

Novelle der Verordnung
über Allgemeine Bedingungen
für die Versorgung mit Fernwärme

A dark blue graphic of a stylized city skyline with various building heights, positioned at the bottom of the page.

novus
ENERGIE

2024

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

mit der Novelle der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) leistet der Ordnungsgeber einen weiteren Beitrag zur Gestaltung der Wärmewende. Die neue AVBFernwärmeV soll einen attraktiven Rechtsrahmen für die preisgünstige und umweltfreundliche Wärmeversorgung bieten. Es ist absehbar, dass Wärmelieferanten sich auf erhebliche Änderungen des Rechtsrahmens einstellen müssen.

Bereits im Mai 2024 ist das „Solarpaket 1“ in Kraft getreten. Mit diesem Gesetzgebungsvorhaben sollen bürokratische Hürden für den Ausbau erneuerbarer Energien beseitigt werden. Wir stellen die wesentlichen Eckpunkte vor.

Auch die Reform des Strom- und Energiesteuerrechts soll dem Bürokratieabbau dienen. Die Neuregelungen sollen zum 01.01.2025 in Kraft treten und werden im Markt mit Spannung erwartet.

Wir wünschen viel Vergnügen bei der Lektüre und bleiben Sie gesund!

Christoph Germer

Rechtsanwalt und Counsel
bei RSM Ebner Stolz in Hamburg

Inhalt

■ novus | Im Focus – Wärmewende

Novelle der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme	4
„Grüne Wärmeprodukte“ durch neues Wärme-Herkunftsnachweisregister	6
Beschleunigung der Wärmewende: „Geothermiebeschleunigungsgesetz“ – Neuer Schwung für die Geothermie?	7

■ novus | Rechtsberatung

Solarpaket I: Neuerungen beim Mieterstrom, Einführung der „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ und weitere Änderungen	9
Die BImSchG-Novelle – ein Beschleunigungspaket für Erneuerbare Energien?	11
Eine neue Chance für Carbon Capture and Storage!	13

■ novus | Wirtschaftsprüfung

Reduktion der Energiekosten nach Auslaufen des StromPBG/EWPBG	16
---	----

■ novus | Steuerberatung

Novelle des Strom- und Energiesteuerrechts voraussichtlich zum 01.01.2025	18
---	----



Novelle der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme

Nachdem das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) bereits 2022 einen Versuch zur Novellierung der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) unternommen hatte, der jedoch im Sand verlief, hat die Bundesregierung nunmehr einen neuen Anlauf unternommen. Am 30.07.2024 hat das BMWK einen Referentenentwurf in die Verbändeanhörung gegeben. Bis zum 20.08.2024 bestand die Möglichkeit, sich zum Entwurf zu äußern. Einschließlich der Bundesländer haben 37 Organisationen hiervon Gebrauch gemacht.

Mit der Novellierung der AVBFernwärmeV sollen Verbraucherrechte und Transparenz der Wärmeversorgung gestärkt werden. Zugleich soll der wirtschaftliche Rahmen für einen effizienten Ausbau und die Dekarbonisierung der Wärmenetze stabilisiert werden und eine Anpassung an die fortschreitende Digitalisierung erfolgen. Die Regelungen der Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung (FFAV) werden in die AVBFernwärmeV integriert, die FFVAV wird außer Kraft treten.

Stärkung des Verbraucherschutzes

Mit dem Ziel, den Verbraucherschutz zu stärken, sollen in einem neuen § 1a AVBFernwärmeV weitergehende Informations- und Veröffentlichungspflichten begründet werden. So sollen künftig die durchschnittlichen jährlichen Abnahmepreise zu typischen Referenzfällen, die Netzverluste sowohl in Prozent als auch in kWh im Verhältnis zur Leitungslänge, Informationen über getroffene Energieeffizienzmaßnahmen

sowie über Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Wärmenetzbetriebs und zur Erfüllung des n-1-Kriteriums sowie Informationen zu den eingesetzten Technologien und Brennstoffen veröffentlicht werden. Auch die Informationspflichten zu den Preisregelungen sollen ausgedehnt werden. WärmeverSORGER sollen verpflichtet werden, eine Musterrechnung zu dem Preisänderungsklauseln und ein interaktives Berechnungsinstrument auf ihrer Homepage vorzuhalten,

das die Auswirkungen von Veränderungen der Preisindizes nachvollziehbar darstellt.

Nachdem 2021 anlässlich der letzten Novellierung eine eher unglückliche Regelung zur Anpassung der Wärmeleistung durch den Kunden Eingang in der AVBFernwärmeV gefunden hatte, ist nunmehr eine differenziertere Regelung zu diesem Thema vorgesehen. Wenn der Wärmekunde den Nachweis führt, dass er seinen Wärmebedarf durch eine andere Versorgungsart als durch Fernwärmeversorgung decken möchte, die aber die gesetzlichen Anforderungen erfüllt, oder wenn er nachweist, dass durch Effizienzmaßnahmen der Endenergiebedarf des Gebäudes sinkt, soll der Kunde berechtigt sein, die Wärmeleistung zu verringern. Letzteres soll nicht möglich sein, wenn der Kunde aus einer Wärmeerzeugungsanlage zur Versorgung eines einzelnen Gebäudes, aus einem Gebäudenetz oder aus einem sog. Kleinstnetz versorgt wird. Wenn der Wunsch nach Leistungsverringerung innerhalb der Erstvertragslaufzeit geäußert wird und der Kunde an ein Netz mit einer Gesamtleistung von weniger als 20 MW angeschlossen ist, soll der Wärmeversorger als Kompensation für den Wegfall des Grundpreises eine Ausgleichszahlung verlangen können.

Eines der wichtigsten Themen zum Verbraucherschutz ist die Neugestaltung der Regelungen zur Preisanpassung. In § 24 AVBFernwärmeV soll nunmehr ausdrücklich vorgeschrieben werden, dass Preisanpassungsklauseln Indizes vorsehen dürfen, wenn diese Indizes die tatsächlich eingesetzten Energieträger und die jeweilige Beschaffungsstruktur mit angemessener Genauigkeit abbilden. Wenn eine Preisanpassungsklausel einer in der

Anlage zur Verordnung abzudruckenden Musterklausel entspricht, soll eine Vermutung dafür bestehen, dass die Klausel grundsätzlich rechtmäßig ist. Diese Musterklausel sieht vor, dass das sog. Kostenelement und das sog. Marktelement jeweils zu 50 % das Ausmaß der Preisänderung bestimmen. Schließlich soll noch vorgegeben werden, dass in der Regel das Marktelement durch eine Bezugnahme auf den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Wärmepreisindex angemessen berücksichtigt wird. In einem neuen § 24a AVBFernwärmeV soll geregelt werden, dass Versorgungsunternehmen Preisänderungsklauseln nur dann einseitig anpassen dürfen, wenn sie einen eingesetzten Energieträger wechseln oder jeweilige Beschaffungsstruktur wesentlich ändern.

Auch Neuregelungen zur Vertragslaufzeit sollen, so das BMWK, dem Verbraucherschutz dienen. Grundsätzlich soll es weiterhin möglich sein, eine Erstlaufzeit von zehn Jahren zu vereinbaren. Dies soll allerdings nur bei neu hergestellten Hausanschlüssen oder bei wesentlicher Erhöhung der vereinbarten Leistung zulässig sein. In allen anderen Fällen soll die Erstlaufzeit lediglich fünf Jahre betragen. Nach Ende der Erstlaufzeit soll sich der Vertrag um jeweils fünf Jahre stillschweigend verlängern, wenn er nicht gekündigt wird. Gegenüber privaten Verbrauchern soll die Verlängerung jeweils nur zwei Jahre betragen dürfen.

Attraktive Rahmenbedingungen für die Wärmeversorgung

Wärmelieferanten soll ausdrücklich erlaubt werden, in einem einheitlichen Netz unterschiedliche Produkte mit unterschiedlichen Umweltqualitäten und zu unterschiedlichen Bedingungen anzubieten. Voraussetzung dafür

wird sein, dass das Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister gemäß der gleichnamigen Verordnung installiert ist. Damit ist frühestens im Laufe des Jahres 2025 zu rechnen (siehe folgender Beitrag).

Dass nach wie vor Erstverträge mit einer Laufzeit von zehn Jahren abgeschlossen werden können, wertet das BMWK ebenfalls als Maßnahme zur Schaffung attraktiver Rahmenbedingungen für die Wärmeversorgung.

Aktualisierung

Der Abschluss und die Kündigung von Verträgen sollen künftig in Textform statt der bisher vorgesehenen Schriftform möglich sein. Wie oben bereits erwähnt, werden die Regelungen der FFVAV in die AVBFernwärmeV integriert, die FFVAV wird künftig wegfallen.

Fazit und Ausblick

Allein schon die Anzahl und der Umfang der im Rahmen der Verbändeanhörung eingegangenen Stellungnahmen zeigt, wie kontrovers die weitere Diskussion verlaufen wird. Während die Versorgungswirtschaft sich durch überbordende Informations- und Mitteilungspflichten gegängelt fühlt, ist an vielen Punkten der Verbraucherschutz nach Einschätzung der entsprechenden Organisationen noch verbesserungsbedürftig. Allen Beteiligten dürfte bewusst sein, dass mit der Neuordnung der AVBFernwärmeV wichtige Rahmenbedingungen für das Gelingen der Wärmewende gesetzt werden. Dem Vernehmen nach soll der Entwurf im November von der Bundesregierung beschlossen und danach dem Bundesrat zur Zustimmung vorgelegt werden. Die Änderungen sollen noch in diesem Jahr in Kraft treten.

