

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
SEPTEMBER
2024

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

- 
- **Wärme**
 - Kommunale Wärmewende - Wärmekonzessionen als essenzielle Basis 4
 - **Netze**
 - Eckpunktepapier Methodikfestlegung Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF) 9
 - **Erneuerbare Energien**
 - Solarpaket I - Mehr Solarstrom, weniger Bürokratie 14
 - **Regulierung**
 - Wasserstoff-Kernnetz - Festlegungsverfahren zur Bildung von Netzentgelten und Einrichtung eines Amortisationsmechanismus (WANDA) 18
 - **Rödl & Partner intern**
 - Veranstaltungshinweise 22

Liebe Leserin, lieber Leser

die deutsche Energielandschaft befindet sich in einem rasanten Wandel hin zu einer klimaneutralen Versorgung. Besonders dynamisch zeigt sich diese Transformation in der Wärmeversorgung. Städte und Gemeinden sind nun gefordert, im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung die Weichen für die zukünftige Energieversorgung zu stellen. Dabei spielen die Stadtwerke bei der Umsetzung dieser Pläne eine zentrale Rolle. Kommunale Versorger sollten sich daher frühzeitig positionieren, um den Herausforderungen der Wärmewende gewachsen zu sein. Es gilt, strategische Entscheidungen zu treffen: Wie soll der Ausbau der Wärmesparte gestaltet werden? Wie geht man mit dem sinkenden Bedarf an Erdgas um? Und wie kann sich das lokale Stadtwerk gegenüber großen, überregionalen Wärmeanbietern behaupten? Eine wichtige Rolle spielen hierbei Wärmekonzessionsverträge. Hierzu hat sich vor kurzem der Bundesgerichtshof in Sachen „Fernwärmenetz Stuttgart“ geäußert und erste rechtliche Leitplanken gesetzt. Eine Bewertung dieser Entscheidung finden Sie in diesem Kursbuch.

Auch im Bereich der Netzregulierung nimmt der Umstellung des Systems konkrete Formen an. Die Bundesnetzagentur hat am 19.7.2024 ein neues Eckpunktepapier zur Methodenfestlegung des Ausgangsniveaus für Strom und Gas veröffentlicht. Dieses Papier konkretisiert und erweitert das vorherige Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ und legt die Grundlage für die künftige Anreizregulierung ab der 5. Regulierungsperiode. Die Diskussion über die Ausgestaltung des neuen Regulierungsrahmens ist noch lange nicht abgeschlossen. Weitere Festlegungen stehen bereits in den Startlöchern. Einen Überblick über das geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur können Sie sich ebenfalls in unserem Kursbuch verschaffen.

Ein weiterer wichtiger Schritt in Richtung nachhaltiger Energieversorgung ist das Solarpaket I, das im Mai 2024 verabschiedet wurde. Unter dem Motto „Mehr Solarenergie, weniger Bürokratie“ ist es das Ziel des Solarpakets I, den Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 auf mindestens 80 Prozent zu steigern. Die wesentlichen Inhalte haben wir für Sie zusammengefasst.

Sie sehen, das Tempo in der Energiewirtschaft bleibt hoch! Wir unterstützen Sie gerne, damit Sie immer den Überblick nicht verlieren und weiter auf Kurs bleiben.

Wir wünschen Ihnen eine informative Lektüre.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Wärme

Kommunale Wärmewende

Wärmekonzessionen als essenzielle Basis

von Christian Marthol und Martina Weber

Der Wandel der deutschen Energielandschaft hin zu einer Net-Zero-Versorgung nimmt Fahrt auf. Besonders dynamisch vollzieht sich die Transformation der Wärmeversorgung. Hier wird der Einsatz von Erdgas sukzessive abnehmen – gleichzeitig gewinnen stromgetriebene Wärmepumpen, Wasserstoff und insbesondere Fernwärme erheblich an Bedeutung. Städte und Gemeinden stellen aktuell bei der kommunalen Wärmeplanung die Weichen, wo welche Art der Versorgung zum Einsatz kommen soll. Im Zuge der anschließenden Umsetzung der kommunalen Festlegungen spielen Stadtwerke eine zentrale Rolle.

Um für diese Herausforderung optimal gerüstet zu sein, sollten sich kommunale Versorger frühzeitig positionieren: Wie soll der Auf- bzw. Ausbau der Wärmesparte erfolgen? Wie soll mit dem schwindenden Bedarf an Erdgas in den nächsten Jahren umgegangen werden? Wie kann sich das lokale Stadtwerk gegenüber großen überregionalen Wärmeanbietern behaupten?

RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN IM WANDEL

Das Bundesklimaschutzgesetz (KSG) setzt ein klares Ziel: Bis 2045 muss die Wärmeversorgung von Gebäuden in Deutschland klimaneutral werden. Mehr als die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Endenergie wird für die Bereitstellung von Wärme eingesetzt. Der Anteil Erneuerbarer Energien für die Versorgung von Haushalten liegt dabei nur bei etwa 20 Prozent (vgl. BT Drs. 20/8654, S. 1). Den Bedarf einer Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung hat der Gesetzgeber klar erkannt.

Bei Effizienzvergleichen verschiedener Wärmeversorgungsoptionen stellt sich die leitungsgebundene Wärmeversorgung oft als effizienteste Option heraus. Der Ausbau der Fernwärme und die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind für eine Erreichung der Klimaschutzziele des Bundes von herausragender Bedeutung. Dass hier erheblicher Handlungsbedarf besteht, wird bereits dadurch klar, dass derzeit nur etwa 14 Prozent der Haushalte über Nah- oder Fernwärmelösungen versorgt werden.

Stadtwerke sollten diese enormen Ausbaupotenziale für sich nutzen und bereits jetzt prüfen, ob und in welchem Umfang der Ausbau der Wärmeversorgung als Alternative zum erwarteten starken Rückgang des künftigen Gasgeschäfts sinnvoll sein kann.

Das am 1.1.2024 in Kraft getretene Wärmeplanungsgesetz (WPG) verpflichtet im ersten Schritt Kommunen zur Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung. Die kommunale Wärmeplanung bietet sowohl für Kommunen als auch für Stadtwerke den Anstoß, sich bereits jetzt aktiv mit der Wärmewende auseinanderzusetzen. Dies ist auch aufgrund der ambitionierten Ziele der Bundesregierung und der steigenden gesetzlichen Anforderungen unbedingt erforderlich.

HANDLUNGSOPTIONEN FÜR STADTWERKE ERKENNEN UND NUTZEN

Zieht ein Stadtwerk in Betracht, das Geschäftsfeld Wärmeversorgung auf- bzw. auszubauen, sollte eine Kommunikation mit der jeweiligen Kommune stattfinden. Gerade wenn bereits Erfahrung im Wärmebereich aufseiten des

Stadtwerks besteht, kann dessen Mitwirkung an der kommunalen Wärmeplanung zu einer erheblichen Verbesserung der Ergebnisse führen. Zudem haben Stadtwerke bereits hier die Möglichkeit, sich als vertrauter und zuverlässiger potenzieller Wärmenetzbetreiber und -versorger zu platzieren.

Nach Finalisierung der kommunalen Wärmeplanung stehen alle Beteiligten vor der zentralen Frage: Wer setzt die grobe Planung, in der bisher lediglich potenzielle Wärmenetzausbaugebiete ausgewiesen sind, nun in die Tat um? Gleichzeitig läuft für die Gebäudeeigentümer im Stadtgebiet auch die Umsetzungsfrist nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG). Müssen Heizungen nach Veröffentlichung der kommunalen Wärmeplanung ausgetauscht werden, so sind – nach Verstreichen der gesetzlich vorgesehenen Übergangsfristen – die Vorgaben des § 71 GEG grundsätzlich einzuhalten. Soll eine leitungsgebundene Wärmeversorgung aufgebaut werden, besteht also vor allem dann Zeitdruck, wenn bekannt ist, dass in dem überplanten Gebiet derzeit sehr alte Heizungsanlagen betrieben werden, die in den nächsten Jahren ausgetauscht werden müssen.



