

# Rödl & Partner

## KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:  
MÄRZ  
2019

Informationen für Entscheider von  
Energieversorgungsunternehmen



→ <b>E-Mobilität</b>		
- Die Auswirkungen der E-Mobilität auf die deutsche Strominfrastruktur	4	
- Stromlieferungen im Quartier – E-Mobilität als Bestandteil innovativer Versorgungslösungen mit Fokus auf die Ladeinfrastruktur	6	
→ <b>Energierrecht</b>		
- Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz – Was ist zu beachten?	8	
- Energiesammelgesetz – Novellierungs-Parforceritt durch das deutsche Energierecht	10	
→ <b>Erneuerbare Energien</b>		
- Photovoltaik – Aktuelle Entwicklungen in Deutschland		14
→ <b>Controlling</b>		
- Digitales Netzkostencontrolling – Interaktive Netzkosten- und Budgetsteuerung		16
→ <b>Rödl &amp; Partner intern</b>		
- Veranstaltungshinweise		22

## Liebe Leserin, lieber Leser

---

### Ausruhen geht nicht

Die schlechten Nachrichten aus der Energiebranche nehmen zu. So beherrscht die Pleite der BEV Bayerischen Energieversorgung mit ihren mehr als 500.000 Kunden seit Wochen die Schlagzeilen, aber auch eine ganze Reihe von kommunalen Stadtwerken sind in wirtschaftliche Schiefgelage geraten und muss strukturiert werden. Was bedeutet diese Entwicklung? Das jahrzehntelange Erfolgsmodell der Stadtwerke, Energie durchzuleiten und zu verkaufen, wird dauerhaft wohl nicht mehr funktionieren. Die gesetzlichen Anforderungen, der Wettbewerb, die wirtschaftlichen Risiken und die Komplexität der Energieversorgung nehmen stetig zu. Allerorten wird nach neuen Geschäftsmodellen und Dienstleistungen gerufen, die Stadtwerke erfinden und auf den Markt bringen sollen.

Alles richtig, zuvorderst sollten Energieversorger aber zunächst das eigene Unternehmen auf Schwachstellen und Optimierungspotentiale durchleuchten, um nicht bereits im laufenden operativen Geschäft böse Überraschungen zu erleben. Eine Analyse der Unternehmensprozesse, der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, der Nutzung aller rechtlichen und wirtschaftlichen Möglichkeiten, all dies sind Hausaufgaben, die jeder Energieversorger immer auf der Tagesordnung haben sollte, im Tagesgeschäft aber gerne in Vergessenheit geraten. Wenn hier alles rund läuft, kann man vor bösen Überraschungen sicher sein und sich der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle widmen.

Oftmals genügt hier bereits ein etwas genauerer Blick von außen auf das Unternehmen, um mögliche Defizite zu erkennen. Ein solcher Blick mag mit Aufwand und Kosten verbunden sein, langfristig wird es sich aber auszahlen.

Deshalb: wagen Sie diesen Blick auf und in ihr eigenes Unternehmen, wir unterstützen Sie gerne dabei!



MARTIN WAMBACH  
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER  
Partner

→ E-Mobilität

## Die Auswirkungen der E-Mobilität auf die deutsche Strominfrastruktur

von Fabian Sextroh, Christian Riess und Christoph Spier

*Auch wenn das Ziel bis 2022 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen rollen zu lassen ambitioniert erscheint, ist dennoch offenkundig, dass der Markt für Elektromobilität zunehmend an Fahrt aufnimmt. Bei der Einbindung der Elektrofahrzeuge in die vorhandene Energielandschaft kommt den Verteilnetzbetreibern eine tragende Rolle zu. Dabei sehen sich viele Netzbetreiber regulatorischen Hürden und weiteren Herausforderungen gegenübergestellt. Gleichzeitig gilt es, tragfähige Geschäftsmodelle zu finden und bereits jetzt die Weichen für die Zukunft zu stellen.*

### ENTWICKLUNG DER ELEKTROMOBILITÄT

Die Transformation der deutschen Energielandschaft ist bereits in vollem Gange und auch die Elektrifizierung der Mobilität schreitet voran. Die nachstehende Abbildung zeigt nach einer behäbigen Anlaufphase einen deutlichen Anstieg der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen in den vergangenen Jahren.

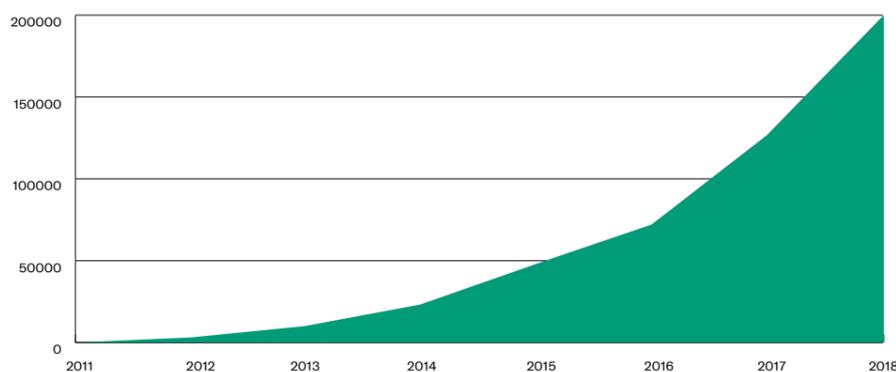


Abbildung 1: Kumulierte Neuzulassungen Elektrofahrzeuge (Quelle KBA)

Die positive Entwicklung wird unter anderem durch das Marktanreizprogramm der Bundesregierung für die Elektromobilität gefördert. Das Programm soll den Aufbau eines flächendeckenden und bedarfsgerechten Netzes von Schnelllade- und Normalladestationen initiieren. Ziel ist der Aufbau von mindestens 15.000 Ladestationen bis 2020. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, welche Auswirkungen auf das Energiesystem mit der Elektromobilität verbunden sind. Unstrittig scheint dabei ein steigender Investitionsbedarf auf der

Verteilnetzebene zu sein. Dies stellt die Verteilnetzbetreiber zunächst vor die Herausforderungen der Umsetzung und der Finanzierung der Umbaumaßnahmen. Ungewiss ist jedoch die Höhe der notwendigen Investitionen für die Anpassung der Netze, die durch die Einbindung der Elektrofahrzeuge in das Energiesystem entstehen. Studien beziffern den Investitionsbedarf allein für E-Mobilität in allen Netzebenen auf bis zu 17,5 Mrd. Euro bei 20 Millionen E-Fahrzeugen.

### ANREIZE DURCH REGULIERUNG

Die zusätzliche Investitionstätigkeit wird zwar unter dem derzeitigen Regulierungsregime unmittelbar über den sogenannten Kapitalkostenaufschlag vergütet. Es werden jedoch keine Anreize zum Einsatz von Smart-Grid-Lösungen anstelle eines konventionellen Netzausbaus gesetzt. Die voranschreitende Digitalisierung der Energiewirtschaft bringt jedoch einen erhöhten Bedarf an intelligenten Investitionen mit sich, um die effektive Kommunikation zwischen allen Marktteilnehmern sicherzustellen.

Dabei bildet der effiziente Betrieb der dazugehörigen Informations- und Kommunikationstechnologie das Rückgrat des digitalen Verteilnetzbetreibers von morgen.<sup>1</sup> Investitionen in Smart-Grid-Lösungen sorgen jedoch in erster Linie zunächst für erhöhte operative Aufwendungen aufgrund des steigenden Personalaufwands sowie der weniger eingespielten Prozesse. Steigen die operativen Kosten über eine Regulierungsperiode hinweg zu stark an, entsteht für den Netzbetreiber aufgrund der Basisjahrbeurteilung bei den operativen Kosten in Verbindung mit einer unsicheren Anerkennung bei der nächsten Kostenprüfung ein Kürzungsrisiko. Zusätzliche Anreize für „smarte“ Investitionen würden tendenziell zu vergleichsweise kostengünstigen, effizienten und schnell umsetzbaren Lösungen für die Einbindung der Elektromobilität führen.

Die flächendeckende Verbreitung von Elektrofahrzeugen wird ohne Zweifel zu einer größeren Belastung für die Stromnetze führen. Gerade die abendliche Lastspitze durch viele gleichzeitige Ladevorgänge von Berufspendlern stellt eine Herausforderung an die örtlichen Verteilnetze dar. Hier versprechen intelligente Netzautomatisierungslösungen Angebot und Nachfrage so in Einklang zu bringen, dass hohe Lastspitzen abgewendet werden können. Auch flexible Tarife können zu einem smarten Ladeverhalten beitragen. Erfahrungen zeigen, dass Lastspitzen somit um bis zu 50 Prozent reduziert werden können.<sup>2</sup> Verschiedene Studien konnten zeigen, dass bei der Adaption von Netzautomatisierungslösungen und intelligenter Ladesteuerungsmechanismen kein zusätzlicher Ausbaubedarf auf Ebene der Verteilnetze besteht.<sup>3</sup> Dies verdeutlicht nochmals das notwendige Umdenken hin zu intelligenteren Lösungen anstatt des klassischen Netzausbaus.