„Grüne Wärmeprodukte“ durch neues Wärme-Herkunftsnachweisregister

Am 01.05.2024 ist die Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung in Kraft getreten. Die Verordnung ermöglicht es, dass mit der Inbetriebnahme des gleichnamigen Registers in einem Wärmenetz Wärmeprodukte unterschiedlicher Umweltqualitäten angeboten werden können. Die Rechtsgrundlage für diese Produkte soll mit einem neuen § 2a AVBFernwärmeV geschaffen werden.

Das Gebäudeenergiegesetz und das Wärmeplanungsgesetz machen Wärmenetzbetreibern Vorgaben dazu, wie hoch der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme im Wärmenetz künftig zu sein hat. Damit ist der Mindeststandard für die Umweltqualität der Wärmeversorgung gesetzlich vorgegeben. Unabhängig davon können Kunden ein Interesse daran haben, Wärme mit höherer Umweltqualität zu beziehen, wenn diese im Netz verfügbar wäre. Die Motive dazu können unterschiedlich sein. Zum einen können Kunden ein Interesse daran haben, im Rahmen der CSRD-Berichterstattung ihren ökologischen Fußabdruck zu verkleinern. Andere Kunden können ein Interesse daran haben, ökologisch besonders hochwertige Mietobjekte an den Markt zu bringen. Wärmelieferanten können sich durch spezielle Umweltprodukte im Markt positionieren und somit neue Kunden gewinnen oder ihren Bestandskunden Zusatznutzen anbieten. Schließlich lassen sich durch die Vermarktung ökologisch hochwertiger Wärmeprodukte möglicherweise zusätzliche Erträge erzielen.

Rechtsgrundlagen

Ein neuer § 2a AVBFernwärmeV soll es Wärmeversorgern ausdrücklich gestatten, in ihrem Wärmenetz unterschiedliche Wärmeprodukte und Versorgungsbedingungen anzubieten. Insb. können das Wärmeprodukte sein, deren zugesagte Eigenschaften von den des im Wärmenetz verteilten Energiemix abweichen. Für den Nachweis der Herkunft der entsprechenden thermischen Energie bei der Wärmeproduktion sind Herkunftsnachweise gemäß § 21 Abs. 1 GWKHV zu verwenden. Sofern der Anteil erneuerbarer Energien bzw. unvermeidbarer Abwärme sich durch diese Sonderprodukte im Rest des Netzes verringert, soll die Zustimmung der betroffenen Kunden erforderlich sein. Die Regelung ist Bestandteil der derzeit laufenden Novelle der AVBFernwärmeV (siehe dazu S. 4f.).

Der Weg zum grünen Wärmeprodukt

Wärmeversorger, die derartige Produkte anbieten möchten, müssen zunächst ein entsprechendes Konto beim Umweltbundesamt eröffnen, das als regis-

terführende Stelle vorgesehen ist. Der Wärmeversorger hat dann seine Wärmeerzeugungsanlagen dort zu registrieren. Anhand der Erzeugungsstruktur kann er das Produkt/die Produkte gestalten. Dabei ist zu beachten, dass er ggf. die Zustimmung der weiteren angeschlossenen Kunden einzuholen hat. Wenn das Produkt steht, kann der Wärmelieferant mit der Vermarktung beginnen. Der Nachweis für die Produktqualität wird durch die Entwertung entsprechender Herkunftsnachweise geführt.

Fazit und Ausblick

Es bleibt abzuwarten, wie Wärmeversorger und Wärmekunden künftig mit den neuen Möglichkeiten umgehen. Der Zusatznutzen ökologischer Wärmeprodukte kann dazu beitragen, die Dekarbonisierung der Wärmenetze zu beschleunigen.

Beschleunigung der Wärmewende: „Geothermiebeschleunigungsgesetz“ – Neuer Schwung für die Geothermie?

Nach der Verabschiedung des umstrittenen „Heizungsgesetzes“ rückt nun auch dessen Zusammenspiel mit der kommunalen Wärmeplanung zunehmend in den Fokus von Kommunen und Bürgern. Die verstärkte Nutzung von Wärmenetzen ist dabei ein zentrales Ziel. Der Geothermie als wärmenetzfähiger erneuerbarer Energiequelle könnte dies neue Dynamik verleihen. Manche Stimmen sprechen ihr sogar das Potential zum „Game-Changer“ in der „Wärmewende“ zu.

Dekarbonisierung der Wärmeversorgung

Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) ist am 01.01.2024 im Gleichschritt mit der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes („sog. Heizungsgesetz“) in Kraft getreten. Es verpflichtet die Bundesländer dazu, sicherzustellen, dass Städte und Gemeinden kommunale Wärmepläne erstellen. Diese Pläne dienen zur Identifikation des vor Ort besten und kosteneffizientesten Wegs zu einer klimafreundlichen und fortschrittlichen Wärmeversorgung.

Die Anforderungen, die das WPG an Ablauf und Inhalte der kommunalen Wärmeplanung stellt, sind dabei umfassend. Es müssen hierfür eine ganze Reihe von Planungsschritten (u. a. Vorprüfungen, Bestandsanalysen, Potentialanalysen, Entwicklung von Zielszenarien, Entwicklung von Umsetzungsstrategien) durchlaufen werden. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Planung ist dabei die Klärung der Frage, in welchen Gemeindegebieten ein Anschluss von Gebäuden an ein Wärmenetz möglich ist.

Der Wärmebedarf ist in Deutschland nach wie vor sehr hoch. Bei einer Analyse der Potentiale einer dekarbonisierten Wärmeversorgung rückt somit auch die Tiefengeothermie verstärkt in den Fokus, die in Deutschland bislang nur sehr punktuell zum Einsatz gekommen ist.

Unter der sog. Tiefengeothermie versteht man die Nutzung von Erdwärme, die in größeren Tiefen (über 400 m) unter der Erdoberfläche erschlossen wird. Dabei sind verschiedene Lager-

stätten und Nutzungsformen zu unterscheiden. Bei der hydrothermalen Geothermie werden z. B. tiefe Reservoirs von Thermalwasser erschlossen und zutage gefördert, um oberirdische Kraftwerke zu betreiben. Bei der petrothermalen Geothermie wird hingegen heißes Tiefengestein zur Wärmegewinnung genutzt. Eine weitere wesentliche Variante ist die Nutzung von Erdwärmesonden.

Herausforderungen und Chancen der Tiefengeothermie

Die Tiefengeothermie ist eine erneuerbare Energie i. S. d. Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die grundlastfähig und weitgehend emissionsfrei ist.

Schätzungen zufolge könnte bis zu einem Viertel des Wärmebedarfs in Deutschland durch die Nutzung geothermischer Energie abgedeckt werden. Die tatsächlichen Reserven sind geologisch schwer abzuschätzen, so dass derartige Schätzungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Einigkeit besteht jedoch insoweit, dass das beträchtliche energetische Potential der Tiefengeothermie in Deutschland noch nicht ansatzweise ausgeschöpft ist.

Die Gründe für die bisher nur schleppend anlaufende Nutzung dieser Energiequelle liegen zum einen in den hohen Vorlaufkosten für die Realisierung derartiger Projekte. Das Aufsuchen von entsprechenden Reservoirs tief unter der Erdoberfläche ist ein technisch-geologisch äußerst anspruchsvolles bergmännisches Unterfangen. Um schließlich identifizierte Reservoirs auf ihre Ergiebigkeit abzutasten, müssen aufwändige Probebohrungen in die Tiefe

niedergebracht werden. Oft ergeben diese Probebohrungen dann zwar ein Auffinden von z. B. Thermalwasser, aber eben nicht in der ausreichenden Menge, um erfolgreich ein oberirdisches Kraftwerk zu betreiben. Dann geht die Suche von vorne los und die Untersuchungen müssen an anderer Stelle von Neuem begonnen werden. Dieses zentrale Risiko wird als sog. Fündigkeitsrisiko bezeichnet und ist eines der größten Herausforderungen bei der Finanzierung von entsprechenden Projekten.

Ist ein Erdwärmereservoir hingegen erst einmal erfolgreich aufgefunden und erschlossen, sind die laufenden Kosten für den Betrieb von Geothermie-Kraftwerken relativ gering und die Betriebslaufzeit des Kraftwerks bei entsprechender Ausgestaltung theoretisch unbegrenzt.

Und auch mit Blick auf die erforderlichen Genehmigungen und den Genehmigungsprozess bestehen Besonderheiten, die u. a. in dem anwendbaren Bergrecht begründet liegen. Erdwärme ist ein Bodenschatz im Sinne des Bundesberggesetzes (BBergG). Seine Aufsuchung und Gewinnung erfordert das Einholen von bergrechtlichen Erlaubnissen und Bewilligungen. Die verschiedenen Stufen der Projektverwirklichung von der Untergrunduntersuchung, der Herrichtung von Bohrplätzen, dem Abteufen von Probebohrungen bis hin zum – erhofften – Dauerbetrieb bedürfen einer ganzen Kaskade von bergrechtlichen Betriebsplänen, die von der Bergbehörde zugelassen werden müssen. Auf jeder einzelnen Stufe muss umwelt- und naturschutzrechtlichen Gesichtspunkten Rechnung getragen werden.

