

rechtliche Abwicklung der UER-Nachweisübertragung könnte zunächst darauf hindeuten, dass ein UER-Nachweis fungibel und damit handelbar ist. Die Handelbarkeit der UER-Nachweise wird allerdings durch die Regelungen zur Kontoinhaberschaft in der UERV ausgeschlossen. Gemäß § 26 Abs. 1 UERV haben lediglich Projektträger und Verpflichtete einen Zugang zu einem UER-Konto. Auch eine Anweisung zur Übertragung von UER-Nachweisen durch einen Dritten scheidet aus, da gemäß § 30 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 3 UERV nur Kontoinhaber oder Kontobevollmächtigte Übertragungen von UER-Nachweisen veranlassen dürfen. Anders als beim Handel mit EU-Emissionszertifikaten nach dem TEHG besteht damit keine Möglichkeit, ein Händlerkonto zu eröffnen.³⁰ Damit gelten insoweit nicht einmal die Regelungen zum Quotenhandel gemäß §§ 37a Abs. 6 und 7 BImSchG. Die UERV ist insoweit *lex specialis*.

Gleichwohl kann die Übertragung von UER-Nachweisen Gegenstand eines Quotenvermittlungsvertrages sein. Hierunter verpflichtet sich ein Dienstleister gegen Zahlung einer Provision, dem Quotenverpflichteten Kontakt zu Projektträgern zu vermitteln, mit denen dann UER-Übertragungsverträge geschlossen werden.

V. Bewertung und Fazit

Mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote und der Änderung der 38. BImSchV ergeben sich vielfältige Erfüllungsoptionen. Die Neuerungen im Bereich der Elektromobilität leisten einen weiteren Beitrag

zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, von denen im Rahmen des „Poolings“ Dienstleister und nun auch private Halter von Batterieelektrofahrzeugen profitieren. Die Erhöhung der Abgaben bei Nichterfüllung der Quotenpflicht auf 0,60 Euro pro Kilogramm CO₂-Äquivalent kann zukünftig zu einer höheren Nachfrage quotenverpflichteter Unternehmen führen. Zugleich verbessert die Dreifachanrechnung die Erlöse.

Mit der Neuregelung wird allerdings auch die grundsätzliche Nicht-Handelbarkeit der Treibhausgasminderungsquote in Frage gestellt, wenn im Rahmen des „Poolings“ von Ladestrommengen ein echter Handel mit der Treibhausgasminderungsquote zulässig ist. Es sind keine Gründe dafür ersichtlich, warum sich die durch Ladestrommengen generierte Minderungsquote von der durch Upstreamemissionsminderungen oder andere Erfüllungsoptionen generierte Quote in Bezug auf ihre Handelbarkeit unterscheidet. Insoweit bleiben die derzeitigen gesetzlichen Regelungen unklar. Wünschenswert wäre eine Vereinheitlichung der Mechanismen, um stärkere Anreize zur Emissionsminderung zu setzen.

29 Hauptzollamt Frankfurt (Oder), Anrechnung von Upstream-Emissionen, abrufbar unter https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Anrechnung-Upstream-Emissionsminderungen/anrechnung-upstream-emissionsminderungen_node.html.

30 DEHSt, Was ist das UER-Register des UBA?, abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/antworten/DE/Klimaschutzprojekte/065_UER-Register.html.

System der Netzentgeltbildung in Deutschland – Überlegung zur möglichen Einführung differenzierter (variabler) Netzentgelte innerhalb des einzelnen Verteilnetzes

Prof. Dr. Jörg-Rafael Heim/Annika Hagemann*

Das System der Netzentgeltbildung in Deutschland folgt spätestens seit der grundlegenden Novellierung durch das EnWG 2005 aufgrund der EU-Binnenmarkttrichtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG¹ einer klaren, in § 21 Abs. 2 EnWG kodifizierten Formel: die Summe der anerkennungsfähigen Netzkosten, also der *Kostenblock* eines effizienten Netzbetriebs für ein Geschäftsjahr bildet die Summe der in einem bestimmten anderen (regulierten) Geschäftsjahr zulässigerweise vom betroffenen Netzbetreiber zu erhebenden *Netzentgelte* (sog. kostenorientierte Netzentgeltregulierung).

Im Rahmen der auf Grundlage des § 21a EnWG eingeführten Anreizregulierung² hat der Ordnungsgeber diese Formel auf der Grundlage der Ermächtigung des § 21a EnWG derge-

stalt modifiziert, dass der anerkennungsfähige *Kostenblock* eines bestimmten Basisjahres die sog. Erlösobergrenze, also

* Prof. Dr. Jörg-Rafael Heim ist Professor für Betriebswirtschaftliche Steuerlehre, Controlling, Energiewirtschaft an der Hochschule Weserbergland (HSW). Annika Hagemann ist wissenschaftliche Mitarbeiterin an der HSW.

