

novus

ENERGIE

Handelsrechtliche Bilanzierung im Zusammenhang mit den Energiepreisbremsen sowie der Überschuss-erlösabschöpfung

Fernwärmepreise – das Bundeskartellamt macht ernst!

Das „Heizungsgesetz“ kommt!



Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

die aktuelle Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur Verfassungswidrigkeit des Nachtragshaushalts 2021 hat die Finanzierung einer Reihe energiepolitischer Vorhaben der Bundesregierung in Frage gestellt. Die Verlängerung der Preisbremse, die Finanzierung der Wärmewende und die geplante Strompreisentlastung und weitere Vorhaben müssen ganz oder zum Teil auf eine neue Basis gestellt werden.

Die gerade verabschiedeten Regelungen zur Wärmewende führen vor allem für Kommunen und Wärmeversorger zu erheblichem Aufwand, eröffnen aber auch neue Geschäftsmöglichkeiten. Wir stellen ausgewählte Aspekte der Neuregelungen vor.

Preisbremsen und Überschusserlösabschöpfung müssen in den Jahresabschlüssen der betroffenen Unternehmen abgebildet werden. Das wirft eine Reihe schwieriger Fragen auf, auf die wir im Einzelnen eingehen.

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

Christoph Germer
Rechtsanwalt und Counsel bei
Ebner Stolz in Hamburg



IM FOKUS – WÄRMEWENDE

Das „Heizungsgesetz“ kommt!	4
Wärmeplanungsgesetz für Fernwärmeversorgungsunternehmen	6
Wärmeplanungsgesetz – Chancen und Risiken für kommunale Energie- und Wärmeversorger	7
Neuer Schwung für die Geothermie?	8

RECHTSBERATUNG

Fernwärmepreise – das Bundeskartellamt macht ernst!	10
Preisbremsen	10
Solarparket I – Neuer Schwung für Mieterstrom?	12
Energiewirtschaftsrecht: Anpassung an EU-Vorgaben	13

STEUERRECHT

Strompreispaket der Bundesregierung: Zusätzliche Entlastung für Unternehmen in Deutschland	14
--	----

WIRTSCHAFTSPRÜFUNG

Handelsrechtliche Bilanzierung im Zusammenhang mit den Energiepreisbremsen sowie der Überschusserlösabschöpfung	15
Auswirkungen der „KANU“-Festlegung der BNetzA auf Jahresabschluss und Lagebericht	18
Ewiges Hin und Her mit dem Xgen Strom – BGH hebt Urteil des OLG Düsseldorf auf	21
Festlegungen zur Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze rechtswidrig	22



„Die Wärmewende“

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung einzuleiten ist eines der zentralen Vorhaben der aktuellen Bundesregierung. Zentrale Regelungen dazu sind die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes und das Wärmeplanungsgesetz. Beides soll zum 01.01.2024 in Kraft treten und wird die Wärmeversorgung nachhaltig verändern. Die Finanzierung der Fördermaßnahmen soll durch die aktuelle Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts nicht in Frage gestellt werden. Wir stellen im Folgenden ausgewählte Aspekte der Neuregelungen vor.

Das „Heizungsgesetz“ kommt!

Nachdem der Bundestag die in den Medien oft als „Heizungsgesetz“ bezeichnete umstrittene Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) am 08.09.2023 beschlossen hatte, hat am 29.09.2023 nun auch der Bundesrat die Gesetzesänderung gebilligt. Einem Inkrafttreten des Gesetzes zum 01.01.2024 steht nun nichts mehr im Wege. Worauf müssen sich Eigentümer, Vermieter und Mieter einstellen?

Selten ist ein Gesetzesvorhaben im Schnittbereich von Umwelt- und Energierecht im Vorfeld derart kontrovers diskutiert worden. Die Neuregelung des GEG soll ein zentraler Bestandteil der sog. Wärmewende sein, mit dem erklärten Ziel, dass in Deutschland bis 2045 klimaneutral geheizt wird. Da dieses Gesetz jedoch u. a. auf eine schrittweise Verpflichtung zum Austausch von Heizungen in Wohngebäuden abzielt, war insbesondere die Verteilung der damit einhergehenden beträchtlichen Kosten ein zentraler Streitpunkt. Daher drehte

sich die monatelange Debatte besonders um Übergangsfristen, technische Wahlmöglichkeiten für Eigentümer, Härtefallklauseln, Umlagefähigkeit von Kosten für Vermieter auf der einen Seite, Schutz für Mieter vor überhöhten Kosten auf der anderen Seite sowie zusätzliche staatliche Förderprogramme. Der Gesetzgeber hat sich nunmehr auf ein Regelwerk von beachtlicher Komplexität festgelegt.

Pflicht zum Einbau von klimaneutralen Heizungen

Der Kern der Neuregelung ist die Verpflichtung, dass eine Heizungsanlage in einem Gebäude nur eingebaut werden darf, wenn sie mindestens 65 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt. Der Gebäudeeigentümer kann dabei frei wählen, mit welcher Art von Heizungsanlage er diese Anforderungen erfüllen will („Technologiefreiheit“).

Der Gesetzgeber geht davon aus, dass insbesondere die folgenden technischen Lösungen hierfür in Betracht kommen:

- ▶ Stromdirektheizungen,
- ▶ solarthermische Anlagen,
- ▶ Heizungsanlagen zur Nutzung von Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff,
- ▶ Wärmepumpen-Hybridheizungen,
- ▶ Solarthermie-Hybridheizungen
- ▶ und – voraussichtlich mit der höchsten Praxisrelevanz – der Anschluss an ein Wärmenetz sowie der Einbau von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen.

Lange umstritten war hierbei insbesondere die Frage, ab welchem Zeitpunkt diese Verpflichtung für die Gebäudeeigentümer gelten soll. Das GEG sieht hierzu vor, dass die Pflicht nur für Neubauten ab 01.01.2024 gilt. Eigentümern von Bestandsgebäuden wird eine Übergangsphase gewährt, deren Länge jedoch

unterschiedlich ausfallen kann. Es besteht somit keine sofortige Austauschpflicht. Bestehende Heizungen können zunächst weiterlaufen und dürfen auch repariert werden. Zum Verständnis des GEG ist insofern aber noch ein weiteres Gesetzesvorhaben in Blick zu nehmen, das Wärmeplanungs-gesetz (WPG, vgl. dazu auch nachfolgenden Beitrag auf S. 6).

Verknüpfung mit der kommunalen Wärme-planung

Das WPG befindet sich gegenwärtig ebenfalls auf der Zielgeraden des Gesetzgebungs-verfahrens und wird voraussichtlich zum 01.01.2024 in Kraft treten. Es verpflichtet die Bundesländer sicherzustellen, dass die Gemeinden kommunale Wärmepläne erstellen. Diese Pläne dienen – kurz gefasst – zur Identifikation des vor Ort besten und kosten-effizientesten Wegs zu einer klimafreundlichen und fortschrittlichen Wärmeversor-gung. Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern müssen diese Planung bis spä- testens 30.06.2026 abgeschlossen haben. Gemeinden mit weniger Einwohnern haben hierfür Zeit bis 30.06.2028. Die Anforderun- gen, die das WPG an Ablauf und Inhalte der kommunalen Wärmeplanung stellt, sind beträchtlich. Es müssen hierfür eine ganze Reihe von Planungsschritten (u. a. Vorprüfun- gen, Bestandsanalysen, Potentialanalysen, Entwicklung von Zielszenarien, Entwicklung von Umsetzungsstrategien) durchlaufen werden. Es ist dabei schon jetzt abzusehen, dass die Durchführung dieser komplexen Planung gerade für kleinere Kommunen eine enorme Herausforderung darstellen wird.

Ein wesentlicher Bestandteil dieser Planung soll die Klärung der Frage sein, in welchen Ge- meindegebieten ein Anschluss von Gebäuden an ein Wärmenetz möglich ist und in welchen Gegenden es bei der individuellen Verantwor- tung der Gebäudeeigentümer für die Wärme- versorgung bleibt. Dieser Gedanke bildet die Verknüpfung zu den Vorgaben des GEG: In Gemeinden, die noch keine Wärmeplanung haben, dürfen in Bestandsgebäuden bis 30.06.2026 (größere Gemeinden) bzw. 30.06.2028 (kleinere Gemeinden) weiterhin Heizungen ausgetauscht oder eingebaut werden, welche die Anforderungen des GEG (65 % erneuerbare Energien) nicht erfüllen. In

Gemeinden, in denen eine kommunale Wär- meplanung auf Grundlage des WPG jedoch schon vor Ablauf dieser Fristen verabschie- det wird, gelten grundsätzlich deren Vorga- ben über die Ausweisung von Wärmenetzen oder Wasserstoffnetzausbaugebieten und – ansonsten – die Verpflichtung des GEG zum Einbau von Heizungen auf Basis von 65 % erneuerbarer Energien. Für die Grundeigen- tümer wird dieses prinzipielle Zusammenspiel von Wärmeplanung und Heizungseinbau durch eine Reihe von Übergangsfristen für unter- schiedliche Szenarien abgemildert, die sicher- stellen sollen, dass diese nicht zu abrupten Investitionsentscheidungen gezwungen wer- den.

Lastenverteilung zwischen Vermietern und Mietern

Um die Wärmewende zu beschleunigen, will der Gesetzgeber einerseits Anreize für Ver- mieter setzen, in moderne Heizungssysteme zu investieren. Auf der anderen Seite ist der Neuregelung deutlich zu entnehmen, dass Mieter vor zu hohen finanziellen Belastungen geschützt werden sollen. Dieser Balance-Akt soll sowohl durch Anpassungen des GEG als auch durch Neuregelungen im Mietrecht des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB) gelingen. U. a. wird dort explizit klargestellt, dass der Hei- zungseinbau zur Erfüllung der Anforderungen des GEG als Modernisierungsmaßnahme gilt, welche grundsätzlich zur Mieterhöhung berechtigt. Jedoch wird hierfür eine Kap- pungsgrenze eingeführt: Die Mieterhöhung aufgrund des Heizungseinbaus darf nicht mehr als 50 Cent pro Quadratmeter Wohn- fläche innerhalb von sechs Jahren betragen.

Hat der Vermieter für den Heizungseinbau öffentliche Förderungen in Anspruch genom- men, darf er die jährliche Miete um 10 % (statt ansonsten 8 %) der für die Wohnung aufge- wendeten Kosten abzüglich der in Anspruch genommenen Drittmittel erhöhen. Vermieter sollen dadurch einen zusätzlichen Anreiz haben, die staatlichen Fördermöglichkeiten zu nutzen.

Beim praktisch bedeutsamen Fall des Einbaus einer Wärmepumpe muss der Vermieter nachweisen, dass die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe über 2,5 liegt. Kann er diesen Nachweis nicht erbringen, kann er für eine

Mieterhöhung auf Grund einer Modernisie- rungsmaßnahme nur 50 % der für die Woh- nung aufgewendeten Kosten zugrunde legen. Dies soll einen hohen Wirkungsgrad der neu- en Wärmepumpen sicherstellen, die dann auch wiederum den Mietern zugutekommen.

Ausblick

Vor diesem Hintergrund werden Eigentümer von Bestandsimmobilien künftig genau ver- folgen müssen, wie sich die kommunale Wärmeplanung in ihrer Gemeinde entwickelt, um ihre Investitionsentscheidungen voraus- schauend planen zu können. Zeichnen sich auf Basis von Wärmeplänen Anschlussmög- lichkeiten an ein Wärmenetz ab? Welche technischen Lösungsmöglichkeiten bieten sich ansonsten für eine bestimmte Immobilie an? Welche Übergangsfristen sind für ein konkretes Szenario anwendbar? Welche der flankierenden staatlichen Fördermöglichkei- ten können in Anspruch genommen werden? In welchem Umfang dürfen bestimmte Kos- ten auf Mieter umgelegt werden? Diese Fragen können alle nicht pauschal beant- wortet werden, sondern bedürfen eingehender Prüfung und Abwägung im Einzelfall.

Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass in einzelnen Bundesländern die Erarbeitung von kommunalen Wärmeplänen auf Basis von Landesrecht bereits in vollem Gange ist, z. B. in Baden-Württemberg auf Grundlage des Klimaschutz- und Klimawandelanpas- sungsgesetzes (KlimaG BW). Hier müssen beispielsweise Stadtkreise und Große Kreis- städte bereits bis zum 31.12.2023 einen kommunalen Wärmeplan vorlegen. Das bedeutet also, dass Immobilieneigentümer neben der Komplexität des GEG auch unter- schiedliche Geschwindigkeiten bei der Wär- meplanung in den jeweiligen Bundesländern im Blick behalten müssen.

Mit Blick auf diese Verknüpfung von GEG und Wärmeplanung bleiben gegenwärtig noch einige rechtliche Fragen offen. Sicher erscheint derzeit nur, dass das „Heizungs- gesetz“ weiterhin Anlass zur Diskussion und voraussichtlich weiteren gesetzgeberi- schen Anpassungen geben wird.

