

novus

ENERGIE

Das Winterpaket der EU:
der „aktive Stromkunde“
und mehr

Wichtige Neuregelungen
im Strom- und Energie-
steuerrecht, in erster Linie
neue Voraussetzung für
Stromsteuerbefreiungen
seit 1.7.2019

Zahlungsmöglichkeiten
bei Energielieferverträgen
mit Verbrauchern



Vorwort



Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

die energiewirtschaftliche Agenda der letzten Monate wurde durch das Ringen der Politik nach Lösungen zum Problem des Klimawandels bestimmt. Wir verfolgen die einzelnen Gesetzgebungsvorhaben und werden Sie auf dem Laufenden halten, welche Auswirkungen sich für Sie als Marktteilnehmer ergeben.

In dieser zweiten Ausgabe unseres novus Energie informieren wir Sie darüber, was die anstehende Umsetzung des Winterpakets der EU für Energieversorgungsunternehmen, Industrie und Verbraucher bedeutet. Der Gesetzgeber muss die Vorgaben der geänderten Richtlinien in den nächsten beiden Jahren umsetzen.



Wir haben wichtige Entscheidungen von Gerichten und Behörden für Sie aufbereitet und kurz und prägnant zusammengefasst. Lesen Sie u. a. was Messstellenbetreiber beim Rollout zu beachten haben, welche Zahlungsmöglichkeiten Lieferanten ihren Kunden einräumen müssen und mit welcher Begründung das OLG Düsseldorf die Festlegung der Bundesnetzagentur zum sog. Xgen Faktor für Gasnetzbetreiber aufgehoben hat.

Mit Wirkung zum 1.7.2019 sind Änderungen des Stromsteuergesetzes in Kraft getreten, die wir für Sie analysiert haben. Weitere interessante Beiträge befassen sich mit den Änderungen der Marktkommunikation, speziellen Bewertungs- und Bilanzierungsregeln sowie der Berechnung der Konzessionsabgabe bei der Weiterleitung von Strom.

Wir wünschen Ihnen interessante Einblicke und viel Spaß beim Lesen. Für Rückfragen stehen Ihnen Ihre persönlichen Ansprechpartner bei Ebner Stolz sowie die Autoren der Beiträge gerne zur Verfügung.

Torsten Janßen
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater und
Partner bei Ebner Stolz in Bonn

Christoph Germer
Rechtsanwalt und Counsel bei
Ebner Stolz in Hamburg



■ IM GESPRÄCH

Das Winterpaket der EU	6
------------------------	---

■ WIRTSCHAFTSPRÜFUNG

Stromintensive Unternehmen: Vorratsbewertung und Allgemeine Ausgleichsregelung	8
Überblick Marktkommunikation 2020 (MaKo 2020)	9
Erhebung der EEG-Umlage für nicht gemeldete Verlustenergie	10
Wichtige Änderungen bei Energieaudits durch die Novelle des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen	11
Berechnung von Konzessionsabgaben in Weiterleitungsfällen	12
IDW zur bilanziellen Behandlung der EEG-Umlage im handelsrechtlichen Jahresabschluss	13

■ STEUERBERATUNG

Geplante Festlegungen nach § 6b EnWG der Bundesnetzagentur für den Strom- und Gasbereich	14
Wichtige Neuregelungen im Strom- und Energiesteuerrecht, in erster Linie neue Voraussetzungen für Stromsteuerbefreiungen seit 1.7.2019	16
Gewerbsteueroptimierung bei Wind- und Solarparks	17

■ RECHTSBERATUNG

Zahlungsmöglichkeiten bei Energielieferverträgen mit Verbrauchern	18
Update Auslegungsfragen des Messtellenbetriebgesetzes auf die Entflechtungspflichten nach § 6b EnWG und deren Prüfung	20
Überrumpeln beim Austausch von Messeinrichtungen verboten	21
Aufhebung des Beschlusses der Bundesnetzagentur zum Xgen Gas für die dritte Regulierungsperiode	22

■ INTERN

	24
--	----

Das Winterpaket der EU: Der „aktive Stromkunde“ und mehr

Im Amtsblatt der EU vom 14.6.2019 sind die vier finalen Rechtsakte des sog. Winterpakets (Saubere Energie für alle Europäer) veröffentlicht worden. Sowohl in der Neufassung der erneuerbare Energien-Richtlinie als auch in der Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie spielt die Stärkung der Verbraucher eine tragende Rolle.

Im Folgenden wird beleuchtet, welche neuen Instrumente Verbrauchern an die Hand gegeben werden sollen, damit sie mehr als bisher aktiv am Energiemarkt teilnehmen können und welche konkreten Ziele damit verfolgt werden.

Das Winterpaket

Das sog. Winterpaket wurde von der Europäischen Kommission bereits Ende November 2016 vorgestellt. Es beinhaltet acht Legislativakte, die sich in zwei Gruppen unterteilen. Die Neufassungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, der Energie-Effizienz-Richtlinie, der Richtlinie zur Gebäudeeffizienz und der Governance-Verordnung zielen in erster Linie auf eine Steigerung der Energieeffizienz und einen verbesserten Klimaschutz ab. Die Neufassungen der Strombinnenmarkt-Richtlinie, der Strombinnenmarkt-Verordnung, der ACER-Verordnung und der Risikovorsorgeverordnung beinhalten vor allem die Regelungen zum Strommarktdesign. Mit der Veröffentlichung der letzten vier Rechtsakte im Amtsblatt der EU vom 14.6.2019 (ABl. EU 2019, Nr. L 156) ist das Winterpaket vollständig. Drei weitere Rechtsakte waren bereits im Dezember 2018 (ABl. EU 2018, Nr. L 328), ein weiterer im Juni 2018 (ABl. EU 2018, Nr. L 156) veröffentlicht worden. Die geänderten Richtlinien müssen durch die Mitgliedsstaaten innerhalb der nächsten etwa zwei Jahre in nationales Recht umgesetzt werden, die geänderten Verordnungen gelten unmittelbar.

Aktive Kunden und Eigenversorger

Im Vorfeld des Winterpakets hatte die EU-Kommission in verschiedenen Mitteilungen definiert, welche Ziele erreicht werden sollen. In den Erwägungsgründen der Strom-Binnen-

markttrichtlinie ist unter Berufung auf diese Mitteilungen ausgeführt, dass es Ziel der Neuregelungen ist, eine Energieunion zu schaffen, in deren Mittelpunkt Bürger stehen, die Verantwortung für die Energiewende übernehmen, neue Technologien zur Senkung der Energiekosten nutzen und aktiv am Markt teilnehmen. Durch eine bessere Verknüpfung von Großhandels- und Endkundenmärkten mittels neuer Technologien sollen neue und innovative Energiedienstleistungsunternehmen die Verbraucher in die Lage versetzen, sich umfassend an der Energiewende zu beteiligen und ihren Verbrauch so zu steuern, dass energieeffiziente Lösung erzielt werden. Dadurch sollen die Verbraucher Geld sparen und dazu beitragen, den Energieverbrauch insgesamt zu senken. Als Eigenversorger oder gemeinsam handelnde Eigenversorger sollen Endkunden erneuerbare Elektrizität erzeugen, speichern, verbrauchen oder verkaufen dürfen, ohne dass diese Tätigkeiten durch übermäßige bürokratische Hürden oder prohibitive Abgaben oder Umlagen erschwert werden.

Sowohl der „aktive Kunde“ als auch der „Eigenversorger“ werden in den Richtlinien definiert. Der „aktive Kunde“ ist danach ein Endkunde, der an Ort und Stelle oder an einem anderen Ort erzeugte Elektrizität verbraucht, speichert oder eigenerzeugte Elektrizität verkauft und/oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt. Dem aktiven Kunden wird es ermöglicht, alleine oder in einer Gruppe mit anderen aktiven Kunden gemeinsam zu handeln.

Nahezu identisch ist die Definition der „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“. Auch der Eigenversorger kann alleine oder als „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ als Gruppe handeln. Diese Gruppe muss sich aber im selben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden.

Aktive Kunden und Eigenversorger sollen angemessen an den Systemkosten beteiligt werden und für die von ihnen verursachten Ungleichgewichte finanziell verantwortlich sein. Sie dürfen aber weder hinsichtlich der bezogenen noch der eigenerzeugten Elektrizität mit diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Abgaben, Umlagen oder Gebühren belastet werden.

Hinweis: Die Vorgaben der Richtlinien müssen in nationales Recht umgesetzt werden. Dabei dürfte der Umsetzungsbedarf geringer sein als ursprünglich erwartet. Soweit ersichtlich, kann die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch jedenfalls bei Anlagen mit einer höheren Leistung als 30 kW weiterhin erhoben werden. Der Eigenverbrauch von Strom aus Anlagen bis 10 kW ist bis 10.000 kWh pro Jahr ohnehin schon frei von einer EEG-Umlage. Die sehr strengen Regelungen zur Eigenversorgung werden allerdings insbesondere im Hinblick darauf gelockert werden müssen, dass sowohl der aktive Kunde als auch der Eigenversorger künftig auch als Gruppe agieren kann. Das ist im deutschen Recht bisher nicht vorgesehen.

Bürgerenergiegemeinschaften und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften

Energieverbrauchern soll auch die Möglichkeit eröffnet werden, gemeinsam mit anderen am Markt teilzunehmen. Mit „Bürgerenergiegemeinschaften“ und „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“ definieren die Richtlinien Gemeinschaften, die aus natürlichen Personen, Körperschaften oder Kleinunternehmen bestehen und die in den unterschiedlichsten Bereichen am Energiemarkt teilnehmen können. Der Hauptzweck dieser Gemeinschaften darf nicht darin bestehen, finanzielle Gewinne zu erwirtschaften, sondern ihren Mitgliedern Umwelt-, Wirtschafts- oder soziale Gemeinschaftsvorteile zu bieten. Ob diesen Gemeinschaften auch erlaubt sein muss, Verteilnetze zu betreiben, dürfen die Mitgliedsstaaten entscheiden.

Zu welchen Bedingungen die Gemeinschaften den von ihnen erzeugten oder erworbenen Strom gemeinsam nutzen dürfen, ist in den Richtlinien nicht abschließend geregelt. Einerseits soll die gemeinsame Nutzung von Elektrizität in Energiegemeinschaften „unbeschadet“ der geltenden Netzentgelte sonstiger Umlagen, Abgaben, Gebühren und Steuern erfolgen. Andererseits schreiben die Richtlinien vor, dass der Bestimmung der Konditionen, zu denen die Energie genutzt wird, eine transparente Kosten-Nutzen-Analyse voranzugehen hat, die die zuständigen nationalen Behörden erarbeiten müssen.

Der bestehende Rechtsrahmen lässt die gemeinsame Nutzung von eigen erzeugtem Strom nur sehr eingeschränkt zu. Die Fördervariante „Mieterstrom“ gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 ist wirtschaftlich wenig attraktiv und wird in der bestehenden Form bei weitem nicht ausreichen, die Anforderungen aus den Richtlinien zu erfüllen.

Schutzbedürftige Kunden

Schutzbedürftige Kunden und insbesondere solche, die von Energiearmut betroffen sind, sollen künftig besser geschützt werden. Die Mitgliedstaaten müssen definieren, wer als „schutzbedürftig“ gilt. Dabei können die Höhe des Einkommens, der Anteil der Energieausgaben am verfügbaren Einkommen, die Energieeffizienz von Wohnungen, die kritische Abhängigkeit von elektrischen Geräten für gesundheitliche Zwecke, das Alter oder andere Kriterien herangezogen werden. Auch die Kriterien für die Definition von Energiearmut legen die Mitgliedstaaten selbst fest.

Schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kunden sollen durch sozialpolitische Maßnahmen und nur ganz ausnahmsweise durch staatliche Eingriffe in die marktorientierte Preisbildung geschützt werden. Vorrangig sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass auch schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kunden Zugang zu Energiedienstleistungen und den Angeboten des Strommarktes erhalten. Auch diese Kundengruppen sollen intelligente Messsysteme erhalten und die Möglichkeit haben, zu dynamischen Stromtarifen beliefert zu werden. Zum Schutz dieser Kundengruppen sollen die Mitgliedstaaten auch sicherstellen, dass unabhängige Vergleichsinstrumente wie etwa Vergleichsportale am Markt verfügbar sind, die den Kunden eine möglichst vollständige Palette an Stromangeboten aufzeigen, die einen wesentlichen Teil des Marktes abdecken. Auch kürzere Wechselfristen sollen dem Schutz der Kunden dienen. Die Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass der technische Vorgang des Versorgerwechsels spätestens ab 2026 nicht länger als 24 Stunden dauert und der Versorgerwechsel an jedem Werktag erfolgen kann. Weiterhin sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, regulatorische oder verwaltungstechnische Hindernisse zu beseitigen, die der Beteiligung von Haushaltskunden an sog. kollektiven Wechselsystemen

oder Wechselmodellen entgegenstehen. Damit sind offenbar Systeme oder Modelle gemeint, mit denen sich Verbraucher zum gemeinsamen Bezug von Energie zusammenschließen, um die Nachfragemacht zu nutzen, die sich aus der größeren Bezugsmenge ergibt. Ob es diese Hindernisse tatsächlich gibt und ob derartige Systeme überhaupt ein Geschäftsmodell darstellen, das am Markt angeboten werden wird, ist offen.

Seitens verschiedener Verbraucherverbände wird schon geraume Zeit moniert, dass schutzbedürftige und von Energiearmut betroffenen Kunden dem Markt und den Stromversorgern ausgeliefert seien. Insbesondere sei die Anzahl der Stromsperrungen zu hoch. Hier dürfte erheblicher Umsetzungsbedarf bestehen. Das vom Bundesjustizministerium im März 2019 vorgelegte Eckpunktepapier zum „Gesetz gegen Kostenfallen“ geht bereits in diese Richtung. Danach soll die Erstlaufzeit von unterschiedlichen Verträgen, u. a. von Energielieferverträgen außerhalb der Grundversorgung, künftig nicht mehr wie bisher zwei Jahre, sondern höchstens noch ein Jahr betragen. Verträge sollen sich danach nur noch um jeweils drei Monate und nicht mehr um je ein Jahr verlängern dürfen.

Peer to peer Geschäfte

Eigenversorgern mit erneuerbarer Elektrizität soll mit „peer to peer Geschäften“ ein neues Instrument in die Hand gegeben werden. Der Begriff wurde in den Definitionskatalog in Art. 2 der Richtlinie¹ aufgenommen. Er beschreibt den Verkauf erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrages mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der Transaktion, entweder direkt zwischen den Beteiligten oder über einen dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator. Die Richtlinie greift damit Geschäftsmodelle auf, mit denen verschiedene Anbieter seit einiger Zeit versuchen, den direkten Handel zwischen Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien und Verbrauchern zu etablieren. Einige Modelle basieren auf der sog. Blockchain-Technologie.

Die Mitgliedstaaten sind nicht verpflichtet, die Infrastruktur für solche Geschäfte bereitzustellen, sie müssen lediglich sicherstellen, dass Marktteilnehmer berechtigt sind, Energie

auch mittels solcher Instrumente zu handeln. Die Mitgliedsstaaten dürfen die mittels „peer to peer Geschäften“ gehandelte Energie nicht diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen, Abgaben oder Netzentgelten unterwerfen.

Fernwärme

Auch im Wärmesektor sollen die Rechte der Verbraucher gestärkt und ihre Handlungsmöglichkeiten erweitert werden. Die Mitgliedsstaaten müssen sicherstellen, dass Fernwärmekunden Informationen über die Gesamtenergieeffizienz der Wärmeversorgung und den Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- oder Kältesystem erhalten. Kunden von Fernwärme- oder Fernkältesystemen, die keine effizienten Systeme i.S.d. Rili. 2012/27 (Effizienzrichtlinie) sind, sollen sich unter bestimmten Voraussetzungen durch Kündigung oder Änderung des Vertrages abkoppeln können, um selbst Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zu produzieren. Die Mitgliedstaaten können das Kündigungsrecht auf die Kunden beschränken, die belegen, dass die geplante Wärme- bzw. Kälteversorgung zu wesentlich besseren Ergebnissen bei der Gesamtenergieeffizienz führt. Bei Mehrfamilienhäusern kann das Kündigungsrecht nur für das gesamte Gebäude und nicht für einzelne Wohnungen ausgeübt werden.

Hinweis: Die bisherigen rechtlichen Regelungen zur Fernwärme sehen weder die Informations- noch die Kündigungsrechte von Verbrauchern in der Form und in dem Umfang vor, wie in der Richtlinie geregelt. Hier ist der Gesetz- und Verordnungsgeber gefordert.

Ausblick

Der Erfolg der Maßnahmen aus dem Winterpaket hängt nicht zuletzt davon ab, ob es gelingt, auch Haushalte zügig mit intelligenten Messeinrichtungen auszustatten und ob der Verbraucher die ihm zugedachte Rolle als aktiver Marktteilnehmer auch annimmt. Wie die Beispiele Eigenerzeugung einerseits und Mieterstrom andererseits zeigen, werden die Instrumente erfolgreich sein, die dem Verbraucher einen klaren Kostenvorteil verschaffen. Nur wirtschaftlich attraktive Modelle werden sich am Markt behaupten können.

Das Winterpaket der EU

Nach mehr als zweieinhalb Jahren Arbeit sind im Juni 2019 die letzten Teile des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (sog. Winterpaket) im Amtsblatt der EU veröffentlicht worden und in Kraft getreten. Was das Winterpaket beinhaltet und welche Änderungen auf die Branche zukommen, diskutieren wir mit Christoph Germer, Rechtsanwalt und Energierechts-Experte bei Ebner Stolz in Hamburg.

Herr Germer, was steckt alles im Winterpaket der EU?

Das sog. Winterpaket ist bereits das vierte EU-Binnenmarktpaket der europäischen Energiepolitik. Das Winterpaket richtet die Energiepolitik der EU neu aus und verzahnt Energie- und Klimapolitik. Schwerpunkt der Neuregelungen ist nicht mehr die Verstärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten, sondern die Anpassung des Energiemarktes an die Anforderungen, die aus den Klimaschutzvorgaben der EU resultieren. Mit vier Richtlinien und vier Verordnungen wird der EU-Rechtsrahmen zur Energiepolitik und zum Klimaschutz komplett überarbeitet und auf die Umsetzung der EU-Klimaziele ausgerichtet.

Welche konkreten Ziele verfolgt die EU mit dem Winterpaket?

In ihrer Mitteilung zum Winterpaket definiert die EU-Kommission drei Hauptziele: Vorrang für Energieeffizienz, Erreichen einer globalen Führungsrolle Europas bei den erneuerbaren Energien und ein faires Angebot an Verbraucher. Die EU will damit den Rahmen dafür schaffen, dass die Mitgliedsstaaten bis 2030 die Klimaziele erreichen, die sich aus dem Pariser Übereinkommen ergeben. So soll die Energieeffizienz bis 2030 auf 30 % gegenüber 2005 gesteigert werden. Konkret soll der Endenergieverbrauch in der EU 2030 höchstens noch 956 Mio. Tonnen Rohöleinheiten betragen und damit um 20 % geringer sein als 2005. Besonderes Augenmerk gilt der Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden. Bis 2050 soll der Gebäudebestand nahezu vollständig dekarbonisiert sein. Dazu ist eine Renovierungsrate von 3 % pro Jahr erforderlich. Der Anteil erneuerbarer

Energien am Energieverbrauch soll bis 2030 EU-weit 32 % betragen. Erstmals werden den Mitgliedsstaaten konkrete Vorgaben für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor gemacht. Dieser Anteil soll um jährlich 1,3 % gegenüber dem Anteil im Jahr 2020 gesteigert werden. Um die Akzeptanz für die erforderliche Umstellung der Energieversorgung zu erhöhen, soll die Position der Verbraucher deutlich gestärkt werden. Daneben hat die Kommission sich vorgenommen, die sogenannte Energiearmut in der EU zu bekämpfen.

Welche Instrumente sieht das Winterpaket vor, um diese Effizienzziele zu erreichen?

Die Mitgliedsstaaten erhalten keine Vorgaben, wie sie im Einzelnen die Effizienzziele erfüllen sollen. Die einzelnen Maßnahmen, die künftig ergriffen werden, sind wie bisher schon in integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen niederzulegen.

Um Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen deutlich zu steigern, wird die Kommission den Mitgliedsstaaten noch in diesem Jahr Leitlinien zur Mobilisierung privater Investitionen vorlegen. Neu ist, dass die Mitgliedsstaaten eine langfristige Renovierungsstrategie vorlegen müssen. Daraus muss sich ergeben, welche Meilensteine bis 2050 angepeilt werden und welche konkreten Maßnahmen zur Erreichung der Ziele im Hinblick auf die Gebäudeenergieeffizienz die Mitgliedsstaaten ergreifen wollen. Im Gebäudesektor sollen private Investitionen verstärkt werden. Die Netzbetreiber sollen ebenfalls in die Pflicht genommen werden. Die Kommission erarbeitet bis Ende 2020 eine gemeinsame Vorgehensweise, wie Netzbetreiber angehalten werden können, ihre Investitionen in effizientere Infrastruktur zu steigern. Auch die Ökodesign- und Energieeffizienzkennzeichnung soll nachgeschärft werden, um weitere Effizienzpotentiale zu erschließen.

Und wie soll Europa seiner Vorreiterrolle in Sachen erneuerbare Energien gerecht werden?

Nach wie vor ist die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien das zentrale Instrument, um den Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch zu steigern. Als wirkungsvollstes Mittel sieht es die EU aber an, ein Marktumfeld zu schaffen, in dem sich Flexibilität und Innovation lohnen. Dazu sollen auch die Verteilnetzbetreiber beitragen. Sie sollen Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren dezentrale Erzeuger und Verbraucher einzubinden. Sie sollen Erzeugungsanlagen und Verbraucher kostengünstiger und mit so wenig Netzausbau wie möglich in ihr Netz integrieren. Für bestehende und auch für kleinere neue Erzeugungsanlagen soll der Einspeisevorrang erhalten bleiben. Kunden in ineffizienten Fernwärme- und Fernkältesystemen sollen die Möglichkeit erhalten, sich aus diesen Systemen zu verabschieden, wenn sie Wärme oder Kälte effizienter bereitstellen können. Betreiber solcher Systeme sollen verpflichtet werden können, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien in ihre Systeme aufzunehmen bzw. durch sie durchzuleiten.

Was ist konkret vorgesehen, um die Verbraucherrechte zu stärken?

Konkret ist vorgesehen, die Möglichkeiten, selbst oder gemeinsam mit andern erzeugten Strom zu vermarkten oder wiederum gemeinsam mit anderen zu verbrauchen, zu stärken. Die Mitgliedsstaaten müssen künftig ein objektives Vergleichsportal einrichten, das Verbrauchern einen guten Marktüberblick bietet. Die Fristen zum Wechsel des Lieferanten werden auf ein Minimum verkürzt. Bevor einem Kunden der Strom gesperrt wird, muss der Lieferant künftig über alternative Maßnahmen wie Schuldnerberatung und ähnliches informieren.

Sie hatten noch als „Randthema“ Energiearmut erwähnt. Was ist hier zu erwarten?

Zum Thema Energiearmut hat die EU bereits 2016 eine Beobachtungsstelle eingerichtet. Das Projekt ist befristet bis 2020 und soll die Mitgliedsstaaten dabei unterstützen, das Problem zu verstehen und zu bekämpfen.



Wie wird das Winterpaket umgesetzt?