### ENTWICKLUNG DER NETZENTGELTE

Bei einer flächendeckenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen ist eine zunehmende Stromentnahmemenge zu erwarten. Unter dem aktuellen Regulierungsregime führt eine größere Entnahmemenge grundsätzlich zu einer Reduktion der Stromnetzentgelte. Hintergrund ist der hohe Fixkostenanteil eines Netzbetreibers. Steigt die Auslastung der Verteilnetze, sinken letztendlich die spezifischen Netzentgelte, die auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Gemäß einer Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung kann diese Entwicklung der Netzentgelte in einem betrachteten Modellnetz sowohl bei kapitalintensiven Investitionen als auch bei einem vermehrten Einsatz von intelligenten Netzmanagementsystemen gezeigt werden.<sup>4</sup>

Der Mengensteigerung durch die zunehmende Stromnachfrage aufgrund der Verbreitung von Elektrofahrzeugen stehen allerdings auch gegenläufige Effekte durch Energieeffizienzsteigerungen entgegen und müssen in die Betrachtung miteinbezogen werden.

### HANDLUNGSOPTIONEN EINES STROMNETZBETREIBERS

Für Betreiber von Stromverteilnetzen stellt das unsichere Umfeld aufgrund vieler ungeklärter Fragen eine Herausforderung dar. Gleichzeitig wird von vielen Kommunen aus Gründen der Stärkung des Wirtschaftsstandorts und zur Umsetzung von Klimaschutzkonzepten der Ausbau der Ladeinfrastruktur explizit gefordert. Auch wenn das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen bis 2020 durch die Bundesregierung revidiert und auf bis 2022 korrigiert wurde, ist es nicht weniger ambitioniert. Verteilnetzbetreiber sollten daher schon heute reagieren und sowohl ihre Netzplanung als auch das Netzmanage-

ment verbessern und zusätzlich weitere Maßnahmen in Zusammenarbeit mit der Kommune einleiten bzw. die Zusammenarbeit vertiefen. Dabei gilt es, vorhandene Verkehrs- und Mobilitätskonzepte mit bereits vorhandener Ladeinfrastruktur und weiteren Ausbaumaßnahmen in Einklang zu bringen.

Darüber hinaus bieten sich für Stadtwerke und Energieversorger unterschiedliche Geschäftsfelder im Bereich der Elektromobilität. Als Ladeinfrastrukturbetreiber können Energieversorgungsunternehmen nicht nur elektrischen Strom über spezielle Elektromobilitätstarife vertreiben und ihre Stromabsatzmengen durch die Einbindung von Elektrofahrzeugen erhöhen, sondern auch weitere Angebote rund um die Elektromobilität und Ladeinfrastruktur für Hauseigentümer und Unternehmen vermarkten. Denn bei steigenden Durchdringungsraten bei der Elektromobilität, wird auch die Nachfrage nach verschiedenen Serviceangeboten rund um die Elektromobilität, wie zum Beispiel Mobilitätsangebote in Form von regionalem E-Car- bzw. E-Bike-Sharing, steigen. Auch integrierte Quartierslösungen unter Einbezug von Elektromobilität sind denkbar.

Gleichzeitig wird auch das Zusammenspiel zwischen öffentlichem Laden, Laden zu Hause und Laden beim Arbeitgeber immer wichtiger, sodass im Idealfall ein kommunaler Masterplan gemeinsam mit dem örtlichen Versorger bzw. Netzbetreiber zu erstellen ist.

Um zukünftige Chancen ergreifen zu können und um eine erfolgreiche Integration der Elektromobilität zu gewährleisten, sollte schon heute eine ganzheitliche Strategie entwickelt werden.

### KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN



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



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

<sup>1</sup> Vgl. World Economic Forum (2017). The future of electricity: New technologies transforming the grid edge.

<sup>2</sup> Vgl. World Economic Forum (2017). The future of electricity: New technologies transforming the grid edge.

<sup>3</sup> Vgl. Oliver Wyman (2018). Blackout - Elektromobilität setzt Verteilnetzbetreiber unter Druck; vgl. Fraunhofer ISI (2018). Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland (No. S21/2018). Working Paper Sustainability and Innovation.

<sup>4</sup> Vgl. Fraunhofer ISI (2018). Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland (No. S21/2018). Working Paper Sustainability and Innovation.

→ E-Mobilität

## Stromlieferungen im Quartier

### E-Mobilität als Bestandteil innovativer Versorgungslösungen mit Fokus auf die Ladeinfrastruktur

von Daniel Richard und André Rosner

*Die zunehmende Anzahl von Elektrofahrzeugen im Markt zeugt von der steigenden Marktreife der Fahrzeuge und erzeugt gleichzeitig Handlungsdruck aufseiten der Energieversorger, Geschäftsmodelle zu entwickeln, um sich auf dem wachsenden Markt für Servicedienstleistungen rund um Ladesäulen und Elektromobilität im örtlichen Versorgungsgebiet zu etablieren.*

*Im Hinblick auf die im Rahmen der Energiewende vermehrt auftretenden dezentralen Strukturen bietet sich Versorgern insbesondere im Marktsegment der Quartierskonzepte die Möglichkeit, integrierte Lösungen unter Einbezug von Elektromobilität anzubieten. Denn neben dem öffentlichen Laden bildet das Laden zu Hause und beim Arbeitgeber einen wichtigen Baustein, der auf diese Weise aktiv durch Energieversorger mitgestaltet werden kann.*

#### GRUNDLAGEN QUARTIER/QUARTIERSKONZEPTE

Das Vorantreiben der Elektromobilität sowie ein damit einhergehender und zwingend notwendiger Ausbau von Ladeinfrastruktur ist ein wichtiger Hebel für die Energie- und Verkehrswende. Ein ganz wesentlicher Punkt in diesem Zusammenhang ist die Dezentralisierung. Ein wesentlicher Schritt zur Erreichung dieser Dezentralisierung ist die Bildung von Quartieren. Mit dem Ausbau einer Ladeinfrastruktur in diesem Bereich kann man die Elektromobilität direkt in das neue und moderne „Zuhause“ integrieren. Zu den Vorteilen, die die Elektromobilität mit sich bringt, zählen vor allem die Verringerung lokaler Abgase, die Reduzierung von Autolärm sowie von Parkplatzflächen in und um die Quartiere. Darüber hinaus ist diese Art der Fortbewegung nicht abhängig vom unmittelbaren Einsatz fossiler Brennstoffe. Richtig eingesetzt hat die Elektromobilität das Potenzial, die in dem Koalitionsvertrag verankerte Sektorenkopplung umzusetzen.

#### LADEINFRASTRUKTUR

##### RECHTLICHE GRUNDLAGEN

Der erforderliche Ausbau von Ladeinfrastrukturen ist in unterschiedlichen Lebensbereichen denkbar. In diesem

Zusammenhang ist zwischen dem öffentlichen, dem halb-öffentlichen und dem privaten Bereich zu unterscheiden.

Im sogenannten öffentlichen Bereich kommen frei zugängliche sowie für einen unbestimmten Personenkreis zugängliche Ladesäulen im öffentlichen Straßenraum in Betracht. Im sogenannten halb-öffentlichen Bereich sind solche Ladesäulen gemeint, die zwar auf Privateigentum stehen, dennoch öffentlich zugänglich sind. Dies können beispielsweise Parkhäuser sowie Kundenparkplätze eines Supermarktes sein. Im privaten Bereich befinden sich die Stellplätze für den Ladevorgang nebst Ladesäulen auf Privateigentum und sind gerade nicht öffentlich zugänglich. Denkbar sind hier Lademöglichkeiten für Mehr- und Einfamilienhäusern in Tiefgaragen, unter Carports etc.

Bei der Umsetzung von Quartierskonzepten und Klimaschutzsiedlungen ist demnach zunächst zu klären, in welcher Form das Quartier erschlossen werden soll. Insofern ist eine gewisse Steuerung durch die Kommune oder den Projektentwickler bzw. Bauträger möglich, indem beispielsweise keine öffentlich gewidmeten Straßen errichtet werden.

Weiterhin sind die Vorgaben an die konkreten Ladesäulen zu klären, in Abhängigkeit von deren rechtlicher Einordnung.

##### 1. Öffentlich zugängliche Ladepunkte

Nach § 2 Nr. 9 der Ladesäulenverordnung (LSV) ist ein Ladepunkt dann öffentlich zugänglich, wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbarer Personenkreis tatsächlich befahren werden kann. Dies ist zweifellos bei Ladepunkten im öffentlichen Bereich und in der Regel bei Ladepunkten im halb-öffentlichen Bereich der Fall.

Sofern es sich bei dem Ladepunkt um einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt handelt, finden die Pflichten dieser Ladesäulenverordnung Anwendung. Diese regeln

die technischen Vorgaben für Steckdosen und Fahrzeugkuppelungen für das Aufladen von Elektrofahrzeugen, sorgen für die Einhaltung der technischen Sicherheit und gelten grundsätzlich nur für den Betreiber.

Nach § 2 Nr. 12 LSV ist Betreiber, wer unter Berücksichtigung der rechtlichen, wirtschaftlichen und tatsächlichen Umstände bestimmten Einfluss auf den Betrieb eines Ladepunktes ausübt. Folgende Pflichten treffen den Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten:

- Nach § 3 LSV muss der Betreiber eines Ladepunktes einen gewissen Steckerstandard gewährleisten.
- Nach § 4 LSV hat der Betreiber eines Ladepunktes den Nutzern von Elektrofahrzeugen das punktuelle Aufladen zu ermöglichen.
- Nach § 5 LSV treffen den Betreiber eines Ladepunktes gewisse Melde- und Anzeigepflichten.

