

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: Juni 2018 – www.roedl.de

> Inhalt

Energierrecht

- > Europa als Totengräber des EEG-Vertrauensschutzes – Stand up for your rights? 2
- > Die Abrechnung des Messstellenbetriebs durch den Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber 6

Energiewirtschaft

- > Stromlieferungen im Quartier 10

Personal

- > Die Vergütungsstruktur von Stadtwerken erfordert eine Überprüfung 15

Digitalisierung, IT & Datenschutz

- > Digitale Transformation 17
- > Data Analytics – Chancen für die Energiewirtschaft 18

Telekommunikation

- > Stadtwerke als Bieter im kommunalen Breitbandförderprojekt 20

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 22

Liebe Leserin, lieber Leser,

Nach dem Spiel ist vor dem Spiel

wenn Sie diese Zeilen lesen, wird ein weiteres großes Thema die Schlagzeilen bestimmen: die Fußball-WM in Russland. Betrachtet man die Energiewirtschaft genauer, stellt man einige Parallelen zum Fußball fest. Vermeintlich abgedroschene Fußballweisheiten gelten nämlich auch für Energieversorger. So wusste zum Beispiel schon die Trainer-Legende Sepp Herberger: Nach dem Spiel ist vor dem Spiel. Diese Weisheit sagt nichts anderes, als dass die großen Herausforderungen meist noch bevorstehen.

Betrachtet man die zurückliegenden Monate und wirft einen Blick auf die nächsten Monate wird schnell klar, dass die großen Herausforderungen für Energieversorger tatsächlich erst noch warten. Die Kostenprüfung Strom und Gas ist überstanden, die Novelle der ARegV zum Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug verdaut und eingespielt, muss das Augenmerk jetzt auf Umsetzung Smart Meter, Datenschutzgrundverordnung, strategisches Personalmanagement und die digitale Transformation gerichtet werden. Alles Mammutaufgaben, die viele Ressourcen binden und die Energieversorger nachhaltig verändern werden. Einen Überblick über die Erfolgsfaktoren bei der Lösung dieser Aufgaben gibt Ihnen wie immer unser neues Kursbuch Stadtwerke.

Um nochmals den Fußballjargon zu bemühen: Der gute alte Catenaccio wird in den stürmischen Zeiten der Energiewirtschaft nicht zum Erfolg führen, soviel dürfte sicher sein. Sie müssen vielmehr am Ball bleiben, damit Sie nicht ins Abseits geraten! Je früher und je offensiver Sie die neuen spannenden Aufgaben angehen, umso erfolgreicher werden Sie sein.

Wir wünschen Ihnen eine angenehme Lektüre.



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Energierrecht

> Europa als Totengräber des EEG-Vertrauensschutzes – Stand up for your rights?

Von Joachim Held

Deutsche Unternehmen haben in Vertrauen auf die teilweise EEG-Umlageentlastung seit dem 1. August 2014 in neue KWK-Anlagen investiert. Erst im Dezember 2017 wurde bekannt, dass die gesetzlichen Grundlagen beihilferechtlich nicht genehmigt sind. Netzbetreiber fordern seit dem 1. Januar 2018 deshalb teilweise wieder die volle EEG-Umlage. Ist die EU-Kommission damit der Totengräber des Vertrauensschutzes für das KWK-Eigenstromprivileg? Investoren und Anlagenbetreiber sollten sich deshalb gegen rechtswidrige EEG-Umlagezahlungen zur Wehr setzen.

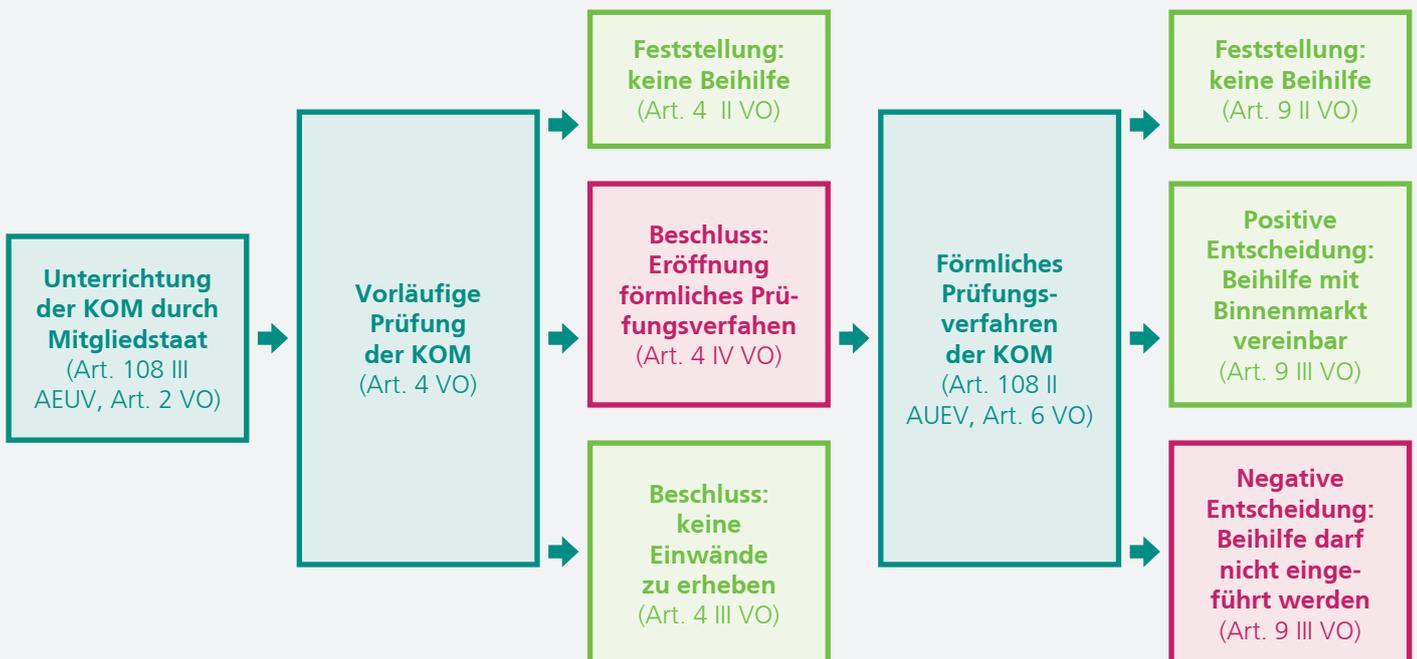
Generalanwalt verschärft formelle Anforderungen für Vertrauensrechtsschutz

Seitdem die EU-Kommission deutsche Energieförderinstrumente als Umweltbeihilfen einstuft, stehen alle deutschen Gesetze im Generalverdacht unzulässiger Beihilfen. Dabei wird nicht nur die unmittelbare Förderung durch Einspeisevergütungen, Marktprämien oder Zuschlag, sondern auch die mittelbare Förderung durch die Entlastung von EEG-Umlage, KWKG-Umlage und sonstigen Energiesteuern und Abgaben von der EU-Kommission als Beihilfe bewertet. Die Bundesregierung klagt deshalb in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in der Fassung vom 1. Januar 2012 vor dem EuGH. Die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) wird allerdings wohl noch einige Zeit auf sich warten lassen. In einem entsprechenden Verfahren mehrerer Stahlunternehmen steht nach dem

kürzlich veröffentlichten Abschlussplädoyer des Generalanwalts eine Entscheidung unmittelbar bevor. Dies gibt jedoch wenig Anlass zu Hoffnung: Der Generalanwalt ist schon der Auffassung, dass Klagen deutscher Unternehmen gegen den Entzug von nationalen gesetzlichen Ansprüchen aufgrund eines Konflikts mit dem EU-Beihilferecht unzulässig sind, sondern Unternehmen direkt gegen das höherrangige EU-Beihilferecht vor dem EuGH vorgehen müssen. Insofern sei die Klage schon aus formellen Gründen zurückzuweisen. Darüber hinaus stuft er die deutsche EEG-Umlageentlastung auch als Umweltbeihilfe ein, sodass diese mangels formeller Genehmigung des EEG 2012 ebenfalls unwirksam sei. Noch ist keine Entscheidung des EuGH gefallen – oft folgen die Richter des EuGH aber dem Gutachten des Generalanwalts. Dann bestünden hohe formelle Hürden, um den Vertrauensschutz deutscher Unternehmen in die Förderung des EEG und KWKG überhaupt durchsetzen zu können.

Beihilferechtliche Genehmigung KWK-Eigenstrom

Notifikationsverfahren, Art. 108 III AUEV iVm VO 2015/1589/EU



KWK-Eigenstrom als Prüfstein europäischen Grundrechtsschutzes

Auch in dem aktuellen Debakel der EEG-Umlagenentlastung für neue KWK-Eigenstromanlagen ist die EU-Kommission der Treiber für eine Beschränkung verfassungsrechtlicher Rechtsschutz- und Vertrauensschutzgarantien und gefährdet damit die wesentlichen Grundlagen eines günstigen Investitionsklimas in Europa. Dass damit die Investitionen in regenerative und hocheffiziente Erzeugung getroffen werden und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien eingeschränkt wird, wirft ein schlechtes Licht auf die europäische Umwelt- und Industriepolitik.

Nach dem Streit um das EEG 2012 hatte die Bundesregierung für das EEG 2014 vorsorglich ein beihilferechtliches Genehmigungsverfahren eingeleitet. Die EU-Kommission hatte ihre beihilferechtliche Genehmigung des EEG-Eigenstromprivilegs für KWK-Neuanlagen (§ 61 Abs. 1 EEG 2014) und für KWK-Bestandsanlagen (§ 61 Abs. 3 und Abs. 4 EEG 2014) jedoch ausdrücklich bis zum 31. Dezember 2017 befristet (C(2014) 5081 final, Ziffer 5. 2. Spiegelstrich, S. 79). Entsprechend sahen § 98 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014 einen jährlichen Monitoringbericht zum Eigenstromprivileg und § 98 Abs. 3 EEG 2014 eine Überprüfung der Bestandsanlagenregelung durch die Bundesregierung bis zum Jahr 2017 mit einem „rechtzeitigen“ Vorschlag zur Neugestaltung vor.

Die teilweise EEG-Umlagebefreiung für KWK-Eigenstrom des § 61 EEG 2014 ist dann auch bereits mit Wirkung zum 1. Januar 2017 durch eine umfassende Neuregelung ersetzt worden. Dabei wurde die Überprüfungspflicht ersatzlos gestrichen und nur noch für die neue Eigenstrom-Rechtsnachfolgeregelung (§ 61f EEG 2017), die Sonderregelungen für Scheibenkraftwerke und für Anfahrts- und Stillstandsstrom ein ausdrücklicher beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt in das EEG 2017 aufgenommen (§ 104 Abs. 7 EEG 2017). Zur Eigenstromentlastung neuer KWK-Anlagen nach § 61b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 besteht dagegen kein entsprechender Vorbehalt im EEG 2017.

Weiterhin ist das EEG 2017 noch vor Inkrafttreten beihilferechtlich genehmigt worden (C(2016) 8789 final vom 20. Dezember 2016). Allerdings umfasste diese Genehmigung nur das neue Ausschreibungsfördersystem des EEG-Änderungsgesetzes, nicht jedoch die erst mit dem KWKG-Änderungsgesetz in das EEG 2017 eingeführten Neuregelungen zum EEG-Eigenstromprivileg. Dem Gesetzestext des EEG 2017 ist im Widerspruch hierzu jedoch kein Hinweis auf die Genehmigungsbedürftigkeit oder fehlende Vollziehbarkeit der Eigenstromregelungen zu entnehmen.

Dass daneben ein weiteres beihilferechtliches Genehmigungsverfahren lief, war in Deutschland nicht allgemein öffentlich bekannt.

Danach mussten KWK-Anlagenbetreiber bis zur Veröffentlichung der Bundesregierung im Dezember 2017 davon ausgehen, dass die Bundesregierung mit der Neufassung des EEG 2017 eine europarechtskonforme Anschlussregelung für § 61 Abs. 1, Abs. 3 und 4 EEG 2014 gefunden habe. Vollkommen überraschend hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) deshalb Anfang Dezember 2017 angekündigt, dass es nach wie vor an einer beihilferechtlichen Genehmigung für sog. „neue“ hocheffiziente KWK-Anlagen fehle und nur für die sog. „Bestandsanlagen“ nach § 61c EEG 2017 und „älteren Bestandsanlagen“ nach § 61d EEG 2017 mit einer beihilferechtlichen Genehmigung der Kommission noch vor Ablauf des 31. Dezember 2017 zu rechnen sei, die am 19. Dezember 2017 schließlich offiziell erteilt wurde (Entscheidung der EU-Kommission vom 19. Dezember 2017, C(2017) 8482 final).