Das – generell bei Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien bestehende – Risiko, dass etwaige Gegner eines Projekts vor den Verwaltungsgerichten Klage erheben und sich somit Verzögerungen ergeben, ist ebenfalls ein Teil der Genehmigungs- und Finanzierungspraxis. Letzteres gilt auch trotz der Tatsache, dass die seismischen Risiken (Erderschütterungen etc.) von Tiefenbohrungen mittlerweile technisch weitestgehend ausgeschlossen werden können.

Es sind somit einige Hürden zu nehmen auf dem Weg zu einer erfolgreichen Projektverwirklichung. Jedoch gibt es in den jeweils geologisch besonders geeigneten Gegenden (Südbayern, Oberrheingraben, Norddeutschland etc.) bereits eine ganz Reihe von Projekten, die einen erfolgreichen Beitrag zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung leisten.

Neue Horizonte und politischer Rückenwind?

Die deutsche Politik auf Bundes- und Landesebene hat sich in der zurückliegenden Dekade dazu entschieden, auf die Nutzung von einheimischen Reservoiren an unkonventionellen Gasvorkommen (z. B. Schiefergas) zu verzichten.

Sie steht nun vor der Frage, ob sie der Tiefengeothermie als weitere, auf eigenem Territorium vorhandene Energiequelle, politischen Rückenwind verleiht, damit diese ihr Potenzial für die Energie- und Wärmewende voll ausspielen kann.

Im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien findet sich immerhin die Absicht, das „Potenzial der Geothermie für die Energieversorgung, u. a. durch Verbesserung der Datenlagen und Prüfung einer Fündigkeitsversicherung stärker zu nutzen“.

Es mehren sich die Anzeichen, dass sich diese „Absicht“ mit Blick auf die flächendeckende kommunale Wärmeplanung mit Leben füllt. Zwischen den Parteien der Ampel-Koalition und den Unionsparteien herrscht Einigkeit über eine erhebliche Steigerung der Nutzung der Geothermie. Schon ist die Rede von einem „Mini-Deutschlandpakt“ für Geothermie. Angedacht wird ein „Geothermie-Erschließungsgesetz“, welches Fördermaßnahmen bündeln soll. Diese sollen von einer Beschleunigung und Erleichterung von Genehmigungsprozessen bis hin zur verbesserten Absicherung des Fündigkeitsrisikos reichen.

Wie schnell diese Überlegungen sich in konkreten Gesetzesvorhaben niederschlagen werden, ist gegenwärtig noch offen. Sicher ist hingegen, dass die Tiefengeothermie im Rahmen der anstehenden kommunalen Wärmeplanung wieder stärker in den Fokus rücken wird.



Solarpaket I: Neuerungen beim Mieterstrom, Einführung der „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ und weitere Änderungen

Nach zahlreichen Verzögerungen und intensiven Verhandlungen im parlamentarischen Verfahren ist am 16.05.2024 das sog. Solarpaket I in Kraft getreten. Dieses Paket umfasst verschiedene Gesetzesänderungen, u. a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und insb. im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ziel ist es, den Ausbau der Solarenergie in Deutschland durch Entbürokratisierung voranzutreiben und durch zusätzliche Fördermöglichkeiten neue Anreize zu schaffen. Wesentliche Änderungen gibt es u. a. beim „Mieterstrom“. Neu eingeführt wird die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“. Diese Änderungen sollen es einfacher machen, den Strom, der auf oder bei einem Gebäude erzeugt wird, im Gebäude zu nutzen.

Erweiterung der Mieterstromförderung auf Gewerbegebäude

Eine der Neuerungen im Solarpaket I ist die Ausweitung der Mieterstromförderung nach § 21 Abs. 3 EEG auf Gewerbegebäude und Nebenanlagen wie Garagen. Damit können auch die Nutzer von Gewerbeimmobilien von der Mieterstromförderung profitieren. Gewerbeimmobilien sind häufig gut für die Installation von PV-Anlagen geeignet. Gewerbliche Mieter haben in der Regel ein entsprechendes Interesse daran, große Strommengen abzunehmen.

Für Eigentümer solcher Gebäude besteht damit die Möglichkeit, unter Berücksichtigung der neuen Förderung, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob diese Erweiterung tatsächlich den erwarteten Durchbruch für das Mieterstrommodell bringt.

Ein wesentliches Hemmnis, das das Mieterstrommodell bisher häufig unattraktiv gemacht hat, bleibt jedoch bestehen: Die Pflicht zur Vollversorgung. Der Lieferant muss weiterhin sicherstellen, dass die Mieter vollständig mit Strom versorgt werden. Das bedeutet, dass fehlende Strommengen vom Mieterstromlieferanten am Markt beschafft werden müssen, um die Vollversorgung der Mieter zu gewährleisten. Die Beschaffung der fehlenden Energiemengen ist insb. für kleinere Betreiber sehr aufwändig. Dies könnte dazu führen, dass viele Betreiber das Modell weiterhin als unwirtschaftlich ablehnen.

Neue Regelung zur Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

Eine weitere Maßnahme zur Förderung des lokalen Stromverbrauchs durch die Nutzer eines Gebäudes, in dem Strom erzeugt wird, ist das neue Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG. Dieses Modell sieht vor, dass Betreiber von PV-Anlagen innerhalb eines Gebäudes von bestimmten Lieferantenpflichten befreit werden. Anders als bei dem Mieterstrommodell nach § 42a EnWG, ist der Betreiber einer Gebäudestromanlage explizit von der Pflicht zur Reststromversorgung befreit. Aufgrund des dadurch stark verminderten Aufwandes für den Anlagenbetreiber kann dieses Modell insgesamt attraktiv für Investoren und kleinere Anlagenbetreiber sein.

Um das Modell zu nutzen, muss eine sog. „Gebäudestromanlage“ installiert sein. Das ist gemäß § 3 Nr. 20b EnWG eine PV-Anlage, die in, an oder auf einem Gebäude oder einer Nebenanlage eines Gebäudes installiert ist. Diese Energie muss ganz oder teilweise durch teilnehmende Letztverbraucher im Rahmen eines Gebäudestromnutzungsvertrags verbraucht werden. Dabei erfolgt die Aufteilung des Stroms nicht durch Messung, sondern rechnerisch auf alle Teilnehmer. Dadurch soll eine möglichst bürokratiearme Lieferung ermöglicht werden.

Für den im Wege der Gebäudestromversorgung verbrauchten Strom wird keine EEG-Förderung gewährt. Überschussmengen, die eingespeist werden, werden

nach den bestehenden Regelungen des EEG vergütet. Für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kWp muss ein Vertrag über die Direktvermarktung geschlossen werden, auch wenn nur geringe Menge im Rahmen der Überschusseinspeisung in das Netz gelangen. Stattdessen können Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von bis zu 200 kWp vom Netzbetreiber die Abnahme eingespeisten Stroms verlangen, ohne dass der Netzbetreiber dafür eine Vergütung zu zahlen hat (§ 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2023). Wird die Anlage 2024 oder 2025 in Betrieb genommen, gilt die Regelung für Anlagen bis zu 400 kWp. Diese Vermarktungsform ist als „unentgeltliche Abnahme“ in § 3 Nr. 46a EEG definiert. Sie ist für Anlagenbetreiber interessant, die einen hohen Eigenverbrauch haben und für die die Direktvermarktung der geringen Einspeisemengen wegen des relativ hohen Aufwands wenig interessant ist.

Ob die getroffenen Maßnahmen ausreichen, um der Belieferung von Mietern mit erneuerbarer Energie den notwendigen Auftrieb zu geben, bleibt abzuwarten. Insb. stellt die voll umfängliche Verpflichtung zur Reststromversorgung im traditionellen Mieterstrommodell nach wie vor eine Herausforderung dar.

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung hingegen könnte durch ihre deutlich einfachere und unbürokratische Ausgestaltung eine neue und ernsthafte Alternative bieten.

Absenkung der Ausschreibungsschwelle

Für viele Akteure überraschend wurde gegenüber dem ursprünglichen Gesetzesentwurf die Schwelle zur Teilnahme an Ausschreibungen, um eine Förderung nach dem EEG zu erhalten, teilweise wieder auf 750 kW herabgesetzt, nachdem diese erst 2023 auf 1 MW erhöht worden war.

In § 22 Abs. 3 S. 2 EEG wird nun nach Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächen-PV-Anlagen) und Solaranlagen des zweiten Segments (PV-Anlagen auf Dächern und Lärmschutzwänden) unterschieden. Während für Solaranlagen des ersten Segments die Schwelle zur verpflichtenden Teilnahme am Ausschreibungsverfahren weiterhin bei 1 MW verbleibt, gilt nach der neuen Nr. 1a für Solaranlagen des zweiten Segments wieder eine Schwelle von 750 kW. Zur Abmilderung der mit der Herabsetzung verbundenen Konsequenzen gibt es eine Übergangsfrist. Für Anlagen, die vor dem 01.05.2025 in Betrieb genommen werden, gilt gemäß § 100 Abs. 39 EEG noch die bisherige Schwelle von 1 MW.

Im Gegenzug wurden die Ausschreibungsvolumina des zweiten Segments teilweise deutlich erhöht. Für 2024 gilt nun ein Volumen von 1,4 GW, für 2025 von 1,8 GW und für die Jahre 2026 bis 2029 jeweils eines von 2,3 GW. Letztlich soll damit die Förderung insgesamt erhöht werden, indem im zunehmend professionell betriebenen Segment oberhalb von 750 kW eine wettbewerbliche Preisbildung unterstützt wird.