Wärmeplanungsgesetz für Fernwärmeversorgungsunternehmen

Der Bundestag hat am 17.11.2023 in zweiter und dritter Lesung das Wärmeplanungsgesetz verabschiedet (BT-Drs. 20/9344). Der Bundesrat wird voraussichtlich am 15.12.2023 abschließend darüber befinden. Das Gesetz wird den Ländern aufgeben, die Kommunen zu verpflichten, Wärmeplanungen zu erstellen. Darüber hinaus enthält der Gesetzentwurf umfangreiche Pflichten für Fernwärmeversorgungsunternehmen zur Dekarbonisierung ihrer Wärmeversorgung und zur Erstellung entsprechender Fahrpläne. Ziel ist es, den Wärmesektor bis 2045 vollständig zu dekarbonisieren. Im Einzelnen beinhaltet der Gesetzentwurf folgende Regelungen.

Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen

§§ 29, 30 des Entwurfs des Wärmeplanungsgesetzes (WPG-E) schreiben getrennt für Bestandsnetze und neu zu errichtende Netze vor, in welchen Schritten die Dekarbonisierung zu erfolgen hat. In Bestandsnetzen muss der Anteil erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination daraus bis zum 01.01.2030 30 %, bis zum 01.01.2040 80 % und zum 01.01.2045 schließlich 100 % betragen. In Netzen mit einer Netzlänge von mehr als 50 km darf der Anteil von Biomasse zum 01.01.2045 maximal 15 % betragen.

Für neue Netze gelten andere Vorgaben. Neue Netze sind solche, mit deren Bau ab dem 01.01.2024 begonnen werden wird. Diese Netze müssen ab dem 01.03.2025 einen Anteil erneuerbarer Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination daraus von 65 % aufweisen. Der Anteil von Biomasse darf bereits ab dem 01.01.2024 in Netzen mit einer Netzlänge von mehr als 50 km maximal 25 % betragen. Auch diese Netze müssen zum 01.01.2045 zu 100 % aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination daraus gespeist werden. Der Anteil von Biomasse darf dann ebenfalls in Netzen mit mehr als 50 km Länge maximal 15 % betragen.

Ausnahmen und Fristverlängerungen

Sowohl für Bestandsnetze als auch für neue Netze sind Ausnahmen vorgesehen. Für Bestandsnetze können die Übergangsfristen bis Ende 2034 bzw. Ende 2044 verlängert werden, wenn eine unbillige Härte vorliegt. Eine Verlän-

gerung bis Ende 2034 ist möglich, wenn komplexe Maßnahmen oder besonders hohe Investitionen (ab 150 Mio. Euro) geplant sind.

Für Netze, die aus KWK-Anlagen gespeist sind, gibt es eine weitere Ausnahme. Wenn die Netze zu mindestens 70 % aus geförderter KWK gespeist werden, ist das auch bis Ende 2034 zulässig, sofern die übrige Wärme aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination daraus erzeugt wird. Bei neuen Netzen wird der Wärmeanteil aus Biomasseanlagen, die vor Inkrafttreten des Wärmeplanungsgesetzes in Betrieb waren, bei der Ermittlung des zulässigen Anteils der Wärme aus Biomasse nicht mitgerechnet. Ebenfalls nicht mitgerechnet wird die Wärme aus der thermischen Behandlung bestimmter Abfälle. Ausgenommen ist der biogene Anteil, bestehend aus Biomasse, bestimmten Althölzern und anderen Stoffen, sofern die Anforderungen gemäß der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung erfüllt sind.

Pflicht zur Aufstellung eines Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans

Nach § 32 WPG-E sind grundsätzlich alle Wärmenetzbetreiber, deren Netze nicht bereits zu 100 % aus erneuerbaren Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden, zur Erstellung eines Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans verpflichtet. Ausgenommen sind Betreiber von Netzen mit einer Länge von bis zu 1 km. Bei Netzen mit einer Länge von bis zu 10 km gelten Erleichterungen. Der Fahrplan ist bis Ende 2026 zu erstellen und einer noch festzulegenden Behörde vorzulegen. Die Anforderungen an den Fahrplan sind in einer Anlage 3 zum Gesetzentwurf recht detailliert aufgeführt. Ein solcher Fahrplan muss die Darstellung des Ist-Zustandes des Netzes einschließlich Energie- und Treibhausgasbilanzen, Temperaturfahrkurve und Auslastungsanalyse enthalten. Es müssen sehr detailliert die Potentiale für erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme sowie der künftige Entwicklungspfad bis zur Dekarbonisierung dargestellt werden. Schließlich sind geplante Ausbaumaßnahmen und sonstige Maßnahmen im Netz darzustellen.

Dieser Fahrplan hat einen bestehenden oder in Planung befindlichen Wärmeplan zu berücksichtigen.

Der Fahrplan ist zu veröffentlichen, wobei Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ausgelassen werden dürfen.

Verbindung zum Gebäudeenergiegesetz („Heizungsgesetz“)

Die Regelungen im Entwurf des Wärmeplanungsgesetzes sind eng mit den Bestimmungen des Gebäudeenergiegesetzes verzahnt (vgl. Beitrag auf S. 4). Nach § 71 Abs. 3 Gebäudeenergiegesetz (GEG) können die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes auch durch den Anschluss an ein Wärmenetz erfüllt werden. Die Details dazu sind in § 71b GEG dargestellt.

Der Wärmenetzbetreiber muss dem Kunden schriftlich bestätigen, dass sein Netz den gesetzlichen Anforderungen genügt bzw. künftig genügen wird. Diese gesetzlichen Anforderungen sind die oben genannten aus dem WPG-E. Nach § 75j GEG sind beim beabsichtigten Anschluss an ein Wärmenetz Übergangslösungen zulässig. So darf ein Gebäudeeigentümer, der einen Vertrag zum Anschluss an ein Wärmenetz abgeschlossen hat, unter bestimmten Voraussetzungen übergangsweise eine Heizung einbauen, die die Anforderungen nach § 71 Abs. 1 GEG (65 % erneuerbar) nicht erfüllt. Wenn der Wärmenetzbetreiber aus Gründen, die er zu vertreten hat, nach Vertragsabschluss davon absieht, seine Ausbaupläne umzusetzen, kann der Wärmenetzbetreiber dem betroffenen Kunden schadensersatzpflichtig werden.

Weiteres Gesetzgebungsverfahren

Das Gebäudeenergiegesetz wurde am 08.09.2023 in zweiter und dritter Lesung im Bundestag beschlossen (siehe vorheriger Beitrag). Das Wärmeplanungsgesetz ist als Bundesrats-Drucksache 388/23 unter dem 18.08.2023 dem Bundesrat zur Stellungnahme zugeleitet worden. Aufgrund der engen Verzahnung beider Gesetze steht zu erwarten, dass auch das Wärmeplanungsgesetz möglicherweise mit Detailänderungen umgehend verabschiedet wird.

Wärmenetzbetreiber, die das Thema bisher ausgeblendet haben, müssen sich darauf einstellen, sich umgehend mit der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu befassen.

Wärmeplanungsgesetz – Chancen und Risiken für kommunale Energie- und Wärmeversorger

Das am 17.11.2023 verabschiedete Wärmeplanungsgesetz (WPG) verpflichtet die Länder, in allen Gemeinden auf ihren Hoheitsgebieten die Aufstellung von Wärmeplänen innerhalb der im Gesetz genannten Fristen sicherzustellen.

Grundlagen

Für Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern müssen diese Wärmepläne bis zum 30.06.2026 erstellt werden, für kleinere Gemeinden bis zum 30.06.2028. Bereits fertiggestellte Wärmepläne, die aufgrund bestehender landesrechtlicher Regelungen erarbeitet wurden, bleiben wirksam.

Die Länder werden diese Aufgabe an die jeweiligen Städte und Gemeinden weiter delegieren, so dass die mit dem Gesetz einhergehende Pflicht zur Wärmeplanung bei den jeweiligen Kommunen liegen wird. Der Gesetzgeber hat den Ländern hierfür und für die Ausgestaltung einer Reihe weiterer Einzelheiten Verordnungsermächtigungen eingeräumt.

Ablauf der Wärmeplanung

Die Umsetzung der Wärmeplanung soll in mehreren Schritten erfolgen. Mittels einer vorgelagerten Eignungsprüfung sollen gleich zu Beginn Gebiete ausgeschlossen werden, die sich aller Voraussicht nach nicht für die Versorgung durch ein Wärme- oder Wasserstoffnetz eignen. Durch eine verkürzte Planung und die damit verbundene Ausweisung des Gebietes als Gebiet mit voraussichtlich dezentraler Wärmeversorgung soll der Aufwand für weitere ressourcenintensive Untersuchungen reduziert werden. Falls keine verkürzte Planung durchgeführt wird, soll durch eine umfangreiche Analyse des aktuellen Wärmebedarfs und der vorhandenen Infrastruktur der konkrete Handlungsbedarf ermittelt werden. Anschließend sollen die vorhandenen grundsätzlich erschließbaren Potenziale zur Erzeugung und Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme im beplanten Gebiet bestimmt werden. Abschließend erfolgt die Einteilung des zu beplanenden Gebiets in die entsprechenden Wärmeversorgungsgebiete. Hier wird aufgeführt, welche Art der Wärmeversorgung in diesem Gebiet in Zukunft wahr-

scheinlich sein wird. Eine entsprechende Pflicht für Gebäudeeigentümer, eine bestimmte Art der Wärmeversorgung zu nutzen, geht mit dem Wärmeplan nicht einher.

Rechtswirkungen des Wärmeplans

Der fertige Wärmeplan soll ausdrücklich keine rechtliche Außenwirkung entfalten und keine einklagbaren Rechte und Pflichten begründen. Auf Basis der Wärmeplanung kann die Kommune Entscheidungen über die Ausweisung als Gebiet zum Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen oder als Wasserstoffnetzausbaugebiet treffen. Eine solche Ausweisung wiederum entfaltet ausdrücklich dahingehend Außenwirkung, dass sie eine Entscheidung im Sinne von § 71 Abs. 8 S. 3 GEG und § 71k Abs. 1 Nr. 1 GEG darstellt. Das wiederum führt zu einer Verkürzung der in § 71 Abs. 8 GEG enthaltenen Übergangsfrist für neue Heizungen in Bestandsgebäuden.

Beteiligungsverfahren

Da die Umsetzung dieser Planung nur mit Hilfe der Energie- und Wärmenetzbetreiber gelingen kann, sind u. a. diese in die Planung einzubeziehen. Das WPG definiert einen Personenkreis, der an der Planung zu beteiligen ist, d. h. beteiligt werden muss. Dazu zählen neben der Öffentlichkeit und den Energienetzbetreibern auch aktuelle und potenzielle Wärmenetzbetreiber in den zu beplanenden Gebieten. Von dieser Gruppe werden regelmäßig die Stadt- und Gemeindewerke erfasst sein.

Weitere Personen und Einrichtungen „kann“ die planungsverantwortliche Stelle beteiligen. Das sind insbesondere Wärmeproduzenten, Produzenten von gasförmigen Energieträgern, größere Wärmeverbraucher sowie alle öffentlichen Einrichtungen, die einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten können, einschließlich der örtlichen Handwerkskammern. Die Beteiligten sollen nach Aufforderung an der Durchführung der Wärmeplanung mitwirken, insb. durch Erteilung von Auskünften, Hinweisen, Stellungnahmen und Teilnahme an Besprechungen. Ebenso sollen für die Wärmeplanung notwendige Daten, sofern gesetzlich zulässig, an die zuständige Stelle übermittelt

werden. Bei dieser Beteiligung bleiben ausdrücklich kartell- und wettbewerbsrechtliche Vorschriften unberührt. Den Beteiligten kommt damit die herausfordernde Aufgabe zu, während der gesamten Wärmeplanung die Rechtmäßigkeit ihres Handelns anhand des Kartell- und Wettbewerbsrechts zu prüfen.

Da der Wärmeplan zum einen keine Außenwirkung entfaltet und zum anderen ausdrücklich kein Anspruch Dritter auf Zuordnung eines Gebietes zu einem bestimmten voraussichtlichen Wärmeversorgungsgebiet besteht, wird der Wärmeplan im Nachhinein kaum anfechtbar sein. Daher sollten die Energie- und Wärmenetzbetreiber, die die Errichtung entsprechender Wärmenetze beabsichtigen, frühzeitig im Beteiligungsverfahren Einfluss nehmen und wenn möglich ihre Pläne proaktiv vorlegen. Aufgrund der später begrenzten Rechtsschutzmöglichkeiten sollten entsprechende Pläne auch dann vorgelegt werden, wenn durch die zuständige Stelle zunächst keine ausreichende Beteiligung erfolgt. Das WPG sieht ausdrücklich die Möglichkeit vor, dass bestehende oder potenzielle Wärmenetz- oder Gasverteilnetzbetreiber der zuständigen Stelle Vorschläge zur Versorgung des zu beplanenden Teilgebiets mittels eines Wärme- oder Wasserstoffnetzes vorlegen können. Für die Vorlage ist eine Frist von sechs Monaten ab dem Beschluss der zuständigen Stelle über die Durchführung der Wärmeplanung vorgesehen.