GESCHÄFTSFELDDANALYSE

Ist der Wärmemarkt für uns als Stadtwerk interessant?

Haben wir die finanziellen Mittel für eine Tätigkeit im Wärmebereich?

Ist es der politische Wunsch, dass wir uns im Wärmebereich platzieren?

UNTERSTÜTZUNG BEI DER KOMMUNALEN WÄRMEPLANUNG

Hat die Kommune bereits begonnen?

Verfügt die Kommune über das ausreichende Know-how?

Können/dürfen wir bei der Ausarbeitung unterstützen?

UMSETZUNG

Benötigen wir einen Kooperationspartner?

Welche Ausbaugebiete sind besonders interessant für uns?

Welche Fördermittel kommen infrage?

Wie erfolgt die Kommunikation an potenzielle Kunden?

Wärme- strategie

WEGENUTZUNG

Sind wir bereits Inhaber der Wärmekonzession?

Ist die Kommune an einem Wettbewerb um die Konzession interessiert? Ist eine Inhouse-Vergabe möglich?

Wie können wir uns auf ein wettbewerbliches Verfahren vorbereiten?

Was soll im Gestattungs-/Konzessionsvertrag geregelt werden und welches Verfahren ist anwendbar

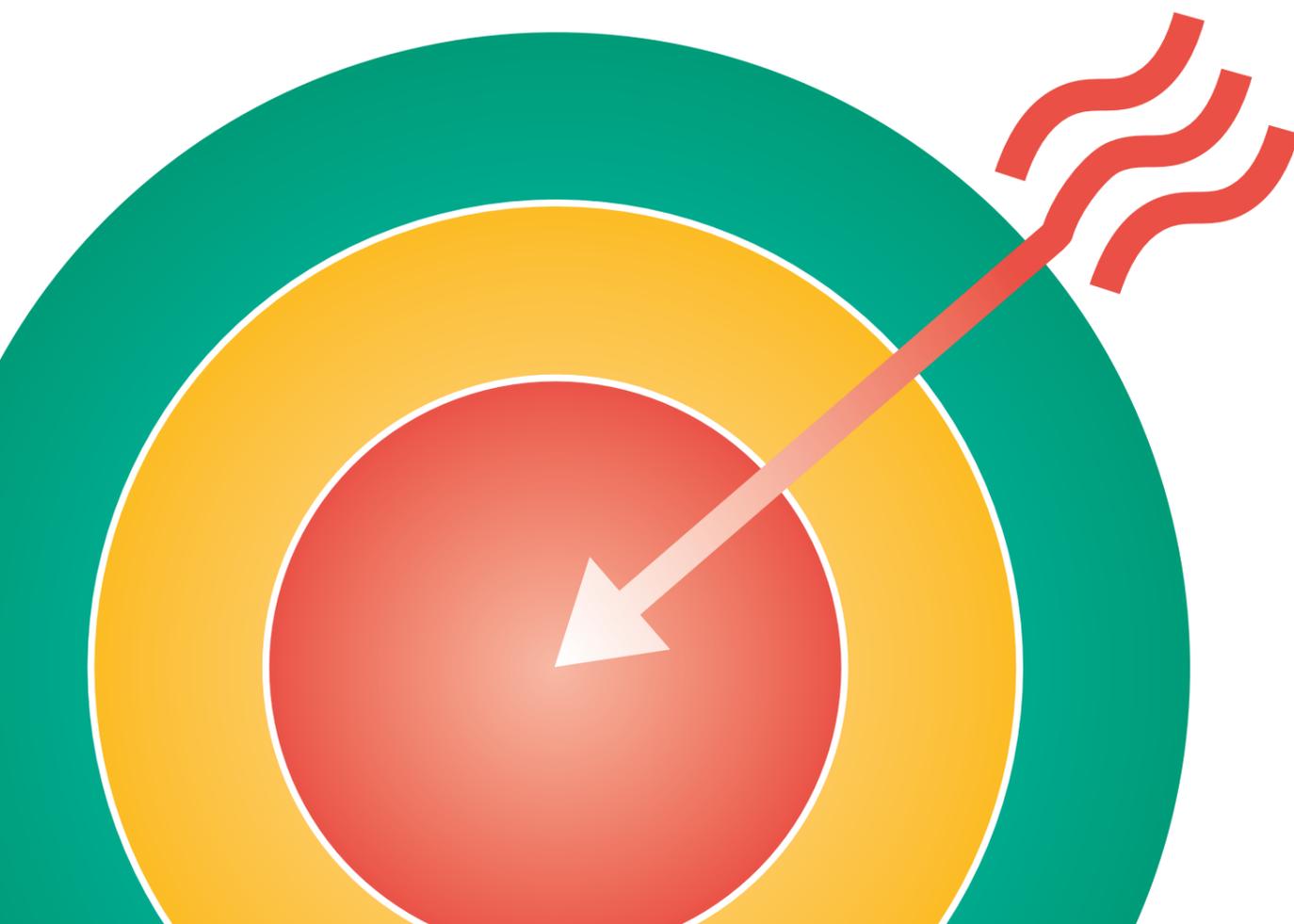
Die Wärmezielscheibe

Wärmewende in Deutschland
erfolgreich gestalten



Jetzt downloaden:

bit.ly/waermezielscheibe-2-0



Neuaufgabe 2024

GESTATTUNG DER WEGENUTZUNG ALS UNVERZICHTBARE BASIS

Bevor über die Errichtung von Wärmeerzeugungsanlagen und die Versorgung von Haushalten nachgedacht werden kann, benötigt der potenzielle Wärmenetzbetreiber und -versorger in der Regel einen Wegenutzungsvertrag mit der Kommune als Inhaberin der Leitungs- und Wegerechte für öffentliche Straßen und Wege im Gemeindegebiet. Jedenfalls bei kommunalen Eigenbetrieben ist die Frage der Nutzung der öffentlichen Straßen und Wege derzeit oftmals nicht explizit geregelt. Da die Vorgabe des § 46 Abs. 6 EnWG, nach der in den Sparten Strom und Gas die gesetzlichen Vorgaben zur Konzessionsvergabe für Eigenbetriebe entsprechend angewendet werden sollen – zumindest nach aktueller Rechtslage – im Wärmebereich nicht gilt, ist im Zuge des Wärmenetzauf- bzw. -ausbaus ein Wegenutzungsvertrag nicht zwingend erforderlich. Ist das Stadtwerk dagegen eine eigenständige Gesellschaft, so ist für die Errichtung des Netzes ein Wegenutzungsvertrag essenziell.

Möchte die Kommune es ermöglichen, dass das lokale Stadtwerk die kommunale Wärmeplanung umsetzt oder gegebenenfalls sogar außerhalb der ausgewiesenen Wärmenetzausbaugebiete Inselnetze plant, ist der Abschluss eines Wegenutzungsvertrages für die öffentlichen Straßen und Wege in jedem Falle erforderlich. Da die Kommune auf dem Markt für Leitungs- und Wegerechte für öffentliche Straßen und Wege als marktbeherrschendes Unternehmen gilt, ist sie grundsätzlich zur diskriminierungsfreien Vergabe dieser Wegerechte verpflichtet.

Sucht die Kommune nach einem Akteur, der ein Wärmenetz im Stadtgebiet errichtet und betreibt, muss sie sich zunächst zwei Fragen stellen:

1. Möchte ich Wettbewerb um den Wärmenetzbetrieb im Stadtgebiet ermöglichen?
2. Welche Rechte und Pflichten sollen im Wegenutzungsvertrag geregelt werden?

Seit dem Urteil des BGHs vom 5.12.2023 (KZR 101/20) zum Fernwärmenetz Stuttgart besteht sowohl auf kommunaler Seite als auch aufseiten der Energieversorger erhebliche Unsicherheit über die rechtlichen Rahmenbedingungen von Wärmekonzessionen. Eine Festlegung des BGHs dazu, welche konkreten rechtlichen Vorgaben für die Vergabe von Wegenutzungsrechten bei Fernwärmenetzen gelten, ist leider nicht wie erhofft erfolgt. Der BGH stellte lediglich fest, dass die Landeshauptstadt Stuttgart kraft ihrer privatautonomen Entscheidungsfreiheit jedenfalls dazu berechtigt war, ein wettbewerbliches Auswahlverfahren für die Wärmekonzession zu starten. Ob sie auch verpflichtet war, ein transparentes und diskriminierungsfreies Auswahlverfahren durchzuführen, ließ er offen. In der Konsequenz bleibt es bei der Kernfrage, ob die

betreffende Kommune freiwillig einen Wettbewerb initiieren möchte oder der Fokus – soweit rechtlich möglich – auf dem lokalen Stadtwerk liegen soll.