Diese zum Teil überraschende erneute Herabsetzung ist für Projektanten zwingend zu beachten und bringt einige wesentliche Herausforderungen mit sich. Bei geplanten Anlagen, die erst nach der Übergangszeit in Betrieb

gehen werden, stellen sich einige zum Teil große Probleme. Teilweise wird eine vollständig neue Kalkulation erfolgen müssen.

Duldungspflicht für Grundstückseigentümer

Besonders umstritten war im Gesetzgebungsverfahren eine in § 11a EEG vorgesehene Duldungspflicht für Grundstückseigentümer hinsichtlich der Errichtung von Anschlussleitungen für EEG-Anlagen. Diese Pflicht wurde auf Grundstücke der öffentlichen Hand beschränkt. Dadurch entfällt der größte Teil des ursprünglich weitreichenden Beschleunigungsinstrumentes.

Gemäß § 11a EEG müssen nun Eigentümer und Nutzungsberechtigte von Grundstücken in öffentlicher Hand die Verlegung, Errichtung, Instandhaltung und den Betrieb von Leitungen sowie sonstigen Anlagen zum Anschluss von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien dulden, inklusive des Befahrens und Betretens des Grundstücks zu diesen Zwecken. Ausnahmen von dieser Duldungspflicht bestehen, wenn das Grundstück dadurch unzumutbar beeinträchtigt wird oder wenn es der Landes- oder Bündnisverteidigung dient. Zudem gilt diese Pflicht nicht für Kleinanlagen unter 30 kW, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden.

Diese Duldungspflicht gilt auch für Leitungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von grünem Wasserstoff sowie für andere Energiespeicher.

Nach Ende der Nutzung der Leitung besteht für den Eigentümer eine weitere Duldungspflicht für vier Jahre.

Regelungen zum Netzanschluss

Die Vorschriften zum Netzanschluss nach § 8 EEG wurden dahingehend präzisiert, dass sie auch für Erweiterungen und Änderungen bestehender Anschlüsse gelten. Der ursprüngliche Entwurf sprach nur allgemein von „Netzanschlussbegehren“. So soll der Netzbetreiber nach § 8 Abs. 5 S. 2 EEG alle erforderlichen Informationen gebündelt anfordern, wenn er von einer Person zusätzliche Informationen für einen Netzanschluss benötigt. Dabei muss der Netzbetreiber genau angeben, welche Zusatzinformationen er benötigt. Diese Änderung verdeutlicht den Ablauf, bei dem der Netzbetreiber zunächst prüft, ob Informationen fehlen, und dann die fehlenden Daten anfragt.

Ein neuer Absatz 6a erweitert die Fiktionswirkung für Kleinanlagen gemäß § 8 Abs. 6 S. 3 EEG auf Anlagen mit einer Leistung von 30 bis 100 kW auf Grundstücken mit bestehendem Netzanschluss. Zudem wird mit der Änderung in § 8 Abs. 5 S. 3 EEG der erleichterte Netzanschluss auf Anlagen mit bis zu 30 kW erweitert, wenn diese sich auf einem Grundstück mit einem bestehenden Netzanschluss befinden. Das erleichtert insb. Betreibern von Dach-PV-Anlagen den Anschluss ihrer Anlagen an das Netz, wenn der Netzbetreiber nicht innerhalb eines Monats einen Zeitplan für den Netzanschluss liefert.

Anpassung der Gebotsmengen

Die maximal zulässige Gebotsmenge für Ausschreibungen von Freiflächenanlagen nach §§ 38a Abs. 1 Nr. 5a, 37 Abs. 3 EEG wurde von 20 MW auf 50 MW erhöht. Weiterhin werden in § 37 Abs. 1a EEG naturschutzfachliche Mindestkriterien für die Teilnahme an den Ausschreibungen festgelegt. Diese Kriterien beziehen sich u. a. auf die Flächenin-

spruchnahme, die Durchlässigkeit für Tierarten und den Einsatz bestimmter Reinigungsmittel und sollen so einen Mehrwert für den Naturschutz und die lokale Akzeptanz schaffen. Projektierer können aus einer Liste von fünf Kriterien drei auswählen, die den örtlichen Gegebenheiten am besten entsprechen, wobei bereits erfüllte Anforderungen aufgrund technischer oder baulicher Gegebenheiten angerechnet werden können.

Batteriespeicher

Um die Nutzungsmöglichkeiten von Batteriespeichern zu erweitern und flexibler zu gestalten, wurden die Optionen des „Multi-Use“ ausgebaut. Bisher war eine EEG-Förderung für Batteriespeicher nur möglich, wenn technisch sichergestellt wurde, dass ausschließlich Strom aus

EEG-Anlagen eingespeist wurde. Dieses strikte Ausschließlichkeitsprinzip soll schrittweise gelockert werden. So ist geplant, dass nach einer Zeitspanne von zwei Monaten ein Wechsel zwischen der Speisung mit Strom aus erneuerbaren Energien und konventionellem Graustrom möglich ist, ohne dass die Anlage ihren Status als EEG-Anlage verliert. Die EEG-Förderung wird dann für die Zeiträume gewährt, in denen der Speicher ausschließlich mit Ökostrom betrieben wird. Insb. sollen dadurch Batteriespeicher gefördert werden, die einerseits im Sommer ausschließlich Strom aus PV-Anlagen aufnehmen, andererseits im Winter auch für den Handel mit Netzstrom genutzt werden.

Ausblick

Mit dem Solarpaket I wurden wichtige Impulse für den weiteren Ausbau der Solarenergie in Deutschland gesetzt. Einige Änderungen gegenüber dem Ursprungsentwurf aus dem Jahr 2023 bringen deutliche Verbesserungen für die Energiewirtschaft. So ermöglicht die Anhebung der Gebotsmengen von 20 auf 50 MW die Förderung größerer und damit häufig kosteneffizienterer Anlagen. Die Beschränkung der Duldungspflicht für die Verlegung von Leitungen auf die Grundstücke der öffentlichen Hand wird jedoch die Wirkung der Maßnahme spürbar einschränken. Es besteht somit weiterhin Anpassungsbedarf, der in einem zusätzlichen Solarpaket II geregelt werden könnte.

Die BImSchG-Novelle – ein Beschleunigungspaket für Erneuerbare Energien?

Die Dauer und Komplexität von Genehmigungsverfahren sind ein oft vernommener Kritikpunkt bei der Realisierung von Energie- und Infrastrukturprojekten. Mit der Überarbeitung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) sollen nun Verfahren schneller und unbürokratischer werden. Profitieren sollen hiervon insb. Windenergieprojekte, aber auch andere Industrieanlagen. Am 06.06.2024 wurde die Novelle im Bundestag beschlossen, der Bundesrat hat am 14.06.2024 zugestimmt. Das Gesetz wurde am 08.07.2024 im Bundesgesetzblatt (BGBl 2024 I Nr. 225 vom 08.07.2024) verkündet und tritt am Tag nach seiner Verkündung in Kraft.

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) mit seinen zahlreichen flankierenden Verordnungen sieht umfassende Genehmigungsverfahren für industrielle Anlagen verschiedenster Art vor. Es betrifft den industriellen Kern der deutschen Wirtschaft (z. B. chemische Industrie, Metallverarbeitung, Maschinenbau) genauso wie die weiten Bereiche der Energieerzeugung oder der Abfallentsorgung. Die Komplexität und der Umfang von Genehmigungsverfahren sind dabei im Wesentlichen dem

Umstand geschuldet, dass diese Verfahren dem Schutz von Menschen, Umwelt und Klima in hohem Maße Rechnung tragen sollen.

Aus diesem Grund ist das Immissionschutzrecht über die letzten Jahrzehnte immer umfangreicher geworden. Die Regierungskoalition will diesen gewachsenen Rechtsrahmen nun „zurückschneiden“ und effizienter gestalten und hat sich nun auf eine Reihe von einzelnen Maßnahmen im „Gesetz zur Verbesserung des Klimaschutzes beim

Immissionsschutz, zur Beschleunigung immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren und zur Umsetzung von EU-Recht“ verständigt.

Beschleunigung und Digitalisierung von Genehmigungsverfahren

Unabhängig von der Art der zu genehmigenden Anlage soll durch eine Reihe von Anpassungen künftig ein schnelleres und effizienteres Genehmigungsverfahren gewährleistet werden.

- Die Frist für die Entscheidung über einen Antrag auf Erteilung einer BlmSchG-Genehmigung (grundsätzlich sieben Monate) kann durch die Genehmigungsbehörde künftig nur noch einmal verlängert werden. Ansonsten muss der Antragsteller einer Verlängerung zustimmen (§ 10 Abs. 6a BlmSchG).

- Zur Beschleunigung sollen auch die Neuregelungen über die Möglichkeit des sog. vorzeitigen Beginns eines Vorhabens (§ 8a Abs. 1 S. 2 und 3 BlmSchG) dienen. Demnach kann der Vorhabenträger bereits vor Erteilung der Genehmigung mit der Umsetzung des Vorhabens beginnen, wenn

- ▶ er öffentliches bzw. berechtigtes Interesse an dem vorzeitigen Beginn darlegt,
- ▶ er sich zur Wiederherstellung und Ersatz von Schäden im Falle der Nichtgenehmigung verpflichtet und
- ▶ relevante öffentlich-rechtliche Belange nicht entgegenstehen.