Beauftragung Dritter durch die planungsverantwortliche Stelle

Besondere Sorgfalt ist geboten, wenn die konkrete Wärmeplanung auf Wunsch einer Kommune von Dritten übernommen werden soll. Zwar gestattet das WPG, dass die zuständige Stelle bei der Erfüllung dieser Aufgabe Dritte beauftragt (§ 6 WPG), jedoch ist eine solche Beauftragung i. d. R. ein öffentlicher Auftrag und fällt in den Anwendungsbereich des Vergaberechts. Eine Inhouse-Vergabe an kommunale Unternehmen wird regelmäßig nicht zulässig sein. Die Kommune wird kaum umhinkommen, ein Vergabeverfahren nach den einschlägigen Regelungen durchzuführen, was bei der ohnehin schon ambitionierten Zeitplanung zu berücksichtigen ist.



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) wird voraussichtlich zum 01.01.2024 im Gleichschritt mit der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (sog. „Heizungsgesetz“) in Kraft treten (vgl. die vorstehenden Beiträge auf S. 4, 6 und 7). 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 soll dabei die Klärung der Frage sein, 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 Wärme-

versorgung 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 Lagerstätten 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 im Sinne des 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 Reservoiren tief unter der Erdoberfläche ist ein technisch-geologisch äußerst anspruchsvolles bergmännisches Unterfangen. Um schließlich identifizierte Reservoire 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 Wärme-wende 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 anstehende 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.



Fernwärmepreise – das Bundeskartellamt macht ernst!

Mit Pressemitteilung vom 16.11.2023 hat das Bundeskartellamt darüber informiert, dass es Missbrauchsverfahren gegen sechs Fernwärmeversorger eröffnen wird. Die Behörde prüft insbesondere die korrekte Anwendung von Preisanpassungsklauseln.

Fernwärmeversorger verfügen regelmäßig über ein Monopol in ihrem Versorgungsgebiet. Sie unterliegen daher der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht. Wärmeversorgern ist gestattet, ihre Preise durch Preisanpassungsklauseln an die Entwicklung ihrer Kosten einerseits und der Marktbedingungen andererseits anzupassen. Dabei müssen sie die Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV und der dazu ergangenen Rechtsprechung beachten.

Ausweislich der Pressemitteilung sind von den Ermittlungen des Bundeskartellamts sechs Fernwärmeversorger mit neun Fernwärmenetzen in vier Bundesländern betroffen. Die Behörde prüfe insbesondere, ob die Preisanpassungsklausel die Kostenentwicklung und die Marktentwicklung korrekt abbildet oder überzeichnet. Anhaltspunkte für ein Einschreiten der Behörde bestehen immer dann, wenn die Preisentwicklung an einen Energieträger geknüpft wird, der bei der Fernwärmeerzeugung nicht oder nur in geringem Maße eingesetzt wird.

Hinweis: Unabhängig von den aktuellen Ermittlungen des Bundeskartellamts sollten Fernwärmeversorger darauf achten, dass die

von ihnen verwendeten Preisanpassungsklauseln den gesetzlichen Vorgaben entsprechen. Ergeben sich Änderungen bei den eingesetzten Energieträgern, ist zwingend zu prüfen, ob nicht auch eine Änderung der Preisanpassungsklausel erforderlich ist. Die aktuelle Rechtsprechung des BGH ermöglicht es Wärmeversorgern, entgegen dem aktuellen Wortlaut der AVBFernwärmeV, ihre Preisanpassungsklauseln durch öffentliche Bekanntmachung zu ändern.

Preisbremsen

Verlängerung der Preisbremsen

Nach einigem Hin und Her hat der Bundestag am 16.11.2023 der Verlängerung der Preisbremsen zugestimmt. Anders als zunächst vorgesehen, sollen die Preisbremsen bis Ende März 2024 und nicht bis Ende April 2024 verlängert werden (Preisbremsenverlängerungsverordnung i. d. F. der BT-Drs. 20/9346). Bei Redaktionsschluss war offen, ob die Bundesregierung nicht doch noch Abstand davon nimmt, die Geltungsdauer der Preisbremsen zu verlängern. Ausgenommen von der Verlängerung sind Strommengen, die von Letzt-

verbrauchern an Dritte weitergeleitet werden. Die Anwendung der Preisbremsen steht darüber hinaus noch immer unter dem Vorbehalt der Zustimmung durch die EU-Kommission. Auf deren Anregung war die Abkürzung der Verlängerung um einen Monat zurückzuführen, so dass die Zustimmung wohl erfolgen dürfte.

Bereits Ende Februar wird die Umsatzsteuer für Gas und Wärme wieder auf den regulären Satz von 19 % angehoben. Das hat der Bundestag am 17.11.2023 als Bestandteil des Wachstumschancengesetzes verabschiedet

(BT-Drs. 20/9396). Allerdings hat der Bundesrat diesbezüglich am 24.11.2023 den Vermittlungsausschuss angerufen. Ein Termin für die Behandlung des Gesetzes im Vermittlungsausschuss stand bei Redaktionsschluss noch nicht fest.

Bisherige Änderungen an den Regelungen zu den Preisbremsen

Am 03.08.2023 ist das „Gesetz zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsen Gesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirt-

schaftlicher, umweltrechtlicher und sozialrechtlicher Gesetze“ (BGBl. N. 202) in Kraft getreten. Das Gesetz ermöglichte für Letztverbraucher, die 2021 aufgrund von Corona-Maßnahmen außergewöhnlich niedrige Verbräuche hatten, zusätzliche Entlastungen. Zusätzlich entlastet werden ebenfalls Letztverbraucher mit einem Verbrauch von bis zu 30.000 kWh und Schwachlasttarifen, z. B. wegen des Bezugs von Heizstrom. Darüber hinaus werden eine Vielzahl von Detailregelungen modifiziert.

Zusätzliche Entlastung bei atypischen Minderverbräuchen

Mit einem neuen § 37a EWPBG und einem nahezu gleichlautenden § 12b StromPBG werden Letztverbraucher zusätzlich entlastet, die im Kalenderjahr 2021 aufgrund von corona-bedingten Einschränkungen atypische Minderverbräuche an Energie hatten. Dieser zusätzliche Entlastungsbetrag musste bis spätestens Ende Oktober 2023 beantragt werden; der Letztverbraucher muss nachweisen, dass die Voraussetzungen erfüllt sind.

Anteiliger Referenzpreis von 28 Ct/kWh für Entnahmestellen mit Schwachlast- / Niedertarif

Mit einem neuen § 5 Abs. 3 StromPBG wurde für Entnahmestellen, die über einen variablen Tarif mit Schwachlast- bzw. Niedertarif und Hochtarif beliefert werden, für den Schwachlastanteil ein neuer Referenzpreis von 28 Cent (brutto) eingeführt.

Für die gesamte Stromabnahme gilt der gewichtete Durchschnitt von 28 Cent pro kWh und der zeitlichen Gültigkeit des Schwachlasttarifs innerhalb einer Woche und 40 Cent pro kWh, gewichtet mit der zeitlichen Gültigkeit des Hochtarifs innerhalb einer Woche.

Die Regelung gilt nur für Entnahmestellen mit einem Jahresverbrauch von bis zu 30.000 kWh und ausschließlich für den Zeitraum von August bis Dezember 2023. Diese Entlastung kann abweichend vom Regelfall als Einmalzahlung anstelle einer monatlichen Entlastung gewährt werden.

Hinweis: Der Lieferant ist verpflichtet, die betroffenen Kunden zu informieren, ob er die Entlastung monatlich oder als Einmalbetrag gewährt. Die Regelung gilt nicht für Entnah-

mestellen, an die ausschließlich Heizstrom geliefert wird. Voraussetzung ist, dass die Entnahmestelle über einen zeitvariablen Tarif beliefert wird.

Sonderregelungen für neu installierte Wärmepumpen und Ladepunkte

Wenn an einer Entnahmestelle während des Entlastungszeitraums eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe oder ein Ladepunkt für E-Kraftfahrzeuge neu in Betrieb genommen und nicht mit einem eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, ist der zusätzliche Verbrauch für den verbleibenden Entlastungszeitraum ebenfalls zu berücksichtigen, wenn der Letztverbraucher dem Netzbetreiber die Inbetriebnahme des Gerätes angezeigt hat.

Sonderregelungen für Schienenbahnen

Mit dem Gesetz werden weitere Sonderregelungen für die Entlastung von Schienenbahnen eingeführt. Die Anpassungen sind erforderlich, weil der beihilferechtliche Rahmen für Schienenbahnen ein anderer ist als für andere Unternehmen. Die beihilferechtliche Notifizierung richtet sich nicht nach dem befristeten Krisenrahmen der Europäischen Kommission, sondern nach den gemeinschaftlichen Leitlinien für staatliche Beihilfen an Eisenbahnunternehmen. Für Schienenbahnen gelten daher bei der Berechnung der krisenbedingten Energiemehrkosten, der Festlegung der anwendbaren Höchstgrenzen und dem Verfahren zur Abgabe von Selbsterklärungen gesonderte Regelungen.

Detailkorrekturen bei Arbeitsplatzzerhaltung und Boni- und Dividendenverbot

Wenn Unternehmen die Verpflichtung zur Beschäftigungssicherung verletzen, können sie zur Rückzahlung erhaltener Entlastungen verpflichtet sein. Mit der Änderung wird klargestellt, dass diese Rückzahlungsbeträge grundsätzlich zu verzinsen sind. Die Höhe der Zinsen wird über einen Verweis auf § 49a VwVfG mit fünf Prozentpunkten über Basis jährlich festgelegt. Durch eine Neuregelung in § 37 Abs. 4 Nr. 4 StromPBG bzw. § 29 Abs. 4 Nr. 4 EWPBG wird die Prüfbehörde berechtigt, bei der Entscheidung über die Rückforderung die wirtschaftliche Situation des Letztverbrauchers und seines Wirtschaftszweiges zu beachten.

Die Boni- und Dividendenverbote betreffen Unternehmen mit Entlastungssummen von mehr als 25 bzw. 50 Mio. Euro. Der Gesetzgeber hat hier eine Reihe von Klarstellungen vorgenommen und u. a. geregelt, dass ein Verzicht auf Entlastungssummen von mehr als 25 bzw. 50 Mio. Euro nur noch in Textform und bis zum 31.07.2023 gegenüber der Prüfbehörde erklärt werden kann.

Hinweis: Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes war die Frist bereits verstrichen und die Prüfbehörde noch nicht installiert. In den FAQ des Wirtschaftsministeriums findet sich bereits jetzt eine Regelung, wonach eine Nichtbeachtung von Mitteilungsfristen nicht geahndet werden soll, wenn die Mitteilungen bis Ende September 2023 nachgeholt wurden.

Prüfbehörde kann Rückforderung von Entlastungen anordnen und erhält weitere Befugnisse

Mit dem Gesetz werden auch die Regelungen über die Befugnisse der Prüfbehörde und die Verpflichtungen der Lieferanten und Letztverbraucher gegenüber der Prüfbehörde geändert. Lieferanten, denen Umstände zur Kenntnis gelangen, die Anhaltspunkte für die Annahme bieten, dass Letztverbraucher eine höhere Entlastung erhalten haben als ihnen zusteht, müssen diese Umstände nunmehr unverzüglich der Prüfbehörde zur Kenntnis geben. Die Prüfbehörde wiederum wird berechtigt, Lieferanten anzuweisen, Rückforderungsansprüche geltend zu machen. Weiterhin wird die Prüfbehörde berechtigt, eigenständig ein Verfahren zur Ermittlung der maßgeblichen Höchstgrenze einzuleiten, wenn ihr Anhaltspunkte dazu vorliegen, dass Letztverbraucher einschlägigen Höchstgrenzen überschritten und noch keine entsprechende Selbsterklärung abgegeben haben.

Änderungen der Differenzbetragsanpassungsverordnung

Das Wirtschaftsministerium hat schließlich die Differenzbetragsanpassungsverordnung wie angekündigt geändert. Mit Wirkung zum 01.10.2023 wurde der Referenzbetrag für Strom im Anwendungsbereich der Differenzbetragsanpassungsverordnung von 0,24 Euro auf 0,18 Euro und für Gas von 0,08 Euro auf 0,06 Euro herabgesetzt. Der Bundestag hat der Änderung am 21.09.2023 zugestimmt.

Solarparket I – Neuer Schwung für Mieterstrom?

Unter dem 16.08.2023 hat die Bundesregierung den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vorgelegt. Nach der ersten Lesung im Bundestag hat am 15.11.2023 eine Sachverständigenanhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie stattgefunden. Mit dem Gesetz soll ein Beitrag dazu geleistet werden, die Ausbauziele für erneuerbare Energien durch attraktivere Rahmenbedingungen für PV-Anlagen zu erreichen. Unter anderem soll neben dem „Mieterstrom“ ein neues Instrument, die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ eingeführt werden.

Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Durch eine Änderung in § 21 Abs. 3 EEG soll nach dem EEG geförderter Mieterstrom nicht nur auf Wohn-, sondern auf allen Gebäuden und Nebenanlagen möglich werden. Damit wird der geförderte Mieterstrom auch in gewerblich genutzten Immobilien möglich. Eine Einschränkung besteht darin, dass die beteiligten Akteure keine „verbundenen Unternehmen“ sein dürfen. Beim erstmaligen Mieterstromzuschlag auf Nichtwohngebäuden sind entsprechende Eigenerklärungen abzugeben.