Ziel der Kommunen ist es häufig, ihr lokales Stadtwerk zu fördern und ihm die Möglichkeit zu geben, das Wärmenetz zu errichten und zu betreiben. Grund dafür ist in der Regel nicht nur die lokale Wertschöpfung, sondern auch die gute Erreichbarkeit für Kunden, das bereits vorhandene Vertrauen und eventuelle Einflussmöglichkeiten der Kommune auf das Stadtwerk als Wärmeversorger.

In diesem Fall bietet es sich für Stadtwerke an, zunächst die Inhouse-Fähigkeit zu prüfen und bei einer Bestätigung auf die Kommune zuzugehen. Die allgemeine Inhouse-Vergabe ermöglicht es einem öffentlichen Auftraggeber, Aufträge an eine von ihm kontrollierte Einheit ohne wettbewerbliches Vergabeverfahren zu vergeben. Die Prüfung der Voraussetzungen einer solchen Inhouse-Vergabe ist vom Einzelfall abhängig und sollte in jedem Fall sorgfältig vorgenommen werden.

RECHTLICHER RAHMEN DER VERGABE VON GESTATTUNGSRECHTEN FÜR WÄRMELEITUNGEN

Besteht keine Inhouse-Fähigkeit, ist grundsätzlich eine Ausschreibung durchzuführen. Die Verfahrensvorgaben richten sich dabei vor allem danach, was im Wegenutzungsvertrag geregelt ist. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Konzessionsverträgen, bei denen eine öffentliche Aufgabe auf den Wärmenetzbetreiber übertragen und regelmäßig eine Betriebspflicht auferlegt wird, und reinen Gestattungsverträgen, bei denen nur eine rein private Aufgabe übertragen und deshalb oft nur die reine Möglichkeit der Wegenutzung eingeräumt wird.

Die Erforderlichkeit der Vereinbarung einer Betriebspflicht hängt auch davon ab, ob für das geplante Gebiet ein Anschluss- und Benutzungszwang für die Kommune erlassen werden soll. Auch andere politische oder rechtliche Implikationen können dazu führen, dass eine Betriebspflicht vertraglich vereinbart werden soll. Ist dies der Fall, gelten regelmäßig die strengen Vorgaben des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) und der Konzessionsvergabeverordnung.

Bei der Festlegung der Auswahlkriterien für das Vergabeverfahren haben Kommunen unter Beachtung der jeweiligen Verfahrensvorgaben große Spielräume. Steht also fest, dass seitens der Kommune ein Vergabeverfahren bezüglich der Wärmekonzession angestoßen wird, und möchte ein Stadtwerk an dem Verfahren teilnehmen, so sollte seitens des Stadtwerks bereits frühzeitig mit der Vorbereitung begonnen werden. Hilfreich kann hier insbesondere eine vorgehende Verprobung und sorgfältige Prüfung der eigenen Leistungsfähigkeit und weiterer möglicher Kriterien sein.

Sinnvoll kann an dieser Stelle auch die Suche nach möglichen Kooperationspartnern sein. Hier stehen den Stadtwerken zahlreiche Möglichkeiten offen. Gerade bei einem Neueinstieg in das Geschäftsfeld Wärme kann eine Kooperation mit einem erfahrenen Know-how-Partner nicht nur den Einstieg überhaupt ermöglichen, sondern auch die gemeinsame Position bei der Teilnahme an Ausschreibungen verbessern.

FAZIT

Nach unserer aktuellen Einschätzung wird der Geschäftsbereich Wärme in den nächsten Jahren für Stadtwerke erheblich an Bedeutung gewinnen. Die Nutzung der hieraus resultierenden Chancen ist eine herausfordernde, aber lohnende Aufgabe. Stadtwerke, die sich frühzeitig positionieren und vorbereiten, können eine Schlüsselrolle in der zukünftigen Wärmeversorgung einnehmen.

Als erfahrener Partner im Energierecht unterstützen wir Sie mit unseren Experten aus den Bereichen Energiewirtschaftsrecht, Vergaberecht, Fördermittelrecht und bei betriebswirtschaftlichen Fragestellungen zum Aufbau von Wärmenetzen gern!

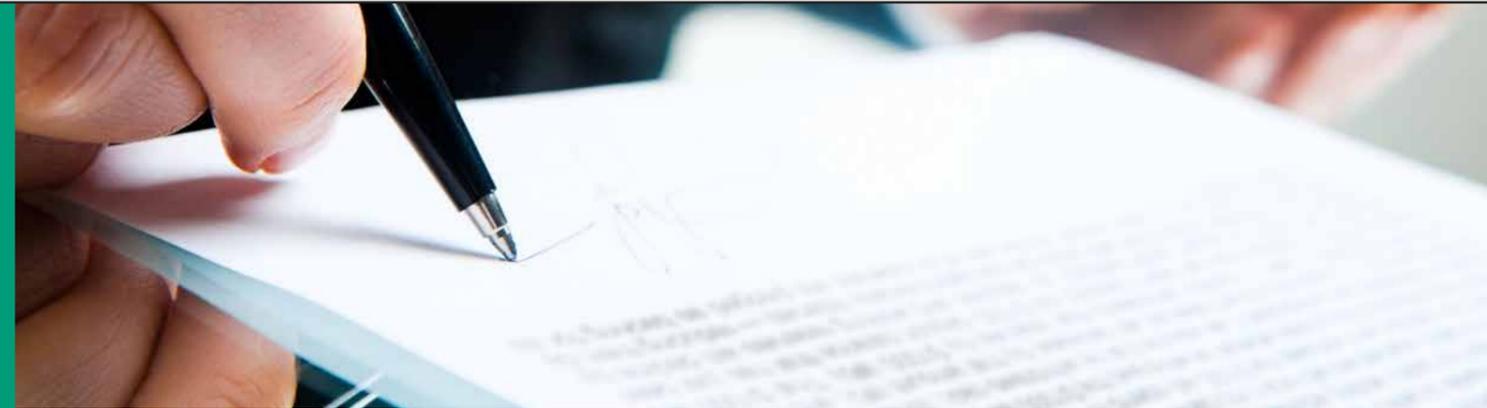
Kontakt für weitere Informationen



Christian Marthol
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3555
E christian.marthol@roedl.com



Martina Weber
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 1471
E martina.weber@roedl.com



→ Netze

Eckpunktepapier Methodikfestlegung Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

von Tobias Boss und Anna-Sophie Obinger

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 19.7.2024 ein neues Eckpunktepapier zur Methodikfestlegung des Ausgangsniveaus Strom und Gas (StromNEF und GasNEF) als Konkretisierung und Erweiterung des Eckpunktepapiers „Netze. Effizient.Sicher.Transformiert.“ veröffentlicht. Kern ist die künftige Ausgestaltung der Ermittlung der Kostenbasis für eine Anreizregulierung ab der 5. Regulierungsperiode (Gas ab 2028; Strom ab 2029). Das neue Eckpunktepapier ist als Zwischenfazit nach der Diskussion des Eckpunktepapiers „N.E.S.T.“ und zu Beginn der Festlegungsverfahren zu verstehen. Dabei

ist die Diskussion über die Ausgestaltung des neuen Regulierungsrahmens noch nicht final geführt.

Ergänzend zu dem am 17.7.2024 veröffentlichten Festlegungsentwurf zur Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten für Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU 2.0“), strebt die BNetzA nun an, die Vorgehensweise zur Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze für Strom- und Gasnetzbetreiber zu „überarbeiten“.

