

**IKEM**

RECHTSWISSENSCHAFTLICHES PAPER

# **Sektorengekoppelte Wärmeversorgung – Rechtliche Hemmnisse im Quartier**

November 2025

Institut für Klimaschutz,  
Energie und Mobilität e.V.

# Sektorenggekoppelte Wärmeversorgung – Rechtliche Hemmnisse im Quartier

Das Projekt HybridBOT\_FW untersucht die Möglichkeiten der Betriebsoptimierung von Wärmenetzen als Teil eines hybriden Energiesystems. Mittels Sektorenkopplung sollen die Speichermöglichkeiten der Wärmenetze für die netzdienliche Führung der Stromnetze genutzt und die Transformation der Wärmenetze mithilfe erneuerbaren Stroms vorangetrieben werden. In diesem Kontext untersucht dieses Paper die rechtlichen Rahmenbedingungen einer sektorenggekoppelten Wärmeversorgung auf Quartiersebene und identifiziert sowohl strom- als auch wärmeseitige Hemmnisse. Aufbauend auf dieser Analyse werden regulatorische Handlungsempfehlungen formuliert, die auf die Beseitigung bestehender Hemmnisse und die Förderung einer integrierten, sektorenggekoppelten Wärmeversorgung im Quartier abzielen.

## Zitiervorschlag

Stamme, Franziska; Würkert, Yannick (2025): Sektorenggekoppelte Wärmeversorgung – Rechtliche Hemmnisse im Quartier. Rechtswissenschaftliches Paper, entstanden im Projekt Hybrid-BOT\_FW.

## Autorin

Franziska Stamme  
[franziska.stamme@ikem.de](mailto:franziska.stamme@ikem.de)

Yannick Würkert  
[yannick.wuerkert@ikem.de](mailto:yannick.wuerkert@ikem.de)

## Förderhinweis

Dieses Paper entstand im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten Projekts „HybridBOT\_FW. Transformation und Betriebsoptimierung von Wärmenetzen für die Entwicklung hybrider Netzstrukturen zur netzdienlichen Quartiersversorgung“.

## Layout und Grafiken

Julie Hertel



## Disclaimer

Für den Inhalt des Papers zeichnen sich die Studienautor:innen verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Fördergebers dar.

## Geschlechtsneutrale Sprache

In diesem Paper wird, soweit möglich, eine geschlechtsneutrale Sprache verwendet. In Fällen, in denen dies nicht möglich ist, wird der sogenannte „Gender-Doppelpunkt“ verwendet (z.B. Ex-pert:innen). Sofern es sich allerdings um die Wiedergabe von Werken und Gesetzestexten handelt, welche nur das generische Maskulinum verwenden, wird der Text in dieser Form wiedergegeben. Diese Quellen beziehen sich, sofern nicht anders kenntlich gemacht, auf alle Geschlechter.

# Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	1
1. Einleitung: Hintergrund zum Projekt „HybridBOT“ .....	2
2. Dezentrale EE-Stromerzeugung, -verteilung und -nutzung im Quartier.....	4
PV-Pflicht .....	4
Versorgerpflichten.....	5
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung .....	7
Energy-Sharing.....	8
(Zum Begriff der) Kundenanlage.....	9
3. Sektorenkopplungs- und Flexibilitätsanreize .....	12
Informatorische Entflechtungsvorschriften.....	12
Netzdienliche Steuerung von Anlagen.....	13
Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen .....	14
Konsistenter Rechtsrahmen für zeitvariable Netzentgelte .....	15
4. Integration des Stromsektors in die kommunale Wärmeplanung .....	17
5. Der Kostenfaktor als Stellschraube für eine bessere Sektorenkopplung .....	19
Stromgestehungskosten als Hindernis für Power-to-Heat-Anlagen.....	19
Preisgestaltung im Rahmen der Fernwärme .....	22
Einheitliche Preisbildung bei verschiedenen Wärmebezugsquellen .....	22
Möglichkeiten der Preisanpassung bei netzdienlicher Auslastung des Wärmenetzes.....	25
6. Fazit .....	27
7. Literaturverzeichnis .....	28

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Versorgungskonzept .....	2
Abbildung 2: Strompreiszusammensetzung 2025.....	20

## Executive Summary

Das Projekt HybridBOT\_FW untersucht die Möglichkeiten der Betriebsoptimierung von Wärmenetzen als Teil eines hybriden Energiesystems. Mittels Sektorenkopplung sollen die Speichermöglichkeiten der Wärmenetze für die netzdienliche Führung der Stromnetze genutzt und die Transformation der Wärmenetze mithilfe erneuerbaren Stroms vorangetrieben werden. In diesem Kontext untersucht das vorliegende Paper die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine sektorengekoppelte Wärmeversorgung auf Quartiersebene und formuliert die folgenden Handlungsempfehlungen zur Beseitigung bestehender regulatorischer Hemmnisse:

### 1. Der dezentrale Ausbau von Photovoltaik-Anlagen ist zentral für die Energiewende auf Quartiersebene.

Damit klimaneutrale und sektorenübergreifende Versorgungskonzepte in Quartieren gelingen, muss die lokale Erzeugung von Solarstrom deutlich ausgeweitet werden. Eine verbindliche bundesweite PV-Pflicht kann Planungssicherheit schaffen, Dachflächenpotenziale systematisch erschließen und so die lokale Energiewende beschleunigen. Deutschland sollte die auf EU-Ebene geregelte PV-Pflicht zeitnah bundesweit einheitlich umsetzen.

### 2. Fehlende Regelungen und Rechtsunsicherheit erschweren die gemeinschaftliche Stromnutzung und -verteilung auf Quartiersebene.

Das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung reguliert erstmals eine unbürokratische Nutzung lokal erzeugten Stroms innerhalb eines Gebäudes. Dagegen ist das Energy-Sharing-Konzept, das eine gemeinschaftliche Nutzung von dezentral erzeugtem Strom über mehrere Gebäude hinweg erleichtern soll, immer noch nicht im nationalen Rechtsrahmen umgesetzt. Hinzu kommt erhebliche Rechtsunsicherheit infolge des EuGH-Urteils (Rs. C-293/23) bezüglich der Auslegung des Begriffs der Kundenanlage. Ohne klare gesetzliche Regelung bleibt unklar, welcher Anwendungsbereich für Kundenanlagen verbleibt. Dies gefährdet bestehende Quartierslösungen und erschwert die Umsetzung geplanter Quartierskonzepte.

### 3. Es sind weitere Anreize zur Integration dezentraler Flexibilitäts- und Sektorenkopplungspotenziale im Rechtsrahmen nötig.

Flexibilitäts- und Sektorenkopplungsinstrumente sind entscheidend für eine netzdienliche und effiziente Energieversorgung in Quartieren. Der aktuelle Rechtsrahmen enthält erste Ansätze zur Nutzbarmachung dieser Potentiale, etwa mit der Einführung zeitvariabler Netzentgelte und der netzdienlichen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen. Der Gesetzgeber sollte den Anwendungsbereich dieser Instrumente über die Niederspannungsebene hinaus auf weitere Netzebenen und Verbrauchseinrichtungen ausweiten. Weiterhin sollten bestehende regulatorische Lücken im Bereich der marktbasierter Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen geschlossen werden. Auf diese Weise kann die Integration von Flexibilitäten auf Verteilnetzebene – auch in Quartierskonzepten – effektiv gefördert werden.

### 4. Für den von Wärmepumpen benötigten Strom bedarf es Begünstigungen für den anfallenden Strompreis.

Die als Schlüsseltechnologie identifizierte Wärmepumpe erfordert hohe Anfangsinvestitionskosten, die sich beim Betrieb durch reduzierte Stromkosten amortisieren lassen. Möglichkeiten, die Kosten für Wärmepumpenstrom zu reduzieren, bestehen für verschiedene Bestandteile des Strompreises. Ausdrückliche Befreiungen sind etwa in der Stromnetzentgeltverordnung und in der Konzessionsabgabenverordnung denkbar. Auch könnte eine Reduzierung der Mehrwertsteuer zu Kostensenkungen beitragen.

### 5. Eine Novellierung der Wärmepreis-Regulierung sollte über die Einführung einer Preisaufsichtsbehörde hinausgehen.

Um den Wärmesektor zu dekarbonisieren, sollte die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme umfassend novelliert werden. Neben der ohnehin geplanten Einführung einer Preisaufsichtsbehörde könnten auch innovative Konzepte wie die Versorgung mit Fernwärme und dezentraler Nahwärme durch ein einziges Versorgungsunternehmen sowie ein netzdienliches Verbraucherverhalten bei der Wärmepreisbildung und -anpassung berücksichtigt werden.

## 1. Einleitung: Hintergrund zum Projekt „HybridBOT“

Der verstärkte Einsatz von Strom im Wärmesektor und die entsprechende Kopplung dieser Sektoren spielt eine entscheidende Rolle zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Zugleich ergeben sich daraus neue Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und Systemintegration von Fernwärmenetzen.

Im Vorhaben „HybridBOT“<sup>1</sup> wird daher analysiert, wie die Betriebsoptimierung von Wärmenetzen als Bestandteil eines hybriden Energiesystems verbessert werden kann. Im Kontext des Projekts wird insbesondere die quartiersbezogene Optimierung der sektorengekoppelten Wärmeversorgung untersucht. Das übergeordnete Ziel besteht darin, eine ressourcen- und energieeffiziente Transformation des Energiesystems zu errei-

chen. Der Blick auf die Energieversorgung auf Quartiersebene zielt auch darauf ab, den Einsatz der lokal erzeugten Energie zu maximieren und folglich den Bezug aus dem elektrischen Verteilnetz zu minimieren. Denn für die Wärmeversorgung spielt das Stromsystem eine maßgebliche Rolle: Das Betriebskonzept des Projekts sieht vor, dass Mehrfamilienhäuser (MFH) und Einfamilienhäuser (EFH) nicht nur an ein Quartierswärmenetz angeschlossen sind, sondern jeweils den über Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) produzierten Strom neben der allgemeinen Stromversorgung des Haushalts auch für den Betrieb einer Wärmepumpe (in MFH) und eines elektrischen Heizstabs (in EFH) verwenden. Folgende Grafik bildet das Konzept visuell ab:

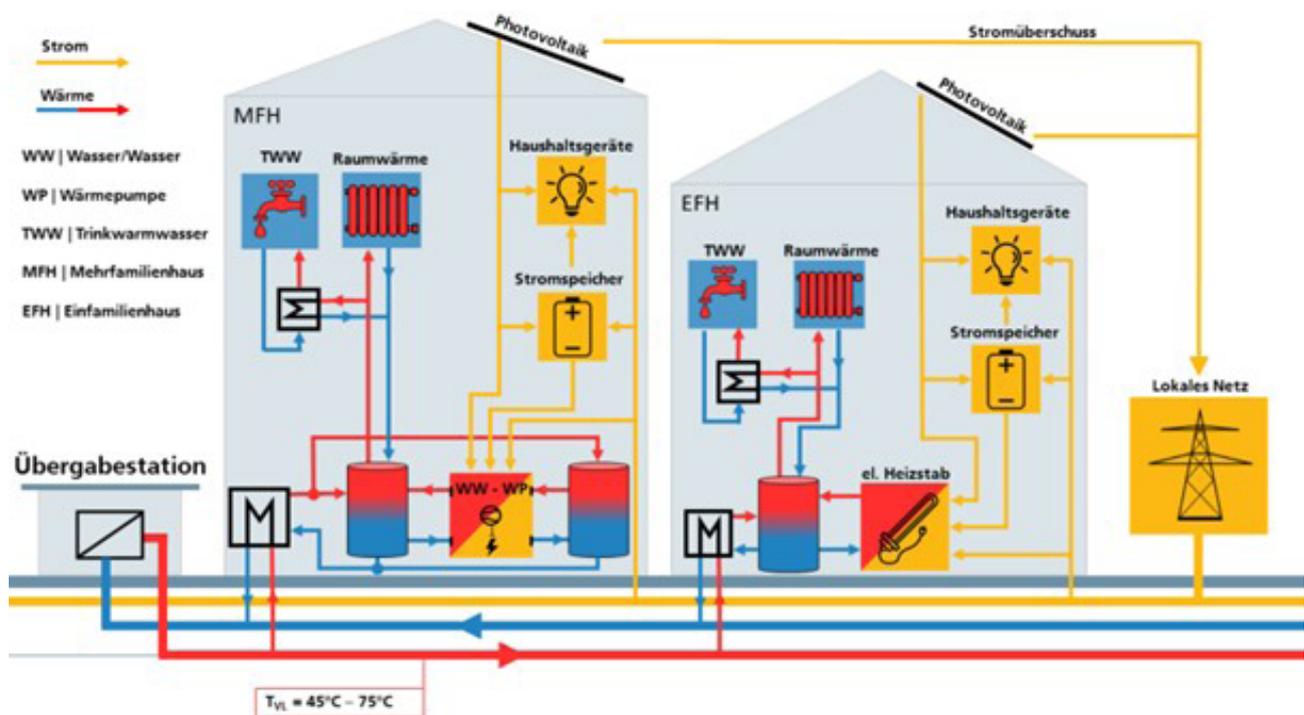


Abbildung 1: Versorgungskonzept HybridBOT\_FW, A. Cadenbach, L. Wett and T. Anwarzai, "Sector Coupling in the District: Selected Implementation Projects for Future Renewable Energy Supply," ETG Kongress 2025; Voller Energie – heute und morgen., Kassel, Germany, 2025, pp. 705-709.

Demnach soll ein Großteil der erneuerbaren Energie, die durch PV-Module im Quartier erzeugt wird, genutzt werden. Gleichzeitig kann für den Betrieb der dezentralen Wärmeversorgungsanlagen aber auch das allgemeine Stromversorgungsnetz den nötigen Strom liefern. **Durch die Hybridstruktur ist es möglich, auf unterschiedliche Betriebsbedingungen reagieren zu können. Beispielsweise lassen sich überschüssige Energieerträge aus PV-Modulen effektiv in thermische Speicher**

**umleiten. Diese Flexibilität wird weiterhin durch die Möglichkeit unterstützt, bei geringer Verfügbarkeit elektrischer Energie auf das Wärmenetz zurückzugreifen. Zudem ermöglicht die Struktur eine flexible Reaktion auf schwankende Energiepreise, da die Last im Stromnetz nach Bedarf zu- und abgeschaltet werden kann.** Dieses Konzept verdeutlicht, dass eine belastbare Sektorenkopplung für eine aus verschiedenen Komponenten bestehende Energieversorgung un-

1 Das Forschungsvorhaben „HybridBOT\_FW Transformation und Betriebsoptimierung von Wärmenetzen für die Entwicklung hybrider Netzstrukturen zur netzdienlichen Quartiersversorgung“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung im Förderschwerpunkt Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden und Quartieren gefördert. Das Projektkonsortium besteht aus dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), der Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), Enerpipe GmbH, Stadtwerke Neuburg an der Donau und dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM).

ter Berücksichtigung daraus resultierender unterschiedlicher Sensitivitäten unerlässlich ist.

Das Stromsystem in Deutschland steht durch den (angestrebten) raschen Ausbau der erneuerbaren Energien vor großen Herausforderungen.<sup>2</sup> Die Tatsache, dass erneuerbare Energien abhängig von äußeren Faktoren (beispielsweise der Sonnenstrahlung in den verschiedenen Jahres- und Tageszeiten) sind, führt zu einer zunehmend schwankenden Stromerzeugung. Zudem speist ein großer Teil der dezentralen EE-Anlagen den Strom auf Verteilernetzebene ein. Infolgedessen können vor allem im Verteilernetz Netzengpässe auftreten. Denn aufgrund der Abhängigkeit der EE-Anlagen von externen Faktoren speisen diese Strom häufig zu gleichen Zeiten (in sonnen- und windreichen Zeiten) in die Netze ein, was zu Spitzenlasten in den Verteilernetzen führen kann. Zugleich drohen häufiger auftretende Überlastungen der Verteilernetze aufgrund der erhöhten und gleichzeitigen Stromnachfrage (Lastseite) infolge der geplanten Elektrifizierung der Sektoren Gebäude (durch Wärmepumpen) und Verkehr (durch die E-Mobilität). Diese neuen Verbrauchseinrichtungen führen zu einem zeitlich und örtlich gehäuften Strombezug, der auf Verteilernetzebene zu Lastspitzen führen kann.

**Eine netzdienliche Steuerung der Energiesysteme im Quartiersgebiet des HybridBOT-Projekts stellt eines der Hauptziele des Projektes dar.** Der Begriff der Netzdienlichkeit wurde durch die Projektpartner:innen u.a. als positive technische Auswirkungen auf das Netz durch das hybride Energiesystem definiert. Einen solchen positiven Effekt können beispielsweise die Lastspitzenglättung im Strom- oder Wärmenetz oder die (Aus)Nutzung von Lastverschiebungen darstellen. Netzdienlichkeit bedeutet auch die Vermeidung von lokalen Netzengpässen, die durch zum Beispiel einzelne oder mehrere elektrische Anlagen oder den Ausfall von Betriebsmitteln ausgelöst werden können. Langfristig soll durch die netzdienliche Steuerung eine Reduzierung des Netzausbaus und der Netzkosten angestrebt werden.<sup>3</sup>

**Eng verknüpft mit der Flexibilisierung des Stromnetzes ist, wie oben bereits angeklungen, die Sektorenkopplung zwischen den Sektoren Strom und Wärme.** Diese stellt einen weiteren entscheidenden Aspekt für die Quartiersversorgung im Rahmen des HybridBOT-Projekts dar. Die Projektpartner:innen verstehen unter Sektorenkopplung **die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, bei der ein Sektor die Energie bereitstellt, die in einem anderen Sektor genutzt wird, wobei eine neuerliche Umwandlung der Energie zwischen den Sektoren möglich ist.** Als Ziele der Sektorenkopplung wurden die Dekarbonisierung mit einhergehender Substitution fossiler Energieträger und damit Senkung von Treibhausgasemissionen sowie die Flexibilisierung und Effizienzsteigerung des zugrunde liegenden Energiesystems festgelegt.<sup>4</sup> Techniken wie Wärmepumpen, Heizstäbe oder Wärmespeicher leisten einerseits einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und nutzen andererseits Speicherflexibilitäten.<sup>5</sup> Die Wärmepumpe kann als flexible Verbrauchseinrichtung ihren Strombedarf an die jeweilige Stromerzeugung anpassen (flexible Last). Auf diese Weise kann eine andernfalls notwendige Abschaltung von EE-Anlagen vermieden werden: Der überschüssige Strom kann in Wärme umgewandelt und gespeichert sowie zeitlich entkoppelt von der Nachfrage für die Wärmeversorgung bereitgestellt werden.

Das vorliegende Paper zielt darauf ab, die im Rechtsrahmen bestehenden Hemmnisse hinsichtlich der im Projekt HybridBOT vorgesehenen sektorengekoppelten Quartiersversorgung aufzuzeigen. Darauf basierend werden Handlungsempfehlungen zur Anpassung und Weiterentwicklung der einschlägigen Regulatorik adressiert, um den identifizierten Hemmnissen bestmöglich entgegenzuwirken und dadurch bessere Rahmenbedingungen für sektorengekoppelte Quartiersversorgungskonzepte zu schaffen.

2 Vgl. Burkhardt et al., Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen, November 2024, S. 4 ff., abrufbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/kurz dossier-kernelemente-des-strommarktdesigns/#> (zuletzt abgerufen am: 08.10.2025).

3 Vgl. hierzu die Definition für den Begriff der „Netzdienlichkeit“ in: AGFW (Hrsg.), EnEff:Wärme: HybridBOT\_FW – Transformation und Betriebsoptimierung von Wärmenetzen für die Entwicklung hybrider Netzstrukturen zur netz-dienlichen Quartiersversorgung. Wichtige Definition im Projektkontext., November 2022, S. 7, abrufbar unter: <https://www.agfw.de/forschung/hybridbot> (zuletzt abgerufen am 24.09.2025).