Die vier geänderten Verordnungen des Winterpakets sind bereits in Kraft getreten und gelten unmittelbar in jedem Mitgliedsstaat. Das hat mit einer wichtigen Ausnahme zunächst kaum unmittelbare Auswirkungen auf den Markt, weil die Verordnungen vorwiegend Grundsätze vorgeben, wie die Mitgliedsstaaten ihre nationalen Energiemärkte organisieren müssen. Die Vorgaben aus den vier Richtlinien sind zu unterschiedlichen Zeitpunkten zwischen März 2020 und Juni 2021 umzusetzen. Der Gesetzgeber ist also gefordert.

Welches sind die wichtigsten Änderungen für den Energiemarkt in Deutschland?

Die wohl wichtigste Änderung für den Strommarkt kann sich aus einer Änderung der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt ergeben. Darin ist das Verfahren zur Überprüfung einheitlicher Stromgebotszonen oder auch Strompreiszonen neu geregelt. Derzeit wird diskutiert, ob aufgrund der Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland eine einheitliche deutsche Strompreiszone aufrechterhalten werden kann. Bislang ist das in der Stromnetz-zugangsverordnung so vorgesehen. Durch die Änderungen der Verordnung wird die Diskussion neu entfacht. Eine Aufteilung in unterschiedliche Gebotszonen würde den Stromhandel in Deutschland schwieriger machen und unterschiedliche Preise im Stromgroßhandel innerhalb Deutschlands nach sich ziehen. Ob das sinnvoll ist oder nicht, wird unterschiedlich bewertet.

Wenn die Verbraucher die neuen Möglichkeiten nutzen, die ihnen der Gesetzgeber einräumen muss, wird der Wettbewerb auf dem Strommarkt verstärkt werden, weil Anlagenbetreiber als lokale Stromlieferanten agieren können und in Konkurrenz zu etablierten Lieferanten treten. Ob das allerdings zu weiter sinkenden Preisen führt, bezweifle ich.

Worauf müssen sich Energieversorger und Kunden noch einstellen?

Das Marktgeschehen im Strommarkt wird künftig wohl kurzfristiger und kleinteiliger

werden und sich eher am Spotmarkt als am Terminmarkt orientieren. Damit werden auch die Preise stärker schwanken als bisher. Verbraucher sollen durch zeit- und lastvariable Tarife davon profitieren können. Solche Tarife werden derzeit aber so gut wie nicht angeboten. Das hat unterschiedliche Ursachen, nämlich die fehlende Ausstattung von Abnahmestellen mit intelligenten Messsystemen, die Abrechnung der Lieferungen nach Standardlastprofilen und das starre System von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen. Wenn der Verbrauch stärker an der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien orientiert werden soll, müssen diese Hindernisse beseitigt werden. Der Anteil des reinen Energiepreises am gesamten Strompreis beträgt rund 20 %. Der Rest sind Netzentgelte, Steuern und Umlagen. Solange diese Preisbestandteile nicht auch variabel werden, sind die möglichen Preisanreize zu gering, als dass Haushalte ihren Verbrauch deswegen verlagern würden. Die Diskussion über eine Flexibilisierung der Netzentgelte, Steuern und Umlagen läuft bereits seit längerem, Ergebnisse sind allerdings nicht in Sicht.

Für Lieferanten wird es künftig noch schwieriger werden, säumige Haushaltskunden zu sperren. Künftig muss der Lieferant vor der Sperrung über alternative Maßnahmen wie Schuldnerberatung informieren. Damit wird ein wichtiger Teilbereich des Problems Energiearmut schlicht auf die Grundversorger verlagert.

Was steht noch auf der energierechtlichen Agenda des Gesetzgebers?

Der Gesetzgeber hat bis zum Ende der Legislaturperiode im Sommer 2021 noch einiges zu erledigen. Auf den Weg gebracht ist die Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes, das – Stand heute – nur noch im Bundesge-

setzblatt verkündet werden muss. Ganz oben auf der Agenda steht natürlich die Umsetzung des Klimapakets. Dazu hat die Bundesregierung ja die ersten Gesetzgebungsverfahren schon eingeleitet. Auch das Klimaschutzgesetz, das noch vor einigen Monaten hoch umstritten war, wird jetzt auf den Weg gebracht.

Im Gesetzgebungsverfahren zur Novelle des Energiedienstleistungsgesetzes hat das BMWi zugesagt, das Mieterstromgesetz so nachzubessern, dass Mieterstrommodelle einfacher und wirtschaftlicher werden.

Schließlich wartet die Branche gespannt auf den Vorschlag für ein Kohleausstiegsgesetz, den das Bundeswirtschaftsministerium für Ende 2019 angekündigt hat.

Das Gesetz gegen Kostenfallen oder auch Gesetz für faire Verbraucherverträge hat nur am Rande energierechtlichen Bezug, ist aber dennoch von großer Bedeutung für Lieferanten und Verbraucher. Mit diesem Gesetz soll die zulässige Erstlaufzeit auch von Energieverträgen mit Verbrauchern von zwei Jahren auf ein Jahr, der Verlängerungszeitraum von jeweils einem Jahr auf je drei Monate und die Kündigungsfrist von drei Monaten auf einen Monat abgekürzt werden. Für Energielieferanten verringert sich die Planungssicherheit und erhöht sich der Verwaltungsaufwand. Das wird sich in den Preisen niederschlagen müssen.

Mit dem Gesetz sollen Verbraucher auch gegen Energielieferverträge geschützt werden, die ihnen am Telefon untergeschoben werden. Telefonisch geschlossene Verträge sollen künftig erst wirksam werden, wenn der Verbraucher sie in Textform bestätigt hat. Dagegen ist meines Erachtens nichts einzuwenden.

Stromintensive Unternehmen: Vorratsbewertung und Allgemeine Ausgleichsregelung

Unternehmen, die einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage im Rahmen der Besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 63 EEG 2017 stellen, müssen nachweisen, dass sie zum Kreis der Berechtigten (bestimmte stromkostenintensive Unternehmen) gehören. Neben der Zuordnung zu einer Branche nach Anlage 4 zum EEG 2017 und einer Strombezugsmenge an einer Antragsabnahmestelle von mehr als 1GWh muss das antragstellende Unternehmen dabei – je nach Branche – eine Stromkostenintensität (SKI) von mehr als 14 bzw. 20 Prozent nachweisen. Die SKI wiederum ergibt sich als Relation von maßgeblichen Stromkosten zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung (BWS) von drei Jahren.

Die BWS umfasst die im Nachweiszeitraum erbrachte wirtschaftliche Leistung des Unternehmens nach der Definition des Statistischen Bundesamtes. Danach stellt die wirtschaftliche Leistung das Ergebnis aus der typischen und spezifischen Leistungserstellung (der Produktion) des Unternehmens dar (Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 4.3., Wiesbaden 2007, Information zur Kostenstrukturerhebung, Seite 1). „Die erbrachte wirtschaftliche Leistung stellt hierbei das Ergebnis aus der typischen und spezifischen Leistungserstellung (der Produktion) des Unternehmens dar. ... Außerordentliche betriebs- und periodenfremde Einflüsse werden nicht einbezogen“ (vgl. Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2019 des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – Stand: 16.4.2019).

Basierend auf der vorgehend angeführten Definition geht das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) in seinen Ausführungen im Merkblatt vom 16.4.2019 auch davon aus, dass „... auch Wertminderungen auf das Umlaufvermögen ... bei der Ermittlung der Bruttowertschöpfung nicht wertmindernd berücksichtigt werden [dürfen]. Folglich sind die Bestände und Eingänge an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie die Bestände an unfertigen und fertigen Erzeugnissen zu historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten zu bewerten“. Hier folgt das BAFA der Definition zum Tabellenteil „Materialverbrauch“ (vgl. Auszug aus Fachserie 4, Reihe 4.3. „Ermittlung der Bruttowertschöpfung) des Statistischen Bundesamtes). Darüber hinaus stützt sich die vom BAFA angewandte Definition sowohl auf die Diktion „Eingänge an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen“ im Berechnungsschema des Brutto- und des Nettoproduktionswertes als auch auf die Definition unter Punkt D der Kostenstrukturerhebung bei Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (Kostenstrukturerhebung) des Statistischen Bundesamtes bzw. Nr. 13 der Informationen zur Kostenstrukturerhebung. Hiernach sind Rohstoffe und sonstige fremdbezogene Vorprodukte, Hilfs- und Betriebsstoffe zu Anschaffungskosten zuzüglich Anschaffungsnebenkosten sowie Fracht, Verpackung, Zoll, Verbrauchssteuern und dergleichen abzüglich Preisnachlässen (bspw. Rabatten, Boni, Skonti, etc.) anzusetzen. Subventionen sind nicht abzusetzen.

Aufgrund der gängigen Betrachtung können sich daher beim Eingang von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen und den in der BWS aufzuführenden Beständen bei der Bestandsbewertung Unterschiede zum handelsrechtlichen Jahresabschluss ergeben, da in diesem das strenge Niederstwertprinzip gemäß des § 253 Abs. 4 HGB Anwendung findet.

Hinweis: *Fraglich bleibt jedoch, ob zum einen die wortgenaue Anwendung der Definitionen des Statistischen Bundesamtes sachgerecht ist und dem Anwendungsbereich des EEG 2017 Genüge leistet. Zum anderen stellt die enge Auslegung des Wortlauts der Fachserie 4, Reihe 4.3. die antragstellenden Unternehmen vor nicht unerhebliche Herausforderungen. So werden Antragsteller mit komplexeren Warenwirtschaftssystemen kaum in der Lage sein, Gängigkeitsabschläge aufgrund von Reichweitenanalysen und Abwertungen, welche sich bspw. auf die Durchschnittspreisbildung aufgrund von Verbrauchsfolgeverfahren ergeben, sachgerecht zu ermitteln.*

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob zum Zwecke der Antragstellung nach den §§ 63 EEG 2017 nicht auf den strengen Wortlaut der Definitionen des Statistischen Bundesamtes abzustellen ist, sondern vielmehr auf die tatsächlichen Aufwendungen, welche dem antragstellenden Unternehmen im Rahmen des Produktionsprozesses im entsprechenden Nachweiszeitraum entstanden sind. Hierzu sind unstrittig auch Abwertungen des Vorratsvermögens aufgrund des strengen Niederstwertprinzips hinzuzurechnen, soweit diese den Nachweiszeitraum betreffen.

Überblick Marktkommunikation 2020 (MaKo 2020)

Rechtliche Rahmenbedingungen und Zielsetzungen

Bereits am 2.9.2016 trat das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in Kraft. Kernbestandteil ist das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), das den flächendeckenden Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) vorsieht. Nach der Grundkonzeption ist angestrebt, dass künftig alle beim Kunden mit Hilfe von iMSys erhobenen Messwerte ausschließlich dort dezentral gespeichert, aufbereitet und im Anschluss an alle berechtigten Marktakteure verteilt werden. Die Vorstellung des Gesetzgebers sah ursprünglich vor, mit dem Smart-Meter-Rollout zum 1.1.2017 zu beginnen, sofern die Voraussetzungen dafür geschaffen sind. Dies betraf insbesondere die Verfügbarkeit von zertifizierten iMSys der 2. Generation (G2-Geräte).

Durch das MsbG ändert sich die Prozesslandschaft in der Energiewirtschaft, insbesondere in der Sparte Strom, grundlegend. Der Netzbetreiber wird – bei Endverbrauchern, die an ein iMSys angebunden sind – künftig nicht mehr als „Datendrehscheibe“ fungieren. Stattdessen wird eine „sternförmige“ Kommunikation eingeführt, bei der Messwerte direkt vom iMSys an die berechtigten Marktteilnehmer versendet werden. Dies soll sicherstellen, dass jeder Marktteilnehmer die Informationen erhält, die er tatsächlich benötigt.