- ✓ These 1: Grundkonzeption der Anreizregulierung
- ✗ These 2: Verkürzung der Regulierungsperiode
- ✗ These 3: DnbK und volatile Kosten
- ✗ These 4: Xgen
- ✗ These 5 und 6: Effizienzvergleich Stromnetz- und Gasnetzbetrieb
- ✗ These 7: Qualitätselement Strombereich
- ✓ These 8: Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung
- ✓ These 9 und 10: Nutzungsdauern Strom- und Gasbereich
- ✓ These 11: Einführung WACC
- ✓ These 12: Pauschales Umlaufvermögen
- ✓ These 13: Kalkulatorischer EK-Zins
- ✓ These 14: Gewerbe- und Körperschaftsteuer
- ✗ These 15: Rückstellungen im Gastbereich



Das hierzu veröffentlichte Eckpunktepapier greift eine Vielzahl der Aspekte aus dem Eckpunktepapier „N.E.S.T.“ auf:

Für die nicht thematisierten Themen im neuen Eckpunktepapier wie die Durchführung eines Effizienzvergleichs, dnbK oder volatile Kostenbestandteile sowie die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung plant die BNetzA jeweils ein gesondertes Festlegungsverfahren. Darüber hinaus strebt sie weitere gesonderte Festlegungsverfahren zu den Mechanismen zur jährlichen Anpassung einer Erlösbergrenze, zur Methodik eines Kapitalkostenabgleichs sowie zur Methodik zur Bildung der Netzentgelte (Kostenstellenrechnung und Kostenträgerrechnung) an.

WAS WURDE NUN IM ECKPUNKTEPAPIER ZUR METHODIKFESTLEGUNG DES AUSGANGSNIVEAUS STROM UND GAS (STROMNEF UND GASNEF) WEITER KONKRETISIERT?

Die BNetzA verfolgt insbesondere das Ziel, Regelungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus im Hinblick auf die in Zukunft geltenden Rahmenbedingungen zu erlassen. Diese müssen dabei so ausgestaltet sein, dass sowohl der bereits begonnene „Transformationsprozess“ der Gasverteilernetze (siehe z.B. „KANU 2.0“) ausreichend gewürdigt wird. Zum anderen besteht die Herausforderung darin, auch die zukünftige Dauer einer Regulierungsperiode vor dem Hintergrund des „organisatorischen und bürokratischen Aufwands“ entsprechend zu berücksichtigen.

GRUNDSÄTZE ZUR BESTIMMUNG DES AUSGANGSNIVEAUS UND KOSTENERMITTLUNG

Die Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus durch eine Kostenprüfung sollen bestehen bleiben. Die Kosten eines abgeschlossenen Geschäftsjahrs bilden auch weiterhin die Grundlage, dabei sind nur effiziente und betriebsnotwendige Kosten des Netzbetriebs ansatzbar. Gerade im Gasnetz ergeben sich durch stark schwankende Kostenentwicklungen im Kontext der Stilllegung und des Rückbaus Herausforderungen für belastbare Plankosten. Daher sind Plankosten weiterhin nicht anerkennungsfähig.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus wird weiterhin an der Durchführung einer Kostenprüfung festgehalten. Die Kosten setzen sich dabei aus den aufwandsgleichen Kosten unter Abzug der kostenmindernden Erlöse sowie den Kapitalkosten bestehend aus kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung und Abschreibung zusammen. Die Weiterentwicklung der kalkulatorischen Steuer sowie der Umgang mit Fremdkapitalzinsen wird in den weiteren Punkten diskutiert.

KOSTEN VON VERPÄCHTERN UND DIENSTLEISTERN

Die bisher gültigen Grundsätze zu Einzel- und Gemeinkosten, Verpächtern und Dienstleistern sollen sachgerecht weiterentwickelt werden (§ 4 Abs. 4,5 und 5a StromNEV/Gas NEV). Die Kosten von Verpächtern und Dienstleistern werden im weiteren Festlegungsverfahren konkretisiert. Ausgangspunkt sollen die Kosten sein, die beim Verpächter/Dienstleister für den Netzbetrieb angefallen sind. In Bezug auf Dienstleister soll wohl weiterhin ein Minimumabgleich erfolgen, die Regulungsdichte aber soll reduziert und überhöhte Kostenpotenziale sollen abgebaut werden.

Wie jedoch final der Abgleich zwischen den für den Netzbetreiber anfallenden Kosten und den Kosten aufseiten des Verpächters erfolgen soll, ist bis dato nicht konkretisiert.

AUFWANDSGLEICHE KOSTENPOSITIONEN

Der Effizienzgrundsatz (vgl. § 4 Abs. 1 StromNEV) findet weiterhin im Rahmen der Prüfung aufwandsgleicher Kosten Berücksichtigung. Sofern der von der BNetzA favorisierte WACC-Ansatz umgesetzt wird, ist der Fremdkapitalzinsaufwand/-ertrag allerdings nicht mehr als Bestandteil der aufwandsgleichen Kostenpositionen anzusehen.

Zudem hat sich in den vergangenen Kostenerhebungen gezeigt, dass „durchlaufende Posten“ uneinheitlich im Erhebungsbogen erfasst wurden. Hier werden klare Regelungen im Kontext der nicht berücksichtigungsfähigen Positionen angestrebt. Die BNetzA nennt zwar potenzielle Positionen wie Aufwendungen und Erträge aus Umsatzsteuer, EEG, KWKG, aus Umlagen, Mehr- und Minderungen und Konzessionsabgaben sowie für Differenzbilanzkreise, allerdings fehlt in diesem Kontext bisher eine klare Regelung.

REALKAPITALERHALTUNG

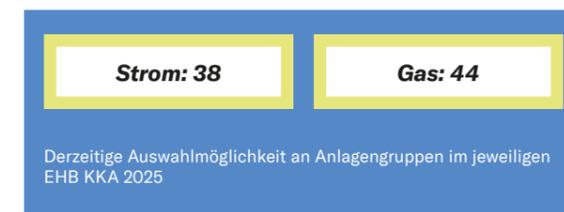
Das bisher gültige Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung soll durch ein Realkapitalerhaltungssystem abgelöst werden. Der Tenor aus hierzu eingegangenen Stellungnahmen auf die Umstellung ist nicht eindeutig. Die BNetzA begründet die Umstellung mit einer deutlich höheren Transparenz sowie einer einhergehenden Komplexitätsreduzierung. Gerade im Kontext der Festlegung von Indexreihen hat das in der Vergangenheit zu Beschwerdeverfahren geführt. Dem könnte durch die Umstellung auf die Methode der Realkapitalerhaltung begegnet werden. Zudem wird es gerade im Gasbereich aufgrund der Endlichkeit der Gasversorgung wohl nicht mehr nötig sein, „Wiederbeschaffungswerte“ anzusetzen.

Seitens der BNetzA wird vorgeschlagen, eine Umstellung auf Tagesneuwert-Basis zum Basisjahr der kommenden Regulierungsperiode vorzunehmen. Für Altanlagen erfolge demnach im nächsten Basisjahr letztmalig die Ermittlung auf Tagesneuwert-Basis. Zukünftig soll eine Fixierung der sich ergebenden Restwerte erfolgen. Das dabei angestrebte Ziel muss es sein, einen geeigneten Kompensationsmechanismus möglicher Nachteile zu schaffen. Die BNetzA argumentiert für die Umstellung auf das Realkapitalerhaltungssystem, eine eindeutige Festlegung ist jedoch noch nicht zu erkennen. Ebenfalls wird der Kompensationsmechanismus als Lösungsoption genannt, aber genauere Ausgestaltungsdetails werden offengelassen.

Nachdem Netzbetreiber hier – je nach Altersstruktur des kalkulatorischen Anlagevermögens – völlig unterschiedlich betroffen sein können, bleibt abzuwarten, ob die BNetzA einen „pauschalen“ oder „netzbetreiberindividuellen“ Kompensationsmechanismus etablieren wird.

KALKULATORISCHE ABSCHREIBUNG

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden weiterhin für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsnotwendigen Nutzungsdauern berechnet. Insbesondere aufgrund der zunehmenden Digitalisierung und des technischen Fortschritts besteht nach Meinung der BNetzA jedoch punktueller Anpassungsbedarf im Hinblick auf die Anlagengruppen.