4 Ebd. S. 6 zur Definition für den Begriff „Sektorenkopplung“.

5 Rodi/Kalis, Das Konzept der Sektorenkopplung als Rückgrat der Energietransformation, KlimR 2022, 79 (81).

## 2. Dezentrale EE-Stromerzeugung, -verteilung und -nutzung im Quartier

Die erneuerbaren Energien sind der zentrale Baustein für eine klimaneutrale Energieversorgung. So enthält § 1 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)<sup>6</sup> das Ziel, dass bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen soll. Dementsprechend wurden die gesetzlichen Ausbaupfade für die Steigerung der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen entsprechend angepasst. Die installierte Leistung von Solaranlagen soll demnach gem. § 4 Nr. 3 d) EEG auf 215 Gigawatt im Jahr 2030 gesteigert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, muss der jährliche Ausbau der Photovoltaik von 7 Gigawatt im Jahr 2022 innerhalb weniger Jahre auf 22 Gigawatt verdreifacht werden, wobei der Zubau hälftig durch Dach- und hälftig durch Freiflächenanlagen erfolgen soll.<sup>7</sup> Für eine Dekarbonisierung des Wärmesektors – insbesondere im Rahmen der Sektorenkopplung durch Power-to-Heat-Anlagen (vornehmlich

Wärmepumpen)<sup>8</sup> – ist ein unkomplizierter und partizipativer PV-Ausbau erforderlich.

Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung des PV-Zubaus – insbesondere durch dezentrale und sektorengekoppelte Versorgungskonzepte – anzureizen. Im aktuellen Rechtsrahmen bestehen allerdings weiterhin Hemmnisse für eine sektorengekoppelte Erzeugung und Nutzung von PV-Strom auf Quartiersebene. Auf der Erzeugungsseite fehlt insbesondere eine verbindliche PV-Pflicht, die den dezentralen Ausbau gesetzlich absichern und beschleunigen könnte. Für die Nutzung von PV-Strom innerhalb von Quartieren wirken sich die bislang nicht umgesetzte Regelung zum Energy Sharing sowie die unklare Definition des Begriffs „Kundenanlagen“ hemmend aus. Dadurch wird der Austausch von PV-Strom zwischen Akteuren im Quartier und damit auch die Sektorenkopplung erschwert.

### PV-Pflicht

Die quartiersbezogene Versorgung mit erneuerbarer Energie, insbesondere im Bereich der strombasierten Wärmeversorgung, setzt voraus, dass lokal ausreichend Strom aus Photovoltaik (PV) erzeugt wird. Um das damit verbundene Dachflächenpotenzial systematisch zu erschließen, rückt zunehmend die gesetzliche Verankerung einer sogenannten Solarpflicht in den Fokus. Diese geht über bloße Förderanreize hinaus und verpflichtet Gebäudeeigentümer:innen unter bestimmten Voraussetzungen zur Errichtung von PV-Anlagen. Eine solche Pflicht besteht auf bundesrechtlicher Ebene nicht: § 4 Abs. 2 Gebäudeenergiegesetz (GEG)<sup>9</sup> verpflichtet bei Neubauten oder größeren Renovierungen von Nichtwohngebäuden durch die öffentliche Hand lediglich zur Überprüfung, ob und in welchem Umfang eine PV-Anlage wirtschaftlich errichtet und genutzt werden könnte. Auf europäischer sowie zum Teil auf landesrechtlicher Ebene existierte eine PV-Pflicht dagegen schon.<sup>10</sup>

**So wurde mit der am 8. Mai 2024 im Amtsblatt der EU veröffentlichten und zum 28. Mai 2024 in Kraft getretenen novellierten Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden<sup>11</sup> (EPBD) auf EU-Ebene erstmals eine unionsweit verbindliche Solarpflicht eingeführt.** Die Mitglieds-

staaten sind nach Art. 10 Abs. 3 EPBD verpflichtet, die Installation geeigneter Solarenergieanlagen zu gewährleisten. Die Solarpflicht steht dabei unter dem allgemeinen Vorbehalt, dass die Installation von Solartechnologien im Einzelfall technisch möglich und wirtschaftlich durchführbar ist. Die Solarpflicht unterscheidet grundsätzlich zwischen Neu- und Bestandsbauten und soll nach Größe der Nutzfläche des Gebäudes gestaffelt festgelegt werden.

Bei Neubauten muss die Solarpflicht bis zum 31.12.2026 für alle öffentlichen Gebäude und Nichtwohngebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 250 m<sup>2</sup> (a), und bis zum 31.12.2029 für alle Wohngebäude (d), und für alle überdachten Parkplätze, die unmittelbar an Gebäude angrenzen (e), umgesetzt werden.

Bei öffentlichen Bestandsgebäuden muss die Solarpflicht für alle Gebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 2000 m<sup>2</sup> bis zum 31.12.2027 (b i)), für alle Gebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 750 m<sup>2</sup> bis zum 31.12.2028 (b ii)), und für alle Gebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 250 m<sup>2</sup> bis zum 31.12.2030 (b iii)) erfüllt werden.

6 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist. Sofern nicht anders gekennzeichnet, ist mit EEG das EEG 2023 gemeint.

7 BMWK, Photovoltaik-Strategie, S. 5 f. abrufbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8) (zuletzt abgerufen am: 14.05.2024).

8 Im Folgenden einheitlich als Power-to-Heat-Anlagen bezeichnet.

9 Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 16. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 280) geändert worden ist.

10 Kraus, in: Busse/Kraus, BayBO, Art. 44a Rn. 1; Hoffmann/Eschweiler/Buchmüller/Wilms, QUARREE100 – Erkenntnisse und regulatorische Handlungsoptionen für die strombasierte Wärmeversorgung von Bestandsquartieren. Ergebnisrapport in Zusammenarbeit des IKEM und der FH Westküste, S. 6.

11 Richtlinie (EU) 2024/1275 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. April 2024 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, ABl. L vom 8. Mai 2024.

Bei bestehenden Nichtwohngebäuden mit einer Nutzfläche von mehr als 500 m<sup>2</sup> ist die Solarpflicht bis zum 31.12.2027 umzusetzen (c), wenn das Gebäude einer größeren Renovierung oder einer Maßnahme unterzogen wird, die eine behördliche Genehmigung für Gebäuderenovierungen, Arbeiten auf dem Dach oder die Installation eines gebäudetechnischen Systems erfordert.

**Auf Landesebene haben einige Bundesländer bereits ebenfalls Solarpflichten in ihren Landesgesetzen verankert.** In Bayern<sup>12</sup> etwa regelt Art. 44a Abs. 2 Bayerische Bauordnung (BayBO)<sup>13</sup> die Errichtungspflicht von PV-Anlagen auf geeigneten Dachflächen neu gebauter Nichtwohngebäude seit 2023. Nichtwohngebäude sind grundsätzlich alle Gebäude, die keine Wohngebäude sind. Ein Wohngebäude ist ein Gebäude, dessen Nutzfläche entsprechend seiner Zweckbestimmung mehr als 50 Prozent Wohnzwecken dient.<sup>14</sup> Die Pflicht gilt für Neubauten, die ausschließlich gewerblich oder industriell genutzt werden sollen, ab dem 01.03.2023, für sonstige Nichtwohngebäude ab dem 01.07.2023. Art. 44a Abs. 3 BayBO enthält eine Reihe von Ausnahmen hinsichtlich der Photovoltaikpflicht für Nichtwohngebäude, diese beziehen sich insbesondere auf kleine Gebäude und Nebengebäude wie Garagen.

Für Wohngebäude schreibt Art. 44a Abs. 4 BayBO lediglich eine Empfehlung dahingehend vor, die Photovoltaikpflicht bei Neubauten ab dem 01.01.2025 einzuhalten. Diese Vorschrift hat ausweislich der Gesetzesbegründung jedoch nur Appellcharakter und entfaltet somit keine tatsächlich rechtlich durchsetzbare Verpflichtung zur Installation von PV-Anlagen.<sup>15</sup>

In anderen Landesgesetzen bestehen ebenfalls Solarpflichten, die sich in Umfang und Ausgestaltung unterscheiden. So gelten beispielsweise in Baden-Württemberg, Berlin, Bremen und Hamburg auch bei der Neuerrichtung von Wohngebäuden bzw. grundlegenden Dachsanierungen eine Pflicht zur Installation von PV-Anlagen.<sup>16</sup>

## Versorgerpflichten

Im Rahmen des HybridBOT-Projekts soll der gebäudeeigene PV-Strom im Sinne der Sektorenkopplung für den Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen in den jeweiligen Gebäuden genutzt werden. Ein Ansatz zur effizienten und kostengünstigen Be-

triebshaltung von Power-to-Heat-Anlagen im Quartier kann hierbei die Einbindung eines Versorgers, etwa kommunaler Stadtwerke, sein. Dieser kann – abhängig vom verfügbaren PV-Strom und weiteren Wärmequellen wie einem Quartiers-

**Auch wenn die vereinzelt in den Ländern eine gute Grundlage bilden, bestehen aus rechtlicher Perspektive folgende Hemmnisse:**

- **Fehlende bundesgesetzliche Regelung:** Es fehlt bislang an einer verpflichtenden, bundesweit einheitlichen PV-Pflicht.
- **Fragmentierung durch Länderrecht:** Die stark divergierenden landesrechtlichen Vorgaben führen zu Rechtsunsicherheit und erschweren bundeseinheitliche Ausbauziele. Ohne eine bundeseinheitliche Regelung bleiben Lücken in der flächendeckenden Erschließung der Dachpotentiale bestehen.

Die geänderte EPBD ist gem. Art. 288 Abs. 3 AEV bezüglich ihrer Ziele für die Mitgliedsstaaten verbindlich, kann von diesen jedoch hinsichtlich der Wahl der Form und der Mittel frei umgesetzt werden. **Nach Art. 35 EPBD müssen die Mitgliedsstaaten die meisten Vorgaben der Richtlinie – darunter die Regelungen bezüglich der Solarpflicht – bis zum 29.05.2026 in nationales Recht umsetzen.** Somit wird zukünftig auch auf bundesrechtlicher Ebene eine Solarpflicht eingeführt werden müssen. Der Bund besitzt gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11, Nr. 24 Grundgesetz (GG)<sup>17</sup> die erforderliche Gesetzgebungskompetenz zur Einführung einer solchen Solarpflicht.<sup>18</sup>

Aus Klimaschutztechnischen Gründen und zur Ausschöpfung lokaler Potenziale für die Energiewende im Quartier sollte eine entsprechende bundesgesetzliche PV-Pflicht zeitnah eingeführt werden und nicht bis zum Ablauf der Umsetzungspflichten der EPBD abgewartet werden. Solange keine Bundesregelung vorliegt, besteht für die Länder weiterhin die Möglichkeit, Solarpflichten eigenständig zu normieren.<sup>19</sup> Das Bundesland Bayern sollte im Rahmen dieser Möglichkeiten seine bestehenden Regelungen erweitern und auch Wohngebäude in die Pflicht einbeziehen.

12 Im Rahmen des Projekts liegt durch die (ursprünglich) geplante Implementierung des Quartiersversorgungskonzepts in Neuburg an der Donau ein besonderer Fokus auf Bayern.

13 Bayerische Bauordnung (BayBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl. S. 588, BayRS 2132-1-B), die zuletzt durch die §§ 4 und 5 des Gesetzes vom 25. Juli 2025 (GVBl. S. 254) geändert worden ist.

14 Manssen, in: Spannowsky/Manssen, BeckOK BayBO, Art. 44a Rn. 11.

15 LT-Drs. 18/23363, 15; Kraus, in: Busse/Kraus, BayBO, Art. 44a Rn. 44 ff.

16 § 23 Abs. 1 KlimaG BW, § 3 Abs. 1 SolarG Bln, § 2 BremSolarG, § 16 Abs. 2 HmbKliSchG.

17 Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2478) geändert worden ist.

18 Schäfer/Antoni/Paintner, ZUR 2022, 393 (394); Grigoleit/Klanten, NVwZ 2022, 32 (33); Schomerus, KlimR 2022, 113 (115).

19 § 9a GEG enthält eine ausdrückliche Länderöffnungsklausel, wodurch die Landesgesetzgebung im Bereich der PV-Pflicht ermöglicht wird.

wärmenetz – den Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen steuern und optimieren.

In einem solchen Fall ist allerdings zu beachten, dass das Energiewirtschaftsgesetz<sup>20</sup> (EnWG) bei der Bereitstellung von Strom an eine nicht personenidentische – natürliche oder juristische – Person sogenannte Versorgerpflichten für Lieferanten regelt. Dies gilt grundsätzlich auch dann, **wenn der Strom nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird, sondern hinter einem einzigen Netzanschlusspunkt erzeugt und durch eine nicht personenidentische Person verbraucht wird.**<sup>21</sup> So sind Stromlieferanten nach § 3 Nr. 31c) EnWG *natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern*<sup>22</sup> ausgerichtet ist. Die Definition des Stromlieferanten erfordert nicht, dass die Geschäftstätigkeit ausschließlich die Belieferung von Letztverbrauchern mit Strom umfasst, vielmehr können daneben auch andere Tätigkeiten ausgeübt werden.<sup>23</sup> Ausreichend ist, dass eine regelmäßige Stromlieferung vorliegt, sodass beispielsweise Anlagenbetreiber:innen im Rahmen von Mieterstrommodellen als Stromlieferanten und damit zugleich als Energielieferanten nach § 3 Nr. 15c) EnWG gelten und die hiermit einhergehenden Versorgungspflichten einhalten müssen.<sup>24</sup>

Zu diesen Pflichten zählen unter anderem Transparenzvorgaben für den Inhalt von Stromrechnungen, wobei zahlreiche Informationen in den Rechnungen gesondert auszuweisen sind, § 40 EnWG. Zwingende Vorgaben für den Mindestinhalt von Stromlieferverträgen und Informationspflichten sind in § 41 EnWG geregelt. Zudem müssen Stromlieferanten Kennzeichnungspflichten bezüglich des gelieferten Stroms einhalten (§ 42 EnWG) und den Letztverbrauchern in regelmäßigen Abständen Abrechnungsinformationen zur Verfügung stellen (§ 40b EnWG).

Diese Pflichten stellen für kleine PV-Anlagenbetreiber:innen, die ihren Strom innerhalb desselben Gebäudes an andere Personen liefern und auf diese Weise einen Beitrag zu einer dezentralen und klimaneutralen Strom- und Wärmeversorgung leisten möchten, einen beachtlichen wirtschaftlichen und administrativen Aufwand dar. Soweit die Anlagenbetreiber:innen den Strom über ein öffentliches Netz an andere Haushalte auf

Quartiersebene liefern, verkompliziert sich die Einhaltung der Versorgerpflichten, insbesondere müssen zusätzliche Anzeigepflichten (§ 5 EnWG, § 5 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV)<sup>25</sup>) eingehalten werden.

Es stellt ein Hemmnis für neue und sektorenggekoppelte Quartiersversorgungskonzepte dar, dass Anlagenbetreiber:innen bei einer Stromlieferung an Dritte ohne Ausnahmemöglichkeit zu Energielieferanten mit den entsprechenden Pflichten werden. Diesem Problem könnte durch den Erlass einer Regelung, die die Stromerzeugung und -nutzung hinter einem Netzanschlusspunkt durch verschiedene Personen ermöglicht, ohne dass die Anlagenbetreiber:innen in jedem Fall zu Energielieferanten werden, begegnet werden.

Dasselbe Ziel verfolgt ein Vorschlag zu dem Konzept der „**Kollektiven Eigenversorgung**“<sup>26</sup>, das eine Ausweitung des Prosuming<sup>27</sup> ermöglichen soll: Stromverbraucher sollen sich freiwillig in Eigenverbrauchs- und Mieterstromkonstrukten hinter einem definierten Netzanschlusspunkt vertraglich zu einer kollektiven Eigenversorgung ohne Anwendung der Versorgerpflichten zusammenschließen können.<sup>28</sup>

Teilnehmende eines solchen Eigenversorgungsmodells sollten auch kommunale Versorgungsunternehmen - beispielsweise in der Form von Stadtwerken - sein können. Bei Quartiersversorgungskonzepten – unter Einbezug eines kommunalen Versorgers – liegt eine der kollektiven Eigenversorgung vergleichbare Konstellation vor: der Betrieb der Power-to-Heat-Anlagen wird durch den Versorger lediglich in der Weise gesteuert, dass er möglichst netzdienlich im Hinblick auf die gesamte Quartiersversorgung erfolgt. Hieraus ergeben sich keine Einschränkungen in der Wärmeversorgung der einzelnen Gebäude, vielmehr kann auf diese Weise der EE-Strom für Sektorenkopplungseffekte besonders effektiv genutzt werden.

Im Ergebnis sollte im Rahmen freiwilliger vertraglicher Konzepte der kollektiven Eigenversorgung die rechtliche Möglichkeit bestehen, Strom außerhalb des öffentlichen Netzes zu liefern, ohne, dass sämtliche Pflichten eines Energielieferanten eingehalten werden müssen. Ein Modell, das diese Voraussetzungen umsetzt, ist die sogenannte **gemeinschaftliche Gebäudeversorgung**.

20 Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist.

21 Schnurre, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 40 Rn. 5.

22 Letztverbraucher sind gem. § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

23 Peiffer, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 3 Nr. 31c Rn. 4.

24 Ahlers/Speulda, dena-Studie, Das Quartier – Teil 1, Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderrichtlinien für die Energieversorgung von Gebäuden im räumlichen Zusammenhang, S. 54 ff; Schnurre, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 42a Rn. 10.

25 Marktstammdatenregisterverordnung vom 10. April 2017 (BGBl. I S. 842), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 402) geändert worden ist.

26 bdew, Positionspapier Die dezentrale Energiewende gestalten – Prosuming ermöglichen, abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/1000\\_Prosuming\\_BDEW-Handlungsschwerpunkte.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1000_Prosuming_BDEW-Handlungsschwerpunkte.pdf) (zuletzt abgerufen am: 04.04.2025).

27 Zum Begriff des Prosumenten und Lieferantenpflichten vgl. Herbst, Der Prosument als Lieferant? Unionsrechtliche Impulse für eine Markttrolle im Aufwind, EnWZ 2022, 357-361.

28 Der Stromerzeugende ist zugleich Stromverbrauchender.

## Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Im Laufe des Projektzeitraums wurde das Gesetzesvorhaben „Solarpaket 1“<sup>29</sup> verabschiedet, durch welches die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung eingeführt wurde. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung stellt ein eigenständiges Modell für lokal erzeugten Strom dar und hat das Ziel, eine bürokratiearme gemeinsame Eigenversorgung mit Solarstrom zu ermöglichen. Das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist hierbei auf eine dezentrale Versorgung mit Solarstrom, der innerhalb desselben Gebäudes erzeugt wird, beschränkt. Die Einführung dieses Instruments soll insbesondere die festgestellten Defizite des Mieterstrommodells<sup>30</sup> (eingeschränkter Anwendungsbereich, Verpflichtung zu Vollversorgung des Mieters mit Strom) adressieren.<sup>31</sup>

Die Grundsätze der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sind in § 42b Abs. 1 S. 1 EnWG geregelt: Der Solarstrom muss ohne Netzdurchleitung und in demselben Gebäude, auf dem die Solaranlage installiert ist, von einem Letztverbraucher (z.B. Mieter: in oder Pächter: in) genutzt werden. Technische Voraussetzung ist, dass die Strombezugsmengen der Letztverbraucher viertelstündlich gemessen werden, § 42b Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Hintergrund ist, dass nur durch eine viertelstundenscharfe Messung eine genaue zeitliche Zuordnung zwischen erzeugten und verbrauchten Strommengen möglich ist, die für die rechnerische Aufteilung und Abrechnung nach § 42b Absatz 5 EnWG erforderlich ist.<sup>32</sup>

Zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Letztverbraucher wird ein Gebäudestromnutzungsvertrag geschlossen, in welchem unter anderem eine Vereinbarung über den Aufteilungsschlüssel des erzeugten Stroms und über die entgeltliche Gegenleistung getroffen wird, § 42b Abs. 2 EnWG.

