



# Gutachten

## Vergleich der Netzentgelte und Netzentgelt-systematiken in Europa für Strom

Aachen, 05.01.2026

Das folgende, durch die Bundesnetzagentur beauftragte Gutachten wurde erstellt durch:

**BET Consulting GmbH**

**B E T**

und

**Aecoute° PartmbB**

**Aecoute°**

# **Gutachten Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom**

Autorinnen und Autoren

## **BET Consulting GmbH:**

Michael Seidel  
Oliver Radtke  
Yannick Fromlowitz  
Micha Ries  
Johannes Kempen  
Kaj Neumann  
Pit Steffen

## **Aecoute° PartmbB:**

Heiko Lange  
Christina Wockel

**Inhaltsverzeichnis**

---

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>7</b>
1.1	Hintergrund und Anlass .....	7
1.2	Zielsetzung und Untersuchungsrahmen.....	8
1.3	Aufbau und Vorgehensweise .....	8
<b>2</b>	<b>Methodik und Grundlagen.....</b>	<b>9</b>
2.1	Untersuchungsdesign.....	9
2.2	Analytischer Rahmen.....	9
2.3	Länderauswahl .....	10
<b>3</b>	<b>Europarechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik mit Fokus auf Einspeiseentgelten .....</b>	<b>11</b>
3.1	Europäischer Rechtsrahmen (Rechtsquellen) .....	12
3.1.1	Primärrechtliche Grundlage: Art. 194 Abs. 1 AEUV .....	12
3.1.2	Sekundärrechtliche Umsetzung .....	15
3.2	Ableitung allgemeiner Anforderungen an die Netzentgeltsystematik.....	24
3.2.1	Diskriminierungsverbot.....	24
3.2.2	Kostenorientierung .....	27
3.2.3	Effizienzgrundsatz .....	29
3.2.4	Transparenz .....	30
3.3	EU-rechtliche Zulässigkeit von Einspeiseentgelten .....	31
3.3.1	Grundsätzliche Zulässigkeit von Einspeiseentgelten.....	32
3.3.2	Gestaltungsspielraum der nationalen Regulierungsbehörden im Rahmen der Netzentgeltsystematik ..	37
3.3.3	Grenzen des Ermessens .....	44
3.3.4	Exkurs: Auswirkungen allgemeiner unionsrechtlicher Prinzipien auf die Einführung von Einspeiseentgelten .....	48
<b>4</b>	<b>Allgemeine Grundlagen der Netzentgeltsystematik .....</b>	<b>65</b>
4.1	Aufbau und Bestandteile von Netzentgelten.....	65
4.2	Kostenzuordnung und Kostenwälzung zwischen Netzebenen.....	67
4.3	Individuelle Netzentgelte und Sonderformen der Netznutzung .....	68
4.4	Netzanschluss und Einspeiseentgelte .....	68
<b>5</b>	<b>Länderspezifische Analysen .....</b>	<b>69</b>
5.1	Deutschland .....	71
5.2	Belgien .....	77
5.3	Dänemark.....	81

5.4	Frankreich.....	86
5.5	Großbritannien.....	91
5.6	Italien.....	98
5.7	Luxemburg.....	103
5.8	Niederlande.....	107
5.9	Norwegen.....	112
5.10	Österreich.....	117
5.11	Schweiz.....	122
5.12	Spanien.....	130
5.13	Tabellarische Zusammenfassung.....	134
<b>6</b>	<b>Vergleich und Gegenüberstellung.....</b>	<b>136</b>
6.1	Bildung von Musterkunden.....	137
6.2	Quantitative Betrachtung der einzelnen Länder: Netzentgeltanteile und Mischpreise in ct/kWh.....	138
6.2.1	Deutschland.....	139
6.2.2	Belgien.....	141
6.2.3	Dänemark.....	143
6.2.4	Frankreich.....	145
6.2.5	Großbritannien.....	147
6.2.6	Italien.....	150
6.2.7	Luxemburg.....	152
6.2.8	Niederlande.....	154
6.2.9	Norwegen.....	156
6.2.10	Österreich.....	158
6.2.11	Schweiz.....	160
6.2.12	Spanien.....	162
6.3	Quantitative Betrachtung der Musterkunden im Länderquervergleich: Mischpreise in ct/kWh.....	164
6.3.1	Hochspannungs-Industriekunde.....	164
6.3.2	Mittelspannungs-Industriekunde.....	165
6.3.3	Niedrigspannungs-Gewerbekunde.....	166
6.3.4	Haushaltskunde.....	167
6.3.5	Prosumer.....	168
6.3.6	Einspeiser in der Mittelspannung – Windpark.....	169
6.3.7	Einspeiser in der Mittelspannung - Photovoltaik-Freiflächenanlage.....	171
<b>7</b>	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis.....</b>	<b>173</b>

**Abbildungsverzeichnis**

---

Abbildung 6-1: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Deutschland .....	139
Abbildung 6-2: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Deutschland .....	140
Abbildung 6-3: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Belgien .....	141
Abbildung 6-4: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Belgien .....	142
Abbildung 6-5: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Dänemark .....	143
Abbildung 6-6: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Dänemark .....	144
Abbildung 6-7: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Frankreich .....	145
Abbildung 6-8: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Frankreich.....	146
Abbildung 6-9: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Großbritannien .....	147
Abbildung 6-10: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Großbritannien .....	149
Abbildung 6-11: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Italien .....	150
Abbildung 6-12: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Italien .....	151
Abbildung 6-13: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Luxemburg.....	152
Abbildung 6-15: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Luxemburg .....	153
Abbildung 6-16: Netzentgeltanteile von Musterkunden in den Niederlanden .....	154
Abbildung 6-17: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in den Niederlanden .....	155
Abbildung 6-18: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Norwegen .....	156
Abbildung 6-19: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Norwegen .....	157
Abbildung 6-20: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Österreich .....	158
Abbildung 6-21: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Österreich.....	159
Abbildung 6-22: Netzentgeltanteile von Musterkunden in der Schweiz .....	160
Abbildung 6-23: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in der Schweiz.....	161
Abbildung 6-24: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Spanien .....	162
Abbildung 6-25: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Spanien .....	163
Abbildung 6-26: Mischpreise der Hochspannungs-Industriekunden in ct/kWh.....	164
Abbildung 6-27: Mischpreise der Mittelspannungs-Industriekunden in ct/kWh .....	165
Abbildung 6-28: Mischpreise der Niederspannungs-Gewerbekunden in ct/kWh.....	166
Abbildung 6-29: Mischpreise der Haushaltskunden in ct/kWh .....	167
Abbildung 6-30: Mischpreise der Prosumer in ct/kWh .....	168
Abbildung 6-31: Mischpreise vom Windpark in ct/kWh .....	169
Abbildung 6-32: Mischpreise der Photovoltaik-Freiflächenanlage in ct/kWh .....	171

**Tabellenverzeichnis**

---

Tabelle 1: Steckbrief Deutschland .....	71
Tabelle 2: Tabellarische Zusammenfassung Deutschland .....	76
Tabelle 3: Steckbrief Belgien.....	77
Tabelle 4: Tabellarische Zusammenfassung Belgien .....	80
Tabelle 5: Steckbrief Dänemark .....	81
Tabelle 6: Tabellarische Zusammenfassung Dänemark.....	85
Tabelle 7: Steckbrief Frankreich.....	86
Tabelle 8: Tabellarische Zusammenfassung Frankreich .....	90
Tabelle 9: Steckbrief Großbritannien (Die gezeigten Werte beziehen sich teilweise auf Großbritannien* und teilweise auf das Vereinigte Königreich**) .....	91
Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung Großbritannien.....	97
Tabelle 11: Steckbrief Italien.....	98
Tabelle 12: Tabellarische Zusammenfassung Italien .....	102
Tabelle 13: Steckbrief Luxemburg .....	103
Tabelle 14: Tabellarische Zusammenfassung Luxemburg.....	106
Tabelle 15: Steckbrief Niederlande .....	107
Tabelle 16: Tabellarische Zusammenfassung Niederlande .....	111
Tabelle 17: Steckbrief Norwegen.....	112
Tabelle 18: Tabellarische Zusammenfassung Norwegen .....	116
Tabelle 19: Steckbrief Österreich .....	117
Tabelle 20: Tabellarische Zusammenfassung Österreich.....	121
Tabelle 21: Steckbrief Schweiz .....	122
Tabelle 22: Tabellarische Zusammenfassung Schweiz .....	129
Tabelle 23: Steckbrief Spanien.....	130
Tabelle 24: Tabellarische Zusammenfassung Spanien .....	133
Tabelle 25: Tabellarische Zusammenfassung der betrachteten Länder (1/2).....	134
Tabelle 26: Tabellarische Zusammenfassung der betrachteten Länder (2/2).....	135

## 1 Einleitung

---

### 1.1 Hintergrund und Anlass

Die Bundesnetzagentur steht vor der Herausforderung, die Netzentgeltsystematik für das Stromnetz auf neue Gestaltungsmöglichkeiten hin zu untersuchen. Die Erwartung an Netzentgelte unterscheiden sich deutlich von den Anforderungen zur Zeit der Ausgestaltung der heutigen Systematik. Bei der Diskussion und Gestaltung zukünftiger Netzentgelte ist es daher hilfreich zu wissen, wie die Bildung der Netzentgelte in anderen europäischen Ländern funktioniert, die vor ähnlichen Herausforderungen stehen. Zudem besteht die Anforderung, Entscheidungen nach dem Stand der Wissenschaft zu treffen.

Belastbare Informationen über die Zusammensetzung, Ziele und Höhe der Netzentgelte in anderen europäischen Ländern für verschiedene Kundengruppen können dabei als Vergleichsbasis dienen. Das Gutachten soll dazu beitragen, eine notwendige Überprüfung und Diskussion sachlich zu führen.

In Deutschland ermitteln die Netzbetreiber die von ihnen anzuwendenden Netznutzungsentgelte auf der Grundlage von detaillierten Regulierungsvorgaben. Der hierfür maßgebliche Rechtsrahmen ist aktuell normativ ausgestaltet, so dass die maßgeblichen Regelungen überwiegend dem Energiewirtschaftsgesetz sowie den auf der Grundlage dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen<sup>1</sup> zu entnehmen sind.

Eine zentrale gesetzliche Vorgabe für die „*Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang*“ findet sich in § 21 Abs. 1 EnWG, wonach die Netznutzungsentgelte insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein müssen. Diese Grundsätze gelten sowohl für die Bestimmung der bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigenden Netzkosten als auch für die Anwendung einer Netzentgeltstruktur, aus der sich ergibt, wie die berücksichtigungsfähigen Netzkosten in Netznutzungsentgelte umgesetzt und an die Netznutzer weitergegeben werden.

Im aktuell geltenden System der Anreizregulierung werden für die Netzbetreiber kalenderjährliche Erlösobergrenzen festgelegt, die aus den beim Netzbetrieb entstandenen Kosten abgeleitet werden. Die für die Berücksichtigungsfähigkeit dieser Netzkosten relevanten Vorgaben sind in den §§ 4 ff. StromNEV festgeschrieben. In den §§ 12 ff. StromNEV wird dann weiter die Ermittlung von Netznutzungsentgelten aufgrund der zu berücksichtigenden Netzkosten geregelt. Da das System der Anreizregulierung als Grundlage der Netzentgeltkalkulation die Erlösobergrenzen - nicht aber unmittelbar die entstandenen Netzkosten - vorsieht, wird von § 21 Abs. 1 StromNEV die analoge Anwendung der §§ 12 ff. StromNEV angeordnet. „*Die Transformierung der Erlösobergrenzen in Stromnetzentgelte erfolgt nach § 21 Abs. 1 S. 2 n.F. analog der §§ 12 bis 20.*“<sup>2</sup>

Die hiernach von den Netzbetreibern anzuwendende Entgeltstruktur unterliegt einer „*Preisstrukturkontrolle*“, mit der insbesondere sichergestellt wird, dass „*die Gesamtkosten diskriminierungsfrei (gerecht) auf alle Abnehmer verteilt wurden (BerlKommEnergieR/Engelsing, 2. Aufl., GWB § 19 Rn. 191), dh die Kosten so zugeordnet wurden, dass die einzelnen Abnehmergruppen die durch sie verursachten Kosten tragen.*“<sup>3</sup>

Die in der Stromnetzentgeltverordnung enthaltenen Vorgaben zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte sind nicht mit dem europäischen Rechtsrahmen vereinbar, da hiernach die nationalen Regulierungsbehörden „*unabhängig von öffentlichen Einrichtungen bzw. politischen Stellen*“ dafür zuständig sind, „*die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, sowie die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen*“.<sup>4</sup> Vor diesem Hintergrund können die Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung nur

---

<sup>1</sup> Insbesondere: Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970).

<sup>2</sup> BerlKommEnergieR/Mohr, 4. Aufl. 2018, StromNEV § 21, Rn. 2.

<sup>3</sup> Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21, Rn. 60.

<sup>4</sup> Art. 35 Abs. 4 Buchst. a und Abs. 5 Buchst. a, Art. 37 Abs. 6 Buchst. a und b der Richtlinie 2009/72/EG; näher hierzu: EuGH, Urteil vom 02.09.2021, Az. C-718/18, Kommission/Deutschland, Rn. 103 ff.

noch für einen Übergangszeitraum zur Anwendung gelangen, bis der regulatorische Rahmen zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte durch Entscheidungen der hierfür zuständigen Regulierungsbehörde neu ausgestaltet worden ist.<sup>5</sup>

## 1.2 Zielsetzung und Untersuchungsrahmen

Die gutachterliche Untersuchung soll die Bundesnetzagentur in dem Prozess zur Festlegung neuer regulatorischer Vorgaben für die Bildung von Netznutzungsentgelten unterstützen. Die Analyse richtet sich dabei auf die praktische Umsetzung der in anderen europäischen Ländern geltenden Regelungen zur Erhebung von Netznutzungsentgelten. Begleitend hierzu werden auch die relevanten europarechtlichen Vorgaben ausgewertet und insbesondere die sich hieraus für die Zulässigkeit von Netznutzungsentgelten für Einspeiser (nachfolgend: Einspeiseentgelte) ergebenden Konsequenzen näher untersucht.

Ausgangspunkt der gutachterlichen Untersuchung sind demnach die in den betrachteten europäischen Ländern angewendete Netzentgeltsystematik sowie der hierzu auf europäischer Ebene geltende Rechtsrahmen.

Der in diesem Sinne relevante Bereich der Netzentgeltsystematik umfasst dabei die Maßgaben, welche Netznutzer in welcher Höhe über die Netznutzungsentgelte an den Netzkosten beteiligt werden. In Abgrenzung hierzu sind die Vorgaben zur Bestimmung, der für die Netzentgeltkalkulation relevanten Ausgangsgrößen, also insbesondere der Netzkosten, zu sehen, die nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung sind. *„Die Entgeltsystematik ermittelt anschließend, wie die zulässigen Erlöse auf die Nutzergruppen verteilt werden.“*<sup>6</sup>

In der hierzu vorliegenden Literatur wird für den Begriff Netzentgeltsystematik auch der Begriff Entgeltstrukturregulierung verwendet, dem jedoch ein identisches Verständnis zugrunde liegt: *„Die Entgeltstrukturregulierung gibt vor, nach welchen Merkmalen diese Kosten durch Tarifgestaltung auf die einzelnen Konsumenten aufgeteilt werden.“*<sup>7</sup>

Das Gutachten schafft somit eine Informationsgrundlage zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik bzw. der Entgeltstrukturregulierung in den ausgewählten europäischen Vergleichsländern, zu den insoweit maßgeblichen europarechtlichen Regelungen sowie zur europarechtlichen Zulässigkeit der Einführung sowie Ausgestaltung von Einspeiseentgelten.

Das Gutachten ist ausdrücklich kein bewertendes Gutachten im Sinne einer positiven oder negativen Empfehlung für die deutsche Netzentgeltsystematik und es enthält auch - gemäß Auftrag - keine Empfehlungen dazu. Es stellt inhaltlich die jeweiligen Netzentgeltsystematiken der untersuchten europäischen Länder dar.

## 1.3 Aufbau und Vorgehensweise

Das Gutachten setzt sich inhaltlich aus drei Segmenten zusammen.

Zunächst werden in Kapitel 3 „Europarechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik mit Fokus auf Einspeiseentgelten“ behandelt. Es erfolgt eine Darstellung der für die Netzentgeltsystematik relevanten europarechtlichen Regelungen sowie eine Erörterung der sich hieraus für die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten folgendes Ableitungen. Dieses Kapitel befasst sich demnach ausschließlich mit rechtlichen Vorgaben auf europäischer Ebene und ist inhaltlich losgelöst von den Folgekapiteln zu den angewandten Netzentgeltsystematiken.

---

<sup>5</sup> BR-Drs. 230/23, Seite 1 f.

<sup>6</sup> Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Stand: Dezember 2015, S. 12.

<sup>7</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, S. 9.

Das Kapitel 5 „Länderspezifische Analysen“ gibt einen Einblick in die Netzentgeltsystematik von Deutschland und elf ausgewählten Ländern. Diese Länder werden im Kapitel 2.3 systematisch ermittelt. Das Kapitel 4 dient als Einführung in das Thema der Netzentgelte im Rahmen des Gutachtens.

Inhaltlich anknüpfend an die Beschreibung der Entgeltsystematik ausgewählter Länder, erfolgt in Kapitel 6 „Vergleich und Gegenüberstellung“ eine quantitative Betrachtung der Netzentgelte der Länder für einige Musterkunden. Hierfür werden aktuell geltende Preisblätter aus den Ländern herangezogen, um Bestandteile und Höhe der Netzentgelte für diese Musterkunden darzustellen.

## **2 Methodik und Grundlagen**

---

### **2.1 Untersuchungsdesign**

Das Untersuchungsdesign des Gutachtens zielt darauf ab, eine systematische, nachvollziehbare und vergleichbare Einschätzung zu rechtlichen Fragestellungen zu Einspeiseentgelten und Analyse der Netzentgeltsystematiken in den betrachteten Ländern zu ermöglichen. Die Methodik folgt einem mehrstufigen Ansatz, bei dem sowohl qualitative als auch quantitative Elemente einbezogen wurden.

Die Datenerhebung und Analysen stützen sich primär auf öffentlich zugängliche Quellen. Im Falle der rechtlichen Fragestellungen sind dies insbesondere die Regelungen der jeweils relevanten Richtlinien und Verordnungen sowie die hierzu ergangenen gerichtlichen Entscheidungen sowie vorliegenden Kommentare. Für die Analyse der Netzentgeltsystematiken werden nationale Gesetzestexte, Stellungnahmen und Festlegungen der nationalen Regulierungsbehörden, Informationsquellen und Entgeltblätter der Netzbetreiber, sowie ergänzende Fachpublikationen herangezogen. Für die Auswahl der betrachteten Länder wurden öffentlich zugängliche Daten zur nationalen Struktur der Netzbetreiber, der Einspeiselandschaft und Entnahmeseite des Energiesystems und wirtschaftliche Kennzahlen zum Industrieanteil an der nationalen Wertschöpfung herangezogen.

Durch eine Betrachtung des geltenden europäischen Rechtsrahmens und anhand der hierfür zur Verfügung stehenden Quellen, kann eine weitgehende Aufbereitung der europarechtlichen Anforderungen an die Netzentgeltsystematik, sowie die Diskussion der sich zur rechtlichen Zulässigkeit von Einspeiseentgelten ergebenden Fragestellungen vorgenommen werden. Die Analyse der Netzentgeltsystematiken bezieht sich auf zentrale Strukturmerkmale, welche anhand der offiziellen Quellen einheitlich erfasst und verglichen werden können. Der anschließende Netzentgeltvergleich bezieht sich auf die Ergebnisse der vorherigen Analysen und offizieller Preisblätter von Netzbetreibern, um einen quantitativen Vergleich gewährleisten zu können.

Um die rechtlichen Fragestellungen zu Einspeiseentgelten sachgerecht definieren und beantworten zu können, sowie um die länderspezifischen Netzentgeltsystematiken und deren Vergleich quantitativ fundiert darzustellen, wird in Kapitel 2.2 der analytische Rahmen für die Erarbeitung des Gutachtens beschrieben.

### **2.2 Analytischer Rahmen**

Für die Erstellung des Gutachtens werden kapitelspezifisch individuelle angemessene analytische Methoden herangezogen.

Für die nachfolgend in Kapitel 3 vorzunehmende Untersuchung der „Europarechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltsystematik mit Fokus auf Einspeiseentgelten“ wird zunächst der „Europäische Rechtsrahmen“ in Kapitel 3.1 beschrieben. Hierauf aufbauend erfolgt in Kapitel 3.2 die „Ableitung allgemeiner Anforderungen an die Netzentgeltsystematik“. Zuletzt wird anhand dieser Anforderungen des europäischen Rechtsrahmens in Kapitel 3.3 die „EU-rechtliche Zulässigkeit von Einspeiseentgelten“ erörtert.

Losgelöst von den rechtlichen Fragestellungen zu Einspeiseentgelten werden im Anschluss in Kapitel 4 „Allgemeine Grundlagen der Netzentgeltsystematik“ beschrieben, welche ein grundlegendes Verständnis für die folgenden Analysen in Kapitel 5 und den anschließenden Netzentgeltvergleich in Kapitel 6 schaffen.

Im Kapitel 5 werden die Rechercheergebnisse zur Netzentgeltsystematik systematisch ausgewählter Länder in einer länderspezifischen Analyse für jedes Land detailliert beschrieben und eingeordnet. Hierfür werden die in Kapitel 4 beschriebene grundlegenden Eigenschaften von Netzentgeltsystematiken aufgegriffen und für jedes Land dargestellt, wodurch eine Vergleichbarkeit der Entgeltsystematiken gewährleistet wird.

Abschließend wird in Kapitel 6 ein quantitativer Vergleich sowie eine Gegenüberstellung der Netzentgelthöhe und Bestandteile durchgeführt. Hierfür erfolgt zunächst in Kapitel 6.1 die Bildung von Musterkunden, auf welche die zuvor ermittelte Netzentgeltsystematik aus Kapitel 5 in Kombination mit aktuell gültigen Preisen länderspezifischer Netzbetreiber angewandt werden. Die Ergebnisse des Netzentgeltvergleiches werden in Kapitel 6.2 in einer quantitativen Betrachtung der einzelnen Länder länderspezifisch und in Kapitel 6.3 in einer quantitativen Betrachtung der Musterkunden länderübergreifend für die einzelnen Musterkunden grafisch dargestellt.

Im Rahmen des Gutachtens werden die aktuell geltenden Netzentgeltsystematiken von elf europäischen Ländern mit dem deutschen Netzentgeltsystem verglichen, deren systematische Auswahl im folgenden Kapitel 2.3 erörtert wird.