Durch eine Reduzierung der Anlagengruppen soll zwar zum einen eine Vereinfachung erzielt werden. Zum anderen müssten aber gegebenenfalls neue Anlagengruppen mit aufgenommen werden, die bisher nicht vorhandene „digitale“ Anlagengüter darstellen können.

Zur Diskussion stehe noch, ob eine Vereinheitlichung der Nutzungsdauern auf den unteren Rand der StromNEV – derzeit von rund 95 Prozent der Netzbetreiber gewählt – bzw. eine generelle Anpassung der Nutzungsdauern nach unten umgesetzt werden soll. Diese Thematik wird für den Gasbereich derzeit separat behandelt (siehe Festlegungsverfahren „KANU 2.0“).

Sowohl bei den Anlagengruppen als auch bei den Nutzungsdauern liefert die BNetzA keine Konkretisierung, sondern sucht den weiteren Austausch mit den Stakeholdern der Strombranche.

BESTIMMUNG DES BETRIEBSNOTWENDIGEN VERMÖGENS

Die Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens erfolgt auf Basis der kalkulatorischen Restwerte sowie des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. Hinsichtlich der Ansatzfähigkeit einzelner Positionen beabsichtigt die BNetzA folgende Anpassungen:

ANLAGEN IM BAU/GELEISTETE ANZAHLUNGEN

Die Berücksichtigung von Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen erfolgt derzeit mit den Stichtagswerten 1.1. und 31.12. eines Jahres. Dies ergibt sich aus der Zugangsfiktion nach § 6 Strom/GasNEV, nachdem das kalkulatorische Anlagevermögen bereits zum 1.1. eines Jahres vorhanden ist.

Nach Ansicht der BNetzA sind zukünftig allerdings die im Betrachtungsjahr vorgenommenen Umbuchungen aus den Anlagen im Bau in die Aktivierung aus dem Anfangsbestand zum 1.1. zu eliminieren. Dies würde zwangsläufig zu einer Reduzierung des betriebsnotwendigen Vermögens über die Mittelwertbildung und einer geringen Kapitalverzinsung führen.

IMMATERIELLE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die Berücksichtigung von immateriellen Vermögensgegenständen wie z.B. auch geleisteten Baukostenzuschüssen wurde bisher nicht einheitlich umgesetzt. Die BNetzA strebt hier eine Vereinheitlichung der Ansatzfähigkeit dieser Positionen an und plant, diese zukünftig als separate Anlagengruppen aufzunehmen.

BETRIEBSNOTWENDIGES UMLAUFVERMÖGEN

Im Hinblick auf die Bestimmung eines pauschalen betriebsnotwendigen Umlaufvermögens verfolgt die BNetzA den Ansatz, dass 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus des jeweiligen Basisjahres zuzüglich der betriebsnotwendigen Vorräte anerkannt werden. Nach aktuellem Stand gebe es keinen Nachweis, dass seitens der Netzbetreiber eine höhere Quote gefordert werde. Hierbei ist hervorzuheben, dass dieser pauschalierte Ansatz wohl auch ohne tatsächlich vorhandenes Umlaufvermögen gewährt wird.

KALKULATORISCHE KAPITALVERZINSUNG

Für die kalkulatorische Kapitalverzinsung wird ein sachgerechtes pauschalierendes Verfahren verfolgt. Künftig soll die Verzinsung mittels eines „einfachen“ WACC-Ansatzes berechnet werden. Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich demnach aus nachfolgender Rechnung:



finden. Weiterhin sollen von Dritten entrichtete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse über 20 Jahre linear aufgelöst werden. Somit ergibt sich für die kostenmindernden Erlöse und Erträge keine Vereinfachung.

ZUSAMMENFASSUNG

Im Eckpunktepapier erhalten die Anmerkungen aus den bisher geführten Diskussionen sowie den eingereichten Stellungnahmen durchaus Einfluss. Für einige Positionen hat sich die BNetzA bereits eine sehr feste Meinung gebildet und schlägt konkrete Vorgehensweisen vor. Jedoch sind einige Fragestellungen auch weiterhin noch nicht final ausdiskutiert und der Ausgestaltungsrahmen weiter zu schärfen. Für Netzbetreiber wird zwar langsam der zukünftige Regulierungsrahmen greifbarer, jedoch bedarf es für die langfristige Planung deutlich konkretere Aussagen im Hinblick auf die Ausgestaltung des neuen Regulierungsrahmens seitens der BNetzA.

Die BNetzA verfolgt weiterhin einen transparenten und ergebnisoffenen Prozess. So können bis zum 30.8.2024 Stellungnahmen zum neu veröffentlichten Eckpunktepapier bei der BNetzA eingereicht werden. Um den weiteren Transformationsprozess aktiv und konstruktiv zu begleiten, empfiehlt es sich für Stakeholder aus dem Strom- und Gasbereich die Möglichkeit einer Stellungnahme zu nutzen. Basierend auf den eingereichten Stellungnahmen plant die Große Beschlusskammer voraussichtlich im 4. Quartal 2024 zwei Festlegungsentwürfe zu erarbeiten, die wiederum zur Konsultation gestellt werden.

Sie haben Fragen? Sprechen Sie uns gerne an!

GEWERBESTEUER

Im aktuell geltenden Regulierungsrahmen erfolgt die Ermittlung der kalkulatorischen Steuer auf Basis der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Nach bisherigem Stand der geführten Diskussionen soll zukünftig nur die Höhe der tatsächlichen Gewerbesteuer, die dem Netzbetrieb zugeordnet wird, anerkannt werden. Demnach würde auch eine Berücksichtigung der Gewerbesteuer im Kapitalkostenaufschlag entfallen.

Als Bemessungsgrundlage sollen demnach die individuellen Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse des Netzbetreibers gelten. Netzbetreiber, die faktisch keine Gewerbesteuern zu zahlen haben oder diese dem Stromnetz nicht zugeordnet haben, würden diese Position somit auch nicht innerhalb des Ausgangsniveaus ansetzen dürfen.

Diese Anpassung würde damit zu einer erheblichen Benachteiligung von einer Vielzahl von Netzbetreibern im Vergleich zum Status quo führen, sodass es nicht verwundert, dass zahlreiche Verbände und Netzbetreiber ablehnend auf diesen Vorschlag reagieren. Die BNetzA scheint sich in diesem Punkt aber bereits eine sehr feste Meinung gebildet zu haben, sodass eine Neuregelung der kalkulatorischen Steuer als wahrscheinlich anzusehen ist.

KOSTENMINDERNDE ERLÖSE UND ERTRÄGE

Der aktuell gültige Katalog für die kostenmindernden Erlöse und Erträge – ergänzt um Investitionszuschüsse – soll auch im neuen Regulierungsrahmen Anwendung

**Gesamtkapitalverzinsung (GKV) =
Verzinsungsbasis (RVB) x WACC-Rate**

**WACC-Rate =
EKQ x EK-Zinssatz + FKVQ x FK-Zinssatz**

EKQ = Eigenkapitalquote; FKVQ = Quote verzinsliches Fremdkapital

RVB = BNV – Zuschüsse

Demnach wird die regulierte Verzinsungsbasis (RVB) lediglich auf Basis des betriebsnotwendigen Vermögens (BNV), kalkulatorische Restwerte zzgl. Umlaufvermögens, bestimmt. Hiervon abgezogen werden noch die vom Netzbetreiber vereinnahmten Baukosten- und Investitionszuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Aus Sicht der BNetzA ist eine Vereinnahmung von Zuschüssen für Investitionen effizient. Vor diesem Hintergrund sind diese Zuschüsse individuell vom betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen.

Der Verzinsungssatz („WACC-Rate“) ergibt sich dabei aus einem „eigenfinanzierten“ und einem „fremdfinanzierten“ Anteil, die mit unterschiedlichen Zinssätzen verzinst werden.

Wie die Eigen- und die Fremdkapitalquote definiert und in welcher Höhe diese angesetzt werden, lässt die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier allerdings offen.