1 Sog. Beschleunigungsrichtlinien als Grundlage der Implementierung des § 21a EnWG; vgl. grundlegend *Albrecht/Herrmann* in: *Kment, EnWG*, 2. Aufl. 2019, § 21a Rdn. 4 m.w.N.

2 Zur europarechtlichen Freiheit der Mitgliedstaaten in der Wahl der Netzentgeltberechnungsmethode auch nach den Vorgaben der aktuellen Binnenmarkttrichtlinien siehe *Albrecht/Herrmann* in: *Kment, EnWG*, 2. Aufl. 2019, § 21a Rdn. 4 m.w.N.: europarechtlich vorgeschrieben ist allein eine ex ante-Genehmigung der Netznutzungstarife oder der Tarifberechnung durch eine nationale Regulierungsbehörde per se.

den *Höchstbetrag*³ der zulässigerweise vom Netzbetreiber zu erhebenden Netzentgelte für die fünf Geschäftsjahre der zu diesem Basisjahr gehörenden Regulierungsperiode bildet. Dieser Höchstbetrag unterliegt weiteren komplexen Absenkungs-/Anhebungsmechanismen (z.B. einer bestimmten Absenkung innerhalb der Regulierungsperiode im Falle eines 100% unterschreitenden Effizienzwertes), die für die nachfolgende Untersuchung indes nicht relevant sind und deshalb nicht näher betrachtet werden. Die Anreizregulierung zählt ebenfalls zur Fallgruppe der kostenorientierten Netzentgeltregulierung.⁴ Dabei beschränkt sich die Kostenorientierung auf den Kostenblock des *Basisjahres*. Die Erlösobergrenzen der Geschäftsjahre der dazugehörigen Regulierungsperiode sind entkoppelt von den eigenen Kosten dieser Geschäftsjahre, um für die Netzbetreiber – so die Vorstellung des Gesetz- und des Verordnungsgebers – Anreize für eine „effiziente Leistungserbringung“⁵ in Gestalt einer Unterschreitung der Kosten des Basisjahres innerhalb der Regulierungsperiode zu setzen.⁶

Für die Frage, welche Netzkosten den Gegenstand der jeweiligen Regulierung bilden – also die Netzkosten eines bestimmten örtlich radizierten *Netzgebietes* oder die (Gesamt-) Netzkosten eines bestimmten *Netzbetreibers* unabhängig von der Größe und Struktur des von diesem betriebenen Netzgebietes – hat sich der Gesetzgeber für den letztgenannten Anknüpfungspunkt entschieden. Bilden demgemäß bei der einzelnen Regulierungsentscheidung der Regulierungsbehörden die Netzkosten eines bestimmten Netzbetreibers die Rechenbasis für die Bemessung des diesem Netzbetreiber zuzubilligenden Netzentgeltes unabhängig von der Größe, Struktur (z.B. ländlich oder städtisch), des Zustands oder Alters des von diesem Netzbetreiber bewirtschafteten Netzgebietes bzw. Netzes, so führt dies dazu, dass verschiedene Netzbetreiber regelmäßig

- unterschiedlich hohe Netzkostenblöcke (Summe der Netzkosten im Basisjahr) aufweisen,
- die im Vergleich zwischen verschiedenen Netzbetreibern zu unterschiedlich hohen spezifischen Netzentgelten (Netzentgelt je transportierte kWh) führen,
- *innerhalb* des Netzgebietes eines einzelnen Netzbetreibers jedoch *einheitliche* spezifische Netzentgelte zur Folge haben.

Da der Netzkostenblock zur Ermittlung der Erlösobergrenze mithin linear (einheitlich) auf das Netzgebiet verteilt wird, ungeachtet der möglicherweise überaus unterschiedlichen Kostenverursachungsbeiträge verschiedener Teile dieses Netzgebiets, gilt in Deutschland der Grundsatz des *einheitlichen* Netzentgelts eines jeden Verteil-/Übertragungsnetzbetreibers.

Zur Nivellierung der damit notwendigerweise verbundenen Uneinheitlichkeit der Netzentgelte zwischen den verschiedenen Netzbetreibern untereinander und den daraus resultierenden Fragen zur Vereinbarkeit mit dem Grundsatz der Belastungsgleichheit aus Sicht der Netznutzer⁷ sind verschiedene Lösungsansätze entwickelt worden.⁸ Das Ziel einer Ver-

einheitlichung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber bis zum 1. Januar 2023⁹ sowie eine schrittweise Abschaffung vermiedener Netzentgelte verfolgt das am 22. Juli 2017 in Kraft getretene Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NeMOG)¹⁰. Derartige Überlegungen bilden nicht den Schwerpunkt dieses Aufsatzes und werden daher an dieser Stelle nicht weiterverfolgt.