##### 2. Private Ladepunkte

Für private Ladepunkte kommt es dagegen maßgeblich auf Regelungen im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) und im Wohnungseigentumsgesetz (WEG) an. Nach den in einem solchen Fall anwendbaren Regelungen dieser beiden Gesetze benötigt der Mieter, der einen Ladepunkt in der Tiefgarage errichten lassen und benutzen will, die Zustimmung des Vermieters. Ebenso brauchen Wohnungseigentümer die Zustimmung aller Wohnungseigentümer. Derzeit liegt allerdings ein Gesetzesentwurf vor, der diese Regelungen ändern und den Mietern bzw. Wohnungseigentümern die Installation von Wallboxen erleichtern soll. Sofern private Ladepunkte auf privaten, aber infolge der Struktur des Quartiers grundsätzlich zugänglichen Quartiersparkplätzen errichtet werden sollen, ist zu beachten, dass die Ladeinfrastruktur nicht für Dritte zugänglich ist. Dies wird zum Problem, soweit Sharingkonzepte mit Ladeinfrastruktur eingebunden werden sollen. Geklärt werden müsste, ob damit automatisch ein halb-öffentlicher Bereich vorliegt mit entsprechenden Pflichten auch für den Grundstückseigentümer.

##### 3. Gemeinsame energierechtliche Rahmenbedingungen

Allen drei Bereichen gemein ist die Handhabung der Anwendung von dem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterschiedlich definierten Begriff des Letztverbrauchers.

Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG sind natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich. Nach dieser gesetzlichen Fiktion gilt jede Ladesäule/Wall-

box als Letztverbraucher. Dies hat zur Folge, dass der Betreiber eines Ladepunktes nicht als Versorger im Sinne des EnWG zu qualifizieren ist und diesen mithin keine Versorgerpflichten treffen.

Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 33 EEG 2017 ist jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht. Danach ist Letztverbraucher in der Regel der Fahrzeugbetreiber. Dies hat zur Folge, dass bei jedem Ladevorgang der Lieferant grundsätzlich dazu verpflichtet ist, die EEG-Umlage auf den Ladestrom zu zahlen. Liegt hingegen eine sogenannte EEG-Eigenstromversorgung vor, wäre der Eigenversorger zur Zahlung der – lediglich anteiligen – EEG-Umlage verpflichtet.

#### UMSETZUNG QUARTIERSVERSORGER

Unseres Erachtens ist genau jetzt der richtige Zeitpunkt, um integrierte Quartierskonzepte unter Einbezug von Elektromobilität zu entwickeln. Nur so kann der Eintritt in die Elektromobilität gelingen und Sie können sich als regionaler Anbieter mit dem notwendigen „Know-how“ am Markt etablieren. Denkbar wäre zum Beispiel die Vermarktung von Ladeinfrastruktur und Wandladestationen in den Quartieren sowie das Anbieten von Rundumlösungen: Planung, Installation, Wartung, Verpachtung von Ladesäulen und Wallboxen sowie die Belieferung mit beispielsweise Mieterstrom und Wärme. Energieversorger können sich auf diese Weise Vorteile gegenüber klassischen Energieversorgungskonzepten sichern, um der Wohnungswirtschaft oder Kommunen eine nachhaltige Quartiers- und Klimaschutzlösung aus einer Hand anzubieten.

#### KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN



Daniel Richard  
Rechtsanwalt  
T +49 221 949 909 225  
E daniel.richard@roedl.com



André Rosner  
Rechtsanwalt  
T +49 89 928 780 357  
E andre.rosner@roedl.com

→ Energierecht

## Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz

### Was ist zu beachten?

von Jürgen Dobler

*Am 22. Juli 2017 ist das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) in Kraft getreten. Dieses beinhaltet zwei wesentliche Punkte: die schrittweise Angleichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Abschmelzung der Vergütung aus vermiedenen Netzentgelten. Dies soll einerseits eine Absenkung der Netzentgelte, andererseits eine Angleichung der bundesweit sehr heterogenen Übertragungsnetzentgelte bewirken. Insbesondere die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte wird dadurch nochmals komplexer.*

#### ANGLEICHUNG DER ÜBERTRAGUNGSNETZENTGELTE

Mit der im Netzentgeltmodernisierungsgesetz enthaltenen Verordnungsermächtigung wurde die Angleichung der Übertragungsnetzentgelte bis zum 1. Januar 2023 auf den Weg gebracht. Die Verordnung gestaltet die schrittweise Einführung ab dem 1. Januar 2019 näher aus, wobei eine Übergangsregelung für den Zeitraum vom 1. Januar 2019 bis 31. Dezember 2022 vorgesehen ist. Der Ordnungsgeber hat hierbei von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, nach § 24a Nr. 1 EnWG für einen schrittweise steigenden Anteil der Übertragungsnetz-kosten einen bundeseinheitlichen Netzentgeltanteil zu bestimmen.<sup>1</sup> Dieser bundeseinheitliche Netzentgeltanteil wird im jeweiligen Übergangsjahr mit dem Netzentgeltanteil addiert, der wie bisher unternehmensindividuell bestimmt wird.

Die Vereinheitlichung soll in fünf Anpassungsschritten von jeweils 20 Prozent erfolgen, wobei sich der prozentuale Anteil auf die jeweiligen Erlösobergrenzen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber im entsprechenden Kalenderjahr bezieht. Im Kalenderjahr 2019 sind damit 20 Prozent der jeweiligen Erlösobergrenzen die Grundlage des bundeseinheitlich gebildeten Anteils der Übertragungsnetzentgelte, im Kalenderjahr 2022 liegt dieser Anteil bei 80 Prozent.<sup>2</sup>

Die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte führt zwangsläufig zu Mehr- oder Mindereinnahmen bei den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern im Vergleich zu den Erlösen, die sie unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Erlösobergrenzen, die der Vereinheitlichung zugrunde gelegt werden, im jeweiligen Kalenderjahr erzie-

len dürften.<sup>3</sup> § 14c StromNEV ordnet daher einen Ausgleich dieser Mehr- oder Mindereinnahmen zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern an. Mehreinnahmen sind von den Übertragungsnetzbetreibern durch Zahlungen in zwölf gleichen Raten bis spätestens zum 15. des jeweiligen Folgemonats anteilig an die Übertragungsnetzbetreiber mit Mindereinnahmen auszugleichen.

Auch für Endverbraucher und nachgelagerte Netzbetreiber ergeben sich dadurch unmittelbare Auswirkungen. So werden die Netzentgelte der bisher „teuren“ Regelzonen der TenneT und 50Hertz tendenziell sinken, wohingegen die Netzentgelte in den Regelzonen der TransnetBW und Amprion steigen werden. Dies wiederum wirkt sich auf die Kosten für die Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes für alle nachgelagerten Netzbetreiber und somit ebenfalls auf die Letztverbraucher aus.

Zwar ergibt sich aus der Angleichung der Übertragungsnetzentgelte kein unmittelbarer Handlungsbedarf für die nachgelagerten Netzbetreiber; in mittelfristigen Planungsrechnungen sollten die Auswirkungen jedoch berücksichtigt werden.

#### ABSCHMELZUNG DER VERGÜTUNG FÜR VERMIEDENE NETZENTGELTE

##### NEUE VORGABEN FÜR DIE BEPREISUNG

Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz wurden zudem die Berechnungsgrundlagen für vermiedene Netzentgelte neu geregelt. So werden für die Vergütung der vermiedenen Netzentgelte nicht mehr ausschließlich die gültigen Preisblätter für die Netznutzung herangezogen. Stattdessen dient das sogenannte Referenzpreisblatt als Obergrenze für die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte.

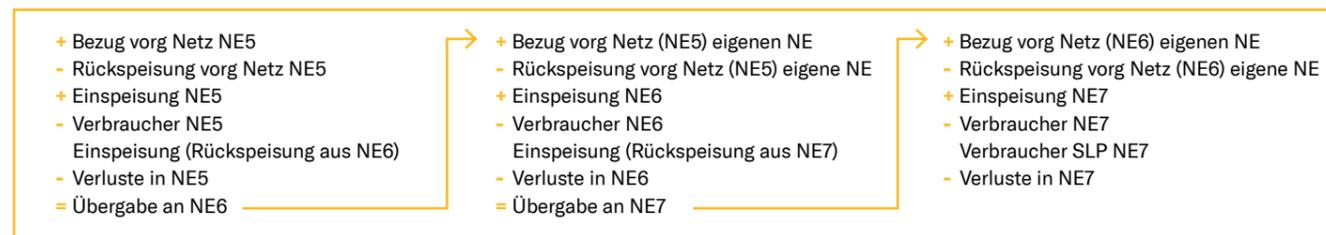
Für die Bepreisung der vermiedenen Netzentgelte ist nunmehr ein Minimumabgleich vorzunehmen. Im Rahmen der Ermittlung für das Jahr 2018 ist somit das Referenzpreisblatt (dieses bleibt unverändert) mit dem Preisblatt für die Entnahme der Netznutzung des Jahres 2018 zum Abgleich zu bringen. Für den Minimumabgleich ist das Ergebnis der Berechnung maßgeblich. Das bedeutet, dass keine Durchmischung von Entnahme zu Referenzpreisblatt vorgenommen wird, sofern einzelne Entgelte

(Leistungs- bzw. Arbeitspreis) im Entnahmepreisblatt niedriger ausgewiesen sind. Maßgeblich soll jeweils das sogenannte Wertepaar aus Leistungs- und Arbeitspreis sein. Somit sind in der Berechnung die beiden Preisblätter parallel zu hinterlegen. Bezugnehmend auf den einzelnen Einspeiser ist der jeweils niedrigere Wert anzusetzen.