Durch eine Änderung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ eingeführt. Dazu wird der Begriff „Gebäudestromanlage“ in § 3 Nr. 20a EnWG definiert. Die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ wird als neuer Vertragstyp in § 42b EnWG geregelt werden. Diese gemeinschaftliche Gebäudeversorgung ist dadurch gekennzeichnet, dass der in der Gebäudestromanlage erzeugte Strom durch die Nutzer des Gebäudes ganz oder teilweise verbraucht wird. Die jeweiligen Strommengen werden nicht durch Messung, sondern rechnerisch aufgrund eines zu vereinbarenden Schlüssels auf die Nutzer aufgeteilt. Der Betreiber der Gebäudestromanlage ist nicht verpflichtet, die gesamte Stromversorgung der Gebäudenutzer sicherzustellen.

Hinweis: Darin liegt der wichtigste Unterschied zum Mieterstrom. Der Betreiber der Gebäudestromanlage liefert nur den Gebäudestrom. Jeder Nutzer ist für den Abschluss eines Liefervertrages für den erforderlichen Zusatzstrom selbst verantwortlich.

Die Bundesregierung verspricht sich davon einen Schub für PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden. Der Vorteil gegenüber der bisherigen Rechtslage liegt darin, dass die Lieferung des „Gebäudestroms“ von umfangreichen bürokratischen Verpflichtungen befreit wird. Die Herausforderung für die Lieferanten des verbleibenden Zusatzstroms liegt darin, dass die jeweiligen Entnahmestellen kaum mehr sinnvoll irgendwelchen Lastprofilen zugeordnet werden können.

Hinweis: Geht es nach den Vorstellungen einiger Marktakteure, ist dies erst der Anfang unkonventioneller Lieferkonstellationen. In Positionspapieren wurde vorgestellt, dass die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ auch auf ganze Quartiere ausgedehnt werden könne. Sie müsse auch möglich sein, wenn das Netz der allgemeinen Versorgung für den Stromtransport genutzt würde.

PV-Zubau auf Dachanlagen

Der Anreiz, Dächer mit PV-Anlagen auszustatten, soll auch durch weitere Vereinfachungen gesteigert werden. So wird für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 200 kWp das Instrument der „unentgeltlichen Abnahme“ geschaffen werden. Anlagenbetreiber mit einem hohen Eigenverbrauch, die nur minimale Mengen in das Netz einspeisen, müssen derzeit trotz geringer Einspeisemengen einen Direktvermarktungsvertrag abschließen, wenn die Anlage eine höhere Leistung als 100 kWp hat. Das bedeutet Kosten und bürokratischen Aufwand für die Anlagenbetreiber. Davon sollen sie durch die „unentgeltliche Abnahme“ entlastet werden. Damit wird der Netzbetreiber verpflichtet, die Strommengen physikalisch abzunehmen und auch in den eigenen Bilanzkreis aufzunehmen, ohne dafür ein Entgelt zahlen zu müssen.

Weitere Erleichterungen sollen für die Fernsteuerbarkeit, die Zusammenfassung von Dachanlagen, das Re-Powering von Dachanlagen und in Bezug auf die Meldeverpflichtungen geschaffen werden.

Netzanschlüsse erleichtern

Der Prozess des Netzanschlusses ist als Hemmschuh beim Ausbau von PV-Anlagen identifiziert worden. Durch Änderungen in § 8 EEG soll das Verfahren gestrafft und vereinfacht werden. So sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, ergänzende Informationen nicht nacheinander, sondern gebündelt abzufragen. Der Netzanschluss von Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kWp wird noch einmal vereinfacht. Wenn der Netzbetreiber dem Anschlussbegehren nicht widerspricht, kann die Anlage auch ohne ausdrückliche Genehmigung des Netzbetreibers angeschlossen werden.

Auch die Verlegung von Anschlussleitungen wird vereinfacht. Durch eine Änderung im EEG sollen gesetzliche Duldungspflichten für die Eigentümer der betroffenen Grundstücke begründet werden. Dies betrifft Anschlussleitungen von Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kWp. Durch diese Regelung soll auch eine dingliche Sicherung der Leitungen nicht mehr erforderlich sein, da das Recht zur Verlegung und zum Betrieb durch die gesetzliche Duldungspflicht geregelt ist. Bei der Errichtung und beim Rückbau von Windkraftanlagen wird ein gesetzliches Recht zur Überfahrt und zur Überschwenkung von Grundstücken begründet werden.

Erleichterungen für „besondere“ PV-Anlagen

Sog. „besondere PV-Anlagen“ („Agri-PV“ und „Moor-PV“) sollen in Bezug auf die Bekanntmachung von Ausschreibungen, den Inhalt der Gebote und den Bekanntmachungen von Zuschlägen gegenüber normalen Freiflächenanlagen privilegiert werden. Einige dieser Regelungen stehen unter dem Beihilfevorbehalt der EU-Kommission.

„Balkonkraftwerke“ erleichtern

„Balkonkraftwerke“ oder „Stecker-PV“ sollen in § 3 Nr. 43 EnWG unter dem Begriff „Stecker-Solargeräte“ definiert werden. Im EEG werden Regelungen zur unentgeltlichen Abnahme des in den Anlagen erzeugten Stroms, zu vereinfachten Anschlussregelungen, Ausnahmen von der Fernsteuerbarkeit, Ausnahmen von der Anlagenzusammenfassung und ähnlichem geregelt werden. Unverzüglich nach Installation eines solchen Stecker-Solargerätes ist die Marktlotation mit einer modernen Messeinrichtung oder einem intelligentem Messsystem zu installieren. Das Stecker-Solargerät darf allerdings auch ohne moderne Messeinrichtung oder intelligente Messsysteme betrieben werden.

Sonstiges

Mit einer Änderung in § 6 EEG soll die finanzielle Beteiligung von Kommunen auf weitere Solaranlagen ausgedehnt werden.

Durch eine Neuregelung im EnWG soll ein neues Register eingeführt werden, in dem alle Energieanlagen erfasst sind und das neben dem Marktstammdatenregister betrieben werden wird. Das Marktstammdatenregister soll um Wärmeerzeugungsanlagen erweitert werden, die in ein Wärmenetz einspeisen.

Weiteres Verfahren / kein „Solarpaket II“?

Die zweite und dritte Lesung im Bundestag muss in der nächsten Sitzungswoche erfolgen, wenn das Gesetz zum 01.01.2024 in Kraft treten soll. Entgegen ursprünglicher Ankündigungen wird es ein „Solarpaket II“ vorerst jedenfalls nicht geben. Gemäß der „Photovoltaikstrategie“ der Bundesregierung sollte mit dem „Solarpaket II“ der Zubau besonderer Solaranlagen noch einmal erleichtert werden. Erleichtert werden sollten auch Baugenehmigungsverfahren, ein vereinfachter Zugang zur Direktvermarktung sollte ermöglicht werden und das Verhältnis zwischen PV-Ausbau und Denkmalschutzbelangen geprüft und neu geregelt werden. Dem Vernehmen nach ist das zunächst einmal auf Eis gelegt.

Energiewirtschaftsrecht: Anpassung an EU-Vorgaben

Der Bundestag hat am 10.11.2023 in zweiter und dritter Lesung das „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften“ beschlossen. Der Bundesrat muss den Gesetzesänderungen noch zustimmen.

Anlass für die Änderungen war die Entscheidung des EuGH vom 02.09.2021, dass Deutschland insbesondere die Unabhängigkeit der BNetzA von den normativen Vorgaben des nationalen Gesetzgebers nicht zutreffend umgesetzt hat. Mit dem beschlossenen Gesetzentwurf soll nun die BNetzA gestärkt und mit umfassenden Festlegungskompetenzen ausgestattet werden ([bundestag/dokumente/energiewirtschaftsrecht](#)). Insbesondere umfassen die Festlegungskompetenzen

- ▶ die bisher in der GasNZV und StromNZV geregelten Inhalte (treten mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft)
- ▶ die in der GasNEV geregelten Inhalte (treten mit Ablauf des 31.12.2027 außer Kraft) sowie
- ▶ die in der StromNEV und der Anreizregulierungsverordnung geregelten Inhalte (treten mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft).

Für den schnellen Hochlauf und Ausbau des Wasserstoffmarktes haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein effizientes und ausbaufähiges Wasserstoff-Kernnetz zu errichten, dessen Finanzierung bis längstens 2055 unter Berücksichtigung eines Selbstbehalts durch einen Mechanismus nach §§ 28r und 28s EnWG sichergestellt werden soll. Hinzuweisen ist in dem Zusammenhang darauf, dass der Umbau der Gas- und Wasserstoffnetze sich klar an den Klimazielen orientieren muss, konkret müssen bis 2045 die Netze zu 100 % mit Erneuerbaren Gasen gespeist werden.

Im Rahmen der Verbändeanhörung hatte das IDW mit Schreiben vom 06.11.2023 Hinweise zur Entflechtung der Rechnungslegung und deren Prüfung für Wasserstoff-Kernnetzbetreiber gegeben.

Die Änderungen betreffen darüber hinaus insbesondere die Themen:

- ▶ Nutzen statt Abregeln von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei drohenden Netzengpässen zu günstigeren Preisen (§ 13k EnWG)
- ▶ Regelungen zu Wasserstoff-Kernnetz, Wasserstoff-Speicher, Wasserstoff-Infrastruktur (insbesondere Verlängerung der Netzentgeltbefreiung von Speichern und Elektrolyseuren um weitere drei Jahre, § 318 Abs. 6 EnWG)
- ▶ Zuschuss für die Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber 2024 in Höhe von 5,5 Mrd. Euro aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds.



Strompreispaket der Bundesregierung: Zusätzliche Entlastung für Unternehmen in Deutschland

Am 09.11.2023 einigte sich das Bundeskabinett auf ein sog. Strompreispaket, das zusätzliche Entlastungen für Unternehmen in Deutschland für die nächsten zwei bis fünf Jahre vorsieht. Das Gesetzgebungsverfahren soll kurzfristig angestoßen werden.

Mit dem Strompreispaket sollen insbesondere Unternehmen mit besonders stromintensiver Produktion wie auch das produzierende Gewerbe entlastet werden. Vorgesehen ist eine Absenkung der Stromsteuer für die Jahre 2024 und 2025. Sofern für die Jahre 2026 bis 2028 eine Gegenfinanzierung im Bundeshaushalt dargestellt werden kann, soll die Absenkung für weitere drei Jahre gelten.

Die Stromsteuer soll für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den Mindeststeuersatz der Energiesteuerrichtlinie abgesenkt werden. Demnach soll die Steuer durch eine Erhöhung des Entlastungsbetrages in § 9b Stromsteuergesetz von derzeit 15,37 Euro/MWh bzw. 1,537 ct/kWh auf 0,50 Euro/MWh bzw. 0,05 ct/kWh herabgesetzt werden.

In dieser Stromsteuersenkung soll der bisherige Spitzenausgleich für energieintensive Unternehmen aufgehoben und verstetigt werden. Für energieintensive Unternehmen, die bislang den Spitzenausgleich geltend machen konnten, entfallen damit zudem Bürokratiekosten im Zuge des Spitzenausgleichs. Die bestehenden Regelungen für die Strompreiskompensation im sog. Klima- und Transformationsfonds, die für die rund 350 am stärksten im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen gelten, sollen nicht nur für fünf Jahre verlängert, sondern zusätzlich über den Wegfall des sog. Selbstbehalts von rund 70.000 Euro je Anlage nochmals ausgeweitet

werden. Dies betrifft auch die bestehende Regelung zum „Super-Cap“, der für die rund 90 besonders stromintensiven Unternehmen gilt. Auch diese Entlastung soll für die nächsten fünf Jahre fortgeführt und durch Wegfall des Sockelbetrags ausgeweitet werden.

Mit der Strompreiskompensation und dem „Super-Cap“ werden die Unternehmen von den Summen entlastet, die im Zusammenhang mit emissionshandelsbedingten indirekten CO₂-Kosten entstehen.

Hinweis: Abzuwarten bleibt, wie das Strompreispaket nun konkret gesetzgeberisch umgesetzt wird und wann das Gesetzgebungsverfahren angestoßen wird.

Handelsrechtliche Bilanzierung im Zusammenhang mit den Energiepreisbremsen sowie der Überschusserlösabschöpfung

Das Strompreisbremsengesetz (StromPBG) sowie das Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG), im Folgenden kurz: „Energiepreisbremsen“, sind am 24.12.2022 in Kraft getreten und wurden bereits durch das am 03.08.2023 in Kraft getretene Gesetz zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsengesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze (vgl. vorstehender Beitrag auf S. 10), geändert.

Daneben finden regelmäßige Überprüfungen des Wirtschaftsministeriums zur Anpassung der Differenzbeträge statt, letztmals mit Rechtsverordnung 20/7538 zur Änderung der Differenzbetragsanpassungsverordnung, nach der abweichend zu den bisherigen Regelungen vom 01.10.2023 bis 31.12.2023 bei bestimmten Letztverbrauchern mit Entlastungen von mehr als 2 Mio. Euro, die Referenzpreise für leitungsgebundenes Erdgas von

8 ct/KWh auf 6 ct/KWh und bei Letztverbrauchern von Strom von 24 ct/KWh auf 18 ct/KWh weiter herabgesetzt werden.