Eingeschränkte Anwendung des Grundsatzes der Verursachungsgerechtigkeit in der Kostenträgerrechnung

Trotz der vorstehend beschriebenen – verursachungsunabhängig gestalteten – Vereinheitlichung des Netzgebietes für Zwecke der Netzentgeltkalkulation versucht der Verordnungsgeber, den der Kostenrechnung als Teildisziplin der Ökonomie innewohnenden Grundsatz der möglichst verursachungsgerechten Zuordnung von Kosten innerhalb eines Unternehmens immerhin insoweit abzubilden, als er für die Ermittlung der spezifischen Netzentgelte zwischen den Netz-/Umspannungsebenen (Stromnetz) bzw. den Druckstufen (Gasnetz) differenziert. Dies geschieht in der Kostenträgerrechnung nach § 17 Abs. 3 ff. StromNEV bzw. Abschnitt 3 GasNEV.¹¹ Diese Rechnung verfolgt das Ziel, den zunächst pauschal ermittelten Netzkosten-Gesamtblock des Basisjahres unter Berücksichtigung eines gewissen Maßes an Verursachungsgerechtigkeit auf die verschiedenen Netz-/Umspannungsebenen bzw. Druckstufen des Netzgebietes des jeweiligen Netzbetreibers zu verteilen. Hierbei greift der Verordnungsgeber für die Stromnetze – aus verständlichen Gründen der Praktikabilität und Handhabbarkeit – wiederum auf einen recht pauschalen Zuordnungsmaßstab zurück: die in der jeweiligen Netz-/Umspannungsebene bereitgestellte Jahreshöchstleistung unter Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeitsfunktion. Diese

3 § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG.

4 Ausführlich zum Wesen und zur Idee der Anreizregulierung vgl. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG vom 30.06.2006 zur Einführung der Anreizregulierung, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrungAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (letzter Aufruf: 10.08.2022).

5 Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung vom 30.06.2006 (Fn. 4), S. 21 unter 1.2.2.

6 Siehe grundlegend BT-Drs. 15/5268, S. 119/120.

7 Zum Verhältnis des Grundsatzes der Belastungsgleichheit zum allgemeinen Gleichheitssatz des Art 3 Abs.1 GG im Gebührenrecht vgl. etwa *Vetter* in: Christ/Oebbecke, Hdb. Kommunalabgabenrecht, 1. Aufl. 2016, D. Gebühren II. Prinzipien 3. Allgemeiner Gleichheitssatz a) Gleichheitsgrundsatz Rdn. 23 m.w.N.

8 Vgl. die Übersicht der Reformansätze zur bundesweiten Vereinheitlichung der Verteiler-Netzentgelte von IKEM/WINDNODE im SINTEG-Papier „Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0“, IKEM-Netzentgelte-Broschüre.pdf (letzter Aufruf: 10.08.2022).

9 Siehe hierzu §§ 14a ff. StromNEV.

10 BGBl. I 2017, 2503; zu den Grundzügen dieses Gesetzes siehe *Scholtka/Martin*, NJW 2018, 912 [913] unter 2.b.

11 Zum Umfang der Übernahme von Elementen der Netzentgeltmittlungssystematik aus der ehemaligen VV Strom II Plus in die aufgrund des EnWG 2005 neu geschaffenen Verordnungen und zur Funktion der (ebenfalls übernommenen) Kostenträgerrechnung als Gewährleistung einer „verursachungsgerechten Zuordnung der Kosten einer Netzebene auf die entnehmenden Netznutzer“ in diesem Zusammenhang vgl. *Schmidt-Preuß*, IR 2004, 146 unter III.

Jahreshöchstleistung bildet den Divisor, um aus den Kostenblöcken der jeweiligen Netz-/Umspannebene spezifische Jahresentgelte zu bilden.¹² Für die Gasnetze sieht § 15 GasNEV wegen der Ermittlung von Ausspeiseentgelten *und* – abweichend vom Stromnetz – Einspeiseentgelten eine abweichende Methodik vor, die „möglichst verursachungsgerecht“ nach „anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren“¹³ sicherstellen soll, dass die innerhalb der Regulierungsperiode voraussichtlich tatsächlich erzielten Erlöse aus Netzentgelten den tatsächlich entstandenen Kosten weitgehend entsprechen.¹⁴

Zuvor sind den einzelnen Netz-/Umspannungsebenen des Stromnetzes neben ihren eigenen Kosten ein Teil der Kosten der jeweils vorgelagerten Netz-/Umspannungsebene im Wege der *Kostenwälzung* nach § 14 Strom NEV zugewiesen worden. Maßstab für die Ermittlung der auf der jeweiligen Netz-/Umspannungsebene auf die nachgelagerten Ebenen zu wälzenden Kosten ist das Verhältnis der über alle Übergabepunkte gemessenen Jahreshöchstleistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach § 16 StromNEV.

Die Jahreshöchstlast ist zwar im Ansatz ein erster Indikator für die technische Beanspruchung der jeweiligen Netz-/Umspannungsebene und damit für die durch diese Ebene ausgelösten Kosten. Diese vom Ordnungsgeber gewählte Methodik ist jedoch von einer tatsächlich verursachungsgerechten Zuordnung von Netzkosten, die die Kapitalkosten (CAPEX) und operativen, laufenden Kosten (OPEX) umfassen, signifikant entfernt.