Die zukünftig geplante sternförmige Messwertverarbeitung setzt voraus, dass die eingesetzten iMSys technisch in der Lage sind, Messwerte dezentral aufzubereiten und zu verteilen. Die so genannten iMSys der 1. Generation (G1-Geräte) beherrschen das nicht.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat hierauf mit Beschlüssen vom 20.12.2016 reagiert (Az. BK6-16-200 für die Sparte Strom bzw. Az. BK7-16-142 für die Sparte Gas) und ein sog. Interimsmodell für die Marktkommunikation festgelegt. Danach darf die Messwerterhebung und -verteilung zunächst weiterhin über die Marktrolle Netzbetreiber erfolgen. Die BNetzA machte von der in § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG eingeräumten Möglichkeit Gebrauch, bei Strom für eine Übergangszeit bis zum 31.12.2019 und bei Gas dauerhaft eine Ausnahme von der Messwertverteilung aus iMSys vorzusehen und andere Marktteilnehmer als den Messstellenbetreiber (MSB) mit der Wahrnehmung dieser Aufgabe zu betrauen.

Für einen Zeitraum 1.10.2017 bis 30.11.2019 wurde ein Interimsmodell eingeführt, das ab dem 1.1.2020 durch das Zielmodell hätte abgelöst werden sollen. Dadurch sollten die iMSys in die IT-Landschaft eingebunden werden, ohne die bestehenden Marktprozesse zu stark anpassen zu müssen. Zwischenzeitlich hat sich herausgestellt, dass die für das Zielmodell erforderlichen G2-Geräte zum 1.1.2020 noch nicht am Markt verfügbar sein werden und der Zeitplan zur MsbG-Umsetzung nicht eingehalten werden kann. Die BNetzA hat mit Festlegung BK6-18-032 vom 20.12.2018 (MaKo 2020) auf diesen Umstand reagiert. Darin ist die rechtskonforme Ausgestaltung der Marktkommunikation nach Ablauf der o.g. Frist des § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG geregelt. Im Kern geht es um folgendes:

- ▶ Die Aufgabe der Messwerterhebung, -aufbereitung und -verteilung ist künftig durch den MSB umfassend wahrzunehmen. Dies gilt umfassend für jegliche Messtechnik im Strommarkt.
- ▶ Messwerte werden durch den MSB, wie gesetzlich angeordnet, sternförmig verteilt. Gemäß § 60 Abs. 2 MsbG soll bei Messstellen mit iMSys die Aufbereitung der Messwerte (u. a. Berechnung der Werte einer Marktlotation (MaLo) aus mehreren Messlokationen (MeLos) und Berücksichtigung von Trafo-/Leistungsverlusten), insbesondere die Plausibilisierung und die Ersatzwertbildung im Smart-Meter-Gateway (SMGW) und die Datenübermittlung über das SMGW direkt an die berechtigten Stellen erfolgen. Da derzeit die dezentrale Messwertaufbereitung im SMGW noch nicht möglich ist (bei den G1-Geräten), erfolgt dies bis zur Verfügbarkeit von G2-Geräten ausschließlich und unabhängig vom Messsystem zunächst über das Backend des MSB.
- ▶ Die Aggregation von Einzelwerten zu Bilanzkreissummen für die Bilanzkreisabrechnung erfolgt für alle mit iMSys ausgestatteten Kunden künftig beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Hinweis: Ausführliche Informationen hierzu finden Sie in einer in Kürze erscheinenden Publikation zum Thema Marktkommunikation 2020, die Sie gerne unter novusenergie@ebnerstolz.de bei uns anfordern können.

Erhebung der EEG-Umlage für nicht gemeldete Verlustenergie

Netzbetreiber sind hinsichtlich sog. Verlustenergie von der EEG-Umlage befreit. Die Befreiung greift jedoch nur, wenn bestimmte Meldepflichten fristgerecht erfüllt werden.

Gemäß § 61 Abs. 3 EEG 2017 unterliegt die Stromlieferung an Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 StromNEV grundsätzlich nicht der EEG-Umlage. Die Befreiungsvorschrift findet jedoch nur dann Anwendung, wenn der Netzbetreiber den Mitteilungspflichten nach § 74 Abs. 1 bzw. § 74a Abs. 1 EEG 2017 fristgerecht unverzüglich nachgekommen ist.

Dabei handelt es sich konkret um die Basisangaben nach § 74 Abs. 1 EEG 2017:

- ▶ die Angabe, ob und ab wann ein Fall im Sinn des § 60 Abs. 1 EEG vorliegt,
- ▶ die Angabe, ob und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert oder entfällt und
- ▶ Änderungen, die für die Beurteilung, ob die Voraussetzungen eines Entfallens oder einer Verringerung der EEG-Umlage weiterhin vorliegen, relevant sind oder sein können, sowie der Zeitpunkt des Eintretens,

oder nach § 74a Abs. 1 EEG 2017:

- ▶ die Angabe, ob und ab wann ein Fall des § 61 Abs. 1 Abs. 1 (Eigenversorgung) oder Abs. 2 (Letztverbrauch) vorliegt,
- ▶ die installierte Leistung der selbst betriebenen Stromerzeugungsanlagen und
- ▶ die Angabe, ob und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert oder entfällt.

Die Mitteilung dieser Basisangaben ist zu unterscheiden von den Endabrechnungen nach § 74 Abs. 2 bzw. § 74a Abs. 2 EEG 2017.

Hinweis: Einmalig konnte die für die Befreiung von der EEG-Umlage vorgegebene Mitteilungspflicht der Basisangaben im Rahmen der Endabrechnung für 2017 bis (spätestens) 31.5.2018 erfüllt werden. Da die Basisangaben nicht allgemeiner Bestandteil der Endabrechnungen sind und unverzüglich dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach deren Muster zu übermitteln sind, sollten diese Meldepflichten auch nach dem Energiesammelgesetz beachtet werden

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten Anfang 2019 Sachverhaltsaufklärungsschreiben bei fehlenden Meldungen versandt, sahen aber einmalig von Sanktionen ab. Netzgesellschaften sollten diese Mitteilungspflichten für Verlustenergie beachten und entsprechende Fristenkontrollen einrichten, da bei fehlender bzw. nicht rechtzeitiger Meldung die Erhebung von 20% der EEG-Umlage auf die Verlustenergiemengen droht.



Wichtige Änderungen bei Energieaudits durch die Novelle des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen

Seit Dezember 2015 sind Energieaudits durchzuführen, die nach vier Jahren zu wiederholen sind. Viele Unternehmen müssen somit bis Ende 2019 Vorkehrungen zur Umsetzung treffen.

Verpflichtet zu Durchführung eines Energieaudits ist jede rechtlich selbständige Einheit, unabhängig von ihrer Rechtsform, die aus handels- und/oder steuerrechtlichen Gründen Bücher führt und bilanziert und wirtschaftlich tätig ist. Zudem sind öffentliche Unternehmen verpflichtet, soweit sie nicht überwiegend hoheitlich tätig sind.

Ausnahmen gelten u. a. für Unternehmen mit weniger als 250 Arbeitnehmern, sofern diese nicht gleichzeitig mehr als 50 Mio. Euro Jahresumsatz und mehr als 43 Mio. Euro Jahresbilanzsumme ausweisen (KMU).

Das Energieaudit ist von einer Person durchzuführen, welche die Anforderungen des § 8b EDL-G erfüllt. Die Person muss auf Grund ihrer Ausbildung oder beruflichen Qualifizierung und praktischen Erfahrung über die erforderliche Fachkunde zur ordnungsgemäßen Durchführung eines Energieaudits verfügen.

Am 27.6.2019 hat der Bundestag Änderungen des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) beschlossen, die voraussichtlich noch in diesem Jahr in Kraft treten werden. Mit der Novelle werden Unternehmen mit einem Gesamtenergieverbrauch von bis zu 500.000 kWh pro Jahr von der Verpflichtung ausgenommen. Die Novelle begründet neue Meldepflichten, auch für die von der Auditpflicht befreiten Unternehmen.

Die Änderungen betreffen im Wesentlichen folgende Punkte:

1. Unternehmen, die den Nicht-KMU-Status zwischen dem 5.12.2015 und vor dem Inkrafttreten des Änderungsgesetzes erlangt haben oder noch erlangen, müssen ihr erstes Energieaudit binnen 20 Monaten nach Inkrafttreten des Änderungsgesetzes durchführen. Unternehmen, die den Nicht-KMU-Status nach Inkrafttreten des Änderungsge-

setzes erlangen, müssen ihr erstes Energieaudit binnen 20 Monaten nach Erlangung des Nicht-KMU-Status durchführen.

Hinweis: Damit wird eine Gesetzeslücke geschlossen. Bislang war der Sachverhalt, dass ein Unternehmen den Nicht-KMU-Status neu erlangt, nicht geregelt.

2. Nicht-KMU mit einem Gesamtenergieverbrauch von bis zu 500.000 kWh pro Jahr sind von der Verpflichtung ausgenommen, ein Energieaudit durchführen zu lassen. Maßgeblich ist der Verbrauch des Jahres, das dem Jahr vorausgeht, in dem das nächste Energieaudit hätte durchgeführt werden müssen. Unternehmen, die 2015 ein Energieaudit durchgeführt haben, müssen 2019 grundsätzlich ein neues Energieaudit durchführen. War jedoch der Energieverbrauch im Jahr 2018 nicht höher als 500.000 kWh, entfällt die Verpflichtung.

Hinweis: Zur Ermittlung ist der Energieverbrauch aller eingesetzten Energieträger (Gas, Strom, ggf. Wärme) zu zusammenzurechnen. Maßgeblich ist der Verbrauch im Unternehmen. Unterhält das Unternehmen mehrere Standorte, ist der Gesamtverbrauch aller Standorte zu berücksichtigen. Gegenüber dem BAFA ist die Unterschreitung der Verbrauchsgrenze durch geeignete Belege nachzuweisen.

3. Alle Nicht-KMU, also auch diejenigen, die gemäß oben 2. von der Auditpflicht befreit sind, sind verpflichtet, dem BAFA über ein noch einzurichtendes Portal Informationen zum Energieverbrauch zu übermitteln (§ 8c Abs. 1 EDL-G neu). Diese Informationspflicht dient vorrangig der Verbesserung der Vollzugstransparenz. Das BAFA fordert Angaben zum Unternehmen, ggf. zur Person, die das Audit durchgeführt hat, zum Gesamtenergieverbrauch in kWh pro Jahr, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, zu den Energiekosten pro Jahr, ebenfalls aufgeschlüsselt nach Energieträgern, ggf. zu den im Audit vorgeschlagenen Maßnahmen sowie ggf. den Kosten des Audits.

Hinweis: Die Meldung an das BAFA muss innerhalb von zwei Monaten nach Durchführung des Energieaudits, spätestens bis Ende März 2020 erfolgen.

4. Änderungen ergeben sich auch für die Personen, die beabsichtigen, ein Energieaudit durchzuführen. Bislang konnten sich Auditoren freiwillig in eine vom BAFA geführte Liste eintragen lassen. Künftig müssen sich Personen, die ein Audit durchführen wollen, beim BAFA registrieren und sowohl den Nachweis führen, dass sie über die erforderliche Fachkunde verfügen, als auch, dass sie sich durch Fortbildungen auf dem Stand der Technik halten.

Hinweis: Personen, die bereits in der von der BAFA geführten Liste eingetragen sind, müssen sich nicht erneut registrieren. Der erstmalige Fachkundenachweis ist innerhalb einer Frist von drei Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes zu erbringen. Ein Verstoß gegen die Verpflichtungen ist bußgeldbewehrt.

5. Mit der Novelle werden auch einzelne Regelungen des EEG geändert. So wird mit Änderungen der §§ 61c und 61d EEG 2017 die Eigenversorgung aus KWK-Anlagen mit einer Leistung von 1 bis 10 MW einheitlich mit einer auf 40 % verringerten EEG-Umlage belegt.

Durch eine Änderung des § 61l EEG 2017 werden für die Jahre 2017 und 2018 Sanktionen für die Verletzung bestimmter Meldepflichten ausgesetzt, um den Unternehmen ausreichend Zeit für eine Umstellung einzuräumen. Die Regelung betrifft Energieversorgungsunternehmen, die ihre Pflicht verletzt haben, Verlustenergiemengen an den Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Gemäß § 61l EEG 2017 führt das zu einer Beaufschlagung der Mengen mit EEG-Umlage in Höhe von 20 % des normalen Satzes.