## 2.3 Länderauswahl

Die Auswahl der elf europäischen zu untersuchenden Länder erfolgt systematisch. Hierfür werden Länder ausgewählt, deren aktuelles oder zukünftiges Energiesystem und die dazugehörige Netzstruktur vergleichbar mit Deutschland sind. Dadurch sollen Länder ermittelt und untersucht werden, deren Energiesysteme vor ähnlichen Herausforderungen stehen, um so mögliche Ansätze aus der Regulatorik und Preisgestaltung mit dem deutschen Netzentgeltsystem zu vergleichen.

Die Länderauswahl wurde wie folgt vorgenommen:

- I. Ermittlung von Ländern mit **ähnlichen strukturellen Merkmalen** wie Deutschland
  - a. die **Anzahl der Verteilnetzbetreiber**, bezogen auf die Anzahl der Einwohner,
  - b. eine **Einspeiselandschaft** mit einem hohen Anteil dezentraler Einspeiser, insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen,
  - c. eine **Entnahmeseite** mit nennenswerten Anteilen von Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeichern,
  - d. einem nicht unerheblichen Anteil der Industrie an der nationalen Wertschöpfung,
  - e. einem **Regulierungssystem**, das grundsätzlich liberalisiert ist und bereits längerfristig besteht.
- II. Die **Datenqualität** muss ausreichend sein, um das Entgeltsystem vollständig zu erfassen und den anschließenden Netzentgeltvergleich durchführen zu können.
- III. **Blick über den Tellerrand** – Länder, die gemäß den vorgenannten Kriterien keine Berücksichtigung finden, aber dennoch betrachtet werden sollten.

Aus der systematischen Auswahl ergeben sich anhand der Punkte I. und II. zehn Länder. Darüber hinaus wird unter III. mit Frankreich ein weiteres Land dem Vergleich hinzugefügt, welches erheblich unterschiedliche strukturelle Merkmale aufweist. So ist insbesondere die Einspeiseseite stark auf zentrale Erzeugung durch Kernkraft ausgelegt und das Übertragungsnetz entsprechend ausgebaut. Darüber hinaus weist das Land eine sehr einseitige Netzbetreiberlandschaft auf. Frankreich ist jedoch mit seiner unmittelbaren Nähe zu Deutschland sowie der intensiven Handelsbeziehungen und seiner hohen Bedeutung für die europäischen Netzstabilität trotz dessen gleichswürdig.

Da Deutschland als Vergleich zu den übrigen Ländern betrachtet wird, beginnt die Analyse mit Deutschland als erstem von insgesamt zwölf Ländern. Die Reihenfolge der weiteren Länder ergibt sich aus einer alphabetischen Sortierung und das Ergebnis der systematischen Länderauswahl stellt sich wie folgt dar:

1. Deutschland
2. Belgien
3. Dänemark
4. Frankreich
5. Großbritannien
6. Italien
7. Luxemburg
8. Niederlande
9. Norwegen
10. Österreich
11. Schweiz
12. Spanien

Die strukturellen Merkmale der ausgewählten Länder werden in der länderspezifischen Analyse (Kapitel 5) in einem Steckbrief zu Beginn des jeweiligen Landes dargestellt.

### 3 Europarechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik mit Fokus auf Einspeiseentgelten

---

#### Executive Summary

Das nachfolgende Kapitel enthält eine Untersuchung der für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystems relevanten europarechtlichen Regelungen.

Danach ist zunächst der europäische Rechtsrahmen in den Blick zu nehmen, der insbesondere auf der Ebene des Sekundärrechts in der EBM-RL (RL (EU) 2019/944), der EBM-V (VO (EU) 2019/943), der EnEff-RL (RL (EU) 2023/1791) und der ÜN-V (VO (EU) 838/2010) wichtige Maßgaben für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik enthält. Auf der Grundlage dieses Rechtsrahmens werden nachfolgend konkrete Anforderungen für die anzuwendende Netzentgeltsystematik erörtert. Zu beachten sind danach das Diskriminierungsverbot, der Grundsatz der Kostenorientierung, der Effizienzgrundsatz sowie das Transparenzgebot.

Nach der Diskussion der allgemeinen europarechtlichen Regelungen für die Anwendung einer Netzentgeltsystematik geht die Untersuchung in einem zweiten Abschnitt auf die sich hieraus für die Zulässigkeit von Netzentgelten für Erzeugungsanlagen (Einspeiseentgelten) ergebenden Fragestellungen ein. Als erste wichtige Feststellung kommen die Gutachter dabei zu dem Ergebnis, dass der europäische Rechtsrahmen keine Regelungen enthält, die die Einführung von Einspeiseentgelten bereits grundsätzlich untersagen würden. Die Entscheidung über die Einführung von Einspeiseentgelten steht nach Auffassung der Gutachter vielmehr im Ermessen der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde. Anhand der hierzu vorliegenden Rechtsprechung ist dann weiter zu beschreiben, welche Grenzen die nationale Regulierungsbehörde bei einer Ermessensentscheidung über die Einführung und Ausgestaltung von Einspeiseentgelten zu beachten hat.

Gegenstand der gutachterlichen Prüfung sind dann schließlich konkrete Fragen zur Einführung von Einspeiseentgelten, die sich aus dem unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz sowie der für Übertragungsnetzbetreiber bestehenden Sonderregelung der ÜN-V (VO (EU) 838/2010) ergeben.

Die Gutachter sind insoweit zu dem Ergebnis gelangt, dass der unionsrechtliche Vertrauensschutzgrundsatz der Einführung von Einspeiseentgelten für Betreiber von bereits bestehenden Erzeugungsanlagen nicht

entgegensteht. Ferner ist nach den gutachterlichen Untersuchungen festzuhalten, dass die in der ÜN-V (VO (EU) 838/2010 angeordnete Deckelung der Einspeiseentgelte nicht zwingend für die auf der Ebene der Verteilernetze angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu beachten ist, sondern vielmehr in mehrfacher Hinsicht Ansatzpunkte vorhanden sind, die eine Abweichung von den Regelungen der ÜN-V (VO (EU) 838/2010 bei der Ausgestaltung der Einspeiseentgelte auf Verteilernetzebene vorhanden sind.

### **3.1 Europäischer Rechtsrahmen (Rechtsquellen)**

Für die von den einzelnen Mitgliedstaaten auszugestaltende Netzentgeltsystematik sind insbesondere die folgenden europarechtlichen Regelungen von Bedeutung.

#### **3.1.1 Primärrechtliche Grundlage: Art. 194 Abs. 1 AEUV**

Eine EU-rechtliche Kompetenzgrundlage für die Energiepolitik wurde mit Art. 194 Abs. 1 AEUV erstmals durch den im Jahr 2009 in Kraft getretenen Vertrag von Lissabon eingeführt.

Obwohl die Festlegung von Grundätzen zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte nicht ausdrücklich in Art. 194 Abs. 1 AEUV erwähnt ist, zeigt die gebotene Auslegung, dass der Regelungsbereich der Norm auch diesen Bereich umfasst.

So basiert die der Europäischen Union im Energiebereich zustehende Gesetzgebungskompetenz auf 4 energiepolitischen Zielen, die wie folgt in Art. 194 Abs. 1 AEUV fixiert werden:

*„a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts;*

*b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union;*

*c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und*

*d) Förderung der Interkonnektion der Energienetze.“*

Durch die Vorgabe von Zielbestimmungen als Form der Kompetenzzuweisung ist dem europäischen Gesetzgeber ein größtmöglicher legislativer Gestaltungsspielraum eingeräumt worden, unter den auch die Grundsätze der Netzentgeltsystematik, wie sie in der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung im Wesentlichen geregelt werden, gefasst werden können.

Die Gesetzgebungskompetenz hinsichtlich der Grundsätze für die Verteilung der Netzkosten auf Netznutzende sowie der tariflichen Regelungen lässt sich unseres Erachtens unmittelbar aus den Zielbestimmungen unter Art. 194 Abs. 1 Buchst. a), b) und d) AEUV ableiten. Abhängig von ihrer Ausgestaltung kann die Netzentgeltsystematik darüber hinaus auch die Energieeffizienz sowie Energieeinsparungen und die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen gemäß der unter Buchst. c) formulierten Zielbestimmung fördern. Dies sind jedoch eher Folgen einer bestimmten regulatorischen Gestaltungsentscheidung über Netzentgelte bzw. Aspekte, die bei Ausgestaltungsfragen zu berücksichtigen sind. Als Kompetenzgrundlage für Gesetze über die Verteilung der Netzkosten auf Netznutzende sowie tarifliche Regelungen eignet sich die Zielbestimmung des Art. 194 Abs. 1 Buchst. c) AEUV nach unserer Auffassung allenfalls indirekt.

Die Sicherung der Energieversorgung hat eine gesamteuropäische Dimension. Denn die Mitgliedstaaten sind nicht immer in der Lage, ihren Energiebedarf ausschließlich national zu decken und ihre Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, so dass sie auf die Verteilung und Nutzung von Energie im europäischen Binnenmarkt angewiesen sind. Das zeigt sich insbesondere in Krisenzeiten, wie zuletzt zu Beginn der Ukraineinvasion. Durch

den Ausbau erneuerbarer Energien erhöht sich die zwischenstaatliche Abhängigkeit. Unionsübergreifende Zusammenarbeit ist erforderlich, um Schwankungen auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.<sup>8</sup>

Die Verteilung von Energie erfolgt über die Nutzung von Netzen, die bis zur Einführung des Art. 194 Abs. 1 AEUV maßgeblich national reguliert waren, so dass auch Regelungen zur Gewährleistung eines binnenmarktübergreifenden Zugangs zu Elektrizität grundsätzlich nicht vorhanden waren. Die Zielbestimmungen in Art. 194 Abs. 1 Buchst. a) und b) AEUV greifen genau diese Thematik auf sowie das energiewirtschaftliche Bedürfnis, Wettbewerbschranken aus dem Weg zu räumen und Netzinfrastruktur zu modernisieren und auszubauen.<sup>9</sup> Die Herstellung einer hinreichenden finanziellen Grundlage für das hiernach bestehende Investitionsbedürfnis wird in erheblicher Weise von der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik beeinflusst.

Für die Sicherstellung eines funktionierenden Energiemarktes spielt zudem die wettbewerbsbeeinflussende Wirkung von Netznutzungsentgelten eine wichtige Rolle. Die EU-weite Einführung grundsätzlicher regulatorischer Anforderungen, insbesondere auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber, ebnet das Feld für einen funktionierenden Energiebinnenmarkt ohne protektionistische Hürden durch zu hohe Netznutzungsentgelte für Marktteilnehmer aus anderen Mitgliedstaaten.

Das in Art. 194 Abs. 1 Buchst. d) AEUV vorgegebene Ziel der Förderung der Interkonnektion der Energienetze stellt demgegenüber auf die technischen und ökonomischen Herausforderungen einer unionsweiten Verbundenheit der Elektrizitätsverteilernetze ab.<sup>10</sup> Dem EU-Gesetzgeber wurde durch diese Zielbestimmung eine Gesetzgebungskompetenz eingeräumt, die die „Planung und Finanzierung transeuropäischer Netze“<sup>11</sup> ausdrücklich umfasst. Die Finanzierungsebene ist wiederum eng mit der konkreten Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik verknüpft.

Gleichzeitig ist zu beachten, dass die dem europäischen Gesetzgeber hiermit eingeräumten Kompetenzen in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV erheblich beschränkt werden. So findet die energiepolitische Gesetzeskompetenz nicht nur in dem Prinzip der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt eine Schranke, sondern auch in der energiepolitischen Souveränität der Mitgliedstaaten, die sich darin äußert, dass diese die Bedingungen und Nutzungen ihrer Energieressourcen, die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung eigenständig regeln können. Bei Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV handelt es sich somit, im Gegensatz zu Art. 192 Abs. 2 Buchst. c) AEUV, um eine materielle Kompetenzgrenze. EU-Gesetzgebung ist danach zugunsten der Mitgliedstaaten ausgeschlossen, sobald einer der dort aufgeführten energiepolitischen Bereiche betroffen ist.

Der energiepolitische Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV wird in der Literatur unterschiedlich bewertet.<sup>12</sup> So wird zum Teil aus dem Verweis auf Art. 192 Abs. 2 Buchst. c) AEUV geschlossen, dass der für den Kompetenzbereich Umwelt geregelte verfahrensrechtliche Einstimmigkeitsvorbehalt auch für die in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2, 2. HS AEUV benannten Energiethemen gilt.<sup>13</sup> Einem Rechtsfolgenverweis in diesem Sinne wird der Wortlaut der Norm entgegengehalten, der die Annahme eines derartigen konstitutiven Rechtsfolgenverweises nicht stützt:

*„Diese Maßnahmen berühren unbeschadet des Artikels 192 Absatz 2 Buchstabe c nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.“*

<sup>8</sup> ACER Security of EU electricity supply, 2024 Monitoring Report, S. 4, Rn. 1, 2; Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, 85. EL Mai 2025, AEUV Art. 194 Rn. 10; BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, S. 31, 32, 96

<sup>9</sup> Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, 84. EL Januar 2025, AEUV Art. 194, Rn. 10

<sup>10</sup> Calliess/Ruffert/Calliess, 6. Aufl. 2022, AEUV Art. 194, Rn. 16

<sup>11</sup> Calliess/Ruffert/Calliess, 6. Aufl. 2022, AEUV Art. 194, Rn. 17

<sup>12</sup> Dausen/Ludwigs EU-WirtschaftsR-HdB/Gundel, 61. EL September 2024, M., Rn. 45

<sup>13</sup> Gundel, in Häde/Nowak/Pechstein, 2. Aufl., Art. 194 AEUV, Rn. 31 f.

Der Einstimmigkeitsvorbehalt bezieht sich demnach nur auf Bereiche, in denen sich Umwelt- und Energiekompetenz überschneiden.<sup>14</sup> Die drei in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV bezeichneten Kompetenzbereiche sind ausschließlich den Mitgliedstaaten vorbehalten. Die Erklärung zu Artikel 194 AEUV vermag den Streit nicht aufzulösen:

*„Die Konferenz ist der Auffassung, dass Artikel 194 das Recht der Mitgliedstaaten unberührt lässt, Bestimmungen zu erlassen, die für die Gewährleistung ihrer Energieversorgung unter den Bedingungen des Artikels 347 erforderlich sind.“<sup>15</sup>*

Inhaltlich lässt sich daraus sowohl eine konkurrierende Gesetzgebungskompetenz zwischen EU und Mitgliedstaaten in den drei Kompetenzbereichen des Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV als auch eine ausschließliche Gesetzgebung der Mitgliedstaaten ableiten. Vor dem Hintergrund der zur Zeit des Zustandekommens des Vertrages von Lissabon bestehenden Debatte über Energieträger, insbesondere der Nutzung von Atomenergie<sup>16</sup>, liegt es jedoch nahe anzunehmen, dass sich die Mitgliedstaaten mit Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV die Entscheidung über die bezeichneten drei Kompetenzbereiche ausschließlich vorbehalten und einer europäischen Energie-wende vorbeugen wollten.<sup>17</sup> Ob - wie teilweise vertreten - zumindest die Erheblichkeitsschwelle des Art. 192 Abs. 2 Buchst. c) AEUV auf die vorbehaltenen drei Kompetenzbereiche zu übertragen und zu erweitern ist, vermag dieser Hintergrund allerdings nicht zu klären.<sup>18</sup>

Da die Netznutzungsentgelte Teil der allgemeinen Struktur der mitgliedstaatlichen Energieversorgung sind, obliegt deren Regulierung in erster Linie den Mitgliedstaaten, so dass grundsätzlich daran gedacht werden könnte, die Netzentgeltsystematik aufgrund von Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV als von der energiepolitischen Kompetenz der EU ausgenommen zu betrachten.

Die Literatur tritt dem jedoch durch eine enge Auslegung der aufgeführten Bereiche entgegen.<sup>19</sup> Danach begrenzen die in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV genannten Aspekte, die der Regulierung der Mitgliedstaaten vorbehalten sind, nur insoweit die Gesetzeskompetenz des EU-Gesetzgebers, als deren Kernbereiche betroffen sind. Wie bereits dargestellt, fällt die Regelungsmaterie der Netzentgeltsystematik außerdem sehr deutlich in die definierten Regelungsziele der EU-weiten Energiepolitik. Daher muss bereits auf Kompetenzebene durch Abwägung eine praktische Konkordanz hinsichtlich der durch die Regulierung der Netznutzungsentgelte erreichbaren Ziele gebildet werden.

Der EU-Gesetzgeber scheint diese Abwägung für sich gelöst zu haben, indem er in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944) und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (Verordnung (EU) 2019/943) nur einen groben regulatorischen Rahmen vorgegeben hat, so dass den Mitgliedstaaten ein erheblicher Gestaltungs- und Auslegungsspielraum zukommt. Bei der Festlegung des regulatorischen Rahmens war der EU-Gesetzgeber außerdem darauf bedacht, sich an den Wortlaut der in Art. 194 Abs. 1 AEUV definierten Zielbestimmungen sowie die Grundfreiheiten zu halten. Letzteres spiegelt sich in dem allgemeinen Diskriminierungsverbot und im Prinzip der Kostenorientierung wider. Das in Art. 194 Abs. 1 Buchst. c) AEUV vorgegebene Prinzip der Energieeffizienz wurde zudem wortgleich in Art. 18 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung übernommen.

Eine gegen Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV verstoßende Beschränkung der den Mitgliedstaaten zustehenden Kompetenzen kann auch nicht darin gesehen werden, dass insbesondere die VO (EU) 838/2010 konkretere Regelungen enthält und ausdrücklich das Ziel der Festlegung eines „gemeinsamen Regelungsrahmens im Bereich der Übertragungsnetzentgelte“ verfolgt.<sup>20</sup> Zwar werden in Teil B des Anhangs höhenmäßige Begrenzungen der

---

<sup>14</sup> Vedder/Heintschel von Heinegg, 2. Aufl. 2018, AEUV, Art. 194, Rn. 13

<sup>15</sup> Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, 2012/C 326/01: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:12012E/TXT>

<sup>16</sup> Kahl, EuR 2009, 611

<sup>17</sup> Calliess/Ruffert/Calliess, 6. Aufl. 2022, AEUV, Art. 194, Rn. 29

<sup>18</sup> Kahl, EuR 2009, 611

<sup>19</sup> Neveling, ET 2004, 340, Rn. 343

<sup>20</sup> Erwägungsgrund 1, VO (EU) 838/2010

Übertragungsnetzentgelte vorgegeben, die von Erzeugern jährlich durchschnittlich vereinnahmt werden dürfen, sowie eine Kontrolle zur Angemessenheit der zulässigen Übertragungsnetzentgelte etabliert. Der Regelungsgehalt der VO (EU) 838/2010 lässt sich jedoch dadurch erklären, dass hiermit insbesondere die Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse im Übertragungsnetz sichergestellt werden soll. Denn das Übertragungsnetz und die Übertragungsnetzentgelte haben eine besondere Relevanz für das Funktionieren des europäischen Binnen- und Energiemarktes. Die Übertragungsnetze sind darüber hinaus diejenigen Netze, die von dem Ziel der Förderung der Interkonnektion der Netze maßgeblich angesprochen sind.

Angesichts dessen sind die Regelungen der VO (EU) 838/2010 nicht als Eingriff in die den Mitgliedstaaten zustehenden Kompetenzen für die Ausgestaltung der für die Verteilung von Elektrizität auf nationaler Ebene maßgeblichen Regulierungssystematik zu werten, sondern beruhen diese Vorgaben auf der mit der Zielvorgabe des Art. 194 Abs. 1 Buchst. d) AEUV geschaffenen Gesetzgebungskompetenz der EU.

### 3.1.2 Sekundärrechtliche Umsetzung

Auf der Grundlage der speziellen Kompetenznorm des Art. 194 Abs. 1 AEUV hat der europäische Gesetzgeber insbesondere vier sekundäre Rechtsquellen eingeführt, die die aktuell geltenden unionsrechtlichen Grundsätze zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik abbilden. Als Ausgangspunkt der gutachterlichen Prüfung der unionsrechtlichen Zulässigkeit der Einführung von Einspeiseentgelten, sollen diese Rechtsquellen im Folgenden kurz vorgestellt werden:

- **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 (im Folgenden „**EBM-RL**“)
- **VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES** vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (im Folgenden „**EBM-V**“)
- **RICHTLINIE (EU) 2023/1791 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES** vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (im Folgenden „**EnEff-RL**“)
- **VERORDNUNG (EU) Nr. 838/2010 DER KOMMISSION** vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsnetzentgelte (im Folgenden „**ÜN-V**“)

#### 3.1.2.1 Die EBM-RL

Die aktuell geltende EBM-RL wurde im Jahr 2019 neu gefasst und am 14. Juni 2019 verkündet. Zuletzt wurde sie durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 geändert.

Die EBM-RL hat das Ziel der Erreichung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes zum Gegenstand, dessen Verfolgung sich die EU bereits 1999 auf die energiepolitische Fahne geschrieben hat. Zusätzlich adressiert die Richtlinie die in den letzten Jahren eingetretenen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. In ihren Erwägungsgründen wird die Ambition der EBM-RL beschrieben, eine Modernisierung, Anpassung und Anreizbildung regulatorisch abzubilden. So hat der Gesetzgeber die Dekarbonisierung des Energiesystems im Blick (Erwägungsgrund 3), die Beteiligung von Endverbrauchern an der Energiewende und die dafür erforderlichen technologischen Entwicklungen (Erwägungsgründe 4 und 5). Nicht zuletzt hat der EU-Gesetzgeber jedoch auch erstmals die Entwicklung der dezentralen Stromerzeugung erkannt und die damit einhergehenden Herausforderungen für den Stromhandel und die Netze aufgegriffen (Erwägungsgrund 6).<sup>21</sup>

Regulatorische Maßgaben für die Anwendung von Netzentgelten sind in der EBM-RL auf die verschiedenen Regelungsmaterien verteilt und verweisen regelmäßig auf die in Art. 59 EBM-RL geregelten allgemeinen Anforderungen.

<sup>21</sup> Pritzsche/Vacha, 2. Aufl. 2024, § 4., Rn. 23 f.

In diesem Sinne findet sich die zentrale Regelung zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik in Art. 59 EBM-RL. Als Aufgabenzuweisungsnorm weist diese Norm den nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten in Abs. 1 und Abs. 7 Buchst. a) die Zuständigkeit für die Festlegung oder Genehmigung der nationalen Übertragungs- und Verteilungstarife oder der Methoden für die Ermittlung dieser Tarife zu. So obliegt den nationalen Regulierungsbehörden nicht nur die inhaltliche Ausgestaltung der nationalen Netzentgeltsystematik, sondern vorgeschaltet bereits die Auswahl des Regulierungsmodus. Sie dürfen entscheiden, ob sie das Regulierungsmodell der Einzeltarifregulierung, Methodenregulierung oder eine Kombination beider Modelle bevorzugen.<sup>22</sup>

Die Festlegungskompetenz der nationalen Regulierungsbehörden bezüglich der Tarifgestaltung ist in Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL inhaltlich nur in den Grundzügen ausgestaltet. Unmittelbar aus den Normen der EBM-RL identifizierbar sind drei allgemeine Vorgaben betreffend die Art und Weise der Tarifgestaltung, die sich aus Erwägungsgrund 81 sowie Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL ergeben: Die Netzentgelte müssen diskriminierungsfrei und kostenorientiert sein und die für die „Lebensfähigkeit der Netze“ notwendigen Investitionen gewährleisten.