Status Quo individueller Netzentgelte wegen Netzdienlichkeit: § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV sowie § 14a EnWG

Derzeit hat der Ordnungsgeber eine Rücksichtnahme des Netzkunden auf die Belange des Netzbetreibers in Gestalt eines - ordnungsgeberseitig angenommenen - netzentlastenden (netzdienlichen) Verhaltens lediglich in drei Fallgruppen anerkannt und mit einer Netzentgeltreduktion belohnt: die Fälle des § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV. Damit werden lediglich folgende Fälle des angenommenen netzdienlichen Verhaltens eines Letztverbrauchers bzw. Netznutzers erfasst:

- erhebliche Abweichung des Höchstlastbeitrags von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus derselben Netz-/Umspannebene (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV),¹⁵
- Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden/a und Stromverbrauch von mehr als 10 GWh/a an derselben Abnahmestelle (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV),¹⁶
- Entgelte für singular genutzte Betriebsmittel (§ 19 Abs. 3 StromNEV).
- Während bei der erstgenannten Fallgruppe eine physikalisch netzentlastende Wirkung durch Netznutzung in Schwachlastzeiten noch erkennbar ist, fehlt es daran in der zweitgenannten Fallgruppe. So wird es in der Literatur zu Recht als „unklar“ bezeichnet¹⁷, inwiefern ein Letztverbraucher mit den benannten Abnahmedaten, die regelmäßig durch eine hohe Stromentnahme über einen

langen Zeitraum gekennzeichnet sind, zu einer physikalisch relevanten Netzentlastung beitragen kann. Bei der letztgenannten Fallgruppe beruht die Netzentgeltreduktion erkennbar nicht auf einer angenommenen physikalischen Netzentlastung, sondern auf einer besseren Zuordnungsmöglichkeit der mit dem Netzentgelt zu erstattenenden Kosten des Netzbetreibers in der betroffenen Form der Netznutzung.¹⁸

Aus technischer Sicht verfügt eine Reihe weiterer Fallgruppen über eine netzentlastende Wirkung, die jedoch nach dem derzeitigen System keine Modifikation des vom Netznutzer zu zahlenden Netzentgelts bewirken. Entsprechend gering ist im derzeitigen System die Anreizwirkung, die Strom-/Gasentnahme dergestalt netzentlastend zu gestalten.

Hinzu kommt die notwendige Umlagenfinanzierung der Netzentgelt-Ausfälle für die von der Netzentgeltermäßigung nach § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV betroffenen Netzbetreiber. Mit der Einführung der Umlagenfinanzierung hat sich der Ordnungsgeber im Ergebnis vom Grundsatz der verursachungsgerechten Zuordnung von (Netz-)Kosten noch weiter entfernt als vor der Einführung der Netzentgeltreduktionsregelungen des § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV.

Der bereits im Rahmen der EnWG-Novelle 2011¹⁹ in das EnWG aufgenommene § 14a EnWG enthält zwar einen vielversprechenden grundlegenden Ansatz im Hinblick auf echte Anreize zur Gestaltung eines netzentlastenden (netzdienlichen) Entnahmeverhaltens des Netzkunden bzw. Letztverbrauchers durch Flexibilität bei der Gestaltung der Netznutzung.²⁰ Die zur Verwirklichung der Ziele des § 14a EnWG erforderliche Verordnung ist jedoch nach ihrer Rücknahme im ersten Anlauf²¹ aufgrund erheblicher Branchenkritik²² bislang nicht in novellierter Form in Kraft getreten. Ohne eine

12 Zu den Details der Ermittlung der Jahreshöchstleistung und zur Methodik der Jahresentgelt-Ermittlung für Entnahmen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz siehe *Reuter* in: *Schwieters/Gerdes/Otto, Mussaeus, Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, Praxishandbuch zum EnWG*, Bd. I Netzwirtschaft, 4. Aufl. 2015, Kap. 7.4.1.2 Kostenträgerrechnung Strom, S. 363/364.

13 § 15 Abs. 2 und 3 GasNEV.

14 § 15 Abs. 5 GasNEV.

15 Zur Deckelung der Netzentgeltermäßigungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV siehe *de Wyl/Thole/Bartsch* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft*, 5. Aufl. 2021, Kap. 6 Netzbetrieb und Netznutzung, § 17. Rdn. 320.

16 Zur Deckelung der Netzentgeltermäßigungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV siehe *de Wyl/Thole/Bartsch* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft* (Fn. 15) Rdn. 320.

17 *Reuter* in: *Schwieters/Gerdes/Otto, Mussaeus, Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, Praxishandbuch zum EnWG*, Bd. I Netzwirtschaft, 4. Aufl. 2015, Kap. 7.4.1.2 Kostenträgerrechnung Strom, S. 365

18 Ebenso *de Wyl/Thole/Bartsch* in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft* (Fn. 15) Rdn. 322.

19 Durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.07.2011, BGBl. I 2011, 1554.

20 Ebenso der vom Gesetzgeber verfolgte Zweck einer Entlastung der Netze und insbesondere zur Vermeidung von Lastspitzen, vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 73.