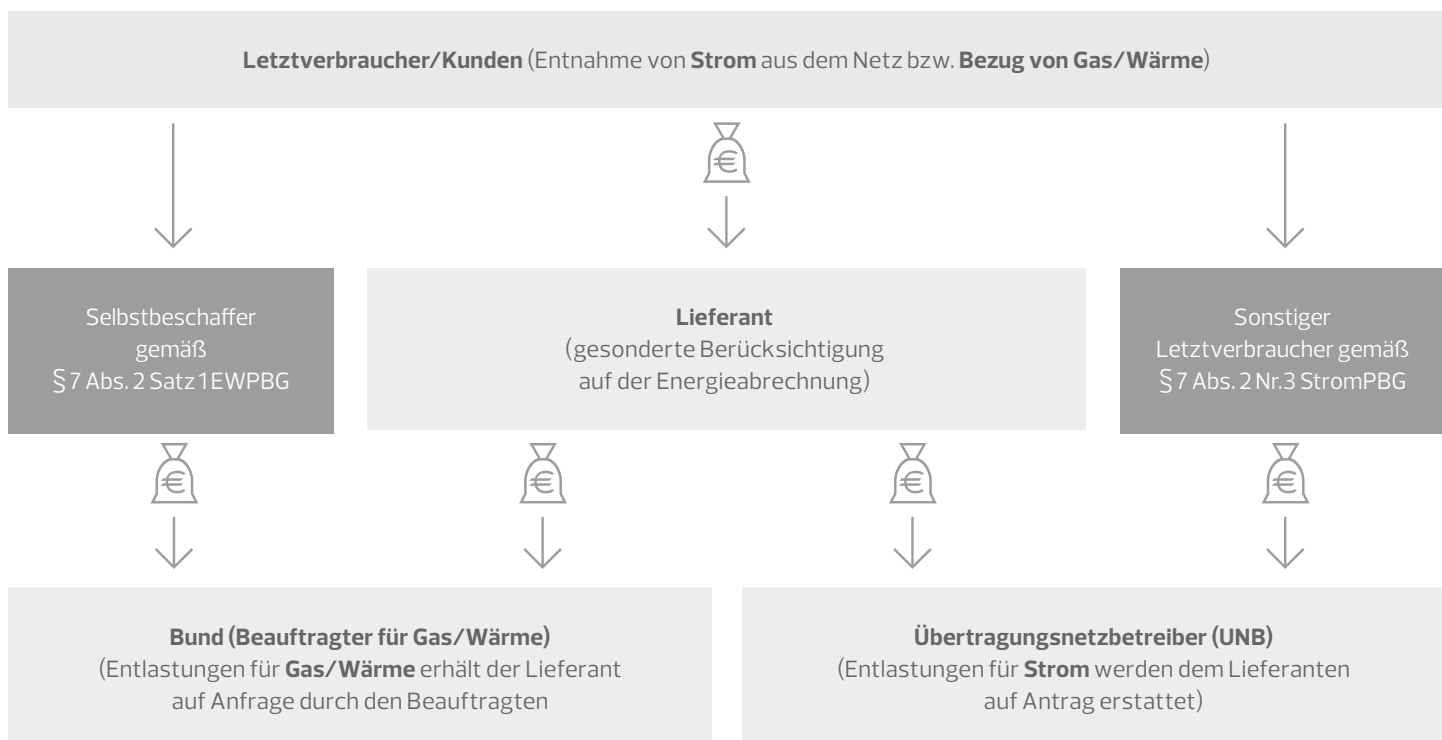
Für die Abschlusserstellung von Unternehmen in der Energiebranche stellen sich Fragen in Bezug auf die bilanzielle Abbildung der Energiepreisbremsen bei den Lieferanten (LF) bzw. Energieversorgungsunternehmen (EVU) und den Verteilernetzbetreibern (VNB) sowie hinsichtlich der bilanziellen Abbildung der Überschusserlösabschöpfung auf Ebene der stromerzeugenden Anlagenbetreiber (SEAB) und der Verteilernetzbetreiber (VNB).

Bilanzielle Abbildung der Energiepreisbremsen

Energieversorgungsunternehmen (EVU) gemäß § 4 StromPBG, Erdgaslieferanten gemäß § 3 EWPBG und Wärmeversorgungsunternehmen gemäß § 11 EWPBG, im Folgenden „Lieferanten“, sind als Beteiligte durch die beiden Gesetze dazu verpflichtet, den Letztverbrauchern/Kunden die

vorgesehenen Entlastungen zu gewähren. Im Gegenzug haben die Lieferanten einen Erstattungsanspruch in Höhe der Entlastungsbeträge entweder gegen die Bundesrepublik Deutschland gemäß § 31 EWPBG, im Fall von Erdgas und Wärme, oder gemäß § 20 StromPBG gegenüber ihrem jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), im Fall von Strom. Vorab können die Lieferanten Vorauszahlungen auf ihren Erstattungsanspruch beantragen, die anstelle der Zahlung des Letztverbrauchers oder Kunden treten (gemäß § 32 EWPBG und § 22a StromPBG).

Nach Auffassung des Energiefachausschusses des IDW (EFA) gelten hinsichtlich der Frage der handelsbilanziellen Behandlung der Entlastungsbeträge nach dem EWPBG und dem StromPBG bei den Lieferanten die gleichen Überlegungen wie zu dem EWSG.



Ausweis in der (Konzern-)Gewinn- und Verlustrechnung

Die Umsatzrealisierung bleibt durch die Energiepreisbremsen selbst unberührt und basiert weiterhin lediglich auf den vereinbarten Preisen bzw. Tarifen entweder anhand einer Stichtagsablesung oder einer sachgerechten Verbrauchsabgrenzung (Sukzessivlieferung).

Ausweis in der (Konzern-)Bilanz

Die gewährten Entlastungsbeträge werden hierbei dem Kundenkonto des Letztverbrauchers als Leistung von dritter Seite gutgeschrieben. Die Lieferanten erfassen in ihrer Buchführung eine Forderung gegen die Bundesrepublik Deutschland im Falle des EWPBG oder gegen den Übertragungsnetzbetreiber, soweit es sich um Entlastungen nach dem StromPBG handelt, in Höhe der gewährten Erstattung. Bis zur Verbrauchsabrechnung oder -abgrenzung des Letztverbrauchers/Kunden stellen die vom ÜNB vereinnahmten Zahlungen beim Lieferanten, genauso wie die Abschlagszahlungen der Letztverbraucher/Kunden selbst, erhaltene Anzahlungen dar. Sollte sich im Rahmen der Verbrauchsabrechnung bzw. -abgrenzung herausstellen, dass der gewährte Entlastungsbetrag gegenüber dem Kunden zu hoch war, lebt die ursprüngli-

che Forderung gegen den Kunden wieder auf. Falls der Betrag bereits von der Bundesrepublik Deutschland oder dem Übertragungsnetzbetreiber erstattet wurde, muss eine Verbindlichkeit in gleicher Höhe passiviert werden.

Hinweis: Bei der Rechnungstellung von Energieversorgern ergeben sich einige Besonderheiten und umsatzsteuerliche Risiken. Durch eine falsche Rechnungsausstellung kann es zu einem zu niedrigen Vorsteuerabzug durch den Letztverbraucher kommen. Daher sollten Energieversorger darauf achten, dass die Entlastungen nach den Energiepreisbremsen nicht zu einer Minderung des Umsatzsteuerausweises führen.

Bilanzielle Fragen im Hinblick auf die Überschusserlösabschöpfung

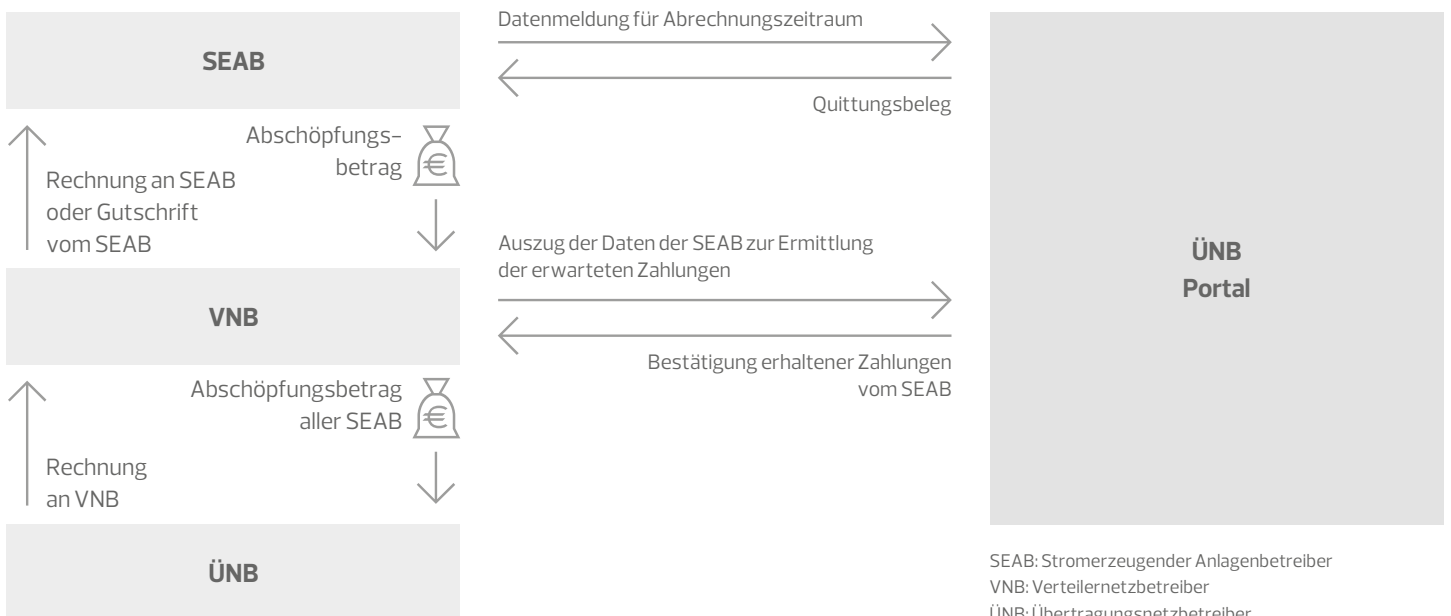
Zur Finanzierung der Entlastungsbeträge nach dem StromPBG haben bestimmte stromerzeugende Anlagenbetreiber (SEAB), wie bspw. von PV-Anlagen, Windparks, Kernkraftwerken oder Braunkohlekraftwerken, gemäß § 14 Abs. 1 Satz 1 StromPBG die Verpflichtung, 90 % der Überschusserlöse, die sie im jeweiligen Abrechnungszeitraum (1. Abrechnungszeitraum vom 01.12.2022 bis 31.03.2023 sowie 2. Abrechnungszeitraum vom 01.04.2023 bis 30.06.2023) aus den in

ein öffentliches Netz eingespeisten Strommengen, die nach dem 01.12.2022 und vor dem 01.07.2023 erzeugt wurden, nach den Regelungen der §§ 13 ff. StromPBG an den angeschlossenen Netzbetreiber abzuführen. Die Zahlung muss gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 StromPBG bis zum 15. Kalendertag des fünften Monats erfolgen, der auf den jeweiligen Abrechnungszeitraum folgt (1. Zahlung bis 15.08.2023 / 2. Zahlung bis 15.11.2023). Die Regelungen zur Abschöpfung von Überschusserlösen liefen am 30.06.2023 endgültig aus.

Zur Ermittlung der sog. erwirtschafteten Überschusserlöse (§ 14 Abs. 2 und 3 i. V. m §§ 16 bis 18 StromPBG) besteht ein Wahlrecht, positive und negative Ergebnisse aus Absicherungsgeschäften vor dem 01.11.2022 zu berücksichtigen (§ 17 Satz 1 Nr. 1 StromPBG). Das Ergebnis ist hierbei für jede Erzeugungsanlage zu ermitteln und entspricht der Summe der Fair Value Ergebnisse aller Absicherungsgeschäfte, die für diese Erzeugungsanlage zur finanziellen Absicherung abgeschlossen wurden.

Zur Berechnung haben die ÜNB auf ihrer gemeinsamen Internetseite Netztransparenz.de ein [Berechnungstool](#) veröffentlicht.

Schematischer Abwicklungsprozess der Überschusserlösabschöpfung:



Bilanzierung bei den Verteilernetzbetreibern (VNB)

Der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen (SEAB) übermittelt die erforderlichen Daten an den ÜNB (§ 29 StromPBG), welcher prüft, ob die Abrechnung anerkannt werden kann. Der ÜNB gibt dem Verteilernetzbetreiber (VNB) vor, in welcher Höhe dieser den Abschöpfungsbetrag einziehen und nach Zahlungseingang an den ÜNB weiterleiten muss.