Berechnung von Konzessionsabgaben in Weiterleitungsfällen

In Weiterleitungsfällen hat das weiterleitende Unternehmen (Weiterleiter) Konzessionsabgaben abzuführen, die sich danach bemessen, ob an Tarifikunden oder an Sonderkunden weitergeleitet wird. Die Abrechnungen werden derzeit von den Netzbetreibern bis zum 30.4. des Folgejahres angefordert.

Auf einem Betriebsgelände, einem Gewerbestandort oder in einem Mietshaus treten immer wieder Fälle auf, in denen natürliche oder juristische Personen zunächst über das Netz der öffentlichen Versorgung mit Energie versorgt werden, diese Energie dann aber an andere Letztverbraucher weiterleiten.

Die Weiterleitung von Strommengen ohne Inanspruchnahme öffentlicher Wege kann für den Weiterleiter zu erheblichen Konsequenzen hinsichtlich der Abrechnung von Stromsteuern, der Abrechnung von Stromumlagen aber auch der mit der Strombelieferung zu zahlenden Konzessionsabgaben führen.

In § 2 Abs. 8 der Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV) ist nämlich geregelt, dass Konzessionsabgaben auf sämtliche Strommengen auch in Weiterleitungsfällen immer in der Höhe abzurechnen sind, die abzurechnen wäre, wenn der Weiterleiter nicht eingeschaltet worden wäre. Nach der immer noch gültigen KAV vom 9.1.1992 müssen auf Strommengen folgende Konzessionsabgaben berechnet und über den Netzbetreiber an die jeweilige Gemeinde abgerechnet werden.

Netzbetreiber sind zur Vermeidung von Nachteilen für die jeweils betroffene Gemeinde und aufgrund der abgeschlossenen Verträge verpflichtet, die Konzessionsabgabe konkret in Bezug auf jeden Letztverbraucher abzurechnen. Eine Konzessionsabgabe ist grundsätzlich einzufordern; in Zweifelsfällen wird die höhere Konzessionsabgabe zugrunde gelegt. Eine niedrigere Konzessionsabgabe kann vom Netznutzer nur gegen Nachweis berechnet werden.

Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass nicht alle Letztverbraucher in einem Weiterverteilungsfall nach § 2 Abs. 8 KAV als solche bekannt und geeichte Messungen nicht vollumfänglich vorhanden sind. Dem entsprechend versenden Netzbetreiber derzeit vermehrt Schreiben mit einem entsprechend formulierten Auskunftsverlangen.

Hinweis: Betroffene Weiterleiter sollten nochmals überprüfen, ob an die belieferten Letztverbraucher – dabei kann es sich sowohl um Tarif- als auch um Sondervertragskunden im Sinne der KAV handeln – die jeweils richtige Konzessionsabgabe belastet wurde. Gegenüber dem Netzbetreiber müssen die selbstverbrauchten, selbsterzeugten und weitergeleiteten Strommengen nachgewiesen werden, da Netzbetreiber damit drohen, ansonsten die jeweils höhere Konzessionsabgabe auf die insgesamt bezogenen Strommengen abzurechnen. Ein mangelnder Nachweis für Weiterleitungen auf dem eigenen Betriebsgelände kann in Abhängigkeit des Stromverbrauchs zu einem erheblichen Kostenfaktor führen. Dabei gilt es auch zu berücksichtigen, dass die verlangten Angaben oft für deutlich zurückliegende Jahre eingefordert werden können.

Tarifikundenbelieferung	Cent/kWh
▶ bei Schwachlasttarifen	0,61
▶ nach Gemeindegrößen ohne Schwachlasttarif	1,32 bis 2,39

Sonderkundenbelieferung	Cent/kWh
▶ über Grenzpreis	0,11
▶ unter Grenzpreis (2018: 12,47 Cent/kWh)	0,00

IDW zur bilanziellen Behandlung der EEG-Umlage im handelsrechtlichen Jahresabschluss

Die finanzielle EEG-Umlage wird im handelsrechtlichen Jahresabschluss von Stromlieferanten (Energieversorgungsunternehmen, EVU) auch bereits vor dem Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetz (BilRuG) regelmäßig als Bestandteil der Umsatzerlöse gemäß § 275 Abs. 2 Nr. 1 HGB behandelt und deren Abführung an den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber unter dem Materialaufwand erfasst. Aufgrund der Höhe der EEG-Umlage im Vergleich zum Strompreis i.e.S. wird in der Praxis diese bilanzielle Behandlung teilweise als Aufblähung der Gewinn- und Verlustrechnung empfunden und die Aussagekraft des Jahresabschlusses in Frage gestellt.

Der Energiefachausschuss (EFA) des IDW hat in seiner dritten Sitzung vom 30.10.2018 die bilanzielle Behandlung der finanziellen EEG-Umlage nach dem gegenwärtigen bundesweiten Ausgleichsmechanismus im handelsrechtlichen Jahresabschluss behandelt.

Der bundesweite Ausgleichsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (ab 1.1.2017 kurz: EEG 2017) regelt, dass den Betreibern von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, Zahlungsansprüche auf Marktprämien, Einspeisevergütungen, Mieterstromzuschlägen sowie Zahlungsansprüchen für Flexibilität eingeräumt werden. Die Auszahlung der Zahlungsansprüche erfolgt im Wege des so genannten vertikalen Belastungsausgleichs, jeweils durch den zuständigen Netzbetreiber (i.d.R. Verteilnetzbetreiber), dem seine finanziellen Belastungen vom vorgelagerten regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber erstattet werden. Zum sog. horizontalen Belastungs-

ausgleich werden die regelzonenspezifischen Kosten der vier Regelzonen für die entsprechenden Umlagesysteme ermittelt und die deutschlandweiten Gesamtkosten nach einem zu ermittelnden Schlüssel zwischen den Übertragungsnetzbetreibern aufgeteilt. Nach § 60 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, von Energieversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, die finanzielle EEG-Umlage zu verlangen.

Der EFA bestätigte im Ergebnis die herrschende Bilanzierungspraxis des getrennten Ausweises der finanziellen EEG-Umlage als Bestandteil der Umsatzerlöse sowie der Aufwendungen aus der Abführung an die Übertragungsnetzbetreiber als Materialaufwand. In seiner Begründung führt der EFA aus, dass die finanzielle EEG-Umlage bei den Energieversorgungsunternehmen zwar bei ihrer Preisbildung Berücksichtigung findet, die Energieversorgungsunternehmen jedoch nicht verpflichtet sind, diese an die Kunden bzw. Letztverbraucher weiterzureichen.

Im Ergebnis sind Energieversorgungsunternehmen selbst Schuldner der finanziellen EEG-Umlage und führen diese nicht für den Letztverbraucher ab. Es handelt sich insofern nicht um einen durchlaufenden Posten im Jahresabschluss. Daher ist es nach Auffassung des EFA folgerichtig, dass die als Teil des Preises abgerechnete finanzielle EEG-Umlage im handelsrechtlichen Jahresabschluss als Umsatzerlös und die Abführung der EEG-Umlage an den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber unter dem Materialaufwand ausgewiesen wird.

Hinweis: Vergleichbare Überlegungen gelten für die Umlagen, wie z. B. die KWKG-Umlage, die Strom-NEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage (bis 2018), die Offshore-Netzumlage (ab 2019), die die Netzbetreiber bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz bringen dürfen (vgl. § 26 Abs. 1 sowie § 28 Abs. 3 KWKG).

Geplante Festlegungen nach § 6b EnWG der Bundesnetzagentur für den Strom- und Gasbereich

Die Beschlusskammern 8 (Netzentgelte Strom) und 9 (Netzentgelte Gas) der Bundesnetzagentur (BNetzA) haben am 27.8.2019 parallel Festlegungsverfahren nach § 6b Abs. 6 i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG eingeleitet. Die BNetzA beabsichtigt, zusätzliche Bestimmungen für die Erstellung und Prüfung von Jahresabschlüssen und Tätigkeitsabschlüssen gegenüber vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und rechtlich selbstständigen Netzbetreibern ab 2020 festzulegen.

Die Konsultationsfassungen können bei der BNetzA (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammern_node.html) abgerufen werden. Der wesentliche Inhalt der Festlegungen wird gemeinsam mit den vom IDW mit Schreiben vom 2.10.2019 an die BNetzA gerichteten Stellungnahmen im Folgenden dargestellt.

Reichweite einer Festlegung

Im Entwurf der Festlegung werden zusätzliche Angaben zur Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung der genannten Tätigkeitsbereiche gefordert, sowie die Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen von den in § 6b EnWG genannten Unternehmen.

Die geforderten Angaben bestehen beispielsweise aus:

- ▶ Übersicht von verbundenen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, die gegenüber den Tätigkeitsbereichen „Elektrizitäts- und Gasübertragung“ bzw. „Elektrizitäts- und Gasverteilung“ Dienstleistungen erbringen und/oder Netzinfrastruktur(en) überlassen
- ▶ Ergänzende Angaben zur Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung

- ▶ Anlagegitter
- ▶ Rückstellungsspiegel
- ▶ Verbindlichkeiten aus Gewinnabführungsverträgen mit Bezug zu den genannten Tätigkeitsbereichen

Die laut der Festlegung geforderten zusätzlichen Angaben können dem Prüfungsbericht des Abschlussprüfers neben dem Jahresabschluss und ggf. dem Lagebericht sowie evtl. Tätigkeitsabschlüssen als Anlage beigelegt werden.

Nach der geplanten Festlegung sind bestimmte Posten der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung nach bestimmten „Umlagen“ weiter zu untergliedern. Diese weitere Untergliederung sollte nach dem IDW nur von Netzbetreibern und nicht von vertikal integrierten Dienstleistungsgesellschaften, die lediglich aufgrund der Vorgaben der Festlegung einen Tätigkeitsabschluss „Elektrizitäts- und Gasübertragung“ bzw. „Elektrizitäts- und Gasverteilung“ aufzustellen haben, verlangt werden.

Des Weiteren sollen Forderungen und Verbindlichkeiten in der Höhe ausgewiesen werden, die sich vor einer Saldierung der entsprechenden Bilanzposten ergeben würde.

Hinweis: *Fraglich ist, ob hiervon auch die in der Energiebranche als zulässig erachtete Saldierung von Forderungen aus bilanzieller Hochrechnung mit den darauf bereits erhaltenen Abschlagszahlungen erfasst wird.*

Darüber hinaus fordert die Festlegung einen Rückstellungsspiegel für die genannten Tätigkeitsbereiche. Danach sind Anfangsbestand, Verbrauch, Auflösung, Zuführung und Endbestand je Rückstellung anzugeben.

Handelsrechtlich sind die sonstigen Rückstellungen nach § 285 Nr. 12 HGB lediglich zu erläutern, ein Rückstellungsspiegel ist nicht erforderlich.

Hinweis: *Verändert sich der Schlüssel zwischen dem Jahr der Zuführung der Rückstellung und dem Jahr der Inanspruchnahme bzw. Auflösung (z. B. Verhältnis zum Umsatz), geht der Rückstellungsspiegel nicht mehr auf. Im Anlagevermögen wird dieses Problem in der Praxis durch gesonderte Spalten „Anpassungen aufgrund Schlüsselung“ gelöst. Ob eine analoge Vorgehensweise dem Sinn und Zweck eines Rückstellungsspiegels gerecht wird, ist fraglich.*

Das IDW kommt bezüglich der Reichweite der Festlegungen zu dem Schluss, dass die Regulierungsbehörde zwar nach § 6b Abs. 6 EnWG zusätzliche Bestimmungen gegenüber einem Unternehmen i.S.d. § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen kann, die vom Prüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung über die nach § 6b Abs. 1 EnWG anwendbaren Prüfungsvoraussetzungen hinaus zu berücksichtigen sind, jedoch könne es sich dabei nur um zusätzliche Bestimmungen handeln, die sich auf die Erweiterung der Jahresabschlussprüfung nach § 6b Abs. 5 EnWG beziehen und vom Sinn und Zweck her mit der Jahresabschlussprüfung vereinbar sind.