Im Gegensatz zum Mieterstrommodell entfällt bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung gem. § 42b Abs. 3 S. 1 EnWG die Pflicht des Anlagenbetreibers zur Reststromlieferung, d.h. es wird ausschließlich der durch die gebäudeeigene Solaranlage erzeugte Strom bereitgestellt. Im Gegenzug entfällt allerdings auch der zusätzliche Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers nach § 19 Abs. 1 EEG für die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien, der im Rahmen des Mieterstromzuschlags besteht.

Um eine bürokratiearme, dezentrale Bereitstellung von Solarstrom innerhalb desselben Gebäudes zu ermöglichen, **wird der Anlagenbetreiber im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung weitgehend von den Versorgerpflichten befreit.**<sup>33</sup> So sind gem. § 42b Abs. 4 Nr. 1 EnWG die §§ 40, 41 Abs. 1 bis 4, 6 und 7 sowie § 42 Abs.1 EnWG<sup>34</sup> nicht anzuwenden. Der Gesetzgeber rechtfertigt den Wegfall dieser Pflichten dadurch, dass der Schutzzweck der §§ 40 ff. EnWG bei dem Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nicht in gleichem Maße wie bei einem regulären Stromlieferverhältnis betroffen sei.<sup>35</sup> Die Stromlieferantenpflichten sollen in dem typischerweise durch ein erhebliches Machtgefälle geprägten Verhältnis zwischen den Stromletzverbrauchenden und den großen Energieversorgungsunternehmen für einen Ausgleich sorgen. Ein solches Verhältnis liegt bei gemeinschaftlichen Eigenversorgungsmodellen mit PV-Strom in aller Regel nicht vor, da die Beteiligten hier auf vergleichbarer Ebene zusammenwirken. Diese Argumentation lässt sich auch auf Quartierskonzepte übertragen, bei denen ein kommunaler Versorger als Betreiber von Power-to-Heat-Anlagen dezentral erzeugten PV-Strom abnimmt. Insbesondere greift der Zweck der Stromlieferantenpflichten (Verbraucherschutz) nicht, wenn Versorger als Letztverbraucher (und nicht als Lieferanten) agieren.

Insgesamt ist die Einführung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung zu begrüßen, weil sie Anreize für dezentrale Partizipationsmodelle im Bereich der Erneuerbaren Energien schaffen kann. Allerdings bestehen nach derzeitigem Stand noch nicht die technischen Voraussetzungen für eine breite Umsetzung des Modells. Um eine viertelstündliche Strommessung zu gewährleisten, bedarf es intelligenter Messsysteme. Der Einbau von intelligenten Messsystemen (gesetzlicher Smart-Meter-Rollout) ist bisher jedoch nicht in umfassendem Maße erfolgt<sup>36</sup>, sodass eine Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung in vielen Fällen zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich ist.

Aus diesem Grund sollte – zumindest in einer Übergangsphase – eine rechtliche Ausnahmemöglichkeit von der Einhaltung der Versorgerpflichten geschaffen werden, wenn eine Stromlieferung an eine andere Person hinter einem einzigen Netzanschlusspunkt erfolgt. Diese muss individuell vertraglich vereinbart werden und auf freiwilliger Basis erfolgen.

29 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151).

30 Das Mieterstrommodell (§§ 21 Abs. 3, 42a EnWG) ermöglicht es, Strom aus einer auf dem Gebäude oder im selben Quartier installierten Photovoltaikanlage direkt an die Bewohner:innen zu liefern, ohne dass der Strom durch das öffentliche Netz geleitet wird. Der Anlagenbetreiber erhält für den lokal verbrauchten Solarstrom einen Mieterstrom-zuschlag, muss jedoch die vollständige Stromversorgung der Letztverbraucher sicherstellen.

31 Kindler, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 42b Rn. 4.

32 BT-Drs. 20/8657, S. 107.

33 Ebd. S. 109.

34 Dies umfasst u. a. Pflichten zum Inhalt von Stromrechnungen und Pflichten zur Stromkennzeichnung.

35 BT-Drs. 20/8657, S. 109.

36 Laut der Bundesnetzagentur lag die Einbauquote intelligenter Messsysteme zum 31. März 2025 in den Pflichteinbau-fällen bei 14,9 Prozent, bezogen auf alle Messlokationen in Deutschland sogar nur bei 2,7 Prozent. Quelle abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html> (zuletzt abgerufen am 30.09.2025).

## Energy-Sharing

Ein weiteres Modell, das die Vermarktung von überschüssigem Strom aus Dach-PV-Anlagen und eine Stromlieferung ohne die damit einhergehenden Versorgerpflichten ermöglicht, ist das sog. "Energy-Sharing". Dieses sollte während des Projektzeitlaufs im Rahmen einer geplanten Änderung des EnWG (EnWG-E<sup>37</sup>) im Jahr 2024 durch die damalige Regierung in nationales Recht implementiert werden. Auf diese Weise sollte Art. 15a der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (ElBM-RL<sup>38</sup>), der im Rahmen der jüngsten Novelle der ElBM-RL vom 13. Juni 2024<sup>39</sup> eingeführt wurde, umgesetzt werden.<sup>40</sup> Eine Umsetzung ist vor Ende der letzten Legislaturperiode jedoch nicht mehr erfolgt. Ob und inwiefern der EnWG-E in der ursprünglichen Form kommt, ist bislang unklar.<sup>41</sup> Die Umsetzungsfrist der europarechtlichen Vorgaben endet am 17. Juli 2026, sodass spätestens zu diesem Zeitpunkt entsprechende gesetzlichen Änderungen vorgenommen werden müssen.

In Art. 15a ElBM-RL wird das Recht auf gemeinsame Energienutzung ("Energy-Sharing") geregelt. Beim Energy-Sharing wird selbst erzeugter erneuerbarer Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist und die eingespeiste Menge von mehreren Letztverbrauchern untereinander geteilt und genutzt, Art. 2 Abs. 10a ElBM-RL. Die Mitgliedstaaten sind gem. Art. 15a Abs. 1 ElBM-RL verpflichtet, sicherzustellen, dass alle Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen und öffentliche Einrichtungen das Recht haben, sich auf diskriminierungsfreie Weise als aktive Kunden an der gemeinsamen Energienutzung zu beteiligen.

Der Entwurf zur Änderung des EnWG enthält in § 42c EnWG-E eine Regelung bezüglich des Konzepts des Energy-Sharing. Teilnehmende können hiernach insbesondere natürliche und juristische Personen des Privatrechts sowie juristische Personen des öffentlichen Rechts sein, die Betreiber einer EE-Anlage sind (§ 42c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG-E). Betreiber und Abnehmer müssen einen Stromliefervertrag (§ 42c Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG-E) und zusätzlich einen Vertrag über die gemeinsame Energienutzung (§ 42c Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EnWG-E) abschließen. In Letzterem ist der Umfang des Nutzungsrechts des Abnehmers, ein Aufteilungsschlüssel und ein etwaiges Entgelt für die Energielieferung festzulegen, § 42c Abs. 3 EnWG-E.

Das Energy-Sharing muss nach § 42c Abs. 4 EnWG-E in einem räumlich begrenzten lokalen Gebiet durch die entsprechenden Verteilnetzbetreiber ermöglicht werden: Ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebiets eines Netzbetreibers, ab dem 1. Juni 2028 auch in dem Bilanzierungskreis eines direkt angrenzenden Netzbetreibers in derselben Regelzone.<sup>42</sup> Entsprechend muss die Anlage und die Verbrauchsstellen in demselben oder benachbarten Bilanzierungsgebieten liegen (§ 42c Abs. 1 Nr. 4 EnWG-E). Der Anlagenbetrieb darf zudem nicht überwiegend der gewerblichen oder selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers dienen, § 42c Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG-E. Allerdings darf der Betreiber auch professionelle Dienstleister für die Erfüllung einer Reihe der ihn treffenden Pflichten beauftragen, § 42c Abs. 5 EnWG-E.

Parallel zur gemeinschaftlichen Gebäudeenergieversorgung ist der Betreiber auch nicht zur Reststromlieferung an die Abnehmer verpflichtet, § 42c Abs. 6 EnWG. Der Betreiber ist zudem ebenso von den Versorgerpflichten der §§ 40 ff. EnWG sowie der Pflicht aus § 5 EnWG befreit, wenn die von einem Haushaltskunden betriebene Anlage eine installierte Leistung von 30 Kilowatt nicht übersteigt, oder im Falle eines Mehrparteienhauses eine durch einen oder mehrere Haushaltskunden, die in dem gleichen Gebäude wohnen, betriebene Anlage eine installierte Leistung von 100 Kilowatt nicht übersteigt, § 42c Abs. 7 EnWG-E.

Wie auch bei der gemeinschaftlichen Gebäudeenergieversorgung sind viertelstündige Leistungsmessungen notwendig. Dies gilt für den Strombezug an der Verbrauchsstelle, wie für die in der Anlage erzeugte oder gespeicherte Elektrizität, § 42c I S. 1 Nr. 6, 7 EnWG-E. Insofern bestehen mangels ausreichender intelligenter Messsysteme die gleichen Hemmnisse wie im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung.

Der Gesetzesentwurf zur Novellierung des EnWG wurde durch die damalige Regierung nicht mehr verabschiedet. Eine rechtliche Implementierung des Energy-Sharing-Konzepts in nationale Regelungen erfolgte somit nicht, sodass die Vorgaben der überarbeiteten Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie bislang nicht vollständig umgesetzt wurden.

37 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung, BT-Drs. 20/14199, S. 1 ff.

38 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. L 158 vom 14. Juni 2019, S. 125.

39 Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

40 BT-Drs. 20/14199, S. 272.

41 Das vorliegende Paper hat den Bearbeitungsstand Mai 2025. Alle hiernach erschienenen Änderungen wurden nicht mehr aufgenommen und berücksichtigt. Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 6. August 2025 zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften greift den ehemaligen Entwurf aus der letzten Legislaturperiode auf und stimmt in weiten Teilen mit diesem überein. Insbesondere soll hierdurch das energy-sharing eingeführt werden. Der Gesetzesentwurf ist abrufbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2025/20250806-gesetzentwurf-aenderung-enwg-novelle-2025-kabinettsvorlage.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2025/20250806-gesetzentwurf-aenderung-enwg-novelle-2025-kabinettsvorlage.pdf?__blob=publicationFile&v=12) (zuletzt abgerufen am 09.10.2025).

42 BT-Drs. 20/14199, S. 273.

Im Ergebnis besteht weiterhin keine Rechtssicherheit bezüglich der Ausgestaltung und der tatsächlichen Anwendungsmöglichkeiten des Energy-Sharing-Konzepts in Deutschland. Während innerhalb einzelner Gebäude durch Modelle wie dem Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bereits begrenzte Optionen für die dezentrale Erzeugung und Nutzung von EE-Strom bestehen, fehlt es an einer unbürokratischen und wirtschaftlichen Möglichkeit, Strom gemeinschaftlich über mehrere Gebäude hinweg innerhalb eines Quartiers unter Einbezug des öffentlichen Netzes zu erzeugen und zu nutzen. Dem sollte mit einer zügigen Kodifizierung des Energy-Sharing-Konzepts im nationalen Rechtsrahmen begegnet werden.

Die Regelungen des § 42c EnWG-E schaffen hierfür eine gute Grundlage. Es gibt aber Nachbesserungsbedarf: Dies betrifft einerseits die Regelung **des räumlichen Anwendungsbereichs und andererseits die fehlende Setzung von wirtschaftlichen Anreizen**.

Die derzeit vorgesehene Begrenzung auf (angrenzende) Bilanzierungsgebiete kann in der Praxis zu erheblichen Ungleichbehandlungen führen – insbesondere an Netzgrenzen oder bei divergierenden Netzgebietsgrößen. Stattdessen sollte das räumliche Gebiet für die gemeinsame Nutzung erzeugter Energie **einheitlich über einen festen Radius um die Erzeugungsanlage herum definiert werden**.<sup>43</sup>

### (Zum Begriff der) Kundenanlage

Ein weiteres Hemmnis im derzeitigen Rechtsrahmen für sektorenggekoppelte Quartiersversorgungskonzepte besteht darin, dass Anlagenbetreiber im Rahmen von Quartiersprojekten neben den Versorgerpflichten gegebenenfalls auch den Pflichten eines Verteilnetzbetreibers unterliegen können.<sup>44</sup> Im Rahmen von Quartierskonzepten wurden in der Vergangenheit für die Verteilung des Stroms zum Teil sogenannte Kundenanlagen genutzt. Dies ist in Folge eines EuGH-Urteils, durch welches der Anwendungsbereich der Kundenanlage stark eingeschränkt wurde, nunmehr mit einer erheblichen

Um die Wirtschaftlichkeit des Energy-Sharing zu erhöhen und auf diese Weise einen Anreiz für dezentrale Stromvermarktung innerhalb von Quartieren zu schaffen, kann eine Reduktion der Netzentgelte für den im Rahmen des Modells erzeugten und verbrauchten Strom eingeführt werden. Hierfür bietet sich einerseits ein **Erllass des bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgeltes** an. Alternativ kommt eine **Reduktion der Netzentgelte für nicht genutzte Spannungsebenen (Mittel- und Hochspannung)** in Betracht.<sup>44</sup>

Ein weiterer Ansatz zur wirtschaftlichen Förderung des Energy-Sharing ist die Zahlung einer **zusätzlichen Prämie**.<sup>45</sup> Teilnehmende Gemeinschaften könnten dabei eine feste Zahlung pro Kilowattstunde Strom, die in den gemeinsamen Anlagen erzeugt und zeitgleich von den Mitgliedern verbraucht wird, erhalten. Auf diese Weise setzt die Prämie Anreize für einen möglichst hohen Anteil an zeitgleichem Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten innerhalb der Gemeinschaft.<sup>46</sup> Dies kann zudem einen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze leisten sowie regionale Flexibilitätspotenziale heben, indem sich der Stromverbrauch stärker am Angebot erneuerbarer Energien in der jeweiligen Region orientiert.<sup>47</sup>

Rechtsunsicherheit verbunden. Dem sollte mit einer Klärstellung des Begriffs der Kundenanlage in § 3 Nr. 24a EnWG begegnet werden.

Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG sind insbesondere solche Anlagen, welche sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden, mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden sind, für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs unbedeutend sind und jedermann zum Zwe-

43 In diese Richtung: BWE, Empfehlungen für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing, Mai 2025, S. 9, abrufbar unter: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20250507\\_BWE\\_Positionpapier\\_EnWG\\_Energy\\_Sharing.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20250507_BWE_Positionpapier_EnWG_Energy_Sharing.pdf) (zuletzt abgerufen am 10.10.2025).

44 Hoffmann/Eschweiler/Buchmüller/Wilms, QUARREE100 – Erkenntnisse und regulatorische Handlungsoptionen für die strombasierte Wärmeversorgung von Bestandsquartieren. Ergebnispapier in Zusammenarbeit des IKEM und der FH Westküste, S. 35 f.; vgl. auch die Regelungen zu reduzierten Netzentgelten in Österreich: Babilon et al., dena (Hrsg.), Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, Juli 2024, S. 49, abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/dena\\_FEL\\_Energy-Sharing\\_Bericht\\_Web.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/dena_FEL_Energy-Sharing_Bericht_Web.pdf) (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).

45 In Italien existiert eine solche Prämie: Babilon et al., dena (Hrsg.), Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, Juli 2024, S. 51 f.

46 BEE, Eckpunkte eines Energy Sharing Modells, April 2023, S. 7, abrufbar unter: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417\\_BEE\\_Positionspapier\\_Energy\\_Sharing\\_Model.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417_BEE_Positionspapier_Energy_Sharing_Model.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025); Tual/Theesfeld/Zieher, Umsetzungsstand von Energy Sharing in der EU – REScoopVPP-Analyse (Übersetzung aus dem Englischen), Juni 2023, abrufbar unter: [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/Umsetzungsstand\\_von\\_Energy\\_Sharing\\_in\\_der\\_EU.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/Umsetzungsstand_von_Energy_Sharing_in_der_EU.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025).

47 Wiesenthal/Aretz/Ouanes/Petrick, Energy Sharing: Eine Potentialanalyse, Mai 2022, S. 74, abrufbar unter: [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Studien/Energy\\_Sharing\\_Eine\\_Potenzialanalyse\\_02052022.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_02052022.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025).

48 Dies umfasst u.a. die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung (§§ 6 ff. EnWG) sowie zum Netzanschluss und Netzzugang (§§ 17 ff., 20 ff. EnWG).

cke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

Kundenanlagen sind im Grundsatz kundeneigene Energieanlagen, die an ein öffentliches Energienetz angeschlossen sind und Letztverbraucher mit Energie versorgen. Nach § 3 Nr. 16 EnWG gehören Kundenanlagen nicht zum öffentlichen Energieversorgungsnetz, sondern stellen eine eigenständige Energienetzkategorie neben den Transport-, Verteiler- sowie ge-

schlossenen Verteilnetzen dar.<sup>49</sup> Dementsprechend macht der Betrieb einer Kundenanlage den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen, § 3 Nr. 16 EnWG. Der Betreiber einer solchen Anlage ist nach deutschem Recht bislang von den Verpflichtungen eines Verteilnetzbetreibers freigestellt ist, was die Wirtschaftlichkeit von Quartiersprojekten fördern kann. So fallen insbesondere keine Netzentgelte für Kundenanlagen an, sodass Letztverbraucher, die an die Kundenanlage angeschlossen sind, Strom wirtschaftlich günstiger beziehen können.<sup>50</sup> Auch die Vorgaben der buchhalterischen Entflechtung gem. §§ 6 ff. EnWG gelten für den Betreiber der Kundenanlage nicht.<sup>51</sup>

### Exkurs: Rechtsprechung zur Kundenanlage

Angesichts des Urteils des EuGH vom 28. November 2024, C-293/23, ist der Bereich der Kundenanlage nun aber erheblicher Rechtsunsicherheit ausgesetzt. Darin hat das Gericht entschieden, die deutsche Regelung zu Kundenanlagen in § 3 Nr. 24a EnWG sei europarechtswidrig. Sie stelle eine unzulässige Ausnahme vom Begriff des Verteilnetzbetreibers dar, welcher in Art. 2 Nr. 28, 29 der ElBM-RL europarechtlich determiniert ist.<sup>52</sup> Ein Verteilernetz liegt danach vor, wenn das Netz dem Transport von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung zum Zwecke der Belieferung von Kunden dient. Ausnahmen einzelner Netzformen vom Verteilernetzbegriff sind nur dort möglich, wo das europäische Recht sie explizit vorsieht.<sup>53</sup>

Ausgangspunkt des Urteils war ein Verfahren vor dem Bundesgerichtshof (BGH), in dem ein Energieversorgungsunternehmen zwei Flächen mit insgesamt zehn Wohnblöcken und etwa 250 Wohneinheiten an das örtliche Verteilernetz anschließen wollte, um die Mietenden mit zwei Blockheizkraftwerken neben Wärme auch mit Strom zu versorgen. Der Netzbetreiber verweigerte den Anschluss, da er der Ansicht war, es handele sich nicht um eine Kundenanlage. Dem schloss sich neben dem EuGH nun auch der BGH an.<sup>54</sup> **Demnach sei § 3 Nr. 24a EnWG dahingehend richtlinienkonform auszulegen, dass eine Kundenanlage nur dann gegeben ist, wenn sie kein Verteilernetz i.S.d. Art. 2 Nr. 28 der ElBM-RL darstellt.**<sup>55</sup>