Eine offizielle Einigung zu den restlichen, noch ungenehmigten Entlastungstatbeständen steht dagegen nach wie vor aus.

Vorauselender Gehorsam des BMWi und der deutschen Netzbetreiber

Entsprechend einer Empfehlung des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi), die sich auf das europarechtliche Vollzugsverbot (Art. 108 Abs. 3 Satz 3 AEUV) beruft, fordern Netzbetreiber seit dem 1. Januar 2018 Betreiber neuer Eigenstrom-KWK-Anlagen teilweise auf, die volle EEG-Umlage zu zahlen.

Als eine der ersten legislativen Maßnahmen der neuen Bundesregierung hat das BMWi im April 2018 einen ambitionierten Fahrplan für eine Novellierung des EEG 2017 vorgelegt, mit dem unter anderem auch ein EU-beihilferechtlich genehmigungsfähiges EEG-Eigenstromprivileg für neue KWK-Anlagen geschaffen werden soll. Der entsprechende Referentenentwurf des BMWi sieht hierzu jedoch zunächst nur eine Leerstelle vor. Die enge Taktung des Zeitplans und die bisher fehlenden Informationen zu den Inhalten geben Anlass zu Befürchtungen für weitere Beschränkungen der EEG- und KWK-Förderung.

Im Vorfeld war bekannt geworden, dass es wohl bei der Vielzahl der KWK-Klein-Anlagen (ca. 10.000) bei einer anteiligen EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent der EEG-Umlage bleiben soll. Dabei strebe die Bundesregierung eine rückwirkende Regelung zum 1. Januar 2018 an. Bei der zahlenmäßig geringeren, jedoch in Bezug auf Strom- und Entlastungsbetragsmengen bedeutenderen Gruppe großer KWK-Anlagen (ca. 200), wurde dagegen eine nach Größenklassen gestufte Entlastung zwischen 40 Prozent und 100 Prozent der EEG-Umlage verfolgt. Dabei soll die erhöhte Belastung aber nicht rückwirkend bis zum 1. August 2014, sondern „nur“ bis zum 1. Januar 2018 wirken. Damit bleibt es bei diesen Anlagen voraussichtlich bei einer nachträglichen Verschlechterung der Refinanzierungsbedingungen, die damit die Grundlagen der Investition nachträglich verändert.

Deshalb sind die seit dem 1. Januar 2018 geforderten EEG-Umlagezahlungen unseres Erachtens EEG-, verfassungs- und europarechtswidrig.

EEG-rechtswidrige EEG-Umlagebelastung

Denn § 61b Nr. 2 EEG 2017, der für die Eigenversorgung aus hocheffizienten KWK-Anlagen eine Verringerung der EEG-Umlage auf 40 Prozent gewährt, ist geltendes Recht. Anders als andere Förderregelungen des EEG oder KWKG steht die anteilige Befreiung von 60 Prozent der EEG-Umlage unter keinem gesetzlichen Genehmigungsvorbehalt. Insofern handeln Netzbetreiber, die trotzdem die volle EEG-Umlage fordern oder in ihren Abschlagsrechnungen zugrunde legen, entgegen der geltenden Gesetzeslage. Eine Nachforderung der EEG-Umlage seit dem 1. Januar 2018 oder eine Anpassung des Umfangs der EEG-Umlagebefreiung wäre nur nach einer Änderung des geltenden Rechts durch eine Neufassung des § 61b EEG 2017 zulässig.

Verfassungsrechtliche Bestandschutzgarantie für EEG-2017 Anlagenbetreiber

Eine derartige Gesetzesänderung wäre aber verfassungswidrig. Denn auch in der ursprünglichen EEG-Fassung (§ 61 Abs. 1 EEG 2014) war kein europarechtlicher Genehmigungsvorbehalt enthalten. § 98 Abs. 3 EEG 2014 sah lediglich eine Überprüfung der Bestandsanlagenregelung des § 61 Abs. 3 und 4 EEG 2014 durch die Bundesregierung bis zum Jahr 2017 mit einem „rechtzeitigen“ Vorschlag zur Neugestaltung vor. Bei den jetzt betroffenen KWK-Anlagen handelt es sich aber nicht um Bestandsanlagen nach § 61 Abs. 3 und 4 EEG 2014, sondern um nach damaliger Gesetzeslage neue KWK-Anlagen. Damit hat der Gesetzgeber ein schutzwürdiges Vertrauen für diese Anlagenbetreiber in den dauerhaften Bestand der anteiligen EEG-Umlagebefreiung begründet. Selbst wenn man der nur in englischer Sprache veröffentlichten, befristeten beihilferechtlichen Genehmigung eine den Vertrauensschutz beschränkende Wirkung zuerkennen wollte, so bezog sich diese nur auf das EEG 2014. Dass die beihilferechtlichen Bedenken der EU-Kommission mit der Novellierung durch das EEG 2017 nicht ausgeräumt waren, war jedoch nicht öffentlich bekannt und für Anlagenbetreiber nicht vorhersehbar. Da im EEG 2017 jeder Hinweis auf eine beihilferechtliche Genehmigungsbedürftigkeit des § 61 b EEG 2017 fehlt, hat der Gesetzgeber den ohnehin schon bestehenden Vertrauensstatbestand nochmals verstärkt. Eine Nichtanwendung oder Aufhebung der entsprechenden Nachfolgeregelung des § 61b Nr. 2 EEG 2017 verstößt deshalb gegen den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz aus Art. 14 GG. Insbesondere Gesetzesänderungen mit echter Rückwirkung, aber auch Gesetzesänderungen mit sog. „unechter Rückwirkung“ auf eine Investitionsentscheidung sind verfassungsrechtlich nur unter engen Voraussetzungen zulässig.

Europäischer Grundrechtsschutz

Daran ändert auch eine möglicherweise bestehende Europarechtswidrigkeit einer gesetzlichen Fördernorm nichts. Insofern überwiegt der verfassungsrechtliche Grundsatz des Vertrauensschutzes (Art. 14 GG) und des Vorrangs des Gesetzes (Art. 20 Abs. 3 GG) gegenüber der Pflicht zur Entwicklung der Europäischen Union (Art. 23 Abs. 1 GG) und den völkerrechtlichen Verpflichtungen des Staates aus dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV). Insofern gewährt Art. 6 Abs. 3 des Vertrags über die Europäische Union (EUV) einen Vorrang des (nationalen) Grundrechtsschutzes.

Keine unmittelbare Wirkung des EU-Beihilferechts zwischen Privaten

Zwar dürfen Behörden nach Einleitung eines beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens ein überprüftes Gesetz nicht vollziehen (Art. 108 Abs. 3 Satz 3 AEUV). Insbesondere dürfen Genehmigungsbescheide nicht erlassen werden. Ein bestehender Bescheid bleibt jedoch zunächst wirksam und kann erst nach Feststellung der Unwirksamkeit der gesetzlichen Grundlage nach § 49 VwVfG widerrufen werden. Insofern wurden zum Beispiel die europarechtlich ebenfalls umstrittenen EEG-Umlageentlastungen für stromkostenintensive Unternehmen nach dem EEG 2012 (und früheren Fassungen) im laufenden Befreiungsjahr nicht ausgesetzt. Obwohl die EU-Kommission bereits am 18. Dezember 2013 ein Beihilferechtsverfahren eingeleitet hatte, wurden (zu Recht) weder die Begrenzungsbescheide für das Jahr 2014 widerrufen noch die Stromvertriebe zur vollumfänglichen EEG-Umlagebelastung aufgefordert.

Wird eine Förderung unmittelbar auf Grundlage eines Gesetzes gewährt, ist ein Vollzugsverbot dagegen umstritten. Jedenfalls richtet sich das Vollzugsverbot nur an Behörden als Träger staatlicher Gewalt, die insofern dem möglicherweise gegen Europarecht verstoßenden Staat zuzurechnen sind. Begründet das europarechtlich umstrittene Gesetz aber lediglich gesetzliche Ansprüche zwischen Privaten, kann das europarechtliche Beihilfeverbot als zwischenstaatliches Recht grundsätzlich keine unmittelbare Rechtswirkung zwischen Privaten entfalten. Insofern ist die Herleitung von unmittelbaren Ansprüchen Privater aus dem EU-Primärrecht wiederum nach europäischem Recht unter bestimmten Bedingungen ausnahmsweise zulässig, die vorliegend im Fall des Art. 108 Abs. 3 AEUV jedoch nicht erfüllt sind. Danach ist die Forderung der vollen EEG-Umlage durch die Netzbetreiber auch europarechtlich weder geboten noch zulässig.

Was tun?

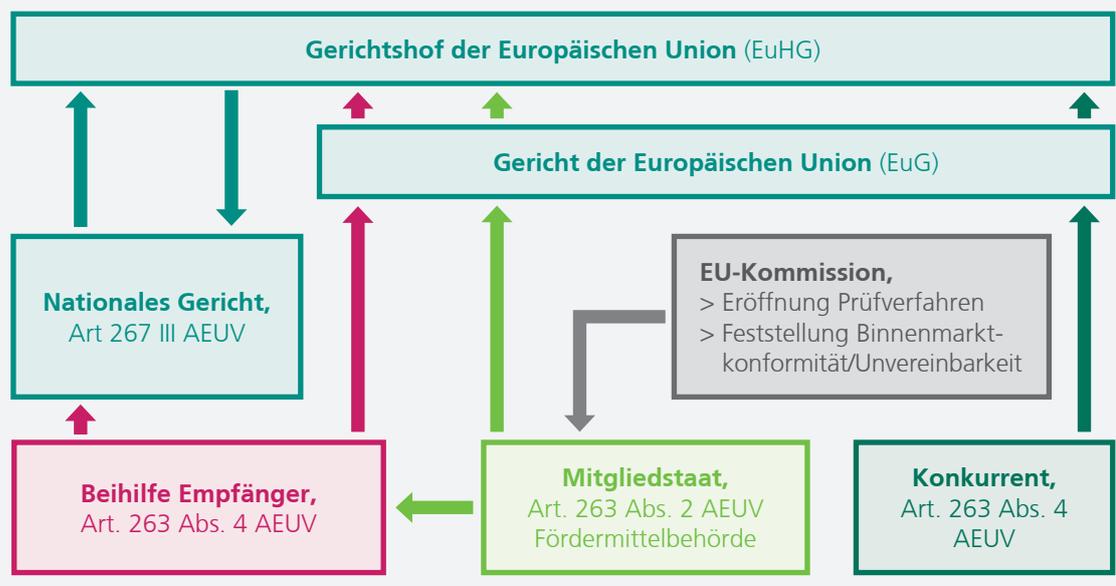
Der Gesetzgeber geht zurzeit davon aus, dass innerhalb des engen Zeitplans des angekündigten 100-Tage-Gesetzes eine nationale, beihilferechtlich genehmigungsfähige Regelung vorliegt. Dabei werden auch Umfang und Qualität des Widerstands der betroffenen KWK-Anlagenbetreiber die Verhandlungen mit der Kommission und das Gesetzgebungsverfahren beeinflussen. Unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Generalanwalts beim EuGH müssten betroffene KWK-Anlagenbetreiber aber vor allem Rechtsschutz vor dem EuGH gegen die Zurückweisung der beihilferechtlichen Genehmigung für § 61b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 einlegen. Da das Europarecht hier enge Fristen setzt, müsste kurzfristig nach der bevorstehenden Entscheidung der EU-Kommission eine Klage eingeleitet werden.

Und auch die Neuregelung des § 61b Nr. 2 EEG 2017 in dem angekündigten 100-Tage-Gesetz bietet eine Möglichkeit zum Rechtsschutz: Der – möglicherweise sogar rückwirkende – Entzug der EEG-Umlageentlastung könnte einen Verstoß gegen nationale Vertrauensschutzgrundsätze darstellen.