Ausweis in der (Konzern-)Gewinn- und Verlustrechnung

Im Prozess der Überschusserlösabschöpfung fungiert der Verteilernetzbetreiber (VNB) als Zahlstelle und leitet nach Einschätzung des EFA in der Rolle eines Treuhänders den Abschöpfungsbetrag lediglich an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ohne Berührung der Gewinn- und Verlustrechnung weiter.

Ausweis in der (Konzern-)Bilanz

Der VNB erfasst erst mit Zahlungseingang des Abschöpfungsbetrags ohne Berührung der Gewinn- und Verlustrechnung eine Verbindlichkeit gegenüber dem ÜNB in der Bilanz.

Dies schließt nicht aus, dass der VNB über eine Nebenbuchhaltung verfolgt, welchen Betrag er vom Betreiber der Stromerzeugungsanlage zu erwarten hat. Die Situation ist vergleichbar mit der Anforderung von Anzahlungen auf Bestellungen, die ebenfalls erst mit dem Zahlungseingang passiviert werden. In der buchhalterischen Erfassung werden die Zahlungseingänge der Anlagenbetreiber und die Verbindlichkeiten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber mit gleichen Beträgen gegenübergestellt und somit ausgeglichen.

Entstehen dem VNB durch die Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen Mehrkosten, hat er in Höhe dieser Mehrkosten einen finanziellen Erstattungsanspruch gegenüber dem vorgelagerten ÜNB (§ 22 Abs. 2 StromPBG). Die Erstattung der Mehrkosten wird gemäß § 277 Abs. 1 HGB als Umsatzerlös verbucht. Eine Verrechnung der Mehrkosten ist aufgrund des Saldierungsverbots gemäß § 246 Abs. 2 HGB nicht zulässig.

Bilanzierung bei den stromerzeugenden Anlagenbetreibern (SEAB)

Ausweis in der (Konzern-)Bilanz

In der Bilanz der stromerzeugenden Anlagenbetreiber wird der Abschöpfungsbetrag als sonstige Rückstellung (§ 266 Abs. 3 3. HGB/IAS 37 und IAS 1.54) ausgewiesen, wenn Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe des Betrags bestehen, der an den Verteilernetzbetreiber und schließlich an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden muss. Dies ist in der Regel der Fall, wenn Anpassungen gemäß § 17 StromPBG in Verbindung mit Ergebnissen aus Absicherungsgeschäften durchgeführt werden müssen. Wenn jedoch keine Unsicherheit hinsichtlich der Höhe der Schuld besteht, ist der Abschöpfungsbetrag als sonstige Verbindlichkeit (§ 266 Abs. 3 C. 8. HGB/IAS 1.54(k)) im Jahresabschluss auszuweisen.

Ausweis in der (Konzern-)Gewinn- und Verlustrechnung

In der Gewinn- und Verlustrechnung wird der Abschöpfungsbetrag gemäß § 275 Abs. 2 Nr. 8 bzw. Abs. 3 Nr. 7 bzw. Abs. 5 Nr. 6 HGB unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen verbucht. Auch nach IFRS soll ein Ausweis innerhalb des operativen Ergebnisses unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfolgen oder alternativ als zusätzlicher Posten, wenn der Sachverhalt für das Verständnis der Ertragslage besonders relevant ist (IAS 1.85). Eine Minderung der Umsatzerlöse ist nicht sachgerecht, da diese gemäß der IDW EFA-Berichterstattung aus der Vermarktung des Stroms an einen Kunden resultieren, während es sich bei der Überschusserlösabschöpfung um eine Zahlung an einen Dritten aus einem anderen Rechtsgrund handelt. Auch aus der Gesetzesbegründung geht hervor, dass es sich bei der Überschusserlösabschöpfung lediglich um einen Finanzierungsmechanismus der Strompreiskompensation handelt, der auf fiktiven Erlösen beruht, weshalb eine Kürzung der echten Umsatzerlöse nicht erfolgen soll. Ebenfalls scheidet mangels eines Steuercharakters der Schuld sowohl nach HGB wie auch nach IFRS ein Ausweis des Aufwands unter den Steuern vom Einkommen und vom Ertrag oder den sonstigen Steuern aus.

Hinweis: In der Kapitalflussrechnung wird die mit der Zahlung des Abschöpfungsbetrags einhergehende Minderung des Kapitalmittelfonds dem Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit (DRS 21.9) zugeordnet.

Im Anhang müssen dann Angaben gemacht werden, wenn es sich um einen Sachverhalt von außergewöhnlicher Bedeutung handelt und der Betrag nicht nur von untergeordneter Bedeutung ist. Gemäß § 285 Nr. 31 Alt. 2 bzw. § 314 Abs. 1 Nr. 23 Alt. 2 HGB sind daher Angaben bezüglich des Betrags und der Art der Abschöpfung im Anhang zu machen.

Auswirkungen der „KANU“-Festlegung der BNetzA auf Jahresabschluss und Lagebericht

Die Beschlusskammer 9 der BNetzA hat am 08.11.2022 eine Möglichkeit der Begrenzung von kalkulatorischen Nutzungsdauern neuer Erdgasleitungsinfrastrukturen ab 2023 eröffnet („KANU“, Az. BK9-22/614). Damit wurde ein Wahlrecht geschaffen, für Investitionen in Erdgasleitungsinfrastrukturen ab dem Fertigstellungsjahr 2023 kürzere kalkulatorische Nutzungsdauern bis 2045 zugrunde zu legen.

Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern an Zukunftsszenarien

Vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzung der Bundesregierung zur Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2045 und dem damit verbundenen Ausstieg aus der Erdgasnutzung schafft die Festlegung nun den regulatorischen Rahmen, um die kalkulatorischen Nutzungsdauern von Netzinfrastrukturen zum Erdgastransport für die Ermittlung der Netzentgelte wahlweise an verschiedene Zukunftsszenarien anzupassen.

Seit 2023 besteht demnach ein Wahlrecht, für die Berechnung kalkulatorischer Kapitalkosten zur Ermittlung der Erlösobergrenze EOG für neu aktivierte Anlagegüter nach Anlage 1 der GasNEV solche Nutzungsdauern anzusetzen, die bis zum Jahr 2045 eine vollständige kalkulatorische Abschreibung gewährleisten. Zusätzlich zu den in der Anlage 1 der GasNEV vorgesehenen Anlagengruppen wird die neue Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ eingeführt. Der Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ sind alle Anlagen zuzuordnen, die zur für den Netzanschluss erforderlichen Infrastruktur nach § 39a Nr. 3 GasNZV gehören. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von ab dem Jahr 2022 aktivierten Fertiganlagen für diese Anlagengruppe entspricht danach der erwarteten Betriebsdauer der angeschlossenen LNG-Anlage, mindestens aber fünf Jahre. Eine verbindliche Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern wird jedoch nicht vorgegeben.

Auswirkungen auf handelsrechtliche Jahres- und Konzernabschlüsse

In der Praxis werden die kalkulatorischen Nutzungsdauern häufig auch für die Berechnung der planmäßigen handelsrechtlichen Abschreibungen herangezogen, so dass sich verschiedene Fragen zu den Auswirkungen der Festlegung „KANU“ auf handelsrechtliche Jahres- und Konzernabschlüsse ergeben. Fraglich ist zum einen, ob vor dem Geschäftsjahr 2023 aktivierte Anlagen handelsrechtlich anders behandelt werden dürfen als Neuinvestitionen ab dem Jahr 2023 und ob gegebenenfalls außerplanmäßige Abschreibungen der bestehenden Anlagen durchzuführen sind.

Zum anderen ist fraglich, ob und wie die bereits bestehenden Erdgasnetze ggf. anderweitig für Wasserstoffnetze genutzt werden können. Die Festlegung trifft jedoch keinerlei Vorgaben darüber, ob und in welchem Umfang die Nutzung der Erdgasnetze tatsächlich eingestellt wird oder inwieweit die Netze ggf. für andere Zwecke weitergenutzt werden können.

Bilanzierung von Leitungsnetzen

Leitungsnetze sind handelsrechtliche Wirtschaftsgüter bzw. steuerrechtliche Vermögensgegenstände, die auf fremdem Grund und Boden verlegt und demnach als Scheinbestandteile i. S. v. § 95 BGB einzustufen sind. Die Netzbetreiber sind damit zivilrechtlicher und i. d. R. wirtschaftlicher Eigentümer des Netzes.

Die Erdgasnetze lassen sich als Ortsnetze

- ▶ nach den politischen Gemeinden,
- ▶ nach Funktionen wie z. B. den Druckstufen (Hochdruck, Mitteldruck, Niederdruck),
- ▶ nach Zweckfunktionen (Antransport, Fern- und Zwischentransport, Abnehmergruppen) und
- ▶ nach Sonderfunktionen abgrenzen.

Hat ein Ortsnetz (nur) eine eigenständige Funktion, ist es (nur) ein selbständiges Wirtschaftsgut. Wird das Ortsnetz demgegenüber durch Sonderfunktionen (z. B. ein gezielter Weitertransport wird ermöglicht) erweitert, liegen mehrere selbständige Wirtschaftsgüter vor.

Selbständige Wirtschaftsgüter in der Gaspartie sind u. a. Gasbehälter (Gaskessel), Generatoren, Hochdruckkompensatoren, Gaszähler, Hausdruckregler, etc.

Zur Bilanzierung von Erdgasleitungsinfrastrukturen sind in der Praxis neben der Behandlung als selbständige Wirtschaftsgüter unterschiedliche Ansätze vorzufinden, wie z. B. die Jahressammelpostenmethode, bei der alle aktivierungspflichtigen Herstellungsaufwendungen – nach Wirtschaftsgütern getrennt – für jedes Wirtschaftsjahr erfasst und aktiviert werden. Alle Posten eines Jahres werden (separat) gesammelt und bilanziert. Jeder Jahressammelposten wird über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer des zugrunde liegenden Wirtschaftsgutes abgeschrieben.

Alternativ kann etwa der Komponentenansatz (IDW RH HFA 1.016) herangezogen werden, bei dem eine (gedankliche) Zerlegung einer Sachanlage in ihre wesentlichen Bestandteile erfolgt. Handelsrechtlich wird der Komponentenansatz als zulässig angesehen, wenn physisch separierbare Komponenten ausgetauscht werden, die in Relation zum gesamten Sachanlagevermögensgegenstand wesentlich sind. Die Abnutzung einer Komponente der Sachanlage wird hierbei als Teilabgang/-verbrauch und deren Ersatz als Teilzugang verstanden. Dieser ist folglich nicht als Instandhaltungsaufwand zu buchen, sondern vielmehr als nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten zu aktivieren. Die Abschreibung erfolgt über die Komponentennutzungsdauer.

Weitere anzutreffende branchenspezifische Besonderheiten sind die Aktivierung nach der sog. „100-Meter-Regelung“ oder die Aktivierung von Abbruch- und Entsorgungskosten i. Z. m. ortsgebundenen Folgeinvestitionen.

Voraussetzungen zur Änderung eines Abschreibungsplans

Handelsrechtlich sind bei Vermögensgegenständen des Anlagevermögens, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, die Anschaffungs- oder Herstellungskosten um planmäßige Abschreibungen zu vermindern. Der Plan muss die Anschaffungs- oder Herstellungskosten auf die Geschäftsjahre verteilen, in denen der Vermögensgegenstand voraussichtlich genutzt werden kann (§ 253 Abs. 3 Sätze 1 und 2 HGB). Handelsrechtlich ist jede Abschreibungsmethode zulässig, die den Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung entspricht. Die gewählte Abschreibungsmethode muss den tatsächlichen Verlauf des Werteverzehrs berücksichtigen und darf nicht zu einer willkürlichen Verteilung der Anschaffungs- oder Herstellungskosten führen. Sie muss durch die wirtschaftlichen Gegebenheiten gerechtfertigt sein. Durch die gewählte Abschreibungsmethode dürfen stille Reserven nicht willkürlich gelegt werden.

Die voraussichtliche Nutzungsdauer ist anhand derjenigen Tatbestandsmerkmale zu schätzen, die den Werteverzehr des Anlagegegenstandes bestimmen. Folgende Tatbestandsmerkmale kommen in Betracht:

- ▶ technische Begrenzung der Nutzungsdauer
- ▶ wirtschaftliche Einflussfaktoren
- ▶ rechtliche-tatsächliche Restriktionen.

Die Obergrenze für die Nutzungsdauerschätzung stellt die technische Nutzungsdauer dar. Nach Ablauf der – ggf. durch Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen verlängerten – technischen Nutzungsdauer besteht ab einem bestimmten Zeitpunkt keine sinnvolle Möglichkeit mehr, den Vermögensgegenstand zu nutzen.

Eine Verkürzung der unter technischen Gesichtspunkten möglichen Nutzungsdauer

tritt regelmäßig durch wirtschaftliche Gründe ein. Dahinter stehen beispielsweise Überlegungen, welche die Weiternutzung des betroffenen Vermögensgegenstands nicht länger als vorteilhaft erscheinen lassen. Unterscheiden sich die technische, wirtschaftliche und rechtlich-tatsächliche Nutzungsdauer, so ist die kürzeste sich daraus ergebende Nutzungsdauer maßgebend.