Darüber hinaus verpflichtet Art. 59 Abs. 9 EBM-RL die nationalen Regulierungsbehörden zur transparenten Offenlegung ihrer Entscheidungen und Entscheidungsgrundlagen im Rahmen der Verteilungs- und Übertragungstarife (Publizitätspflicht).<sup>23</sup>

Hinsichtlich der Verteilung der Netzentgelte auf Nutzergruppen enthält die EBM-RL keine weitergehenden verbindlichen Vorgaben. Einzig für aktive Kunden (Art. 15 Abs. 2 Buchst. e) EBM-RL) und Bürgerenergiegemeinschaften (Art. 16 Abs. 1 Buchst. e) und Abs. 4 Buchst. b) EBM-RL) ist die Erhebung von Netzentgelten unter Berücksichtigung der Grundsätze der Kostenorientierung, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit ausdrücklich angelegt.

Solange die Einhaltung der in der EBM-RL vorgesehenen Grundprinzipien Kostenorientierung, Diskriminierungsverbot und Transparenz gewährleistet ist, räumt die Richtlinie den Mitgliedstaaten weitgehende Gestaltungsbeugnisse in Bezug auf die Netzentgeltsystematik ein. Dies kommt unter anderem in Erwägungsgrund 61 zum Ausdruck, nach der die Netzentgelte regulatorisch so gestaltet werden können, dass sie einen Anreizeffekt haben. Konkret sollen die Mitgliedstaaten hiernach Netzentgelte als Anreiz für Verteilernetzbetreiber einsetzen, EE-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kosteneffizient zu integrieren. Beschränkt wird diese Möglichkeit in Erwägungsgrund 61 ausdrücklich nur dadurch, dass Flexibilität und Energieeffizienz nicht beeinträchtigt werden dürfen. Die in Erwägungsgrund 61 vorgesehene Möglichkeit zur Einführung konkreter Vorgaben für die Netzentgeltbildung ist repräsentativ für die Grundstruktur der unionsrechtlichen Regelungen zur Netzentgeltsystematik: Den Mitgliedstaaten, vertreten durch die jeweilige nationale Regulierungsbehörde, wird ein weites Gestaltungsermessen bei der Netzentgeltregulierung eingeräumt. Dabei ist die Verwendung dieser regulatorischen Gestaltungsspielräume zur Verwirklichung der in der Richtlinie angeführten Ziele ausdrücklich beabsichtigt.

### 3.1.2.2 Die EBM-V

Das mit der EBM-RL zugunsten der nationalen Regulierungsbehörden eingeräumte Ermessen unterliegt den Schranken der oben genannten Grundprinzipien der unionsrechtlichen Netzentgeltregulierung, die insbesondere in Art. 18 EBM-V näher ausgestaltet und konkretisiert worden sind.

Die EBM-V wurde im Jahr 2019 neu gefasst und löste die bis dahin geltende Verordnung (EG) 714/2009 ab. Sie war, wie auch die vorgehend beschriebene EBM-RL, Bestandteil des Gesetzgebungspakets „Saubere Energie für alle Europäer“, welches drei Hauptziele für den europäischen Energiebinnenmarkt formulierte: Den Vorrang der Energieeffizienz, das Erreichen einer globalen Führungsrolle bei den erneuerbaren Energien und ein faires Angebot für Verbraucher.<sup>24</sup>

<sup>22</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, S. 11

<sup>23</sup> Holznagel/Schütz/Groebel/Horstmann, 2. Aufl. 2019, EnWG 1., Rn. 224

<sup>24</sup> Mitteilung der Kommission, Saubere Energie für alle Europäer, 30.11.2016: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860>

Die EBM-V gilt gemäß Art. 71 Abs. 2 EBM-V seit dem 1. Januar 2020 und wurde zuletzt durch die VO (EU) 2024/1747 vom 13. Juni 2024 geändert. Sie setzt die Ziele des Gesetzgebungspaketes um, indem sie zur Gewährleistung eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarktes Anforderungen in Bezug auf den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energieträger, Kriterien zu Dispatch und Redispatch und Schwellenwerte für CO<sub>2</sub> Emissionen von Erzeugungskapazitäten festlegt. Gebotszonen werden als bedeutende Eckpfeiler des marktbasierten Stromhandels identifiziert und Kriterien für ihre Festlegung vorgeschrieben, Flexibilität, Energieeffizienz und Digitalisierung werden gefördert.

Die EBM-V enthält auch Änderungen und Erweiterungen der materiellen Vorgaben zur Netzentgeltregulierung aus der früher geltenden VO (EG) 714/2009, in denen sich die Zielbestimmungen Aktivierung des Verbrauchers für die Energiewende und der Vorrang der Energieeffizienz widerspiegeln.<sup>25</sup> In der VO (EG) 714/2009 waren die materiellen Vorgaben der Netzentgeltsystematik in den Erwägungsgründen 14 bis 16 sowie Art. 14 verortet. Netzentgelte mussten danach transparent und kostenorientiert sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung tragen und diskriminierungsfrei angewandt werden. Art. 14 Abs. 2 VO (EG) 714/2009 identifizierte die Entgeltpflichtigen wie folgt:

*„Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Tarife standortbezogene Preissignale auf Gemeinschaftsebene ausgehen, und diese Tarife müssen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und Investitionskosten für Infrastrukturen Rechnung tragen.“*

Der damalige EU-Gesetzgeber hat die Wahl des Entgeltpflichtigen (Erzeuger „und/oder“ Verbraucher) somit in das Ermessen der Mitgliedstaaten gestellt, wobei sich nach dem Erwägungsgrund 14 „[...] die Höhe der Netzzugangsentgelte nach dem Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch in der betroffenen Region richten sollte, was durch eine Differenzierung der von den Erzeugern und/oder Verbrauchern zu entrichtenden Netzzugangsentgelte auszuführen ist.“

Das sich hieraus implizit ergebende Auswahlermessen der nationalen Regulierungsbehörde hinsichtlich des Entgeltpflichtigen lässt sich auch aus dem aktuell geltenden Art. 18 Abs. 3 EBM-V ableiten:

*„Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden, oder beiden erhobenen Tarife gehen erforderlichenfalls standortbezogene Preissignale auf Unionsebene aus, und diese Tarife tragen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.“*

Art. 18 EBM-V enthält weitergehend zum Teil konkrete Vorgaben für die Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung und stellt daher die zentrale unionsrechtliche Norm für diese Materie dar. Dabei ist zu beachten, dass die für die Netzentgeltkalkulation und die Berücksichtigungsfähigkeit von Netzkosten maßgeblichen Kriterien nicht immer eindeutig von den für dieses Gutachten relevanten materiellen Vorgaben zur Entgeltsystematik zu unterscheiden sind.<sup>26</sup> Durch die Neufassung der EBM-V wurden die bereits zuvor bestehenden Grundprinzipien der Entgeltsystematik, das Prinzip der Kostenorientierung, des Diskriminierungsverbotes und der Transparenz in Art. 18 EBM-V gebündelt, konkretisiert und um das Prinzip der Energieeffizienz erweitert.

Das Diskriminierungsverbot wurde durch Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 2 EBM-V insoweit konkretisiert, als es auch die gleichwertige Behandlung unterschiedlicher Formen der Erzeugung und Netznutzung (Energiespeicherung, -aggregation, Eigenerzeugung, Eigenverbrauch, Teilnahme an der Laststeuerung) ausdrücklich erfasst und so dem Ziel der marktkonformen Integration dezentraler erneuerbarer Energien und Flexibilität gerecht wird.<sup>27</sup>

Neu aufgenommen wurden die Vorgabe gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 1 EBM-V, wonach „die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen“ muss.

<sup>25</sup> Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21, Rn. 34

<sup>26</sup> Schilderth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 11

<sup>27</sup> Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21, Rn. 34

Damit werden nationale Regulierungsbehörden verpflichtet, die nationalen Netzentgelte so zu gestalten, dass sie zur Anreizsetzung für Netznutzende dienen. Konkret soll die gesamteffizienzdienliche Netznutzung gefördert werden, indem die Netznutzenden durch die von ihnen zu entrichtenden Netzentgelte zu einer eigenverantwortlichen Laststeuerung angereizt werden. Ergänzt wird diese materielle Vorgabe zur Setzung von Effizianreizen für Netznutzende durch die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie (siehe auch nachfolgend Ziffer 3.1.2.3).

Darüber hinaus wurde in Art. 18 EBM-V ein eigener Absatz 7 für Verteilungstarife aufgenommen, in dem die Geltung des Grundprinzips der Kostenorientierung auf die Verteilungstarife klargestellt und hinsichtlich der in unterschiedlichen Rollen auftretenden Netznutzer konkretisiert wird. Der EU-Gesetzgeber hat ferner in Satz 2 Möglichkeiten dargestellt, wie die gruppenspezifische Nutzung der Verteilernetze bei der Festlegung der Verteilungstarife kostenorientiert Berücksichtigung finden kann:

*„Verteilungstarife können auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden. In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.“*

Die Vorgaben sind entsprechend dem Wortlaut („können“) als unverbindliche Optionen zu verstehen, die der EU-Gesetzgeber den nationalen Regulierungsbehörden an die Hand gibt. Sie beruhen jedoch auf der im Prinzip der Kostenorientierung verankerten Pflicht, die Nutzung der Verteilernetze durch verschiedene Netznutzergruppen bei der Bestimmung der Netzentgelte bestmöglich abzubilden und den regulatorischen Rahmen der Transparenz, Kosteneffizienz und Vorhersehbarkeit einzuhalten.

Art. 18 Abs. 8 EBM-V bezieht sich nach unserer Auffassung nicht auf die in diesem Gutachten gegenständliche Entgeltsystematik, sondern auf den vorgelagerten Schritt der Ermittlung der in der Netzentgeltkalkulation anzusetzenden Kosten.<sup>28</sup> Diese Zuordnung wird durch Art. 18 Abs. 8 Satz 2 EBM-V offenkundig, der die Berücksichtigungsfähigkeit spezifischer Kosten von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern im Rahmen der Entgelttarife regelt. Dadurch macht der EU-Gesetzgeber deutlich, dass es in Absatz 8 gerade nicht darum geht, inwieweit Entgelttarife das Netznutzungsverhalten der Netznutzer beeinflussen können und sollen, sondern darum, bestimmte Systemeffizienzreize für die Netzbetreiber bei der Erbringung ihrer Dienstleistung, Betrieb und Ausbau der Netze zu schaffen. Die nationale Regulierungsbehörde kann solche Kosten berücksichtigen, wenn sie sich als entsprechender Anreiz eignen. Diese inhaltliche Einordnung lässt sich neben dem eindeutigen Wortlaut auch systematisch daraus ableiten, dass bereits in Art. 18 Abs 1 Unterabsatz 2 Satz 1 EBM-V die für Verteilertarife und Übertragungstarife gleichermaßen geltende materielle Vorgabe getroffen wurde, durch die nationalen Netzentgelte Anreize für Netznutzer zu setzen, das Netz effizient zu nutzen (s.o.).

### **3.1.2.3 Die EnEff-RL**

Bei der EnEff-RL vom 13.09.2023, handelt es sich um ein Teil des Gesetzgebungspakets „Fit for 55“, mit dem die EU-Kommission das Ziel verfolgt, bis 2030 die Treibhausgasemissionen innerhalb der EU um mindestens 55% zu senken und bis 2050 klimaneutral zu sein.

Aufgrund der erheblichen positiven Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen für das Ziel des Fit for 55 wird in der EnEff-RL der Grundsatz „*Energieeffizienz an erster Stelle*“ für die gesamte Energiekette etabliert. Insoweit stellt bereits Erwägungsgrund 14 der EnEff-RL klar, dass der Vorrang der Energieeffizienz für den gesamten Energiesektor, einschließlich Energieverteilung und -erzeugung gilt.

<sup>28</sup> Anders: Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 29, der in Art. 18 Abs. 8 EBM-V die materielle Vorgabe der Entgeltstrukturregulierung sieht, Systemeffizient zu berücksichtigen

In Erwägungsgrund 18 der EnEff-RL wird der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ näher beschrieben. Danach ist ein ganzheitlicher Ansatz umfasst, *„bei dem die Gesamteffizienz des integrierten Energiesystems, die Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz berücksichtigt und die effizientesten Lösungen für die Klimaneutralität in der gesamten Wertschöpfungskette – von der Energieerzeugung über den Netztransport bis zum Endenergieverbrauch – gefördert werden, sodass sowohl beim Primärenergieverbrauch als auch beim Endenergieverbrauch Effizienzgewinne erzielt werden. Bei diesem Ansatz sollten die Systemleistung und die dynamische Energienutzung betrachtet werden, wobei nachfrageseitige Ressourcen und Systemflexibilität als Energieeffizienzlösungen in Betracht gezogen werden.“*

Hinsichtlich des Ursprungs und des Vorrangsprinzips verweist Erwägungsgrund 17 der EnEff-RL auf die Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz. Diese Verordnung ist Teil eines Gesetzgebungspakets unter dessen übergreifende Themen zur Etablierung eines Governance Systems für die Energieunion auch das energy efficiency first-Prinzip fiel. Art. 2 Nr. 18 VO (EU) 2018/1999 enthält eine Begriffsbestimmung des Prinzips:

*„energy efficiency first-Prinzip“ bezeichnet die größtmögliche Berücksichtigung alternativer kosteneffizienter Energieeffizienzmaßnahmen für eine effizientere Energienachfrage und Energieversorgung, insbesondere durch kosteneffiziente Einsparungen beim Energieendverbrauch, Initiativen für eine Laststeuerung und eine effizientere Umwandlung, Übertragung und Verteilung von Energie bei allen Entscheidungen über Planung sowie Politiken und Investitionen im Energiebereich, und gleichzeitig die Ziele dieser Entscheidungen zu erreichen,“*

Art. 27 Abs. 1 EnEff-RL regelt dann weitergehend die Anwendbarkeit des Grundsatzes der Energieeffizienz an erster Stelle auf die nationale Netzentgeltregulierung und erhebt den Vorrang der Energieeffizienz zur materiellen Vorgabe der unionsrechtlichen Netzentgeltsystematik. Nationale Regulierungsbehörden sind hiernach verpflichtet, u.a. bei ihren Beschlüssen zu Netztarifen den Vorrang der Energieeffizienz zu berücksichtigen.

Die materielle Vorgabe zur Beachtung des Vorrangs der Energieeffizienz im Rahmen der Netzentgeltsystematik wird in Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII und Abs. 7 EnEff-RL konkretisiert. Gemäß Art. 27 Abs. 7 EnEff-RL dürfen durch Netztarife keine Anreize gesetzt werden, die der Energieeffizienz entgegenstehen. Darüber hinaus müssen Netztarife eine nachfrageseitige Steuerung ermöglichen. Damit erhält das von der Energieeffizienzrichtlinie verfolgte Ziel, nachfrageseitigen Lösungen als kostengünstigere Alternative zu Investitionen in die Energieversorgungsinfrastruktur Vorrang einzuräumen (Erwägungsgrund 19), Eingang in die unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltsystematik.

Schließlich enthält der von Art. 27 Abs. 5 EnEff-RL in Bezug genommene Anhang XIII konkrete Energieeffizienzkriterien für die Regulierung von Energienetzen und für Stromnetztarife, die von nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zu beachten sind.

#### **3.1.2.4 Die ÜN-V**

Die ÜN-V, welche auf der Grundlage des Art. 18 Abs. 1 Buchst. a), 2 und 5 VO (EG) 714/2009 erlassen wurde – nunmehr Art. 61 Abs. 1, 2, 3 Buchst. a), 4 und 5 EBM-V –, stellt Leitlinien für einen Ausgleichsmechanismus zu den Kosten aufgrund des grenzüberschreitenden Stromtransports zwischen Übertragungsnetzbetreibern auf und dient darüber hinaus der Etablierung eines harmonisierten Regulierungsrahmens im Bereich der Übertragungsnetzentgelte.

Der in der ÜN-V geregelte Ausgleichsmechanismus wird beim Stromhandel auf dem Energiebinnenmarkt relevant. Er soll einen fairen Ausgleich für diejenigen Kosten gewährleisten, die den Übertragungsnetzbetreibern infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen.

Relevant sind für dieses Gutachten ausschließlich die in der ÜN-V aufgestellten harmonisierenden Regelungen zu Übertragungsnetzentgelten. Die ÜN-V zeichnet sich im Vergleich zu Art. 18 EBM-V durch konkrete materielle Vorgaben zur Netzentgeltsystematik aus. Während Art. 18 EBM-V durch Grundsätze und allgemeine materielle

Prinzipien nur einen abstrakten regulatorischen Rahmen bildet, werden in der ÜN-V konkrete Vorgaben für die Höhe der Übertragungsnetzentgelte (Obergrenzen) aufgestellt. Diese konkreten materiellen Vorgaben sind gemäß Art. 2 der ÜN-V in Teil B „Leitlinien für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich Übertragungsnetzentgelte“ des Anhangs der Verordnung aufgeführt.

Die Bezeichnung als Leitlinie soll nicht den Eindruck ihrer Unverbindlichkeit erwecken. Das lässt sich bereits aus dem Zweck der Leitlinienregelung in Art. 18 VO (EG) Nr. 714/2009 entnehmen, wonach:

*„Bei Erlass oder Änderung von Leitlinien trägt die Kommission dafür Sorge, dass*

*a) diese Leitlinien das Mindestmaß an Harmonisierung bewirken, das zur Erreichung der Ziele dieser Verordnung erforderlich ist, und nicht über das für diesen Zweck erforderliche Maß hinausgehen, und [...]“*

Ziel der Leitlinien war somit die Harmonisierung der Regelungsmaterie. Dieses Ziel entspricht zugleich dem Zweck von Durchführungsakten gemäß Art. 291 Abs. 2 AEUV, wonach der Kommission Durchführungsbefugnisse übertragen werden, wenn einheitliche Bedingungen für die Durchführung verbindlicher Rechtsakte erforderlich sind.

Die Vorgaben des Teil B des Anhangs sind darüber hinaus Bestandteil der Verordnung. Gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV sind Verordnungen des EU-Gesetzgebers in all ihren Teilen unmittelbar verbindlich und gelten in jedem Mitgliedstaat. Etwas anderes lässt sich auch aus Art. 62 EBM-V nicht entnehmen, der regelt, dass Mitgliedstaaten nur berechtigt sind, abweichende Maßnahmen einzuführen oder beizubehalten, wenn diese detailliertere Bestimmungen als die Leitlinie enthalten.

Fraglich ist, ob auf der Grundlage der EBM-RL oder der EBM-V Abweichungen von den konkreten Bestimmungen der ÜN-V zu Einspeiseentgelten auf Übertragungsebene möglich sind.

#### **3.1.2.4.1 Verhältnis von EBM-RL und EBM-V**

Die Zulassung von Abweichungen von den in der ÜN-V getroffenen Regelungen würde das Harmonisierungsziel untergraben. Denn von den Obergrenzen abweichende Festlegungen über die Höhe von Einspeiseentgelten auf ÜN-Ebene würden durch die nationale Regulierungsbehörde des jeweiligen Mitgliedstaates aufgrund von Ermessensentscheidungen gemäß Art. 59 Abs. 1 a), 7a) EBM-RL i.V.m. Art. 18 EBM-V getroffen (siehe Ziffer 3.3.2 des Gutachtens). Aufgrund dieser Ermächtigungsnormen steht den nationalen Regulierungsbehörden ein erheblicher Gestaltungsspielraum auch in Bezug auf die Höhe der Einspeiseentgelte auf der Verteiler- und Übertragungsnetzebene zu, sodass erhebliche Disparitäten bei der Festlegung der Höhe von Einspeiseentgelten auf ÜN-Ebene zu erwarten wären.

Durch die Einführung der ÜN-V hat die Kommission zum Ausdruck gebracht, dass sie bei Einspeiseentgelten auf Übertragungsnetzebene ein Erfordernis sieht, den nationalen Gestaltungsspielraum einzuschränken. Die Einschränkung durch Anlage 1, Teil B, Nr. 3 ÜN-V wäre inhaltslos, wenn sich nationale Regulierungsbehörden insoweit dennoch auf ihr Ermessen berufen könnten.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass es sich bei Art. 61 Abs. 1 EBM-V, der Art. 18 VO (EG) Nr. 714/2009 abgelöst hat und nunmehr die Verbindlichkeit der Leitlinien ausdrücklich regelt, lediglich um eine Klarstellung handelt.

*„Die Kommission ist befugt, in den in diesem Artikel aufgeführten Bereichen verbindliche Leitlinien zu verabschieden.“*

Der Normenhierarchie zwischen den formellen Gesetzen EBM-V und EBM-RL und der ÜN-V wird dennoch Rechnung getragen. Denn der Erlass der ÜN-V war nur aufgrund der dortigen speziellen Rechtsgrundlage (Art. 18 VO (EG) Nr. 714/2009 bzw. Art. 61 Abs. 1 EBM-V) möglich. EBM-V und EBM-RL bilden als einschlägige Sekundärrechtsakte zu Netzentgelten auf der ÜN-Ebene außerdem den Maßstab für die Rechtmäßigkeit von Anhang, Teil B

ÜN-V. Nach der Kommentarliteratur „führt jeder Verstoß gegen den Basisrechtsakt zur Rechtswidrigkeit des Durchführungsaktes.“<sup>29</sup>

Als Basisrechtsakt wird das formelle Gesetz bezeichnet, aus welchem sich die Rechtsgrundlage für den Durchführungsakt ergibt. Eine von der Obergrenze des Anhang Teil Nr. 3 ÜN-V abweichende Höhe des Einspeiseentgeltes auf ÜN-Ebene, käme daher nur in Betracht, wenn sie gegen die EBM-V verstoßen würde.

Ein Verstoß könnte allenfalls darin liegen, dass es sich bei der Obergrenze nicht um ein „erforderliches Mindestmaß an Harmonisierung“ zur Verwirklichung der Ziele der EBM-V gemäß § 61 Abs. 4 EBM-V handelt. Die Ziele der EBM-V sind in Art. 1 EBM-V geregelt. Es ist nicht erkennbar, dass Anhang, Teil B Nr. 3 ÜN-V der Verwirklichung dieser Ziele entgegensteht oder das erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung zu ihrer Verwirklichung überschreitet.