Schließlich ist die KWK-Umlageentlastung selbst im besten, inzwischen jedoch eher unwahrscheinlichen Fall einer europarechtlichen Genehmigung der EEG-Umlageentlastung für neue KWK-Eigenstromanlagen auch eine Liquiditätsfrage. Betroffene KWK-Anlagenbetreiber und ihre Verbände sollten deshalb neben politischen Aktivitäten (wie denen der Bundesratsinitiative) bereits frühzeitig gerichtlichen Rechtsschutz gegen die im Januar 2018 erstmals verweigerte EEG-Umlageentlastung in Anspruch nehmen. Häufig sind hier auch Verteilnetzbetreiber in ihrer Doppelfunktion als KWK-Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber gegenüber Übertragungsnetzbetreibern betroffen. Letztlich haben auch die Netzbetreiber ein Interesse an einer schnellen, rechtssicheren Klärung der Frage der EEG-Umlageerhebung, bevor hier in vielen Einzelverfahren ein erheblicher Rechtsstreitaufwand entsteht. Insofern könnte auch ein Verfahren vor der Clearingstelle EEG/KWKG eine schnelle Klärung der Rechtslage für die Branche bringen.

Beihilferechtliche Genehmigung KWK-Eigenstrom

Rechtsschutz im Beihilfeverfahren, Art. 263 AEUV



Insbesondere soweit man sich der Auffassung des Generalanwalts nicht anschließt, könnten KWK-Anlagenbetreiber Rechtsschutz vor deutschen Gerichten suchen. Dabei träge eine derartige Klage den EEG-Umlage einfordernden Netzbetreiber, soweit mit dem Hinweis des BMWi und dem gesetzgeberischen Versagen bei der Kommunikation der fehlenden beihilferechtlichen Genehmigung nicht die Bundesrepublik Deutschland mit einem Staatshaftungsanspruch in Anspruch genommen werden soll. Die europarechtlichen Implikationen könnten dabei durch eine Richtervorlage beim EuGH geklärt werden.

Schließlich liegen einer derartigen Streitigkeit letztendlich verfassungsrechtliche Vertrauens- und Bestandsschutzansprüche zugrunde, sodass nach Ausschöpfung des Rechtswegs oder im Wege der Richtervorlage auch nationaler Verfassungsschutz in Anspruch genommen werden könnte.

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com

Energierecht

> Die Abrechnung des Messstellenbetriebs durch den Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber

Von Heike Viole und Dr. Thomas Wolf

Spätestens seitdem der durch die Bundesnetzagentur vorgegebene Standard-Netznutzungsvertrag nur noch Regelungen zur Abrechnung des Messstellenbetriebs mit konventionellen Messeinrichtungen enthält, müssen Netzbetreiber und Lieferanten die Abrechnung des sog. modernen Messstellenbetriebs – soll diese nicht direkt gegenüber dem Kunden erfolgen – auf separate Füße stellen.

Bei der Abrechnung des Messstellenbetriebs insbesondere für moderne Messeinrichtungen (und zukünftig für intelligente Messsysteme) besteht nach wie vor Unsicherheit in der praktischen Handhabung im Energieversorgungsunternehmen. Netzbetreiber sehen sich einer Vielzahl von Lieferanten im Netzgebiet gegenüber. Aber auch Versorgungsunternehmen, die außerhalb des „eigenen“ Netzes vertriebllich tätig sind, müssen sich mit den Themen wie „kombinierter Energieliefervertrag“ oder „konventioneller“ beziehungsweise „moderner Messstellenbetrieb“ beschäftigen. Vor allem aber müssen sie sich die Frage stellen, wie die Abrechnung – auch im Hinblick auf die Kundenzufriedenheit – zukünftig erfolgen soll. Im integrierten Versorgungsunternehmen ist dabei vor allem auch unter Nichtdiskriminierungsgesichtspunkten zu agieren.

Wir stellen daher nachfolgend anhand der Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) und der Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum Standard-Netznutzungsvertrag (NNV)¹ und zur GPKE² und WiM³ die sich ergebenden Pflichten und den Regelungsbedarf dar und zeigen Möglichkeiten zur Ausgestaltung auf.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Das MsbG gibt den Rahmen für den Messstellenbetrieb mit konventionellen und modernen Messeinrichtungen sowie intelligenten Messsystemen vor. Gemäß § 3 Abs. 1 MsbG ist der Messstellenbetrieb Aufgabe des grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB), soweit nicht der Anschlussnutzer (oder ab 2021 der Anschlussnehmer) einen Dritten mit dem Messstellenbetrieb beauftragt hat.

§ 2 Nr. 4 MsbG definiert den grundzuständigen Messstellenbetreiber als den Betreiber von Energieversorgungsnetzen, solange und soweit er seine Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb nicht auf ein anderes Unternehmen übertragen hat, oder als jedes Unternehmen, das die Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb übernommen hat.

Die Aufnahme der Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb bedarf nach § 4 Abs. 1 MsbG grundsätzlich der Genehmigung durch die BNetzA, eine solche ist jedoch nicht erforderlich, wenn der Messstellenbetreiber als Netzbetreiber über eine §-4-Genehmigung nach EnWG verfügt. Gemäß § 45 Abs. 3 MsbG hatten gMSB bis zum 30. Juni 2017 der BNetzA die Wahrnehmung des Messstellenbetriebs schriftlich anzuzeigen. Aktuell dürften daher nahezu ausschließlich alle Netzbetreiber auch die Rolle des gMSB einnehmen. Allerdings müssen hier zwei Aufgabenbereiche unterschieden werden: einmal die „normale“ Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb (vgl. § 3 Nr. 5 MsbG) und daneben die „besondere“ Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen (mME) und intelligenten Messsystemen (iMS) (vgl. § 3 Nr. 6 MsbG).

- > Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb: die Verpflichtung zur Wahrnehmung des Messstellenbetriebs für alle Messstellen des jeweiligen Netzgebiets solange und soweit kein Dritter den Messstellenbetrieb durchführt.
- > Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen: die Verpflichtung zur Wahrnehmung des Messstellenbetriebs mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im jeweiligen Netzgebiet für diejenigen Messstellen, die mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen auszustatten sind und für die kein Dritter den Messstellenbetrieb durchführt.

Lediglich die Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen kann gemäß §§ 41 ff. MsbG auf ein anderes Unternehmen übertragen werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass die Grundzuständigkeit für die konventionellen Messeinrichtungen (kME) stets beim Netzbetreiber verbleibt.

Die Durchführung des Messstellenbetriebs bedarf grundsätzlich eines Vertrages zwischen Messstellenbetreiber und

¹ BNetzA, Festlegung zum Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag (Strom), Beschluss vom 20. Dezember 2017, Az. BK6-17-168, aktuell in der Fassung vom 26. Februar 2018.

² BNetzA, Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE), aktuell in der Fassung gemäß Beschluss vom 20. Dezember 2016, Az. BK-16-200 „Interimsmodell“.

³ BNetzA, Wechselprozesse im Messwesen (WiM), aktuell in der Fassung gemäß Beschluss vom 20. Dezember 2016, Az. BK-16-200 „Interimsmodell“.

Anschlussnutzer (oder ab 2021 Anschlussnehmer) (vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 1 MsbG). Aber: Sind Regelungen der Messstellenverträge nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 MsbG Bestandteil eines Vertrages des Lieferanten mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer zumindest über die Energiebelieferung (sog. kombinierter Vertrag), entfällt ausweislich § 9 Abs. 2 MsbG das Erfordernis eines separaten Vertrages. Besteht kein Messstellenvertrag mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer oder kein kombinierter Vertrag, kommt ein Messstellenvertrag „automatisch“ zwischen gMSB und Anschlussnutzer zustande, wenn Strom aus dem Netz der allg. Versorgung entnommen wird (vgl. § 9 Abs. 3 MsbG).

Gemäß § 7 Abs. 1 MsbG, § 17 Abs. 7 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) wird durch den Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb mit kME auch weiterhin für jede Entnahmestelle und getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, zu dem auch die Messung gehört, festgelegt. Diese Entgelte sind auch zukünftig im Rahmen des NNV abzurechnen (vgl. mehr hierzu in Abschnitt II).

Für den Messstellenbetrieb mit mME bzw. iMS sind dagegen durch den gMSB Entgelte festzulegen, die sich an die Preisobergrenzen des MsbG halten und die Bestandteil eines Messstellenvertrages sind (vgl. hierzu mehr unter Abschnitt III.).

Standard-Netznutzungsvertrag der BNetzA

Während der bis zum 31. März 2018 geltende NNV der BNetzA noch nicht zwischen dem Messstellenbetrieb mit kME, mME und iMS unterschied, stellt die seit dem 1. April 2018 geltende Fassung gleich zu Beginn in § 1 Abs. 1 NNV klar:

*„²Die Netznutzung umfasst bei konventioneller Messtechnik (Messtechnik, bei der es sich weder um eine moderne Messeinrichtung noch um ein intelligentes Messsystem handelt) auch die Durchführung des Messstellenbetriebs durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber. ³Dieser Vertrag enthält **keine Vorgaben** zum Messstellenbetrieb für Messlokationen, für die der Netzbetreiber in der Marktrolle als grundzuständiger Messstellenbetreiber zuständig ist und **die mit modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen ausgestattet sind.**“*
(Hervorhebung durch die Verfasser)

Dementsprechend sieht § 7 Abs. 2 NNV auch lediglich vor, dass der Netzbetreiber dem Netznutzer neben dem Netzentgelt ein Entgelt für den Messstellenbetrieb in Rechnung stellt, soweit er diesen als gMSB in Bezug auf konventionelle Messtechnik durchführt.

Die zur Konsultation gestellte Entwurfsfassung der BNetzA sah noch eine Vertragsklausel vor, nach der für den Fall, dass Regelungen zum Messstellenbetrieb Bestandteil eines kombinierten

Vertrages sind, diese den Vertrag zwischen dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber als gMSB ersetzen. In diesem Fall erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs durch den Netzbetreiber in der Marktrolle des gMSB gegenüber dem Lieferanten. Für den Fall, dass der Lieferant für den jeweiligen Letztverbraucher nicht die Abwicklung des Messstellenbetriebs über einen kombinierten Vertrag übernimmt, sah der Vertrag eine Bestimmung vor, dass es für die betreffende Entnahmestelle einer Vereinbarung über die Leistung des Messstellenbetriebs zwischen dem Letztverbraucher und dem gMSB bedarf bzw. dass diese dadurch zustande kommt, dass der Letztverbraucher Elektrizität aus dem Netz der allgemeinen Versorgung über einen Zählpunkt entnimmt.

Eine Übernahme dieser Regelungen in den endgültigen Mustervertrag ist aber dann doch nicht erfolgt, da, wie die BNetzA in ihrem Beschluss ausführt, nach dem MsbG die Durchführung des grundzuständigen Messstellenbetriebs bei konventioneller Messtechnik der Netznutzung zuzuordnen ist. Die Abwicklung und Abrechnung des grundzuständigen Messstellenbetriebs folgt somit bei konventioneller Messtechnik der Abwicklung und Abrechnung der Netznutzung. Damit sind für den gMSB bei konventioneller Messtechnik die im Konsultationsentwurf noch vorgesehenen Regelungen nicht relevant und wurden daher nicht übernommen.

Zwischenergebnis:

Bei kME erfolgt die Abrechnung der Entgelte für den Messstellenbetrieb (inkl. Messung) nach den allgemeinen Netznutzungspreisblättern an den jeweiligen Netznutzer auf Basis des NNV.

Messstellenverträge zwischen gMSB und Lieferant

Etwas „komplizierter“ wird es jedoch, wenn an den betreffenden Entnahmestellen bereits mME installiert sind bzw. zukünftig werden, für die der Netzbetreiber als gMSB verantwortlich ist. Hier können über den neuen NNV keine Entgelte gegenüber den Lieferanten abgerechnet werden.

Die gesetzliche Grundkonstellation sieht eigentlich vor, dass der Messstellenbetreiber die Abrechnung direkt gegenüber dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer auf Basis eines Messstellenvertrages vornimmt. Dies hätte zur Folge, dass der Kunde letztlich zwei Rechnungen erhalten würde: eine vom Messstellenbetreiber und eine von seinem Lieferanten. Liegt jedoch ein kombinierter Vertrag vor, hindert dieser schon das Zustandekommen eines Messstellenvertrages mit dem gMSB. In diesem Fall bestünde mithin schon kein Anspruch des gMSB gegenüber dem Anschlussnutzer auf Abrechnung der Entgelte. Einen solchen hätte lediglich der Lieferant aus dem mit seinem Kunden geschlossenen kombinierten Vertrag. Es bedarf insofern einer vertraglichen Regelung, die das Verhältnis zwischen gMSB und Lieferant regelt und somit die „Lücke“ in der Zahlungsabwicklung schließt.