Allerdings betrifft die Regelung nur Vorhaben an einem bereits bestehenden Anlagenstandort sowie Fälle von Änderungsanträgen zu bestehenden Genehmigungen.

- Ferner soll die Digitalisierung verstärkt Einzug in das Genehmigungsverfahren halten. Hierzu sieht die Novelle Regelungen über die digitale Antragstellung (§ 10 Abs. 1, 4. BlmSchG), den Online-Erörterungstermin (§ 10 Abs. 6 BlmSchG) sowie die öffentliche Bekanntmachung (§ 10 Abs. 3, 8 BlmSchG) vor.
- Weiter finden sich in der Novelle auch Regelungen über die Straffung der Behördenbeteiligung (§ 10 Abs. 5 BlmSchG), die Vollständigkeitsfiktion für den Fristbeginn (§ 7 Abs. 2 9. BlmSchV) sowie die Einführung eines Projektmanagers als Verwaltungshelfer (§ 2a und § 2b 9. BlmSchV).

Bemerkenswert ist hier die Möglichkeit der Genehmigungsbehörde, in jeder Stufe des Verfahrens – mit Zustimmung und auf Kosten des Antragsstellers – einen externen Helfer mit der Vorbereitung und Durchführung von Verfahrensschritten zu beauftragen. Behörden mit angespannter Personalsituation können sich somit entlasten und unter Rückgriff auf einen Dritten eine Beschleunigung und Effizienzsteigerung im Genehmigungsverfahren erzielen.

Weitere Erleichterungen für den Ausbau der Onshore-Windenergie

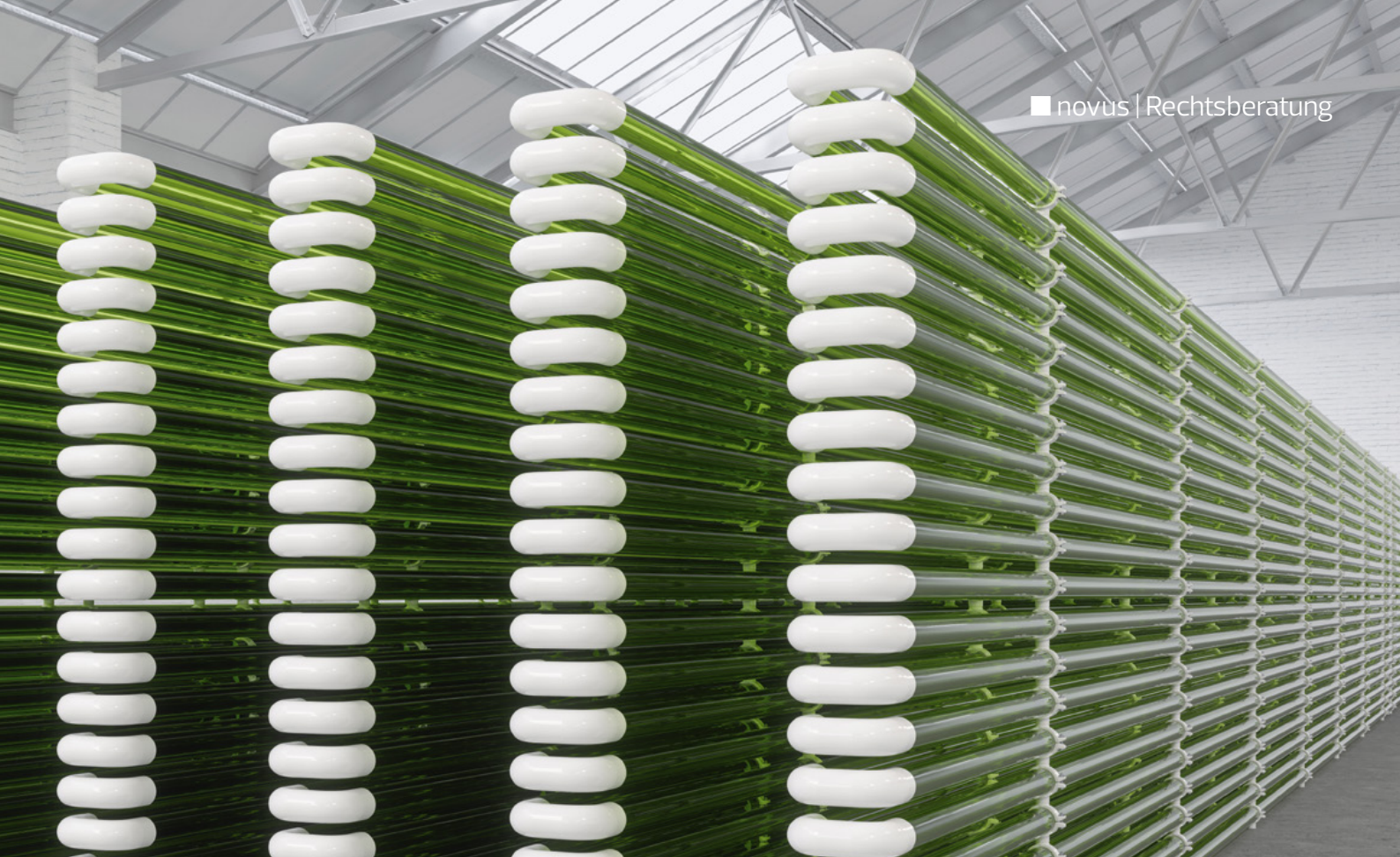
Obwohl die Novelle sich grundsätzlich an alle Arten industrieller Anlagen richtet, ist doch an verschiedenen Stellen erkennbar, dass der Gesetzgeber den Ausbau der Erneuerbaren Energien besonders beschleunigen will. Deutlich wird dies insb. hinsichtlich des Ausbaus der Onshore-Windenergie:

- Mit dem Institut des Vorbescheids nach § 9 BlmSchG kann der Antragsteller einzelne Genehmigungsvoraussetzungen (z. B. die Berücksichtigung militärischer Sicherheitsbelange) herauslösen und vorab klären lassen, ohne bereits ein vollständiges und kostspieliges Genehmigungsverfahren durchlaufen zu müssen. Der Erhalt eines Vorbescheids wird in § 9 Abs. 1a BlmSchG nun weiter beschleunigt, so dass schneller Planungssicherheit für Windkraftprojekte hergestellt werden kann. Ob mit Blick auf die oft anzutreffende Personalknappheit bei den Genehmigungsbehörden ein solches vorgeschaltetes Verfahren auf Erteilung eines Vorbescheids aus Effizienzgründen empfehlenswert ist, muss jedoch stets im Einzelfall beurteilt werden. Ein Vorbescheid wird insb. dann hilfreich sein, wenn sich einzelne projektspezifische Fragen bereits im Vorfeld als besonders kritisch abzeichnen.

- Ferner wird das sog. Repowering (d. h. der Ersatz älterer durch neue und leistungsstärkere Windenergieanlagen) durch eine Reihe von Anpassungen vereinfacht, u. a. mit dem Verzicht auf den Erörterungstermin oder der Ermöglichung schneller Typenänderungen während laufender Genehmigungsverfahren (§ 16b BlmSchG).

Fazit und Ausblick

Die Gesetzesnovelle ist somit ein plausibles Maßnahmenpaket, das an unterschiedlichen Stellschrauben des Genehmigungsrechts ansetzt, um Effizienz- und Beschleunigungspotentiale zu heben. Ob dadurch der im Gesetzgebungsverfahren immer wieder beschworene „Genehmigungsturbo“ tatsächlich gezündet werden kann, muss sich jedoch im Praxistest beweisen. Denn ein zentraler Faktor für eine zügige Genehmigungserteilung sind stets die personellen Ressourcen der Genehmigungsbehörden. Diese zu gewährleisten wird eine permanente Herausforderung für die öffentliche Hand bleiben.



Eine neue Chance für Carbon Capture and Storage!

Über ein Jahrzehnt lang befand sich die Anwendung der Technologie des Carbon Capture and Storage (CCS), also der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid, in einem Dämmer Schlaf. Zu erheblich erschienen die gefühlten und realen Risiken. Dementsprechend groß waren die politischen Widerstände in Deutschland. Mit der Vorlage der Eckpunkte für eine Carbon Management-Strategie hat die Bundesregierung diesem „totgeglaubten“ Instrument nunmehr neues Leben eingehaucht. Für eine ganze Reihe von Industrien kann dies von Bedeutung sein.

CCS als notwendiges Instrument der Dekarbonisierung

In einigen Industriebereichen (z. B. der Zement- und Kalkindustrie, Bereichen der Grundstoffchemie, der Abfallverbrennung) ist nach dem gegenwärtigen Stand der Technik das Potential zur Vermeidung von CO₂-Emissionen sehr gering. Wenn solche Industrien am Standort Deutschland eine langfristige Perspektive haben sollen, dann muss man ihnen vor dem Hintergrund der fortschreitenden Bemühungen um eine Dekarbonisierung der Wirtschaft tragfähige Brücken bauen. Eine solche „Brückentechnologie“ ist die Carbon Capture and Storage (CCS)-Technik. Sofern CO₂ dabei nicht gespeichert, sondern nachfolgend in anderen industriellen Prozessen

genutzt werden soll, spricht man von der Variante des Carbon Capture and Usage (CCU).