Adressaten der Festlegung

Weitere Kritik äußert das IDW an der Festlegung der Adressaten der geplanten zusätzlichen Bestimmungen: Unternehmen, die zwar mit einem vertikal integrierten Unternehmen i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG verbunden, aber lediglich klassische Dienstleistungen, wie z. B. Buchhaltung, allgemeine Rechtsberatung oder Finanzdienstleistungen erbrin-

gen, seien keine Unternehmen i.S.d. § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG, auch wenn sie diese Dienstleistungen gegenüber einem Netzbetreiber erbringen. Bei den beispielhaft genannten Dienstleistungen handele es sich weder um unmittelbare noch um mittelbar energiespezifische Dienstleistungen. Die geplante Festlegung geht anscheinend von einem anderen Verständnis aus, wonach solche Dienstleistungsgesellschaften getrennte Konten zu führen und einen Tätigkeitsabschluss für den Bereich „Elektrizitäts- und Gasübertragung“ bzw. „Elektrizitäts- und Gasverteilung“ aufzustellen haben, soweit diese Gesellschaft diese eigentlich nicht energiespezifischen Dienstleistungen an einen Übertragungsnetzbetreiber oder Verteilernetzbetreiber erbringt.

Hinweis: Ob sich aus § 6b Abs. 3 EnWG die Pflicht ableiten lässt, dass Unternehmen, die unmittelbar oder mittelbar energiespezifische Dienstleistungen an eine Netzgesellschaft erbringen, Tätigkeitsabschlüsse für die Elektrizitätsübertragung bzw. Elektrizitätsverteilung aufstellen müssen, bezweifelt das IDW.

Aufgrund des Verweises in den Gründen der geplanten Festlegung auf § 4 Abs. 5a StromNEV stellt das IDW auch die Frage, ob nach den Vorstellungen der BNetzA auch verbundene Gesellschaften zur Kontentrennung und Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses verpflichtet sind, die keine unmittelbare Beziehung zur Netzgesellschaft haben, aber an eine Dienstleistungsgesellschaft Leistungen erbringen, wie z. B. Vermietung des Verwaltungsgebäudes, Lohnabrechnung, Personalgestaltung, die wiederum Leistungen an die Netzgesellschaft erbringt und somit nach den Vorstellungen der BNetzA einen Tätigkeitsabschluss für den Bereich „Elektrizitäts- und Gasübertragung“ bzw. „Elektrizitäts- und Gasverteilung“ aufzustellen hat. Das IDW fordert eine Klarstellung. Müssten Dienstleistungsgesellschaften, die keine

energiespezifischen Dienstleistungen im eigentlichen Sinne erbringen, für den Tätigkeitsbereich „Elektrizitäts- und Gasübertragung“ bzw. „Elektrizitäts- und Gasverteilung“ einen Tätigkeitsabschluss aufstellen, wäre dieser auch im elektronischen Bundesanzeiger offenzulegen. Dadurch werden bei solchen Unternehmen die Margen nicht nur gegenüber der BNetzA, sondern auch gegenüber Wettbewerbern transparent, die nicht zur Offenlegung einzelner Tätigkeitsbereiche gezwungen sind. Auch hier stellt sich die Frage, ob diese Zwangstransparenz gegenüber jedermann bei Unternehmen gerechtfertigt ist, welche nicht der Regulierung unterliegen.

Hinweis: Für sämtliche dieser Unternehmen erhöht sich der bürokratische und der finanzielle Aufwand (z. B. zusätzliche interne Kosten sowie Prüfungskosten) deutlich.

Prüfungspflicht

Die geplanten Festlegungen sehen auch vor, dass betroffene Unternehmen ihren Jahresabschluss und ggf. Lagebericht unabhängig von größenabhängigen Erleichterungen durch einen Abschlussprüfer prüfen lassen müssen. Beauftragt ein nach § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG i.V.m. § 316 Abs. 1 Satz 1 HGB nicht prüfungspflichtiges Unternehmen (z. B. kleine Kapitalgesellschaft) aufgrund der geplanten Vorgabe einen Wirtschaftsprüfer mit der Jahresabschlussprüfung, handelt es sich nicht um eine gesetzlich vorgeschriebene Prüfung, sondern um eine freiwillige Prüfung.

Sofern eine Befassung durch den Abschlussprüfer mit den von der Festlegung vorgesehenen zusätzlichen Angaben erforderlich ist, empfiehlt das IDW dies unabhängig von der Jahresabschlussprüfung vom Unternehmen oder der zuständigen Regulierungsbehörde gesondert zu beauftragen.

Vor dem Hintergrund der Aufgaben der Bundesnetzagentur kann das IDW zwar das Anliegen nach zusätzlichen Informationen und nach einem einheitlichen Vorgehen der Netzbetreiber im Hinblick auf die Tätigkeitsabschlüsse nachvollziehen, bezweifelt aber, dass § 6b Abs. 6 i.V.m. § 29 EnWG die Regulierungsbehörden ermächtigt, auch zusätzliche Bestimmungen für die Rechnungslegung und Buchführung festzulegen.

Hinweis: Neben den offenen Auslegungsfragen, insbesondere aufgrund der geforderten Detailtiefe, würde es zu umfangreichen zusätzlichen Angaben kommen. Dadurch und infolge der erweiterten Prüfungs- und Berichtspflichten des Abschlussprüfers, die durch das Verfahren der risikoorientierten Jahresabschlussprüfung nicht geleistet werden können, wird es mit hinreichender Sicherheit zu einem erheblichen Mehraufwand und einem Anstieg der Prüfungshonorare führen. Das IDW hat der BNetzA angeboten, gemeinsam zu erörtern, was Wirtschaftsprüfer im Zusammenhang mit den regulatorischen Anforderungen leisten können und welche Möglichkeiten einer Prüfung oder sonstigen vergleichbaren Tätigkeit bestehen.

Wichtige Neuregelungen im Strom- und Energiesteuerrecht, in erster Linie neue Voraussetzungen für Stromsteuerbefreiungen seit 1.7.2019

Am 27.6.2019 wurde das vom Bundestag am 22.6.2019 beschlossene Gesetz zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Bei der EU-Kommission war die Zustimmung zu diesem Gesetz aufgrund deren Vorbehalts zu beihilferechtlichen Vorschriften einzuholen. Erst danach konnte das Gesetz in Kraft treten. Die Zustimmung der EU-Kommission wurde am 4.7.2019 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht (BGBl. I S. 908). Damit sind wichtige Änderungen des Strom- und Energiesteuerrechts überwiegend zum 1.7.2019 in Kraft getreten.

Vor allem die Voraussetzungen für bestimmte Stromsteuerbefreiungen wurden modifiziert, um auch künftig die Konformität mit dem EU-Beihilferecht zu gewährleisten. Entlastung und Nachweisführung für den Versandhandel mit Energieerzeugnissen wurden an die EU-Vorgaben angepasst. Zudem wurde für geringfügige Verfahrensabweichungen im Steueraussetzungsverfahren eine Regelung geschaffen, wonach nicht zwingend eine Besteuerung ausgelöst wird. Zugleich wurden die Durchführungsverordnungen geändert, auch enthält das Gesetz Erleichterungen bei der Erfüllung der Transparenzpflichten. Im Folgenden erläutern wir die wichtigsten Änderungen.

Einschränkungen der Stromsteuerbefreiungen

Von besonderer Bedeutung sind die Einschränkungen der Stromsteuerbefreiungen für aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom (sog. Grünstrom und in sog. Kleinanlagen, d.h. elektrische Nennleistung bis zu 2 Megawatt – MW). Nach Auffassung der EU-Kommission handelt es sich bei diesen Befreiungen um genehmigungspflichtige staatliche Beihilfen. In ihrer früheren Fassung hätten die Stromsteuerbefreiungen dem EU-Beihilferecht nicht mehr entsprochen und

daher für ein Fortgelten der Befreiungen einer Anpassung bedurft. Auch daher sah der deutsche Gesetzgeber sich zu Änderungen veranlasst.

Die Steuerbefreiung für sog. Grünstrom wird nur noch gewährt für Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG n. F.).

Das Erfordernis des Grünstromnetzes ist entfallen, allerdings ist nur noch ein „echter Selbstverbrauch“ begünstigt. Selbstverbrauch bedeutet Personenidentität zwischen dem Anlagenbetreiber und demjenigen, der den Strom zum Verbrauch entnimmt. Keine Befreiung besteht, wenn der Strom in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist wird. Dabei liegt eine Einspeisung auch vor, wenn der Strom lediglich kaufmännisch-bilanziell weitergegeben und daher als eingespeist behandelt wird (§ 9 Abs. 1a StromStG n. F.). Anders als im Referentenentwurf vorgesehen, schließt eine Einspeisung in ein geschlossenes Verteilernetz einen Selbstverbrauch nicht aus. Zugleich wurde der Begriff des Netzes für die allgemeine Versorgung mit Strom zwar in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert, ohne dass er mit diesem inhaltsgleich sein soll. Soweit eine Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen als den vorgenannten Stoffen technisch möglich ist, ist dies unschädlich.

Die Steuerbefreiung für in sog. Kleinanlagen erzeugten Strom ist nun vor allem daran geknüpft, dass der Strom aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugt wird. Dies sind ortsfeste Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme, die die Voraussetzungen nach § 53a Abs. 6 Satz 4 und 5 Energie-

StG erfüllen. Auch weiterhin muss der Betreiber der Anlage den Strom als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnehmen. Alternativ wird der Strom von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an einen Letztverbraucher geleistet, der den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnimmt.

Hinweis: Die Befreiung wird damit auch weiterhin nicht nur gewährt, wenn der Betreiber an den Letztverbraucher leistet, sondern auch, wenn der Strom von demjenigen, den der Betreiber mit der Stromerzeugung beauftragt hat, an Letztverbraucher geleistet wird.

Neu sind auch die Erlaubnisvorbehalte für steuerfreien Grünstrom und in Kleinanlagen nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG erzeugten Strom. Die Erlaubnisse gelten jedoch bei Vorliegen der Voraussetzungen als erteilt, wenn der Antrag bis zum 31.12.2019 nachgereicht wird.

Hinweis: Die Entnahme von Strom für bestimmte Zwecke nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a und b StromStG ist in bestimmten Fällen aber bereits allgemein erlaubt, z. B. für die Erzeugung in Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 MW aus erneuerbaren Energieträgern und unter weiteren Voraussetzungen in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 50 kW.

Überdies wurde das Kriterium der Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch festgelegt, da steuerfrei grundsätzlich nur solche erzeugten Strommengen sein können, die zeitgleich zum Verbrauch entnommen werden. Die Mengen sind daher etwa durch registrierende Lastgangmessungen zu messen, es sei denn, die Zeitgleichheit kann auf andere Weise nachgewiesen werden.

Wird in den o. g. Fällen versteuerter Strom verwendet, sieht die StromStV korrespondierend unter den dort genannten Voraussetzungen u. U. pauschalierte Entlastungen vor.

Als Auffangtatbestand für die Anlagen, die unter die neue Regelung zu den Kleinanlagen fallen, wurde § 9 Abs. 1 Nr. 6 StromStG neu geschaffen. Danach ist – losgelöst von erneuerbaren Energieträgern oder hocheffizienten KWK-Anlagen – Strom steuerfrei, der in einer Kleinanlage erzeugt und am Ort der Erzeugung verwendet wird, sofern die Anlage weder mittel- noch unmittelbar an das Netz für die allgemeine Versorgung mit Strom angeschlossen und zur Stromerzeugung nachweislich versteuerte Energieerzeugnisse eingesetzt werden.

Hinweis: Damit sollen sog. Bagatellfälle weiterhin begünstigt sein, z. B. tragbare Stromgeneratoren, Dieselaggregat etc.

Überdies gelten stationäre Batteriespeicher seit 1.7.2019 per gesetzlicher Festlegung als Teil des Versorgungsnetzes, eine Zulassung durch das zuständige Hauptzollamt ist nicht mehr nötig.