Für dieses Vertragsverhältnis gibt es keine regulatorische Vorgabe durch die BNetzA. Vielmehr existieren in der Praxis verschiedene Musterverträge, z.B. von BDEW/VKU oder durch Vertriebsunternehmen selbst entworfene Verträge.

Da der Vertrag ausweislich § 9 Abs. 1 Nr. 2 MsbG „auf Verlangen des Lieferanten“ zu schließen ist, besteht kein Anspruch des gMSB gegen den Lieferanten, mit dem er diesen „zwingen“ könnte, für ihn abzurechnen. Auch ein Recht, den mit dem Lieferanten zu schließenden Vertrag vorzugeben, gibt es insofern nicht, als der Lieferant im Zweifel auch auf den Abschluss des Vertrages (und die Abrechnung für den gMSB) verzichten könnte. Regelmäßig haben aber sowohl der gMSB als auch der Lieferant ein Interesse an der Beibehaltung der bisherigen Abrechnungspraxis: der gMSB, weil er den zusätzlichen Aufwand scheut und der Lieferant, da er seinen kombinierten Vertrag erfüllen muss und darüber hinaus den Kontakt eines weiteren Energieversorgers zu seinem Kunden – sei es auch der Netzbetreiber – vermeiden möchte.

Bei der Gestaltung der zwischen ihnen abzuschließenden Vereinbarung steht es dem gMSB und dem Lieferanten frei, anstelle z.B. des Verbändemusters auch eine individuelle Regelung zu treffen, die sich freilich im Rahmen der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben halten muss. Grundsätzlich dürfte auch eine bloße „formlos“ ausgetauschte Vereinbarung, dass der Lieferant die Entgelte für den Messstellenbetrieb mit abrechnet, genügen. In diesem Fall sollten aber zumindest die wesentlichen Inhalte geregelt sein, insbesondere die Anwendung der WiM-Prozesse (mehr dazu unter Abschnitt IV).

Da die beteiligten Akteure – schon um zusätzlichen Aufwand zu vermeiden – die Abrechnung von Anfang richtig machen wollen, empfiehlt es sich, die wesentlichen Eckpunkte bereits frühzeitig abzuklären.

Zwischenergebnis:

Bei mME/iMS kann die Abrechnung der Entgelte für den Messstellenbetrieb (inkl. Messung) des gMSB an den jeweiligen Lieferanten auf Basis einer – grundsätzlich frei gestaltbaren – vertraglichen Vereinbarung erfolgen. Voraussetzung ist jedoch, dass zwischen dem Kunden und dem Lieferanten ein kombinierter Vertrag vorliegt. Ansonsten würde es sich

um eine Inkassodienstleistung des Lieferanten für den gMSB handeln.

Geschäftsprozesse der GPKE und der WiM

Die Abrechnung der Entgelte für den Messstellenbetrieb gegenüber dem Lieferanten erfolgt entweder über die GPKE, nämlich bei kME, wenn die Abrechnung Bestandteil der Netznutzungsrechnung ist oder über die WiM, wenn es sich um den Messstellenbetrieb mit mME oder iMS handelt. Die WiM sieht aber auch vor, dass die Abrechnung des Messstellenbetriebs nach entsprechender vertraglicher Vereinbarung im Rahmen des Prozesses der Netznutzungsabrechnung erfolgen kann.

Für die Abrechnung des Messstellenbetriebs ist in der WiM – es sei denn etwas anderes ist vertraglich vereinbart – von der Grundeinstellung auszugehen, dass die Rechnungsabwicklung vom gMSB an den Anschlussnutzer erfolgt. Der gMSB ist verpflichtet, dem Lieferanten ein Angebot zur Übernahme des Entgelts für den Messstellenbetrieb vorzulegen, wenn der Messstellenbetrieb über den Lieferanten abgerechnet werden kann. Im Falle der Bestätigung des Angebots kommt dann eine Vereinbarung zur Rechnungsabwicklung über den Lieferanten zustande. Auch der Lieferant kann eine Anfrage zur Übernahme des Entgelts starten.

Im Fall, dass der Lieferant einen „all inclusive“-Vertrag mit dem Kunden geschlossen hat, wird bei einer Meldung des Lieferanten gegenüber dem gMSB davon ausgegangen, dass der Lieferant die entsprechenden Vollmachten besitzt, ein ggf. direktes Vertragsverhältnis zwischen gMSB und Kunde aufzuheben.

Die Abrechnung des Messstellenbetriebs von mME/iMS gegenüber den Lieferanten ist dabei grundsätzlich in der Marktrolle (g)MSB in einer separaten „MSB-Rechnung“ vorzunehmen. Hiervon kann ggf. vertraglich abgewichen werden.

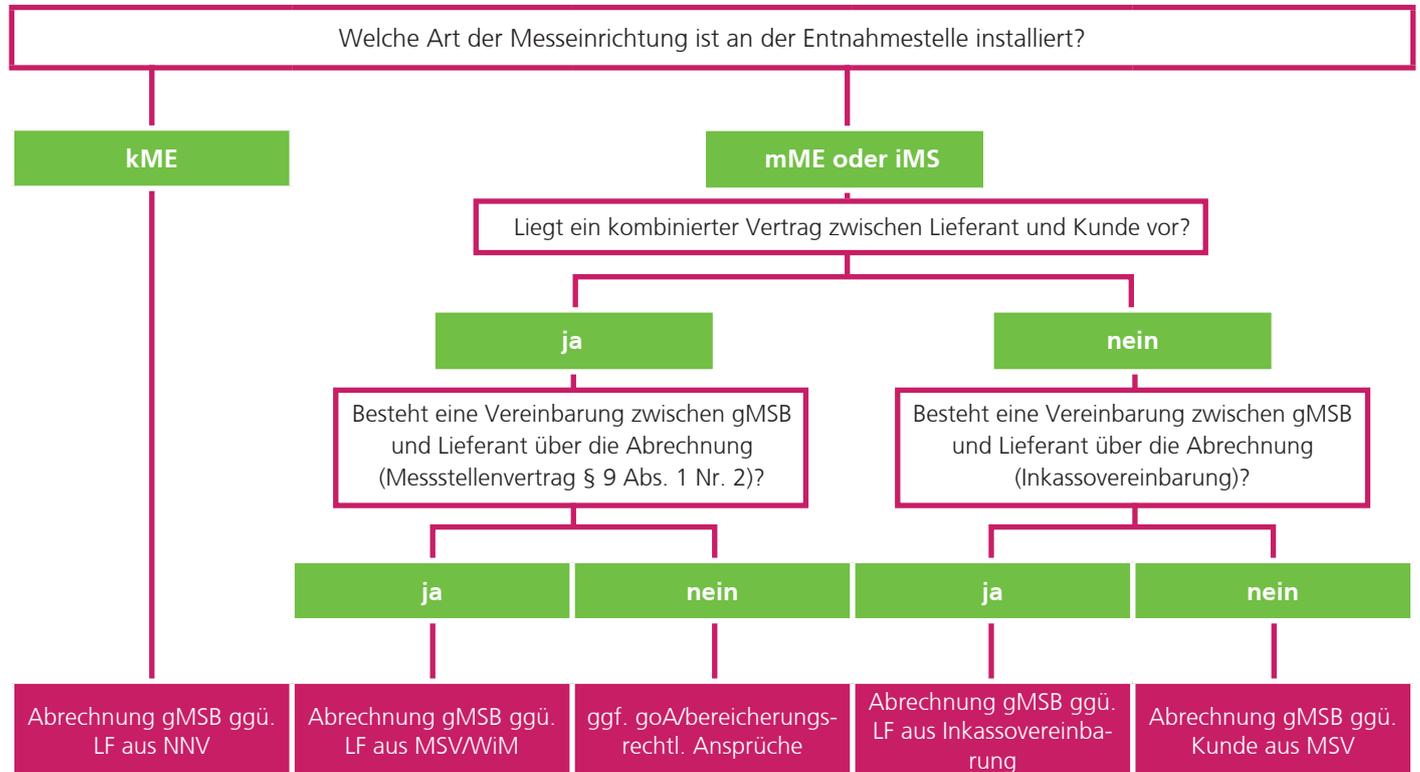
Zwischenergebnis:

Die GPKE und die WiM sehen die für die Vereinbarung der Abrechnung des Messstellenbetriebs wesentlichen Willenserklärungen vor. Abweichungen müssen gesondert vertraglich vereinbart werden.

Zusammenfassung

Um als gMSB oder Lieferant im „Abrechnungsdickicht“ im Bereich Messstellenbetrieb den Durchblick zu behalten, bedarf es im Wesentlichen der folgenden Prüfungsschritte:

Die Ausführungen zeigen: Der Messstellenbetrieb wird durch das MsbG sehr komplex. Eine gute Vorbereitung, was das Vertragswesen angeht, ist daher unerlässlich. Wir unterstützen Sie gerne.



Kontakt für weitere Informationen:



Heike Violen

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (89) 92 87 80-360

E-Mail: heike.violen@roedl.com



Dr. Thomas Wolf LL.M.

Rechtsanwalt, cert. Compliance Officer

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 18

E-Mail: thomas.wolf@roedl.com

Energiewirtschaft

> Stromlieferungen im Quartier

Teil 1: Voraussetzungen von Kundenanlagen gemäß § 3 Nr. 24a Energiewirtschaftsgesetz in Abgrenzung zum Stromnetz der allgemeinen Versorgung

Von Heike Viole und Daniel Richard

Veränderungen machen bekanntlich auch vor dem Strommarkt nicht halt. Durch die Energiewende werden zentrale (Groß-) Erzeugungsanlagen stetig durch kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen abgelöst. Seit einiger Zeit lässt sich zudem beobachten, dass ein weiterer „Akteur“ auf dem Markt in Erscheinung tritt: der Energiespeicher. Die Energiewirtschaft scheint sich mit der Einordnung dieses neuen Akteurs allerdings mitunter (noch) schwer zu tun: Ist er Verbraucher? Erzeuger? Teil des Verteilernetzes? Oder von allem ein bisschen?

Ausgangspunkt: Stromseitige Erschließung von Quartieren

Quartierskonzepte sind derzeit in aller Munde. Städte entwickeln neue Wohn- und Gewerbequartiere landauf, landab. Gefragt sind Ideen und Lösungen, um die Anforderungen und die Komplexität moderner Stadtentwicklung zu lösen, beispielhaft sei die Integration von Park- und Lademöglichkeiten der E-Mobilität in Großstädten genannt. Gefragt sind seitens der Kommunen und der Wohnungswirtschaft zunehmend auch moderne energetische Quartierskonzepte. Damit gehen Erwartungen an die Energiewirtschaft einher, da sich dieser so auch Chancen für neue Geschäftsmodelle bieten.

Wirtschaftlich nachvollziehbar bleibt die Wärmeversorgung das „Ausgangsgeschäftsmodell“ für Stadtwerke und Energieversorger insbesondere im Quartier. Doch viele Versorger übernehmen mittlerweile auch die dezentrale KWK- oder PV-Stromlieferung innerhalb eines Quartieres. Diese Konzepte sind in der Vergangenheit häufig vernachlässigt worden, da die stromseitige Erschließung von Quartieren aufgrund der Regulierungs- und Gesetzesvorgaben deutlich komplexer ist als der Aufbau einer dezentralen Wärmeversorgung.

Oftmals erfolgt die Stromdurchleitung im Quartier dabei durch eine sogenannte Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24 a) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Eine vertiefte Auseinandersetzung mit dieser Materie fand indessen regelmäßig nicht statt.

Wir möchten daher in einer dreiteiligen Serie auf Problemstellungen und mögliche Lösungsansätze im Bereich der Quartiersversorgung aufmerksam machen. In diesem ersten Teil beleuchten wir die Voraussetzungen der Kundenanlage in Abgrenzung zum Stromnetz (der allgemeinen Versorgung). Anknüpfungspunkte sind ein aktueller Beschluss des Oberlandesgerichts Frankfurt am Main (OLG Frankfurt) und zwei Entscheidungen der Bundesnetzagentur (BNetzA), die sich vertieft mit den Voraussetzungen und Rechtsfolgen von Kundenanlagen im Bereich von Wohn- und Gewerbequartieren beschäftigen.