21 Referentenentwurf des BMWi vom 22.12.2020 für ein sog. Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – *SteuVerG*.

22 So namentlich *Schnurre* in: *Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG*, 3. Edition 01.06.2022., § 14a Rdn. 28.

derartige Verordnung bleibt die Regelung des § 14a EnWG ohne jegliche (Rechts-) Wirkung.

Rahmenbedingungen zur Einführung eines Modells mit höherer Verursachungsgerechtigkeit für lokal gelieferten Grünstrom

Die Lieferung von Strom in einem lokal begrenzten Gebiet – also die Einspeisung und Entnahme von Strom innerhalb eines örtlich radizierten Gebietes – zu den Fallgruppen einer netzentlastenden Nutzung des Stromnetzes. Dies gilt in besonderem Maße, wenn – Einspeisung und Entnahme auf derselben Netz-/Umspannungsebene erfolgen. Insbesondere werden die vorgelagerten Netzebenen entlastet, da der von dieser Stromlieferung betroffene Letztverbraucher nicht mit zentral z.B. in einem Windpark erzeugten, über weite Strecken transportierten Strom versorgt werden muss.

Es erscheint daher zielführend zu untersuchen, ob eine derartige Fallgruppe tatsächlicher, physikalisch relevanter Netzentlastung nicht künftig in einem reduzierten Netzentgelt sein Äquivalent finden sollte. Denn eine solche netzentlastende Form der Netznutzung erspart dem Netzbetreiber regelmäßig die Kosten weiteren Netzausbaus und möglicherweise auch einen Teil der Kosten der laufenden Netznutzung z.B. durch eine geringere Anzahl zu behebbender Versorgungsstörungen.

Eine solche Netzentgeltreduktion sollte dabei

- einen möglichst geringen Eingriff in die bestehende Systematik der Netzentgeltbildung beinhalten,
- nicht der Umlagenfinanzierung bedürfen, sondern sich in Form einer abweichenden Verteilung des (unveränderten) Netzkostenblocks auf die verschiedenen Netz-/Umspannungsebenen bzw. Druckstufen darstellen,
- höchste Praktikabilität z.B. durch pauschalisierte Ermittlung der Netzentgeltreduktion aufweisen und keinen nennenswerten Verwaltungsaufwand verursachen.

In Österreich wurde vor kurzem ein System der von der Netzdienlichkeit der Netznutzung abhängigen Entgeltbemessung eingeführt. Dieses System könnte Vorbildcharakter für eine Reform des bundesdeutschen Systems haben und bedarf deshalb der nachfolgenden Untersuchung auf Funktionalität und Praktikabilität.

Tarifierung der NNE in Österreich:

Das österreichische System zur Deckung der Netzkosten, welche zur Kompensation der Kosten für die Instandhaltung und den Betrieb des Stromnetzes erforderlich sind, sieht eine unterschiedliche Tarifierung in Abhängigkeit verschiedener Merkmale vor.²³ Die dem Netzbetreiber entstandenen Kosten werden an sämtliche Netznutzende weiterbelastet. Die Höhe der Weiterberechnung in Form eines Tarifes ergibt sich aus der genutzten Spannungsebene. Es sind sieben Spannungsebenen zu unterscheiden. Eine überwiegende Anzahl der Haushalte ist in der Netzebene sieben angeschlossen. Die Kostenanerkennung erfolgt durch die Regulierungsbehörde E-Control, vorgenommen. So werden die verauslagten Kosten des Netzbetreibers vollständig an die Netznutzenden weitergeleitet.

Seit dem Jahr 2021 sieht das nationale österreichische Recht durch das Inkrafttreten des EAG sowie Änderungen des EIWOG die freiwillige Teilnahme an Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften vor.²⁴ Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft wird definiert als Zusammenschluss von mindestens zwei Teilnehmenden, welche in örtlicher Nähe zueinander angesiedelt sind, zum Zweck der gemeinschaftlichen Produktion sowie Verwertung von Strom und Wärme, welche durch einen erneuerbaren Primärenergieträger erzeugt wird.²⁵ Erneuerbare Energie-Gemeinschaften werden als eigenständige juristische Personen behandelt.²⁶ Die erzeugte erneuerbare Energie soll innerhalb der Gemeinschaft erzeugt, verbraucht und/oder gespeichert sowie gehandelt werden. Die Erbringung von weiteren Energiedienstleistungen ist nach EIWOG ebenfalls zulässig. Bei der Wahl der Rechtspersönlichkeit der Erneuerbaren-Energie-gemeinschaft sind vielseitige Varianten denkbar, so kann die Rechtsform der Kapital- oder Personengesellschaft sowie die der Genossenschaft oder des Vereins gewählt werden.²⁷ Ein besonderes Merkmal einer solchen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft besteht darin, dass die Erzeugungsanlage nicht im Eigentum der Gesellschaft befindlich sein muss. So sind unter anderem Leasing- und Contractingmodelle der Gemeinschaft denkbar.

