hinausgehen) geht es insbesondere darum, die einzelnen Beteiligten wie Zahnräder in einem mechanischen Gesamtwerk einzusetzen und zweifelsohne auftretende Hürden entweder durch Moderation oder eigenes Eingreifen zu überwinden.

Gerade solche Aufgaben, die sich wiederholende manuelle Arbeiten erfordern, können bereits heute digitalisiert

oder digital gestützt werden. Dabei geht es weniger um einen abstrakten Einsatz künstlicher Intelligenz als viel mehr beispielsweise um die simple Automatisierung des Fristenmanagements, die Vereinfachung von Freigabeprozessen durch digitale Formulare und automatisierte Benachrichtigungen oder die Organisation (statt reiner Archivierung) großer Datenmengen.

Wir nutzen in von uns geleiteten Breitbandprojekten häufig unser Projektmanagementsystem PORT (Projekt ORganization Tool). Hierüber erzeugen wir eine direkte Schnittstelle zum Dokumentenmanagement via RDoX und strukturieren die von uns angelegten Projekte entsprechend der im Vorhinein erstellten Prozesslandkarte:



PORT teillautomatisiert die Umsetzung entlang der definierten Prozesse

Das Gesamtprojekt kann so heruntergebrochen werden auf einzelne Ausbaucuster wie bspw. KVz-Bereiche und auch in Förderprojekten bei Bedarf von vorneherein auf den Mittelabruf entlang des definierten Projektzeitraumes abgestimmt werden.

FAZIT

Digitale Werkzeuge können die Umsetzung von Glasfaserausbauvorhaben maßgeblich vereinfachen. Neben der technischen Eignung, bspw. im Hinblick auf die Nutzbarkeit auch auf der Baustelle, sind auch die rechtlichen und sicherheitstechnischen Vorgaben zu beachten. Der Umgang mit personenbezogenen Daten bei einer Vielzahl von Projektbeteiligten stellt hier sicher eine besondere Herausforderung dar. Letztendlich kann jedoch das digitale Werkzeug nur so gut wie sein Anwender sein. Die Anlage einer handhabbaren und zielorientierten Projektstruktur mit entsprechenden Prozessen ist zwingende Grundlage, um beispielsweise den Vorgaben des Fördergebers in jeder Hinsicht gerecht zu werden.

Kontakt für weitere Informationen



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

Mittelabruf Breitband

AUF DIE PLÄTZE, FERTIG, FÖRDERUNG

Sind Sie bereit für den Mittelabruf im Bundesförderprogramm Breitband?

Weitere Informationen finden Sie unter:
<https://bit.ly/mittelabruf-breitband>



→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Regulierte Netze: Aktuelle strategische und strukturelle Herausforderungen
TERMIN / ORT	19.6.2020 / 10.00 – 12.00 Uhr / Webinar
THEMA	EVU-Kooperationen: Sind Kooperationen die Lösung für kleine und mittlere EVUs und Netzbetreiber?
TERMIN / ORT	22.6.2020 / 14.00 – 16.00 Uhr / Webinar
THEMA	Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) für Erdgas- und Fernwärmeversorgungsunternehmen
TERMIN / ORT	1.7.2020 / 10.30 – 12.00 Uhr / Webinar
THEMA	Netzwerk Wärmewende – Solarthermie
TERMIN / ORT	21.7.2020 / 16.00 – 16.45 Uhr / Webinar
THEMA	Netzwerk Wärmewende Präsenzveranstaltung
TERMIN / ORT	17.9.2020 / Eschborn
THEMA	Stadtwerke 4.0 – Zukunft gestalten und sichern
TERMIN / ORT	7.10.2020 / Köln 14.10.2020 / Nürnberg
THEMA	10. Branchentreffen Erneuerbare Energien
TERMIN / ORT	10.11.2020 / Nürnberg
THEMA	Jahresabschluss EVU
TERMIN / ORT	18.11.2020 / Nürnberg 25.11.2020 / Köln

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

Kontakt für weitere Informationen



Patrick Marschner
B.A. Betriebswirtschaftslehre
T +49 911 9193 3610
E patrick.marschner@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
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

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

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

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



PEFC zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de