Regulierungsgrundlagen: Abgrenzung Stromnetz der allgemeinen Versorgung, geschlossenes Verteilernetz, Kundenanlage

Abzugrenzen von der Kundenanlage sind das Stromnetz (vgl. § 3 Nr. 16 EnWG) – ggf. in der besonderen Ausprägung des Netzes der allgemeinen Versorgung, § 3 Nr. 17 EnWG – und das geschlossene Verteilernetz (vgl. § 110 EnWG). Diese Abgrenzung ist entscheidend, da sie sich unmittelbar auf die Regulierungsbefähigung der Energieanlage auswirkt. Erschwerend kommt hinzu, dass der Gesetzgeber die Abgrenzung nicht als eine Thematik behandelt, sondern die Voraussetzungen und Definitionen an den unterschiedlichsten Stellen im Energiewirtschaftsgesetz geregelt hat. Die Voraussetzungen und Rechtsfolgen im Überblick:

Kundenanlage	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verbindung mit einem Stromnetz der allg. Versorgung oder einer Stromerzeugungsanlage ■ Unbedeutend für Wettbewerb (grds. wenige Kunden und geringe Strommengen) ■ räumlich zusammengehörendes Gebiet ■ Unentgeltliche Zurverfügungstellung der Infrastruktur, d.h. grds. keine Abrechnung von Netzentgelten zulässig <p>> Folge: Ausgenommen von Regulierungsvorgaben</p>
Geschlossenes Verteilernetz	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einstufung als gVN erfolgt durch Regulierungsbehörde nach Antragstellung ■ Stromversorgung auf Industrie- oder Gewerbegebiet ■ Grds. keine Haushaltskundenversorgung im gVN zulässig <p>> Folge: Eingeschränkte Regulierung (insbes. keine Anreizregulierung)</p>
Stromnetz der allgemeinen Versorgung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netze, die der Verteilung an nicht von vornherein bestimmte Letztverbraucher dienen, sondern grundsätzlich allen offen stehen ■ Alle anderen Versorgungseinrichtungen <p>> Folge: Vollständige Regulierung</p>

Der Begriff des Energieversorgungsnetzes gemäß § 3 Nr. 16 EnWG erfasst Stromnetze aller Spannungsebenen und überspannt damit alle spezielleren Netzbegriffe des EnWG. Unter dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung im Sinne des § 3 Nr. 17 EnWG versteht man im Besonderen Netze, die der Verteilung von Energie an nicht von vornherein bestimmte Letztverbraucher dienen, sondern grundsätzlich allen offen stehen. Hierunter fallen regelmäßig alle Versorgungseinrichtungen, die keine Kundenanlagen sind. Die Begriffe der Kundenanlage einerseits und des Energieversorgungsnetzes andererseits schließen sich vielmehr aus. Dieses Verständnis ist schon unionsrechtlich geboten, da nach den europäischen Richtlinien Energieversorgungsnetze zwingend der Regulierung unterliegen (Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der BNetzA zu geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG vom 23. Februar 2012, S. 8).

Im Fokus steht demzufolge die Abgrenzung der Kriterien für das Stromnetz der allgemeinen Versorgung einerseits und die der Kundenanlage andererseits. Geregelt sind die Voraussetzungen der „allgemeinen“ Kundenanlage in § 3 Nr. 24 lit. a) und der Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung in § 3 Nr. 24 lit. b) EnWG. Diese unterliegen jeweils nicht der Regulierung und sind daher für die Realisierung von Quartierskonzepten besonders interessant. Ihre Betreiber haben nur die Anforderungen an Energieanlagen nach § 49 EnWG und des Kartellrechts (GWB) zu beachten.

Das – an dieser Stelle nicht näher untersuchte – geschlossene Verteilernetz ist in § 110 EnWG definiert. Die Einstufung als solches erfolgt durch die zuständige Behörde. Für den Betrieb von Versorgungseinrichtungen im Wohnquartier scheidet das geschlossene Verteilernetz schon daher als mögliches Modell aus, weil die gesetzliche Regelung in § 110 Abs. 2 S. 2 EnWG ausdrücklich regelt, dass die Einstufung nur erfolgt, „wenn keine Letztverbraucher, die Energie für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, über das Netz versorgt werden oder nur eine geringe Zahl von solchen Letztverbrauchern, wenn diese ein Beschäftigungsverhältnis oder eine vergleichbare Beziehung zum Eigentümer oder Betreiber des Netzes unterhalten.“

Voraussetzungen von Kundenanlagen gemäß § 3 Nr. 24 a/b EnWG

Voraussetzung für eine Kundenanlage ist gemäß § 3 Nr. 24 a) EnWG das Vorliegen einer Energieanlage zur Abgabe von Energie, die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befindet, mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden und unbedeutend für den Wettbewerb ist, wobei v.a. die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher und die durchgeleiteten Mengen maßgeblich sind. Des Weiteren ist die unentgeltliche und diskriminierungsfreie Zurverfügungstellung für die Durchleitung erforderlich, das heißt, es dürfen keine – auch keine „versteckten“ – Netzentgel-

te erhoben werden. Beispielhaft für eine Kundenanlage ist die Anbindung einer PV-Anlage oder eines BHKW in einem Mehrfamilienhaus.

§ 3 Nr. 24 b) EnWG definiert die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung. Hierbei handelt es sich um eine Energieanlage zur Abgabe von Energie, die sich auf einem räumlich zusammengehörigen Betriebsgebiet befindet, mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden ist und fast ausschließlich der Versorgung des eigenen oder von verbundenen Unternehmen dient. Auch hier ist die unentgeltliche und diskriminierungsfreie Zurverfügungstellung für die Durchleitung Voraussetzung. Als klassisches Einsatzbeispiel einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung ist ein Krankenhaus mit extern betriebener Cafeteria zu nennen.

Da es sich bei den Voraussetzungen für das Vorliegen einer Kundenanlage um unbestimmte Rechtsbegriffe handelt, bedürfen sie insbesondere in Zweifelsfällen der Auslegung durch die Regulierungsbehörden und die Gerichte. Im Nachfolgenden werden drei aktuelle Entscheidungen dargestellt, die sich vertieft mit den Voraussetzungen der „allgemeinen“ Kundenanlage gemäß § 3 Nr. 24 a) auseinandersetzen.

Aktuelle Entscheidungen zur Bestimmung von „allgemeinen“ Kundenanlagen

Die BNetzA hat mit zwei Beschlüssen die Voraussetzungen für das Vorliegen einer Kundenanlage konkretisiert. Auch das OLG Frankfurt hat in einer kürzlich getroffenen Entscheidung wichtige Klarstellungen zum Kundenanlagenbegriff getroffen.

Frage der räumlichen Abgrenzung einer Kundenanlage und der Anzahl der Wohneinheiten innerhalb einer Kundenanlage – BNetzA, Beschluss vom 3. April 2017 (Az. BK6-15-166)

In der GEWOBA-Entscheidung (Beschluss vom 3. April 2017 – BK6-15-166) befasst sich die BNetzA mit zwei großflächigen, jeweils mit Mehrfamilienhäusern bebauten Arealen, auf denen ein Unternehmen je ein BHKW zur Strom- und Wärmeversorgung errichten wollte. Ein Gebiet wird dabei von einer vierspürigen Straße durchquert, die mit einer Ampel versehen ist. Das andere Gebiet durchquert eine reine Anliegerstraße. Es befinden sich auf einem Areal 457 Wohnungen und auf dem anderen 515 Wohnungen. Die BNetzA befasst sich hier vor allem mit den Kriterien des räumlich zusammengehörenden Gebiets und der erforderlichen mangelnden Bedeutung für den Wettbewerb.

Zunächst stellt die BNetzA fest, dass durchquerende Straßen das räumlich zusammengehörige Gebiet in der Regel stören, wobei sich aber aus den Umständen des Einzelfalls etwas ande-

res ergeben könne. Die streitgegenständliche vierspurige Straße würde in der Gesamtschau mit den weiteren örtlichen Gegebenheiten vorliegend den zusammenhängenden Charakter des Gebietes unterbrechen. Sie sei als räumliches Hindernis zu bewerten, das nicht ohne Weiteres überwunden werden könne, wie etwa reine Anliegerstraßen oder Zubringer, die ein ursprünglich zusammenhängendes Gebiet bloß erschließen. Auch das Vorliegen einer Ampelanlage spreche laut BNetzA nicht für ein einheitliches Gesamtbild, sondern sei eher als Indiz für den schwer überwindbaren Charakter der Straße zu sehen.

Bezüglich des zweiten Areals erklärt die BNetzA, dass eine Straße, die aus Sicht eines objektiven Betrachters lediglich die Qualität einer reinen Anliegerstraße habe und somit nur zur Nutzbarmachung des Gebietes diene, – wenn nicht andere Umstände dagegensprächen – in der Regel ein zusammengehöriges Gebiet nicht stört. In einer solchen Konstellation sei die Straße weniger als trennendes Element, sondern als erforderliche Verbindung des Gebietes anzusehen.

Jedoch statuiert die BNetzA in dieser Entscheidung, dass die bloße Anzahl der angeschlossenen und zu versorgenden Letztverbraucher, wenn sie so hoch ist wie im streitgegenständlichen Fall, schon allein aus qualitativen Gründen zur Regulierungsbedürftigkeit der Energieanlage führt, ohne dass noch weitere Merkmale hinzutreten müssen. Im Ergebnis hat die BNetzA das Vorliegen einer Kundenanlage in dem konkreten Fall verneint. Hierzu hat sie sich nicht auf die von ihr umfassend diskutierte räumliche Abgrenzung des Gebietes berufen, sondern vielmehr ausschließlich auf die Vielzahl der Letztverbraucher im Gebiet (ca. 400 bis 500 Wohneinheiten). Nach Auffassung der BNetzA sei dies mit den Vorgaben aus § 3 Nr. 24 a) EnWG nicht vereinbar.

Frage des räumlichen Zusammenhangs von Kundenanlagen – BNetzA, Beschluss vom 27. Juli 2017 (Az. BK6-16-279)

Die folgende Entscheidung der BNetzA (Beschluss vom 27. Juli 2017 – BK6 -16-279) befasst sich mit einer Reihenhaussiedlung, bestehend aus 20 Häusern, die von einer öffentlichen Straße gequert wird, die nach dem Bebauungsplan als verkehrsberuhigte reine Anliegerstraße nur die Erschließung der Siedlung bezweckt. Auch hier sollte ein gemeinsames BHKW für eine dezentrale Stromversorgung der angeschlossenen Haushalte sorgen.

Im Anschluss an die GEWOBA-Entscheidung legt die BNetzA hier zum ersten Mal Kriterien zur Ermittlung fest, ob eine Straße im jeweiligen Fall die räumliche Einheit eines Gebietes stört. In die notwendige Einzelfallbetrachtung sind nach Auffassung der Behörde einzubeziehen:

- > Bauart und Ausmaß der Verkehrsquerung(en)
- > Charakter der Straße als Hauptverkehrsstraße oder zum Zweck der Erschließung des Gebietes sowie
- > Art und Ausmaß der Nutzung

Die BNetzA differenziert damit zwischen verschiedenen Arten von Straßen und entscheidet in einer wertenden Einzelfall- und Gesamtbetrachtung anhand der von ihr herausgearbeiteten Kriterien, ob die gegebene Straßenquerung geeignet ist, den räumlichen Zusammenhang eines Gebietes zu trennen oder nicht.

Zudem betont sie, dass gemeinsam genutzte Versorgungsleitungen nicht über einen fehlenden räumlichen Zusammenhang hinweghelfen und dass die Auslegungen zum „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ in § 3 Nr. 19 EEG 2017 sowie zu „im räumlichen Zusammenhang“ in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nicht auf die Definition der Kundenanlage übertragbar sind. Im Ergebnis hat die BNetzA entschieden, dass die betreffende Straße den Charakter des Gebietes nicht unterbricht, da sie eine reine Anliegerstraße sei, die nahezu ausschließlich der Erschließung diene. Zudem liegen auch die zu den Häusern gehörenden Stellplätze auf der anderen Straßenseite. Somit bestätigte die BNetzA im Ergebnis das Vorliegen einer Kundenanlage.