Im europäischen Ausland wird die CCS-Technik bereits seit geraumer Zeit erprobt. Der Einsatz von CCS ist fester Bestandteil der Klimaschutzpolitik der EU. Ebenso geht der Weltklimarat davon aus, dass CCS in emissionsintensiven Industriesektoren eine notwendige Klimaschutztechnologie zur Erreichung des 1,5 Grad-Ziels ist. Schließlich hat auch die Bundesregierung letzte ideologische Hürden überwunden und am 26.02.2024 mit der Vorlage von Eckpunkten für eine Carbon-Management-Strategie den „Wiedereinstieg“ in die Nutzung der CCS-Technik in Aussicht gestellt. Zur Umsetzung dieser Strategie muss auch

die bisherige gesetzliche Grundlage, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), überarbeitet werden.

Einen Referentenentwurf für diese anstehende Novelle hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) ebenfalls am 26.02.2024 veröffentlicht. Am 06.08.2024 hat das Bundeskabinett nun die Eckpunkte sowie die Gesetzesnovelle in überarbeiteter Fassung beschlossen.

Die drei Stufen von CCS

Zur richtigen Einordnung der technischen Komplexität von CCS sowie des bisherigen gesetzlichen Rahmens ist es erforderlich, sich die drei Verfahrensschritte von CCS vor Augen zu führen:

Im ersten Schritt erfolgt

1. die Abscheidung von CO₂ aus den Emissionen einer Industrieanlage oder eines Kraftwerks, sodann
2. die Phase des Transports des CO₂ zu einer unterirdischen Lagerstätte und schließlich
3. die dauerhafte Verpressung und Speicherung des CO₂ im Untergrund.

Anlagen zur Abscheidung von CO₂ werden dabei nach den Vorgaben des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) genehmigt. Die Zulassung von CO₂-Transportleitungen sowie von unterirdischen Kohlendioxidspeichern richtet sich hingegen nach dem 2012 neu erlassenen Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG).

Der dritte und abschließende Teil dieser Prozesskette – die langfristige Speicherung von CO₂ im tiefeingeologischen Untergrund – ist dabei die bergmännische Komponente der CCS-Technologie und enthält gleichzeitig das größte Risikopotential für Mensch und Umwelt, um das sich der Schwerpunkt der Bedenken gegen CCS im letzten Jahrzehnt in Politik und Öffentlichkeit drehte. Der überwiegende Teil der Regelungen des KSpG betrifft dementsprechend diesen letzten Verfahrensschritt.

Das KSpG als Rechtsgrundlage

Das 2012 unter dem Namen „Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ verabschiedete KSpG enthält u. a. umfassende Regelungen für die Genehmigung von Untersuchungen des Untergrunds, die Planfeststellung für Errichtung und Betrieb von CO₂-Speichern sowie die abschließende Stilllegung von Speicherstätten. In seiner Struktur als eine Art „Sonderbergrecht“ bietet das Gesetz daher eine Vielfalt an Anschauungs- und Vergleichsmaterial für die seit geraumer Zeit angedachte Modernisierung des Bundesberggesetzes (BBergG).

Als gesetzlicher Rahmen für die CCS-Technologie ist das KSpG jedoch ein „Kuriosum“ geblieben. Seine äußerst restriktiven Vorgaben über Speichermengen und Antragsfristen haben dazu geführt, dass der Einsatz der CCS-Technologie in Deutschland heute faktisch verboten ist. Hinzu kommt die gesetzgeberische Besonderheit, dass den Bundesländern über die sog. „Länderklausel“ die Möglichkeit eingeräumt wurde, den Einsatz von CCS auf ihren Hoheitsgebieten von vornherein auszuschließen. Insb. die als besonders geeignet angesehenen norddeutschen Flächenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern haben von dieser „opt-out“-Möglichkeit umgehend Gebrauch gemacht.

Vor diesem Hintergrund wurde das KSpG seit seinem Inkrafttreten vielfach als „CCS-Verhinderungsgesetz“ bezeichnet. Als Grundlage für eine substanzielle Nutzung von CCS in Deutschland kann das KSpG daher nur nach einer gründlichen Novellierung taugen – eine solche wird von der Bundesregierung nun aber ins Auge gefasst.

Die neue Carbon Management-Strategie

Die „Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie“ bewegen sich in einem Spannungsfeld. Auf der einen Seite soll CCS als Instrument auf dem Wege der Dekarbonisierung ermöglicht werden. Auf der anderen Seite soll der Einsatz dieser Technologie aber nicht dazu führen, dass die Bemühungen um eine substanzielle Reduzierung von CO₂-Emissionen wieder nachlassen.

Für die weitere Erarbeitung der Carbon Management-Strategie hat die Bundesregierung vor diesem Hintergrund u. a. folgende Maßgaben getroffen:

- Die Erkundung von Offshore-Speicherstätten in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und dem Festlandssockel soll gesetzlich ermöglicht werden. An geeigneten Standorten sollen Speicher für die industrielle Nutzung erschlossen werden.
- Die Bundesrepublik Deutschland soll die Änderung des London-Protokolls zur Ermöglichung des CO₂-Exports zum Zwecke der Offshore-Speicherung ratifizieren und die erforderlichen Änderungen am Hohe-See-Einbringungsgesetz vornehmen.
- Die dauerhafte Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund des deutschen Festlands (Onshore-Speicherung) soll auch weiterhin nicht möglich sein.
- Über die Förderrichtlinie Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (FRL BIK) soll eine Förderung von CCS/CCU ermöglicht werden. Der Schwerpunkt der staatlichen Förderung soll sich jedoch auf schwer oder nicht vermeidbare Emissionen fokussieren.
- Für Verstromungsanlagen mit gasförmigen Energieträgern oder Biomasse soll die Anwendung von CCS/CCU im Sinne eines „technologieoffenen Übergangs zu einem klimaneutralen Stromsystem“ ermöglicht werden. Bei einer Verstromung von fossilen Energieträgern soll jedoch keine Förderung erfolgen.
- Mit Blick auf den Kohleausstieg soll für Emissionen aus der Kohle-Verstromung der Zugang zu CO₂-Pipelines ausgeschlossen sein.
- Die im Moment bestehenden rechtlichen Hürden für den Einsatz von CCS/CCU und der Errichtung von CO₂-Pipelines in privater Trägerschaft sollen insb. durch eine Überarbeitung des KSpG behoben werden.

Die Novelle des KSpG

Ein zentraler Teil dieser Strategie ist somit die Novellierung des KSpG, welches im bislang vorliegenden Entwurf den Namen „Kohlendioxid-Speichers- und Transportgesetz (KSpTG)“ trägt. Das Gesetz soll die Errichtung und den Betrieb von kommerziell betriebenen CO₂-Speichern im industriellen Maßstab auf dem Gebiet des Festlandssockels und in der ausschließlichen Wirtschaftszone – nicht aber an Land – ermöglichen. Hierfür sollen der Gesetzeszweck, der Geltungsbereich, eine Reihe von Begriffsbestimmungen geändert sowie insb. das Planfeststellungsverfahren für CO₂-Leitungen dem Verfahren für Leitungsvorhaben nach dem EnWG angeglichen werden.

Bemerkenswert ist dabei, dass sich die Gesetzesinitiative – nach den Erfahrungen mit dem Widerstand in den Ländern beim Erlass des KSpG in 2012 – nun prinzipiell nur noch auf die Offshore-Speicherung von CO₂ bezieht. Mit Blick auf eine mögliche Onshore-Speicherung hat jedoch eine „Opt-in“-Lösung Eingang in den Gesetzentwurf gefunden. Somit können einzelne Bundesländer über die durch Bundesgesetz ermöglichte Offshore-Speicherung hinaus auf ihrem jeweiligen Landesgebiet eine Onshore-Speicherung von CO₂ zulassen. Ob Bundesländer sich für diesen Weg entscheiden, erscheint im Moment unwahrscheinlich, bleibt aber abzuwarten.

Mit Blick auf diese Hinwendung zur Offshore-Nutzung von CCS sieht der Gesetzesentwurf auch vor, dass es dadurch zu keiner Beeinträchtigung des Baus und Betriebs von Wasserstoffleitungen, Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen kommen darf – denn schließlich dient der ohnehin knappe, der Bundesrepublik zur Verfügung stehende Meeresraum auch dem Ausbau der Windenergie.

Des Weiteren soll auch eine CO₂-Speicherung in Meeresschutzgebieten ausgeschlossen bleiben.

Fazit und Ausblick

Die Carbon Management-Strategie und auch die KSpG-Novelle sind gegenwärtig noch nicht im finalen Stadium, so dass weitere Anpassungen und Änderungen noch abzuwarten sind. Festzuhalten ist jedoch bereits jetzt, dass der „CCS-Wiedereinstieg“ Chancen für eine Reihe von Industrien bietet.

Die im Eckpunktepapier als besonders emissionsintensiv genannten Bereiche der Zement- und Kalkindustrie, der Grundstoffchemie sowie der Abfallverbrennung sind nicht abschließend, sondern nur beispielhaft genannt. Es können also auch noch weitere Industriebereiche die Möglichkeiten von CCS/CCU nutzen. Betroffene Unternehmen sollten daher frühzeitig prüfen, ob eine Nutzung von CCS/CCU für sie eine wirtschaftliche Alternative sein kann. Dies wird insb. dann der Fall sein, wenn die Nutzung dieser Technologie günstiger ist als die Emissionszertifikate, welche das Unternehmen ansonsten zu erwerben hätte. Ein zusätzlicher Anreiz ist die vorgesehene staatliche Förderung entsprechender Projekte über die Förderrichtlinie Bundesförderung Industrie und Klimaschutz.