Bei der Schätzung sowohl der kalkulatorischen Nutzungsdauern nach Anlage 1 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) für die Ermittlung der EOG, als auch bei den für den handelsbilanziellen Abschreibungsplan in der Praxis oft zugrunde gelegten steuerlichen AfA-Tabellen für die Energie- und Wasserversorgung (BStBl 1995 I, S. 144), wurde bisher nicht von einer möglichen Endlichkeit des Betriebs der Gasnetze ausgegangen.

Handelsrechtlich sind grundsätzlich nach § 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB die auf den vorherigen Jahresabschluss angewandten Bewertungsmethoden beizubehalten. Der Grundsatz der Bewertungsstetigkeit beinhaltet die Anwendung der gleichen Bewertungsmethoden, insbesondere der Wahl der Abschreibungsmethoden und der Schätzung der Nutzungsdauern für gleichartige Sachverhalte bzw. Vermögensgegenstände (vergleichbare Nutzungs- und Risikobedingungen, vgl. IDW RS HFA 38 Tz. 8 ff).

Der Grundsatz der sachlichen Stetigkeit fordert demnach, dass art- und funktionsgleiche Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden nicht ohne sachlichen Grund nach unterschiedlichen Methoden bewertet werden dürfen (vgl. IDW RS HFA 38 Tz. 4). Eine Durchbrechung bzw. Abweichung vom Stetigkeitsgebot ist nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig, wie bspw. einer Änderung der rechtlichen Gegebenheiten (insb. Änderung von Gesetz und Satzung, Änderung der Rechtsprechung, vgl. IDW RS HFA 38 Tz. 14).

Handelsbilanzielle Beurteilung

Eine allgemeine Maßgeblichkeit der Festlegung „KANU“ auf die Handelsbilanz besteht nach herrschender Meinung nicht. Allerdings hat sich jeder Erdgasnetzbetreiber mit dem

regulatorischen und rechtlichen Umfeld auseinanderzusetzen, wie der Änderung des Klimaschutzgesetzes und dem Ziel der Bundesregierung zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045, und hat zu beurteilen, ob diese geeignet sein könnten, um handelsrechtlich eine Änderung der Nutzungsdauer herbeizuführen.

Die bilanziellen Auswirkungen sind anhand des Einzelfalls dahingehend zu beurteilen, ob ggf. die handelsrechtlichen Nutzungsdauern anzupassen sind oder außerplanmäßige Abschreibungen notwendig werden. Falls der Fortbestand der Gasnetze als unwahrscheinlich eingestuft wird (weil z. B. keine Transformation in Wasserstoffnetze möglich ist), sollten mögliche Rückbauverpflichtungen nach den Gaskonzessionsverträgen untersucht, oder aus einem allgemeinen Beseitigungsanspruch der Kommune nach § 1004 BGB resultierende Verpflichtungen beurteilt werden.

Nach Sichtweise des Energiefachausschusses des IDW (EFA) handelt es sich – wie vorstehend beschrieben – um einen einheitlichen Vermögensgegenstand Erdgasnetz, weshalb die Gründe für die Anwendung verkürzter Nutzungsdauern nicht nur für Neuinvestitionen ab 2023, sondern auch für bestehende Anlagen gelten müssen.

Eine Berichtigung hat sich handelsrechtlich i. d. R. auf erhebliche Abweichungen zu beschränken, zumal planmäßige Abschreibungen primär der periodengerechten Aufwandszuordnung dienen. Wann eine Abweichung erheblich ist, ist anhand des Grundsatzes der Wesentlichkeit zu entscheiden. Maßgeblich ist danach einerseits der Grad der Abweichung sowie deren Verhältnis zur restlichen Nutzungsdauer und andererseits die materielle Bedeutung der Abweichung für den einzelnen Jahresabschluss. Liegen Abweichungen innerhalb der von vornherein mit zu berücksichtigenden Ungenauigkeiten (Beurteilungsspielraum), greift der Grundsatz der Bewertungsstetigkeit nach § 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB. Eine zu lang geschätzte Nutzungsdauer ist dementsprechend zu korrigieren, indem der Restbuchwert über die verkürzte Restnutzungsdauer verteilt wird.

Angaben im Jahresabschluss

Der EFA erachtet es als erforderlich, dass sich jeder Gasnetzbetreiber mit der Klimawende und deren Auswirkungen auf den Jahresabschluss und den Lagebericht intensiv auseinandersetzt. Ob Bedarf besteht, handelsrechtliche Nutzungsdauern anzupassen, außerplanmäßige Abschreibungen vorzunehmen oder die Bewertung einer Rückstellung für Rückbauverpflichtungen zu überdenken, kann nur anhand des Einzelfalls beurteilt werden. Sofern Kapitalgesellschaften und Personenhandelsgesellschaften im Sinne des § 264a HGB Berichtigungen oder Änderungen des Abschreibungsplanes vornehmen, haben sie diese gemäß § 284 Abs. 2 Nr. 3 HGB im Anhang anzugeben und entsprechend zu begründen. Abweichungen vom Gebot der Bewertungsstetigkeit

(§ 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB) sind erheblich beschränkt, nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig und dann begründungspflichtig. Aufgrund des Ausnahmecharakters sind diese so detailliert und ausführlich zu begründen, dass erkennbar wird, aus welchen Gründen und bei welchen Posten die Stetigkeit durchbrochen wird und das damit auch die Vergleichbarkeit des Jahresabschlusses mit dem Vorjahresabschluss gestört ist. Eine Darstellung der Auswirkung erfordert zahlenmäßige Angaben, damit zumindest die Größenordnung der jeweiligen Änderungen in ihrem Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens abschätzbar wird. Im Anhang sind hierzu nach § 284 Abs. 2 Nr. 2 HGB entsprechende Angaben zu machen (Abweichungen von Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden).

Angaben im Lagebericht

Im Lagebericht ist die Thematik angemessen zu adressieren (Prognose-, Chancen- und Risikobericht). Da die mittel- bis langfristigen Rahmenbedingungen für eine mögliche Stilllegung oder eine anderweitige Nutzung der Gasnetze noch mit zahlreichen Unsicherheiten verbunden sind, kann sich die Darstellung verschiedener Zukunftsszenarien anbieten.

Kalkulatorische Auswirkungen und Korrelation zur handelsrechtlichen Bilanzierung



- ▶ Höhere kalkulatorische Abschreibungen
- ▶ Niedrigere kalkulatorische Restbuchwerte
- ▶ Höhere Erträge

- ▶ Finanzierung findet auf handelsrechtlicher Ebene statt, hat aber direkte Auswirkungen auf kalkulatorische EK-Quoten und somit die Ertragssituation
- ▶ Die Deckung des Finanzierungsbedarfs mit Fremdkapital führt wegen des niedrigen kalkulatorischen Restwerts zu niedrigerem kalkulatorischem Eigenkapital

- ▶ gleiche HGB-Abschreibungen
- ▶ gleiche HGB-Restbuchwerte
- ▶ höhere Ergebnisse
- ▶ gleiche Innenfinanzierung
- ▶ gleicher Finanzierungsbedarf

- ▶ **Kurz- und mittelfristig:** KANU-Wahlrecht führt zu einer Entspannung der Refinanzierung und Amortisation der Gasnetzanlagen.
- ▶ **Langfristig:** Aufgrund des Auseinanderlaufens der kalkulatorischen und der handelsrechtlichen Betrachtung wird eine erneute kalkulatorische oder handelsrechtliche Anpassung notwendig.

Die im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags (KKa) und dem Kostenantrag zur Ermittlung der EOG angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauern bilden die Grundlage für die kalkulatorischen Abschreibungen und Restbuchwerte. Je niedriger die Nutzungsdauer der Anlagengüter angesetzt wird, desto schneller wird für den Netzbetreiber die Refinanzierung seiner Investition gewährleistet und desto höher sind die Erträge (von den Netzkunden zu tragende Netzentgelte).

Gleichzeitig ist, ohne Anpassung der handelsrechtlichen Nutzungsdauern der Anlagen, ein unveränderter Innen- und Außenfinanzierungsbedarf notwendig, wodurch es handelsrechtlich bei unverändertem verzinslichem Fremdkapital und sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerten der Erdgasleitungsinfrastrukturen zu einem niedrigerem kalkulatorischem Eigenkapital und demzufolge zu einer sinkenden kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung kommt.

Im Rahmen eines Schreibens an die BNetzA hat das IDW weiterhin die Fragen aufgeworfen, ob bisher ggf. zu geringe kalkulatorische Abschreibungen für Bestandsanlagen nunmehr nachträglich als höhere Netzentgelte den Netzkunden berechnet werden dürfen. In der ersten vom IDW skizzierten Fallkonstellation wird der Vermögensgegenstand außerplanmäßig auf den Wert beschrieben, auf den er von Beginn an mit der kürzeren Restnutzungsdauer beschrieben worden wäre. Der neue Restbuchwert wird anschließend über die verbliebene Restnutzungsdauer planmäßig beschrieben. Bei einer Berücksichtigung dieser neuen kalkulatori-

schen Abschreibungen in den Netzentgelten würde die Belastung der Netzkunden derjenigen entsprechen, die sich ergeben hätte, wenn von Anfang an planmäßig über die verkürzte Nutzungsdauer abgeschrieben worden wäre. Bei dieser Konstellation würde jedoch nur ein Teil über erhöhte Netzentgelte nachträglich berücksichtigt. Es wäre zu klären, wer die Belastungen durch die außerplanmäßige Abschreibung zu tragen hat.

In der zweiten skizzierten Fallvariante ohne außerplanmäßige Abschreibungen werden die Restbuchwerte fortan über die verkürzte Restnutzungsdauer bis 2024 abgeschrieben. Hieraus würden jährlich höhere Belastungen durch erhöhte Netzentgelte entstehen als im Fall der außerplanmäßigen Abschreibung. Fraglich ist, ob die stärkere Belastung der letzten verbliebenen Netzkunden mit erhöhten Netzentgelten verursachungsgerecht bzw. gewollt ist. Ebenso stellt sich die Frage, ob die Netzbetreiber Entschädigungszahlungen von Seiten der öffentlichen Hand erhalten werden, sofern der Betrieb des Gasnetzes vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung zwangsweise vor Ablauf seiner ursprünglich angenommenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer beendet wird.

Das Fortbestehen der Gasnetze in der derzeitigen Form über das Jahr 2045 hinaus dürfte durch die klimapolitische Zielsetzung höchst unwahrscheinlich sein. Hieran schließen sich Folgefragen an, wie sich der Rückbau der Gashausanschlüsse gestaltet und wer etwaige Rückbauverpflichtungen nach Laufzeit der Konzessionsverträge zu tragen und zu bilanzieren hat.

Hinweis: In der Gesamtbetrachtung sind für die Fragestellung der Bilanzierung der Erdgasleitungsinfrastruktur weniger die eigentliche Festlegung „KANU“ entscheidend, die ja auch keine unmittelbare Bindung für den handelsrechtlichen Abschluss hat. Zudem werden keinerlei Angaben gemacht, wie die CO₂-Neutralität bis 2045 herzustellen ist. Bei den betroffenen Erdgasnetzbetreibern ergeben sich vielmehr Fragestellungen der Finanzierung und der Netzrendite (Regulated Asset Base – RAB) vor dem Hintergrund der Transformation zur CO₂-Neutralität bis 2045 (in manchen Kommunen auch früher). Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Wärmeplanungsgesetz führen voraussichtlich zu geringeren Gasabsätzen mit stetig weniger werdenden Netzkunden, auf die letztlich nicht alle Kosten umgelegt werden können. Es sollte daher nicht ausgeschlossen sein, dass es ab einem gewissen Zeitpunkt trotz Verkürzung der Nutzungsdauern auf 2045, zu weiteren außerplanmäßigen Abschreibungen kommen könnte, sofern die Netze nicht alternativ genutzt werden können. In dem Zusammenhang scheint es auch bedenklich, wenn die letzten Gasnetzkunden durch höheren Netzentgelte indirekt den Hochlauf der Wasserstoffnetze finanzieren.

Bezüglich möglicher Verpflichtungen zum Rückbau sollten die Konzessionsverträge beleuchtet werden und auch mit den Konzessionsgebern erörtert werden, wie deren Wärmeplanung aussieht. Eine im Jahresabschluss 2023 beurteilte Rückbauverpflichtung wird bei unveränderten rechtlichen Gegebenheiten nicht ohne Weiteres wieder aufgelöst werden können.

Ewiges Hin und Her mit dem Xgen Strom – BGH hebt Urteil des OLG Düsseldorf auf

Der BGH widerspricht der Rechtsauffassung des OLG Düsseldorf hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors XGen Strom und hebt dessen Urteil auf.

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 produktivitätsfortschritts und der Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Die 3. Regu-

lierungsperiode betraf für Betreiber von Gasversorgungsnetzen den Zeitraum 2018 bis 2022 und für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Zeitraum 2019 bis 2023.