Frage der unentgeltlichen Zurverfügungstellung der Infrastruktur und der Anzahl der innerhalb einer Kundenanlage versorgten Kunden – OLG Frankfurt am Main, Beschluss vom 8. März 2018 (Az. 11 W 40/16)

Mit der Abgrenzung der Kundenanlage hat sich jüngst auch das OLG Frankfurt (Az. 11 W 40/16) umfassend befasst.

Ausgangssituation

Genstand des Streits war ein neu errichtetes Mehrfamilienhausareal mit ca. 440 Wohneinheiten in 7 Wohngebäuden. Das architektonisch einheitlich geplante Areal wurde von einer Erschließungsstraße durchschnitten. Ein Tochterunternehmen des Immobilienbetreibers bot den Nutzern die Versorgung mit Strom an. Dabei war die Einstufung als Kundenanlage messtechnische und wirtschaftliche Grundlage des Versorgungskonzepts. Der Netzeigentümer und der Netzbetreiber gingen jedoch davon aus, dass es sich bei den Stromverteilungsanlagen um ein Energieversorgungsnetz handelt. Die daraufhin mit der Angelegenheit befasste Landesregulierungsbehörde Hessen stufte die betreffende Energieanlage als Kundenanlage nach § 3 Nr. 24 a) EnWG ein.

Entscheidungsgründe

Das OLG Frankfurt hat das Vorliegen der Voraussetzungen einer Kundenanlage jedoch in seiner Entscheidung verworfen. Nach Auffassung des OLG Frankfurt konnte durch den beweisbelasteten Betreiber der Stromverteilungsanlagen nicht nachgewiesen werden, dass diese jedermann unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden. Dies ist ein zentrales Kriterium für die Annahme einer Kundenanlage. Insofern dürfen keine verbrauchsabhängigen Entgelte für den Betrieb der Anlage erhoben werden, die ein wirtschaftliches Eigeninteresse begründen, das wiederum für eine Regulierungsbedürftigkeit spräche.

Das OLG Frankfurt hatte zwar keine Bedenken hinsichtlich der Voraussetzung, dass die Anlage jedermann zur Verfügung gestellt wird, die Unentgeltlichkeit der Zurverfügungstellung ließ sich nach Auffassung des Gerichts jedoch nicht sicher feststellen. Unentgeltlichkeit bedeutet dabei zunächst vordergründig, dass der Betreiber einer Kundenanlage kein Nutzungsentgelt von durchleitenden Energielieferanten fordern darf. Allerdings darf den Kunden auch kein verbrauchsabhängiges weiteres Entgelt für den Betrieb der Anlage in Rechnung gestellt werden. Die Gesetzesbegründung sieht es als zulässig an, wenn eine Kundenanlage im Rahmen eines vertraglichen Gesamtpaketes zur Verfügung gestellt wird (z.B. im Rahmen eines Miet- oder Pachtvertrages) oder eine verbrauchsunabhängige Umlage der mit dem Kundenanlagenbetrieb verbundenen Kosten erfolgt.

Das Gericht vertritt die Auffassung, dass die Höhe der den Kunden berechneten Preise vermuteten lässt, dass hier – verbrauchsbezogene – „Netzkosten“ enthalten sind, da sich eine nicht nachvollziehbar erläuterte Differenz im Rahmen der Strompreiskalkulation ergäbe, die auch nicht mit „fehlenden“ Synergieeffekten erklärbar sei. Umgekehrt gelang es dem betreffenden Unternehmen nicht, darzulegen, wie die Kosten – verbrauchsunabhängig – an die Kunden weitergegeben werden.

Daneben setzte sich das OLG Frankfurt auch mit den übrigen Voraussetzungen der Kundenanlage, insbesondere auch mit dem Merkmal auseinander, ob die betreffende Energieanlage für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Strom unbedeutend ist.

Hinsichtlich der maßgeblichen Anzahl von betreffenden Letztverbrauchern bezieht sich das OLG Frankfurt unter anderem auch auf die Beschlusspraxis der BNetzA. Hiernach überschreitet die Versorgung von 457 bzw. 515 Wohnungen eine Grenze, ab der nicht mehr von einer Bedeutungslosigkeit ausgegangen werden könne, sofern nicht im jeweiligen Einzelfall sonstige Tatsachen hinzutreten, die eine andere Einschätzung nahelegen. Bei einer Anzahl von deutlich über 100 angeschlossenen Letztverbrauchern könne nicht mehr ohne Weiteres davon ausgegangen werden, dass dies unbedeutend für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs sei.

Ankommen kann es dabei weder auf eine relative Größe des betreffenden Areals im Verhältnis zur Ausdehnung des vorgelagerten Netzes noch auf das Verhältnis der durchgeleiteten Energie in der vermeintlichen Kundenanlage und dem vorgelagerten Netz. Zu Recht, denn für den Begriff der Kundenanlage kann es nicht auf die Verhältnisse in einem bestimmten Netzgebiet ankommen. Würde man dies unterstellen, wäre dieselbe Anlage ggf. in einem kleineren Netzgebiet nicht mehr als Kundenanlage zu qualifizieren, während in einem größeren Netzgebiet die Voraussetzungen noch erfüllt sein könnten. Vielmehr ist maßgeblich eine gewisse Übersichtlichkeit/deutliche Abgrenzbarkeit

der versorgten Personenanzahl. Auch die geografische Ausdehnung dürfte nach Ansicht des Gerichts in Übereinstimmung mit der eingeholten Stellungnahme der Bundesnetzagentur wohl Ausmaße überschreiten, die der Gesetzgeber bei der Schaffung der Regelungen über Kundenanlagen im Auge hatte.

Ausblick

Das OLG Frankfurt hat keine Rechtsmittel gegen die Entscheidung zugelassen, da es die grundsätzliche Bedeutung seiner Entscheidung oder das Erfordernis der Fortbildung des Rechts durch den Bundesgerichtshof (BGH) abgelehnt hat. Abzuwarten bleibt insofern, ob der BGH ggf. eine Nichtzulassungsbeschwerde annimmt.

Fazit

Wegen des Anreizes der „Regulierungsfreiheit“ wird der Begriff der Kundenanlage heftig diskutiert und ist in seinen einzelnen Facetten noch sehr umstritten. So hatte z.B. noch die Landesregulierungsbehörde Hessen keine Hindernisse für die Einstufung des im Beschluss des OLG Frankfurt streitgegenständlichen Areals als Kundenanlage gesehen. Durch die aktuellen Entscheidungen der BNetzA und des OLG Frankfurt ist teilweise Klarheit bezüglich der Definition geschaffen worden. Es bedarf jedoch wohl weiterer höchstrichterlicher (Grundsatz-)Entscheidungen, um eine zweifelsfreie eindeutige Definition der Kundenanlage zu ermöglichen und ihre Abgrenzung von anderen Energienetzen zu vereinfachen. Gemeinsam haben die Entscheidungen der BNetzA und des OLG Frankfurt die grundsätzliche Feststellung, dass die Kundenanlage einen Ausnahmetatbestand darstellt und ihre Definition daher eng auszulegen ist. Es ist wohl zu erwarten, dass diese Tendenz in der Rechtsprechung fortgeführt werden wird.

In der Praxis fragt sich nun, wie Stadtwerke und andere Energieversorgungsunternehmen nach diesen Entscheidungen idealerweise verfahren sollten.

Insbesondere stellt sich die Frage, ob eigene Quartiers- und Mieterstromprojekte des Energieversorgungsunternehmens „sauber“ aufgestellt sind. Liegt ein solches Projekt vor, sollte sorgfältig geprüft werden, ob es sich bei den Energieanlagen um Kundenanlagen handelt und ob die oben beschriebenen gesetzlichen Voraussetzungen erfüllt sind. Werden die Stromerzeugungsanlagen beispielsweise jedermann unentgeltlich zur Verfügung gestellt? Wie groß ist die Anzahl der Letztverbraucher und versorgt die Anlage ein räumlich zusammengehöriges Gebiet?

Liegen die Voraussetzungen einer Kundenanlage vor, müssen anschließend die Rollen der verschiedenen Akteure bestimmt werden. Vor allem ist fraglich, wer Betreiber der Kundenanlage ist. Zu beachten ist hierbei insbesondere, dass der Netzbetreiber regelmäßig nicht zugleich Kundenanlagenbetreiber sein kann.

Für Netzbetreiber stellt sich des Weiteren die Frage, ob Dritte in ihrem Netzgebiet Kundenanlagen betreiben bzw. ob im Rahmen eines entsprechenden Netzanschlussbegehrens als Kundenanlage deklarierte Anlagen tatsächlich die gesetzlichen Voraussetzungen erfüllen. Im Kontext der Netzanschlusspflicht gemäß §§ 17, 18 EnWG sollten die Netzbetreiber gründlich prüfen, ob es sich bei eventuellen Stromerzeugungsanlagen von Dritten um Kundenanlagen oder doch um regulierungspflichtige Netze handelt. Sollten die Voraussetzungen nicht vorliegen, kommt eine Ablehnung des Netzanschlussbegehrens als Kundenanlage durch den Netzbetreiber in Betracht. Im Falle einer Ablehnung muss der Netzbetreiber jedoch damit rechnen, dass der „verhinderte“ Kundenanlagenbetreiber ein besonderes Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG bei der Regulierungsbehörde einleitet. Wie den obigen Entscheidungen zu entnehmen ist, legt die BNetzA die Voraussetzungen der Kundenanlage als Ausnahmetatbestand eng aus. Dennoch ist den Netzbetreibern in jedem Falle eine umfassende Prüfung des Kundenanlagenstatus im Vorfeld der Anschlussverweigerung zu empfehlen, um einer negativen Entscheidung der Regulierungsbehörden vorzubeugen.

Kontakt für weitere Informationen:



Heike Viole

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (89) 92 87 80-360

E-Mail: heike.viole@roedl.com



Daniel Richard

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-225

E-Mail: daniel.richard@roedl.com

Personal

> Die Vergütungsstruktur von Stadtwerken erfordert eine Überprüfung

Von Christian Riess und Benjamin Zwinscher

Im Wettbewerb um Fachkräfte ist eine faire und marktgerechte Vergütung nur durch eine Gehaltsanalyse, eine aktuelle Stellenbewertung und eine transparente Eingruppierung in den Tarifvertrag zu erreichen.

Die rasante Transformation der Energiewirtschaft zur Energielandschaft von morgen führt bei Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern zwangsläufig zu strukturellen und inhaltlichen Veränderungen in der Aufbau- und Ablauforganisation mitsamt ihren Aufgaben.

Wandelnde Vorschriften und Energiewirtschaftsgesetze, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Digitalisierung der Unternehmensprozesse sowie der Aufbau immer neuer Energiedienstleistungen erfordern daher nicht nur Flexibilität und Veränderungsbereitschaft der Mitarbeiter, sondern auch neues Know-how. Im Zuge dessen zeigt sich vielerorts, dass die historisch gewachsene Vergütungsstruktur den derzeitigen Anforderungen häufig nicht mehr standhält.

Im Wettbewerb um Fachkräfte muss für externe Neueinstellungen teilweise mehr bezahlt werden, was verdiente interne Leistungsträger oftmals zu Recht als ungerecht empfinden. Darüber hinaus kommt es im Rahmen der neuen Aufgabenprofile nicht nur zu einfachen Verschiebungen von Teiltätigkeiten, sondern teilweise auch zu ganz neuen Funktionen, die nichts mehr mit der früheren Eingruppierung in den Tarifvertrag gemeinsam haben und damit mit dem Stelleninhaber unvereinbar sind. Diese wahrgenommene Schieflage einer veralteten Bewertungsstruktur steht der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern in Anbetracht der aktuellen Herausforderungen zunehmend im Weg.

Daher gewinnt bei vielen Geschäftsführern und Entscheidungsträgern von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern eine „faire und marktgerechte Vergütung“ gerade an Bedeutung, verbunden mit der Entscheidung, die historisch gewachsene Vergütungsstruktur auf den Prüfstand zu stellen und damit den negativen Entwicklungen zu begegnen.

Als ein zentrales Steuerungsinstrument der Personalentwicklung soll eine transparente Vergütungsstruktur durch eine sachgerechte Eingruppierung in den jeweiligen Tarifvertrag (TV-V oder TVöD) aktuelle und systematische Informationen über die unterschiedlichen Wertigkeiten von Funktionen in den einzelnen Unternehmensbereichen sicherstellen.