Eine Abweichung von der Obergrenze für Einspeiseentgelte gemäß Anhang, Teil B Nr. 3 ÜN-V kann daher nach unserer Einschätzung nicht mit dem Vorrang der EBM-VO oder EBM-RL begründet werden. Die ÜN-V wird durch diese Rechtsakte nicht verdrängt.

Die von der Kommission festgelegte Obergrenze bleibt somit verbindlich, solange sie mit den Zielen der EBM-VO vereinbar ist und das unionsrechtlich zulässige Maß an Harmonisierung wahrt.

#### **3.1.2.4.2 Regelungsinhalt von Anhang Teil B ÜN-V**

Die ÜN-V stellt für Einspeiseentgelte, die von auf der Übertragungsebene angeschlossenen Stromerzeugern zu zahlen sind, eine Entgelt-Obergrenze auf.

*„Die Höhe der von den Erzeugern zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte muss sich in einer Größenordnung von 0 bis 0,5 EUR/MWh bewegen, ausgenommen in Dänemark, Schweden, Finnland, Rumänien, Irland, Großbritannien und Nordirland.“<sup>30</sup>*

Die jährlich durchschnittlich zu zahlenden Übertragungsentgelte dürfen einen Betrag von 0,5 EUR/MWh nicht überschreiten. Die Obergrenze gilt jedoch nicht ausnahmslos für alle Mitgliedsstaaten.

Zum einen wurden für Dänemark, Schweden, Finnland, Rumänien, Großbritannien und Nordirland ausdrücklich abweichende Obergrenzen festgelegt. Zum anderen sieht Anhang Teil B Ziffer 2 ÜN-V jedoch auch sachliche Ausnahmen vor, wonach gewisse Faktoren bei der Berechnung der durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte nicht ins Gewicht fallen. Darunter fallen:

- „(1) die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für Anlagen, die für den Netzanschluss oder für die Modernisierung des Netzanschlusses erforderlich sind;*
- (2) die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für Hilfsdienste;*
- (3) die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für spezifische Netzverluste.“*

Besondere Bedeutung könnte die Ausnahme der „Entgelte für Hilfsdienste“ (Nr. 2) entfalten, soweit sie auch Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen erfassen würde. Engpassmanagementmaßnahmen sind gezielte Eingriffe von Netzbetreibern in die Einspeiseleistung von Anlagen, um Engpässe zu vermeiden oder aufzulösen. Ein „Engpass“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 4 EBMV eine Situation,

*„in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können;“*

<sup>29</sup> Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, 85. EL Mai 2025, AEUV Art. 291 Rn. 58

<sup>30</sup> Anhang, Teil B, Ziffer 3, Absatz 1 VO (EU) Nr. 838/2010

Da das Engpassmanagement kostenintensiv ist, könnte die in der ÜN-V geregelte Obergrenze nicht dafür vorgesehen sein, um diese Kosten abzubilden.

Möglicherweise hat die EU-Kommission dies bei den Vorgaben zur Berechnungsmethode für die jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte bedacht und die Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen unter die „*Entgelte für Hilfsdienste*“ gefasst. Ist das feststellbar und wurde die Definition von Hilfsdiensten nicht seitdem so geändert, dass es auch das Begriffsverständnis der ÜN-V betrifft, hätten die nationalen Regulierungsbehörden die Möglichkeit, nach ihrem Ermessen ein höheres Einspeiseentgelt aufgrund der durch Engpassmanagement entstandenen Kosten festzulegen.

#### **3.1.2.4.2.1 Begriffliche Einordnung der „Hilfsdienste“**

Der Begriff „Hilfsdienste“ geht ursprünglich auf Art. 2 Nr. 17 der Richtlinie 2009/72/EG zurück. Danach bezeichnete ein Hilfsdienst

*„[...] einen zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlichen Dienst;“*

Mit der Änderung der Richtlinie 2009/72/EG wurde der Begriff Hilfsdienst gestrichen und durch den Begriff Systemdienstleistung ersetzt. Auch die Begriffsbestimmung wurde ergänzt. Gemäß Art. 2 Nr. 48 der EBM-RL bezeichnet eine Systemdienstleistung

*„eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement;“*

Seit der Aufhebung der Richtlinie 2009/72/EG durch die EBM-RL im Jahr 2019 werden Hilfsdienste demnach als Systemdienstleistungen bezeichnet und das Engpassmanagement ist ausdrücklich davon ausgenommen. Legte man daher der ÜN-V die aktuell geltende Definition des Art. 2 Nr. 48 EBM-RL zugrunde, wären die Engpassmanagementkosten nicht von der Berechnung der jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte ausgenommen.

Auffällig ist jedoch, dass der Wortlaut der ÜN-V trotz Einführung der EBM-RL nicht angepasst wurde. Damit ist die ÜN-V der einzige uns bekannte EU-Rechtsakt, der den Begriff unverändert beibehalten hat. Fraglich ist daher, wie sich dieser Umstand auf die Bedeutung von Hilfsdiensten auswirkt.

Denkbar ist, dass die Kommission den Begriff bewusst beibehalten hat, um die bei Inkrafttreten der ÜN-V geltende Definition aus Art. 2 Nr. 17 der Richtlinie 2009/72/EG fortgelten zu lassen. Denn im Zeitpunkt des Inkrafttretens der ÜN-V war die Definition von „Hilfsdiensten“ erheblich weiter gefasst und nicht auf Dienstleistungen mit Ausnahme des Engpassmanagements beschränkt. (s.o.) Es war somit zumindest gut vertretbar, auch Engpassmanagement unter „Hilfsdienste“ zu subsumieren.

#### **3.1.2.4.2.2 Wille des Verordnungsgebers bei Erlass der ÜN-V**

Aufschluss gibt der Rückgriff auf den Willen des Verordnungsgebers, wie er in dem Entwurf der ÜN-V zum Ausdruck gekommen ist. Denn in einem Arbeitsdokument der Kommission zur Erstellung der ÜN-V wird ausdrücklich Bezug auf die Entwurfsleitlinien der ERGEG (2005) genommen, wonach Tarife angemessene und effiziente Standortssignale setzen und lokale Umstände wie Netzverluste und Netzengpässe berücksichtigen sollen.

*“However, a lower proportion of the total costs charged on network users may be recovered through charges on generation. This facilitates national regulatory authorities including locational signals in the tariff structure, for example in order to send signals on the most appropriate and inappropriate zones to locate new generation in view of local circumstances with regard to network losses and network congestion.”<sup>31</sup>*

<sup>31</sup> Commission Staff Working Document, Impact Assessment, S. 12 ([https://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia\\_carried\\_out/docs/ia\\_2010/sec\\_2010\\_1075\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2010/sec_2010_1075_en.pdf))

Auch die Explanatory Note zum Entwurf der „Guidelines on Transmission Tarification“ verweist darauf, dass Kosten im Zusammenhang mit Engpässen und Hilfsdiensten nicht Teil des harmonisierten „G charge“ sein sollten:

*„Generators and consumers may also be required to pay a one-off charge for their initial connection to the grid. - usually called “connection charge”. Charges related to congestion losses, congestion and other ancillary services are also an important feature. These charges are not, however, considered to be part of the G charge for the purpose of these Guidelines of tarification.”<sup>32</sup>*

Dort findet sich außerdem ein eindeutiger Beleg dafür, dass der EU-Verordnungsgeber die inhaltliche Gestaltung der ÜN-V auf der Grundlage des weiten Begriffsverständnis vornahm und davon ausging, dass „Hilfsdienste“ auch Engpassmanagement einschloss. Denn Engpassmanagementmaßnahmen (im Englischen „congestion services“) werden der Kategorie sonstiger Hilfsdienste (im Englischen: „other ancillary services“) zugeordnet.

*“Generators and ~~consumers~~customers may also be required to pay a one-off charge for their initial connection to the grid.-usually called “connection charge”. Charges related to congestion losses, congestion and other ancillary services are also an important feature. These charges are not, however, considered to be part of the G charge for the purpose of these Guidelines.of tarification.”*

Nicht zuletzt hat auch ETSO in seiner Stellungnahme zu dem Leitlinienentwurf den Vorschlag unterstützt, Engpassmanagementkosten nicht in die harmonisierten Einspeiseentgelte auf Übertragungsnetzebene aufzunehmen:

*“ETSO agrees with the draft Guidelines that internal congestion costs, any specific charges related to first connection, losses and ancillary services should be excluded at this stage from the “average national G” calculation. This means that not all charges to be paid by generators will be harmonized for the moment”<sup>33</sup>*

Daraus ergibt sich ein klares Bild über den Regelungswillen des Verordnungsgebers im Zeitpunkt des Inkrafttretens der ÜN-V, der maßgeblich für die Auslegung von Rechtsakten ist. Ziel war eine mitgliedstaatenübergreifende Harmonisierung der Einspeiseentgelte, jedoch ohne Einbeziehung von Engpassmanagementkosten. Da die ÜN-V seit ihrem Inkrafttreten nicht geändert wurde, ist davon auszugehen, dass dieser ursprüngliche Wille auch heute noch gilt.

### **3.1.2.4.2.3 Auswirkung der geänderten Begriffsbestimmung auf die ÜN-V**

Die Änderung der Begriffsbestimmung durch die EBM-RL im Jahr 2019 und die Verengung des neu eingeführten Begriffs „Systemdienstleistungen“, könnten sich gleichwohl auch auf die ÜN-V ausgewirkt haben.

Einer solchen Annahme steht jedoch entgegen, dass die ÜN-V seit ihrem Geltungsdatum, 3. März 2011, nicht mehr verändert wurde. Hätte der Verordnungsgeber die veränderte Begriffsbestimmung auch in der ÜN-V umsetzen wollen, wäre eine Änderung der Regelungstextes erwartbar gewesen. Aus der Verordnungshistorie im Zusammenhang mit dem Willen des Verordnungsgebers lässt sich somit überzeugend ableiten, dass der Begriff „Hilfsdienste“ bewusst beibehalten wurde. Die begriffliche Änderung und die definitorische Verengung sollten nicht aus der RL 2019/944 übernommen werden.

Zu demselben Ergebnis kommt man auch aufgrund der Feststellung, dass Anhang Teil B Ziffer 2 Unterziffer 2 ÜN-V nun mit „Hilfsdienste“ einen Rechtsbegriff enthält, der in den sonstigen EU-Rechtsakten im Bereich Energie nicht mehr auftaucht. Auch die ÜN-V selbst nimmt keine Begriffsbestimmung vor, wobei eine solche sicherlich klarstellende Wirkung im Verhältnis zu Art. 2 Nr. 48 der EBM-RL entfalten könnte. Der Rechtsanwender ist somit mit einem unbestimmten Rechtsbegriff konfrontiert, dessen Bedeutung durch Auslegung zu ermitteln ist.

<sup>32</sup> ERGEG, Explanatory Note, GUIDELINES ON TRANSMISSION TARIFICATION, 02.05.2005 ([https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/etsso/tariffs/ETSO\\_Amendments%20to%20Tariff%20Guidelines.pdf?utm](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/etsso/tariffs/ETSO_Amendments%20to%20Tariff%20Guidelines.pdf?utm))

<sup>33</sup> ETSO comments on Draft Guidelines on Transmission Tarification-ERGEG Public Consultation, 09.06.2005, pg. 2 (<https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/etsso/tariffs/ETSO%20comments%20to%20tariff%20guidelines.pdf?utm>)

Maßgeblich bei der Auslegung von Verordnungen ist der Wille des Ordnungsgebers. Dieser tritt – wie oben dargelegt – hier eindeutig hervor und subsumiert unter „Hilfsdienste“ auch Engpassmanagement.

Die Einführung von Systemdienstleistungen und die gleichzeitige Verengung der Begriffsdefinition in Art. 2 Nr. 48 der EBM-RL wirkt sich daher inhaltlich nicht auf Anhang Teil B Ziffer 2 Unterziffer 2 ÜN-V aus.

**Nach unserem hier dargestellten Verständnis ist davon auszugehen, dass die in der ÜN-V genannten „Entgelte für Hilfsdienste“ auch Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen erfassen sollen. Diese sind daher von der harmonisierten Obergrenze ausgenommen.**

### **3.2 Ableitung allgemeiner Anforderungen an die Netzentgeltsystematik**

Gegenstand der vorliegenden rechtlichen Untersuchung ist insbesondere die Prüfung der Zulässigkeit von Einspeiseentgelten gemäß den hierfür relevanten europarechtlichen Vorgaben.

Die zentrale unionsrechtliche Norm zu den materiellen Vorgaben der Netzentgeltregulierung ist, wie gesehen, Art. 18 EBM-V. Unter Ziffer 3.1.2.2 dieses Gutachtens wurde sie bereits kurz vorgestellt und eingeordnet.

Nach unserer Auffassung lassen sich aus Art. 18 Abs. 1, 3, 6 und Abs. 7 EBM-V i.V.m. Art. 27 Abs. 1, 5, 7 i.V.m. Anhang XIII EnEff-RL vier Grundprinzipien ableiten, deren Einhaltung die nationalen Regulierungsbehörden bei der Gestaltung der nationalen Netzentgeltsystematik gewährleisten müssen und die daher im vorliegenden Kontext Bedeutung erlangen. Dies sind das Diskriminierungsverbot, die Kostenorientierung, der Vorrang der Energieeffizienz und die Transparenz.

Die folgenden Abschnitte dienen dazu, die abstrakt gehaltenen Grundprinzipien inhaltlich mit Leben zu füllen und voneinander abzugrenzen.

#### **3.2.1 Diskriminierungsverbot**

Diskriminierungsverbote sind im EU-Primärrecht an verschiedenen Stellen normiert.

So stellt das Verbot der Diskriminierung aufgrund der Staatsangehörigkeit gemäß Art. 18 AEUV einen Grundwert der EU und den Kerngehalt der vier Grundfreiheiten dar. Auch die EU-rechtlichen Wettbewerbsvorschriften kennen ein Diskriminierungsverbot, nachdem ein rechtswidriger Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 Abs. 2 Buchst. c) AEUV dann vorliegt, wenn ein Marktbeherrscher unterschiedliche Bedingungen bei gleichwertiger Leistung gegenüber Handelspartnern anwendet.

In diesem Zusammenhang ist auch der allgemeine Gleichheitsgrundsatz von Bedeutung, den der EuGH wie folgt definiert hat:

*„Vergleichbare Sachverhalte dürfen nicht unterschiedlich, unterschiedliche Sachverhalte nicht gleichbehandelt werden, es sei denn, dass eine derartige Betrachtung objektiv gerechtfertigt ist.“<sup>34</sup>*

Die zahlreichen speziellen Diskriminierungsverbote des unionsrechtlichen Primärrechts sowie der allgemeine Gleichheitsgrundsatz<sup>35</sup> sind nicht unmittelbar Teil dieser gutachterlichen Untersuchung. Als vom EuGH anerkannter Sonderfall des allgemeinen Gleichheitsgrundsatzes<sup>36</sup> sind für die Auslegung des wenig konkretisierten Diskriminierungsverbotes der Netzentgeltregulierung aber dessen Inhalte anwendbar. Das gilt ebenso für das wettbewerbsrechtliche Diskriminierungsverbot. Denn das Diskriminierungsverbot der Netzentgeltregulierung und das

<sup>34</sup> EuGH, Rs. C-303/05, Advocaten voor de Wereld, Slg. 2007, I-3633, Rn. 56

<sup>35</sup> EuGH, Urteil v. 14.04.2005, C-18/03 und C-129/03, AEM und AEM Tornino, Rn. 58

<sup>36</sup> EuGH, Urteil v. 29.09.2016, C-492/14, Essent Belgium, Rn. 79

wettbewerbliche Diskriminierungsverbot gemäß Art. 102 Abs. 2 Buchst. c) AEUV verfolgen mit der Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Binnenmarkt dasselbe Ziel.<sup>37</sup>

Das für dieses Gutachten relevante Diskriminierungsverbot wird in Art. 18 Abs. 1 EBM-V geregelt und ist Ausdruck des allgemeinen Gleichheitsgrundsatzes der EU, der sich unter anderem in Art. 49, 20 und 21 der Grundrechte Charter niedergeschlagen hat.

In Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V wird insoweit angeordnet:

*„Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein [...] und unterschiedslos angewandt werden.“*

Die Regelung stellt ausdrücklich auf die Anwendung der Netzentgelte und somit auf die in diesem Gutachten zu untersuchende Netzentgeltsystematik ab. Der hiernach geforderten unterschiedslosen Anwendung der Netzentgelte wird insbesondere dann entsprochen werden, wenn die für eine bestimmte Gruppe von Netznutzern kalkulierten Netzentgelte gegenüber dieser Gruppe in gleicher Weise erhoben werden.

Von Bedeutung ist weiter, dass sich die Pflicht zur unterschiedslosen Anwendung auf die für den Zugang zu den Netzen erhobenen Entgelte richtet, worunter nach dem Wortlaut des Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V auch die „Entgelte für die Nutzung der Netze“ fallen. Von der Erhebung von Netzentgelten sind somit insbesondere die Gruppe der Netznutzer betroffen, unter die gemäß Art. 2 Nr. 36 EBM-RL diejenigen fallen, die Elektrizität in ein Verteiler- oder Übertragungsnetz einspeisen oder aus einem solchen Netz versorgt werden.

Dabei trifft Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V nach unserem Dafürhalten keine Aussage darüber, dass Netzentgelte für den Zugang zu Netzen verpflichtend erhoben werden müssen. Nach dem Wortlaut der Norm gilt die Vorgabe der unterschiedslosen Anwendung vielmehr nur, wenn Netzbetreiber Entgelte für den Netzanschluss, die Netznutzung und den damit gegebenenfalls verbundenen Netzausbau erheben.

Wir gehen davon aus, dass dem Begriff „*unterschiedslos*“ nicht das natürliche Wortverständnis zugrunde zu legen ist, das dazu führen würde, dass jeder Zugang zu Netzen mit dem gleichen Netzentgelt abgerechnet werden muss. Denn ein solches Verständnis widerspräche dem allgemeinen Gleichheitsgrundsatz, der, wie oben gesehen, die unterschiedslose Behandlung vergleichbarer Sachverhalte und gleichzeitig die unterschiedliche Behandlung nicht vergleichbarer Sachverhalte vorschreibt. Sind die Sachverhalte nicht vergleichbar, müssen sie unterschiedlich behandelt werden, um dem Gleichheitsgrundsatz gerecht zu werden.<sup>38</sup> Vor diesem Hintergrund ist das in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V geregelte Diskriminierungsverbot nach unserer Auffassung so auszulegen, dass ein Verstoß hiergegen nur dann in Betracht kommt, wenn die Vergleichbarkeit einer bestimmten Gruppe von Netznutzern die Anwendung eines unterschiedslosen Netzentgelts gebietet.

Das Diskriminierungsverbot gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V wird an verschiedenen Stellen der EBM-V konkretisiert und erweitert. Die Konkretisierungen in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V stellen auf die Wirkungsweise der Netzentgelte ab. Sie werden in der Literatur teilweise unter den aus dem EU-Wettbewerbsrecht abgeleiteten Begriff der horizontalen Gleichbehandlung gefasst<sup>39</sup>, wonach materielle Chancengleichheit nur erreicht werden kann, wenn allen Nachfragern (hier Netznutzern) die gleichen Bedingungen eingeräumt werden.

Gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 1 EBM-V ist die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte diskriminierungsfrei anzuwenden. Nämlich so, dass dadurch „*die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden.*“. Die Bestimmung bezieht sich ausschließlich auf die Netznutzung durch Betreiber von Erzeugungsanlagen. Netzentgelte, die von Erzeugern erhoben werden, dürfen demnach nicht allein deshalb zu einer

<sup>37</sup> BerKommEnergieR/Pritzsche/Reimers, 4. Aufl. 2018, StromHVO Art. 14, Rn. 6

<sup>38</sup> EuGH, Urteil v. 13.04.2000, C-292/97, Kjell Karlsson u.a., Rn. 39

<sup>39</sup> Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21, Rn. 52

abweichenden wirtschaftlichen Belastung führen, weil eine Erzeugungsanlage an der Verteilerebene oder der Übertragungsebene angeschlossen ist. Nach unserer Auffassung folgt aus dieser Regelung allerdings nicht, dass für alle an die Verteiler- sowie Übertragungsebene angeschlossene Erzeugungsanlagen ein identisches Netzentgelt angewendet werden müsste. Denn für eine unterschiedliche Anwendung von Netzentgelten sind – neben dem Umstand, dass eine Erzeugungsanlage an die Verteiler- oder die Übertragungsebene angeschlossen ist – weitere Kriterien denkbar, die als zulässige sachliche Rechtfertigung dienen können.

In Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 2 EBM-V wird die Vorgabe der diskriminierungsfreien Wirkungsweise der Netzentgelte auf den Netzzugang wie folgt erweitert:

*„Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“*

Diese Regelung hat nach unserer Auffassung vor allem klarstellende Wirkung. Der bloße Umstand, dass Energiespeicherung oder -aggregation betrieben werden, darf hiernach nicht zu einer Differenzierung führen. Unberührt bleibt insoweit aber wiederum, dass andere Kriterien – insbesondere die konkrete Inanspruchnahme des Netzes – die Anwendung abweichender Netzentgelte erlauben oder gar gebieten können. Wie unter anderem in Erwägungsgrund 23 der EBM-V hervorgehoben wird, ist es für die angestrebte Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft „von entscheidender Bedeutung“, dass die für die Integration erneuerbarer Energien notwendige unterstützende Infrastruktur – z.B.: Energiespeicher – gefördert wird. Die Klarstellung in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V zielt angesichts dessen insbesondere darauf ab, Netzentgelte auszuschließen, die Energiespeicherung und/oder -aggregation ohne sachliche Rechtfertigung abweichend behandeln und hierdurch zu einem Hemmnis führen.

Eine weitere Ausprägung des Diskriminierungsverbotes findet sich schließlich in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 3 EBM-V. Danach dürfen Entgelte „nicht entfernungsabhängig sein“. Im Gegensatz zu den oben behandelten Ausprägungen des Diskriminierungsverbotes war diese räumliche Komponente bereits wortgleich in Art. 14 VO (EG) 714/2009 enthalten. Erwägungsgrund 15 der VO (EG) 714/2009 diente ihrer Erläuterung:

*„Entfernungsabhängige Tarife oder, soweit geeignete standortbezogene Preissignale vorhanden sind, ein spezieller, nur von Exporteuren oder Importeuren zu zahlender Tarif, der zusätzlich zu dem generellen Entgelt für den Zugang zum nationalen Netz verlangt wird, wären nicht zweckmäßig.“*

Dass die zurückgelegte Entfernung des Stroms kein zulässiges Kriterium für die Höhe der Netzentgelttarife darstellt, wird daher auch in dem aktuell geltenden Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 3 EBM-VO geregelt.<sup>40</sup>

Zu beachten ist, dass die Anwendung unterschiedlicher Netzentgelte auch in Ansehung des Diskriminierungsverbots gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V sowie seiner Konkretisierungen in Art. 18 Abs 1 Unterabsatz 2 EBM-V zulässig bzw. sogar geboten ist, wenn es entweder an der Vergleichbarkeit der Sachverhalte (also insbesondere der konkreten Art und Weise der Netznutzung) mangelt oder aber eine sachliche Rechtfertigung für die unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte gegeben ist.