Eine weitere Besonderheit, die durch das NEMoG resultiert, ist die sukzessive Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeugungsanlagen, die in diesem Fall PV- und Windanlagen umfassen. So werden für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb gegangen sind, die vermiedenen Netzentgelte im Zeitraum 2018 bis 2020 um jeweils ein Drittel abgeschmolzen. Dies bedeutet, dass volatile Erzeugungsanlagen im Jahr 2018 lediglich zwei Drittel des jeweils gültigen Preisblattes erhalten. Im Jahr 2019 sinkt diese Vergütung auf ein Drittel und für das Jahr 2020 werden keine vermiedenen Netzentgelte mehr ausbezahlt. Volatile Erzeugungsanlagen, die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb gegangen sind, erhalten keine Vergütung mehr. In Zukunft werden auch nicht volatile Erzeugungsanlagen, die nach dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen, keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. Anlagen, die vorher in Betrieb genommen wurden, erhalten weiterhin die volle Vergütung nach dem jeweils gültigen Preisblatt.

#### ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE VORGABEN

Die Ermittlung der relevanten Arbeits- und Leistungswerte bleibt dem Grunde nach unverändert und folgt weiterhin einem komplexen Berechnungsschema. Im Gegensatz zur Netzentgeltkalkulation, die einem „Bottom-up“-Schema folgt, werden die vermiedenen Netzentgelte auf Basis einer „Top-down“-Kalkulation ermittelt. Dies bedeutet, dass ausgehend von der höchsten betriebenen Netzebene die Lastflussberechnung bis in die Niederspannung aufgebaut werden muss. Eine schematische Darstellung des Lastflusses zeigt die nachfolgende Abbildung:



So werden für den Aufbau dieses Lastflusses neben den Bezugslastgängen des vorgelagerten Netzbetreibers, den Entnahmelastgängen in den jeweiligen Netzebenen und den Rück- bzw. Ausspeiselastgängen insbesondere die einzelnen Lastgänge der leistungsgemessenen dezentra-

len Einspeiser sowie Summenlastgänge der nicht leistungsgemessenen dezentralen Einspeiser benötigt. Auf dieser Basis gilt es dann, die relevante Jahreshöchstlast der Entnahme sowie die maximale Bezugslast je Netzebene zu ermitteln. Diese wiederum sind für die Vermeidungsleistung der dezentralen Einspeiser und somit für einen Großteil der vermiedenen Netzentgelte maßgeblich.

In diesem Zusammenhang müssen weitere Parameter berücksichtigt werden. So werden infolge der zunehmenden dezentralen Einspeisungen immer größere Mengen aus den unteren Netzebenen in die oberen Netzebenen und sogar in die vorgelagerten Netze zurück- und ausgespeist. Durch eine Rück- bzw. Ausspeisung wird die durch die dezentralen Einspeiser tatsächlich vermiedene Arbeit mit dem Vermeidungsfaktor reduziert, sodass bei einer vollständigen Rück- bzw. Ausspeisung einer Netzebene (Vermeidungsfaktor = 0) keine vermiedenen Netzentgelte ausbezahlt werden. Dieser Vermeidungsfaktor muss durch die zusätzliche Aufbereitung des Arbeitsflusses ermittelt werden.

Weiterhin muss der sogenannte Skalierungsfaktor ermittelt werden. So kann durch zeitgleich auftretende maximale Bezugs- und Entnahmelasten die tatsächlich vermiedene Leistung geringer ausfallen als die durch die Einspeiser erbrachte Vermeidungsleistung zum Zeitpunkt der höchsten Entnahmelast. Dies ist dadurch begründet, dass die maximale Bezugslast nicht mit der maximalen Bezugslast zum Zeitpunkt der höchsten Entnahmelast übereinstimmt. Dadurch ergibt sich ein Skalierungsfaktor kleiner 0. Bei einem Skalierungsfaktor von 1 wurde durch den dezentralen Einspeiser die volle erbrachte Leistung vermieden, sodass dieser die vollen vermiedenen Netzentgelte erhält. Der Skalierungsfaktor kann dabei einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen und muss über den korrekten Aufbau des Lastflusses ermittelt werden.

Die regulierungskonforme Berechnung sowie die Umsetzung der Neuerungen aus dem NEMoG können Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen. Mit unserer Erfahrung von über 200 Kalkulationen unterstützen wir Sie hierbei gerne.

<sup>1</sup> BR-Drs. 145/18, S. 11.

<sup>2</sup> BT.-Drs. 145/8, S. 21.

<sup>3</sup> BR-Drs. 145/8, S. 18.

## KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN



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

## INTERESSIERT?

Dann fordern Sie gerne weiteres Informationsmaterial an und besuchen Sie uns auf unseren Informationsveranstaltungen zum Thema „Digitalisierung und Blockchain“ am 13. März 2019 in Stuttgart.

Weitere Informationen finden Sie unter [www.roedl.de/seminare](http://www.roedl.de/seminare).

→ Energierecht

## Energiesammelgesetz

### Novellierungs-Parforceritt durch das deutsche Energierecht

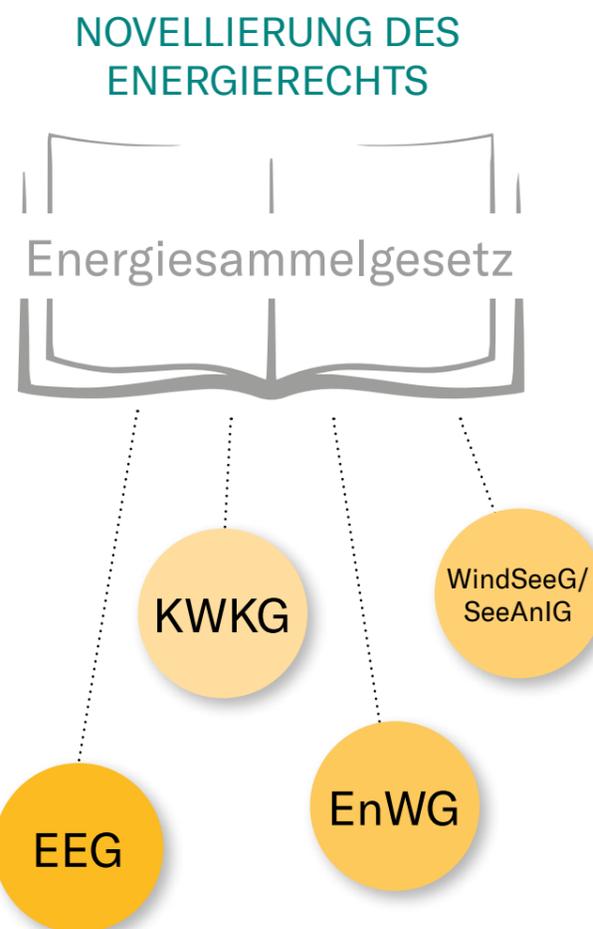
von Joachim Held

Mit umfangreichen energierechtlichen Gesetzesänderungen im EEG, KWKG und EnWG durch das sogenannte „Energiesammelgesetz“ hat der Gesetzgeber mit einem energierechtlichen Parforceritt durch die unterschiedlichsten Regelungsbereiche des deutschen Energierechts teilweise weitgehende Eingriffe vorgenommen. Der energierechtliche Dschungel ist damit wieder etwas gewachsen – Rechtsanwälte und Wirtschaftsprüfer haben einen weiteren neuen Jagdgrund, um der betroffenen Energiewirtschaft bei der Beherrschung der Risiken und Wahrnehmung von Chancen Orientierung zu geben.

#### AUS 100 TAGEN WIRD EINE ENERGIESAMMLUNG

Ursprünglich als 100-Tage-Gesetz gestartet, hat der Gesetzgeber den durch die schwierige Regierungsbildung und den energiepolitischen Koalitionsstreit über die PV- und Wind-Sonderausschreibungen entstandenen Stau energierechtlicher Gesetzesvorhaben durch eine Zusammenfassung unterschiedlichster energierechtlicher Novellierungsvorhaben im sogenannten „Energiesammelgesetz“ [<https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/30-2018/aus-hundert-tage-gesetz-wird-energiesammelgesetz>] aufgelöst.

Mit dem Energiesammelgesetz hat der Gesetzgeber vor allem Änderungen des EEG, KWKG, EnWG und SeeAnIG vorgenommen. Aufgrund der zahlreichen Folgeänderungen umfasst das Gesetz über 15 Artikel jeweils zu jedem geänderten Einzelgesetz.