Ebenfalls fällt auf, dass zwar Betreiber von Kohlekraftwerken und Kohle-Kraft-Wärmekoppelungs-Anlagen nicht von CCS/CCU profitieren sollen, Gaskraftwerke und Biomasseanlagen aber ausdrücklich zugelassen werden. Ferner wird die Errichtung der erforderlichen CO₂-Transportinfrastruktur (Pipelines) von den jeweiligen industriellen Zentren bis an die Küste ein finanzieller und technischer Kraftakt, aber auch eine Geschäftschance für Akteure der Energiewirtschaft (Netzbetreiber) und flankierender Branchen.

Ob sich diese Chancen realisieren lassen, ist gegenwärtig noch offen. Viel wird davon abhängen, ob die Carbon Management-Strategie und die gesetzlichen Anpassungen nun zügig finalisiert werden, damit kommerzielle CCS/CCU-Projekte schnellstmöglich Planungssicherheit erhalten.



Reduktion der Energiekosten nach Auslaufen des StromPBG/EWPBG

Auch nach den nun ausgelaufenen temporären Erleichterungen im Rahmen der Preisbremsen nach dem Gesetz zur Einführung der Strompreisbremse (StromPBG)/Gesetz zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme (EWPBG) bleiben die Energiekosten ein erheblicher finanzieller Belastungsfaktor für zahlreiche Betriebe. Wir erläutern, wie Unternehmen auch nach dem Auslaufen der Preisbremsen über sonstige Entlastungsmaßnahmen ihre wirtschaftliche Stabilität und Wettbewerbsfähigkeit sichern können. Dazu wurden zahlreiche Programme zur Vermeidung der Verlagerung von CO₂-Emissionen auf Standorte außerhalb des räumlichen Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie (Carbon Leakage) aufgelegt, die es zu nutzen lohnt. Allerdings macht deren Inanspruchnahme vielfach energierechtliche Prüfungen bei den energieintensiven Letztverbrauchern erforderlich.

Strompreiskompensation: Kompensation von indirekten CO₂-Kosten aus dem europäischen Emissionshandel

In der EU unterliegen große Energieerzeugungs- und energieintensive Industrieanlagen dem Europäischen Emissionshandel (EU-ETS 1). Stromerzeuger geben die daraus resultierenden Kosten für CO₂-Emissionsrechte an ihre jeweiligen Kunden weiter (indirekte CO₂-Kosten). Seit 2022 ist der Preis für diese Emissionsrechte von 20 Euro auf etwa 80 Euro pro Tonne CO₂ (zum 01.01.2024) gestiegen, was zu erheblichen finanziellen Belastungen für stromintensive Unternehmen führt.

Energieintensive Unternehmen, die einem beihilfefähigen Sektor (Sektoren mit stromkostenintensiver Produktion wie etwa Stahlproduzenten und Kunststoffhersteller) zuzuordnen sind, erhalten im Rahmen der Strompreiskompensation einen Ausgleich für einen Teil der indirekten CO₂-Kosten des Vorjahres. Die Beihilfeintensität beträgt in den Jahren 2023 bis 2030 grundsätzlich 75 % der indirekten CO₂-Kosten. Die Kompensation für indirekte CO₂-Kosten kann jeweils nachträglich für ein abgelaufenes Kalenderjahr beantragt werden. Die Antragsfrist wird von der deutschen Emissionshandelsstelle auf ihrer Internetseite bekannt gegeben. Sie endet frühestens am 31.05. und spätestens am 30.09. des auf das Abrechnungsjahr folgenden Jahres.

Hinweis: Den Anträgen auf Strompreiskompensation ist jeweils ein Prüfvermerk eines Wirtschaftsprüfers beizufügen. Gerne unterstützt Sie unser Team bei der Implementierung und Durchführung.

Carbon Leakage Kompensation von direkten CO₂-Kosten aus dem nationalen Emissionshandel

Während der europäische Emissionshandel bei der Entstehung der Emissionen in der Industrie und der Energieversorgung ansetzt, stellt der nationale Emissionshandel auf das Inverkehrbringen von Brennstoffen ab. Eine Doppelbelastung von Akteuren, die bereits unter das europäische Emissionshandelssystem fallen, ist hierbei durch verschiedene Maßnahmen ausgeschlossen.

Der nationale Emissionshandel sieht zunächst eine Einführungsphase von 2021 bis 2025 vor, in der die Emissionszertifikate zu einem Festpreis erworben werden können. Dieser wird sich im Verhältnis zum Preis im Einführungsjahr 2021 von 25 Euro bis zum Jahr 2025 auf 55 Euro mehr als verdoppeln. Nach 2025 soll sich der Preis wie im europäischen System an einem Marktpreis orientieren. Aufgrund der jährlichen Verknappung der Zertifikate ist nach 2025 mit weiteren Preissteigerungen zu rechnen.

Um auch im Rahmen des nationalen Emissionshandels eine Abwanderung von energieintensiven Unternehmen zu verhindern, sieht die BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung für energieintensive Unternehmen die Möglichkeit vor, für einen Teil der CO₂-Kosten eine Kompensation zu erhalten. Voraussetzung ist auch hier die Zuordnung zu einem beihilfefähigen Sektor (Sektoren mit einer brennstoffintensiven Produktion z. B. in der chemischen Industrie und in der Metallverarbeitung). Eine Kompensation erfolgt abzüglich eines Selbstbehalts von 150 Tonnen CO₂ abhängig vom Kompensationsgrad i. H. v. 60 bis 95 % der aus dem Emissionshandel resultierenden Kosten.

Hinweis: Den Anträgen auf Carbon Leakage Kompensation ist jeweils ein Prüfvermerk eines Wirtschaftsprüfers beizufügen.

Besondere Ausgleichsregel nach dem Energiefinanzierungsgesetz

Nach Wegfall der EEG-Umlage werden von Letztverbrauchern derzeit noch die KWKG- und Offshore-Umlagen erhoben. Die KWKG-Umlage ist hierbei das zentrale Finanzierungsinstrument zur Förderung der ressourcenschonenden gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. Die Offshore-Netzumlage wurde eingeführt, um die Risiken der verspäteten Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen an das Stromnetz

zu minimieren sowie die entsprechenden Kosten aus Entschädigungen bei Störungen zu finanzieren.

Ziel der besonderen Ausgleichsregelung ist es, die Belastung von stromkostenintensiven Unternehmen im Hinblick auf die KWKG- und Offshore-Netzumlage zu begrenzen. Die Begrenzung erfolgt abzüglich eines Selbstbehalts i. H. v. einer Gigawattstunde auf 15 bis 25 % der ursprünglich erhobenen Umlagen. Im erweiterten Antragsverfahren werden die Umlagen außerdem zusätzlich auf 0,5 bis 1 % der Bruttowertschöpfung gedeckelt.

Die Antragsberechtigung ist ebenfalls abhängig von der Branche, in welcher das antragstellende Unternehmen tätig ist. Erfasst sind hier insb. Branchen, in denen ein erhebliches Verlagerungsrisiko der Produktion ins Ausland besteht.

Hinweis: Auch der Bewilligungsprozess im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung setzt an verschiedenen Stellen Prüfungen durch einen Wirtschaftsprüfer voraus.

Einstufung als Sondervertragskunde – Prüfung nach der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)

Gemeinden erhalten vonseiten der Netzbetreiber eine Konzessionsabgabe als Gegenleistung für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen.

Sofern ein Letztverbraucher außerhalb des eines allgemeingültigen Tarifs beliefert wird (Sondervertragskunde), kann eine Befreiung von dieser Umlage für den von ihm selbst verbrauchten Strom beantragt werden. Unterschreitet der aktuelle Durchschnittspreis im Kalenderjahr, den ein Sondervertragskunde an seinen Lieferanten zahlt, den sog. Grenzpreis, wird diese Befreiung gewährt. Die Konzessionsabgabe

beträgt für Sondervertragskunden bei Strom zurzeit 0,11 ct pro kWh.

Hinweis: Die Erklärung hinsichtlich der Unterschreitung des Grenzpreises und zu den selbst verbrauchten Strommengen ist ebenfalls durch einen Wirtschaftsprüfer zu prüfen.

Begrenzung der Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV („Strom-NEV-Umlage“)

Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten für selbst verbrauchten Strom im vorangegangenen Geschäftsjahr 4 % der Umsatzerlöse überstiegen haben, können eine Begrenzung der StromNEV-Umlage für über eine Gigawattstunde hinausgehende selbst verbrauchte Strombezüge erhalten. Die entsprechenden Nachweise sind gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31.03. des auf das Begünstigungsjahr folgenden Jahres zu erbringen.

Sind die Voraussetzungen erfüllt, reduziert sich die StromNEV-Umlage für Strombezüge, welche eine Gigawattstunde überschreiten, auf 0,025 ct/kWh.

Hinweis: Der Nachweis der Unternehmen zu ihrer Eigenschaft als Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie zum Verhältnis der Stromkosten für selbst verbrauchten Strom zu den Umsatzerlösen ist durch einen Wirtschaftsprüfer zu prüfen. Für die Meldung des aus dem Netz bezogenen und selbst verbrauchten Strom sieht das Gesetz keine Prüfung vor.