Mit Inkrafttreten der Systemnutzungsentgelte-Verordnung der E-Control zum reduzierten Systemnutzungsentgelt für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften am 1.11.2021 hat die Regulierungsbehörde eine Möglichkeit der Verminderung von Systemnutzungsentgelten (Netznutzungsentgelten) für Energiegemeinschaften geschaffen.

Ziel des österreichischen Netzentgeltsystems „Tarife 2.0“ bzw. „Tarife 2.1“ sei die gerechte Verteilung von Netzentgelten durch den Einbezug einer erhöhten Dezentralisierung.²⁸ Hiermit reagiert die Regulierungsbehörde an die veränderten Anforderungen aufgrund der modifizierten Nutzungsstrukturen der Verbraucher und mit Blick auf die Energiewendeziele. Mit dem Smart-Meter-Rollout und der damit verbundenen Digitalisierung der Stromnetze sollen weitere Tarifierungs-

23 Vgl. hierzu und zum Folgenden RIS – Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 16.6.2022 i. V. m. E-Control, Entgeltermittlungsverfahren - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022); E-Control, Vergleich der Netzentgelte - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022); E-Control, Entgeltermittlungsverfahren - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022) sowie E-Control, Tarife 2.1 - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022).

24 Vgl. hierzu und zum Folgenden E-Control, Vergleich der Energiegemeinschaften - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022) sowie Cejka, Privatrechtliche Aspekte der österreichischen Umsetzung von Energiegemeinschaften im EAG-Paket, Fachzeitschrift für Wirtschaftsrecht (ecolex), 2021.

25 § 79 EAG i. V. m. § 16c f. EIWOG. i. V. m. E-Control, Tarife 2.1 - www.e-control.at, 2022 (zuletzt aufgerufen am 12.08.2022).

26 RED II; E-Control, Vergleich der Energiegemeinschaften - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022) sowie Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, <https://energiegemeinschaften.gv.at/organisation/>, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022).

27 § 79 (2) EAG.

28 E-Control, Tarife 2.1, Weiterentwicklung der Entgeltstruktur für den Stromnetzbereich, Tarife 2.1 - www.e-control.at, 2021 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022).

möglichkeiten als Anreiz systemdienlicher Netznutzung geschaffen werden. Die Berechnung der Netznutzungsentgelte soll nach der tatsächlichen Nutzung, folglich der tatsächlichen Einspeisung und Entnahme erfolgen. Mittels der Fokussierung auf die Leistungskomponente sollen insbesondere Stromeinspeiser einer höheren Kostenbeteiligung unterliegen als in der Vergangenheit, wodurch Privathaushalte entlastet werden können. Für Privatkunden sollen Vergünstigungen bei netzdienlichem Verhalten geschaffen werden. Mittels zentraler Steuerung und unterbrechbaren Tarifen bestimmter Komponenten erfolgt eine Nutzungsverhaltensbestimmte Tarifierung, welche eine Gesamtkostenenkung realisieren könnte. Netzinvestitionen könnten durch diese systemdienliche Netznutzung vermieden werden. Im Folgenden soll die Ausgestaltung in der Niederspannungsebene werden.

Durch die Festlegung Tarife 2.0 ergeben sich Einzelkomponenten aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis und diversen Pauschalen. Pauschalierte Tarifanteile bieten keinen ausreichenden Anreiz zur systemdienlichen Netznutzung. Der Einbezug des Leistungspreises in das Tarifsysteem führt zu einem intensiveren Kostenweitergabe an Kunden mit hohen Lastspitzen, gegenüber Nutzern mit konstanteren Lastflüssen. Beispiele sind das Laden von Elektroautos oder die Nutzung von Wärmepumpen. Diese Tarifierung ist bei Nutzung eines Smart Meters möglich, da die Messung der Monatshöchstlast zur Berechnung des netzentlastenden Verhaltens erforderlich ist.

Ferner sind die Tarifzonen nach regionalen Gegebenheiten zu unterscheiden. Die Tarifzonen werden nach ihrer geografischen Lage und Parametern des Netzanschlusses von EE-Anlagen festgelegt. Die Tarife unterscheiden somit die Beanspruchung der Netze anhand von Netzdurchleitungen.

Anhand von drei Stufen besteht die Möglichkeit, die Netznutzungsentgelte beziehungsweise den Arbeitspreis, um 28, 57 oder 64 % zu reduzieren. Im Zentrum der Gemeinschaft steht der Zweck der gemeinschaftlichen Beteiligung an der Dekarbonisierung.²⁹ Neben wesentlichen finanziellen Vorteil der Reduzierung von Netznutzungsentgelten, ergeben sich für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften weitere ökologische Nutzen, welche im Rahmen dieses Aufsatzes nicht dezidiert betrachtet werden, wirken sich positiv auf das Erreichen der Klimaziele aus. Der Erhalt einer Marktprämie für erzeugten und nicht innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften verbrauchten Energiemengen gilt als wesentlicher wirtschaftlicher Vorteil.