#### ERNEUERBARE ENERGIEN GESETZ (EEG):

Schwerpunkt – und gleichzeitig größter energiepolitischer Streitpunkt – des Energiesammelgesetzes war die Novellierung des EEG (nachfolgend „EEG 2019“). Folgende Einzelvorhaben wurden mit dem EEG 2019 umgesetzt:

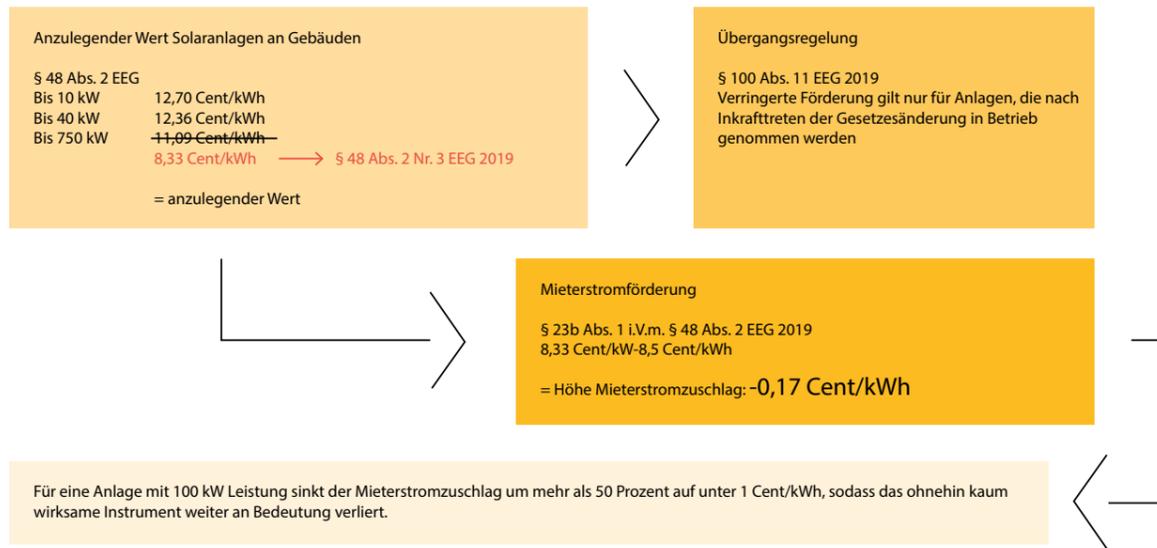
- Eigenversorgungs-Privileg für neue KWK-Anlagen, §§ 61c, 61d EEG 2019
- Sonderausschreibungen PV- und Onshore-Windanlagen, § 28 Abs. 1 Satz 2, Abs. 2 Satz 2 EEG 2019
- Innovationsausschreibungen, § 28 Abs. 6 EEG 2019
- Ausschreibungsprivilegierung für Bürgerenergiegesellschaft, § 36e Abs. 1 EEG 2019
- Zurechnungskriterien und Messen und Schätzen von Strommengen, §§ 62a f. EEG 2019 [[Link: https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/dezember-2018/energiesammelgesetz-messung-schaetzung-eeg-umlageentlastete-verbraeuche](https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/dezember-2018/energiesammelgesetz-messung-schaetzung-eeg-umlageentlastete-verbraeuche)]
- Förderung von großen Aufdach-Solaranlagen und Mieterstrom, § 48 Abs. 2 EEG 2019
- Kumulierungsverbot für Förderungen, § 80a EEG 2019, § 7 Abs. 6 KWKG 2019
- bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung für Windenergieanlagen, § 9 Absatz 8 EEG 2019

Der langwährende, und damit die von der Blockade anderer, verbundener Novellierungen betroffene Wirtschaft quasi als Geisel missbrauchende Streit um die Einführung von Sonderausschreibungen für PV und Wind konnte wie folgt aufgelöst werden: Bis 2021 werden entsprechend den von der SPD-Fraktion verfolgten Koalitionsvertragszielen insgesamt je 4 Gigawatt Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land zusätzlich ausgeschrieben. Um den Kosteneinspar- und damit Ausbaurückstellungen der CDU-Fraktion zumindest kurzfristig (bis zur nächsten Wahl) zu genügen, wurde eine progressive Steigerung der Ausschreibungsmengen von 1 Gigawatt in 2019, über 1,4 Gigawatt in 2020 auf 1,6 Gigawatt in 2021 gesetzlich festgelegt.

Weiterhin wurde die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen angepasst. 2019 sollen in diesem Zusammenhang 250 Megawatt, 2020 400 Megawatt und 2021 500 Megawatt ausgeschrieben werden. Diese Mengen sollen von den regulären Ausschreibungsmengen für Solaranlagen und Windanlagen an Land abgezogen werden und als Testfeld u.a. für mehr Wettbewerb sorgen.

Für Unmut sorgte dagegen vor allem die Reduzierung der Förderung für PV-Anlagen, insbesondere im Zusammenhang mit der hieraus resultierenden weiteren Verschlechterung der wirtschaftlichen Bedingungen für sogenannte „Mieterstrom-Konzepte“.

## GROßE AUFDACH-SOLARANLAGEN UND MIETERSTROM



Ebenso führten die vermutlich europa- und verfassungsrechtswidrigen Regelungen zur Einschränkung der EEG-Umlageprivilegierung für neue, mittelgroße KWK-Anlagen.

Und nicht zuletzt sind die neuen Zurechnungsregelungen zu geringfügigen Stromverbräuchen Dritter (§ 62a EEG 2019) und die Regelung zur Messung und Schätzung EEG-umlageprivilegierter Verbräuche von hoher wirtschaftlicher Bedeutung für den industriellen Eigenverbrauch (§§ 61a EEG 2019 ff.) und die EEG-Umlagebegrenzung für stromkostenintensive Unternehmen (§§ 63 EEG 2019 ff.). Die zahlreichen neuen unbestimmten Rechtsbegriffe und systematischen Auslegungszweifel werden deshalb voraussichtlich noch für viel Streit sorgen.

### KRAFTWÄRME-KOPPLUNGS-GESETZ (KWKG):

Neben dem EEG wurden umfassende Änderungen auch im KWKG (nachfolgend „KWKG 2019“) [Link: <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/32-2018/energiesammelgesetz-kwkg-zukunftsorientierte-industrie>] vorgenommen:

- Neu-Definition des Begriffs der „elektrischen KWK-Leistung“ (§ 2 Nr. 6d KWKG 2019)

- Streichung der Modernisierungsschwellen als Tatbestandsvoraussetzung des Modernisierungsbegriffs (§ 2 Nr. 18 KWKG 2019)
- Einführung der neuen Förderkategorie der Dampfsammelschienenanlagen (§ 2 Nr. 6a-c, § 6 Abs. 1a, § 7 Abs. 2a, § 8 KWKG 2019),
- Verschärfung des Kumulierungsverbots für Fördermittel (§ 7 Abs. 6 KWKG 2019)
- Förderung großer Bestandsanlagen (§ 13 KWKG 2017),
- Übernahme der neuen Mess- und Schätzgrundsätze aus dem EEG (§ 26c KWKG 2019),
- neue Transparenzpflichten für stromkostenintensive Unternehmen (§ 27a Abs. 3 KWKG 2019)
- Erhöhung des Wettbewerbs im KWKG-Dienstleistungsmarkt durch genossenschaftliche Prüfungsverbände (§ 30 Abs. 1 KWKG 2019)

Auch im KWKG 2019 verfolgt der Gesetzgeber überwiegend die Beschränkung der bestehenden KWKG-Förderung, die er noch dazu immer nur durch ein Mehr an Regelungskomplexität und Verwaltungsaufwand erzielen will. Zwar wurde immerhin eine neue Kategorie der Dampfsammelschienenanlage zum Erhalt der bisherigen Verwaltungspraxis der Förderung derartiger Anlagen sichergestellt, dagegen wurde jedoch die Förderung von KWK-Bestandsanlagen (§ 13 KWKG) verschärft und abgesenkt.

## FÖRDERUNG VON KWK-BESTANDSANLAGEN

Bisherige Gesetzeslage KWKG	Resultierende Problematiken	Gesetzesänderungen
<p>§ 13 I KWKG 2016/2017:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Große KWK-Bestandsanlagen (&gt; 2 MW)</li> <li>- Erdgas</li> <li>- Öffentliche Strom- und Wärmeversorgung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Beihilferechtliche Evaluierungs- und ggfs. Anpassungspflicht (C(2016) 6714 final)</li> <li>- für KWK-Anlagen über 50 MW Überförderung</li> </ul>	<p>Klarstellung in § 13 I Nr. 1 KWKG, dass nur nahezu ausschließlich der Versorgung Dritter dienende Anlagen förderfähig sind</p>
<p>§ 13 III Der Zuschlag beträgt 1,5 Cent je kWh für 16.000 Vbh</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Auslegung des Begriffs öffentliche Strom- und Wärmeversorgung umstritten</li> <li>- eine beihilferechtskonforme Auslegung erfordert Beschränkung des Wortlauts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- eine nach der Anlagengröße degressiv gestaffelte Förderhöhe für KWK-Anlagen über 50 MW</li> <li>- Begrenzung der förderfähigen Anlagen auf 300 MW</li> </ul>

Dabei hatte der Gesetzgeber offensichtlich selber verfassungsrechtliche Bedenken, ob der Zulässigkeit des Entzugs der Investitionsgrundlage für Reinvestitionen in derartige Anlagen, da er sich in der Gesetzesbegründung bereits ausführlich mit der zweifelhaften Verfassungskonformität dieser Maßnahme auseinandersetzt. Eine wirtschaftsfreundliche Industriepolitik sieht jedenfalls – entgegen aktuellen politischen Aussagen – anders aus.

### WINDENERGIE-AUF-SEE-GESETZ (WINDSEEG) UND SEEANLAGENGESETZ (SEEAANLG)

Mit den Neuregelungen im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) und im Seeanlagengesetz (SeeAnlG) wird ein gesetzlicher Rahmen für Energiegewinnung auf See durch Anlagen ohne Netzanschluss geschaffen.

### KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN



Joachim Held  
Rechtsanwalt  
T +49 911 9193 3515  
E joachim.held@roedl.com

### ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ (ENWG):

Auch im EnWG wurden einige grundlegende Änderungen (nachfolgend „EnWG 2019“) vorgenommen:

- Vereinheitlichung Netzengpassmanagement, §§ 13 ff. EnWG 2019
- Ausschreibungen Kapazitätsreserve, §§ 13e, 13h EnWG 2019
- Netzanschlussregelungen L-Gas, §§ 17, 18 EnWG 2019
- Neue technische Anschlussbedingungen Stromerzeugungsanlagen, § 19 Abs. 4 EnWG 2019

Im EnWG werden zusätzlich die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission für die Ausschreibung einer Kapazitätsreserve im Strombereich umgesetzt.