Der BGH hat mit Beschluss vom 27.06.2023 (Az. EnVR 30/22) die Beschlüsse des OLG Düsseldorf vom 16.03.2022 (Az. 3 Kart 53/19 (v),

3 Kart 72/19 (V), 3 Kart 128/19 (V), 3 Kart 191/19 (V), 3 Kart 191/19 (V), 3 Kart 526/19 (V) und 3 Kart 637/19 (V)) wieder aufgehoben. Zuvor hatte das OLG Düsseldorf entschieden, dass der Beschluss der BNetzA vom 18.11.2018 (Az. BK4-18-056) zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Strom i. H. v. 0,90 % für die Bestimmung der EOG in der 3. Regulierungsperiode rechtswidrig ist. Das OLG hatte nach der Frage der Existenzberechtigung eines Produktivitätsfaktors größer Null insbesondere die Einbeziehung des Jahres 2006 bei der Ermittlung des Faktors kritisiert, da dieses zu viele Besonderheiten aufweise und daher nicht aussagekräftig und belastbar sei.

Der BGH hatte sich bereits im Gasbereich mit dem von der BNetzA festgelegten sektoralen Produktivitätsfaktor befasst und – auch hier –

die Entscheidung des OLG Düsseldorf, dass dieser rechtswidrig ist, wieder aufgehoben.

Für die 4. Regulierungsperiode (Strom 2024 bis 2028/Gas 2023 bis 2027) wird der XGen neu festgelegt. In dem in die Berechnung eingehenden Jahr 2022 waren auch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gestiegenen Beschaffungspreisen ausgesetzt, die durch die Anreizregulierung, die auf Verbraucherpreisindex des Vorjahres und den sektoralen Produktivitätsfaktor abstellt, nur unzureichend ausgeglichen werden konnten. Die BNetzA hat zur Ermittlung des XGen für die 4. Regulierungsperiode Festlegungen von Vorgaben für die Erhebung von Daten eingeleitet (Strom: BK4-22-084/Gas: BK4-22-085). Die Netzbetreiber sind zur Datenabgabe bis zum 04.10.2023 (Gas) bzw. 31.07.2023 (Strom) verpflichtet. BDEW, VKU und GEODW haben hierzu im Rahmen eines

gemeinsamen Projekts „Benchmarking Transparenz (BMT) ein Sonderprojekt „XGen Strom RP4“ initiiert, um eine repräsentative Datengrundlage zu erhalten, relevante Einflussfaktoren sowie mögliche Ergebnisse zu analysieren und sich frühzeitig auf die Fachdiskussionen mit der BNetzA vorzubereiten.

Hinweise: Die Beschlusskammer 8 – Netzentgelte Strom – der BNetzA hat am 20.09.2023 mit ihrem Informationsschreiben 05/2023 „Hinweise zur Preisbildung und Anpassung der Erlösobergrenze“ bekannt gemacht und Hinweise zum generellen Produktivitätsfaktor für das Jahr 2024 gegeben. Dieser liegt zum Termin der vorläufigen Preisbildung (15.10.2023) noch nicht vor. Bis zu einer Festlegung hält die Beschlusskammer 8 den Ansatz von 0 oder den Wert aus der 3. Regulierungsperiode für nicht zu beanstanden.

Festlegungen zur Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze rechtswidrig

Das OLG Düsseldorf hat mit Beschluss vom 30.08.2023 aufgrund Beschwerden von rd. 900 Netzbetreibern in 14 Musterverfahren, die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) erlassenen Festlegungen der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze zur Bestimmung der Erlösobergrenze für die Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber für die 4. Regulierungsperiode (Az. BK4-21-055 und BK4-21-056) aufgehoben.

Zur Berechnung der von den Netzbetreibern zugestandenen Erlösobergrenzen für die Netznutzung durch Strom- und Gaslieferanten ist eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals zu gewährleisten. Die Festlegungen sehen hierzu bisher eine vergangenheitsorientierte Ermittlung der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals vor.

Ab der 4. Regulierungsperiode (Strom 2024 bis 2028/Gas 2023 bis 2027) soll der für den kalkulatorischen Eigenkapitalanteil bis 40 % relevante Eigenkapitalzinssatz I (EKI-Zinssatz) nach § 7 Abs. 6 Strom- und Gasnetzentgeltverordnung für Neuanlagen 5,07 % (3. Regulierungsperiode: 6,91 %) und für Altanlagen 3,51 % (3. Regulierungsperiode: 5,12 %) vor Steuern betragen. Im Vergleich zur 3. Regulierungspe-

riode wäre damit ein erheblicher Rückgang der für die Kostenprüfungen und Kapitalkostenzuschläge wichtigen Zinssätze hinzunehmen. Ab der 4. Regulierungsperiode sieht die Berechnungsgrundlage des Fremdkapitalzinses – also des für die kalkulatorischen Eigenkapitalanteile > 40 % relevanten Eigenkapitalzinssatz II (EKII-Zinssatz) – vor, gemäß § 7 Abs. 7 Strom- und Gasnetzentgeltverordnung die Umlaufrenditen der Anleihen der öffentlichen Hand und der Anleihen von Unternehmen im Verhältnis 1:2 einzubeziehen. Aufgrund der neuen Berechnungsmodalitäten reduzierte sich der EKII-Zinssatz für die 4. Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber auf 2,02 % und für Elektrizitätsnetzbetreiber auf 1,71 %.

Bedeutung für die Netzbetreiber

Im Vergleich zur 3. Regulierungsperiode ergeben sich negative Effekte aus der Senkung der EK-Zinssätze. Diese Zinssatzsenkungen stehen im Widerspruch zur aktuellen Zinsentwicklung an den Kapitalmärkten und der Umsetzung der ambitionierten Ziele der Bundesregierung zur Klimaneutralität und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Investitionen in die Netze notwendig machen.

Entscheidungsgründe des OLG Düsseldorf

Das OLG hatte keine formellen Mängel der Festlegungen festgestellt oder Beanstandungen gegen den methodischen Ansatz der BNetzA. Die bisherige Rechtsprechung des OLG Düsseldorf und des BGH zum sog. Capital-Asset-Pricing-Model (CAPM) als zulässige Methode zur Ermittlung des Wagniszuschlags wurde nochmals bestätigt. Ebenfalls wurde die Verwendung der DMS-Daten aus dem „Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021“ nicht beanstandet. Zu beanstanden sei aber nach dem OLG, dass aufgrund Schätzunsicherheiten und weiterer Aspekte konkrete Anhaltspunkte vorliegen, dass die Zinssätze vor dem Hintergrund der Auswirkungen der anhaltenden Niedrigzinsphase auf die Basiszinssätze nicht dem Grundsatz der Angemessenheit nach § 21 Abs. 2 EnWG entsprechen. Die BNetzA hat es unterlassen, die von ihr allein unter Heranziehung historischer Datenreihen ermittelte Marktrisikoprämie als Bestandteil des Eigenkapitalzinssatzes, einer zusätzlichen Plausibilisierung zu unterziehen. Die ermittelte Marktrisikoprämie und der Eigenkapitalzinssatz liegen zudem im internationalen Vergleich am unteren Ende der Bandbreite. Die

BNetzA habe sich mit diesen Ergebnissen rechtswidrig unzureichend auseinandergesetzt.

Die Gerichtsentscheidung ist noch nicht rechtskräftig und es ist davon auszugehen, dass die BNetzA beim Bundesgerichtshof (BGH) gegen diese Entscheidung Rechtsbeschwerde einlegen wird.

BNetzA bessert bei den Zinssätzen für Strom- und Gasnetze nach

Mit den bisher zugestandenen Zinssätzen für die 4. Regulierungsperiode erfolgte für Strom- und Gasnetzbetreiber keine angemessene Rendite des eingesetzten Eigenkapitals. Die BNetzA sieht vor, die aktuellen Entwicklungen

der Zinsen an Kapitalmärkten zu berücksichtigen und eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu gewährleisten und Anreize für Investitionen zu schaffen. Die wesentlichen Eckpunkte betreffen:

Anpassung im Kapitalkostenaufschlag (KKa) nach § 10 ARegV

Abweichend von der bisherigen Festlegung soll der Eigenkapitalzinssatz nur für Neuinvestitionen

nach dem 31.12.2023 einer höheren Kapitalverzinsung unterliegen. Nach den neuen Berechnungsmodalitäten wird für Investitionen des Jahres 2024 ein höherer EKI-Zinssatz von 7,09 % erwartet und ebenfalls ein höherer

Fremdkapitalzinssatz. Investitionen vor 2024 (Bestandsvermögen) sollen weiterhin mit einem EKI-Zinssatz von 5,07 % verzinst werden. Die BNetzA sieht vor, die neue Festlegung auf die vierte Regulierungsperiode zu beschränken

Ermittlung des Basiszinssatzes

Bislang wurde für den Basiszinssatz der vierten Regulierungsperiode ein 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes (2011 bis 2020) herangezogen. Der so ermittelte Basiszins betrug 0,74 %. Künftig soll ein jährlich variabler Basiszins für Neuinvestitionen auf Basis

des ersten Quartals eines jeden Kalenderjahres als Planwert herangezogen werden. Der tatsächlich eintretende Basiszins des jeweiligen Jahres findet letztlich Eingang in die Netzentgelte. Differenzen zwischen Plan-Werten und Ist-Werten sind später im Rahmen eines Plan-Ist-Abgleichs sowohl für die Zinsen als auch für die Investitionen über das Regulierungskonto

auszugleichen. Anhand des Basiszinses im ersten Quartal 2023 prognostiziert die BNetzA einen Wert von 2,79 %. Unter Berücksichtigung eines unveränderten Wagniszuschlags ergibt sich insgesamt ein höherer EKI-Zinssatz von 7,09 % (inkl. GewSt ca. 8,1 %). Bei derzeit steigenden Basiszinssätzen wird sich demzufolge ein höherer endgültiger EKI-Zinssatz ergeben.

	EKI-Zinssatz (4. RP neu)	EKI-Zinssatz (4. RP alt)	EKI-Zinssatz (3. RP)
Neuanlagen	Jahreswert (z. B. 7,09 % Investitionen 2024) 5,07 % (Investitionen bis 31. 12. 023)	5,07 %	6,91 %
Altanlagen	3,51 %	3,51 %	5,12 %

Höherer kalkulatorischer Fremdkapitalzinssatz

Mit der Festlegung zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses für Verteilernetzbetreiber (BK4-23-001) vom 14.08.2023 hat die BNetzA für die Fremdkapitalverzinsung (§ 10a Abs. 7

ARegV) ebenfalls eine Abkehr von der Abstellung auf einen 10-Jahresdurchschnittszinssatz beschlossen. Es werden für neue Investitionen ab dem 01.01.2024 die Regelungen für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber in § 10 Abs. 7 Sätze 5 – 8 ARegV zur Ermittlung des kalkulatorischen Fremdkapi-

talzinssatzes übernommen und auch hier ein Jahreswertangesetzt, der erst nachträglich feststeht. Für das Jahr 2024 ergibt sich derzeit ein Fremdkapitalzinssatz von 4,17 % statt 2,02 % für Gasnetzbetreiber und 1,71 % für Elektrizitätsnetzbetreiber.

	EKII-Zinssatz (4. RP neu)	EKII-Zinssatz (4. RP alt)	EKII-Zinssatz (3. RP)
Gasnetz	Jahreswert (z. B. 4,17 % Investitionen 2024) 2,02 % (Investitionen bis 31. 12. 023)	2,02 %	3,03 %
Elektrizitätsnetz	Jahreswert (z. B. 4,17 % Investitionen 2024) 1,71 % (Investitionen bis 31. 12. 023)	1,71 %	2,71 %

Hinweis: Auch vor dem Hintergrund der weiteren regulatorischen Entwicklungen (Festlegung

KANU, Gebäudeenergiegesetz (GEG), Wärmeplanungsgesetz, etc.) sollte die Finanzierung (Eigen-

kapital/Fremdkapital) und Investitionsplanung insofern eng miteinander abgestimmt werden.

ANSPRECHPARTNER

BERLIN

Guido Sydow

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Tel. +49 30 382992-79
E-Mail: guido.sydow@ebnerstolz.de

FRANKFURT

Dr. Alexander Rehs

Rechtsanwalt
Tel. +49 69 450907-325
E-Mail: alexander.rehs@ebnerstolz.de

HAMBURG

Christoph Germer

Rechtsanwalt
Tel. +49 40 37097-230
E-Mail: christoph.germer@ebnerstolz.de

Thorbjörn Käppler

Rechtsanwalt
Tel. +49 40 37097-501
E-Mail: thorbjoern.kaeppler@ebnerstolz.de

Dr. Julia Kurzrock

Rechtsanwältin
Tel. +49 40 37097-491
E-Mail: julia.kurzrock@ebnerstolz.de

LEIPZIG

Hartmut Pfeiderer

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Tel. +49 341 24443-35
E-Mail: hartmut.pfeiderer@ebnerstolz.de

Florian Leyser

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Tel. +49 341 24443-24
E-Mail: florian.leyser@ebnerstolz.de

STUTTGART

Dr. Johannes Joegen

Rechtsanwalt
Tel. +49 711 2049-1609
E-Mail: johannes.joegen@ebnerstolz.de

Markus Mock

Wirtschaftsprüfer
Tel. +49 711 2049-1683
E-Mail: markus.mock@ebnerstolz.de

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 11 Old Jewry, London EC2R 8DU.

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, 2023

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:

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.

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:

Alle Bilder: © www.gettyimages.com