Kontakt für weitere Informationen



Tobias Boss
M.Sc. Volkswirtschaft
T +49 911 9193 3527
E tobias.boss@roedl.com



Anna-Sophie Obinger
M.Sc. Betriebswirtschaft
T +49 911 9193 2031
E anna-sophie.obinger@roedl.com

→ Erneuerbare Energien

Solarpaket I

Mehr Solarstrom, weniger Bürokratie

von Corinna Schmid und Leopold Gottinger

Ziel des EEG 2023 ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf Erneuerbaren Energien beruht, voranzutreiben. Zur Erreichung dieses Ziels soll der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland auf mindestens 80 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden, § 1 Abs. 2 EEG 2023.

Nachdem mit der Novellierung zum EEG 2023 bereits der Ausbaupfad des § 4 EEG 2023 angepasst wurde, hat der Bundestag am 26.4.2024 das Solarpaket I (BT

20/8657) verabschiedet. Gegenstand des Solarpakets I ist die Novellierung des EEG 2023 sowie weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften wie insbesondere des Energiewirtschaftsgesetzes, der Marktstammdatenregisterverordnung oder des Messstellenbetriebsgesetzes. Erklärtes Ziel ist die weitere Steigerung des Ausbaus der photovoltaischen Energieerzeugung in Deutschland. Dabei nimmt das Solarpaket I die gesamte Spannweite der Solaranlagen in den Blick, von der kleinen Anlage auf dem Balkon über Anlagen auf Dächern von Ein- und Mehrfamilienhäusern bis hin zu großen Freiflächenanlagen.



PV-ANLAGEN AUF GEBÄUDEN, MIETERSTROMMODELLE UND BALKON-KRAFTWERKE

Die Nutzung von Solaranlagen auf Gebäuden ist seit jeher eine der zentralen Säulen des Photovoltaik-Zubaus in Deutschland. Auch künftig soll diese durch ein breites Maßnahmenbündel des Solarpakets I gestärkt werden. Dies gilt insbesondere für den Ausbau von Photovoltaikanlagen im Bereich des Gewerbes und der Industrie.

So wird mit dem Solarpaket I als Reaktion auf die in den vergangenen Jahren erheblich gestiegenen Bau- und Kapitalkosten die Förderung für größere Solaranlagen auf Dächern ab 40 kW um 1,5 ct/kW angehoben, wobei hier jedoch noch die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission aussteht. Zusätzlich wächst das Ausschreibungsvolumen für Dach-PV-Anlagen ab dem Jahr 2026 auf insgesamt 2,3 GW pro Jahr an, § 28b Abs. 2 Nr. 4 EEG 2023.

Weiterhin werden durch das Solarpaket I die Schwellenwerte in Bezug auf die Direktvermarktung flexibilisiert. Wo in der Vergangenheit noch eine starre Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab einer installierten Leistung von mehr als 100 kW bestand, können künftig die Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 200 kW ihre Überschussmengen ohne Vergütung – aber auch ohne die teils erheblichen Direktvermarktungskosten – an den Netzbetreiber weitergeben, § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2023. Bei einer Inbetriebnahme in den Jahren 2024 oder 2025 ist die Schwelle sogar auf 400 kW erhöht (§ 100 Abs. 20 EEG 2023). Von dieser Novellierung profitieren insbesondere diejenigen Anlagenbetreiber mit einem hohen Eigenverbrauch, für die sich eine Direktvermarktung des Stroms bisher nicht lohnte. Neben der Einspeisemöglichkeit im Sinne des § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2023 wurden zudem die Vorgaben zur Direktvermarktung im Sinne des § 10b EEG 2023 erheblich erleichtert.

Auch im Bereich der Wohngebäude treten durch das Solarpaket I Neuerungen ein. Diese betreffen zunächst die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung im Sinne des § 42b EnWG. Dieses neue Modell ermöglicht eine bürokratiearme Lieferung von PV-Strom innerhalb eines Gebäudes. So soll die Weitergabe von PV-Strom an Wohn- oder Gewerbemieter oder Wohnungseigentümer weitestgehend von den Lieferantenpflichten ausgenommen und die Betreiber der PV-Anlage insbesondere von der Pflicht zur Reststromlieferung befreit werden. In der Konsequenz und in Abgrenzung zum eigenständig fortbestehenden Mieterstrommodell im Sinne des § 19 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. § 21 Abs. 3 EEG 2023 ist keine zusätzliche Förderung des in diesem Modell innerhalb des Gebäudes genutzten Stroms vorgesehen. Überschusseinspeisungen in das Netz werden – wie zuvor – nach dem EEG 2023 vergütet. Ergänzend führt das Solarpaket I auch zu einer Erweiterung des Anwendungsbereichs des Mieter-

strommodells im Sinne des § 19 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. § 21 Abs. 3 EEG 2023. So wird unter den Voraussetzungen des § 21 Abs. 3 EEG 2023 der Mieterstrom zukünftig auch bei gewerblichen Gebäuden und Nebenanlagen wie Garagen gefördert. Durch eine Vereinfachung in den Regeln zur Anlagenzusammenfassung werden zudem unverhältnismäßige technische Anforderungen vermieden, die bislang bei Quartierskonzepten häufig ein Problem darstellten.

Vor allem für den privaten Bereich relevant sind die Vorgaben für die Nutzung von Steckersolargeräten im Sinne des § 3 Nr. 43 EEG 2023, mithin den sog. Balkon-Kraftwerken. Steckersolargeräte bieten für Anlagenbetreiber eine niedrigschwellige Möglichkeit, sich an der Energieerzeugung zu beteiligen. Unter den Voraussetzungen des § 8 Abs. 5a EEG 2023 können nunmehr Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 kW und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen angeschlossen werden. Zwar ist weiterhin die Meldung der Anlagen beim Marktstammdatenregister erforderlich, entfallen ist hingegen die Pflicht zur Netzbetreiberanmeldung, § 8 Abs. 5a EEG 2023.

Erweitert wird durch das Solarpaket I auch die Möglichkeit der Erschließung von Gebäuden mit PV-Anlagen im Außenbereich, § 35 BauGB. Die bestehende EEG-Regelung, die verhindern sollte, dass neue Gebäude im Außenbereich zum alleinigen Zweck des Baus einer PV-Anlage (sog. „Solarstadt“) errichtet werden, bleibt zwar grundsätzlich erhalten. Der entscheidende Stichtag im Sinne des § 48 Abs. 3 EEG 2023 wurde jedoch auf den 1.3.2023 verschoben. In der Konsequenz können Dächer von bereits im Außenbereich bestehenden Gebäuden mit PV-Anlagen belegt werden.

PV-FREIFLÄCHENANLAGEN

Neben den Novellierungen im Bereich von PV-Anlagen auf Gebäuden, führt das Solarpaket I auch zu zahlreichen Neuerungen im Bereich der PV-Freiflächenanlagen. Ausgehend von einem zweigleisigen Ansatz sollen durch das Solarpaket I mehr Flächen zur Förderung von Solarparks zur Verfügung gestellt, zum anderen aber auch der Ausgleich mit landwirtschaftlichen und naturschutzrechtlichen Interessen gestärkt werden. Wo möglich, wird eine Mehrfachnutzung der Flächen angestrebt. Zugleich wird die Inanspruchnahme von landwirtschaftlichen Flächen begrenzt.

In Umsetzung dieses Vorhabens wurde die zulässige Gebotsmenge für Solaranlagen des ersten Segments von 20 auf 50 Megawatt pro Gebot einer zu installierenden Leistung erhöht, § 37 Abs. 3 EEG 2023. Auch wurde die Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen ausgeweitet: Benachteiligte Gebiete der Landwirtschaft werden

grundsätzlich für die Förderung klassischer PV-Freiflächenanlagen geöffnet. Allerdings haben die Länder eine Opt-out-Option, wenn ein bestimmter Anteil landwirtschaftlich genutzter Flächen durch PV-Anlagen überschritten wird. Dieser Schwellenwert ist so angesetzt, dass die Ziele für den PV-Ausbau im Sinne des § 1 Abs. 2 EEG 2023, § 4 EEG 2023 erreicht werden können. Ergänzend können die Länder bestimmte „weiche“ Schutzgebiete in den benachteiligten Gebieten ausschließen.