Der BGH hat es mit seiner Entscheidung allerdings versäumt für Anlagenbetreiber weitere Rechtssicherheit zu schaffen. So bleibt **weiter ungewiss, wann eine Kundenanlage nun vorliegt und ob ein relevanter Anwendungsbereich dieser Regelung überhaupt noch verbleibt.** Diese Frage stellt sich insbesondere für Quartiere, bei denen mehrere Gebäude miteinander verbunden werden sollen. Vor diesem Hintergrund ist auch fraglich, ob eine Kundenanlage vorliegt, wenn wie im Rahmen des HybridBOT-Projekts der von einem Gebäudeeigentümer/Mieter produzierte Solarstrom zu Wärmepumpen, welche von einem Dritten – etwa Stadtwerken – betrieben werden. **Denn der EuGH hat klargestellt, dass es für die Annahme eines Verteilernetzes allein auf die Spannungsebene und der Bestimmung der weitergeleiteten Elektrizität zum Verkauf an Kunden ankommt.**<sup>56</sup> **Die Größe des Netzes, der Stromverbrauch oder die Anzahl angeschlossener Kunden sind dagegen keine Kriterien, die eine Ausnahme vom Verteilernetzbegriff begründen können.**<sup>57</sup> So sollen zwar vom Begriff der Kundenanlage weiterhin Leitungssysteme erfasst sein, die lediglich der Weiterleitung des Elektrizität im Rahmen der Eigenversorgung dienen. Dies gilt allerdings nur insoweit, als die Elektrizität nicht für den Verkauf bestimmt ist.<sup>58</sup> Soweit Elektrizität für den Betrieb einer Power-to-Heat-Anlage durch eine Leitungssystem gegen irgendeine Form verbrauchsabhängigem Entgelts geleitet wird, kann somit die Einstufung als Verteilernetz nicht rechtssicher ausgeschlossen werden.<sup>59</sup>

49 Köster/Sinell, Reichweite und Grenzen der Kundenanlage, EnWZ 2024, 63.

50 Peiffer, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 3 Nr. 24a Rn. 3.

51 Ebd. Rn. 4.

52 EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/23, Rn. 48 ff.

53 Dies ist insbesondere im Rahmen von geschlossenen Verteilnetzen und Bürgerenergiegemeinschaften der Fall.

54 BGH, Beschl. v. 13.5.2025, EnVR 83/20.

55 Ebd. Rn. 15 ff.

56 EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/23, Rn. 53.

57 Ebd. Rn. 54.

58 BGH, Beschl. v. 13.5.2025, EnVR 83/20, Rn. 29.

59 Zum Teil wird zwar die Ansicht vertreten, dass Hausverteileranlagen (Mehrfamilienhäuser) egal welcher Größe in aller Regel nicht als Verteilernetz eingestuft werden können: Dix, Kundenanlagen, Verteilernetze, Energieversorgungsnetze und sonstige Leitungsstrukturen im Lichte der Rspr. des EuGH (Teil 2), EnWZ 2025, 253 (255); Wolf, Die Kundenanlage im EU-Energieregulierungsrahmen nach dem Urteil des EuGH v. 28.11.2024 (C-293/23), IR 2025, 4 (9). Bis zu einer Klarstellung durch den Gesetzgeber verbleibt allerdings weiterhin eine gewisse Rechtsunsicherheit.

Die Einstufung der Anlage als Verteilernetz hätte neben den damit einhergehenden Pflichten zudem zur Folge, dass weder eine Inanspruchnahme des Mieterstrommodells noch der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung möglich ist.<sup>60</sup> Grund hierfür ist, dass beide Modelle nach aktuellem deutschen Recht voraussetzen, dass die Nutzung ohne Durchleitung durch ein Netz erfolgt.<sup>61</sup>

Der Gesetzgeber sollte sich dem Problem daher möglichst umgehend annehmen, um Rechtssicherheit zu schaffen und so die Planung und Durchführung von Quartiersprojekten zu erleichtern. Der Begriff der Kundenanlage sollte gesetzlich weiter konkretisiert werden, um eine trennscharfe Abgrenzung von Kundenanlagen und Verteilernetzen zu ermöglichen. Maßgebliches Ziel sollte dabei sein, den verbleibenden Anwendungsbereich europarechtskonform zu bestimmen. Für die Konkretisierung des Begriffs dürfen ausweislich des Urteils des EuGH keine Kategorien außerhalb der Spannungsebene und des (europarechtlichen) Kundenbegriffs herangezogen werden. Hierbei sollte der Gesetzgeber auch eine Lösung für bestehende Quartierskonzepte, die nach den aufgeführten Urteilen nicht mehr länger als Kundenanlage betrieben werden können, mitdenken.

60 Vgl. Krafcyk/Wittich, Auswirkungen der Unionsrechtswidrigkeit sog. Kundenanlagen i.S.d. EnWG auf die dezentrale Energieversorgung, ZNER 2025, 111 (113).

61 § 42b Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG; § 21 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EEG.

### 3. Sektorenkopplungs- und Flexibilitätsanreize

Wie einleitend dargestellt, sind Sektorenkopplungs- und Flexibilitätsanreize nicht nur für das Gelingen der Energiewende, sondern auch für eine netzdienliche Energieversorgung im Quartier unverzichtbar. Potenzielle Stellschrauben finden sich im Bereich der Entflechtungsvorschriften und der Flexibili-

tätsinstrumente. Der aktuelle Rechtsrahmen enthält erste Ansätze zur Nutzbarmachung von Flexibilitätsinstrumenten für das Stromnetz. Allerdings ist die Ausgestaltung der rechtlichen Vorschriften für einen möglichst netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten nicht ausreichend und zum Teil sogar hemmend.

#### Informativische Entflechtungsvorschriften

Im Rahmen der bestmöglichen Sektorenkopplung spielt der Austausch von Daten und Informationen eine wichtige Rolle. Um eine effektive Verknüpfung und Abstimmung der einzelnen Sektoren – insbesondere im Strom- und Wärmebereich innerhalb einer Quartierslösung – zu erreichen, ist das Zugänglichmachen und Austauschen von Daten erforderlich.<sup>62</sup> Die Nutzbarmachung von Flexibilitäten und der effektive Einsatz von Kopplungstechniken (beispielsweise die zentrale Zuschaltung von Wärmepumpen oder Wärmespeichern bei überschüssigen Energieerträgen aus PV-Anlagen) erfordern ein aktives **Informationsmanagement**.

Informationen über die eigenen Tätigkeiten können die Unternehmen im Rahmen der informativischen Entflechtung dagegen veröffentlichen, soweit dies nichtdiskriminierend, mithin für alle Wettbewerbsteilnehmer in gleicher Weise erfolgt, § 6a Abs. 2 EnWG. Hiervon sind beispielsweise Daten zu den Lastprofilen von Netznutzern und Lastprognosen umfasst. Diese Daten können im Rahmen der Verknüpfung der Sektoren wichtige Informationen liefern und sind auch für Quartierslösungen von grundlegender Bedeutung.

Die auf europarechtlichen Vorgaben<sup>63</sup> beruhende Entflechtung nach den §§ 6 ff. EnWG regelt die Trennung des Netzbetriebs von der Erzeugung und dem Vertrieb von Strom innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens. Es wird zwischen verschiedenen Stufen der Entflechtung unterschieden: Für Verteilnetzbetreiber gelten die informativischen, buchhalterischen, rechtlichen und operationellen Entflechtungsvorschriften. Die informativische Entflechtung nach § 6a EnWG enthält zwei Teilbereiche, die wirtschaftlich sensible Informationen betreffen. Zum einen müssen Netznutzerinformationen nach § 6a Abs. 1 EnWG vertraulich behandelt werden. Zum anderen müssen potenziell wirtschaftlich vorteilhafte Netzinformationen, die offen gelegt werden, in nichtdiskriminierender Weise allen Mitbewerbern offengelegt werden, § 6a Abs. 2 EnWG.

Im Ergebnis verbietet die informativische Entflechtung die Weitergabe und Veröffentlichung von Informationen, die der Sektorenkopplung dienen können, nicht per se. Die informativische Entflechtung als solche stellt damit kein grundlegendes Hemmnis für die verstärkte Integration der Sektoren dar.<sup>65</sup> Allerdings verhindert die Regelung des § 6a Abs. 1 EnWG die interne Weitergabe von Daten: Soweit die Daten von einem anderen Teil eines vertikal integrierten Unternehmens als dem Netzbetreiber erfasst werden, dürfen die Informationen nicht an den Netzbetreiber weitergegeben werden. Dies kann unter Umständen den optimalen Einsatz von Sektorenkopplungstechniken in Quartierslösungen erschweren, beispielsweise wenn diese in netzdienlicher Weise zentral durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber gesteuert werden sollen.

Das Vertraulichkeitsverbot aus § 6a Abs. 1 EnWG besagt, dass die verpflichteten Unternehmen wirtschaftlich sensible Daten nicht an Dritte – insbesondere nicht an andere Teile des vertikal integrierten Unternehmens – weitergeben dürfen. Die Bundesnetzagentur hat 2007 eine (nicht abschließende) Liste von möglichen wirtschaftlich sensiblen Informationen veröffentlicht.<sup>64</sup> Zu wirtschaftlich sensiblen Informationen zählen danach u. a. Vertragsinhalte zwischen Netzbetreibern und Netznutzern, Informationen des Ables- und Zählermanagements, Lastprofile, Lastprognosen und finanzielle und technische Bestimmungen zum Netzanschluss.

Zudem enthalten die gesetzlichen Vorgaben bislang keine Regelungen, die die Sektorenkopplung **aktiv fördern**.<sup>66</sup> Um Rechtsunsicherheiten vorzubeugen, sollten die Vorgaben der informativischen Entflechtung weiterentwickelt werden. Hierfür bedarf es Vorschriften, die den Austausch und die Zugänglichmachung von für die Sektorenkopplung erforderlichen Informationen (innerhalb eines vertikal integrierten regionalen Netzbetreiber) gestatten und klar regeln. Dies sollte unter strengen Voraussetzungen möglich sein, sofern die Weitergabe von Informationen ausschließlich der netzdienlichen Sektorenkopplung dient und ein Missbrauch marktbezogener Informationen durch geeignete Maßnahmen – etwa durch regulatorische Kontrolle – wirksam ausgeschlossen werden kann. Eine entsprechende Regelung könnte auf europarechtlicher Ebene in

62 Held, in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, § 41 Rn. 54.

63 Die Entflechtungsvorschriften sind insbesondere in der EU-Binnenmarkttrichtlinie 2019/944 (Elektrizität) enthalten und haben zum Ziel, einen neutralen Markt und Netzbetrieb zu schaffen.

64 Diese ist abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/EntflechtungKonzession/Entflechtung/RichtlinieinformativischenEntfId10485pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1n](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzession/Entflechtung/RichtlinieinformativischenEntfId10485pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1n) (zuletzt abgerufen am 13.10.2025).

65 Held, in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, § 41 Rn. 54.

66 Ebd. Rn. 55.

Ergänzung zur informatorischen Entflechtung der Verteilnetzbetreiber (Art. 37 ElBM-RL) getroffen werden und anschließend im nationalen Recht umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang kann angedacht werden, Verteilnetzbetreibern die Auf-

gabe eines aktiven Informationsmanagements im Gegenzug für eine angemessene wirtschaftliche Vergütung zu übertragen, sodass eine Bündelung und Aufbereitung der relevanten Daten erfolgt.<sup>67</sup>

## Netzdienliche Steuerung von Anlagen

Einen Schritt weiter als das reine Informationsmanagement geht die tatsächliche Steuerbarkeit von Anlagen im Sinne der Sektorenkopplung und Netzdienlichkeit. Vor diesem Hintergrund rückt die Rolle der Verteilnetzbetreiber in den Blick, die als Teil eines dezentralen Energiesystems Flexibilitätspotenziale erschließen können, etwa durch sektorengekoppelte Steuerungen von Anlagen wie Power-to-Heat-Systemen.<sup>68</sup> Die Zuweisung einer solchen Marktrolle kann einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung der Verknüpfung der einzelnen Sektoren leisten und somit einen positiven Einfluss auf die Entwicklung und Durchführung sektorengekoppelter Quartiersversorgungskonzepte haben.<sup>69</sup>

Einen ersten Ansatz für die netzdienliche Steuerung von Anlagen bietet § 14a EnWG mit der hierzu von der Bundesnetzagentur (BNetzA)<sup>70</sup> erlassenen Festlegung (BK6-Beschluss), die zum **01. Januar 2024**<sup>71</sup> in Kraft getreten ist. Die Verteilnetzbetreiber sind hiernach unter bestimmten Voraussetzungen berechtigt und verpflichtet, den Strombezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (nicht öffentliche Ladepunkte für E-Autos, Wärmepumpen, Klimaanlage und Stromspeicher) mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW – temporär zu reduzieren. Die Regelung gilt jedoch **ausschließlich** für Anlagen, die unmittelbar an das **Niederspannungsnetz** angeschlossen sind.<sup>72</sup> Zudem ist eine vollständige Abschaltung der Anlagen nicht erlaubt, vielmehr soll der Mindestbezug in Höhe von 4,2 kW die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der Anlagen sichern.<sup>73</sup>

Die Maßnahme des Dimmens unterliegt strengen Voraussetzungen: Die drohende Überlastung des Netzes muss sich grundsätzlich aufgrund objektiver Kriterien der Netzzustandsermittlung ergeben.<sup>74</sup> Die Netzzustandsermittlung bildet die aktuelle Netzauslastung anhand von Echtzeit-Messwerten

unter Berücksichtigung von Netzmodellen und -berechnungen ab.<sup>75</sup> Eine netzorientierte Steuerung der Verbrauchseinrichtungen darf zudem nur eingesetzt werden, wenn dies zur Abwendung einer Gefährdung der Netzsicherheit zwingend erforderlich ist, d.h. es darf kein weniger eingriffsintensives Mittel zur Verfügung stehen (**ultima ratio**).<sup>76</sup> Insgesamt stellt die Maßnahme ein rein kuratives Instrument und darf somit grundsätzlich nicht präventiv angewandt werden.

Die Umsetzung der Maßnahme des Dimmens kann auf zwei Weisen erfolgen: Einerseits kann der Netzbetreiber unmittelbar auf das Gerät zugreifen und die Leistung reduzieren (**Direktansteuerung**) andererseits kann der Netzbetreiber mit Netznutzern, die ein **Energiemanagementsystem (EMS)** für mehrere Verbrauchsgeräte haben, einen Schwellenwert vereinbaren, unterhalb dessen das EMS eigenständig den Verbrauch steuert/reduziert (Steuerung mittels EMS).<sup>77</sup> Letztere Variante kann für komplexere Anlagen vorteilhaft sein, insbesondere können etwa die Kapazitäten einer Eigenerzeugung (z.B. Photovoltaikanlage) und eines Stromspeichers eingerechnet werden.

Im Gegenzug zu der verpflichtenden Teilnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen an der netzorientierten Steuerung ist der Netzbetreiber nicht mehr berechtigt, den Anschluss dieser Anlagen an das Netz gem. § 17 Abs. 2, 18 Abs. 1 Nr.1 EnWG mit der Begründung der mangelnden Netzkapazität zu verzögern oder abzulehnen.<sup>78</sup>

Bis zur Umsetzung der notwendigen messtechnischen Voraussetzungen für das netzorientierte Steuern gilt eine Übergangszeit: Die Netzbetreiber können bis zum 1. Januar 2029 für maximal zwei Jahre das Instrument der sogenannten präventiven Steuerung anwenden.<sup>79</sup> Dabei wird die Steuerung **anhand von Erfahrungsdaten präventiv vorgenommen**. Bei dieser Me-

67 Held, in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, Rn. 55, 61.

68 Ebd. Rn. 55.

69 Ebd. Rn. 55, 61; vgl. auch das Konzept der dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft in Schwintowski, Aufbruch zur Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft – ein Konzept für preisgünstigen grünen Strom ohne jede Regulierung, VuR 2025, 95 (98 ff.).

70 BNetzA, Beschlusskammer 6, Anlage 1 zum Beschl. BK6-22-300 v. 27.11.2023.

71 Anlagen, die vor diesem Datum in Betrieb genommen worden sind, genießen Bestandsschutz und unterfallen den Regelungen nicht.

72 Netza, Beschlusskammer 6, Anlage 1 zum Beschl. BK6-22-300 v. 27.11.2023, Ziffer 2.1.

73 Ebd. Ziffer 4.5.1.

74 Ebd. Ziffer 4.2.

75 Ebd. Ziffer 2.6.

76 Ebd. Ziffer 4.3. S. 1

77 Ebd. Ziffer 4.4.

78 Ebd. Ziffer 5.

79 Ebd. Ziffer 10.5.

thode dürfen die Netzbetreiber die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nicht länger als zwei Stunden am Stück dimmen.<sup>80</sup>

Insgesamt ist die Regelung des § 14a EnWG und der Beschluss der BNetzA positiv zu bewerten. Es werden einerseits durch die Möglichkeit des Steuerns der Verbrauchseinrichtungen Potentiale für die Nutzung flexibler Lasten gehoben, andererseits wird durch den garantierten Mindestbezug in Höhe von 4,2 kW die Funktionsfähigkeit wichtiger Sektorenkopplungsanlagen wie Wärmepumpen sichergestellt.

Allerdings ist der **Wirkungskreis** der Festlegung der BNetzA durch die Beschränkung auf die Niederspannung und bestimmte Verbrauchseinheiten eingeschränkt. Der Anwendungsbereich der gesetzlichen Grundlage in der Form des

§ 14a EnWG ist hingegen gerade nicht auf eine bestimmte Netzebene beschränkt.<sup>81</sup> Zudem enthält § 14a Abs. 3 EnWG zwar eine Aufzählung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die Gegenstand einer netzorientierten Steuerung durch die Verteilnetzbetreiber sein können. Allerdings kann die BNetzA hiervon explizit abweichende Regelungen in ihrer Festlegung vorsehen.

Entsprechend sollte die Bundesnetzagentur den gesetzgeberischen Regelungsspielraum vollumfänglich ausschöpfen, indem sie den Anwendungsbereich der Festlegung mindestens **auf die Mittelspannungsebene** und daran angeschlossene steuerbare Verbrauchseinrichtungen ausweitet. Zudem erscheint es sachgerecht, eine Ausweitung der Festlegung auf sämtliche Netzanschlüsse in Betracht zu ziehen.<sup>82</sup>

### Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen

Ein Ansatz zur besseren Integration erneuerbarer Energien und zur Hebung lokaler Flexibilitätspotenziale – wie sie in Quartiersversorgungskonzepten vermehrt entstehen – ist die markt-basierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber nach § 14c EnWG. Die Norm wurde mit Wirkung zum 27.07.2021 in das EnWG aufgenommen und dient der Umsetzung von Art. 32 Abs. 1, 2 ElBM-RL.

Allerdings entfaltet § 14c EnWG zum jetzigen Zeitpunkt keine Rechtswirkung, da die für die Anwendbarkeit erforderlichen Spezifikationen bisher weder durch Netzbetreiber (Abs. 2) noch durch die Bundesnetzagentur (Abs. 3) erlassen wurden (§ 118 Abs. 28 EnWG).