Des Weiteren kann die Systematisierung neben der Führungslaufbahn auch die Fachlaufbahn aufwerten. Darüber hinaus

gibt die Eingruppierung in den Tarifvertrag auch die Zielsetzungen und Planungen des jeweiligen Unternehmens wieder, da sie die tatsächlichen, nachvollziehbaren Strukturen der Organisation widerspiegelt. Unstimmigkeiten im Bewertungsgefüge werden damit vermieden.

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

1. Bestandsaufnahme des Status quo

Im Rahmen der Bestandsaufnahme werden wesentliche Informationen zur betrieblichen Organisation erfasst. Hierzu gehört beispielsweise das Organigramm des Unternehmens, der Stellenplan zuzüglich der derzeitigen IST-Bewertungen der Stelleninhaber sowie die Beschreibung wesentlicher Unternehmensprozesse.

2. Erhebung der einzelnen Stellenprofile

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

- > Zweck der Stelle
- > Haupttätigkeiten/Aufgabeninhalte
- > Zeitannteile von Tätigkeiten
- > Verantwortungsrahmen
- > Erforderliche Fähigkeiten
- > Entscheidungsspielräume
- > Organisatorische Einbindung
- > Qualifikationsanforderungen

3. Gehaltsbenchmark zur Sicherstellung eines marktgerechten Vergütungsniveaus

Um sicherzustellen, dass die verschiedenen Funktionen marktgerecht bezahlt werden, empfehlen wir, ein Gehaltsbenchmark durchzuführen. Hierbei werden die Gehälter vergleichbarer Funktionen innerhalb und außerhalb der Branche ermittelt, um einen Überblick hinsichtlich eines marktgerechten Vergütungsniveaus im Unternehmen zu erhalten.

4. Funktions- und marktgerechte Bewertung der Stellenprofile im Rahmen der tariflichen Vergütungssysteme

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

Die Vergütungsstruktur ist jedoch nur ein Baustein im Bereich der Personalentwicklung, dem sich Stadtwerke und kommunale Energieversorger heute und in naher Zukunft stellen müssen. Zu den personalstrategischen Herausforderungen lassen sich davon abgesehen auch die arbeitsmarktbezogenen Folgen des demografischen Wandels – konkret der sich langfristig abzeichnende Fachkräftemangel vor Ort – sowie die gestiegene Sensibilisierung der Mitarbeiterschaft in Bezug auf die Themen „Vereinbarkeit von Berufs-, Privat- und Familienleben“ und „individuelle berufliche Entwicklung“ identifizieren.

Stadtwerke und kommunale Energieversorger stehen in den kommenden Jahren also vor massiven Herausforderungen im Personalbereich. Diesen ist mit Blick auf die zukünftige, personelle Leistungsfähigkeit mit geeigneten Maßnahmen zu begegnen:

- > Sicherstellung des zukünftigen Personalbedarfs (in quantitativer und qualitativer Hinsicht)
- > Einführung eines Entwicklungs- und Karrieremodells
- > Sicherstellung der Beschäftigungsfähigkeit in Bezug auf fachliche Qualifikation sowie physische und psychische Gesundheit aller Mitarbeiter

- > Einführung einer leistungsorientierten Vergütung
- > Implementierung von flexiblen Arbeitszeitmodellen
- > Stärkung der Wahrnehmbarkeit als attraktiver Arbeitgeber (Personalmarketing)

Rödl & Partner berät Sie gerne zu allen Fragen rund um eine faire, marktgerechte Vergütung sowie bei der Erarbeitung eines maßgeschneiderten Personalmanagementkonzeptes.

Kontakt für weitere Informationen:



Christian Riess

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-232

E-Mail: christian.riess@roedl.com



Benjamin Zwinscher

Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 75

E-Mail: benjamin.zwinscher@roedl.com

Modernes Personalkonzept

Personalführung	Chancengleichheit & Diversity	Gesundheit	Wissen & Kompetenz
Führung und Kommunikation	Familie und Beruf	Physische und psychische Gesundheit	Personalentwicklung
Partizipation und Motivation	Demografie		Lebenslanges Lernen
Arbeitsorganisation und Arbeitszeit	Inklusion	Organisationale und individuelle Resilienz	Wissenstransfer
	Frauenförderung		
Faire und attraktive Arbeitsbedingungen und Leistungsvergütung			

Digitalisierung, IT & Datenschutz

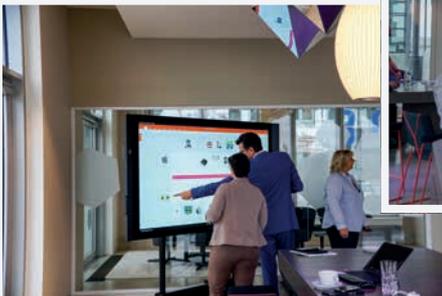
> Digitale Transformation

Eindrücke und Impressionen eines Mandantenworkshops zur Digitalisierung am Standort Köln (Rheinauhafen)

Von Markus Mrozyk und Diana Basilio

Im Rahmen von Digitalisierungsworkshops treibt Rödl & Partner die Transformation der DIGITALISIERUNG bei Energieversorgungsunternehmen vom Standort Köln (Rheinauhafen) im Showroom „Silicium“ weiter voran. Neben der Vermittlung von Grundlagen zur Digitalisierung werden mittels interaktiver Gruppenarbeit die unternehmensspezifischen Anforderungen mit Fach- und Führungskräften diskutiert und erarbeitet. Mittels Live-Befragungen der Fach- und Führungskräfte werden Feedbacks zu Themen der Digitalisierung abgefragt und in Echtzeit mit modernster IT-Technologie in den Workshop eingebunden.

Über ein webbasiertes Mindmapping werden Gruppenarbeitsergebnisse grafisch dokumentiert und für Diskussionsrunden für die Teilnehmer auf einem Microsoft Surface Hub interaktiv dargestellt. Ein weiterer Themenschwerpunkt ist ein Abgleich des Status quo der Digitalisierung des Unternehmens mit der Branche, der ebenfalls mittels Showcase technology-Software umgesetzt wird. Hierbei kann Rödl & Partner auch auf den umfassenden Datenbestand aus der bundesweiten Digitalisierungsstudie zurückgreifen.



Die Themen des Digitalisierungsworkshops im Überblick:

- > DIGITALISIERUNG – unser Selbstverständnis
- > Interner Digitalisierungsgrad
- > Status quo der Digitalisierung im Unternehmen
- > Digitalisierung als Treiber für neue Geschäftsmodelle?

Der Digitalisierungsworkshop eignet sich für alle kleinen und mittleren Energieversorgungsunternehmen und richtet sich an die Unternehmensleitung sowie Fach- und Führungskräfte. Der Workshop kann selbstverständlich auch inhouse durchgeführt werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Markus Mrozyk

Consultant

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-303

E-Mail: markus.mrozyk@roedl.com



Diana Basilio

M.Sc. Energie und Finanzwirtschaft

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-228

E-Mail: diana.basilio@roedl.com

Digitalisierung, IT & Datenschutz

> Data Analytics – Chancen für die Energiewirtschaft

Von Markus Mrozyk und Raffaele Saracino

Im Zuge der Digitalisierung der Energiewirtschaft und der damit einhergehenden neuen Technologien steigt sowohl die Masse als auch die Vielfalt an Daten in allen Bereichen der Energiewirtschaft exponentiell an. Durch Big Data bzw. Data Analytics ergeben sich bisher noch ungeahnte Möglichkeiten für die Energieversorgungsunternehmen.

Ausgangslage

Das exponentielle Wachstum an generierten Daten in allen Bereichen der Energiewirtschaft ist unverkennbar. Während in den 1980er Jahren die von Energieversorgungsunternehmen generierten Daten eher objekt- und sachbezogen waren, so werden heute auch vermehrt personen- bzw. kundenbezogene Daten generiert. Und die sozialen Medien beweisen eindrucksvoll, wie wertvoll diese Daten sein können. Dort gibt die Bevölkerung größtenteils freiwillig ihre Daten preis, die anschließend an den Höchstbietenden verkauft werden.

Welche Potenziale sich durch die Generierung und Analyse von sogenannten Rohdaten ergeben und wie diese tatsächlich ausgeschöpft werden können, wird im Nachfolgenden näher erläutert.

Rohdaten sind jene Daten, die bei einer Datenerhebung unmittelbar gewonnen werden. Die Analyse dieser Rohdaten (**Data Analytics**) bietet den Energieversorgern umfassende Chancen zur Effizienzsteigerung sowie zur Steigerung der Kundenbindung und Generierung neuer vertrieblicher Produkte auf allen Ebenen entlang der Wertschöpfungskette.

Effizienzsteigerung bei der Energieerzeugung und im Messstellenbetrieb

Überall dort, wo im Rahmen der Energieerzeugung sich bewegende oder rotierende Teile zum Einsatz kommen, werden schon heute mit entsprechender Messtechnik Daten generiert und durch anschließende Datenanalyse Verschleißprofile von Anlagen angelegt. Bei Identifikation von Auffälligkeiten in den Profilen, die auf einen möglichen Defekt von Anlagenteilen hindeuten, können frühzeitig entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Dadurch werden Defekte von Anlagen vermieden und die Ausfallwahrscheinlichkeiten deutlich reduziert.

Darüber hinaus entfallen fest vorgeschriebene Wartungsperioden, bei denen häufig auch Anlagen gewartet werden, die noch vollkommen funktionstüchtig sind. Insbesondere bei Anlagen an extremen Standorten, wie Offshore Windparks oder Ölbohrinseln, sind Wartungen sehr kostenintensiv. Wenn sol-

che Wartungen durch gezielte Datenanalysen auf ein Minimum reduziert werden, lassen sich so enorme Effizienzsteigerungspotenziale realisieren und Kosten reduzieren.

Im Jahr 2016 ist mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) in Kraft getreten, worin u.a. der Ablauf des Smart-Meter-Rollouts definiert wird. Des Weiteren wird durch das MsbG auch die Rolle des (grundzuständigen) Messstellenbetreibers neu definiert. Diese Marktrolle wird größtenteils durch die Netzbetreiber wahrgenommen, bei denen die durch die Smart-Meter generierten Rohdaten künftig zusammenlaufen werden.

Mithilfe gezielter Datenanalysen lassen sich so neue Erkenntnisse über Energieverbräuche der Kunden gewinnen, wodurch u.a. Energieeffizienzmaßnahmen abgeleitet werden können. Unter der Prämisse der vernetzten Energiesteuerung können die generierten Informationen dazu genutzt werden, Anlagen in Zeiten von teurem Strom herunterzulegen und bei niedrigen Strompreisen wieder hochzufahren.

Ausgleich volatiler Einspeisung durch den Netzbetreiber

Durch die Energiewende steigt die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen im Netz kontinuierlich an, wodurch die Volatilität an eingespeisten Energiemengen ebenfalls zunimmt. Um die Netzstabilität weiterhin gewährleisten zu können, sind Angebot und Nachfrage nach Energie durch den Netzbetreiber stets zu synchronisieren, weshalb die Netzbetreiber in der Lage sein müssen, Informationen über den Ist-Bedarf zu generieren und die eingespeisten Kapazitäten der Erzeugungsanlagen regeln zu können.

Bisher ist das Übertragungsnetz in Bezug auf den Ausbau von Messsensoren besser ausgestattet als das Verteilnetz. Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Herausforderung und im Zuge des Smart-Meter-Rollouts sowie der Weiterentwicklung einiger Teilnetze in Richtung Smart Grid, wird sich auch im Verteilnetz die Anzahl von datenliefernden Sensoren erhöhen.

Durch die Generierung und Analyse der Rohdaten sowie die Steuerungsmöglichkeit der Erzeugungsanlagen kann so auch zukünftig die Netzstabilität gewährleistet werden.

Mehr Umsatz durch den Vertrieb

Für jeden Vertrieb ist es existenziell, die Bedürfnisse der Kunden zu kennen, um daraufhin passende Produkte anbieten zu können. Durch die Verschmelzung und Analyse der Daten aller „öffentlichen“ sowie ausschließlich dem Vertrieb zugänglichen Quellen, steigt die Transparenz der Kundenbedürfnisse, sodass aus den Erkenntnissen individuell gestaltete Zusatzprodukte entwickelt und angeboten werden können.