Mit einem vereinheitlichten Netzengpassmanagement sollen bislang unterschiedliche Regime des EEG und EnWG, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einerseits (sog. Einspeisemanagement (§ 14 EEG 2017)) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sog. Redispatch (§§ 13, 13a EnWG)) zugreifen, zu einem einheitlichen Regime zusammengeführt werden. Damit sollen die Netzfürung optimiert und die Kosten für die Behebung von Netzengpässen gesenkt werden.

## INTERESSIERT?

Dann fordern Sie gerne weiteres Informationsmaterial an und besuchen Sie uns auf unseren Informationsveranstaltungen zum Thema „Energiesammelgesetz“ am 21. März 2019 in Hamburg und „Besondere Ausgleichsregelung“ am 11. April 2019 in Nürnberg.

Weitere Informationen finden Sie unter [www.roedl.de/seminare](http://www.roedl.de/seminare).

→ Erneuerbare Energien

## Photovoltaik

### Aktuelle Entwicklungen in Deutschland

von Kai Imolauer und Michael Rogoll

*PV-Strom ist zurzeit so günstig wie noch nie. Draus ergibt sich ein großes Potenzial, nicht nur im Hinblick auf Eigenversorgung, sondern auch auf Pachtmodelle und PPAs. Die EEG-Vergütung ist in vielen neuen Szenarien dabei nicht mehr die beste Erlösquelle, sondern dient lediglich der wirksamen Absicherung von Abnehmerisiken.*

*Speziell Stadtwerke können durch ihre starke lokale Position weiterhin profitable Projekte entwickeln und umsetzen. Bifacial- und Floating-PV tragen zusätzlich zur Erhöhung des Projektpotenzials bei. Mit Hinblick auf die immer noch bestehende Förderobergrenze von 52 GW sollte aus Finanzierungs- und Absicherungsgründen die aktuell noch positive Situation genutzt werden.*

Wenig verkörpert die Energiewende so sehr wie die Photovoltaik (PV). Hier spielen sich seit Einführung des EEGs im Jahr 2000 viele Dramen und Erfolgsgeschichten ab. Der Aufbau und Zusammenbruch der deutschen bzw. europäischen PV-Industrie, begleitet von sehr großen Kostensenkungen, haben von Beginn an für viel Bewegung in dem Markt gesorgt. Zuletzt hat der Wegfall der europäischen Importzölle die Investitions- und somit Stromgestehungskosten noch weiter gesenkt, sodass PV-Strom noch wettbewerbsfähiger geworden ist. Die positiven Marktbegebenheiten haben dazu geführt, dass in den letzten Monaten im Jahr 2018 der PV-Zubau wieder in der Nähe des im EEG fixierten Zielkorridors lag.<sup>1</sup>

#### WIDERSPRÜCHLICHE SIGNALE AUS BERLIN UND BRÜSSEL

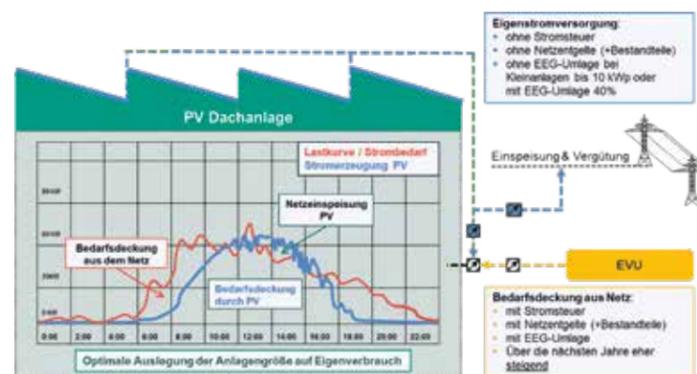
Der Beschluss des Energiesammelgesetzes Mitte Dezember 2018 hat jedoch eine stark gedämpfte Stimmung in der deutschen PV-Branche bewirkt. Das Herabsetzen der Förderung für Mieterstrom und von PV-Anlagen auf Gebäuden zwischen 40 kWp und 750 kWp<sup>2</sup> konterkariert die oben genannte Entwicklung und zeigt, dass in der Berliner Politik die PV offenbar nicht zu den Schwerpunkten der Energiepolitik gehört. Die gleichzeitig beschlossenen Sonderausschreibungen

verbessern zwar zahlenmäßig das Bild, jedoch wurde der PV die Grundlage genommen, ihre eigentliche Stärke auszuspielen, die in der Implementierung von kleinen und dezentralen Anlagen liegt.

Auf europäischer Ebene wurde im Gegensatz dazu gleichzeitig ein positives Signal in Form des Maßnahmenpaketes „Saubere Energie für alle Europäer – Wachstumspotenziale Europas erschließen“ beschlossen. Ein europäisches Ziel lautet dabei bis 2030 mindestens 32 Prozent Erneuerbare Energien zu nutzen. Dabei wird unter anderem versagt, Abgaben, Umlagen oder Gebühren für ungenutzten Eigenstrom aus Anlagen kleiner als 30 kWp zu erheben, was der dezentralen Erzeugung zum Eigenverbrauch im gewerblichen Sektor erheblichen Auftrieb geben dürfte.<sup>3</sup>

#### PV-ANLAGEN SIND TROTZ KÜRZUNGEN IMMER NOCH WIRTSCHAFTLICH

Trotz all dieser politisch widersprüchlichen Signale bietet der PV-Markt nach wie vor viel Potenzial. Zum einen ist festzustellen, dass Dachanlagen in dem Bereich, in dem sich die Förderung schrittweise bis April 2019 auf 8,9 ct/kWh verringern wird, speziell auch mit Hinblick auf die Möglichkeit zur Eigenversorgung, wirtschaftlich gut darstellbar sind.



Systematische Darstellung des Eigenverbrauchs bei PV-Dachanlagen

Ebenso bleibt der Bau von kleineren Dachanlagen sowie von Freiflächenanlagen speziell im 110-Meter-Bereich längs von Autobahnen und Bahnlinien bis zu einer Größe von 750 kWp attraktiv. Geht man von konservativen Prämissen und einem günstig gelegenen Netzanschlusspunkt aus, können aktuell bei Freiflächen und Dachanlagen in dem Segment bis 750 kWp in der Regel Gesamtkapitalverzinsungen oberhalb von 5,0 Prozent erreicht werden. Bei der aktuellen Zinslage sind PV-Projekte dieser Größenordnung nach wie vor lukrativ und sollten bei Investitionsüberlegungen in Betracht gezogen werden.

Speziell Stadtwerke haben in dem inzwischen weitgehend durchdrungenem PV-Markt den Vorteil, dass sie durch die Kenntnisse der lokalen Begebenheiten, der Netzstruktur, der Eigentumsverhältnisse, der örtlichen Gewerbetreibenden und dem engen Kontakt zum Bauamt relativ einfach verschiedene PV-Projekte initiieren und realisieren können.

#### DER WEG ZU ERFOLGREICHEN PV-PROJEKTEN FÜHRT ÜBER EINE GRÜNDLICHE BESTANDSANALYSE UND EIN PASSENDES PROJEKTDESIGN

Da Stadtwerke auch meist Messstellenbetreiber sind, wäre ein erster Schritt die Lastkurvenanalyse von Gewerbebetrieben hinsichtlich Eigenstrompotenzial. So kann eine erste Vorauswahl an geeigneten Projekten getroffen werden. Gleichzeitig bietet es sich an, Konversionsflächen bzw. Flächen in dem erwähnten 110-Meter-Korridor zu Autobahnen und Schienenwegen zu identifizieren, die sich für die Installation von Freiflächenanlagen eignen. In Betracht kommen auch Areale zur Doppelnutzung, bei denen sich z. B. durch PV-Carports Synergieeffekte der PV-Stromerzeugung mit der E-Mobilität ergeben. Zu untersuchen sind an dieser Stelle auch die Einbindungsmöglichkeiten weiterer Energieerzeugungsarten wie zum Beispiel BHKWs oder Wärmepumpen. Ebenso können Batteriesysteme unter anderem zur Verringerung des Leistungspreises durch sogenanntes „Peak-Shaving“ eingesetzt werden. Eine Herausforderung bei direkter Belieferung diverser Letztverbraucher bleibt das Messwesen. Diese kann aber durch innovative Unternehmen mittlerweile digital gelöst werden.

Sobald potenzielle Flächen bzw. Dächer ausgemacht sind, besteht eine Vielzahl an denkbaren Erschließungsmöglichkeiten. Beispielsweise ist es je nach PV-Anlage und Aufstellungsort möglich, Mieterstrom- bzw. Pachtmodelle zu realisieren. Bei diesen Modellen wird die Anlage auf einem fremden Dach bzw. Grundstück errichtet. Sie finanziert sich anschließend über den Verkauf des Stroms an den Dach- oder Grundstückseigner und eventuell auch über eine zusätzliche Pacht. In jedem Fall ist die Anlage über die EEG-Marktprämie abgesichert. Somit erhöht sich durch die zusätzlichen Einnahmen vom Stromabnehmer die Wirtschaftlichkeit, ohne dass eine Abhängigkeit von diesem bestehen würde.

Insbesondere für Unternehmen, die sich nicht mit dem Thema der eigenen Energieerzeugung auseinandersetzen wollen, ist neben dem Abschluss eines PPAs die Pachtthematik sehr relevant. Durch diesen Ansatz werden für den Abnehmer bzw. Flächeneigentümer Profite bzw. Einsparungen ohne wesentlichen Mehraufwand erzielt.