Art. 32 Abs. 1 ElBM-RL verpflichtet die Mitgliedstaaten, einen Rechtsrahmen zu schaffen, der Verteilnetzbetreibern Anreize bietet, Flexibilitätsleistungen für einen effizienteren Netzbetrieb und -ausbau marktgestützt zu beschaffen. Auf nationaler Ebene übernimmt § 14c Abs. 1 S. 1 EnWG diesen Ansatz und verpflichtet Betreiber von Verteilernetzen – sofern sie Flexibilitätsleistungen beschaffen – zur Durchführung eines transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasierenden Verfahrens. Der Begriff „marktgestützt“ wird im Rahmen des § 14c EnWG häufig mit einem Ausschreibungsmechanismus assoziiert. Entsprechend stehen insbesondere Modelle wie lokale Flexibilitätsmärkte im Vordergrund.<sup>83</sup>

§ 14c EnWG ermöglicht die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen auch außerhalb von konkreten Netzengpässen.<sup>84</sup> Ihr Anwendungsbereich ist somit weit gefasst: Flexibilitätsdienstleistungen umfassen sämtliche Leistungen von Betreibern von Erzeugungsanlagen, Speichern oder Stromverbrauchsgeräten, die dem Netzbetreiber die Möglichkeit geben, die Anlagen nach seinem Bedürfnis zu steuern.<sup>85</sup> Mit der steigenden Anzahl an flexiblen Verbrauchern und Erzeugern (Wärmepumpen, Stromspeicher, Photovoltaik-Anlagen etc.) wird sich der Anwendungsbereich der Norm sogar noch erweitern.<sup>86</sup> Zudem ist die marktgestützte Beschaffung nach § 14c EnWG zwar auf die Verteilnetzebene beschränkt, allerdings (anders als die Festlegung der BNetzA zu § 14a EnWG) nicht ausschließlich auf die Niederspannungsebene.<sup>87</sup>

Nach § 118 Abs. 28 EnWG allerdings ist die Verpflichtung nach § 14c Abs. 1 EnWG für die jeweilige Flexibilitätsdienstleistung ausgesetzt, bis die Bundesnetzagentur erstmals Spezifikationen für die Beschaffung genehmigt (§ 14c Abs. 2 EnWG) oder festgelegt (§ 14c Abs. 3 EnWG) hat. Die Bundesnetzagentur hat hiervon bis dato keinen Gebrauch gemacht, sodass § 14c Abs. 1 EnWG bisher keine Rechtswirkungen entfaltet.<sup>88</sup>

Dies führt zu Rechtsunsicherheiten und erschwert eine proaktive Flexibilitätsnutzung im Verteilernetz. Die markt-basierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen kann auch im

80 Ebd. Ziffer 10.5.c.

81 Wagner/Büttner, Netzorientierte Steuerung im Niederspannungsnetz - Die Festlegungsentwürfe der BNetzA zu § 14a EnWG, EnWZ 2023, 345 (346).

82 Eschweiler/Hartwig/Großmann, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024, S. 2.

83 Hanny/Hofmann/Schöpf/Weibelzahl, Marktbasierter Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz: aktuelle Herausforderungen und Lösungsvorschläge zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben, ZfU 2023, 446; Regener/Maas/Hinterstocker/Mergner, FfE (Hrsg.), Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung - Einordnung der Konzepte aus unIT-e<sup>2</sup>, Februar 2025, S. 12, abrufbar unter: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/03/Whitepaper\\_Anreizsysteme.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/03/Whitepaper_Anreizsysteme.pdf) (zuletzt abgerufen am 02.10.2025).

84 Assmann, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 14c Rn. 10.

85 Ebd. Rn. 5.

86 Ebd. Rn. 10.

87 Regener/Maas/Hinterstocker/Mergner, FfE (Hrsg.), Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung - Einordnung der Konzepte aus unIT-e<sup>2</sup>, S. 11.

88 Assmann, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, § 14c Rn. 28.

Rahmen von Quartiersprojekten, in denen lokale Verteilnetzbetreiber eine sektorenintegrierende Marktrolle einnehmen, ein wirksames Instrument zur netzdienlichen Betriebsweise des Stromnetzes sein. Insbesondere können marktgestützte Beschaffungsmöglichkeiten für Flexibilitäten – beispielsweise in der Form von lokalen Flexibilitätsmärkten – der Vermeidung von Netzengpässen und damit auch zur Integration dezentral erzeugter erneuerbarer Energien beitragen.<sup>89</sup>

Es ist daher zu empfehlen, dass möglichst zeitnah entsprechende Spezifikationen durch die Bundesnetzagentur erlassen werden. In diesen sollten insbesondere eine klare Definition von Flexibilitätsdienstleistungen, Regelungen zum Umfang und zu den Bedingungen der Beschaffung sowie Kriterien für die wirtschaftliche Effizienz von Flexibilitätsbeschaffungen (§ 14c Abs. 4 EnWG) enthalten sein.<sup>90</sup> Ein solcher klarer rechtlicher Rahmen kann die angestrebte marktgestützte Integration dezentraler Flexibilität, wie sie in Quartierslösungen entsteht, strukturell fördern.<sup>91</sup>

## Konsistenter Rechtsrahmen für zeitvariable Netzentgelte

Im Kontext von sektorenkoppelnden Quartiersversorgungskonzepten können zeitvariable Netzentgelte ein zentrales Instrument zur Nutzbarmachung von Flexibilitätspotentialen flexibler Verbrauchseinrichtungen – wie Wärmepumpen und Heimspeichern – darstellen. Denn durch zeitvariable Netzentgelttarife sollen Verbraucher:innen angeregt werden, ihren Stromverbrauch in Phasen niedriger Netzauslastung zu verlagern und somit netzdienlich zu agieren. Zugleich können zeitvariable Netzentgelte wirtschaftliche Anreize für diese flexiblen Verbrauchseinrichtungen setzen und somit deren Verbreitung und Integration in das Energiesystem fördern.

Zeitvariable Netzentgelte wurden mit einem Beschluss der BNetzA zu § 14a EnWG (BK8-Beschluss)<sup>92</sup> erstmals im Rechtsrahmen geregelt. Der Beschluss ergänzt den BK6-Beschluss der BNetzA, wonach die Verteilnetzbetreiber den Strombezug bestimmter steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene bei Netzüberlastungen verringern können.<sup>93</sup>

Im Gegenzug haben die Betreiber dieser Anlagen einen **Anspruch auf eine Reduzierung der Netzentgelte**. Die Bundesnetzagentur hat hierfür drei verschiedene Module festgelegt: Das Modul 1 sieht eine pauschale Entgeltsenkung vor: diese setzt sich aus einer jährlichen Reduzierung von 80 € zuzüglich einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie zusammen.<sup>94</sup> Modul 2 kann als Alternative zu Modul 1 gewählt werden und beinhaltet eine prozentuale Senkung des Arbeitspreises: der reduzierte Arbeitspreis entspricht 40% des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Leistungsmessung des Netzbetreibers in der Niederspannung.<sup>95</sup>

Modul 3 kann ab dem 01.04.2025 mit dem Modul 1 kombiniert werden und enthält erstmals zeitvariable Netzentgelte, unterteilt **in drei Preisstufen innerhalb eines Tages**.<sup>96</sup> Die unterschiedlichen Preisstufen werden abhängig von der typischen Auslastung der Netze festgelegt. Anzuwenden sind die Tarifstufen mindestens in zwei Quartalen eines Jahres; innerhalb dieses Anwendungszeitraums ist von den drei Tarifstufen mindestens einmal täglich Gebrauch zu machen. Die unterschiedlichen Preisstufen werden **abhängig von der typischen Auslastung der Netze** festgelegt. Dadurch soll ein finanzieller Anreiz für Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gesetzt werden, den Strombezug selbstständig in Zeiten mit geringer Auslastung der Netze zu verschieben und somit Lastspitzen im Netz zu reduzieren.<sup>97</sup>

Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte im Rahmen der Festlegung zu § 14a EnWG ist als erster Schritt zu begrüßen. Allerdings wird hierdurch kein umfassender Rechtsrahmen zur Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte geschaffen. So beschränkt sich der Anwendungsbereich des BK8-Beschlusses insbesondere auf bestimmte Verbrauchsanlagen und die Niederspannungsebene. Um Flexibilitätspotentiale durch Anlagen wie Wärmepumpen oder Speichereinrichtungen (in Quartierkonzepten) vollständig auszuschöpfen, **sollte der Anwendungsbereich der Beschlüsse der BNetzA zu § 14a EnWG einerseits auf weitere Netzebenen (Mittelspannungsebene) sowie generell auf alle Netzanschlüsse ausgeweitet werden**.<sup>98</sup>

Für eine perspektivisch breitere Wirkung zeitvariabler Netzentgelte wäre deren Umsetzung im Rahmen einer grundsätzlichen

89 Vgl. auch Jebens et al., Das Marktdesign des enera Flexmarkts, S. 234 ff., abrufbar unter: <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projekt-kompodium.pdf> (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).

90 Hanny/Hofmann/Schöpf/Weibelzahl, Marktbasierter Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz: aktuelle Herausforderungen und Lösungsvorschläge zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben, ZfU 2023, 446 (466).

91 Ebd. 446 (479 f.).

92 BNetzA, Beschlusskammer 8, Beschl. BK8-22/010-A v. 23.11.2023.

93 Hierzu siehe Kapitel zur netzdienlichen Steuerung von Anlagen.

94 BNetzA, Beschlusskammer 8, Beschl. BK8-22/010-A v. 23.11.2023, Ziffer 1.

95 Ebd. Ziffer 2.

96 Ebd. Ziffer 3.

97 von Bredow, Die Kundenanlage in der netzorientierten Steuerung, IR 2024, 138 (140).

98 Eschweiler/Hartwig/Großmann, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024, S. 2.

Reform der Netzentgeltsystematik in Betracht zu ziehen.<sup>99</sup> Eine entsprechende Reformperspektive wird auch im Diskussionspapier der Bundesnetzagentur AgNes aufgezeigt.<sup>100</sup> Es ist zu empfehlen, diesen Reformprozess zügig durchzuführen, um einen klaren Rechtsrahmen für die flächendeckende Umsetzung zeitvariabler Netzentgelte zu gestalten.

### Exkurs: dynamische Netzentgelte

Eine noch **weitergehende Option zur Flexibilisierung der Netzentgelte stellt die Einführung dynamischer Netzentgelte dar**. Anders als bei statisch zeitvariablen Modellen, wie sie im Modul 3 des BK8-Beschlusses vorgesehen sind, **orientieren sich dynamische Netzentgelte in Echtzeit oder nahezu Echtzeit an der tatsächlichen Netzauslastung**.<sup>101</sup> Dadurch könnten flexible Verbrauchseinrichtungen noch gezielter in Engpasszeiten abgeschaltet bzw. in Schwachlastzeiten aktiviert werden, was insbesondere in sektorengekoppelten Quartiersstrukturen mit hoher lokaler EE-Erzeugung netzdienliche Effekte entfalten kann. Allerdings ist die Umsetzung dynamischer Netzentgelte mit erheblichen regulatorischen, technischen und ökonomischen Unsicherheiten verbunden. Technisch wäre hierfür eine nahezu vollständige Digitalisierung der Netz- und Verbrauchsinfrastruktur notwendig, einschließlich flächendeckender Smart-Meter-Rollouts. Der Einsatz von dynamischen Netzentgelten setzt zudem einen weiterentwickelten und konsistenten Rechtsrahmen voraus, dessen Ausgestaltung zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht absehbar ist.

99 Eschweiler/Hartwig/Großmann, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024, S. 2.

100 BNetzA, Diskussionspapier AgNes, Mai 2025, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233\\_AgNes/Downloads/Diskussionspapier\\_Verfahrenseinleitung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Verfahrenseinleitung.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).

101 BNetzA, Diskussionspapier AgNes, Mai 2025, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233\\_AgNes/Downloads/Diskussionspapier\\_Verfahrenseinleitung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Verfahrenseinleitung.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).

## 4. Integration des Stromsektors in die kommunale Wärmeplanung

Speziell für die Wärmeversorgung von Gebäuden geben das GEG und das Wärmeplanungsgesetz (WPG)<sup>102</sup> seit dem 1.1.2024 ausdrückliche rechtliche Vorgaben vor. Um die Wärmewende weiter zu beschleunigen, wurden beide Gesetze miteinander verknüpft. Ziel ist es zu einer kosteneffizienten, nachhaltigen, sparsamen, bezahlbaren, resilienten und treibhausgasneutralen Wärmeversorgung bis spätestens zum Jahr 2045 beizutragen (vgl. § 1 WPG), und entsprechende Maßnahmen zu ergreifen, um Treibhausgasemissionen einzusparen und eine zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energien für die Energieversorgung von Gebäuden zu erreichen (vgl. § 1 GEG).

Für Großstädte besteht bis zum 30.06.2026 und für Gemeinden mit 100.000 Einwohnern oder weniger bis zum 30.06.2028 nach § 4 WPG die Pflicht, kommunale Wärmepläne zu erstellen. Auf dem Weg hin zu einem kommunalen Wärmeplan sind verschiedene Schritte zu beachten. Der Ablauf ist in den §§ 13 ff. WPG geregelt: Nach dem Beschluss über die Durchführung findet eine Eignungsprüfung sowie eine Bestands- und Potenzialanalyse statt, §§ 13 – 16 WPG. Im Zielszenario wird sodann die langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung beschrieben, § 17 WPG. Über eine Einteilung des beplanten Gebiets in die voraussichtlichen Wärmeversorgungsgebiete hinweg werden in einem nächsten Schritt auf Grundlage der Eignungsprüfung sowie der Bestands- und Potenzialanalyse die Versorgungsoptionen für das Zieljahr dargestellt, §§ 18 f. WPG. Außerdem muss der Wärmeplan eine Umsetzungsstra-

tegie mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen enthalten, um die Versorgung mit ausschließlich erneuerbaren Energien oder aus unvermeidbarer Abwärme erzeugter Wärme bis zum Zieljahr erreichen zu können, § 20 WPG. Die Dekarbonisierungsvorgaben stehen dabei in § 29 WPG. Der Anteil erneuerbarer Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus muss für jedes Wärmenetz ab 1.1.2030 mindestens 30 % und ab 1.1.2040 mindestens 80 % betragen.

Das Verfahren hin zur Aufstellung eines Wärmeplans verpflichtet die Kommune nicht ausdrücklich dazu, den zum Betrieb einzelner Wärmeerzeuger benötigten Strom mit zudenken. Dies kann vor allem in der konkreten Umsetzungsphase bei der Errichtung und dem Betrieb von dezentralen Wärmeerzeugern zu Hindernissen oder Verzögerungen führen. Im Interesse einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung könnte es daher erstrebenswert sein, den Sektor Strom in die kommunale Wärmeplanung zu integrieren.<sup>103</sup> Die Vorgaben des GEG (insbesondere die 65 %-Vorgabe des § 71 Abs. 1 GEG) lassen sich leichter umsetzen, wenn der Strom, bspw. die für den Betrieb einer Wärmepumpe benötigten Strommengen mitgedacht und integriert werden. Wenn also im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Gebiet zur dezentralen Wärmeversorgung ausgewiesen wird, müssen genügend Netzkapazitäten zum Anschluss von Wärmepumpen vorhanden sein, d.h. Kommunen sollten Verteilnetze auch schon in der Wärmeplanung berücksichtigen.<sup>104</sup>

### Exkurs: Anreize im GEG zur Nutzung von EE-Strom

Das GEG setzt indirekte Anreize für den Ausbau von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Einführung von Quoten. Es normiert in § 10 Abs. 1, dass Neubauten als Niedrigstenergiegebäude zu errichten sind. Nach § 10 Abs. 2 GEG darf der Gesamtenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung, bei Nichtwohngebäuden auch für eingebaute Beleuchtung, den jeweiligen Höchstwert, der sich nach § 15 GEG oder § 18 GEG ergibt, nicht überschreiten.

Der novellierte § 10 Abs. 2 Nr. 3 GEG setzt fest, dass Neubauten die Anforderungen nach den §§ 71 bis 71h GEG, die vor allem Vorgaben zu heizungstechnischen Anlagen enthalten, erfüllen müssen. Eine Heizungsanlage darf danach grundsätzlich nur in ein Gebäude eingebaut werden, wenn mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt werden, § 71 Abs. 1 GEG. Falls eine oder mehrere elektrische Wärmepumpen in das Gebäude eingebaut werden, gilt die 65%-Anforderung gem. § 71c GEG als erfüllt, wenn eine oder mehrere Wärmepumpen den Wärmebedarf des Gebäudes decken. Diese seit dem 1.1.2024 geltenden Regelungen bestehen unmittelbar nur für Neubauten in Neubaugebieten; für Neubauten in Baulücken und Bestandsgebäude gibt es verschiedene Übergangsregelungen.

§ 15 Abs. 1 GEG sieht vor, dass der Jahres-Primärenergiebedarf von Neubauten für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung das **0,55fache** des Jahres-Primärenergiebedarfs<sup>105</sup> eines Referenzgebäudes, das die gleiche Geometrie,

102 Wirtschaftsvereinigung der Grünen, Kompetenzcluster Energie und Wärmewende, Perspektivenpapier: „Wärmewende im Gebäude zum Erfolg bringen“, September 2024, abrufbar unter: [https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier\\_Waermewende-Gebaeude\\_240827.pdf](https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier_Waermewende-Gebaeude_240827.pdf) (zuletzt abgerufen am 29.8.2025).

103 Wirtschaftsvereinigung der Grünen, Kompetenzcluster Energie und Wärmewende, Perspektivenpapier: „Wärmewende im Gebäude zum Erfolg bringen“, September 2024, abrufbar unter: [https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier\\_Waermewende-Gebaeude\\_240827.pdf](https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier_Waermewende-Gebaeude_240827.pdf) (zuletzt abgerufen am 29.8.2025).

104 Ebd.

105 Der Jahres-Primärenergiebedarf ist der jährliche Gesamtenergiebedarf eines Gebäudes, der zusätzlich zum Energiegehalt der eingesetzten Energieträger und von elektrischem Strom auch die vorgelagerten Prozessketten bei der Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und

Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das zu errichtende Gebäude aufweist, nicht überschreitet.<sup>106</sup> Zur Ermittlung des Höchstwerts des Jahres-Primärenergiebedarfs verweist § 15 Abs. 2 GEG unter anderem auf §§ 20, 23 GEG. Gem. § 20 Abs. 1 GEG ist für ein zu errichtendes Wohngebäude und das maßgebende Referenzgebäude der Jahres-Primärenergiebedarf nach der DIN V 18599: 2018-09 zu ermitteln. **§ 23 GEG eröffnet die Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien, der im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu einem errichtenden Gebäude erzeugt wird, bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs nach § 20 GEG in Abzug zu bringen.** Dadurch kann auch für den Fall, dass der Jahres-Primärenergiebedarf über 55 % des Referenzgebäudes liegt, jedoch **im Gegenzug dafür genug Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, die Voraussetzung der Errichtung eines Niedrigstenergiegebäudes nach §§ 10 Abs. 1, 15 GEG erfüllt sein.** Der monatliche Ertrag der Anlage zur Erzeugung von Strom ist sodann nach DIN V 18599-9: 2018-09 zu bestimmen, vgl. § 23 Abs. 2 GEG. Das Tatbestandsmerkmal des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ in § 23 Abs. 1 GEG ist bei einer PV-Anlage auf dem Dach unproblematisch erfüllt.<sup>107</sup> Die Regelung des § 23 GEG bezweckt somit, den dezentralen Ausbau von erneuerbaren Energien- insbesondere von Aufdach-PV-Anlagen – zu fördern.<sup>108</sup>

**Im Ergebnis wird durch die Möglichkeit der Anrechnung des Stroms aus erneuerbaren Energien nach § 23 GEG ein Anreiz zum dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Außerdem verfolgt der § 23 GEG den Zweck, der Flexibilisierung zu dienen, indem die Potenziale von gebäudenah erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien besser genutzt werden können.**<sup>109</sup> Zugleich trägt die Regelung dazu bei, die Sektorenkopplung voranzutreiben.