In diesem Sinne hat der EU-Gesetzgeber in Art. 18 Abs. 7 Satz 2 EBM-V den nationalen Regulierungsbehörden ausdrücklich die Möglichkeit eingeräumt, Nutzer von Verteilernetzen unterschiedlich zu behandeln:

*„Verteilungstarife können auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden.“*

Hiernach ist insbesondere näher zu prüfen, inwieweit das Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten bestimmter Gruppen von Netznutzern von vornherein als nicht vergleichbar eingestuft werden muss. Soweit die Vergleichbarkeit eines bestimmten Netznutzungsverhaltens festgestellt werden sollte, ist anhand von Art. 18 Abs. 7 Satz 2 EB-V zu

<sup>40</sup> BerlKommEnergieR/Pritzsche/Reimers, 4. Aufl. 2018, StromHVO Art. 14, Rn. 6

untersuchen, ob weitere Umstände vorhanden sind, die eine sachliche Rechtfertigung für die unterschiedliche Anwendung von Netzentgelten begründen.

Einen insoweit relevanten Rechtfertigungsmaßstab hat der EuGH<sup>41</sup> – abgeleitet aus dem allgemeinen Gleichheitsgrundsatz – in seiner Entscheidung *Essent Belgium II* aufgestellt, in welcher er sich mit der Frage beschäftigen musste, ob die kostenlose Verteilung von Grünstrom im Gegensatz zu sonstigem Strom einen Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot darstellt:

*„Eine unterschiedliche Behandlung ist gerechtfertigt, wenn sie auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, d. h., wenn sie im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht (vgl. u. a. Urteil vom 16. Dezember 2008, Arcelor Atlantique et Lorraine u. a., C-127/07, EU:C:2008:728, Rn. 47 und die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>42</sup>*

Für die Rechtfertigung einer unterschiedlichen Behandlung kommt es demnach auf die rechtliche Zulässigkeit des hiermit verfolgten Ziels sowie die Einhaltung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit an. Nicht zuletzt wird es bei der hiernach von der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde vorzunehmenden Abwägung auch darum gehen, ob durch eine abweichende Behandlung von grundsätzlich vergleichbaren Sachverhalten ein möglichst weitgehender Ausgleich der verschiedenen – zum Teil konfligierenden – Grundprämissen der Netzentgeltsystematik erreicht werden kann. Gleichwertige regulatorische Vorgaben der Netzentgeltregulierung müssen im Spannungsfall in Einklang gebracht werden, wobei der weite Ermessensspielraum, den der EU-Gesetzgeber den nationalen Regulierungsbehörden bei der Bewältigung ihrer Aufgaben gemäß Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL eingeräumt hat, zu beachten ist.

### 3.2.2 Kostenorientierung

Auf der für die vorliegende Untersuchung relevanten Ebene der Netzentgeltsystematik hat der Begriff der Kostenorientierung den Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit zum Gegenstand. Netzentgelte sollen hiernach so festgelegt werden, dass ihre Verteilung möglichst genau die verursachten Kosten durch die individuelle Netznutzung des Nutzers reflektiert, also hiermit eine „faire Allokation der Netzkosten“ erreicht wird.<sup>43</sup>

Für die vorliegende Untersuchung werden demgegenüber diejenigen Regelungen nicht betrachtet, die sich mit dem Grundsatz der Kostenorientierung auf der vorgelagerten Ebene der Kostenermittlung und -berechnung befassen, wie z.B. die Regelung aus Art. 18 Abs. 2 Buchst. a) EBM-V. Gleiches gilt für die in der EnEff-RL enthaltenen Regelungen zur Berücksichtigung von Kosteneinsparungen. So schreibt insbesondere Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII, Punkt 1 EnEff-RL zum Zweck der verbesserten System- und Kosteneffizienz den kostenorientierten Ansatz von Einsparungen vor.

Während die Ebene der Kostenermittlung demnach unter anderem das Ziel der Kosteneffizienz verfolgt, beruht das im vorliegenden Kontext relevante Verständnis des Begriffs der Kostenorientierung auf der Erwägung, dass die Belastung mit Netzentgelten insbesondere dann nicht wettbewerbsverzerrend wirkt, wenn die jeweils in Anspruch genommenen Netznutzer einen entsprechenden Beitrag zur Entstehung von Netzkosten geleistet haben. Auch bei der – in diesem Sinne verstandenen – Anwendung des Prinzips der Verursachungsgerechtigkeit kommt es daher auf die Vergleichbarkeit von Netznutzergruppen sowie eine ggf. vorhandene sachliche Rechtfertigung für eine unterschiedliche Behandlung – also eine vom tatsächlichen Verursachungsbeitrag abweichende Belastung mit Netzentgelten – an.

Aufgrund der hiernach bestehenden Korrelation zwischen dem Diskriminierungsverbot und der Kostenorientierung i.S.d. Verursachungsgerechtigkeit, wird die vorliegend relevante Kostenorientierung in der Literatur als Ausprägung des Diskriminierungsverbotes eingestuft. Dies ist begründbar mit dem wettbewerbsökonomischen

<sup>41</sup> EuGH, Urteil v. 20.09.1988, Rechtssache 203/86, Königreich Spanien/Rat der Europäischen Gemeinschaften, Rn. 25

<sup>42</sup> EuGH, Urteil v. 29.09.2016, v C-492/14, *Essent Belgium*, Rn. 81

<sup>43</sup> Schilderoth, *Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor*, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 20

Zweck des Diskriminierungsverbotes, wonach Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden sollen. Zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen müssen Netzentgelte jedoch verursachungsgerecht bzw. kostenorientiert von den Netznutzern erhoben werden.<sup>44</sup>

Gleichzeitig ist zu beachten, dass auch die Kommission in ihrem Beschluss zur beihilferechtlichen Zulässigkeit der Befreiung von Bandlastverbrauchern von Netzentgelten die Grundsätze der Kostenorientierung sowie der Diskriminierungsfreiheit gesondert genannt und ihnen damit eine eigenständige Bedeutung beigemessen hat:

*„Darin wird aufgezeigt, dass die vollständige Befreiung, die förderfähigen Bandlastverbrauchern zwischen 2011 und 2013 gewährt wurde, den betreffenden Verbrauchern einen selektiven Vorteil verschaffte, da sie auch von den durch ihren Stromverbrauch verursachten Netzkosten befreit wurden. Dies steht weder mit dem in Artikel 14 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Ziel, dass die Netzentgelte die tatsächlich angefallenen Kosten widerspiegeln sollen, noch mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung im Einklang.“<sup>45</sup>*

Da beide Grundsätze in unterschiedlichen Regelungen (z.B. Art. 18 EBM-V, Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII, Punkt 1 EnEff-RL) verortet wurden, gehen wir demnach davon aus, dass sie vom EU-Gesetzgeber nicht als einheitliches Prinzip gedacht waren, sondern als zwei voneinander unabhängige Grundprinzipien der Netzentgeltregulierung. Wir sehen es daher als gerechtfertigt an, die Kostenorientierung in der vorliegenden Untersuchung separat und unabhängig vom Diskriminierungsverbot zu erörtern.

Entsprechend seiner weitreichenden Zielbestimmung wird das Prinzip der Kostenorientierung an verschiedenen Stellen der relevanten unionsrechtlichen Regelwerke zur Netzentgeltregulierung aufgegriffen.

So trifft Art. 18 Abs. 7 Satz 1 EBM-V besondere Vorgaben für die Nutzung von Verteilernetzen:

*„Die Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist.“*

Nationale Regulierungsbehörden sind danach verpflichtet, die individuellen Verursachungsbeiträge der Netznutzer bei der Ausgestaltung der Netzentgelte zu berücksichtigen. Wie dies konkret zu erfolgen hat, lässt die Norm allerdings offen, so dass insoweit von einem weiten Gestaltungsspielraum der nationalen Regulierungsbehörde auszugehen ist.

Ferner sieht die EBM-RL die Einhaltung der Kostenorientierung bei der Festlegung von Netzentgelten an verschiedenen Stellen vor. Erwägungsgrund 81 bezieht sich auf die Kompetenzzuweisungsnorm des Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL. Regulierungsbehörden sollen danach bei der Festlegung einer Netzentgeltsystematik kostenorientiert vorgehen. Auch dieser Anordnung lassen sich weitergehende Konkretisierungen zum Vorgehen bei der Berücksichtigung unterschiedlicher Verursachungsbeiträge nicht entnehmen.

Neben diesen offenen Regelungen und Hinweisen spricht auch die Verwendung des Begriffs *„kostenorientiert“* dafür, dass der EU-Gesetzgeber den nationalen Regulierungsbehörden hinsichtlich der Umsetzung des Prinzips einen Ermessensspielraum eingeräumt hat. Die verursachten Kosten müssen nach dem Wortlaut der Regelung eine Orientierungsgrundlage für die Entgelttarife darstellen, sie müssen jedoch die individuellen Kosten der einzelnen Netznutzung nicht exakt widerspiegeln. Wie die nationalen Regulierungsbehörden die Reflektion der verursachten Kosten tatsächlich umsetzen, ist mithin Gegenstand des behördlichen Ermessens.<sup>46</sup>

Unseres Erachtens ist daher festzuhalten, dass die unionsrechtlichen Vorgaben den nationalen Regulierungsbehörden einen regulatorischen Rahmen setzen, innerhalb dessen eine Ermessensentscheidung über die Auswahl und die Verteilung der Netztarife auf Netznutzer zu treffen ist. Bei dieser Ermessensentscheidung ist die Frage, in

---

<sup>44</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 20 f.

<sup>45</sup> Beschluss (EU) 2019/56 der Kommission vom 28.05.2018, Rn. 171

<sup>46</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 21

welchem Ausmaß eine Gruppe von Netznutzern zu den Netzkosten beigetragen hat, ein mit zu berücksichtigender Umstand, der jedoch nicht allein ausschlaggebend sein kann.

### 3.2.3 Effizienzgrundsatz

Der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle wurde bereits unter Ziffer 3.1.2.3 erläutert. Der nachfolgende Abschnitt soll dazu dienen, die sich aus diesem Grundsatz für die Netzentgeltsystematik ergebenden materiellen Ableitungen darzustellen.

Die zentralen Vorgaben des Effizienzgrundsatzes für die Netzentgeltsystematik regelt Art. 27 Abs. 1, 5, 7 i.V.m. Anhang XIII EnEff-RL. Daraus ergeben sich drei Unterkategorien des Effizienzgrundsatzes, die von Erwägungsgrund 18 der EnEff-RL als ganzheitlicher Ansatz des Grundsatzes Energieeffizienz an erster Stelle eingeordnet werden: Die Energieeffizienz, die Kosteneffizienz und die Systemeffizienz. Von diesen drei Kategorien ist gemäß Art. 27 Abs. 1 EnEff-RL nur die Einhaltung des Grundsatzes Energieeffizienz an erster Stelle verpflichtend. Aus dem Wortlaut des Art. 27 Abs. 1 Satz 2 EnEff-RL ergibt sich, dass die Grundsätze der Kosteneffizienz und der Systemeffizienz optional sind, wobei in der Norm hierfür u.a. auf die Regelung in Art. 18 EBM-V verwiesen wird. Zu den optionalen Vorgaben des Art. 27 Abs. 1 Satz 2 EnEff-RL treten darüber hinaus noch die Versorgungssicherheit und die Marktintegration.

Gemäß dem hierzu in Art. 27 Abs. 1 EnEff-RL enthaltenen Verweis stellt Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V klar, dass es sich im Rahmen der unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltsystematik bei der Systemeffizienz ebenfalls um eine einzuhaltende Pflichtvorgabe handelt:

*„[...] muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen [...]“*

Definiert wird die hiermit in Bezug genommene Gesamteffizienz des Netzes in Art. 2 Nr. 4 EnEff-RL unter dem Begriff der Systemeffizienz:<sup>47</sup>

*„„Systemeffizienz“ die Auswahl energieeffizienter Lösungen, wenn diese auch einen kosteneffizienten Dekarbonisierungspfad, zusätzliche Flexibilität und die effiziente Nutzung von Ressourcen ermöglichen;“*

Vor dem Hintergrund dieser Definition kann auch die Vorgabe in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 3 EBM-V, nach der Netzentgelte *„keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen dürfen“*, als Ausprägung des Beitrags der Netzentgelte zur Systemeffizienz eingeordnet werden. Denn diese Regelung trägt zu einem kosteneffizienten Dekarbonisierungspfad und zur effizienten Nutzung von Ressourcen bei, indem sie darauf abzielt, dass insbesondere Eigenerzeugung nicht durch die Ausgestaltung der Netzentgelte benachteiligt wird. Auf der Vorgabe der Gesamteffizienz beruhen darüber hinaus weitere, in den unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltregulierung beschriebene Anreize, die durch Netzentgelttarife für Netznutzer gesetzt bzw. vermieden werden sollen.

*„Die nationalen Regulierungsbehörden stellen sicher, dass Anreize in Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Energieeffizienz der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung sowie der Gaserzeugung, -fernleitung, -verteilung und -lieferung auswirken, beseitigt werden.“<sup>48</sup>*

Das beruht auf dem von der EnEff-RL verfolgten Ziel, nach dem erzeugungs- und nachfrageseitigen Lösungen Vorrang eingeräumt werden soll, wenn sie im Hinblick auf die Erreichung der politischen Ziele kostengünstiger sind als Investitionen in die Energieversorgungsinfrastruktur. Dazu können die Senkung der Kosten für den Netzbetrieb sowie die Ausgestaltung der Netzentgelte einen Beitrag leisten, da hiermit niedrigere Tarife erreicht und Anreize

<sup>47</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 29

<sup>48</sup> Art. 27 Abs. 7 Satz 1 EnEff-RL

für ein bestimmtes Netznutzungsverhalten gesetzt werden können. In Art. 27 Abs. 7 Satz 2 EnEff-RL wird dieser Gedanke ausdrücklich aufgegriffen:

*„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Auslegung der Infrastruktur und der Betrieb der bestehenden Infrastruktur im Einklang mit der Richtlinie (EU) 2019/943 effizient sind und die Tarife eine nachfrageseitige Steuerung ermöglichen.“*

Nationale Regulierungsbehörden haben demnach in ihren Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, dass netzdienliches Nutzungsverhalten nicht von Netzentgelttarifen bestraft werden darf.<sup>49</sup> Dabei ist das den Regulierungsbehörden zustehende Ermessen bei der Festlegung von Entgelttarifen nicht nur insoweit gelenkt, dass eine nachteilige Wirkung auf netzdienliches Nutzungsverhalten zu vermeiden, sondern gerade nachfrageseitige Steuerung zu begünstigen ist.

Die in diesem Kontext ebenfalls relevante Kosteneffizienz wird in der EnEff-RL nicht eigenständig definiert, jedoch insbesondere durch die lex specialis Regelungen für Elektrizitätsnetze in Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII, Punkt 1 EnEff-RL auch in der EnEff-RL zur Pflichtvorgabe erklärt. Aus der Regelung ergibt sich, dass der Grundsatz der Kosteneffizienz nationale Regulierungsbehörden verpflichtet, Kosteneinsparungen in Netzen in den Entgelttarifen abzubilden, wenn diese durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) sowie durch dezentrale Erzeugung erzielt wurden.

### **3.2.4 Transparenz**

Das Transparenzgebot der unionsrechtlichen Netzregulierung findet sich in fast allen sekundärrechtlichen Regelungswerken wieder, die Vorgaben zur Netzentgeltregulierung enthalten. Das Transparenzgebot hat sowohl eine materielle als auch formelle Komponente, die aus dem natürlichen Wortstamm, der systematischen Stellung des Transparenzgebotes in den unionsrechtlichen Vorschriften zur Netzentgeltregulierung und seinem Regelungszweck abzuleiten sind.

Das Transparenzgebot soll gewährleisten, dass die Tarifgestaltung für Netznutzer bestimmt, antizipierbar, kontrollierbar und nachvollziehbar ist.<sup>50</sup> Zur Erreichung dieses materiellen Ziels ist es zunächst erforderlich, dass die nationalen Regulierungsbehörden bei ihren Festlegungen zur Netzentgeltsystematik formelle Verfahrensvoraussetzungen einhalten. Entsprechende Regelungen sehen insbesondere Art. 6 Abs. 1 Satz 1 und Art. 59 Abs. 9 EBM-RL vor. Nationale Regulierungsbehörden trifft danach eine Publizitätspflicht, gemäß der sie *„die ausführliche Beschreibung der Methode und die zugrunde liegenden Kosten, die für die Berechnung der jeweiligen Netztarife verwendet wurden, unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen“* zu veröffentlichen haben. Gemäß Art. 6 Abs. 1 Satz 1 EBM-RL sind auch die Tarife für die Nutzung von Übertragungs- und Verteilernetzen zu veröffentlichen.

Art. 18 Abs. 1 EBM-V, ebenso wie der Erwägungsgrund 26 der EBM-V platzieren den Transparenzgrundsatz zwischen den materiellen Vorgaben der Netzentgeltsystematik und unterstreichen somit den Charakter des Transparenzgebotes als materielle Vorgabe der Netzentgeltregulierung:

*„Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein, [...]“.*

Dasselbe gilt für den Erwägungsgrund 112 der EnEff-RL:

*„Die Mitgliedstaaten sollten anhand von objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien Regeln für die Übernahme und Teilung der Kosten für Netzanschlüsse und Netzverstärkungen sowie Regeln für*

<sup>49</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 29

<sup>50</sup> BerlKommEnergieR/Pritzsche/Reimers, 4. Aufl. 2018, StromHVO Art. 14, Rn. 5

technische Anpassungen, die zur Einbindung neuer Erzeuger von Strom aus hocheffizienter KWK erforderlich sind, unter Berücksichtigung der Netzkodizes und Leitlinien festlegen, die gemäß den Verordnungen (EU) 2019/943 (26) und (EG) Nr. 715/2009 (27) des Europäischen Parlaments und des Rates entwickelt wurden.“<sup>51</sup>

Zu erwähnen ist ferner die Regelung in Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII, Punkt 1 EnEff-RL, die den Inhalt der EBM-V weitgehend wiederholt:

„Netztarife müssen transparent und nichtdiskriminierend sein und mit Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 im Einklang stehen [...]“

Im Kern ist die nationale Regulierungsbehörde danach verpflichtet, Festlegungen zur Netzentgeltsystematik, wie die Auswahl der entgeltpflichtigen Netznutzer und die Höhe der Tarife, ausführlich und konkret zu beschreiben und zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung ist somit als formelles Instrument maßgeblich für die Erfüllung des materiellen Transparenzprinzips.<sup>52</sup>

Das Transparenzgebot bezweckt jedoch nicht nur die Möglichkeit einer ex post-Kontrolle für die betroffenen Netznutzer, sondern soll auch Antizipierbarkeit schaffen. Das hat der EuGH bereits in seinem Urteil Kommission/Schweden vom 29. Oktober 2009 zu dem Transparenzgebot der Vorgängerrichtlinie zur EBM-RL, der Richtlinie 2003/54/EG, entschieden. Gemäß der damaligen Regelung in Art. 23 Abs. 2 Buchst. a) RL 2003/54/EG wurden nationale Regulierungsbehörden verpflichtet, bei der Festlegung der Entgelttarife die notwendige Transparenz zu gewährleisten. Der EuGH setzt in seinem Urteil zur Erfüllung des Transparenzgebots die Gewährleistung eines hinreichenden Grades der Vorhersehbarkeit der Tarife voraus:

„Auch wenn diese Vorschrift entgegen dem Vorbringen der Kommission von den Mitgliedstaaten nicht verlangt, dass sie eine Formel mit einer Reihe von Parametern festlegen, die die konkrete und unmittelbare Berechnung der Tarife erlauben, ist festzustellen, dass der Rechtsrahmen, auf den sich das Königreich Schweden bezieht, nur allgemeine Grundsätze und Kriterien enthält, denen die Netztarife entsprechen müssen, und damit keine Methode, die es den Wirtschaftsteilnehmern erlaubt, die anzuwendenden Tarife auch nur annäherungsweise vorzuschätzen.“<sup>53</sup>

Die entgeltpflichtigen Netznutzer müssen demnach in die Lage versetzt werden, die ihnen entstehenden Kosten durch Netzentgelte im Vorhinein zu beurteilen und einzuschätzen:

„Das Ziel der Richtlinie lässt sich nur dadurch erreichen, dass konkrete Tarife oder Elemente einer Methode zur Berechnung der Tarife aufgestellt werden, die so genau sind, dass die Wirtschaftsteilnehmer ihre Kosten für den Zugang zu den Übertragungs- und Verteilernetzen abschätzen können.“<sup>54</sup>

Dies ist auch vor dem Hintergrund der Zielbestimmungen der aktuellen EBM-V erforderlich, damit die betroffenen Netznutzer beispielsweise die Wirtschaftlichkeit ihrer in das Netz einspeisenden erneuerbaren Erzeugungsanlage beurteilen können. Die mit der EBM-V verfolgte Intention, die Energiewende zu fördern und Verbraucher daran aktiv teilhaben zu lassen, ist nur realisierbar, wenn die damit einhergehende wirtschaftliche Belastung antizipierbar ist. Dieses Ziel soll insbesondere durch das Transparenzgebot erreicht werden.

### **3.3 EU-rechtliche Zulässigkeit von Einspeiseentgelten**

Nachdem der regulatorische Rahmen des EU-Rechts in Bezug auf die Netzentgeltsystematik im vorhergehenden Gutachtenabschnitt dargestellt wurde, widmet sich der folgende Abschnitt der Prüfung der Zulässigkeit von Einspeiseentgelten.

<sup>51</sup> Erwägungsgrund 112 EnEff-RL

<sup>52</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 31 f.

<sup>53</sup> EuGH, Urteil v. 29.10.2009, C-274/08 – Kommission/Schweden, Rn. 39

<sup>54</sup> EuGH, Urteil v. 29.10.2009, C-274/08 – Kommission/Schweden, Rn. 40

Diese Prüfung erfolgt in zwei Stufen. Auf der ersten Stufe wird die Frage geklärt, ob die Einführung von Einspeiseentgelten durch nationale Regulierungsbehörden unionsrechtlich zulässig ist. Soweit die unionsrechtlichen Vorgaben der Einführung von Einspeiseentgelten nicht entgegenstehen sollten, ist auf einer zweiten Stufe der Frage nachzugehen, welcher unionsrechtliche Rahmen bei der Ausgestaltung von Einspeiseentgelten durch die nationalen Regulierungsbehörden zu beachten ist. Bei der hiernach zu untersuchenden Art und Weise der Einführung von Einspeiseentgelten werden insbesondere der den nationalen Regulierungsbehörden bei der Einführung von Einspeiseentgelten zur Verfügung stehende Gestaltungsspielraum und insoweit zu beachtende Ermessensgrenzen im Fokus stehen.