Novellierungen wurden zudem im Bereich der sog. besonderen Solaranlagen, mithin Agri-PV-Anlagen im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. a - c EEG 2023, Parkplatz-PV-Anlagen im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. d EEG 2023, Moor-PV-Anlagen im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. e EEG 2023 und Floating-PV-Anlagen im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. f EEG 2023 getroffen. Geringe Erfahrungswerte die neuen Anlagenkonzepte betreffend sowie der kostenintensivere Ausbau derartiger PV-Anlagen führen bisher dazu, dass dieses für den PV-Ausbau immer wichtigere Segment in nur einem geringen Umfang genutzt wurde. Um dem entgegenzuwirken und insbesondere die gemäß § 28a EEG 2023 stetig wachsenden Ausschreibungsmengen zu decken, werden zukünftig besondere Solaranlagen durch die Einführung eines neuen Untersegments in den Ausschreibungen (§ 37 EEG 2023) sowie eines angepassten Höchstwerts von nunmehr 9,5 ct/kW (§ 37d Abs. 1 S. 2 EEG 2023) privilegiert. Ziel ist es, den unterschiedlichen Technologieansätzen bei der Errichtung von Solaranlagen besser Rechnung zu tragen und die Technologieentwicklung im wettbewerblichen Ansatz anzureizen.

WINDKRAFT UND BIOMASSE

Zusätzlich zu solarer Strahlungsenergie werden auch Änderungen im Bereich Windkraft und Biomasse vorgenommen.

Bestehende Windenergiegebiete werden als Beschleunigungsgebiete anerkannt, was bedeutende Erleichterungen im Genehmigungsverfahren mit sich bringt. Diese Anerkennung musste nach der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie erfolgen und wurde daher im Solarpaket umgesetzt.

Die EU-Notfall-Verordnung (Verordnung (EU) 2022/2577), die Genehmigungserleichterungen für Windenergieanlagen und den Ausbau der Übertragungsnetze bietet, wurde verlängert. Anträge für vereinfachte Genehmigungsverfahren können nun bis zum 30.6.2025 gestellt werden.

Die Beschränkung des überragenden öffentlichen Interesses auf Hochspannungs- und Verteilnetze im Außenbereich wird aufgehoben, wodurch das Beschleunigungspotenzial im Verteilnetz, an das der Großteil der EE-Anlagen angeschlossen wird, erweitert wird.

Das Solarpaket I fördert auch innovative Technologien. Eine neue Vergütungsregelung für Flugwindenergieanlagen soll die Erzeugungstechnologie unterstützen und die konventionelle Windenergie an Land ergänzen. Die Förderung ist auf 50 Megawatt Leistung begrenzt, um die Kosten kontrollierbar zu halten.

Um die Stromerzeugung aus Biogas zu erleichtern, wurden ebenfalls Maßnahmen getroffen, wie das Aussetzen der Südquote und die Beibehaltung der Förderung bei der Kapazitätserweiterung von Kleingülleanlagen.

NETZANSCHLÜSSE UND SPEICHER FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

Ein wesentlicher Schritt zur Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien ist die Vereinheitlichung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB). Die über 850 Netzbetreiber in Deutschland müssen sich nun an einheitlichere Vorgaben halten. Sonderregelungen sind nur noch in begründeten Fällen erlaubt und müssen veröffentlicht werden. Dies vereinfacht das Verfahren für Projektierer erheblich und fördert die deutschlandweite Umsetzung von Energieprojekten.

Die neue Regelung zur Speichernutzung ermöglicht eine flexible Nutzung von Speichern, bekannt als "Multi-Use". Speicher, die bisher im Sommer genutzt wurden, um die Energieproduktion von Photovoltaikanlagen in die Abendstunden zu verschieben, können nun auch im Winter für den Handel mit Netzstrom eingesetzt werden. Das bisherige Ausschließlichkeitsprinzip wird angepasst, wobei weiterhin sichergestellt wird, dass nur Strom aus erneuerbaren Quellen gefördert wird.

Das Solarpaket I regelt auch das Wegenutzungsrecht auf öffentlichen Grundstücken. Dies umfasst das Recht zur Verlegung von Leitungen sowie das Überfahrtsrecht bei der Errichtung und dem Rückbau von Anlagen für Erneuerbare Energien. Diese Regelung erleichtert die infrastrukturelle Umsetzung von Energieprojekten.

Das vereinfachte Netzanschlussverfahren wird auf Anlagen bis zu einer Leistung von 30 kW ausgeweitet, was eine deutliche Verbesserung gegenüber der bisherigen Grenze von 10,8 kW darstellt. Auch für Anlagen bis zu 100 kW sind Vereinfachungen vorgesehen, was den Anschlussprozess weiter beschleunigt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Ausweitung des bevorzugten Netzanschlusses für Erneuerbare Energien auf Speicher. Dies stellt sicher, dass Speicherlösungen, die für die Stabilität des Netzes und die Speicherung erneuerbarer Energien unerlässlich sind, den gleichen Zugang zum Netz erhalten wie die Erzeugungsanlagen selbst.

FAZIT

Das Solarpaket I hat, über seine Bezeichnung hinaus, maßgebliche Änderungen im gesamten Erneuerbare-Energien-Recht vorgenommen und an vielen Stellen verbesserte Voraussetzungen für Anlagenbetreiber und Projektbetreiber geschaffen. Dennoch bleibt der Rechtsrahmen komplex und die konkreten Auswirkungen des Maßnahmenbündels bleiben abzuwarten.

Kontakt für weitere Informationen



Corinna Schmid
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 1335
E corinna.schmid@roedl.com



Leopold Gottinger
Rechtsanwalt
T +49 89 928780 397
E leopold.gottinger@roedl.com



ESG-TAG

24. September 2024
vor Ort in Frankfurt oder digital



Jetzt anmelden unter
www.roedl.de/esg-tag/anmeldung



→ Regulierung

Wasserstoff-Kernnetz

Festlegungsverfahren zur Bildung von Netzentgelten und Einrichtung eines Amortisationsmechanismus (WANDA)

von Jürgen Dobler

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 6.6.2024 die Festlegung zur „Bestimmung zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA)“ erlassen. Die rechtliche Grundlage hierfür basiert auf § 29 Abs. 1 i. V. m. § 28o Abs. 3 sowie § 28r Abs. 1 S. 2 und Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Mit WANDA schafft die BNetzA einen wirtschaftlich verlässlichen Rahmen für Investitionen in das Wasserstoffkernnetz. Das Wasserstoffkernnetz bildet die zentrale Infrastruktur, um den nationalen Transport von Wasserstoff zu unterstützen und langfristig zu sichern. Die Festlegung richtet sich an die Betreiber von Wasserstoffkernetzen.

AUSGANGSSITUATION

Mit dem Ausbau des Wasserstoffkernetzes erfolgt ein weiterer Schritt in Richtung Dekarbonisierung. Die Herausforderung im Wasserstoffhochlauf liegt gerade am Anfang darin, dass ein Ungleichgewicht zwischen Nachfrage nach Transportdienstleistungen und den enormen Ausbaukosten der Netze besteht. Daher ist es zwingend erforderlich sicherzustellen, dass die getätigten Investitionen refinanziert werden können ohne jedoch zu hohe oder nicht mehr tragfähige Netzentgelte zu implizieren. Die BNetzA möchte durch die WANDA-Festlegung den entsprechenden regulatorischen Rahmen schaffen.

WAS SIND DIE WESENTLICHEN REGULIERUNGSINHALTE?

- Ab dem 1.1.2025 wird an allen Ein- und Ausspeisepunkten ein Kapazitäts-Netzentgelt erhoben. Die Festlegung der Entgelthöhe ist bis zum 1.11.2024 vorgesehen. Für die anschließenden Jahre sollen diese zum 1.10. eines Kalenderjahres veröffentlicht werden.
- In der Festlegung werden allerdings zahlreiche Punkte ausgeklammert. So insbesondere die Zugangsbestimmungen zum Kernnetz sowie die Entgelthöhe. Zudem regelt WANDA nicht den staatlichen Fördermechanismus für eine Zwischenfinanzierung. Hierfür soll ein Amortisationskonto implementiert werden. Der Bund würde das verbleibende Ausfallrisiko übernehmen.