Die §§ 10 Abs. 2 Nr. 3 i.V.m. 71 ff. GEG setzen somit durch die grundsätzliche Einführung einer Verpflichtung zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien bei heizungstechnischen Anlagen in Neubauten und die damit verbundene Möglichkeit, den EE-Strom bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs im Hinblick auf die Erfüllung der an ein Niedrigstenergiegebäude gestellten Anforderungen in Abzug zu bringen, einen indirekten Förderansatz für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. **Dadurch entsteht neben den verpflichtenden rechtlichen Vorgaben des GEG im Wärmebereich ein indirekter Anreiz, auch Strom aus erneuerbaren Energieanlagen zu beziehen.**

Obwohl keine bundesweite (einheitliche) PV-Pflicht besteht<sup>110</sup>, setzt das GEG zumindest Anreize für die Verwendung von EE-Strom. Mit Blick auf das Projekt HybridBOT kann dadurch auch ein Anreiz für Eigentümer:innen von Gebäuden eines Quartiers entstehen, PV-Anlagen zu installieren und den erzeugten Strom für die Wärmeversorgung zu nutzen. **Hieran zeigt sich die Relevanz der Sektorenkopplung in der Praxis: Die Unverzichtbarkeit Strom und Wärme zusammen zu denken und Synergien zu nutzen.**

Verteilung mittels Primärenergiefaktoren einbezieht, § 3 Abs. 1 Nr. 15 GEG..

106 Das Referenzgebäude muss dabei der technischen Referenzausführung der Anlage 1 des GEG entsprechen.

107 Scholtka/Hänsel, in: Säcker/Steffens, BerlKomEnR, GEG, § 23 Rn. 7.

108 Ertel, in: Frenz, Cosack, GEG, § 23 Rn. 3.

109 BT-Drs. 19/16716, S. 124.

110 Für eine Auseinandersetzung mit der PV-Pflicht s.o. PV-Pflicht, S. 5 f.

## 5. Der Kostenfaktor als Stellschraube für eine bessere Sektorenkopplung

Aus ökonomischer Sicht lässt sich die Sektorenkopplung besser anreizen, wenn auch finanzielle Aspekte als Fürsprecher agieren. Mögliche Reduzierungsoptionen der staatlichen Stromgestehungskosten, die Option einer einheitlichen Preisbildung

bei dem Bezug von unterschiedlichen Wärmeerzeugern sowie Preisanpassungsmöglichkeiten bei dem Bezug von Fernwärme im Falle einer netzdienlichen Steuerung können hierbei eine zentrale Rolle einnehmen.

### Stromgestehungskosten als Hindernis für Power-to-Heat-Anlagen

Die als „Schlüsseltechnologie“ für das Beheizen von Gebäuden identifizierte Wärmepumpe stellt eine effiziente Wärmeversorgung bereit<sup>111</sup>, ohne dabei auf fossile Brennstoffe zurückgreifen zu müssen. Ein weiterer Vorteil von Wärmepumpen besteht in ihrer flexiblen Steuerbarkeit, durch die Lastverschiebungen möglich sind. So soll dem Erfordernis der Netzdienlichkeit Rechnung getragen werden.<sup>112</sup> Um daher, insb. aufgrund der hohen Anfangsinvestitionskosten für Wärmepumpen, einen Anreiz für ihre Anschaffung und ihren Gebrauch zu setzen, könnten Kostenerleichterungen für den von Wärmepumpen verwendeten Strom dienen. Denn Wärmepumpen würden vor allem dann besonders oft genutzt, wenn der Strom- im Vergleich zum Gaspreis günstig ist.<sup>113</sup> Auch wenn ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis zukünftig fossile Optionen wie Gas ohnehin verteuert, sollte ein weiterer Schritt darin bestehen, gesetzliche Vergünstigungen beim Strompreis speziell für den für die Wärmepumpe benötigten Strom einzuführen.<sup>114</sup> **Reduzierungsmöglichkeiten sind über gesetzliche Anpassungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgaben, der Umlage nach § 19 StromNEV<sup>115</sup> sowie bei der Mehrwertsteuer einer-**

**seits zulässig und denkbar. Andererseits eignen sie sich für eine günstige Strompreisentwicklung.<sup>116</sup>**

Die gesetzlichen **Strompreisbestandteile bei dem Bezug von Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz** setzen sich zusammen aus dem Netzentgelt (§ 3 Nr. 16 EnWG, § 17 StromNEV) sowie der „§ 19 StromNEV-Umlage“, den netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen wie der Konzessionsabgabe (§ 48 Abs. 1 S. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 KAV<sup>117</sup>), der Offshore-Netzumlage (§ 12 Abs. 1 EnFG) und der KWKG-Umlage (§ 12 Abs. 1 EnFG<sup>118</sup>) sowie der Stromsteuer (§ 5 Abs. 1 S. 1 Var. 1 StromStG<sup>119</sup>) und der Umsatzsteuer (§§ 1 Abs. 1 Nr. 1, 3g, 12 Abs. 1 UstG<sup>120</sup>).<sup>121</sup>

- 111 Klinski et. al., Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 14, abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/strompreisentlastungen-bei-nutzung-fuer> (zuletzt abgerufen am 27.08.2025).
- 112 KfW Research, Die Wärmewende etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor, Nr. 487, 20. Februar 2025, abrufbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr.-487-Februar-2025-Waermepumpen.pdf> (zuletzt abgerufen am 03.07.2025); vgl. auch die Ausführungen hierzu in dem Kapitel „Einleitung: Rechtlicher und technischer Hintergrund zum Projekt „HybridBOT“, S. 1.
- 113 KfW Research, Die Wärmewende etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor, Nr. 487, 20. Februar 2025.
- 114 Denn eine weitere Steigerung des Strompreises führt automatisch zu höheren Betriebskosten für die Wärmepumpe, vgl. auch Öko-Institut/Fraunhofer ISE, Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2022, S. 19 ff.
- 115 Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.
- 116 Klinski et. al., Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 14; Hünecke et. al., Synthesebericht, Die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen zur Erreichung der Klimaschutzziele, April 2025, S. 89 ff., 108, 144, abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-lenkungswirkung-von-endenergiepreisen-zur> (zuletzt abgerufen am 10.10.2025).
- 117 Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.
- 118 Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist.
- 119 Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist.
- 120 Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt durch Artikel 27 des Gesetzes vom 2. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 387) geändert worden ist.
- 121 Stamme/von der Stein, Darstellung der Strombezugskosten anhand eines konkreten Fallbeispiels, 2025, DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15608374>.

Die aktuellen Strombezugskosten für Privatkunden setzen sich wie nachfolgend dargestellt zusammen:

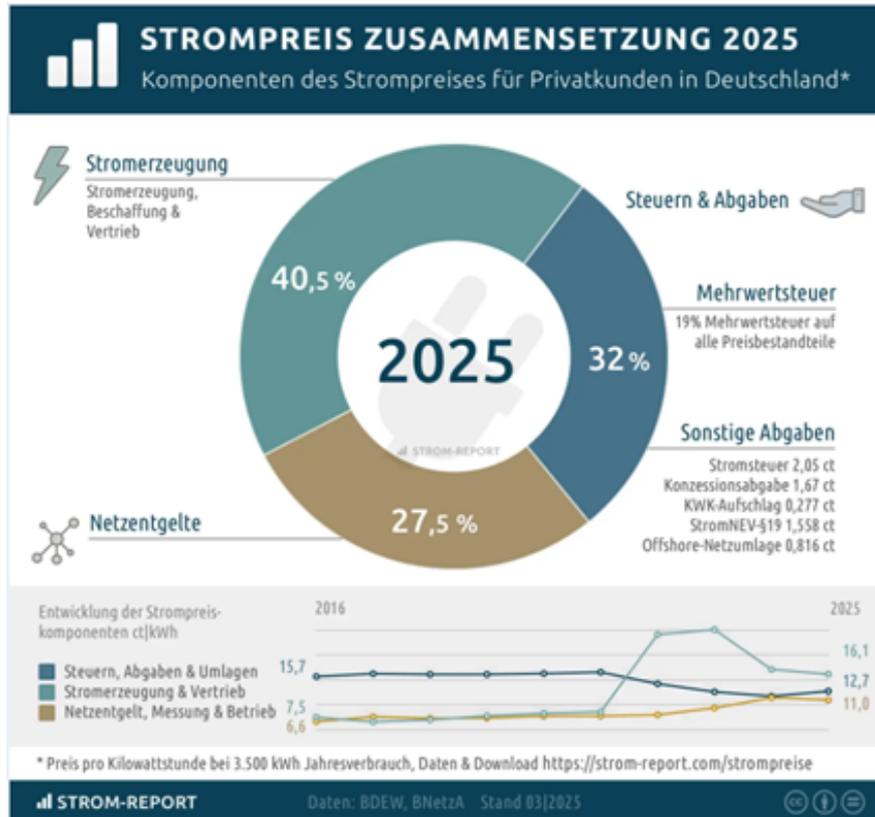


Abbildung 2: Strompreiszusammensetzung 2025, <https://strom-report.com/strompreisentwicklung/>

Das StromStG sieht unter bestimmten Voraussetzungen bereits Befreiungs- und Entlastungstatbestände bspw. für den Bezug von Grünstrom zum Selbstverbrauch am Ort der Erzeugung oder im räumlichen Zusammenhang zwischen der Erzeugungsanlage und der Entnahme vor.<sup>122</sup> Für den Bezug von Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz zum Betrieb einer Wärmepumpe gilt dies bislang nicht. **Eine Stromsteuerbefreiung oder -entlastung für Strom für Wärmepumpen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen ist aufgrund einschlägiger Regelungen der Energiesteuer-Richtlinie<sup>123</sup> auch nicht möglich, und zwar auch nicht für Strom, der für Heizzwecke verwendet wird.**<sup>124</sup>

Anders ist dies bei den gesetzlich festgelegten Umlagen: **Ausnahmen explizit für den von Wärmepumpen bezogenen Strom gibt es bislang im EnFG, das unter bestimmten Bedingungen (eigener Zähler) eine Befreiung von der KWKG-Umlage und Offshore-Netzzulage bei dem Betrieb von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen vorsieht,**

**§ 22 Abs. 1 EnFG.** Eine weitere Ausnahme für Wärmepumpenstrom ließe sich auch für die 2025 neu eingeführte sog. „§ 19 StromNEV-Umlage“ schaffen. Die Umlage erhebt einen Aufschlag auf die regulär anfallenden Netzentgelte für Mindereinnahmen durch verringertes Netzentgelt sowie Mehrkosten, die für die Integration von EE-Anlagen anfallen. In Anlehnung an die Umlagebefreiung nach § 22 Abs. 1 EnFG ist **eine ausdrückliche Befreiung für Wärmepumpenstrom in der StromNEV ebenso sinnvoll, um für weitere Preisreduzierungen zu sorgen.**

Wie bereits oben ausgeführt<sup>125</sup>, kann auf der Grundlage von § 14a EnWG bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auch eine Netzentgeltreduzierung gestattet werden. Das von der BNetzA festgelegte Modul 3 der „Zeitvariable Netzentgelttarif“ zur Umsetzung von § 14a EnWG lässt zugunsten von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen, eine Reduzierung von Netzentgelten zu.

122 Vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 StromStG.

123 Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl. L 283/51 vom 31. Oktober 2003.

124 Für eine nähere Auseinandersetzung hiermit siehe Klinski et. al., Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025 S. 46.

125 Um Wiederholungen zu vermeiden, soll an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen werden. Siehe für eine tiefere Auseinandersetzung „Konsistenter Rechtsrahmen für zeitvariable Netzentgelte“ auf S. 18.

Auch im Rahmen der Konzessionsabgaben besteht ein Spielraum für vergünstigte Preise. Die Konzessionsabgaben, die 1:1 an den Kunden weitergereicht werden, unterscheiden sich in der Bemessungsgrundlage und -höhe grundsätzlich danach, ob es sich beim Endverbraucher um einen Tarif- oder Sondervertragskunden handelt. § 2 Abs. 2 Nr. 4 KAV lässt zum einen Befreiungen für Sondervertragskunden zu<sup>126</sup>. Zum anderen setzt § 2 Abs. 7 S. 3 KAV eine mögliche Privilegierung fest, die sich auf die inzwischen aufgehobene § 7 Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)<sup>127</sup> stützt und aufgrund obergerichtlicher Rechtsprechung dennoch fortgelten soll.<sup>128</sup> § 7 Abs. 1 BTOElt bestimmt:

*„Kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Strombezug für elektrische Wärmepumpen zur Raumheizung durch technische Vorrichtungen nach Absatz 2 oder 3 unterbrechen und wird ihr Verbrauch getrennt gemessen, so darf der Stromverbrauch dieser Wärmepumpen bei der Ermittlung des Leistungspreises nicht berücksichtigt werden.“*

Die in diesem Fall nach § 2 Abs. 7 S. 3 KAV anwendbaren § 2 Abs. 2 Nr. 1a und Abs. 3 KAV sehen sodann Höchstbeträge von 0,61 Cent/kWh (Nr. 1a) bzw. 0,11 Cent/kWh (Nr. 3; wie im Fall von Sondervertragskunden) vor und unterscheiden sich demnach von den Höchstbeträgen in Höhe von bis zu 2,39 Cent/kWh, vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 1b KAV. Zu der Frage, ob also im Falle eines Strombezugs für den Betrieb von Wärmepumpen der höhere Tarif- oder der niedrigere Sondervertragsbetrag anzunehmen ist, entschied der BGH zugunsten des günstigeren Höchstbetrags: **Heizstromverträge seien grundsätzlich als Sonderverträge einzuordnen.**<sup>129</sup> **Demnach dürfte die Konzessionsabgabe für Heizstromlieferungen höchstens 0,11 Cent/kWh betragen.** Zwar machen die Konzessionsabgaben nur einen kleinen Teil am gesetzlichen Gesamtstrompreis aus, doch bietet sich hiermit eine weitere Stellschraube im Hinblick auf die Reduzierung des Strompreises an. Dass die geltende Regelung in § 2 Abs. 7 S. 3 KAV noch auf die bereits in 2007 außer Kraft gesetzte BTOElt Bezug nimmt, führt zu Rechtsunsicherheit und stellt somit ein Hemmnis dar.<sup>130</sup> **Eine Änderung dahingehend,**

**die Privilegierung für Wärmepumpenstrom ausdrücklich in der KAV zu nennen, würde dieses Hindernis beseitigen.**

**Die Mehrwertsteuer, die regelmäßig 19% beträgt, auf 7% speziell für Strom für Wärmepumpen herabzusetzen,** ist eine weitere mögliche Option, die auch europarechtlich zulässig sein dürfte, vgl. Nr. 22 des Anhangs III der Mehrwertsteuer-Systemrichtlinie<sup>131</sup>. In der reduzierten Erhebung von Mehrwertsteuer besteht großes Potenzial, um Preisanreize zu schaffen.<sup>132</sup> Den Ansatz einer Ermäßigung der Mehrwertsteuer verfolgt bspw. Frankreich. Zwar profitiert hier nicht der Wärmepumpenstrom von einer ermäßigten Mehrwertsteuer, aber gilt für die Anschaffungskosten statt eines Mehrwertsteuersatzes von 20 % lediglich 5,5 %.<sup>133</sup> Dies bietet neben einer reduzierten Mehrwertsteuer auf den Wärmepumpenstrom einen weiteren finanziellen Anreiz statt in Gaskessel in die nicht-fossil gefeuerte Wärmepumpe zu investieren.

Für die Privilegierung von Wärmepumpenstrom in der Praxis ist aus technischer Sicht stets ein gesonderter Zähler erforderlich, um nachzuweisen, dass der privilegierte Strom ausschließlich zum Betrieb einer Wärmepumpe verwendet wird. Dies wäre bei der Etablierung und Umsetzung etwaiger Entlastungstatbestände zu berücksichtigen. Es könnte auf eine Harmonisierung jeglicher Privilegierungen mit dem Anwendungsbereich von § 14a EnWG hingewirkt werden, um so einheitliche Privilegierungstatbestände für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Wärmepumpen zu schaffen.<sup>134</sup>

Neben den Reduzierungsmöglichkeiten auf Seiten der staatlichen Strompreisbestandteile, die wie gesehen aktuell nur teilweise bestehen, gibt es für Haushaltskunden schon jetzt bestimmte Wärmepumpenstromtarife, die von den Versorgern ca. 25 % günstiger im Vergleich zu Haushaltsstromtarifen angeboten werden.<sup>135</sup> **Lieferunternehmen dazu zu verpflichten, vergünstigte Stromtarife anzubieten, ist jedoch ausgeschlossen.** Grund hierfür ist der **Grundsatz der freien Preisbildung**, der für die Strommärkte gemäß Art. 5 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie<sup>136</sup> gilt. Danach sollen Maßnahmen, mit denen

126 Stamme/von der Stein, Darstellung der Strombezugskosten anhand eines konkreten Fallbeispiels, 2025.

127 Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) vom 18. Dezember 1989 (BGBl. I, Nr. 59 vom 22. Dezember 1989, S. 2255), die durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970) aufgehoben worden ist.

128 Vgl. OLG Celle, Urt. v. 2.6.2016 – 13 U 21/16, BeckRS 2016, 11183 Rn. 48; BGH, Urt. v. 20.6.2017 – EnZR 32/16, NJOZ 2017, 1422, Rn. 16 f. Für eine kurze zusammenfassende Darstellung der Rechtsprechung siehe Klinski et. al., Strompreisbelastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 32.

129 BGH, Urt. v. 7.3.2017 – EnZR 56/15, BeckRS 2917, 105624.

130 In der Praxis zeigt sich, dass sich nicht alle Netzbetreiber an den zulässigen Höchstbetrag von 0,11 Cent/kWh halten, sondern höhere Konzessionsabgaben verlangen, siehe BNetzA/BKartA, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 14. Dezember 2022, S. 322; vgl. zur Darstellung auch die Ausführungen in Klinski et. al., Strompreisbelastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 32 ff.

131 Richtlinie 2006/112/EG des Rates vom 28. November 2006 über das gemeinsame Mehrwertsteuersystem, Abl. L 347/1 vom 11. Dezember 2006.

132 Klinski et. al., Strompreisbelastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 44 f.

133 KfW Research, Die Wärmewende etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor, Nr. 487, 20. Februar 2025.

134 Klinski et. al., Strompreisbelastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 41.

135 Ebd. S. 48 ff.

136 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Abl. L 158/125 vom 14. Juni 2019.

eine Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage verhindert wird, vermieden werden. Ausnahmen hiervon sieht die Richtlinie nur für von Energiearmut betroffene oder schutzbedürftige Haushaltskunden vor.<sup>137</sup> **Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise an der Strombörse sowie auch in Relation zu CO<sub>2</sub>-Preisen durch den EU-**

### Preisgestaltung im Rahmen der Fernwärme

Wie auch bei dem Bezug von Strom fallen bei dem Verbrauch von Fernwärme Kosten bei Endverbraucher:innen an. Die Preisgestaltung ist dabei zentraler Dreh- und Angelpunkt. Doch anders als ein großer Teil der Strompreisbestandteile ist – neben der Finanzierung der Fernwärmeversorgung – **die Preisgestaltung durch die Fernwärmeversorger bislang nicht gesetzlich geregelt**; allein maßgebend sind die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)<sup>139</sup>, die Wärmelieferverordnung (WärmeLV)<sup>140</sup> sowie ergänzend die Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung

### Einheitliche Preisbildung bei verschiedenen Wärmebezugsquellen

Mit Blick auf die Preisbildung der Fernwärme im Rahmen einer Quartiersversorgung lässt sich die Frage aufwerfen, **ob aus rechtlicher Perspektive ein einheitlicher Wärmepreis gebildet werden kann, auch wenn verschiedene Bezugsquellen zum Einsatz kommen** – wie im Falle des HybridBOT-Projekts: Also zum einen ein **Anschluss an das Fernwärmenetz** besteht und zum anderen zugleich eine **Wärmeversorgung über dezentrale Energieanlagen** – wie Wärmepumpen und Heizstäbe – stattfindet. In diesem Fall sieht das projektinterne Betriebskonzept vor, dass die Stadtwerke nicht nur Betreiber des Fernwärmenetzes, sondern auch Eigentümer der dezentralen Energieerzeugungsanlagen sind, die die Kunden mit Wärme beliefern.<sup>144</sup>

Zunächst ist aus regulatorischer Sicht dabei ein Blick auf die AVBFernwärmeV zu werfen: Die AVBFernwärmeV findet Anwendung auf alle Anschluss- und Versorgungsverträge, die

**ETS 1 und EU-ETS 2 lassen ein dauerhaftes Angebot von günstigeren Wärmepumpenstromtarifen jedoch unwahrscheinlich erscheinen.** Dies spricht einmal mehr dafür, die gesetzlichen Stellschrauben zu betätigen und die oben aufgezeigten Möglichkeiten für die Reduzierung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile umzusetzen.<sup>138</sup>

(FFVAV)<sup>141</sup>. Auch das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)<sup>142</sup> enthält zumindest eine für die Fernwärmeversorgung bedeutende Bestimmung.