Ist der Stromabnehmer nicht in unmittelbarer Nähe der PV-Anlage, kann der Strom über ein Corporate-PPA (engl. Power Purchase Agreement, Strombezugsvertrag) verkauft werden (im Gegensatz zu Merchant-PPAs bei denen der Strom von einem Händler in seinen Bilanzkreis aufgenommen wird). Solche Strombezugsverträge werden in Deutschland noch relativ selten genutzt, sind aber in vielen Teilen der Welt inzwischen Standardregelung zwischen Stromerzeuger und -verbraucher.

Ist ein Projekt für ein einzelnes Stadtwerk alleine nicht zu stemmen, ist eine EEG-Ausschreibung in Kooperation mit mehreren Stadtwerken denkbar. So könnten die Entwicklungskosten und insgesamt die Risiken sowie die Finanzierung aufgeteilt werden.

Da oft Mischformen der eben genannten Modelle das Optimum darstellen und insbesondere PPAs für beide Vertragsparteien Unsicherheiten mit sich bringen, ist die Unterstützung von Beratern zu empfehlen. Neben der rechtlichen Betreuung sind besonders bei maßgeschneiderten Lösungen eine effiziente Ressourcennutzung und das Management der Prozesse bzw. Geschäftsformen mit mehreren Stake- und Shareholdern sowie das Messkonzept ein wichtiger Schritt zum Erfolg.

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen der PV können sich Stadtwerke aber auch ganz gezielt als Ansprechpartner für das Themenfeld PV inklusive Batteriespeicher, Elektromobilität, Smart City und Eigenstromversorgung positionieren.

#### 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

<sup>1</sup> Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik; Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland – Stand 13.12.2018; 2018; Website aufgerufen am 3.1.2019: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat\\_monatsbericht\\_12-2018.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_12-2018.pdf)

<sup>2</sup> Clearingstelle EEG, KWKG; Energiesammelgesetz; Website aufgerufen am 3.1.2019: <http://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2017/aenderung7/material>

<sup>3</sup> Europäische Kommission: Saubere Energie für alle Europäer; 2018; Website aufgerufen am 3.1.2019: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

# 9. BRANCHENTREFFEN

## ERNEUERBARE ENERGIEN

27. NOVEMBER 2019

in Nürnberg

**SAVE THE DATE**



→ Controlling

### Digitales Netzkostencontrolling

### Interaktive Netzkosten- und Budgetsteuerung

von Jürgen Dobler und Christopher Kuhn

*Die Luft wird dünner! Beginnend mit der 3. Regulierungsperiode nimmt der Effizienz- bzw. Kostendruck, unter anderem durch reduzierte Eigenkapitalzinssätze, noch einmal deutlich zu. Für Netzbetreiber gilt es daher, den Spagat zwischen Zielgewinn und sinnvoller Verteilung des Unterhaltsbudgets zu meistern. Hierbei kann unser „Digitales Netzkostencontrolling“ Ihr Unternehmen mit einer maßgeschneiderten Lösung unterstützen. So bieten wir mit unserer „Cockpit“-Lösung eine interaktive und flexible Steuerungsmöglichkeit der Netzkosten. Starre Auswertungen in Präsentationen waren gestern. Die Bündelung der Informationen wird Ihnen helfen, Ihre Gewinne im Netzgeschäft langfristig zu sichern!*

Die Kostenprüfungen der Basisjahre 2015/2016 zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 3. Regulierungsperiode sind weitgehend abgeschlossen. Nun heißt es für Netzbetreiber, die Netzkosten über die Regulierungsperiode effizient unter Beachtung der individuellen Erlösobergrenze zu steuern. Unser „Digitales Netzkostencontrolling“ als intuitives und übersichtliches Instrument zur Zielgewinn- und Unterhaltssteuerung kann hierfür einen wertvollen Beitrag leisten.

### WIE IST UNSER DIGITALE NETZKOSTENCONTROLLING AUFGEBAUT?

Wir geben Ihrem Unternehmen ein Steuerungsinstrument an die Hand, um für den Strom- und Gasnetzbereich eine jährliche Justierung der Netzkosten, der Unterhaltsbudgets sowie des Zielgewinns zu ermöglichen. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt dabei digital und interaktiv. Dazu stellen wir Ihnen eine Oberfläche zur Verfügung, die jederzeit verwendet und angepasst werden kann. Nach jedem weiteren Geschäftsjahr werden wir die Daten nachpflegen und in die Auswertungen integrieren. Neben einer retrograden Kostenbetrachtung ist zudem eine unterjährige Budgetsteuerung vorgesehen. Der Aufbau unseres „Digitalen Netzkostencontrollings“ folgt einer „Cockpit“-Struktur, wobei jedes Cockpit einen eigenen Analysebereich

### Digitales Netzkostencontrolling



#### Cockpits

1. HGB-Jahresabschluss-Benchmark
  - 1.1 Kennzahlen zu Vermögens-, Finanz- und Ertragslage
2. Analyse- und Netzkostensteuerung
  - 2.1 Netzkostenverlauf
  - 2.2 Aufwandsgleiche Kosten
  - 2.3 Kapitalkosten
  - 2.4 Anlagevermögen
  - 2.5 Investitionsstrategien
  - 2.6 Budgets und Zielgewinn
3. Netz-Benchmarking
  - 3.1 Investitionsverhalten
  - 3.2 Leistungskennzahlen

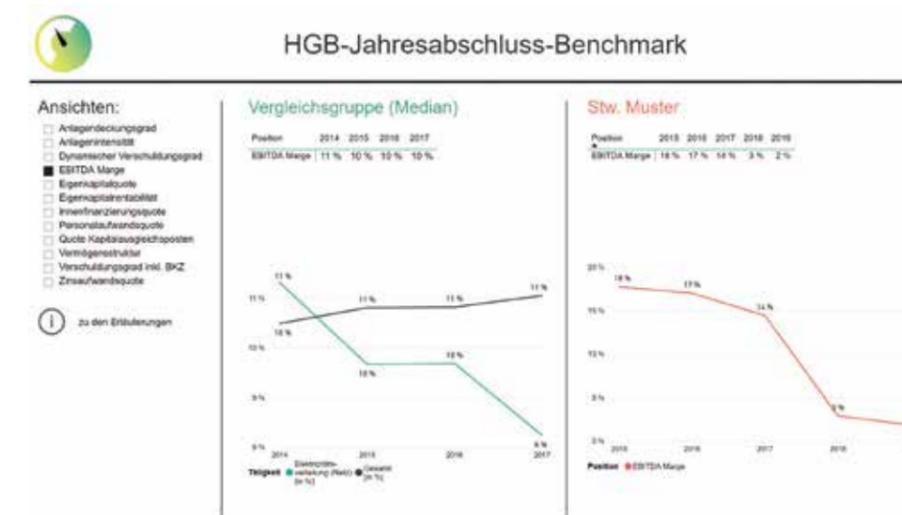
#### AUFBAU UND INHALT

Die Darstellung zeigt den Aufbau und die Inhalte des „Digitalen Netzkostencontrollings“.

abdeckt und interaktiv bedient werden kann. Die programmtechnische Abbildung erfolgt über „Microsoft PowerBI“.

### BESCHREIBUNG COCKPIT 1: HGB-KENNZAHLEN-VERGLEICH

In Cockpit 1 werden Unternehmenskennzahlen aus den Bereichen Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage im Zeitverlauf dargestellt. Wir stellen zwölf „klassische“ HGB-Kennzahlen zur Verfügung. Im Rahmen einer Benchmarkanalyse werden diese mit dem Median der Vergleichsunternehmen verglichen. Auswahlfelder bieten zudem die Möglichkeit, „eigene“ Auswertungen zu erstellen. Was kann damit erreicht werden? Denkt man an Gremiendiskussionen zu „Ausschüttungswünschen“ von Gesellschaftern, kann ein Vergleich der Eigenkapitalquote sicherlich einen wertvollen Beitrag leisten, eine entsprechende Sensibilisierung zu erreichen.



#### COCKPIT 1

HGB-Kennzahlenvergleich für das Gesamtunternehmen wie auch das Strom- und Gasverteilernetz.



# BENCHMARKING 2019

## Zusätzliches Technikmodul

Teilnehmer des jährlichen Benchmarkings im Bereich Fernwärme erhalten nun zusätzliche vertiefende Einblicke in ihre Fernwärmesparte: Als Benchmarkingpartner mit technischem Schwerpunkt wertet die GEF Ingenieur AG dieses Jahr zusätzlich zu den bestehenden Kennzahlenmodulen das spezielle Technikmodul aus. Hier werden im Besonderen technische Zusammenhänge beleuchtet und Ansätze für Optimierungspotenziale aufgezeigt.

### NEUES TECHNIKMODUL ALS TEIL DES FERNWÄRME BENCHMARKINGS

Die diesjährigen Teilnehmer am Rödl & Partner Benchmarking im Bereich Fernwärme erhalten nun ein noch umfassenderes Bild ihrer Fernwärmesparte: Das Technikmodul, dessen Ausgestaltung und Auswertung die GEF Ingenieur AG übernimmt, bietet Versorgern einen wertvollen Einblick in die technischen Aspekte ihrer Fernwärmeversorgung. Damit werden die Analysen von Rödl &

Partner in den Bereichen Erzeugung, Netz und Betriebswirtschaft ergänzt und das Benchmarking abgerundet.