Optimierung der Verfügbarkeit interner Daten

Die bereits skizzierten Veränderungen und Anforderungen haben auch großen Einfluss auf den Informationsbedarf im Unternehmen selbst. Aufgrund dieser Entwicklungen sind die genutzten IT-Systeme laufend um Sub-Systeme erweitert worden, die über Schnittstellen angebunden werden. Diese Komplexität führt nicht selten dazu, dass bereits heute zur Verfügung stehende Daten nur sehr langsam, oder im schlimmsten Fall gar nicht, abgerufen bzw. strukturiert ausgewertet werden können. Die daraus resultierenden Prozesskosten sind immens.

Mithilfe von Datenanalysen, unterstützenden Tools und modernster Datenbanktechnologien können die Daten so aufbereitet und vorgehalten werden, dass von sämtlichen Sub-Systemen aus auf die Daten zugegriffen und diese dem Anwender zur Verfügung gestellt werden können. Und das in Bruchteilen von Sekunden oder in Echtzeit. Dabei wird zur Datenaufbereitung und -vorhaltung ein Verfahren analog zur Funktionalität des Internets genutzt. Dort werden bereits seit Jahren sehr viel mehr Informationen bereitgehalten als jedes Energieversorgungsunternehmen besitzt und diese Daten werden dennoch jedem Nutzer sehr schnell bereitgestellt.

Handlungsempfehlung für die Branche

Die beschriebenen Beispiele lassen lediglich Vermutungen darüber zu, welche Möglichkeiten sich aus Data Analytics tatsächlich für die Energieversorger ergeben. Zur tatsächlichen Realisierung solcher Möglichkeiten sollte man sich jedoch darüber im Klaren sein, dass mit der Erschließung der Potenziale auch die Notwendigkeit zur strategischen sowie zur organisatorischen Veränderung innerhalb der eigenen Organisation besteht.

Um die Digitalisierung der Energiewirtschaft zur Generierung neuen Wachstums nutzen zu können, sollten die Versorger zunächst eine eigene Digitalisierungsstrategie entwickeln, worin klare Ziele formuliert sein müssen, Pilot-Projekte angegangen und vielleicht auch Partnerschaften eingegangen werden.

Der Aufwand, der mit der Digitalisierung einhergeht, lässt sich keineswegs leugnen. Doch dieser scheint zum einen unvermeidbar und sollte sich zum anderen am Ende auch auszahlen. Denn kein Energieversorger wird sich der Digitalisierung auf Dauer entziehen können. Des Weiteren bietet der Zwang zur Transformation zugleich die seltene Gelegenheit, die Unternehmensstrategien, die Strukturen sowie die Prozesse im eigenen Unternehmen von Grund auf neu auszurichten, um für künftige Marktherausforderungen gerüstet zu sein.

Kontakt für weitere Informationen:



Markus Mrozyk

Consultant

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-303

E-Mail: markus.mrozyk@roedl.com



Raffaele Saracino

IT-Consultant, Master of Science,
Finance and Accounting

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-234

E-Mail: raffaele.saracino@roedl.com

Telekommunikation

> Stadtwerke als Bieter im kommunalen Breitbandförderprojekt

Von Peer Welling und Benedikt Rohlmann

In den letzten Monaten haben viele Kommunen große Summen an Fördermitteln ausgeschrieben, die für den Ausbau von Glasfasernetzen vorgesehen sind. Für Stadtwerke ergibt sich hieraus die Chance eines kontrollierten Eintritts in den Telekommunikationsmarkt und der Sicherung neuer Versorgungsgebiete. Dabei ist insbesondere die häufig sehr eng gesteckte Zeitschiene zu beachten.

Viele Kommunen und Landkreise starten gerade oder in den kommenden Wochen ihre Ausschreibungen zur Vergabe von Fördergeldern des Bundesförderprogramms zum Breitbandausbau. Auch in den kommenden Jahren werden sich weitere Ausschreibungen anschließen, wenn es die im aktuellen Koalitionsvertrag in Aussicht gestellte Summe von 10 bis 12 Milliarden Euro an Fördermitteln zu verteilen gilt.

Gerade, wenn es sich bei den Projekten der Städte und Gemeinden um Wirtschaftlichkeitslückenmodelle handelt, können Stadtwerke gezielt an den Ausschreibungen teilnehmen und mithilfe der dort zu akquirierenden Fördermittel ein neues Telekommunikationsprodukt am Markt etablieren.

Der erste Schritt: Verfahrenseinstieg

Im Rahmen des Einstiegs in das Verfahren hat das Stadtwerk als Bieter zuerst seine grundsätzliche Leistungsfähigkeit und Eignung nachzuweisen. Vor allem wenn ein Stadt- oder Gemeindewerk neu in den Markt eintritt, ergeben sich an dieser Stelle häufig Defizite. Um diese zu beheben ist oftmals die frühzeitige Einbindung eines Partners oder Dienstleisters sinnvoll, der das Stadt- oder Gemeindewerk insbesondere bei der Bewirtschaftung des Netzes unterstützen wird. Im Vorhinein ist dabei der grundlegende strategische Angang zu definieren, also konkret zu bestimmen, ob das Stadtwerk als reiner Infrastrukturanbieter mit der Unterstützung eines Pächters in den Markt einsteigen möchte oder aber als Netzbetreiber bzw. auch Provider mithilfe eines Dienstleisters agiert.

Ist diese erste, häufig zeitlich sehr kritische Hürde genommen, beginnt die Ausarbeitung des eigentlichen Umsetzungskonzeptes und Angebotes.

Schritt zwei: Das indikative Angebot

Dem ersten Schritt schließt sich dann in der Regel die Aufforderung zur Abgabe eines indikativen Angebotes an, zu dessen Vorbereitung den Bietern üblicherweise eine ausreichende Zeitspanne gewährt wird, um die eigene Strategie und Umsetzungskonzeption zu ordnen.

Diese setzt sich in der Regel aus verschiedenen Schritten zusammen, die jedoch nicht zwangsläufig chronologisch abzuarbeiten sind:

Im Zuge der Strategieentwicklung ist vor allem im Detail zu definieren, welche Teile der Wertschöpfungskette durch das Stadt- oder Gemeindewerk übernommen werden sollen. Die Einzelheiten sind mit dem Pächter bzw. Dienstleister zu verhandeln und im Rahmen eines ausführlichen Leistungsverzeichnisses zu fixieren. Optimalerweise wird dieser Punkt bereits vor dem Verfahrenseinstieg abschließend bearbeitet. In der Praxis kommt es aufgrund von zeitlichen Verschiebungen jedoch häufig zu einer Verzögerung, weshalb die eigentliche Verhandlung erst im Anschluss erfolgt. Vergaberechtliche Aspekte sind dabei natürlich zu beachten.

Die technische Netzplanung bildet den Grundstein für die wirtschaftliche Betrachtung und die Ableitung der Wirtschaftlichkeitslücke, die gegenüber der Vergabestelle auszuweisen ist.

Die Höhe der angegebenen Wirtschaftlichkeitslücke beschreibt gleichzeitig die Förderhöhe, die der Bieter bei Zuschlagung für den Ausbau sowie den siebenjährigen Betrieb des Glasfasernetzes von der Kommune vereinnahmt. Sie ist das am höchsten gewichtete Bewertungskriterium im Rahmen der Ausschreibung und definiert gleichzeitig, ob das Projekt aus Sicht des Bieters ein wirtschaftlicher Erfolg wird. Bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Konsequenzen im Rahmen der Businessplanung und der sich daraus ergebenden Ableitung der Wirtschaftlichkeitslücke (= Förderhöhe) ist deswegen besondere Sorgfalt angezeigt. Während eine zu niedrige Wirtschaftlichkeitslücke den ökonomischen Projekterfolg aus Sicht des Stadt- oder Gemeindewerkes verhindert, gefährdet eine zu hoch angegebene Wirtschaftlichkeitslücke den Gewinn der Ausschreibung.

Neben den genannten Aspekten ist außerdem der meist vorgegebene Vertrag kritisch zu prüfen und ggf. anzupassen, um keine unausgewogene Verteilung von Chancen und Risiken in der späteren Umsetzung zu erzeugen.

Schritt drei: Das verbindliche Angebot

Im letzten Schritt ist, auch auf Grundlage der üblicherweise bis dahin erfolgten Verhandlungsgespräche, das letztverbindliche Angebot zu erstellen.

Wichtig ist hierbei, dass insbesondere für die exakte Bestimmung der Wirtschaftlichkeitslücke verbindliche Angebote aller Dienstleister bzw. Partner vorliegen. Neben den oben genannten und für die Bewirtschaftung des Netzes relevanten Unternehmen (Pächter bzw. Dienstleister) sind hierbei insbesondere die Kosten des Tiefbaus abzusichern. So sollten die benötigten Kapazitäten mit festem Preis zum Zeitpunkt der Abgabe des verbindlichen Angebotes ebenfalls kontrahiert sein. Auch an dieser Stelle sind evtl. vergaberechtliche Vorgaben zu beachten.

Zu bedenken ist bereits am Anfang des Projektes, dass vor der Abgabe des finalen Angebotes verschiedene Gremienbefassungen oder auch behördliche Verfahren erforderlich sind, deren Fristen frühzeitig eingeplant werden müssen.

Der letzte Schritt: Die Umsetzung

Die Umsetzung ist in der Regel ein mehrjähriger Prozess, der neben dem Bau des Netzes auch die Entwicklung von Endkunden- und Vorleistungsprodukten, das Reporting gegenüber dem Fördergeber und insbesondere die Weiterentwicklung des Geschäftes hinsichtlich weiterer Produkte und Ausbaugebiete umfasst, um auf Grundlage der Förderung weiter in den Telekommunikationsmarkt vorzudringen. Langfristig kann sich somit das bisher auf die Energiewirtschaft beschränkte Stadt- oder Gemeindewerk ein zusätzliches Geschäftsfeld aufbauen und damit das Marktrisiko der Versorgungswirtschaft stark diversifizieren.

Kontakt für weitere Informationen:



Peer Welling

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-224

E-Mail: peer.welling@roedl.com



Benedikt Rohlmann

M.Sc. Nachhaltige Energieversorgung

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-233

E-Mail: benedikt.rohlmann@roedl.com

Kennen Sie schon unseren Kompass Telekommunikation?



**Anmeldung und weitere Informationen
finden Sie unter**

[http://www.roedl.de/medien/publikationen/
newsletter/kompass-telekommunikation/](http://www.roedl.de/medien/publikationen/newsletter/kompass-telekommunikation/)



Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Thema	Fernwärme Benchmarking
Termin / Ort	12. Juni 2018 / Eschborn
Thema	Veranstaltung "Thema Compliance"
Termin / Ort	13. Juni 2018 / Nürnberg
Thema	Kooperationen und Fusionen von Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern
Termin / Ort	20. Juni 2018 / Köln
Thema	Insolvenzrecht für Energieversorgungsunternehmen
Termin / Ort	26. Juni 2018 / Nürnberg
Thema	KWK-Ausschreibungen
Termin / Ort	19. September 2018 / Eschborn
Thema	Stadtwerke 4.0
Termin / Ort	11. Oktober 2018 / Köln 18. Oktober 2018 / Nürnberg

Thema	8. Branchentreffen Erneuerbare Energien
Termin / Ort	14. November 2018 / Nürnberg
Thema	Jahresabschluss für Energieversorgungsunternehmen 2018
Termin / Ort	27. November 2018 / Nürnberg 28. November 2018 / Köln

Kontakt für weitere Informationen:



Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 02

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com

Nur wer Risiken erkennt, kann rechtzeitig steuern ...

Risikomanagement

Wir unterstützen Versorgungsunternehmen und Stadtwerke

Interessiert?

Einen Überblick zu unseren Leistungen finden Sie in unserem Flyer, den wir Ihnen gerne kostenlos zuschicken. Schreiben Sie eine E-Mail an:

peggy.kretschmer@roedl.com





8. Branchentreffen Erneuerbare Energien

Fundamente schaffen

„Ob ein guter Plan, eine genaue Analyse oder eine stabile Finanzierung – nur mit einem soliden Fundament kann wahrhaft Großes entstehen.“

Rödl & Partner

„Es ist wie bei einem Baum: Spektakuläre Menschentürme wachsen nur, wenn die Basis am Boden fest verwurzelt ist.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum Kursbuch Stadtwerke

Herausgeber:

Rödl & Partner GbR

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 03 | pmc@roedl.de

Verantwortlich

für den Inhalt:

Martin Wambach – martin.wambach@roedl.com

Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln

Anton Berger – anton.berger@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz:

Andrea Kurz – andrea.kurz@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.