Grundlage für die leitungsgebundene Fernwärmeversorgung bildet zunächst der zwischen Kunde/Eigentümer/Verwalter/Vermieter und Fernwärmeversorger geschlossene Wärmeliefervertrag. Dieser enthält neben dem Grund- und Arbeitspreis wahlweise auch weitere Preisbestandteile in konkreter Höhe (z.B. Messgebühren, Anschlusskosten, Leistungspreise).<sup>143</sup>

von Fernwärmeversorgungsunternehmen verwendet werden und für eine Vielzahl von Verträgen vorformuliert sind (allgemeine Versorgungsbedingungen), vgl. § 1 Abs. 1. Sie gilt gem. § 1 Abs. 2 im Übrigen nicht für den Anschluss und die Versorgung von Industrieunternehmen. Der Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV erstreckt sich trotz der gesetzlichen Bezeichnung „Fernwärmeversorgungsvertrag“ auf Versorgungsverträge sowohl im Falle des Bezugs von Fernwärme als auch von Nahwärme.<sup>145</sup> Eine Fernwärmelieferung im Sinne der AVBFernwärmeV liegt nämlich immer dann vor, **wenn Wärme von einem Dritten gegen Zahlung eines regelmäßigen Entgelts geliefert wird. Dabei ist unerheblich, ob die Wärme über einen weiteren Weg zum Kunden transportiert oder dezentral erzeugt wird. Die Nähe der Heizungsanlage zum Ort der Verwendung ist somit unerheblich.**<sup>146</sup>

Insoweit kann auch Wärme, die dezentral erzeugt wird, vom Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV erfasst sein. Die lan-

137 Für eine tiefere Auseinandersetzung zum Grundsatz der wettbewerblichen Preisbildung im Strommarkt siehe Klinski et. al., Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen, April 2025, S. 37 f.

138 Weiterführende Ausführungen zu den Netzentgelten s.o.: Konsistenter Rechtsrahmen für zeitvariable Netzentgelte, S. 21.

139 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juli 2022 (BGBl. I S. 1134) geändert worden ist.

140 Wärmelieferverordnung vom 7. Juni 2013 (BGBl. I S. 1509).

141 Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung vom 28. September 2021 (BGBl. I S. 4591, 4831), die durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist.

142 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 5. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 400) geändert worden ist.

143 Vgl. auch die aufbereitete Darstellung in: Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), Benötigen wir eine neue Preisregulierung für die Fernwärme?, 2025, S. 5, 11.

144 Aufgrund von Verzögerungen bei der Umsetzung der Bauvorhaben in dem Neubaugebiet in Neuburg an der Donau, konnte dieses Konzept während der Projektlaufzeit nicht – wie ursprünglich angestrebt – vor Ort erprobt werden.

145 Vgl. für eine überblicksartige Darstellung dieser und einer gegenteiligen Auffassung auch die Ausführungen von Wollschläger, in: Theobald/Kühling, Energierecht, AVBFernwärmeV, § 1 Rn. 2-7.

146 Hack, Energie-Contracting, B. Der Energiedienstleistungsvertrag, Rn. 31; Wollschläger, in: Theobald/Kühling, Energierecht, AVBFernwärmeV, § 1 Rn. 6.

ge umstrittene Frage, ob als Fernwärmelieferung im Sinne des § 1 Abs. 1 AVBFernwärmeV auch die Lieferung von Nahwärme oder Direktwärme anzusehen ist, wurde mittlerweile durch den BGH entschieden: **Um Fernwärme handelt es sich jedenfalls dann, wenn die Wärme durch eine nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehende Heizungsanlage nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten produziert und an andere geliefert wird.**<sup>147</sup> Dies dürfte auch der Definition von Fernwärme in § 2 Abs. 3 FFVAV entsprechen: Danach handelt es sich bei Fernwärme um die gewerbliche Lieferung von Wärme aus einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Wärmeerzeugungsanlage. In einer späteren Entscheidung erklärte der BGH, dass es **aus rechtlicher Sicht keinen Unterschied zwischen Nah- und Fernwärme gebe, solange der Wärmelieferant hohe Investitionen vorzunehmen habe**, um seine Vertragspflicht zur Wärmelieferung erfüllen zu können. Es dürfte demnach nicht ausreichend sein, dass der Wärmelieferant sich im Wesentlichen lediglich dazu verpflichtete, eine bereits vorhandene, im Eigentum des Kunden stehende Heizungsanlage für ein geringes Entgelt anzupachten, zu warten und zu betreiben.<sup>148</sup> **Unabhängig von der Eigentümerstellung** fielen alle Wärmelieferungsverträge bis auf diejenigen, in denen dem Energiedienstleister die Wärmeerzeugungsanlage kostenlos oder zu geringfügigen Kosten zur Verfügung gestellt werden, in den Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV, **sofern sie unter Verwendung allgemeiner Versorgungsbedingungen des Energiedienstleisters zustande gekommen seien.**<sup>149</sup>

Der Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV ist damit jedenfalls dann eröffnet, wenn der Wärmeversorger das Fernwärmenetz betreibt und zusätzlich entweder die dezentralen Erzeugungsanlagen in seinem Eigentum stehen, oder – wenn dies nicht der Fall ist – er zumindest mehr als nur geringfügige Kosten für die Wärmeerzeugungsanlage zu entrichten hat und der geschlossene Vertrag auf den allgemeinen Versorgungsbedingungen des Energieversorgers beruht. Bei Wärmelieferungen dürfte daher nahezu immer eine Anwendung angenommen werden.

Grundlage der Wärmelieferung bildet ein Wärmeliefervertrag bestehend aus einem Anschluss- und einem Versorgungsvertrag. **Inhalt des Vertrages ist gem. § 2 AVBFernwärmeV die**

**Wärmeversorgung zu den für gleichartige Versorgungsverhältnisse geltenden Preisen.** Auch die allgemeinen Versorgungsbedingungen des Fernwärmeversorgungsunternehmens sind Bestandteil des Vertrages; diese müssen dem Neukunden bei Vertragsschluss einschließlich der dazugehörigen Preisregelung ausgehändigt werden. Fernwärmeversorgungsunternehmen sind berechtigt, für unterschiedliche Preisgestaltungen auch unterschiedliche Versorgungsbedingungen zu verwenden.<sup>150</sup> Gem. § 4 Abs. 3 S. 1 AVBFernwärmeV verständigen sich die Vertragsparteien über den einzusetzenden Wärmeträger. **Maßgebend ist also die Vereinbarung zwischen den Vertragspartner:innen.** Nach Abs. 3 S. 2 AVBFernwärmeV kann das Fernwärmeversorgungsunternehmen auch mittels eines anderen Wärmeträgers versorgen, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist. Dabei dürfte die Bezeichnung „mittels eines anderen Wärmeträgers“ im Vergleich zum vereinbarten Wärmeträger zu sehen sein. Die Verordnung stellt also maßgeblich auf die Vereinbarung zwischen den Parteien ab.

Für die konkrete Preisbildung sieht die nationale Rechtsgrundlage keine weiteren speziellen Vorgaben vor. **Es gibt keine Regeln für die Festlegung des Preisniveaus zu Beginn der Lieferung. Vielmehr gilt bei der Preisgestaltung das zivilrechtliche Prinzip der Vertragsfreiheit.**<sup>151</sup> Zu beachten ist nach § 29 GWB aber, dass Fernwärmeunternehmen ihre marktbeherrschende Stellung nicht ausnutzen dürfen; es ist ihnen somit u.a. untersagt, unangemessen hohe Entgelte zu fordern (vgl. § 29 S. 1 Nr. 2). Denn bei Anbietern von Fernwärme handelt es sich aufgrund der abgeschlossenen Netze ohne Alternativen üblicherweise um lokale Monopolisten.<sup>152</sup> Außerdem sieht § 1a Abs. 1 AVBFernwärmeV Veröffentlichungspflichten vor. Danach müssen u.a. Preisregelungen, Preisanpassungsklauseln und Preiskomponenten im Internet veröffentlicht werden. Damit soll im Sinne des Verbraucherschutzes die Preistransparenz gewahrt werden.

Rahmenbedingungen für Wärmelieferverträge mit Fernwärme oder Bezug zum Contracting<sup>153</sup> enthält neben der AVBFernwärmeV auch die WärmelV mit konkreten Bestimmungen zu Wärmelieferverträgen.<sup>154</sup> **In Wärmelieferverträgen, die bei der Umstellung der Wärmeversorgung auf eine gewerbliche Wärmelieferung für Mietwohnraum nach § 556c BGB**<sup>155</sup>

147 BGH, Urt. v. 25.10.1989 – VIII ZR 229/88 (Köln), NJW 1990, 1181 (1183); BGH, Urt. v. 15.2.2006 – VIII ZR 138/05 (OLG Brandenburg), NJW 2006, 1667 (1669).

148 BGH, Urt. v. 21.12.2011 – VIII ZR 262/09 (KG), NJW-RR 2012, 249 (250).

149 Hack, Energie-Contracting, B. Der Energiedienstleistungsvertrag, Rn. 32.

150 Wollschläger, in: Theobald/Kühling, Energierecht AVBFernwärmeV, § 4 Rn 1, mwN.

151 Topp, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 76. Fernwärmerecht, Rn. 160, mwN.

152 Körber in: Immenga/Mestmäcker, GWB § 29 Rn. 67a.

153 Von dem Begriff „Energiliefer-Contracting“ werden Vorhaben umfasst, bei denen der Energiedienstleister die Energieerzeugungsanlage entweder plant, finanziert und errichtet oder eine vorhandene Energieerzeugungsanlage übernimmt und für die Dauer des Vertrages die Anlagenverantwortung und das Anlagenrisiko trägt, d.h. den Betrieb führt, die Anlage wartet, Instand setzt und bedient, die Einsatzenergie einkauft und die Nutzenergie verkauft. Siehe Hack, Energie-Contracting, A. Energiedienstleistungen in der Praxis, Rn. 13 ff.

154 Danner/Kühling, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Einführung Rn. 149.

155 Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 163) geändert worden ist; „§ 556c Abs. 1 BGB gilt für alle Fälle, in denen in Bestandsmietverhältnissen auf die eigenständig gewerbliche Lieferung durch einen Wärmelieferanten umgestellt wird. Nach der langjährigen

**geschlossen werden, sollen gem. § 2 WärmelV so u.a. folgende Angaben enthalten sein:** die Aufschlüsselung des Wärmelieferpreises in den Grundpreis in Euro pro Monat und in Euro pro Jahr und den Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde, jeweils als Netto- und Bruttobetrag, sowie etwaige Preisänderungsklauseln (Nr. 2) und falls der Kunde Leistungen vorhalten oder Leistungen des Wärmelieferanten vergüten soll, die vom Grund- und Arbeitspreis nicht abgegolten sind, auch eine Beschreibung dieser Leistungen oder Vergütungen (Nr. 6).

Die FFVAV hält weitere Bestimmungen bereit, die bei einem Fernwärmeversorgungsvertrag durch ein Unternehmen einzuhalten sind. Hierbei geht es insbesondere um die Verbrauchserfassung und Abrechnung sowie die in diesem Zusammenhang erforderliche Bereitstellung von Informationen und Preisausweisungen. Die FFVAV trägt dem Versorgungsunternehmen somit ergänzende Pflichten für die Verbrauchsmessung oder den Inhalt der Abrechnung auf. Gem. § 5 Abs. 1 sind sie u.a. verpflichtet, Informationen über die geltenden tatsächlichen Preise und den tatsächlichen Verbrauch (Nr. 1) sowie auch Informationen über den aktuellen und prozentualen Anteil der eingesetzten Energieträger und der eingesetzten Wärmegewinnungstechnologien im Gesamtenergiemix im Durchschnitt des letzten Jahres (Nr. 2a) und über die auf Wärme erhobenen Steuern, Abgaben oder Zölle (Nr. 2c) bereit zu stellen. Der Wortlaut der Verordnung, der die eingesetzten Energieträger und Wärmegewinnungstechnologien in den Plural setzt, geht dabei von der Möglichkeit verschiedener Wärmeversorgungsbezugsquellen aus. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 müssen ggf. auch Informationen über die aus oder auf Basis von erneuerbaren Energien erzeugte Wärme und die dafür ausgestellten Herkunftsnachweise nach dem Herkunftsnachweisregistergesetz<sup>156</sup> zur Verfügung gestellt werden. Weitere Vorgaben richten sich danach, ob das Versorgungsunternehmen die Abrechnung auf Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs oder einer Schätzung zur Verfügung stellt, vgl. § 4 Abs. 3 S. 2, § 5 Abs. 2. Bei einer Schätzung muss das Versorgungsunternehmen erklären, wie der in der Abrechnung ausgewiesene Betrag berechnet wurde. Zudem trägt § 5 Abs. 3 dem Versorgungsunternehmen auf, Informationen über den Primärenergiefaktor seines technisch zusammenhängenden Fernwärmesystems zugänglich zu machen sowie darüber, wie hoch darin der prozentuale Anteil der eingesetzten erneuerbaren Energien ist.

Der ausgehandelte Preis der Wärmelieferung orientiert sich in der Praxis am verbrauchsunabhängigen Grundpreis und verbrauchsabhängigen Arbeitspreis sowie ggf. weiteren Preisbestandteilen für anfallende Kosten wie dem Messstellenbetrieb. **Diese Preisbestandteile müssen den Kund:innen transparent zur Verfügung gestellt werden. Sofern diese Voraussetzung erfüllt ist und aus den unterschiedlichen**

**Preiskomponenten nachvollziehbar ein einheitlicher Wärmebezugspreis für unterschiedliche Wärmebezugsquellen gebildet werden kann, dürfte dies rechtlich zulässig sein.** Fernwärmeversorgungsunternehmen, die wie im Rahmen des HybridBOT-Projektes sowohl die leitungsgebundene Fernwärme zur Verfügung stellen als auch Eigentümer von Wärme liefernden Wärmepumpen sind, die die Kund:innen versorgen, könnten hiervon also Gebrauch machen. Dem steht auch nicht entgegen, dass Fernwärmepreise in der Regel einheitlich für ein Versorgungsgebiet oder ein abgrenzbares Teilgebiet nach sog. Indizes kalkuliert werden. Auch individuelle Vereinbarungen sind grundsätzlich möglich. Mangels einschränkender Regulierungsvorgaben im Hinblick auf die Bildung und Gestaltung des Wärmepreises sprechen auf Grundlage des zivilrechtlichen Prinzips der Vertragsfreiheit keine rechtlichen Bedenken gegen die Vereinbarung eines einheitlichen Preises bei der Versorgung eines Kunden mit sowohl Fernwärme als auch dezentral erzeugter Wärme.

**Für eine rechtssichere Handhabung könnte erwogen werden, die Möglichkeit der einheitlichen Preisbildung – sofern gewünscht – ausdrücklich in der AVBFernwärmeV zu verankern. Anderenfalls besteht die Option eine hiervon abweichende Regelung zu treffen. Gleiches gilt für die ausdrückliche Aufnahme von „Nahwärme“ oder „Direktwärme“ in die Verordnung bzw. die ausdrückliche Ausweitung des Anwendungsbereichs der AVBFernwärmeV.** Zwar gibt es die höchstrichterliche Rechtsprechung zum Anwendungsbereich der Norm, doch wäre eine Klarstellung in § 1 AVBFernwärmeV die rechtssicherere Variante. Um insgesamt bei der Bildung von Fernwärmepreisen für mehr Transparenz zu sorgen und etwaiger Missbrauchsgefahren entgegenzuwirken, könnte auch eine sogenannte Preisaufsichtsbehörde eingeführt werden, die entsprechende Regelungen überwacht.<sup>157</sup>

Durch diese Handlungsempfehlungen würde ein Anreiz für Versorgungsunternehmen entstehen neben der bewährten klassischen Fernwärmeversorgung auch dezentrale erneuerbare Energieanlagen mitzudenken und in die Wärmeversorgung einzubeziehen. So entstünde auch an dieser Stelle weiteres Potenzial zur Integration erneuerbarer Energiequellen, der Verzahnung der Sektoren Strom und Wärme, und damit auch zur Erreichung der gesetzlich verankerten Dekarbonisierungsziele.

Rechtsprechung des BGH seit seinem Urteil vom 25.10.1989 gehören dazu alle Organisationsformen der Wärmelieferung, also auch die Wärmelieferungen aus einem Wärmenetz.“, Hack, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 99. Contracting, Rn. 53.

156 Herkunftsnachweisregistergesetz vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist.

157 Vgl. hierzu und zu einer allgemeinen Auseinandersetzung mit Kritik und Änderungsvorschlägen bei der Preisregulierung im Bereich der Fernwärmeversorgung: Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), Benötigen wir eine neue Preisregulierung für die Fernwärme?, 2025, S. 13 ff.

## Möglichkeiten der Preisanpassung bei netzdienlicher Auslastung des Wärmenetzes

Im Projekt HybridBOT wird eine möglichst netzdienliche Auslastung des Wärmenetzes angestrebt.<sup>158</sup> Um Kund:innen dazu zu motivieren, ihren Verbrauch netzdienlich auszurichten, könnte ihnen reduzierte Wärmekosten in Aussicht gestellt werden. Es soll daher untersucht werden, ob der geltende Rechtsrahmen solche individuell angepassten, auf Netzdienlichkeit ausgerichteten Preise ermöglicht.

Wie oben gesehen, gibt es zunächst nur wenige rechtliche Vorgaben für die Bildung des Wärmepreises. Er lässt sich dem Grunde nach einteilen in den verbrauchsabhängigen Arbeitspreis, den verbrauchsunabhängigen Grundpreis sowie nach Bedarf in solche Preisbestandteile, die für weitere Kosten anfallen (Stichwort: Messbetrieb). Danach ist eine besondere Vergünstigung für den Wärmeverbrauch, der zur Netzdienlichkeit beiträgt, nicht ausdrücklich vorgesehen. **Im Sinne des Prinzips der Vertragsfreiheit dürfte die Berücksichtigung einer solchen Komponente bei der Preisbildung aber auch nicht von vornherein ausgeschlossen sein.** Beachtet werden müsste allerdings auch die Einhaltung der Transparenzvorgaben. Gleichzeitig steigt mit unbestimmten Rechtsbegriffen die Missbrauchsgefahr. Für die Bemessung des Preises bräuchte es demnach feste Kriterien, etwa wann genau von einer Netzdienlichkeit ausgegangen wird, ob es möglicherweise Abstufungen innerhalb des Bereichs der Netzdienlichkeit gibt, die Preisbemessungsgrundlage und, in welchem Verhältnis sich der Preis über wie viel Prozent im Falle einer netzdienlichen Wärmeentnahme reduziert.

Fernwärmepreise werden in der Regel für ein Versorgungsgebiet oder ein abgrenzbares Teilgebiet einheitlich kalkuliert. Gemäß § 1 Abs. 4 AVBFernwärmeV werden sie öffentlich bekannt gegeben.<sup>159</sup> Grundsätzlich gilt ein einmal ausgehandelter Preis für die gesamte Laufzeit eines Wärmelieferungsvertrags.