### GEF INGENIEUR AG

Als Spezialist für Energietechnik und speziell Fernwärmesysteme wird GEF im Bereich der Wärmeversorgung bereits seit über 35 Jahren als unabhängiger Experte für Versorger aller Größenordnungen in der gesamten EU geschätzt. Sie zeichnen sich durch maßgeschneiderte Ingenieurdienstleistungen für Energieversorgungsunternehmen, Kommunen und die Industrie aus.

### FERNWÄRME BENCHMARKING

Das Rödl & Partner Benchmarking im Bereich Fernwärme ist ein ganzheitlicher Kennzahlenvergleich entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Fernwärmeversorgern.

Das Ziel des Benchmarkings ist es, die Leistungsfähigkeit eines Versorgers ganzheitlich zu erfassen.



Abbildung 1: Qualitätsmerkmale des Rödl & Partner Benchmarkings im Bereich Fernwärme

### DIE 5 SÄULEN DES BENCHMARKINGS

Um ein ganzheitliches Bild zu gewinnen, werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette verschiedene Kennzahlen aus den Bereichen Effizienz, Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität, Nachhaltigkeit und Kundenservice betrachtet.

### ERWEITERUNG DER KENNZAHLEN-MODULE 2019

Zusätzlich zu den in der Runde 2018 bereits bestehenden Modulen haben Teilnehmer 2019 auch die Möglichkeit, das Modul Technik zu wählen, in dem speziell technische Kennzahlen angeboten werden.

In Kombination mit den betriebs- und energiewirtschaftlichen Kennzahlen der anderen Module erhalten Teilnehmer so eine 360°-Analyse ihrer Fernwärmesparte.

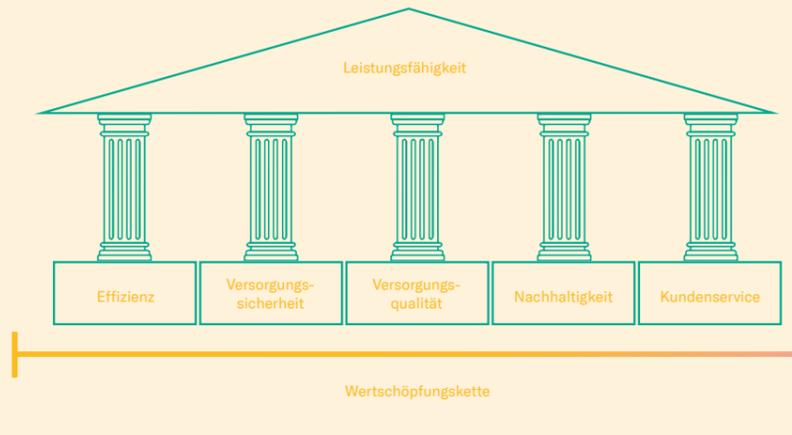


Abbildung 2: Die fünf Säulen des Benchmarkings



Abbildung 3: Die Leistungsmodule des Fernwärme Benchmarkings 2019

Die Ergebnisse aus der Kennzahlenauswertung werden eingehend analysiert und priorisiert. Dies gibt Versorgern die Möglichkeit, sowohl kurzfristig bei akuten Problemen zu handeln als auch langfristig Strategien aufzubauen. Letzteres gewinnt besonders vor dem Hintergrund der Wärmewende zunehmend an Prägnanz.

### KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN



Marlene Orth  
M. Sc. Economics and Business Administration  
T +49 89 928 780 355  
E marlene.orth@roedl.com



Abbildung 4: Nutzen für Teilnehmer des Benchmarkings im Bereich Fernwärme

→ Rödl & Partner intern

## Veranstaltungshinweise

THEMA	Energieverteilernetze und Anreizregulierung: Optimierungspotenziale und zukünftige Herausforderungen
TERMIN/ORT	7.3.2019 / Köln
THEMA	Workshop Digitalisierung und Blockchain
TERMIN/ORT	13.3.2019 / Stuttgart 20.3.2019 / Hamburg 26.3.2019 / Köln
THEMA	Preisgleitklauseln auf dem Prüfstand
TERMIN/ORT	19.3.2019 / Köln 11.4.2019 / Berlin
THEMA	Energiesammelgesetz- Neues aus EEG, KWKG und Co.
TERMIN/ORT	21.3.2019 / Hamburg
THEMA	Datenschutzfrühstück - eine erste Bilanz zur DSGVO
TERMIN/ORT	27.3.2019 / Nürnberg 28.3.2019 / Stuttgart 4.4.2019 / Hamburg 14.5.2019 / Berlin
THEMA	2. Jahrestagung für Stadtwerke und TK-Netzbetreiber - Herausforderungen beim Breitbandausbau in Süddeutschland
TERMIN/ORT	10.4.2019 / Nürnberg
THEMA	EEG-Umlageentlastung - für stromkostenintensive Unternehmen
TERMIN/ORT	11.4.2019 / Nürnberg
THEMA	Smart Meter
TERMIN/ORT	8.5.2019 / Köln
THEMA	Unternehmensstrafrecht / Compliance
TERMIN/ORT	21.5.2019 / Nürnberg

THEMA	Wärmewende Netzwerk - Wärmewende zielgerichtet umsetzen
TERMIN/ORT	21.5.2019 / Köln
THEMA	Energierrecht für IT-Unternehmen
TERMIN/ORT	4.6.2019 / Nürnberg 6.6.2019 / Köln
THEMA	Arbeitsrecht für Energieversorger
TERMIN/ORT	25.6.2019 / Nürnberg
THEMA	Stadtwerke 4.0
TERMIN/ORT	16.10.2019 / Nürnberg 29.10.2019 / Köln
THEMA	Jahresabschluss für Energieversorgungsunternehmen 2019
TERMIN/ORT	19.11.2019 / Nürnberg 21.11.2019 / Köln
THEMA	9. Branchentreffen EE
TERMIN/ORT	27.11.2019 / Nürnberg

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter:  
[www.roedl.de/seminare](http://www.roedl.de/seminare).

### KONTAKT FÜR WEITERE INFORMATIONEN:



Patrick Marschner  
B.A. Betriebswirtschaftslehre  
T +49 911 9193 3610  
E [patrick.marschner@roedl.com](mailto: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 Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH  
Äußere Sulzbacher Straße 100  
90491 Nürnberg  
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0  
Fax: +49 911 9193 1900  
E-Mail: [info@roedl.de](mailto:info@roedl.de)  
[www.roedl.de](http://www.roedl.de)

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

Umsatzsteueridentifikationsnummer:  
DE 245930498

Berufliche Niederlassung als Steuerberater in Nürnberg

Berufsbezeichnung: Steuerberater, Rechtsanwalt  
verliehen in: Bundesrepublik Deutschland.

zuständige Kammern:  
Die bei der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Rechtsanwälte sind Mitglieder der für ihre Zulassung bzw. für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Rechtsanwaltskammer und unterliegen der Aufsicht des Vorstands der zuständigen Rechtsanwaltskammer. Weitere Informationen zu den regionalen Rechtsanwaltskammern finden Sie hier.

Die bei der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Steuerberater sind Mitglied der für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Steuerberaterkammer und unterliegen deren Aufsicht. Weitere Informationen zu den regionalen Steuerberaterkammern finden Sie hier.

Berufsrechtliche Regelungen:

für Rechtsanwälte:  
Bundesrechtsanwaltsordnung (BRAO),  
Berufsordnung für Rechtsanwälte (BORA),  
Gesetz über die Vergütung der Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälte (RVG),  
Fachanwaltsordnung (FAO),  
Berufsregeln der Rechtsanwälte der Europäischen Gemeinschaft,  
Gesetz über die Tätigkeit europäischer Rechtsanwälte in Deutschland (EuRAG).  
Alle Texte sind hier abrufbar.

für Steuerberater:  
Steuerberatungsgesetz (StBerG),  
Durchführungsverordnung zum Steuerberatungsgesetz (DVStB),  
Berufsordnung der Bundessteuerberaterkammer (BOSTB),  
Berufsordnung der Steuerberater in Europa (EuropBGr),  
Steuerberatungsvergütungsverordnung (StBVV).  
Alle Texte sind hier abrufbar.

Hinweis:  
Um zu vermeiden, dass der Rödl & Partner-Newsletter unbemerkt von Ihrem Spam-Filter aussortiert oder gelöscht wird, bitten wir Sie, die Absenderadresse, die Sie in der Regel am Anfang dieser E-Mail finden, in Ihr Adressbuch aufzunehmen. Klicken Sie hierzu auf „Antworten“, dann klicken Sie die Adresse einfach mit der rechten Maustaste an.

Datenschutz:  
Wir versichern Ihnen, dass Ihre Daten, die Sie bei der Anmeldung zu unserem Newsletter angegeben haben, nicht an Dritte weitergegeben werden, sie dienen lediglich dem Versenden der E-Mail-Newsletter.

Weitere Informationen zum Datenschutz.

Urheberrecht:  
Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH.

Vertraulichkeitserklärung:  
Der Inhalt dieser E-Mail ist vertraulich und ausschließlich für den bezeichneten Adressaten bestimmt. Wenn Sie nicht der vorgesehene Adressat dieser E-Mail oder dessen Vertreter sein sollten, so beachten Sie bitte, dass jede Form der Kenntnisnahme, Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Weitergabe des Inhalts dieser E-Mail unzulässig ist. Wir bitten Sie, sich in diesem Fall mit dem Absender der E-Mail in Verbindung zu setzen und diese Mail sowie alle Kopien davon zu vernichten. Herzlichen Dank für Ihre Unterstützung.



**PEFC zertifiziert**

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

[www.pefc.de](http://www.pefc.de)