### 3.3.1 Grundsätzliche Zulässigkeit von Einspeiseentgelten

Aus den hierzu maßgeblichen unionrechtlichen Vorgaben könnte sich ergeben, dass die Einführung von Einspeiseentgelten durch die nationale Regulierungsbehörde unzulässig ist.

Die EU-rechtliche Regulatorik zur Netzentgeltsystematik enthält weder eine Verbotsnorm, die die Erhebung von Netzentgelten für Erzeuger ausdrücklich untersagen würde, noch eine ausdrückliche Regelung über die zwingende Beteiligung von Einspeisern bei der Erhebung von Netzentgelten.

#### 3.3.1.1 Regelungen der EBM-RL und der EBM-V

Eine solche generelle Regelung zur Zulässigkeit oder Unzulässigkeit von Einspeiseentgelten wäre bereits im Kontext der Aufgabenzuweisungsnorm in Art. 59 EBM-RL für die nationale Regulierung zu erwarten. Denn Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL enthalten über die Zuweisung der Festlegung von Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Tarife für die Übertragung oder Verteilung als Aufgabe der nationalen Regulierungsbehörde hinaus auch grundlegende Aussagen über die Gestaltung der Tarife. Hätte der EU-Gesetzgeber die Zulässigkeit von Netzentgelten für gewisse Formen der Netznutzung ausschließen oder explizit anordnen wollen, hätte sich Art. 59 EBM-RL als Einstiegsnorm der EU-rechtlichen Regulatorik zur Netzentgeltsystematik dafür angeboten. Die in Art. 59 EBM-RL enthaltenen Regelungen verhalten sich jedoch nicht zur Zulässigkeit oder Unzulässigkeit von Einspeiseentgelten.

Eine Regelung über die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten könnte sich darüber hinaus insbesondere aus Art. 18 EBM-V ergeben. Diese Norm wurde oben bereits als Kernregelung der unionsrechtlichen Netzentgeltsystematik vorgestellt, da sie die allgemeinen Grundsätze der Netzentgeltregulierung enthält. In Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V ist geregelt, dass Entgelte von den Netzbetreibern zu erheben sind *„für den Zugang zu den Netzen, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, [...]“*.

Ausgangspunkt und Grund für die Erhebung von Netzentgelten sind demnach die unterschiedlichen Zugangsformen zu Netzen, Netzanschluss, Netznutzung und Netzausbau. Zulässig ist, ausgehend vom Wortlaut, die Erhebung von Netzentgelten für den Netzzugang. Die drei Unterkategorien des Netzzugangs sind in der EBM-V nicht weiter definiert.

Es findet sich jedoch in Art. 2 Nr. 54 EBM-V der Begriff *„Netzbutzer“*, für dessen Bestimmung auf Art. 2 Nr. 36 EBM-RL verwiesen wird. Gemäß dieser Begriffsdefinition ist der *„Netznutzer“* jede *„natürliche oder juristische Person, die Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeist oder daraus versorgt wird“*. Aus dem Zweiklang dieser Begriffsbestimmung mit Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V ist erkennbar, dass es der Gesetzgeber nicht für nötig befunden hat, zwischen unterschiedlichen Formen der Netznutzung zu unterscheiden. Dasselbe gilt für den Netzanschluss, dieser entbehrt zwar einer Begriffsbestimmung, lässt denkbare Unterscheidungen jedoch ebenfalls eine Unterscheidung zwischen Anlagen zu, die in das Netz einspeisen oder Elektrizität aus dem Netz entnehmen (siehe auch Art. 2 Nr. 24 Buchst. c) EBM-RL, *„flexibler Netzanschlussvertrag“*). Dadurch wird erkennbar, dass grundsätzlich jede Form des Netzzugangs, ob durch Einspeisung oder Entnahme, die Erhebung von Netzentgelten

begründen kann. Die Einführung von Einspeiseentgelten steht danach mit der Regelung aus Art. 18 Abs. 1 EBM-V in Einklang.

Art. 18 Abs. 3 EBM-V stützt diesen Befund, indem dort vorgegeben wird, dass „Von der Höhe der gegenüber Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarifen erforderlichenfalls standortbezogene Investitionssignale [...]“ ausgehen. Unabhängig von dem materiellen Regelungsgehalt des Absatzes, enthält der Wortlaut eine Annahme zu entgeltpflichtigen Netznutzern, die die Zulässigkeit von Einspeisenentgelten impliziert. Netzentgelte können sowohl von Erzeugern als auch von Endkunden oder aber auch von beiden Netznutzergruppen erhoben werden. Trotz der abweichenden Begriffsverwendung haben Art. 18 Abs. 3 und Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V denselben Erklärungsgehalt in Bezug auf die Erhebung von Netzentgelten. Denn Erzeuger, welche in Art. 2 Nr. 56 EBM-V i.V.m. Art. 2 Nr. 38 EBM-RL begriffsbestimmt werden, werden regelmäßig als Einspeiser an das Netz angeschlossen und nutzen es durch die Einspeisung von Elektrizität. Endkunden sind in Art. 2 Nr. 35 EBM-V i.V.m. Art. 2 Nr. 3 EBM-RL definiert. Die Netznutzung von Kunden führt in Abgrenzung zu den Erzeugern zu der Entnahme von Elektrizität.

Hiernach ist festzuhalten, dass die grundsätzlichen Regelungen aus Art. 18 EBM-V der Erhebung von Einspeiseentgelten als Entgelte für den Netzanschluss von und die Netznutzung durch einspeisende Erzeuger nicht entgegenstehen.

Eine spezielle Vorgabe, die eine Ausnahme von diesem Grundsatz statuieren würde, ist in der EBM-V nicht enthalten.

Die Unzulässigkeit von Einspeiseentgelten könnte sich jedoch daraus ergeben, dass hiermit gegen die allgemeinen Grundsätze der Entgeltregulierung verstoßen würde.

### **3.3.1.2 Diskriminierungsverbot**

Die Erhebung von Einspeiseentgelten könnte gegen das Diskriminierungsverbot verstoßen, welches in seiner netzentgeltregulatorischen Ausprägung in beiden Unterabschnitten des Art. 18 Abs. 1 EBM-V normiert wird.

Das Diskriminierungsverbot wäre hiernach verletzt, wenn in der Erhebung von Einspeiseentgelten eine Ungleichbehandlung liegen würde, die nicht zu rechtfertigen ist. Eine Ungleichbehandlung ist gegeben, wenn vergleichbare Sachverhalte unterschiedlich bzw. unterschiedliche Sachverhalte gleichbehandelt werden (siehe Ziffer 3.2.1 dieses Gutachtens). Fraglich ist folglich, ob die Netznutzung durch Einspeisung von Elektrizität und Entnahme von Elektrizität als sachlich nicht vergleichbare Sachverhalte zu qualifizieren sein könnten, sodass eine Erhebung von Einspeiseentgelten neben bereits bestehenden Entnahmeentgelten eine Diskriminierung darstellen würde.

Die Beurteilung der Vergleichbarkeit erfolgt zunächst auf faktischer Basis. Nach der anerkannten Rechtsprechung zum Gleichheitsgrundsatz sind zur Beurteilung jedoch auch Zweck und Ziel der jeweils zu bewertenden Maßnahme heranzuziehen.

*„Die Verletzung des Gleichheitsgrundsatzes durch eine unterschiedliche Behandlung setzt voraus, dass die betreffenden Sachverhalte im Hinblick auf alle Merkmale, die sie kennzeichnen, vergleichbar sind.*

*Die Merkmale unterschiedlicher Sachverhalte und somit deren Vergleichbarkeit sind u. a. im Licht des Ziels und des Zwecks der Gemeinschaftsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, zu bestimmen und zu beurteilen. Außerdem sind die Grundsätze und Ziele des Regelungsbereichs zu berücksichtigen, dem die in Rede stehende Maßnahme unterfällt (vgl. in diesem Sinne Urteile vom 27. Oktober 1971, Rheinmühlen Düsseldorf, 6/71, Slg. 1971, 823, Randnr. 14, vom 19. Oktober 1977, Ruckdeschel u. a., 117/76 und 16/77, Slg. 1977, 1753, Randnr. 8, vom 5. Oktober 1994, Deutschland/Rat, C-280/93, Slg. 1994, I-4973, Randnr. 74, sowie vom 10. März 1998, T. Port, C-364/95 und C-365/95, Slg. 1998, I-1023, Randnr. 83).*<sup>55</sup>

<sup>55</sup> EuGH, Urteil v. 16.12.2008, C-127/07, Arcelor Atlantique und Lorraine u.a., Rn. 26

Bei der Einspeisung und der Entnahme von Elektrizität aus dem Netz handelt es sich um zwei Formen der Nutzung des Elektrizitätsversorgungsnetzes. Erzeuger von Elektrizität geben bei der Einspeisung die produzierte Elektrizität in das Netz ab, während Endkunden ihre Versorgung mit Elektrizität durch Entnahme aus dem Netz sicherstellen. Da die eingespeiste oder entnommene Elektrizität über das Netz transportiert, verteilt oder systemisch ausgeglichen werden muss, setzen beide Vorgänge eine technische Inanspruchnahme des Elektrizitätsversorgungsnetzes voraus.

Unabhängig davon, ob Strom in das Netz eingespeist oder aus ihm entnommen wird, ist die Netzstruktur gleichermaßen betroffen. In beiden Fällen entstehen kostenintensive netzseitige Aufwendungen. Denn sowohl Erzeugungsanlagen als auch Verbrauchsanlagen müssen an das Netz angeschlossen werden, Kapazitäten müssen vorgehalten oder ggf. ausgebaut werden und Systemdienstleistungen werden in Anspruch genommen. Eine objektive Beurteilung der Vergleichbarkeit von Einspeisung und Entnahme im Kontext der Netzentgelte kommt unter Berücksichtigung der Zielsetzungen der Netzentgeltsystematik zu dem Ergebnis, dass es sich um vergleichbare Sachverhalte handelt, die grundsätzlich gleichbehandelt werden müssen.

Dieses Ergebnis wird nach unserer Auffassung auch durch den Willen des EU-Gesetzgebers bestätigt, Einspeisung und Entnahme in Art. 2 Nr. 36 EBM-RL als grundsätzlich vergleichbare Sachverhalte unter den Begriff Netznutzung zu fassen. Der EU-Gesetzgeber hat unseres Erachtens bereits hiermit zum Ausdruck gebracht, dass eine Differenzierung zwischen beiden Arten der Netznutzung jedenfalls nicht per se geboten ist.

Die Einführung von Einspeiseentgelten führt daher nicht dazu, dass unterschiedliche Sachverhalte gleichbehandelt werden, so dass es ohne eine hierfür notwendige sachliche Rechtfertigung zu einem Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot kommen würde.

### **3.3.1.3 Kostenorientierung**

Der Grundsatz der Kostenorientierung findet seinen regulatorischen Ausdruck insbesondere in Art. 18 Abs.1 Unterabsatz 1 EBM-V und in Art. 18 Ab. 7 EBM-V. Wie oben, unter Ziffer 3.2.2 des Gutachtens, erörtert, steht bei der Anwendung des Begriffs Kostenorientierung im vorliegenden Kontext die Verursachungsgerechtigkeit im Vordergrund, nach der Netzentgelte möglichst die kostenverursachenden Beiträge der Netznutzung zu berücksichtigen haben.

Netzentgelte müssen gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V *„kostenorientiert und transparent sein [...]“*. Sowohl der Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Netz als auch die Netznutzung durch Einspeisung von Elektrizität verursachen Kosten. Unter anderem betrifft dies den kapazitätserweiternden Netzausbau, um die Aufnahme und Verteilung eingespeister Elektrizität zu ermöglichen oder etwaig erforderliche Laststeuerungsmaßnahmen, die aufgrund des erheblichen Zuwachses von einspeisenden Erzeugungsanlagen an das Verteilernetz vermehrt erforderlich werden. Die Einführung von Einspeiseentgelten würde hiernach dem Grundsatz der Kostenorientierung entsprechen, weil die Einspeiser auf diese Weise für ihren Verursachungsbeitrag zu den Netzkosten mit Entgelten belastet werden würden.

Dieser Gedanke lässt sich auch aus der Regelung in Art. 18 Abs. 7 EBM-V ableiten, mit der die Geltung des Prinzips der Kostenorientierung ausdrücklich für die auf der Verteilerebene angewendeten Netzentgelte angeordnet wird. In der Norm heißt es: *„Die Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist.“*

Dem EU-Gesetzgeber ging es daher gerade mit Blick auf die Kostenorientierung darum, die denkbaren Möglichkeiten der Netznutzung zu berücksichtigen, wobei er die aktiven Kunden im Sinne von Art. 2 Nr. 8 EBM-RL explizit hervorgehoben hat. Die aktiven Kunden zeichnen sich aber dadurch aus, dass sie unter anderem eigenerzeugte Energie selbst verbrauchen oder verkaufen und damit sowohl Strom aus dem Netz entnehmen als auch einspeisen.

Dem vom EU-Gesetzgeber vorgegebenen Grundsatz der Kostenorientierung entspricht es demnach, wenn die den Betreibern von Erzeugungsanlagen zuzurechnenden Netzkosten durch die Erhebung von Einspeiseentgelten berücksichtigt werden.

#### **3.3.1.4 Sonstige europarechtliche Vorgaben**

Aus den weiteren sekundärrechtlichen EU-Regelungen lässt sich die Unzulässigkeit von Einspeiseentgelten nach unserer Auffassung ebenfalls nicht ableiten. Vielmehr sind den Regelungen mehrere Hinweise zu entnehmen, die sehr deutlich für die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten sprechen.

So sind gemäß Art. 15 Abs. 2 Buchst. e) EBM-RL aktive Kunden, die das Netz sowohl durch Einspeisung als auch Elektrizitätsbezug nutzen, „kostenorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzentgelten gemäß Artikel 59 Absatz 9 der vorliegenden Richtlinie und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 unterworfen.“.

Für diese Netzentgelte wird in Art. 15 Abs. 2 Buchst. e) EBM-RL weiter angeordnet, dass mit ihnen „die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität getrennt ausgewiesen werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen;“.

Soweit die Netzentgelte die in das Netz eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Elektrizität gesondert ausweisen müssen, wird dies nach unserer Auffassung insbesondere durch die gesonderte Abrechnung mit Entgelten für die entnommene und die eingespeiste Elektrizität umgesetzt werden können.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für das Modell der Bürgerenergiegemeinschaft. Auch für dieses Modell ist in Art. 16 Abs. 1 Buchst. e) und Abs. 4 Buchst. a) EBM-RL der getrennte Ausweis der erhobenen Netzentgelte nach den Formen der Netznutzung vorgesehen. Davon ist ausdrücklich auch die Netznutzung durch Einspeisung von Elektrizität umfasst.

Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang zudem die unter Ziffer 3.1.2.4 dieses Gutachtens erörterte ÜN-V, in der der EU-Gesetzgeber verbindliche und harmonisierende Leitlinien u.a. für die Erhebung von Einspeiseentgelten auf Übertragungsnetzebene niedergelegt hat. Die Festlegung von Leitlinien ausschließlich für die Nutzung des Übertragungsnetzes durch Erzeuger unterstreicht sehr deutlich die Zulässigkeit der Erhebung von Einspeiseentgelten – zumindest – auf Übertragungsnetzebene.

In diesem Zusammenhang darf auch die Aussagekraft des „ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe“ für die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten nicht außer Acht gelassen werden.

Der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) kommt im Rahmen der unionsrechtlichen Netzentgeltsystematik eine besondere Rolle zu. So wird der ACER in Art. 18 EBM-V eine wichtige Aufgabe bei dem Bestreben des EU-Gesetzgebers zugewiesen, Übertragungs- und Verteilertarifmethoden in der EU zu harmonisieren. Seit dem 5. Oktober 2019 wird alle zwei Jahre ein Bericht durch ACER vorgelegt, der die mitgliedstaatlichen Modelle der Übertragungs- und Verteilungstarife vergleicht und bewertet.

Relevanz für die unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltsystematik entfaltet der Bericht dadurch, dass nationale Regulierungsbehörden gemäß Art. 18 Abs. 10 EBM-V verpflichtet sind, die Bewertungen und Empfehlungen des Berichts bei der Erfüllung der ihnen gemäß Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL übertragenen Aufgaben zu berücksichtigen und ihnen „Rechnung zu tragen“.

Im letzten „Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe“, veröffentlicht im Januar 2023, nahm die Ausarbeitung der Unterschiede der in den Mitgliedstaaten angewendeten Netzentgeltsystematik in Bezug auf Einspeiseentgelte (Art. 18 Abs. 8 Buchst. a) EBM-V) einen erheblichen Teilabschnitt ein. ACER kam zu dem Ergebnis und der Empfehlung an die zuständigen Regulierungsbehörden, kostenreflektierte Einspeiseentgelte in allen Mitgliedstaaten einzuführen, um in der fortschreitenden EU-weiten Integrationen eines

Energiebinnenmarktes potenzielle Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Netznutzende sollen hiernach verpflichtet werden, die von ihnen verursachten Netznutzungskosten in angemessener Weise zu tragen:

*“Increasing interconnection and integration of the European electricity market implies an increasing risk that different levels of injection charges could distort competition and investment decisions in the internal market, if injection charges are not set in a cost-reflective way across Europe. In order to ensure cost-reflectivity and avoid market distortions, the cost caused by a network user should be properly reflected in its tariffs. If a network user only withdraws from or only injects into the transmission or distribution grid, in principle, only the costs relevant for withdrawal or the costs relevant for injection should be attributed to this network user.”<sup>56</sup>*

Das gilt für Netznutzer, die Elektrizität ausschließlich aus dem Netz entnehmen, Einspeiser von Elektrizität und Prosumer, also Personen die das Netz sowohl durch Einspeisung als auch Entnahme nutzen.

*„If a network user both withdraws from and injects into the grid, both network uses should be considered when setting the tariffs, by properly taking into account the potential cost-offsetting effect and the overall cost-impact to the network.”<sup>57</sup>*

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass der Einführung von Einspeiseentgelten nach unserer Auffassung auch die Regelung aus Art. 6 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht entgegensteht, nach der die Mitgliedsstaaten sicherstellen müssen, dass

*„die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugute kommt, infrage stellt.“*

Die Regelung stellt eine gesetzliche Schranke für die Ermessensausübung der Mitgliedsstaaten bei der Einführung von nationalen Förderregelungen für die erneuerbare Energieerzeugung dar. Sie soll für Stabilität und Investitionssicherheit beim Erhalt einer finanziellen Förderung sorgen.<sup>58</sup>

Danach ist es Mitgliedstaaten verwehrt, die einmal gewährte Förderhöhe für erneuerbare Energien zu verringern. Denn jede Verringerung der Förderhöhe wirkt sich negativ auf die Rechte der Förderberechtigten und die Rentabilität der geförderten Projekte aus. Eine Ausnahme von dem Schlechterstellungsverbot in Absatz 1 wird in Absatz 2 getroffen, der eine Anpassung nach objektiven Kriterien erlaubt, wenn die Förderberechtigten die Anpassung vorhersehen und einschätzen konnten, weil die Änderungskriterien von Anfang an festgelegt waren.

Die Regelung untersagt demnach die „Änderung existierender EE-Förderprogramme“<sup>59</sup> und führt nach unserer Bewertung nicht zur Unzulässigkeit der Einführung von Einspeiseentgelten, die nicht Gegenstand einer Förderung für Betreiber von EE-Anlagen sind. Denn der Wortlaut beschränkt die Anwendbarkeit des Art. 6 Abs. 1 RL (EU) 2018/2001 auf *„die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen“*. Damit sind ausschließlich Regelungen erfasst, die unmittelbar die Förderhöhe (z.B. Regelungen zur Berechnung der Förderhöhe) und unmittelbar damit verbundene Modalitäten der Förderung betreffen (z.B. sonstige Tatbestandsvoraussetzungen der Förderung). Sonstige Bedingungen müssen sich unmittelbar auf die Förderung beziehen.

Eine darüber hinausgehende Ausdehnung des Wortlauts begegnet nach unserer Bewertung aus rechtssystematischen Gesichtspunkten Bedenken. Art. 6 Abs. 1 RL (EU) 2018/2001 ist eine Ausnahmeregelung zu Art. 4 Abs. 1

---

<sup>56</sup> ACER, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, Januar 2023, Rn. 138 a)

<sup>57</sup> ACER, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, Januar 2023, Rn. 145 a)

<sup>58</sup> Jana Viktoria Nysten, Europarechtliche Handlungsspielräume Deutschlands bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, Würzburger Studie zum Umweltenergie recht Nr. 15 vom 09.03.2020, S. 25

<sup>59</sup> Jürgen Kühling, Die Förderung erneuerbarer Energien zwischen EU-Beihilfenrecht und der neugefassten EE-Richtlinie, S. 138

RL (EU) 2018/2001, die Mitgliedstaaten in Bezug auf die Ausgestaltung der Förderungen Ermessen einräumt (s.o.). Für Ausnahmeregelungen gilt der allgemeine Rechtsgrundsatz, dass sie eng auszulegen sind.

*„Für die Auslegung dieser Bestimmungen ist generell zu berücksichtigen, dass nach ständiger Rechtsprechung Bestimmungen, die Ausnahmen von einem allgemeinen Grundsatz darstellen, eng auszulegen sind.“<sup>60</sup>*

Darüber hinaus würde eine Ausdehnung des Regelungsinhaltes auch auf mittelbare Beeinträchtigungen der Förderhöhe in die Regelungsgegenstände anderer EU-Rechtsakte, insbesondere der EBM-RL, eingreifen. So würde beispielsweise das Ermessen nationaler Regulierungsbehörden zur Erhebung und Gestaltung von Netzentgelten gemäß Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL beschränkt, da eine Einführung oder Änderung der Höhe von Einspeiseentgelten mittelbar auch die Förderhöhe für erneuerbare Energien mindern kann.

Nicht zuletzt wird dieser Befund unseres Erachtens dadurch gestützt, dass die Einführung von Einspeiseentgelten für alle Betreiber von Erzeugungsanlagen – also sowohl konventioneller Anlagen also auch EE-Anlagen – in gleicher Weise zu einer Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen würde. Die konkreten Maßnahmen zur Förderung von EE-Anlagen gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen würden hierdurch weder der Höhe nach noch in ihrer Wirkungsweise berührt. Für die Anwendung von Art. 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 sehen wir daher im Zusammenhang mit der Einführung von Einspeiseentgelten keinen Raum.