Die Tarife unterscheiden sich in die Merkmale der Lokal- und Regionalität.

Die sogenannten lokalen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nutzen ausschließlich die Netzebenen 6 und 7 bei einer Reduzierung um 57 %. Regionale Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften erfüllen neben der Prämisse der Nutzung der Netzebenen 6 und 7 das Merkmal der Nutzung der Mittelspannungsebene 5 sowie der Mittelspannungsumspannebene, der Netzebene 4. Bei der Nutzung der Netzebenen 4 und 5 erfolgt eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte um 28 %. Werden die Netzebenen 6 und 7 von regionale EEG

beansprucht, so besteht die Reduktionsmöglichkeit um 28 % der Entgelte für de Arbeitspreis.

Ortsnetztarifs im Regionalbereich wurden für die Niederspannung die Kosten der Netzebenen 5, 6 und 7 einbezogen, für den Ortsnetztarif der Mittelspannung im Regionalbereich wurden nur die Kosten der Netzebene 5 berücksichtigt.

Als wesentliche Prämisse bei der Abgrenzung von EEG ist die räumliche Nähe, der sogenannten Verbrauchernähe, zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom zu skizzieren. Die Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen sind in einem Gebiet des gleichen Netzbetreibers über die Nieder- oder Mittelspannung (Netzebenen 5 bis 7) miteinander verbunden sein. Erfüllen die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften diese Anforderungen, so erhalten die Teilnehmenden Zutritt zu den Ortsnetztarifen. Netzbetreiberseitig sind die Voraussetzungen für den Zusammenschluss zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie der Anschluss an den entsprechenden Spannungsebenen innerhalb des Netzgebietes. Die Überprüfung der Voraussetzungen der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften obliegt ausschließlich dem Netzbetreiber. Auch die Teilnahme eines Netznutzenden an in der Gründung befindlichen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ist seitens des Netzbetreibers zu gewähren, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind.

Werden nachgelagerte Netzkosten von regionalen EEG vermieden, ist die Tarifnutzung mit einer Reduzierung des Arbeitspreises um 64 % möglich. Folglich wird die kostenintensivere Niederspannungsebene nicht genutzt, eine Umspannung von der Mittelspannungsebene auf die Niederspannungsebene ist nicht erforderlich. Bei einer Nutzung der Netzebenen bis hin zur Netzebene 7 werden höhere Netzkosten verursacht. Somit wird hier ein geringerer Abschlag angesetzt.

Innerhalb der EEG wird erzeugte Energie, wie beschrieben, gemeinschaftlich genutzt. Die Teilnehmenden werden auch als sogenannte Prosumer bezeichnet, da sie die originäre Eigenschaft des Produzenten, Händlers sowie Konsumenten verlieren.³⁰ Die innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften erzeugte Energie ist primär in der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften selbst zu verbrauchen. In Zeiten eines Stromüberschusses besteht neben der Speicherung die Möglichkeit der Abgabe in das entsprechende Stromnetz. Bei einem Engpass an erzeugter Energie kann die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften die zur Deckung des Strombedarfes notwendige Energie von weiteren Lieferanten außerhalb der EEG respektive anderen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beziehen. Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ersetzt den konventionellen Lieferanten und ist als eigenständiger Akteur zu verstehen. Die Verteilung der Energie kann dynamisch oder statisch erfolgen. Bei dem dynamischen Verfahren wird jedem Teilnehmenden ein Teil der erzeugten

29 Vgl. hierzu und zum Folgenden E-Control, Tarife 2.1 - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022).

30 Vgl. hierzu und zum Folgenden E-Control, Vergleich der Energiegemeinschaften - www.e-control.at, 2022 (zuletzt abgerufen am 12.08.2022)

Energie, entsprechend des jeweiligen Bezugsverhaltens des Prosumers, zugeteilt. Die Zuteilung erfolgt auf Basis von Viertelstundenwerten. Bei einer statischen Verteilung erhält jeder Teilnehmende den gleichen Anteil an erzeugtem Strom

innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. In diesem Szenario wird die übrige Energie nicht an einen anderen Prosumer innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften abgegeben, sondern in das öffentliche Netz gespeist.

Bürgerenergiegesellschaften und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – neue Beteiligungsmodelle für kommunale Akteure?

Ilka Hoffmann und Franziska Waurisch*

I. Einführung

Kommunen und ihre Versorgungsunternehmen sind seit jeher stark in die Energiewirtschaft und die leitungsgebundene Strom-, Gas-, und Fernwärmeversorgung eingebunden.¹ Sie gelten als Dreh- und Angelpunkt der lokalen Energiewende.² Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für den Klimaschutz wird z.B. die (Re-) Kommunalisierung der Energieversorgung³ und angesichts der globalen Entwicklungen der „Bottom-up-Ansatz“⁴ diskutiert.