RAHMENBEDINGUNGEN FÜR NETZENTGELTE

Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten ein Entgelt (€/kW/h/a; vergleichbar mit den Entgelten von Fernleitungsnetzbetreibern). Maßgeblich ist hierfür eine nicht-unterbrechbare Jahreskapazität. Dabei legen alle Betreiber ein distanzunabhängiges Entgelt fest.

Ab dem Jahr 2025 wird ein einheitliches Hochlaufentgelt festgelegt, um die initialen Kosten des Kernnetzes bis 2055 zu refinanzieren. Das Hochlaufentgelt wird von der BNetzA festgelegt und jährlich an die Inflation angepasst. Dabei teilt sich die Amortisationsdauer bis 2055 in zwei Phasen: Anfangs werden von den Netzbetreibern noch Mindererlöse erwirtschaftet werden; im Zeitverlauf wird

sich dies durch das Hochlaufentgelt umkehren und die Netzbetreiber werden Mehrerlöse generieren. Die Amortisationsphase endet, sobald das intertemporale Kostenallokationskonto ausgeglichen ist.

Dieses intertemporale Kostenallokationskonto dient als Ausgleichsmechanismus und bildet die Differenzen zwischen den tatsächlichen Erlösen der Netzbetreiber und den genehmigten Netzkosten ab. Dabei gilt das intertemporale Kostenallokationskonto als ausgeglichen, wenn es nach Beginn des Hochlaufs entweder einen Betrag von Null erreicht oder das Amortisationskonto gemäß § 28s Abs. 1 EnWG durch den Bund ausgeglichen wird.

Für die Anwendung eines gemeinsamen Entgelts werden die geplanten Netzentgelterlöse zwischen den Wasserstoffkernnetzbetreibern durch monatliche Ausgleichszahlungen ausgeglichen. Diese Zahlungen basieren auf dem prozentualen Anteil der genehmigten Netzkosten eines jeden Betreibers an der Gesamtsumme der genehmigten Netzkosten aller Betreiber. Die jährliche Ausgleichszahlung ergibt sich aus der Differenz zwischen diesem Wert und den Erlösen des jeweiligen Betreibers bei Anwendung des gemeinsamen Entgelts auf die prognostizierten Kapazitätsvermarktungen. Die monatliche Ausgleichszahlung entspricht einem Zwölftel der jährlichen Ausgleichszahlung.

Um während der Amortisationsphase mögliche Liquiditätslücken durch einen stagnierenden Hochlauf auszugleichen, wird zudem die Möglichkeit geschaffen, an einem staatlichen Fördermechanismus teilzunehmen.



WEITERE BESTIMMUNGEN/SONDERREGELUNGEN

Darüber hinaus sind für Wasserstoffkernnetzbetreiber abweichend von der WasserstoffNEV Sonderregelungen vorgesehen. So wird unter anderem die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV für allgemeine Anlagen an die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer nach der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) angeglichen. Für die übrigen Anlagegüter greift ebenfalls die GasNEV, sofern der untere Rand der Nutzungsdauern nicht mehr als 35 Jahre beträgt.

Weiter werden gesonderte Rahmenbedingungen für die Verzinsung des Eigenkapitals festgelegt, die sowohl für Alt- als auch für Neuanlagen greifen. Die Eigenkapitalverzinsung wird an die Inflationsentwicklung angepasst und basiert auf dem auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindexes. Gemäß WANDA werden Erlöse aus staatlichen Fördermitteln nicht als kostenmindernde Erlöse angerechnet. Ebenfalls werden Aufwendungen zur Rückführung solcher Mittel nicht als aufwandsgleiche Kosten berücksichtigt. Jedoch können Erlöse und Aufwendungen für Ausgleichzahlungen sowie aus Netzentgelten erzielte Erlöse im Plan-Ist-Kostenabgleich berücksichtigt werden.

Die so bestimmten Netzentgelte dürfen vereinnahmt werden – weitere Erlösmöglichkeiten sind nicht vorgesehen. Darüber hinaus weist die BNetzA darauf hin, dass eine Entscheidung über die Kostenverteilung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt.

FAZIT

WANDA liefert einen detaillierten Rahmen für den weiteren Aufbau sowie wirtschaftlichen Betrieb des Wasserstoffkernnetzes und ist der nächste Schritt in Richtung funktionierendes Wasserstoffkernnetz. Es wird versucht, die finanziellen Risiken von Netzbetreibern zu minimieren sowie eine gerechte Verteilung der Kosten sicherzustellen. Durch die Einführung des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus wird ein Lösungsansatz geschaffen, der den Wasserstoffhochlauf langfristig sichern soll. Die Festlegung lässt jedoch auch Punkte wie den Zugang zum Kernnetz, die Entgelthöhe sowie mögliche Speicherrabatte offen. Für Betreiber von Gasverteilernetzen ist indes klar erkennbar: Die BNetzA hat einen wesentlichen Meilenstein für die Hochlaufphase im Wasserstoffnetz gelegt. Im Hinblick auf den Transformationsprozess der Gasverteilernetze gilt es, die Möglichkeiten einer Anbindung an das Wasserstoffkernnetz als strategische Handlungsoption zu untersuchen.

Sprechen Sie uns gerne an – wir unterstützen Ihr Unternehmen im Rahmen der strategischen Ausrichtung!

Kontakt für weitere Informationen



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

NACHHALTIGKEITS- BERICHTERSTATTUNG NACH CSRD BEI STADTWERKEN

Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen

Mit unserer Kurzstudie gehen wir der Frage nach, wie betroffene Stadtwerke und kommunale Unternehmen die neue Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) zur Nachhaltigkeitsberichterstattung, die seit Januar 2023 gilt, bewerten und umsetzen. Die verpflichtende Nachhaltigkeitsberichterstattung soll das Vertrauen in die Unternehmenspolitik der betroffenen Unternehmen stärken. Zukünftig werden Nachhaltigkeits- und Finanzinformationen gleichberechtigt nebeneinander stehen.

Durch unsere fiktive Fallstudie und Analyse der Herausforderungen möchten wir Unternehmen dabei unterstützen, sich auf die kommenden Anforderungen vorzubereiten und Chancen zur Stärkung ihrer Nachhaltigkeitsstrategien zu identifizieren.



JETZT HERUNTERLADEN »
bit.ly/csrd-studie



Veranstaltungshinweise

THEMA	Die Novelle der AVBFernwärmeV
TERMIN / ORT	4.9.2024 / online
THEMA	Netzwerk Wärmewende
TERMIN / ORT	11.9.2024 / online
THEMA	NWRN - Aktuelle Entwicklungen der Regulierung, der Netzwirtschaft und des Energierechtes - im 3. Quartal 2024
TERMIN / ORT	18.9.2024 / online
THEMA	Strategieforum Stadtwerkewende
TERMIN / ORT	25. & 26.9.2024 / Köln
THEMA	14. Branchentreffen Erneuerbare Energien
TERMIN / ORT	14.11.2024 / Nürnberg und online
THEMA	ESG-Anforderungen als Chance begreifen – „Grüne“ Produkte in der Fernwärme richtig kalkulieren
TERMIN / ORT	28.11.2024 / online
THEMA	NWRN - Aktuelle Entwicklungen der Regulierung, der Netzwirtschaft und des Energierechtes - im 4. Quartal 2024
TERMIN / ORT	10.12.2024 / online



Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Marketing Manager
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

2. Strategieforum STADTWERKEWENDE

Neue Wege für Stadtwerke – Zukunft gestalten

Jetzt anmelden:

Online unter
www.roedl.de/SFSWW

oder per E-Mail an
seminare@roedl.com



25. & 26. September
2024 in Köln

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

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

Urheberrecht:

Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC/04-31-1696

PEFC-zertifiziert

Dieses Produkt
stammt aus
nachhaltig
bewirtschafteten
Wäldern

www.pefc.de