### **3.3.1.5 Zwischenergebnis**

Den hierfür maßgeblichen EU-rechtlichen Normen lässt sich unter verschiedenen Gesichtspunkten entnehmen, dass die Erhebung von Netzentgelten für die Einspeisung von Elektrizität in die Verteiler- und/oder Übertragungsnetze zulässig ist.

Rechtliche Bedenken gegen die Einführung von Einspeiseentgelten können sich daher allein daraus ergeben, wenn die nationale Regulierungsbehörde bei der konkreten Ausgestaltung von Einspeiseentgelten gegen die insoweit maßgeblichen unionsrechtlichen Regelungen verstoßen würde.

### **3.3.2 Gestaltungsspielraum der nationalen Regulierungsbehörden im Rahmen der Netzentgeltsystematik**

Zu prüfen ist, ob und inwieweit den nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausgestaltung der Einspeiseentgelte gemäß der ihnen in Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und 7 Buchst. a) EBM-RL zugewiesenen Befugnis ein Gestaltungsspielraum eingeräumt ist.

#### **3.3.2.1 Beurteilungs- und/oder Ermessenspielraum**

Das Bestehen eines Gestaltungsspielraums kommt grundsätzlich auf zwei Ebenen in Betracht. Zum einen auf der Tatbestandsebene und zum anderen auf der Rechtsfolgenebene. Diese Differenzierung ist insbesondere in der deutschen Verwaltungspraxis anerkannt und etabliert.<sup>61</sup> Auf der Tatbestandsebene ist nach der Rechtsprechung ein Beurteilungsspielraum gegeben, wenn die Auslegung der Rechtsnorm zu dem Ergebnis kommt, dass der Gesetzgeber der Exekutive eine eigenständige Bewertungs- und Entscheidungsfreiheit bei der Beurteilung der Frage zugesteht, wie ein unbestimmtes Tatbestandsmerkmal zu interpretieren ist und ob ein Sachverhalt im Einzelfall darunter subsumiert werden kann.<sup>62</sup> Die Verwendung des Begriffes „Ermessen“ ist demgegenüber der Rechtsfolgenebene vorbehalten, wobei die deutschen Gerichte zwischen Auswahl- und Entschließungsermessen unterscheiden. Die Ermessensausübung setzt voraus, dass der Regelungstatbestand erfüllt ist. Der eingeräumte Ermessenspielraum ist regelmäßig durch Auslegung ermittelbar und als solcher anzunehmen, wenn der Verwaltungsbehörde bei Vorliegen der tatbestandlichen Voraussetzungen die Entscheidungsgewalt zum „Ob“ des

<sup>60</sup> hierzu, z.B. EuGH, Urteil v. 16.07.2025, C-544/13, C-545/13, Rn. 54

<sup>61</sup> Kopp/Schenke, VwGO, 24. Aufl. 2018, § 144, Rn. 33

<sup>62</sup> Huck/Müller/Müller, 4. Aufl. 2025, VwVfG § 40, Rn. 39

Tätigwerdens (Entschließungsermessen) und/oder über die Wahl bestehender Handlungsalternativen (Auswahl-ermessen) offensteht.

Beurteilungsspielräume und Ermessen im beschriebenen Sinne sind grundsätzlich auch in unionsrechtlichen Normen angelegt. Dabei ist anzumerken, dass die EU-Rechtsprechung die Unterscheidung zwischen der tatbestandlichen und Rechtsfolgenebene nicht immer vornimmt.<sup>63</sup> Insbesondere im Rahmen von Entscheidungen zur Eigenverwaltung der EU („direkter Vollzug“) nutzt der EuGH den Begriff des Beurteilungsspielraums in dogmatischer Abgrenzung zum Ermessen nicht. Stattdessen wird der Ermessensbegriff übergreifend für beide Ebenen verwendet.

Im Folgenden soll die Unterscheidung der deutschen Rechtsprechung zwischen Beurteilungsspielraum und Ermessen, sowie Auswahl- und Entscheidungsermessen möglichst beibehalten werden. Hintergrund hierfür ist insbesondere die Zuständigkeit der mitgliedstaatlichen Gerichte für Rechtsstreitigkeiten über Entscheidungen und Handeln der nationalen Regulierungsbehörden gemäß dem prozessualen Trennungsprinzip. Dieses Prinzip wurde aus den primärrechtlichen Regelungen der Art. 263 und 265 AEUV entwickelt und betrifft die gerichtliche Verwerfungskompetenz der mitgliedstaatlichen Gerichte für rechtswidrige Eingriffsakte nationaler Behörden und die Verwerfungskompetenz der Unionsgerichte für rechtswidrige Eingriffsakte der Unionseinrichtungen.<sup>64</sup> Hiernach werden Ermessensentscheidungen der deutschen Regulierungsbehörde im Rahmen ihrer Befugnisse zur Ausgestaltung Netzentgeltsystematik (Art. 59 Abs. 1 Buchst. a), 7 Buchst. a) EBM-RL) durch deutsche Gerichte geprüft und kontrolliert.

Für die vorliegende Prüfung werden daher die in einer möglichen gerichtlichen Überprüfung relevanten Maßstäbe aufgegriffen, um hieraus die sich bei der Ausgestaltung von Einspeiseentgelten für die nationale Regulierungsbehörde zu beachtenden Grenzen abzuleiten.

### 3.3.2.2 Abgrenzung der relevanten Rechtsquellen

Ob den nationalen Regulierungsbehörden bei der Einführung bzw. Ausgestaltung von Einspeiseentgelten Ermessens- und/oder Beurteilungsspielräume eingeräumt werden, ist im Wege der Auslegung zu ermitteln. Dafür ist in einem ersten Schritt zu klären, welche Rechtsquellen insoweit maßgeblich sind.

Für die Frage, ob den nationalen Regulierungsbehörden ein Beurteilungs- und/oder Ermessensspielraum eingeräumt ist, ist grundsätzlich sowohl nationales Recht als auch EU-Recht zu betrachten.<sup>65</sup> Bei der Festlegungsbezugnis der nationalen Regulierungsbehörden zur Netzentgeltsystematik gemäß Art. 59 Abs. 1 Buchst. a), Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL handelt es sich um sogenannten indirekten Vollzug. Der indirekte Vollzug kennt eine mittelbare und eine unmittelbare Ausprägung, abhängig davon, ob der zugrundeliegende EU-Rechtsakt unmittelbar, in Form einer Verordnung in den Mitgliedsstaaten Anwendung findet oder nur mittelbar. Bei einem mittelbaren indirekten Vollzug ist der zugrundeliegende Unionsakt eine Richtlinie, deren Vorgaben erst nach einem entsprechenden nationalen Umsetzungsgesetz durch die nationalen Regulierungsbehörde anzuwenden sind.

Hintergrund für diese Unterscheidung ist, dass die einschlägigen Vorschriften zur Netzentgeltsystematik sowohl in Richtlinien (EBM-RL, EnEff-RL) als auch in Verordnungen (EBM-V, ÜN-V) enthalten sind. Ausschließlich Verordnungen sind jedoch gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV verbindlich und entfalten unmittelbare Geltung in jedem Mitgliedsstaat. EU-Richtlinien bedürfen gemäß Art. 288 Abs. 3 AEUV für ihre Geltung demgegenüber die Umsetzung in nationales Recht und sind bis dahin nur hinsichtlich ihrer Zielbestimmung verbindlich. Insoweit materielle und verfahrensrechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik in der EBM-RL und EnEff-RL enthalten sind und daher erst durch Umsetzung in nationales Recht Geltung entfalten, sind grundsätzlich die nationalen Umsetzungsgesetze zur Auslegung heranzuziehen. Die zugrundeliegenden EU-Richtlinien sind dabei ausschließlich für die

---

<sup>63</sup> Schoch/Schneider/Riese, 46. EL August 2024, VwGO vor § 113, Rn. 32

<sup>64</sup> Pascher, Mitgliedsstaatliches Recht vor den Unionsgerichten - EU-Prozessrecht zwischen Trennungs- und Ausschließkeitsprinzip, S. 5

<sup>65</sup> Kegel, Europäisches Ermessen in der Netzzugangs- und Entgeltregulierung, S. 76

richtlinienkonforme Auslegung des jeweiligen Umsetzungsgesetzes beachtlich. Insoweit handelt es sich bei den Entscheidungen und dem Verwaltungshandeln der nationalen Regulierungsbehörde um indirekten mittelbaren Vollzug von Unionsrecht, für den sich ein Beurteilungs- und/oder Ermessensspielraum insbesondere aus den nationalen Umsetzungsgesetzen ergeben kann.

Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist jedoch ausschließlich die Vereinbarkeit von Einspeiseentgelten mit dem Unionsrecht, so dass der nationale Rechtsrahmen bei der Prüfung eines der nationalen Regulierungsbehörde bei der Einführung von Einspeiseentgelten gegebenenfalls zustehenden Ermessens- und/oder Beurteilungsspielraums unberücksichtigt bleibt.

### 3.3.2.3 Maßgebliche unionsrechtliche Regelungen

Im Folgenden werden die unionsrechtlichen Normen zur Netzentgeltsystematik daraufhin geprüft, ob sie den nationalen Regulierungsbehörden Ermessens- und/oder Beurteilungsspielräume bei der Ausgestaltung von Einspeiseentgelten einräumen.

Die Prüfung erfolgt gemäß der Vorgehensweise der deutschen Gerichte und des EuGH, die für die Ermittlung eines in einer Norm geregelten Beurteilungs- oder Ermessensspielraums dieselben Auslegungsgrundsätze heranziehen: So hat der EuGH festgehalten, dass „*bei der Auslegung einer Unionsvorschrift nicht nur deren Wortlaut, sondern auch ihr Zusammenhang und die Ziele zu berücksichtigen [sind], die mit der Regelung, zu der sie gehört, verfolgt werden (vgl. u. a. Urteil vom 10. September 2014, Ben Alaya, C-491/13, EU:C:2014:2187, Rn. 22 und die dort angeführte Rechtsprechung)*“. <sup>66</sup>

#### 3.3.2.3.1 Art. 58 Satz 1 EBM-RL

Eine Ermächtigungsgrundlage für einen der nationalen Regulierungsbehörde zustehenden Gestaltungsspielraum könnte sich aus Art. 58 Abs. 1 Satz 1 EBM-RL ergeben.

*„Bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Regulaufgaben trifft die Regulaufgabenbehörde alle angemessenen Maßnahmen zur Verwirklichung folgender Ziele im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse gemäß Artikel 59, erforderlichenfalls in engem Einvernehmen mit anderen einschlägigen nationalen Behörden, einschließlich der Wettbewerbsbehörden und der Behörden — einschließlich Regulaufgabenbehörden — der Nachbarmitgliedstaaten und gegebenenfalls benachbarten Drittländer, und unbeschadet deren Zuständigkeit:“*

Die Norm räumt den nationalen Regulaufgabenbehörden für die Ausübung der ihnen gemäß Art. 59 EBM-RL zugewiesenen Aufgaben einen Entscheidungsspielraum darüber ein, welche Maßnahmen sie trifft. Der Wortlaut der Regelung legt nahe, dass der EU-Gesetzgeber den nationalen Regulaufgabenbehörden hier einen Ermessensspielraum und nicht einen Beurteilungsspielraum einräumen will. Denn Ausgangspunkt des Art. 58 EBM-RL ist die Aufgabenzuweisung an die nationalen Regulaufgabenbehörden durch Art. 59 EBM-RL: „*bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Aufgaben*“. Damit sind die tatbestandlichen Voraussetzungen für das Tätigwerden der nationalen Regulaufgabenbehörden nicht Gegenstand des Art. 58 EBM-RL. Die Norm entfaltet vielmehr erst dann Relevanz, wenn einer der Kompetenztatbestände des Art. 59 EBM-RL erfüllt ist. Folglich behandelt Art. 58 EBM-RL nur die Frage, auf welche Art und Weise die nationalen Regulaufgabenbehörden ihre Aufgaben erfüllen. Die Norm betrifft somit die Rechtsfolge, die die nationalen Regulaufgabenbehörden innerhalb der ihnen übertragenden Regulaufgaben auswählen können, solange es sich hierbei um eine „*angemessene*“ Maßnahme handelt, die zur Erreichung der genannten Ziele dient. Art. 58 EBM-RL statuiert demnach ein weites Auswahlermessen der nationalen Regulaufgabenbehörden bei der Ausübung ihrer Aufgaben.

Die Gestaltung der Bedingungen für die Anwendung von Netzentgelten ist den nationalen Regulaufgabenbehörden gemäß Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und 7 Buchst. a) EBM-RL ausdrücklich zugewiesen. Die Aufgabenbefugnis ist nicht auf Netzentgelte für die Netznutzung von Letztverbrauchern begrenzt. Der weite Wortlaut erfasst auch die

<sup>66</sup> EuGH, Urteil v. 04.04.2017, Rs. C-544/15, Fahimian, Rn. 30

Einführung und Gestaltung von Einspeiseentgelten. Folglich gilt das von Art. 58 EBM-RL eingeräumte Auswahlermessens auch für Entscheidungen nationaler Regulierungsbehörden zur Ausgestaltung von Einspeiseentgelten.

Der Umstand, dass in Art. 58 EBM-RL das Kriterium der Angemessenheit zur Erfüllung eines Zielkatalogs vorgegeben wird, widerspricht der Annahme eines Auswahlermessens nicht. Insbesondere stellt „angemessen“ keinen unbestimmten Rechtsbegriff dar, welcher einen tatbestandlichen Beurteilungsspielraum indizieren könnte. Denn in der Rechtsprechung ist anerkannt, dass das Kriterium „angemessen“ hinreichend bestimmbar ist und einen nur beschränkt gerichtlich überprüfbaren behördlichen Beurteilungsspielraum daher grundsätzlich ausschließt:

*„Ein solcher ergibt sich namentlich nicht daraus, dass der Gesetzgeber den unbestimmten Rechtsbegriff der „angemessenen Kosten“ verwendet hat. Vielmehr ist die Anwendung des Kriteriums der „Angemessenheit“ in Rechtsnormen in aller Regel in vollem Umfang gerichtlich überprüfbar (vgl. nur BVerwG, Urteile vom 26. Oktober 1989 - 5 C 30.86 - Buchholz 436.0 § 84 BSHG Nr. 1, vom 2. September 1993 - 5 C 18.90 - BVerwGE 94, 122, vom 21. Dezember 2001 - 5 C 27.00 - BVerwGE 115, 331 und vom 28. Mai 2003 - 5 C 8.02 - BVerwGE 118, 211).“<sup>67</sup>*

Es ist demnach davon auszugehen, dass der EU-Gesetzgeber durch das Kriterium der Angemessenheit zum Ausdruck gebracht hat, dass die Ausübung des Auswahlermessens gemäß Art. 58 Abs. 1 EBM-RL dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne gerecht werden muss. Danach ist die nationale Regulierungsbehörde verpflichtet, bei der Auswahl der Maßnahme, die in ihren Aufgabenbereich fällt, eine Abwägung der mit der Maßnahme verfolgten Ziele mit den sonstigen in Art. 58 EBM-RL aufgelisteten legitimen Regulierungszielen vorzunehmen. Die Maßnahme darf somit insbesondere nicht außer Verhältnis zu dem verfolgten Ziel stehen.

### **3.3.2.3.2 Art. 59 Abs. 1 Buchst. a), 7 Buchst. a) EBM-RL**

Art. 58 EBM-RL verweist ausdrücklich auf die Aufgabenzuweisungsnorm des Art. 59 EBM-RL. Diese regelt in Absatz 1 Buchst. a) und Absatz 7 Buchst. a) die Befugnis der nationalen Regulierungsbehörden zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik und damit unter anderem zur Einführung von Einspeiseentgelten:

*„Sie ist dafür zuständig, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen.“*

*„Den Regulierungsbehörden obliegt es [...] zumindest die nationalen Methoden zur Berechnung oder Festlegung“ der „Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden festzulegen oder zu genehmigen; diese Tarife oder Methoden sind so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist;“.*

Der den nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausgestaltung einer Netzentgeltsystematik zustehende Spielraum ist im Wortlaut des Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL unmittelbar angelegt, da es hiernach den nationalen Regulierungsbehörden obliegt, Tarife und Methoden „zu gestalten“.

Diese Gestaltungsobliegenheit der nationalen Regulierungsbehörden wird hinsichtlich ihrer Umsetzung nicht weiter konkretisiert. Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL schafft zwar einen Rahmen, der die Aufgabe der nationalen Regulierungsbehörden im Zusammenhang mit der Anwendung von Netzentgelten beschreibt. Dieser Rahmen dient jedoch maßgeblich der Abgrenzung zu den weiteren in Art. 59 EBM-RL aufgeführten Aufgabenbereichen. Der EU-Gesetzgeber hat die Aufgabenzuweisungsnorm nicht dazu genutzt, konkrete materielle Vorgaben hinsichtlich der Ausführung dieser Gestaltungsobliegenheit zu regeln. Stattdessen hat der EU-Gesetzgeber insbesondere eine Zielbestimmung<sup>68</sup> formuliert: Die Tarife und Methoden sind so zu gestalten, „dass die notwendigen Investitionen

<sup>67</sup> BVerwG, Urteil v. 24.11.2022, 5 C 3.21, Rn. 27

<sup>68</sup> Di Fabio, BDEW-Gutachten, Rechtsschutz von Netzbetreibern gegen Regulierungsentscheidungen nach EuGH: Europa- und verfassungsrechtlicher Rahmen für einen effektiven Rechtsschutz, Rn. 42

*in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.“*

Die Zielbestimmung in Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL ist, anders als die in Art. 58 EBM-RL aufgeführten Zielbestimmungen, spezifisch auf die Aufgabe der nationalen Regulierungsbehörde zur Gestaltung von Netzentgelten zugeschnitten.

Da der EU-Gesetzgeber ein Ziel vorgegeben hat, statt materielle Vorgaben aufzustellen, hat er zum Ausdruck gebracht, dass den nationalen Regulierungsbehörden einen Ermessensspielraum im Hinblick auf die Gestaltung der Netzentgeltsystematik und somit auch der Erhebung von Einspeiseentgelten eingeräumt wird. Die Indizwirkung dieser gesetzgeberischen Regulierungsentscheidung ist durch die EuGH-Rechtsprechung sowie die Literatur und die deutsche Rechtsprechung<sup>69</sup> anerkannt.<sup>70</sup>

*„Der EuGH setzt aber insgesamt keinen strengen Maßstab an die Herleitung von Letztentscheidungsbefugnissen. Ein „Ermessen“ der nationalen Behörden wurde vielmehr bereits „[i]n Ermangelung spezifischer gemeinschaftsrechtlicher Vorschriften“ bejaht (EuGH, Urt. v. 24.04.2008, C-55/06 (Arcor) = NJOZ 2008, 1775 (1787) Rn. 116.).“<sup>71</sup>*

Der von Art. 58 EBM-RL eröffnete Gestaltungsspielraum wird demnach von Art. 59 Abs. 1 Buchst. a) und Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL hinsichtlich der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik näher konkretisiert. Hieraus folgt, dass den nationalen Regulierungsbehörden ein Gestaltungsspielraum auch bei der Frage zukommt, in welcher konkreten Weise Einspeiseentgelte eingeführt werden können.

### **3.3.2.3 Grundsätze der Netzentgeltsystematik**

Die sich insbesondere aus Art. 18 EBM-V und Art. 27 Abs. 1, 5 i.V.m. Anhang XIII Ziffer. 1 EnEff-RL ergebenden Grundsätze der Kostenorientierung, des Diskriminierungsverbots, der Transparenz und der Effizienz sind bei den regulierungsbehördlichen Vorgaben zur Anwendung einer Netzentgeltsystematik – und damit auch bei der konkreten Ausgestaltung von Einspeiseentgelten – zu beachten (siehe Ziffer 3.3.1 dieses Gutachtens). Es ist daher näher zu untersuchen, ob den nationalen Regulierungsbehörden bei der Umsetzung dieser Grundsätze ein Gestaltungsspielraum zusteht.

Hierbei ist zunächst in den Blick zu nehmen, in welcher Weise der EU-Gesetzgeber die einzelnen Regelungen ausgestaltet hat. So lautet die Vorgabe in Art. 18 EBM-V:

*„Die Entgelte [...] müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.“*

Und in Art. 27 Abs. 1 EnEff-RL heißt es:

*„Die nationalen Energieregulierungsbehörden wenden bei der Erfüllung ihrer Regulierungsaufgaben gemäß den Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 in Bezug auf ihre Beschlüsse zum Betrieb der Gas- und Strominfrastruktur, einschließlich ihrer Beschlüsse zu Netztarifen, den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Artikel 3 der vorliegenden Richtlinie an.“*

Diese Formulierungen legen auf den ersten Blick die Annahme nahe, dass der EU-Gesetzgeber verpflichtende materielle Vorgaben aufstellen wollte. Denn Formulierungen wie „kann“, „darf“, „ist berechtigt“, „ist ermächtigt“ oder „ist befugt“ deuten in der Regel auf Ermessen hin, während Formulierungen wie „muss“ oder „ist“ grundsätzlich gegen Ermessen sprechen.<sup>72</sup>

<sup>69</sup> BGH (Kartellsenat), Beschluss v. 22.07.2014, EnVR 58/12, Rn. 20 f.

<sup>70</sup> Kegel, Europäisches Ermessen in der Netzzugangs- und Entgeltregulierung, S. 82;

<sup>71</sup> Kegel, Europäisches Ermessen in der Netzzugangs- und Entgeltregulierung, S. 76

<sup>72</sup> Schoch/Schneider/Riese, 46. EL August 2024, VwGO § 114, Rn. 19

Der Wortlaut ist jedoch nicht allein entscheidend für die Frage, ob eine Regelung einen Gestaltungsspielraum einräumt. Gestaltungsspielräume, gleich, ob in Form eines Beurteilungsspielraums oder eines Ermessensspielraums, werden durch Auslegung der in Frage stehenden Vorschriften gemäß ihrem Sinn und Zweck und ihrem systematischen Zusammenhang ermittelt. Dabei ist das Fehlen von konkreten Vorgaben sowie die Verwendung unbestimmter Rechtsbegriffe geeignet, einen Gestaltungsspielraum zu indizieren.<sup>73</sup> Ein Gestaltungsspielraum ist nach der Rechtsprechung des EuGH darüber hinaus naheliegend, wenn für das behördliche Handeln komplexe technische oder wirtschaftliche Bewertungen auf dem fraglichen Gebiet erforderlich werden.<sup>74</sup> Diese Einschätzung wird auch von der deutschen Rechtsprechung und der einschlägigen Literatur geteilt, die es als Anzeichen eines Gestaltungsspielraumes deuten, wenn das behördliche Handeln die Gegenüberstellung und Abwägung verschiedener, teils gegenläufiger und komplexer, Interessen und Gesichtspunkte erfordert.<sup>75</sup>

Die vorliegend relevanten Grundsätze der Netzentgeltsystematik erfüllen diese Kriterien. Der EU-Gesetzgeber hat den Grundsatz der Kostenorientierung, das Diskriminierungsverbot, das Transparenzgebot und die Energieeffizienz weitgehend unbestimmt gelassen. Es ist insbesondere nicht geregelt, mit welchen konkreten Maßnahmen die einzelnen Vorgaben erreicht werden sollen, so dass im Ergebnis der jeweiligen nationalen Regelungsbehörde die Aufgabe zukommt, die für die Erreichung der Vorgaben geeigneten Maßnahmen eigenständig auszuwählen.