Soll der Wärmepreis **in einem bestehenden Wärmeliefervertrag angepasst werden, rücken die sog. Preisanpassungsklauseln** in den Vordergrund, an denen sich vor allem Preissteigerungen messen lassen müssen. Vorgaben für Preisanpassungen ergeben sich im Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV aus § 24. Eine Anwendbarkeit der AVBFernwärmeV ist gem. § 1 Abs. 1 dann gegeben, wenn Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Anschluss an die Fernwärmeversorgung und für die Versorgung mit Fernwärme Vertragsmuster oder Vertragsbedingungen verwenden, die für eine Vielzahl von Ver-

trägen vorformuliert sind.<sup>160</sup> In diesen Fällen gelten die §§ 2 bis 34 der Verordnung.<sup>161</sup>

§ 24 bestimmt verbindliche Voraussetzungen, die bei Preisänderungen zu beachten sind. Der im Wärmeliefervertrag festgelegte Preis kann während der Vertragslaufzeit nur unter Einhaltung der Vorgaben des § 24 AVBFernwärmeV geändert werden. **Für Preisänderungsklauseln im Rahmen von Fernwärmeversorgungsverträgen müssen gem. § 24 Abs. 4 die Kostenentwicklung (von Energiearten, die tatsächlich zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden) bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme, und die Verhältnisse auf dem Wärmemarkt (d.h. Energieträger, die bei der Wärmeerzeugung des Versorgers nur in geringem Maße eingesetzt werden) berücksichtigt werden.** So richten sich Preisanpassungsklauseln nach objektiven Gesichtspunkten.<sup>162</sup>

Die Preisänderungsklausel (§ 24) setzt auf den Anfangspreis auf und ermöglicht es, Preise fortzuschreiben. Dies geschieht unter Bezugnahme auf meist amtliche Indizes. Dies führt für die meisten Kund:innen zu einer einheitlichen Entwicklung des Preisniveaus. Aus vertragsrechtlicher Perspektive sind hiervon unabhängig aber auch individuelle Vereinbarungen möglich; dies könnte etwa bei Eigenleistungen, besonderen Umständen des Einzelfalls oder Zusammenfassung größerer Einheiten wie Wohnungseigentümergeinschaften in Betracht kommen.<sup>163</sup>

Individuelle Vereinbarungen zur Preisänderung können unter Einhaltung der Kriterien des § 24 bei Vertragsabschluss vereinbart werden; Anlass hierfür könnte grundsätzlich auch die netzdienliche Auslastung des Wärmenetzes durch Kund:innen sein. In diesem Kontext herausfordernd stellt sich aber die Bestimmung von festen Preisen, und damit die praktische Umsetzung flexibler, auf Netzdienlichkeit gerichteter Preise, heraus. Insbesondere könnte hier auch die Missbrauchsgefahr eine Rolle spielen. Die AVBFernwärmeV, und insb. ihr § 24 Abs. 4 halten für diesen Fall keinen gesetzlichen Anreiz bereit, sondern bestimmen lediglich die einzuhaltenden Vorgaben im Falle von Preisänderungsklauseln. Von dem hier aufgeworfenen Fall geht § 24 Abs. 4 dabei jedoch ausdrücklich nicht aus.

Bedenken bestehen vielmehr in tatsächlicher Hinsicht: Wenn, wie in der hier zugrunde liegenden Betriebsweise, ein Quartiersregler dafür zuständig ist, die jeweiligen verschiedenen Wärmetechnologien zum Einsatz zu bringen, haben Endkund:innen

158 Zum Begriff der Netzdienlichkeit s.o. I. Einleitung: Rechtlicher und technischer Hintergrund zum Projekt „HybridBOT“ auf S. 1 f.

159 Topp, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 76. Fernwärmerecht, Rn. 168.

160 Für eine ausführliche Auseinandersetzung zu der Frage der Anwendbarkeit s.o. Einheitliche Preisbildung bei verschiedenen Wärmebezugsquellen auf S. 32.

161 Eine im laufenden Vertragszeitraum herbeigeführte Preisänderung dürfte zusätzlich auch über § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV möglich sein, solange es nicht zu einem Widerspruch zwischen der bestehenden Preisanpassungsklausel und dem darüber errechneten, neuen Preis kommt. Im Gegensatz zur Preisanpassung über die Preisanpassungsklausel muss die Änderung über § 4 AVBFernwärmeV öffentlich bekannt gegeben werden. Für weitere Ausführungen siehe Wollschläger, in: Theobald/Kühling, Energierecht, AVBFernwärmeV, § 4 Rn. 4 ff.

162 Topp, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 76. Fernwärmerecht Rn. 165.

163 Ebd. Rn. 168.

keine Einflussmöglichkeit auf die Steuerung durch ein potenziell netzdienliches Verhalten. Selbst wenn dies der Fall wäre, würde neben den oben aufgeworfenen Fragen zur erforderlichen Begriffsdefinition der Netzdienlichkeit eine Nachweisführung Mühe bereiten.

**Preise so auszugestalten, dass eine netzdienliche Steuerung der Wärmeversorgung honoriert wird und dies ausdrücklich gesetzlich zu verankern oder sogar verpflichtend einzuführen, würde eine netzdienliche Betriebsweise durch Kund:innen stärken und könnte so zu einer Entlastung des Netzes beitragen – sofern Kund:innen Einfluss darauf haben und sich dieser Einfluss nachweisen lässt.** In dem Fall bräuchte es feste technische Vorgaben für das Fernwärmeversorgungs-

unternehmen und Informationen für die Verbraucher:innen im Hinblick auf die Preisgestaltung, sprich eine Begriffsdefinition inkl. weiterführender Regelungen: Wann und unter welchen Bedingungen entnehme ich Wärme netzdienlich und wie wird der netzdienliche Preis berechnet? Gibt es innerhalb der Netzdienlichkeit möglicherweise noch verschiedene Abstufungen?

Auch wenn diese Fragen noch klärungsbedürftig sind, stellt ein Konzept des auf Netzdienlichkeit ausgelegten Verbraucher:innenverhaltens und ein sich daran orientierender Preis eine Möglichkeit dar, Fernwärmepreise effizient weiterzuentwickeln. Hiervon profitieren nicht nur Verbraucher:innen, sondern auch Netzbetreiber:innen und Fernwärmeversorgungsunternehmen. Es handelt sich dabei aber weniger um eine rechtliche Frage.

### Exkurs: Zukünftige Preisgestaltung (Pläne der Bundesregierung)

Auch mit Blick auf die Zukunftsfähigkeit und Bezahlbarkeit der (leitungsgebundenen) Wärmeversorgung könnten klare Regelungen zur Preisgestaltung erforderlich werden. Die neue Bundesregierung sieht eine Novellierung der für die Preisgestaltung der Fernwärme maßgeblichen AVBFernwämeV (sowie der WärmelieferVO) vor (vgl. Koalitionsvertrag 1134 ff./S. 35). Ihr Ziel ist es, faire und transparente Preise zu garantieren, eine Preisaufsichtsbehörde einzuführen sowie für Preistransparenz zu sorgen.

## 6. Fazit

Der Regelungsrahmen für sektorengekoppelte Wärmeversorgungskonzepte auf Quartiersebene ist sowohl durch nationale als auch durch europarechtliche Vorgaben geprägt. Er ist komplex und verteilt sich auf zahlreiche Einzelgesetze aus dem Strom- und Wärmebereich. Die relevanten Vorgaben ergeben sich dabei aus verschiedenen Regelungsbereichen der Stromerzeugung, -übertragung und -nutzung sowie aus den entsprechenden Bestimmungen des Wärme- und Gebäuderechts.

In den vergangenen Jahren wurden mehrere zentrale Gesetzesänderungen und -neuerungen auf nationaler und europäischer Ebene umgesetzt. Dazu zählen unter anderem das sogenannte Solarpaket I, die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG sowie die novellierte EU-Gebäuderichtlinie und das GEG. Diese Reformen haben wichtige Impulse für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens in Bezug auf eine dezentrale Strom- und Wärmeversorgung unter Ausnutzung von Flexibilitäts- und Sektorenkopplungspotentialen gesetzt. Zu nennen sind hierbei insbesondere die Einführung des Modells der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, erste Regelungen für zeitvariable Netzentgelte sowie Ansätze zur netzdienlichen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen.

Das vorliegende Paper zeigt allerdings auch, dass die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben vielfach noch nicht auf eine dezentrale, netzdienliche und sektorenübergreifende Energieversorgung ausgerichtet sind. Einerseits enthält der bestehende Rechtsrahmen Lücken und sorgt für Rechtsunsicherheiten, etwa infolge der fehlenden Umsetzung des Energy-Sharing-Konzepts oder der unklaren Abgrenzung des Begriffs der Kundenanlage. Andererseits mangelt es an hinreichenden Anreizen für eine dezentrale, auf erneuerbaren Energien beruhende Wärmeversorgung. Hierzu zählen insbesondere das Fehlen einer bundeseinheitlichen PV-Pflicht sowie unzureichende Anreize im Rechtsrahmen zur Erschließung und Nutzung von Sektorenkopplungs- und Flexibilitätspotentialen. Zudem sorgt der bestehende Rechtsrahmen nicht für (ausreichende) wirtschaftliche Anreize für Power-to-Heat-Anlagen, die eine Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung darstellen. Ausgeweitete Privilegierungstatbestände im Bereich der Kosten für Wärmepumpen-Strom könnten solche Anreize setzen. Ferner beschäftigt sich das Paper mit der Preisgestaltung im Rahmen der Fernwärme. Hier zeigen sich zum einen Rechtsunsicherheiten bei der allgemeinen Regulierung der Kosten, zum anderen aber auch bei Möglichkeiten zur Preisanpassung und Privilegierung bei netzdienlichem Verbraucherverhalten.

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele ist daher eine systematische Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens erforderlich, die sowohl Rechtssicherheit schafft als auch die Integration und Nutzung dezentraler Flexibilitäts- und Sektorenkopplungspotenziale gezielt fördert.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt das Paper insbesondere folgende rechtliche Anpassungen:

- eine bundesweit einheitliche Einführung einer PV-Pflicht,
- die rechtliche Klarstellung des Kundenanlagenbegriffs,
- die Schaffung eines klaren Rechtsrahmens für Energy-Sharing,
- die Einführung von Preisreduzierungen für den von Wärmepumpen bezogenen Strom,
- die Etablierung eindeutiger und ausgeweiteter Regelungen für Fernwärmepreise
- sowie die Ausweitung zeitvariabler Netzentgelte und netzdienlicher Steuerungsmöglichkeiten von Energieanlagen.

Langfristig kann nur durch die kohärente Verzahnung von Strom- und Wärmerecht, die Öffnung regulatorischer Spielräume für kommunale Akteure und die Etablierung marktgestützter Flexibilitätsmechanismen eine effiziente und klimaneutrale Quartiersversorgung erreicht werden.

## 7. Literaturverzeichnis

- AGFW (Hrsg.), EnEff:Wärme: HybridBOT\_FW – Transformation und Betriebsoptimierung von Wärmenetzen für die Entwicklung hybrider Netzstrukturen zur netzdienlichen Quartiersversorgung. Wichtige Definition im Projektkontext., November 2022, abrufbar unter: <https://www.agfw.de/forschung/hybridbot> (zuletzt abgerufen am 24.09.2025).
- Assmann, Lukas/Peiffer, Max (Hrsg.), BeckOK EnWG, 16. Edition, Stand: 01.09.2025.
- Babilon et al., dena (Hrsg.), Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung, Juli 2024, abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/dena\\_FEL\\_Energy-Sharing\\_Bericht\\_Web.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/dena_FEL_Energy-Sharing_Bericht_Web.pdf) (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).
- bdew, Positionspapier Die dezentrale Energiewende gestalten – Prosuming ermöglichen, 08.02.2024, abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/1000\\_Prosuming\\_BDEW-Handlungsschwerpunkte.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1000_Prosuming_BDEW-Handlungsschwerpunkte.pdf) (zuletzt abgerufen am: 04.04.2025).
- BEE, Eckpunkte eines Energy Sharing Modells, April 2023, abrufbar unter: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417\\_BEE\\_Positionspapier\\_Energy\\_Sharing\\_Model.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417_BEE_Positionspapier_Energy_Sharing_Model.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025)
- BMWK, Photovoltaik-Strategie, abrufbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8) (zuletzt abgerufen am: 14.05.2024).
- BNetzA, Diskussionspapier AgNes, Mai 2025, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233\\_AgNes/Downloads/Diskussionspapier\\_Verfahrenseinleitung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Verfahrenseinleitung.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).
- BNetzA/BKartA, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 14. Dezember 2022.
- Burkhardt et al., Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen, November 2024, abrufbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdoossier-kernelemente-des-strommarktdesigns/#> (zuletzt abgerufen am: 08.10.2025).
- Busse, Jürgen/Kraus, Stefan (Hrsg.), Bayerische Bauordnung, 158. Auflage, Mai 2025.
- BWE, Positionspapier, Empfehlungen für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing, Mai 2025, abrufbar unter: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20250507\\_BWE\\_Positionspapier\\_EnWG\\_Energy\\_Sharing.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20250507_BWE_Positionspapier_EnWG_Energy_Sharing.pdf) (zuletzt abgerufen am 10.10.2025).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Studie, Das Quartier – Teil 1, Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderrichtlinien für die Energieversorgung von Gebäuden im räumlichen Zusammenhang, August 2021.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), Benötigen wir eine neue Preisregulierung für die Fernwärme?, 2025.
- Dix, Robert, Kundenanlagen, Verteilernetze, Energieversorgungsnetze und sonstige Leitungsstrukturen im Lichte der Rspr. des EuGH (Teil 2), EnWZ 2025, 253.
- Eschweiler, Jana/Hartwig, Matthias/Großmann, Simon, Regulatorische Handlungsempfehlungen: Bidirektionales Laden und Bereitstellung von Flexibilitäten im elektrifizierten ÖPNV, 2024.
- Frenz, Walter/Cosack, Tilman (Hrsg.), Gebäudeenergiegesetz, 1. Auflage, 2024.
- Grigoleit, Joachim/Klanten, Moritz, Möglichkeiten einer Solarpflicht, NVwZ 2022, S. 32-37.

- Hack, Martin, *Energie-Contracting, Energiedienstleistungen und dezentrale Energieversorgung*, 3. Auflage, 2015.
- Hanny, Lisa et al., *Marktbasierter Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz: aktuelle Herausforderungen und Lösungsvorschläge zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben*, ZfU 2023, 446.
- Herbst, Kaspar, *Der Prosument als Lieferant? Unionsrechtliche Impulse für eine Marktrolle im Aufwind*, EnWZ 2022, 357-361.
- Hoffmann, Ilka/Eschweiler, Jana/Buchmüller, Christian/Wilms, Susan, *QUARREE100 – Erkenntnisse und regulatorische Handlungsoptionen für die strombasierte Wärmeversorgung von Bestandsquartieren. Ergebnispapier in Zusammenarbeit des IKEM und der FH Westküste*, September 2023.
- Hünecke, Katja et al., *Synthesebericht, Die Lenkungswirkung von Endenergiepreisen zur Erreichung der Klimaschutzziele*, April 2025, abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-lenkungswirkung-von-energiepreisen-zur> (zuletzt abgerufen am 10.10.2025).
- Immenga, Ulrich/Mestmäcker, Ernst-Joachim, *Wettbewerbsrecht, Band 2, GWB, Kommentar zum Deutschen Kartellrecht*, 7. Auflage, 2024.
- Jebens et al., *Das Marktdesign des enera Flexmarkts*, abrufbar unter: <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projekt-kompodium.pdf> (zuletzt abgerufen am: 02.10.2025).
- KfW Research, *Die Wärmewende etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor*, Nr. 487, 20. Februar 2025, abrufbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr-487-Februar-2025-Waermepumpen.pdf> (zuletzt abgerufen am 03.07.2025).
- Klinski, Stefan et al., *Strompreisentlastungen bei Nutzung für Wärmepumpen, Rechtliche Spielräume und Wirtschaftlichkeitsanalysen*, April 2025, abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/strompreisentlastungen-bei-nutzung-fuer> (zuletzt abgerufen am 27.08.2025).
- Köster, Moussah/Sinell, Ingrid, *Reichweite und Grenzen der Kundenanlage*, EnWZ 2024, 63.
- Krafczyk, Wolfgang/Wittich, Moana, *Auswirkungen der Unionsrechtswidrigkeit sog. Kundenanlagen i.S.d. EnWG auf die dezentrale Energieversorgung*, ZNER 2025, 111.
- Öko-Institut/Fraunhofer ISE, *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*, 2022.
- Regener, Vincenz et al., *FfE (Hrsg.), Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung - Einordnung der Konzepte aus unIT-e<sup>2</sup>*, Februar 2025, abrufbar unter: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/03/Whitepaper\\_Anreizsysteme.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/03/Whitepaper_Anreizsysteme.pdf) (zuletzt abgerufen am 02.10.2025).
- Rodi, Michael (Hrsg.), *Handbuch Klimaschutzrecht*, 2022.
- Rodi, Michael/Kalis, Michael, *Das Konzept der Sektorenkopplung als Rückgrat der Energietransformation*, KlimR 2022, 79.
- Säcker, Franz Jürgen/Steffens, Juliane (Hrsg.), *Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 8*, 5. Auflage, 2022.
- Schäfer, Judith/Antoni, Johannes/Paintner, Thomas, *Ausgestaltungsmöglichkeiten für eine Solarpflicht durch Bund, Länder und Kommunen*, ZUR 2022, S. 393-400.
- Schwintowski, Hans-Peter, *Aufbruch zur Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft – ein Konzept für preisgünstigen grünen Strom ohne jede Regulierung*, VuR 2025, 95.
- Schomerus, Thomas, *Solarpflicht durch Bundesgesetz – Rechtliche Chancen und Grenzen*, Klima und Recht 2022, 113-117.
- Spannowsky, Willy/Manssen, Gerrit (Hrsg.), *BeckOK Bauordnungsrecht Bayern*, 33. Edition, Stand: 01.05.2025.
- Stamme, Franziska/von der Stein, Rosa, *Darstellung der Strombezugskosten anhand eines konkreten Fallbeispiels*, 2025, DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15608374>.

*Theobald, Christian/Kühling, Jürgen (Hrsg.), Energierecht, 130. EL, Stand: Juni 2025.*

*Tual, Roland/Theesfeld, Viola/Zieher, Malte, Umsetzungsstand von Energy Sharing in der EU – REScoopVPP-Analyse (Übersetzung aus dem Englischen), Juni 2023, abrufbar unter: [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/Umsetzungsstand\\_von\\_Energy\\_Sharing\\_in\\_der\\_EU.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/Umsetzungsstand_von_Energy_Sharing_in_der_EU.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025).*

*von Bredow, Friedrich, Die Kundenanlage in der netzorientierten Steuerung, IR 2024, 138.*

*Wagner, Florian/Büttner, Richard, Netzorientierte Steuerung im Niederspannungsnetz - Die Festlegungsentwürfe der BNetzA zu § 14a EnWG, EnWZ 2023, 345.*

*Wiesenthal, Jan/Aretz, Astrid/Ouanes, Nesrine/Petrick, Kristian, Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse, Mai 2022, abrufbar unter: [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Studien/Energy\\_Sharing\\_Eine\\_Potenzialanalyse\\_02052022.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_02052022.pdf) (zuletzt abgerufen am 01.10.2025).*

*Wirtschaftsvereinigung der Grünen, Kompetenzcluster Energie und Wärmewende, Perspektivenpapier: „Wärmewende im Gebäude zum Erfolg bringen“, September 2024, abrufbar unter: [https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier\\_Waermewende-Gebaude\\_240827.pdf](https://www.wirtschaftsvereinigung-gruene.de/assets/Perspektivenpapier_Waermewende-Gebaude_240827.pdf) (zuletzt abgerufen am 29.8.2025).*

*Wolf, Maik, Die Kundenanlage im EU-Energieregulierungsrahmen nach dem Urteil des EuGH v. 28.11.2024 (C-293/23), IR 2025, 4.*

**IKEM**