Spitzenausgleich (Strom- und Energiesteuer)

Im Zeitraum vom 21.8.2018 bis 20.8.2021 können Zertifizierungen von Energiemanagementsystemen wahlweise nach DIN EN ISO 50001:2011 oder DIN EN ISO 50001:2018 durchgeführt werden. Auch die Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SPaEfV) wird entsprechend angepasst.

Neuer Entlastungstatbestand

Das Energiesteuerrecht enthält einen neuen Entlastungstatbestand, der sowohl die Wirtschaft als auch die Zollverwaltung entlasten soll, wenn bei Fehlern im Steueraussetzungsverfahren eine Gesamtbetrachtung des konkreten Falles ergibt, dass die Entstehung der Energiesteuer im Ergebnis nicht gerechtfertigt ist. Die Energieerzeugnisse müssen den Berechtigten allerdings zumindest erreicht haben und abgesehen von einer unbeabsichtigten Abweichung vom Normalverfahren darf kein tatsächlicher Entzug aus dem Steueraussetzungsverfahren stattgefunden haben. Aus den gleichen Erwägungen entsteht bei Unregelmäßigkeiten im Steueraussetzungsverfahren durch geringfügige Verfahrensabweichungen bereits keine Energiesteuer.

Energie- und Stromsteuer-Transparenzverordnung

Bedeutende Anpassungen gab es auch in der sog. Energie- und Stromsteuer-Transparenzverordnung (EnSTransV), u. a. sind die Verpflichtungen aus § 3 Abs. 1 EnSTransV nun an ein Aufkommen von 200.000 Euro oder mehr im Kalenderjahr je Steuerbegünstigung gekoppelt. Ausnahmen von der Nutzung des elektronischen Erfassungsportals sind nur noch in begründeten Härtefällen auf Antrag zulässig.

Wie im Strom- und Energiesteuerrecht üblich sind vielfach auf amtlichen Vordrucken einzelfallabhängige (Melde-) Pflichten zu erfüllen.

Hinweis: Unternehmen sollten daher vor allem prüfen, welche Steuervergünstigungen ihnen unter der neuen Rechtslage (noch) zustehen. Im Falle einer Stromsteuerbefreiung für „Grünstrom“, der Entnahme von Strom zur Stromerzeugung und für Kleinanlagen ist die jeweils notwendige Einzelerlaubnis rechtzeitig zu beantragen.

Gewerbsteueroptimierung bei Wind- und Solarparks

Grundsätzlich steht der Gemeinde, in der das gewerblich tätige Unternehmen eine Betriebsstätte unterhält, die Gewerbebesteuer zu. Bei mehreren Betriebsstätten in verschiedenen Gemeinden, wird der festgestellte Gewerbesteuermessbetrag auf die entsprechenden Gemeinden aufgeteilt. Aufteilungsmaßstab ist regelmäßig der in den einzelnen Betriebsstätten gezahlte Arbeitslohn im Verhältnis zu dem gesamten Lohnaufwand des Unternehmens. Dieser Aufteilungsmaßstab ist bei Wind- und Solarparks mangels Arbeitnehmern am Standort der jeweiligen Anlage nicht sachgerecht. Da aber auch bei Wind- und Solarparks die Kommune, in der die jeweilige Anlage steht, einen Anteil an der Gewerbebesteuer erhalten soll, ist

hierfür ein besonderer Zerlegungsmaßstab vorgesehen, § 29 Abs. 1 Nr. 2 GewStG. Danach werden nur 30 Prozent des Gewerbesteuermessbetrages nach dem Verhältnis der gezahlten Arbeitslöhne zerlegt, für die übrigen 70 Prozent ist das Verhältnis der Summen des in der jeweiligen Betriebsstätte angesetzten Sachanlagevermögens zum Sachanlagevermögen des gesamten Unternehmens maßgeblich.

Werden danach Windkraft- oder Solaranlagen in einer Gemeinde mit hohem Gewerbebesteuerhebesatz errichtet, steigt die Steuerbelastung entsprechend stark an. Allerdings bietet der Aufteilungsschlüssel für die verbleibenden 70 Prozent Optimierungspoten-

zial. Denn die Finanzverwaltung akzeptiert derzeit ein von Ebner Stolz entwickeltes Modell, wonach auch der fixe Zerlegungsanteil von 70 Prozent beeinflusst werden kann, so dass sich die unterschiedlichen Gewerbebesteuerhebesätze in den einzelnen Gemeinden positiv auswirken können.



Zahlungsmöglichkeiten bei Energielieferverträgen mit Verbrauchern

Mit Urteil vom 10.4.2019 (Az. VIII ZR 56/18) hat der BGH klargestellt, dass Energielieferanten bei Verträgen über die Belieferung von Verbrauchern mit Energie außerhalb der Grundversorgung mindestens drei verschiedene Zahlungswege vorsehen müssen. Dem Verbraucher muss diese Wahlmöglichkeit bereits im Online-Angebotsformular eröffnet werden. Der BGH hat offengelassen, ob der Lieferant Mehrkosten aus bestimmten Zahlungsweisen an den Verbraucher weitergeben darf. Ausdrücklich zugelassen hat der BGH, dass der Lieferant bereits mit dem Online-Angebotsformular die Bankverbindung des Verbrauchers abfragt.

Im Streitfall hatte ein Stromlieferant seinen Bestellvorgang im Internet für ein Stromprodukt so gestaltet, dass der (potentielle) Kunde als Zahlungsmöglichkeit ausschließlich die Zahlung per Bankeinzug wählen konnte. Der Bestellvorgang konnte nicht fortgesetzt werden, wenn der Kunde seine Kontodaten nicht in die dafür vorgesehenen Felder des Formulars eingetragen und die Zahlungsweise akzeptiert hat. Eine Verbraucherzentrale hat das Unternehmen auf Unterlassung in Anspruch genommen, da die Formulargestaltung im Widerspruch zu § 41 Abs. 2 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) stehe. Danach müsse der Energielieferant vor Vertragsschluss verschiedene Zahlungsmöglichkeiten anbieten.

Der BGH folgt der Auffassung der Verbraucherzentrale und stellte nochmals klar, dass § 41 Abs. 2 S. 1 EnWG verlangt, dass dem Verbraucher mindestens drei verschiedene Zahlungswege zur Verfügung gestellt werden müssen. Das habe er für Gaslieferverträge außerhalb der Grundversorgung schon entschieden und das gelte selbstverständlich auch für Stromlieferverträge außerhalb der Grundversorgung. Darüber hinaus dürften insbesondere besonders schutzbedürftige Verbrauchergruppen durch die Zahlungsbedingungen nicht benachteiligt werden.



Der BGH hat zwar ausdrücklich für zulässig erklärt, dass der Kunde vor Vertragsschluss seine Einwilligung mit einem bestimmten Zahlverfahren erklären und seine Bankverbindung angeben muss. Diese Abfrage muss laut BGH aber so ausgestaltet sein, dass die Wahlfreiheit des Kunden zwischen unterschiedlichen Zahlungsmöglichkeiten nicht beeinträchtigt werde. Er ließ die bislang höchstrichterlich nicht geklärte Frage offen, ob der Lieferant berechtigt ist, den Aufwand, den er durch bestimmte Zahlungsweisen hat, durch entsprechende Preisaufschläge an den Kunden weiter zu geben. Das OLG Köln hielt dies in einem obiter dictum für zulässig (OLG Köln, Urteil vom 24.3.2017, Az. 6 U 146/16).

Hinweis: *Strom- und Gaslieferanten sollten ihre Angebotsformulare sorgfältig daraufhin prüfen, ob sie den Anforderungen des BGH genügen. Die Zahlungsmöglichkeiten, die dem Interessenten zur Verfügung stehen müssen, sind i. d. R. der Bankeinzug, die Banküberweisung und die sog. Barüberweisung. Bei der Barüberweisung oder Bareinzahlung zugunsten Dritter zahlt der Kunde den Rechnungsbetrag bei einer beliebigen Bank in bar ein. Der Betrag wird dann durch die Bank an den Zahlungsempfänger transferiert.*

Solange es keine entgegenstehende Entscheidung des BGH dazu gibt, dürfte es auch mit dem OLG Köln zulässig sein, den Kunden mit den Kosten zu belasten, die andere Zahlungsweisen als der Bankeinzug (Lastschriftverfahren) verursachen. Ein Preisaufschlag, der höher ist als die Mehrkosten, ist aber auch nach OLG Köln unzulässig.

Update Auslegungsfragen des Messtellenbetriebesgesetzes auf die Entflechtungspflichten nach § 6b EnWG und deren Prüfung

Am 2.9.2016 wurde das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verabschiedet. Kernbestandteil dieses Gesetzes ist das Messtellenbetriebesgesetz (MsbG). Das MsbG sieht den flächendeckenden Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und modernen Messeinrichtungen (mME) vor. Die Neuregelungen des MsbG machen die Klärung des Verhältnisses des Messtellenbetriebs und insbesondere des Betriebs von modernen und intelligenten Messsystemen notwendig. Die Kosten für Messtellen, bei denen (noch) keine mME/iMSys (alte Welt) installiert sind, gehen in die Erlösobergrenze (EOG) und die Preise für Messung und Messtellenbetrieb ein. Demgegenüber bestehen für die Kosten für mME/iMSys (neue Welt) geregelte Preisobergrenzen, d. h. diese Kosten dürfen nicht in die EOG einbezogen werden.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hatte im Sommer 2018 das überarbeitete Papier zu den gemeinsamen Auslegungsgrundsätzen der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu entflechtungsrechtlichen Fragen im Zusammenhang mit dem Messtellenbetrieb vom 9.7.2018 veröffentlicht. Die Regulierungsbehörden leiten aus der Gesetzesbegründung in BT-Drs. 18/7555 zu § 3 Abs. 4 MsbG und dem Verweis auf die entsprechende Anwendung der §§ 6b, 6c und 54 EnWG ab, dass für die Tätigkeit „moderner und intelligenter Messtellenbetrieb“ nicht nur eine Kontentrennung vorzunehmen, sondern auch ein eigener Tätigkeitsabschluss aufzustellen ist. Die Kosten des Messtellenbetriebs konventioneller Zähler (insbesondere Ferrariszähler/Balgengaszähler) sind weiterhin im Netzbetrieb zu buchen.

Hinweis: Der *Eneriefachausschuss des IDW (EFA)* ist bisher der Auffassung, dass die *Führung getrennter Konten für den Betrieb von mME/iMSys* ausreicht und die *Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen für den „modernen und intelligenten Messtellenbetrieb“* nicht erforderlich ist.