Novelle des Strom- und Energiesteuerrechts voraussichtlich zum 01.01.2025

Erstmals seit 2019 sollen zum 01.01.2025 das Strom- und das Energiesteuerrecht wieder an aktuelle Entwicklungen angepasst und modernisiert sowie zugleich Bürokratie abgebaut werden. Der [Gesetzesentwurf der Bundesregierung](#) für ein Gesetz zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht wurde am 18.10.2024 im Bundestag beraten. Mangels Beschlussfähigkeit des Bundestages konnte jedoch nicht final über den Gesetzesentwurf abgestimmt werden. Der Entwurf beinhaltet vor allem folgende Schwerpunkte:

Elektromobilität: An Ladepunkten soll unter Beachtung der Systematik des Stromsteuerrechts eine Letztverbraucherfiktion eingeführt werden. Einzelfallprüfungen von komplexen Geschäftsmodellen „innerhalb der Ladesäule“ sollen entfallen. Die an einem Ladepunkt stattfindende Entnahme von Strom soll dem Betreiber der Ladesäule als dessen Entnahme zuzurechnen sein. Wesentliche Definitionen orientieren sich aus Vereinfachungs- und Vereinheitlichungsgründen an anderen Rechtsbereichen. So soll ein Ladepunkt verstanden werden als eine Einrichtung, an der gleichzeitig nur ein elektrisch betriebenes Fahrzeug aufgeladen oder

entladen werden kann und die geeignet und bestimmt ist zum Aufladen oder zum Auf- und Entladen von elektrisch betriebenen Fahrzeugen. Betreiber eines solchen Ladepunkts ist danach, wer unter Berücksichtigung der rechtlichen, wirtschaftlichen und tatsächlichen Umstände bestimmenden Einfluss auf den Betrieb eines Ladepunkts ausübt. Mittels dieser Fiktion soll trotz Beibehaltung der Steuerentstehung durch Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz durch den Fahrzeugnutzer eine der Letztverbraucherfiktion des § 3 Nr. 25 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ähnliche Regelung umgesetzt werden. Für eine einheitliche und möglichst

unbürokratische Betrachtung am Ladepunkt soll auch bei der Beurteilung der Steuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 Stromsteuergesetz die Letztverbraucherfiktion zum Tragen kommen, wenn aus erneuerbaren Energieträgern erzeugter Strom etwa aus PV-Anlagen an einen Ladepunkt geleistet wird.

Auch für das **bidirektionale Laden** sollen klare Vorgaben geschaffen werden, die verhindern, dass Nutzer von Elektrofahrzeugen zum Versorger und damit Steuerschuldner werden. Es soll keine Stromsteuer entstehen, wenn der zurückgespeiste Strom am Ort des Ladepunktes ohne Nutzung des all-

gemeinen Versorgungsnetzes zum Verbrauch entnommen wird (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Business).

Um Mehrfachbesteuerungen für ein- und ausgespeisten Strom zu vermeiden ist, eine neue, technologieoffene Definition für **Stromspeicher** geplant. Unabhängig von der Speichertechnologie bzw. des Speichermediums soll es erst bei einer Stromentnahme aus dem Speicher zur Prüfung der Steuerentstehung kommen. Auch soll steuerfrei erzeugter und in einen Stromspeicher eingespeister Strom bei erneuter Rückumwandlung in dem Verhältnis zu der insgesamt im Veranlagungsjahr zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge steuerfrei bleiben.

Geplant ist auch, die sog. Anlagenverklammerung bei der dezentralen Stromerzeugung aufzugeben und einen einheitlichen **stromsteuerrechtlichen Anlagenbegriff** zu schaffen. Danach werden künftig für die Bestimmung der Größe einer Stromerzeugungsanlage die Verhältnisse vor Ort maßgeblich sein. Somit führt dann eine Addierung der Anlagenleistung auf Grund der Fernsteuerbarkeit ggf. nicht mehr zum Ausschluss der Steuerbefreiung für Anlagen bis max. 2 MW elektrische Nennleistung (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 Stromsteuergesetz).

Hocheffiziente KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von weniger als 1 MW sind nach dem Entwurf allgemein erlaubt, wenn sie im Marktstammdatenregister registriert sind.

Online-Antragspflicht: Mit der Ausweitung der Steuerentlastung des § 9b Stromsteuergesetz bei gleichzeitiger Beibehaltung der Antragschwelle von mind. 250 Euro Entlastung p. a. ab dem Entlastungszeitraum 2024 (wir berichteten, <https://www.ebnerstolz.de/de/stromsteuerentlastung-fuer->

[unternehmen-des-produzierenden-gewerbes-ab-2024-480409.html](https://www.ebnerstolz.de/de/stromsteuerentlastung-fuer-unternehmen-des-produzierenden-gewerbes-ab-2024-480409.html))

steigt die Anzahl der Entlastungsberechtigten und damit der -anträge. Im Interesse einer vereinfachten Antragstellung sollen daher neben rechtlichen Anpassungen, z. B. der Einführung einer Online-Antragspflicht, auch erstmals auch eine weitgehend automatisierte Bearbeitung von Anträgen ermöglicht werden. Nach der Beschlussempfehlung des Finanzausschusses (BT-Drucks. 20/13404) soll die Steuerentlastung verstetigt und die Entlastung in Höhe von 20 Euro/MWh über 2025 hinaus gewährt werden. Ob diese Entlastung, deren jährliches Volumen bis zu 3,25 Mrd. EU beträgt, Gesetz wird, bleibt abzuwarten.

Zusätzlich sollen im Interesse des Bürokratieabbaus **Anzeige- und Berichtspflichten** verringert werden (z. B. in Mieterstromkonstellationen). Eine weitere Regelung im Interesse des Bürokratieabbaus ist u. a. die Festlegung im Entwurf, wonach eingeschränkte – kleine – Versorger (§ 1a Abs. 6 bzw. 7 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) steuerfreie Mengen nur noch auf Verlangen des zuständigen Hauptzollamts hin melden müssen. Im Rahmen der Verbändeanhörung haben diese teilweise bemängelt, mit den vorgesehenen Änderungen werde Bürokratie nur teilweise abgeschafft, zumal etwa die bereits zum 01.01.2024 erfolgte Streichung der Steuerbefreiung für Biomasse sowie Klär- und Deponiegas zu höheren Verbrauchspreisen und sogar zu mehr administrativem Aufwand geführt hätten.

Neben der Vereinheitlichung des **Grundsatzes der Steuerbefreiung sämtlicher zur Stromerzeugung eingesetzter Energieerzeugnisse** sollen das Strom- und das Energiesteuerrecht nicht zuletzt bereinigt

werden um **ausgelaufene EU-Beihilfen** und u. a. § 28 und § 53a Energiesteuergesetz entsprechend angepasst werden. Nach der Abschaffung des sog. Spitzenausgleichs steht zudem die Aufhebung der Spitzenausgleichseffizienzverordnung (SpaEfV) an, die Energiesteuer- und Stromsteuer-Transparenzverordnung (EnSTransV) wird in Folgeder geplanten Änderungen ebenfalls redaktionell geändert.

Hinweis: Es ist zu begrüßen, dass die aktuellen Entwicklungen, z. B. bei der E-Mobilität, nun auch stromsteuerrechtlich nachvollzogen und Begriffsbestimmungen vereinheitlicht werden sollen. Gleichwohl bleiben die administrativen Vorgaben weiterhin hoch, der Regierungsentwurf enthält lediglich wenige Änderungen zum Referentenentwurf. Der Ausgang des Gesetzgebungsverfahrens bleibt abzuwarten, ggf. finden Vorschläge aus den zahlreichen Verbände-Stellungnahmen schließlich im Lauf der parlamentarischen Beratungen weitere Berücksichtigung. Gleichwohl scheint sich anzudeuten, dass mit der Novelle tatsächlich Vereinfachungen erreicht werden und der Bürokratieabbau teilweise gelingt.

Impressum

The RSM Ebner Stolz group companies are members of RSM network and trade as RSM. RSM is the trading name used by the members of the RSM network. Each member of the RSM network is an independent accounting and consulting firm, each of which practices in its own right. The RSM network is not itself a separate legal entity of any description in any jurisdiction.

The RSM network is administered by RSM International Limited, a company registered in England and Wales (company number 4040598) whose registered office is at 50 Cannon Street, London, EC4N 6JJ. The brand and trademark RSM and other intellectual property rights used by members of the network are owned by RSM International Association, an association governed by article 60 et seq of the Civil Code of Switzerland whose seat is in Zug.

© RSM International Association, 2024

Herausgeber:

RSM Ebner Stolz Wirtschaftsprüfer Steuerberater Rechtsanwälte Partnerschaft mbB
www.ebnerstolz.de

Ludwig-Erhard-Straße 1, 20459 Hamburg, T +49 (0) 40 37097-0
Holzmarkt 1, 50676 Köln, T +49 (0) 221 20643-0
Kronenstraße 30, 70174 Stuttgart, T +49 (0) 711 2049-0

Redaktion:

Dr. Ulrike Höreth, T +49 (0) 711 2049-1371
Brigitte Stelzer, T +49 (0) 711 2049-1535
Martina Büttner, T +49 (0) 711 2049-1325
novus@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.

Wir legen großen Wert auf Gleichbehandlung. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit verzichten wir jedoch auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers. Im Sinne der Gleichbehandlung gelten entsprechende Begriffe grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform beinhaltet also keine Wertung, sondern hat lediglich redaktionelle Gründe.

Fotonachweis: ©www.gettyimages.com