Mit dem sog. EU-Winterpaket hat der europäische Gesetzgeber 2019 die Wichtigkeit dezentraler Akteure für die Transformation des Energiesystems⁵ hervorgehoben und die Rolle dezentraler Akteure gestärkt. Die Mitgliedstaaten sollen nunmehr Kommunen⁶ und anderen lokalen Akteuren ermöglichen, sich zu Energiegemeinschaften zusammenzuschließen und ihnen den Marktzutritt gewähren. Darüber hinaus wird den Mitgliedstaaten ein Spielraum bei der Privilegierung von Energiegemeinschaften eröffnet. Für den erneuerbaren Bereich hat der europäische Gesetzgeber die Rechtsfigur der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EE-Gemeinschaft) geschaffen.⁷ Vor diesem Hintergrund wurden mit dem EEG 2023 u.a. kommunenbezogene Vorgaben zu Bürgerenergiegesellschaften überarbeitet.

Da Kommunen energiewirtschaftliche Tätigkeiten häufig in Gestalt kommunaler Unternehmen ausüben, stellt sich nicht nur die Frage, wie sich Kommunen an EE-Gemeinschaften bzw. Bürgerenergiegesellschaften beteiligen können, sondern auch, ob kommunalen Unternehmen entsprechende Beteiligungen möglich sind.

II. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Der europäische Gesetzgeber hat 2019 im Rahmen des sog. EU-Winterpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ ein umfangreiches Maßnahmenpaket verabschiedet und den bis dahin geltenden Rechtsrahmen erheblich modifiziert. Das aus insgesamt acht Rechtsakten bestehende Maßnahmenpaket enthält zahlreiche Regelungen zur Erreichung der gesetzten Klimaziele und Umstrukturierung des europäischen Strommarktes. Eine wichtige Rolle für diese Transformation des

Energiesystems wird dezentralen Akteuren zugeschrieben. Die Beteiligung dezentraler Akteure⁸ ist insbesondere in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)⁹ und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL)¹⁰ geregelt.

1. Europäische Vorgaben

Vorgaben für EE-Gemeinschaften, deren Tätigkeitsbereich die Produktion, den Verbrauch, das Speichern und den Ver-

* Ilka Hoffmann arbeitet als Rechtsanwältin und Mediatorin in Hamburg und als Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Fachhochschule Westküste, Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE), in Heide. Der Beitrag ist im Rahmen des vom BMWi/BMBF geförderten Leuchtturmprojekts „QUARREE100“ (www.quarree100.de) entstanden.

Franziska Waurisch studiert Wirtschaftsrecht (LL.B.) an der Fachhochschule Westküste und arbeitet als studentische Hilfskraft am Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) der Fachhochschule Westküste in Heide.

1 Weiterführend *Oebbecke* in: Mann/Püttner, Handbuch der kommunalen Wissenschaft und Praxis, 3. Aufl. 2011, Band 2, Teil 14, § 54 Rn. 1 m.w.N.

2 Vgl. z.B. die gemeinsame Pressemitteilung des Bundesministeriums mit dem Deutschen Städte- und Gemeindebund vom 28.2.2013 – Klimaschutz und Energiewende nur mit Städten und Gemeinden sowie *Danner* in: Theobald/Kühling, Energierecht, 113. EL August 2021, Rn. 40 f., Erwägungsgrund (62) EE-RL: Die regionale und lokale Gebietskörperschaften für erneuerbare Energieträger festlegen, sind häufig ambitionierter als die Ziele auf nationaler Ebene.

3 *Vom Dahl*, Beschleunigung der Energiewende durch Betätigung der Kommunen als Netzeigentümer?, N&R 2015, 194 (194 ff.).

4 *Kahl*, Klimaschutz durch die Kommunen – Möglichkeiten und Grenzen, ZUR 2010, 395 (395).

5 Zu den Inhalten der Transformation des Energiesystems vgl. *Danner* in: Theobald/Kühling, Energierecht, 113. EL August 2021, Rn. 41 f.

6 Weiterführend zur Rolle von Kommunen als dezentrales Element im vierstufigen Verwaltungsaufbau der Bundesrepublik Deutschland *Mehde* in: Dürig/Herzog/Scholz, Werkstand 95. EL Juli 2021, Art. 28 Abs. 2 GG, Rn. 33 – 37.

7 Eine Beteiligung an Bürgerenergiegemeinschaften im Sinne der EBM-RL, die grundsätzlich auch in Frage käme, ist nicht Gegenstand dieser Bearbeitung.

8 Erwägungsgrund (4) EBM-RL und Erwägungsgründe (63) sowie (65) ff. EE-RL.

9 Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II), ABl. L 328 v. 21.12.2018, 82 – 209.

10 Richtlinie 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158 v. 14.6.2019, 125 – 199.