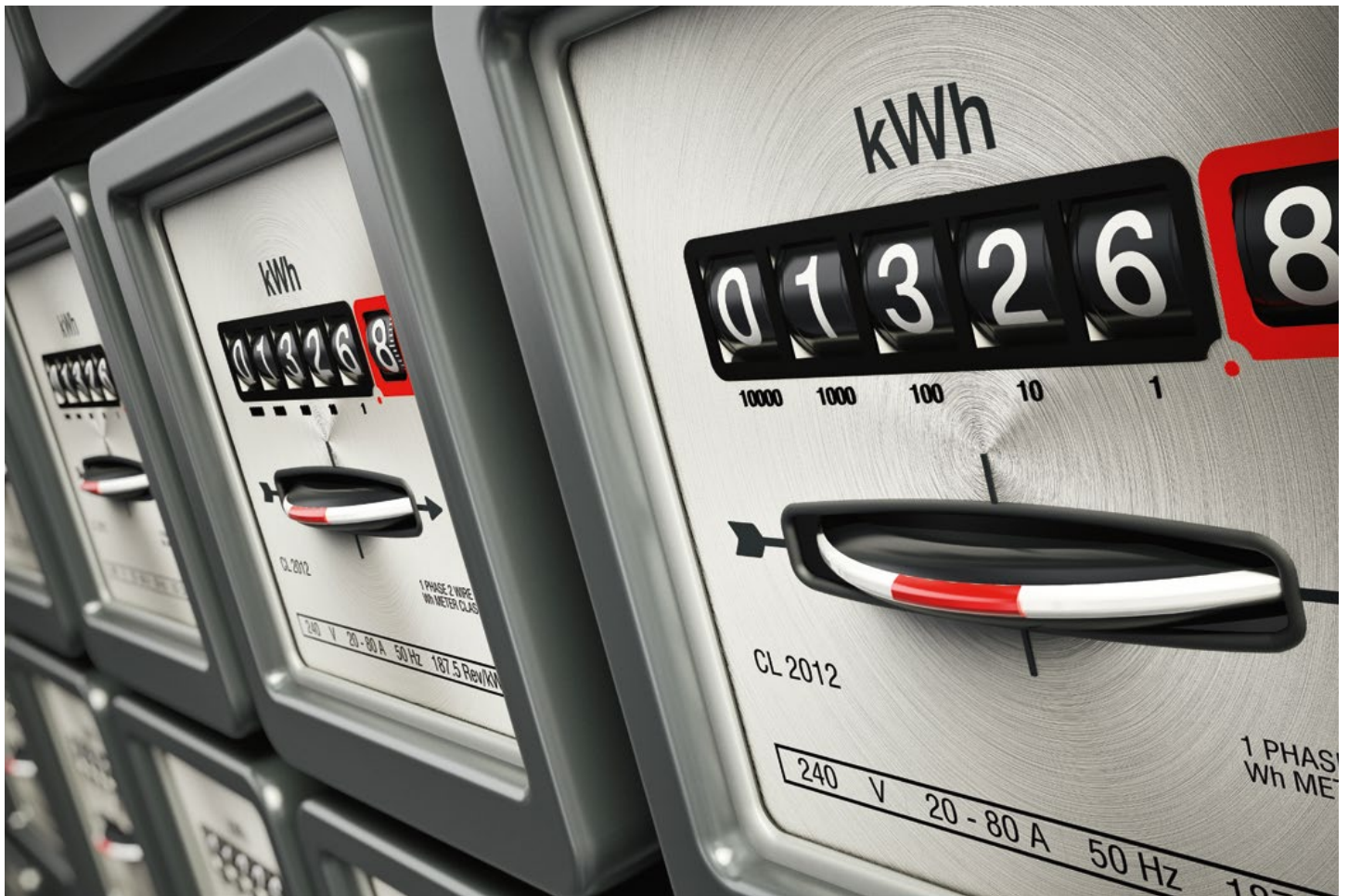
Aktueller Sachstand

Der EFA hat die BNetzA am 9.9.2019 über die Ergebnisse seiner Sitzung vom 25.6.2019 zur erneuten Erörterung der Auswirkungen des § 3 Abs. 4 MsbG auf die Jahresabschlussprüfung informiert. Darin stellt der EFA klar, dass der grundzuständige Messtellenbetreiber zu entscheiden hat, welche rechtliche Auslegung er vertritt. Seine Auslegung hat Auswirkungen auf die Prüfung und die Offenlegung des (ggf. freiwillig aufgestellten) Tätigkeitsabschlusses „moderner und intelligenter Messtellenbetrieb“. Nach der Auffassung des EFA lässt sich aus dem Gesetzeswortlaut und dem Gesetzeszweck nicht zwingend schließen, dass auch die Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses für den gMSB erforderlich ist. Zu den Gründen für diese Auslegung wird auf das Schreiben des IDW an die BNetzA vom 3.2.2017 verwiesen. Somit hat der grundzuständige Messtellenbetreiber zu entscheiden, welche rechtliche Auslegung er vertritt:

► Folgt der Messtellenbetreiber der Auslegung der Regulierungsbehörden, umfasst die Jahresabschlussprüfung nicht nur die Einhaltung der Rechnungslegungspflichten zur Kontentrennung, sondern auch zur Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses für den gMSB nach § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG i.V.m. § 6b Abs. 5 EnWG. In diesen Fällen ist der Messtellenbetreiber zwingend verpflichtet, den Tätigkeitsabschluss für den gMSB im Bundesanzeiger offenzulegen.

► Ist der grundzuständige Messtellenbetreiber der Auffassung, dass § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG keine Aufstellung eines Tätigkeitsabschlusses für den gMSB fordert, stellt er jedoch „freiwillig“ einen solchen Tätigkeitsabschluss auf, der nicht im Bundesanzeiger offengelegt werden soll, ist dieser Tätigkeitsabschluss für den gMSB nicht Gegenstand der Erweiterung der Jahresabschlussprüfung i.S. des § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG i.V.m. § 6b Abs. 5 EnWG. Soll ein solcher Tätigkeitsabschluss dennoch geprüft werden, ist die Prüfung gesondert zu vereinbaren.

Hinweis: Die Aussagen der Regulierungsbehörden sind u. E. nicht verbindlich, da sie keine Festlegung nach § 29 EnWG darstellen und auch nicht den Charakter einer Verwaltungsvorschrift haben. Sie dienen vielmehr nur als Orientierungshilfe. Der EFA geht davon aus, dass abzuwarten bleibt, ob die BNetzA ihre Rechtsauffassung gerichtlich klären lässt, sofern die Einreichung des Tätigkeitsabschlusses für den gMSB auch zukünftig unterbleibt.



Überrumpeln beim Austausch von Messeinrichtungen verboten

Das LG Dortmund entschied mit Urteil vom 22.1.2019 (Az. 25 O 282/18), dass sofern an einer Abnahmestelle der vorhandene Zähler – im Streitfall ein Stromzähler – durch eine moderne Messeinrichtung ersetzt werden soll, die Messstellenbetreiber den Anschlussnutzer nach dem Gesetz mindestens drei Monate vorher informieren müssen. Die Frist darf nicht einseitig abgekürzt werden.

Nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sind grundzuständige Messstellenbetreiber u. a. verpflichtet, Messstellen mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen auszustatten. Nach § 37 Abs. 2 MsbG müssen sie die betroffenen Anschlussnutzer spätestens drei Monate vorher informieren und darauf hinweisen, dass die Anschlussnutzer auch das Recht haben, einen anderen Messstellenbetreiber als den grundzuständigen Messstellenbetreiber mit dem Messstellenbetrieb zu beauftragen.

Das Landgericht folgte der Argumentation der klagenden Verbraucherzentrale. So müssen Messstellenbetreiber beim Rollout moderner Messeinrichtungen die gesetzlichen Fristen einhalten und Anschlussnutzer entsprechend frühzeitig informieren. Ob die gesetzliche Frist von drei Monaten tatsächlich mit Einwilligung des Verbrauchers abgekürzt werden kann, musste das Gericht im vorliegenden Fall nicht entscheiden. Im Streitfall sprach alles dafür, dass Kunden und Wettbewerber überrumpelt und vor vollendete Tatsachen gestellt werden sollten. Der Verbraucher sei geneigt, den kurzfristig angekündigten Zählerwechsel hinzunehmen, ohne sich über mögliche Alternativen zu informieren. Wenn der Zähler erst einmal gewechselt ist, werde der Verbraucher es kaum in Betracht ziehen, von seinem gesetzlichen Recht zum Wechsel des Messstellenbetreibers Gebrauch zu machen.

Hinweis: Im Einzelfall können durchaus besondere Gründe für eine Ausnahme von der gesetzlichen Regelung sprechen. Das hat auch das Gericht anerkannt. Nur wenn solche Gründe vorliegen (z. B. ein ohnehin erforderlicher Zählerwechsel im Rahmen einer Befundprüfung), sollten Messstellenbetreiber mit dem Wunsch nach einvernehmlicher Abkürzung der gesetzlich vorgesehenen Frist an den Verbraucher herantreten.



Aufhebung des Beschlusses der Bundesnetzagentur zum Xgen Gas für die dritte Regulierungsperiode

Die Bestimmung der Erlösobergrenze (EOG) für die Erhebung der Netzentgelte nach § 4 ARegV erfolgt unter Berücksichtigung des nach § 9 ARegV zu ermittelnden generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen). Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der Xgen aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der Einstandspreisentwicklung

von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Die dritte Regulierungsperiode beginnt für Betreiber von Gasversorgungsnetzen am 1.1.2018 und endet am 31.12.2022.

Am 21.2.2018 hatte die Beschlusskammer 4 der BNetzA mit Festlegung BK4-17-093 den Xgen Gas rückwirkend zum 1.1.2018 in Höhe von 0,49 Prozent angeordnet. Die

Festlegung wurde am 28.2.2018 im Amtsblatt1 veröffentlicht. Der Xgen Gas hätte die Erlöse der Gasnetzbetreiber innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperiode (2018 bis 2022) deutlich reduziert.

Es bestanden jedoch früh erhebliche Zweifel an der Sachgerechtigkeit dieser Festlegung, die dann auch vom OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 10.7.2019



(Az. VI-3 Kart 721/18 [V]) bestätigt wurden. Das OLG hat die genannte Festlegung aufgehoben und die BNetzA zur Neubeschreibung verpflichtet. Die Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof wurde zugelassen.

Das OLG Düsseldorf hat damit die bestätigt, dass ein erheblicher Begründungs- und Ermittlungsdefizit bei der Festlegung zum Xgen Gas für die dritte Regulierungsperiode

vorliegt. Insbesondere wurden die starke Volatilität des Xgen in Abhängigkeit vom gewählten Ermittlungszeitraum sowie das methodische Vorgehen kritisiert. So wurden z. B. von regulatorischen Vorgaben der GasNEV/StromNEV abgewichen und stattdessen handelsrechtliche Grundsätze bei Abschreibungen oder FK-Zinsen angewendet.

Hinweis: Diese Entscheidung des OLG ist erfreulich für die Gasnetzbetreiber und dürfte ebenfalls Ausstrahlung auf die Festlegung des sektoralen Produktivitätsfaktor Strom für die dritte Regulierungsperiode entfalten.

PUBLIKATIONEN

Christoph Germer, Sophie von Schenck

Elektronische Wasserzähler –
Rechtsrahmen und Datenschutz
Versorgungswirtschaft 2019, 109

Christoph Germer,

Der neue § 19 Abs. 3 StromNEV und
die Ermittlung der Anschlussnetzebene,
Versorgungswirtschaft 2019, 275

IMPRESSUM

Herausgeber:

Ebner Stolz Mönning Bachem
Wirtschaftsprüfer Steuerberater Rechtsanwälte
Partnerschaft mbB
www.ebnerstolz.de

Ludwig-Erhard-Straße 1, 20459 Hamburg
Tel. +49 40 37097-0

Holzmarkt 1, 50676 Köln
Tel. +49 221 20643-0

Kronenstraße 30, 70174 Stuttgart
Tel. +49 711 2049-0

Redaktion:

Torsten Janßen, Tel. +49 228 85029-212
Christoph Germer, Tel. +49 403 7097-230
Dr. Ulrike Höreth, Tel. +49 711 2049-1371
Brigitte Stelzer, Tel. +49 711 2049-1535
novusenergie@ebnerstolz.de

novus enthält lediglich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, darauf im Einzelfall Entscheidungen zu gründen. Der Herausgeber und die Autoren übernehmen keine Gewähr für die inhaltliche Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen. Sollte der Empfänger des **novus** eine darin enthaltene Information für sich als relevant erachten, obliegt es ausschließlich ihm bzw. seinen Beratern, die sachliche Richtigkeit der Information zu verifizieren; in keinem Fall sind die vorstehenden Informationen geeignet, eine kompetente Beratung im Einzelfall zu ersetzen. Hierfür steht Ihnen der Herausgeber gerne zur Verfügung.

novus unterliegt urheberrechtlichem Schutz. Eine Speicherung zu eigenen privaten Zwecken oder die Weiterleitung zu privaten Zwecken (nur in vollständiger Form) ist gestattet. Kommerzielle Verwertungsarten, insbesondere der (auch auszugsweise) Abdruck in anderen Newslettern oder die Veröffentlichung auf Webseiten, bedürfen der Zustimmung der Herausgeber.

Fotonachweis:

Alle Bilder: © www.gettyimages.com