In diesem Kontext ist wiederum hervorzuheben, dass die einzelnen Grundsätze jeweils das regulierungsbehördliche Handeln bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik und daher die Rechtsfolgenseite der einzelnen gesetzlichen Regelungen betreffen. Wie oben, unter Ziffer 3.3.2.1 dieses Gutachtens, erläutert, kommt auf der Rechtsfolgenseite ausschließlich die Einräumung eines Ermessensspielraums in Betracht. Nach unserer Auffassung enthalten die erörterten europarechtlichen Maßgaben demgegenüber keinen – die Tatbestandsebene betreffenden – Beurteilungsspielraum. Die Annahme eines solchen Beurteilungsspielraums ist bereits zweifelhaft, weil dann ein unbestimmtes Tatbestandsmerkmal gegeben sein müsste, für dessen Interpretation der Regulierungsbehörde eine eigenständige Bewertungs- und Entscheidungsfreiheit eingeräumt worden wäre. Im vorliegenden Kontext kann unseres Erachtens nicht vom Vorliegen derartiger unbestimmter Rechtsbegriffe ausgegangen werden, da die maßgeblichen Kriterien für die Anwendung des Diskriminierungsverbots sowie der Grundsätze zur Kostenorientierung, zur Effizienz und zur Transparenz nach unserer Auffassung einer vollständigen gerichtlichen Überprüfung unterliegen.<sup>76</sup>

In der hierzu vorliegenden Literatur wird daher ebenfalls die Auffassung vertreten, dass die offenen Regelungen zu den bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zu beachtenden Grundsätzen zu einem der nationalen Regelungsbehörde zustehenden Ermessensspielraum führen:

*„Unschärfe Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und Energieeffizienzrichtlinie bieten stellenweise einen sehr weiten Ermessensspielraum.“<sup>77</sup>*

Diesem Befund stehen weder der Wortlaut des Art. 18 Abs. 7 EBM-V noch die Begriffsdefinition des Grundsatzes Energieeffizienz an erster Stelle gemäß Art. 2 Nr. 2 EnEff-RL i.V.m. Art. 2 Nummer 18 VO (EU) 2018/1999 entgegen. Für den Grundsatz der Kostenorientierung stellt die bereichsspezifische Regelung des Art. 18 Abs. 7 EBM-V zwar eine Konkretisierung dar, definiert den Grundsatz der Kostenorientierung jedoch nicht. Ganz im Gegenteil beschränkt sich Art. 18 Abs. 7 EBM-V darauf, Methoden zu beschreiben, die die nationalen Regelungsbehörden bei der Umsetzung des Grundsatzes der Kostenorientierung berücksichtigen können. Dabei hat der EU-Gesetzgeber mit „berücksichtigen“ und „können“ auf Begrifflichkeiten zurückgegriffen, die nach allgemeiner Auffassung auf einen Ermessensspielraum hindeuten.

<sup>73</sup> Kopp/Schenke, VwGO, § 114, Rn. 1a

<sup>74</sup> EuGH, Urteil v. 24.04.2008, C-55/06, Arcor AG & Co. KG/Bundesrepublik Deutschland, Rn. 164

<sup>75</sup> Kopp/Schenke, VwGO, § 114, Rn. 24

<sup>76</sup> So zum Kriterium der Angemessenheit: BVerwG, Urteil v. 24.11.2022, 5 C 3.21, Rn. 27

<sup>77</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 32

Der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle, welcher dem Regelungsinhalt der EnEff-RL und somit den in Art. 27 Abs. 1 und Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII EnEff-RL geregelten Grundsätzen für die Netzentgeltsystematik zugrunde liegt, ist zwar begriffsbestimmt.

*„„energy efficiency first-Prinzip“ bezeichnet die größtmögliche Berücksichtigung alternativer kosteneffizienter Energieeffizienzmaßnahmen für eine effizientere Energienachfrage und Energieversorgung, insbesondere durch kosteneffiziente Einsparungen beim Energieendverbrauch, Initiativen für eine Laststeuerung und eine effizientere Umwandlung, Übertragung und Verteilung von Energie bei allen Entscheidungen über Planung sowie Politiken und Investitionen im Energiebereich, und gleichzeitig die Ziele dieser Entscheidungen zu erreichen.“<sup>78</sup>*

Die Begriffsbestimmung ist jedoch als Zielsetzung formuliert, Maßnahmen zu ergreifen, die so kosten-, energie- und systemeffizient wie möglich sind. Die Norm arbeitet darüber hinaus ebenfalls mit dem Begriff der „größtmöglichen Berücksichtigung“, welcher auf einen Gestaltungsspielraum hindeutet.

Darüber hinaus spricht auch die Komplexität der inhaltlichen Beurteilung der Grundsätze der Netzentgeltsystematik für die Annahme eines Gestaltungsspielraumes. Die nationalen Regulierungsbehörden müssen bei der Beachtung der erörterten Prämissen vielfältige technische und wirtschaftliche Zusammenhänge bewerten, die ein umfassendes Verständnis des Energiesektors erforderlich machen. Es liegt nahe, dass der EU-Gesetzgeber die sich insoweit ergebenden Herausforderungen gesehen und die Grundsätze der Netzentgeltsystematik aus diesem Grund als reine Zielbestimmungen intendiert hat.

Die Einordnung der Grundsätze als Zielbestimmungen, die auf der Rechtsfolgenebene gemäß Art. 58 i.V.m. Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL relevant werden, ist zudem durch den Wortlaut der EBM-V angelegt. Danach müssen Entgelte kostenorientiert, unterschiedslos und transparent „angewandt werden“. Der EU-Gesetzgeber hat hiermit klargestellt, dass der Grundsatz der Kostenorientierung, das Diskriminierungsverbot und das Transparenzgebot erst auf der Anwendungsebene der Netzentgelte Bedeutung entfalten und damit bei der Ausgestaltung einer Netzentgeltsystematik zu beachten sind.

Dasselbe gilt für den Effizienzgrundsatz, der u.a. in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V Ausdruck gefunden hat und durch die EnEff-RL ergänzt wird. Danach muss „die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen.“ Die Auswahl der Methode zur Bestimmung der Netzentgelte ist gemäß Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) EBM-RL jedoch Teil der Gestaltungsaufgabe der nationalen Regulierungsbehörden im Rahmen der Netzentgeltsystematik. Somit ist auch die Zielbestimmung zum Effizienzgrundsatz auf der Rechtsfolgenebene zu verorten.

Dass die Grundsätze der Netzentgeltsystematik als Zielbestimmungen zu qualifizieren sind, wird letztlich auch durch die aktuelle Rechtsprechung des BGH bestätigt.<sup>79</sup> Dem am 15. Juli 2025 ergangenen Beschluss des BGH lag ebenfalls eine Entscheidung der nationalen Regulierungsbehörde zugrunde, deren Zulässigkeit anhand der einschlägigen Vorschriften der EBM-V, insbesondere Art. 18 Abs. 1, Unterabsätze 1 und 2 EBM-V, zu bewerten war. Der BGH beurteilte die Vorschriften der EBM-RL und der EBM-V als „allgemeine Zielbestimmungen, die dem nationalen Recht einen Umsetzungsspielraum belassen und in einem Spannungsverhältnis mit anderen Zielen der Richtlinie stehen, wie etwa dem Ziel, Haushaltskunden mit den Kosten für die Stromversorgung nicht unverhältnismäßig zu belasten (Erwägungsgründe 22 und 23 EltRL 2019).“<sup>80</sup>

Die Grundsätze der Netzentgeltsystematik, der Kostenorientierung, des Diskriminierungsverbots, des Transparenzgebots und der Effizienz schaffen demnach einen regulatorischen Rahmen für die Ermessensausübung der nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik, ohne hierzu konkrete materielle Vorgaben aufzustellen. Insoweit liegt es nahe, die Grundsätze als Zielbestimmungen einzustufen, die eine

<sup>78</sup> Art. 2 Nr. 2 EnEff-RL i.V.m. Art. 2 Nr. 18 VO (EU) 2018/1999

<sup>79</sup> BGH, Beschluss v. 15.07.2025, EnVR 1/24

<sup>80</sup> BGH, Beschluss v. 15.07.2025, EnVR 1/24, Rn. 18

vorliegend relevante Ermessensentscheidung zur Ausgestaltung von Einspeiseentgelten prägen und nach Maßgabe des Art. 58 EBM-RL zu beachten bzw. miteinander in Einklang zu bringen sind.

### 3.3.3 Grenzen des Ermessens

Da die maßgeblichen unionsrechtlichen Regelungen für die Entscheidungen nationaler Regulierungsbehörden zur Erhebung und Ausgestaltung von Einspeiseentgelten einen Ermessensspielraum vorsehen, ist nunmehr der Frage nachzugehen, in welcher Weise eine hiernach erfolgende Ermessensausübung durch die Regulierungsbehörden Grenzen unterliegt.

Ein gesetzlich eingeräumter Ermessensspielraum der Verwaltung zeichnet sich sowohl im EU-Recht als auch im deutschen Verwaltungsrecht dadurch aus, dass die getroffenen Ermessensentscheidungen nur eingeschränkt durch die Judikative überprüfbar sind. Die bei der Ermessensausübung zu beachtenden Grenzen sind daher aus den für eine gerichtliche Überprüfung einschlägigen Maßgaben abzuleiten.

Sowohl der EuGH als auch deutsche Gerichte prüfen das ausgeübte Ermessen anhand von drei Prüfungspunkten.

#### 3.3.3.1 Gerichtlicher Prüfungsumfang

Der Prüfungsrahmen, den deutsche Gerichte bei der Überprüfung einer behördlichen Ermessensausübung anlegen, richtet sich nach § 114 VwGO. Eine gemäß § 75 EnWG in einem Beschwerdeverfahren zu überprüfende Entscheidung der zuständigen Regulierungsbehörde ist demnach ermessensfehlerhaft, wenn (1) ein Ermessensnichtgebrauch, (2) ein Ermessensmissbrauch und/oder (3) eine Ermessenüberschreitung festgestellt werden kann.<sup>81</sup>

Für die zu prüfende Frage, welche Grenzen dem Ermessen der nationalen Regulierungsbehörde durch die EU-Vorgaben der Netzentgeltsystematik gesetzt werden, ist aufgrund des prozessrechtlichen Trennungsprinzips weiter maßgeblich, in welcher Weise eine Ermessensüberprüfung durch die deutschen Gerichte erfolgen würde. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich deutsche Gerichte, soweit es um indirekten Vollzug von Unionsrecht geht, grundsätzlich nicht an dem Prüfungsrahmen des EuGH für die Ermessensausübungskontrolle orientieren müssen.<sup>82</sup> Zugunsten der Mitgliedsstaaten herrscht vielmehr Verfahrensautonomie.

Danach sind „*Verfahrensmodalitäten, die den Schutz der dem Bürger aus dem Gemeinschaftsrecht erwachsenen Rechte gewährleisten sollen, [...] Sache der innerstaatlichen Rechtsordnung eines jeden Mitgliedstaats, wobei diese Verfahren nicht weniger günstig gestaltet sein dürfen als bei entsprechenden Klagen, die nur innerstaatliches Recht betreffen (Äquivalenzgrundsatz), und die Ausübung der durch die Gemeinschaftsrechtsordnung verliehenen Rechte nicht praktisch unmöglich machen oder übermäßig erschweren dürfen (Effektivitätsgrundsatz)*“<sup>83</sup>.

Nationale Gerichte können und sollen hiernach eine gerichtliche Nachprüfung der Ermessensentscheidungen nationaler Regulierungsbehörden nach einem eigenen Maßstab vornehmen, solange ein Mindeststandard der effektiven gerichtlichen Kontrolle eingehalten wird, der nicht hinter den EU-rechtlichen Standards der gerichtlichen Nachprüfung einer Ermessensausübung im Rahmen der EU-Eigenverwaltung zurückbleibt.<sup>84</sup> Eine Einschränkung der Verfahrensautonomie mitgliedstaatlicher Gerichte bei der Nachprüfung der regulierungsbehördlichen Ermessensausübung im indirekten Vollzug von Unionsrecht kommt nur dann in Betracht, wenn eine solche Einschränkung im Unionsrecht unmittelbar angelegt oder nach dem *effet utile* zwingend ist.

---

<sup>81</sup> BGH, Beschluss v. 10.09.2024, EnVR 75/23, Rn. 36

<sup>82</sup> Schoch/Schneider/Riese, 46. EL August 2024, VwGO § 114, Rn. 58

<sup>83</sup> EuGH, Urteil v. 19.09.2006 - C-392/04 u. C-422/04 i-21 Germany GmbH, Arcor AG & Co. KG/Deutschland, Rn. 57

<sup>84</sup> Kegel, Europäisches Ermessen in der Netzzugangs- und Entgeltregulierung, S. 82;

### 3.3.3.2 Unabhängigkeitsparadigma gemäß Art. 57 Abs. 4 und 5 EBM-RL

In diesem Kontext könnte daran gedacht werden, dass sich eine Beschränkung der gerichtlichen Nachprüfbarkeit der Entscheidungen nationaler Regulierungsbehörden aus dem Unabhängigkeitsparadigma ergibt, welches zugunsten der nationalen Regulierungsbehörden in Art. 57 Abs. 4 und 5 EBM-RL verankert ist.

Das Unabhängigkeitsparadigma des Art. 57 Abs. 4 und 5 EBM-RL bezieht sich jedoch schon nach dem zum Ausdruck gebrachten gesetzgeberischen Willen nicht auf die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden gegenüber der Judikative.<sup>85</sup> In Erwägungsgrund 80 der EBM-RL, vor dessen Hintergrund Art. 57 Abs. 4 und 5 EBM-RL auszulegen sind, ist das Unabhängigkeitsparadigma vielmehr auf die Vermeidung der Einflussnahme aus Politik und Wirtschaft angelegt:

*„Die Mitgliedstaaten tragen durch ein geeignetes Rotationsverfahren zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde von jeder Einflussnahme aus Politik oder Wirtschaft bei, [...]“*

Die gerichtliche Nachprüfung der Ermessensausübung anhand der oben beschriebenen dreistufigen Ermessensfehlerlehre durch nationale Regulierungsbehörden erfährt demnach keine weitergehende Einschränkung durch das Unabhängigkeitsparadigma.

### 3.3.3.3 Entscheidungsbegründung gemäß § 73 Abs. 1b EnWG

§ 73 Abs. 1b EnWG enthält die Pflicht des deutschen nationalen Regulierungsbehörde, ihre Festlegungen nach § 29 Abs. 1 und 2 EnWG umfassend zu begründen. Die hiermit gesondert gesetzlich geregelte Begründungspflicht wurde durch das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 eingeführt. Mit der Einführung der ausdrücklich geregelten Begründungspflicht in das Energiewirtschaftsgesetz wurden die unionsrechtlichen Vorgaben des Art. 60 Abs. 7 EBM-RL umgesetzt, wonach die nationalen Regulierungsbehörden ihre Entscheidungen zum Zweck der gerichtlichen Überprüfung umfassend begründen müssen.

In der hierzu vorliegenden Gesetzesbegründung heißt es:

*„Die Regelung stellt in Satz 1 klar, dass Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 1 und 2 so umfassend und verständlich begründet sein müssen, dass diese für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar sind. Diese verfahrensrechtliche Anforderung an Entscheidungen der Bundesnetzagentur berücksichtigt, dass eine normative Vorstrukturierung der Entscheidungen der Bundesnetzagentur nicht mehr möglich sein wird und dadurch die Bedeutung der gerichtlichen Überprüfbarkeit sowie der Nachvollziehbarkeit für die Betroffenen ansteigt. Um insbesondere für die Betroffenen ausreichende Transparenz hinsichtlich der wesentlichen Motivation einer Entscheidung herzustellen und den Gerichten eine umfassende Überprüfung der Entscheidungen der Bundesnetzagentur zu ermöglichen, werden die verfahrensrechtlichen Anforderungen an eine Entscheidung bezüglich der Begründung gestärkt.“<sup>86</sup>*

Aus der hiermit festgehaltenen gesetzgeberischen Intention folgt, dass die formelle Begründungspflicht nicht nur einen Transparenzzweck erfüllt und dem Informationsinteresse der Öffentlichkeit dient, sondern gerade darauf hinwirkt, dass die nationalen Regulierungsbehörden bei ihren Entscheidungen in Übereinstimmung mit dem hierbei zu beachtenden Rechtsrahmen vorgehen. Insoweit stellt die Begründungspflicht die objektive Richtigkeit sowie eine effektive gerichtliche Kontrolle der behördlichen Entscheidung sicher. Denn die nationalen Regulierungsbehörden müssen in ihrer Entscheidungsbegründung gemäß § 39 Abs. 1 S. 2 VwVfG insbesondere diejenigen Gesichtspunkte aufnehmen, von denen sie bei der Ausübung ihres Ermessens ausgegangen sind.

<sup>85</sup> EuGH, Urteil v. 02.09.2021, C-718/18, Kommission/Deutschland, Rn. 112

<sup>86</sup> BT-Drs. 20/7310, S. 115

Hintergrund für die Einführung der gesetzlichen Begründungspflicht war die bereits vor Einführung des § 73 Abs. 1b EnWG etablierte Rechtsprechung deutscher Gerichte zu den formellen Anforderungen, die an die Begründung der Entscheidungen nationaler Regulierungsbehörden zu stellen sind:

*„Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs unterliegt die Regulierungsbehörde bei der Ausfüllung eines Entscheidungsspielraums der vorliegenden Art besonderen Begründungsanforderungen. Ähnlich wie es das Bundesverwaltungsgericht bei telekommunikationsrechtlichen Entscheidungen angenommen hat (BVerwG, Urteil vom 25. September 2013 – 6 C 13/12, BVerwGE 148, 48 Rn. 34 bis 36), ist bei einem derartigen Entscheidungsspielraum die eigentliche Bewertung der Behörde auch darauf nachzuprüfen, ob sie im Hinblick auf die Kriterien, die in der Rechtsnorm ausdrücklich hervorgehoben oder in ihr angelegt sind, ihre Festlegung plausibel und erschöpfend begründet hat.“<sup>87</sup>*

Nach unserer Auffassung bleibt abzuwarten, ob die sich aus dieser Rechtsprechung ergebenden Maßgaben zur Begründung regulierungsbehördlicher Entscheidungen weiter Bestand haben oder sich insoweit der Bedarf für eine Ausweitung bzw. stärkere Detaillierung der von der Regulierungsbehörde zu beachtenden Begründungsanforderungen ergibt. Wir sehen es als denkbar an, dass die zentrale Bedeutung der Entscheidungsbegründung für die gerichtliche Überprüfung im Kontext mit der gesetzlichen Neuregelung zu einer entsprechenden Erhöhung der Begründungsanforderungen führen. Eine Verschärfung der Anforderungen an die Begründung einer regulierungsbehördlichen Entscheidung könnte insbesondere auf die zitierte Gesetzesbegründung gestützt werden, die, wie gesehen, davon spricht, dass die verfahrensrechtlichen Anforderungen „gestärkt“ werden sollen.

Die Entscheidungsbegründung stellt gemäß § 73 Abs. 1b EnWG eine zwingende formelle Rechtmäßigkeitsvoraussetzung der Entscheidungen von nationalen Regulierungsbehörden dar. Bereits gemäß der vor Einführung des § 73 Abs. 1b EnWG ergangenen Rechtsprechung war eine Entscheidung nationaler Regulierungsbehörden nur dann formell rechtmäßig, wenn eine nachvollziehbare, plausible und erschöpfende Entscheidungsbegründung vorliegt.<sup>88</sup> Das hiernach bestehende formelle Begründungserfordernis würde auch für eine regulierungsbehördliche Entscheidung zur Einführung bzw. zur Ausgestaltung von Einspeiseentgelten zu beachten sein.

Wird durch das Gericht in einem Beschwerdeverfahren gegen eine Entscheidung der nationalen Regulierungsbehörde ein Begründungsmangel festgestellt, führt das zur formellen Rechtswidrigkeit der behördlichen Entscheidung. Gemäß § 45 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 2 VwVfG kommt jedoch grundsätzlich die Heilung des Begründungsmangels durch Nachholung der Begründung in Betracht. Zeitlich ist die unzureichende oder fehlende Begründung bis zum Abschluss der letzten Tatsachinstanz des Beschwerdeverfahrens heilbar.

Die Heilungsmöglichkeit ist aufgrund des Normzwecks des § 45 Abs. 1 Nr. 2 VwVfG jedoch ausnahmsweise dann ausgeschlossen, wenn neben dem Verfahrensfehler in Form des Begründungsmangels die angefochtene Entscheidung der Regulierungsbehörde auch an materiellen Fehlern leiden.

*„Der Senat hatte auch nicht der LRB gemäß § 67 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 45 Abs. 2 VwVfG die Gelegenheit zu geben, bis zum Abschluss des Beschwerdeverfahrens die erforderliche Begründung nachträglich zu geben und die erforderliche Anhörung nachzuholen. Die Regelungen der §§ 45, 46 VwVfG haben das Ziel, eine Aufhebung solcher Verwaltungsakte zu vermeiden, die zwar unter Verstoß gegen Form- und Verfahrensvorschriften zustande gekommen sind, aber keine sachlichen Mängel aufweisen (Meyer in: Knack/Henneke, VwVfG, 9. A., Rn. 9 zu § 45).“<sup>89</sup>*

Festzuhalten ist demnach, dass die formellen Anforderungen an die Entscheidungsbegründung der nationalen Regulierungsbehörde durch die Einführung des § 73 Abs. 1b EnWG insbesondere mit Blick auf eine zu gewährleistende gerichtliche Überprüfbarkeit „gestärkt“ werden sollten. Nach unserer Auffassung ist daher bei einer Entscheidung der Regulierungsbehörde zur Einführung und Ausgestaltung von Einspeiseentgelten insbesondere

<sup>87</sup> BGH, Beschluss v. 26.09.2023, EnVR 44/22, BeckRS 2023, 29254 Rn. 13

<sup>88</sup> BGH, Beschluss v. 21.01.2014, EnVR 12/12 (OLG Stuttgart, Beschl. v. 19.1.2012 – 202 EnWG 8/09), Rn. 100

<sup>89</sup> OLG Brandenburg Beschluss v. 20.10.2011, Kart W 10/09, BeckRS 2011, 24772; Theobald/Kühling/Theobald/Werk, 129. EL April 2025, EnWG § 73, Rn. 16

darauf zu achten, dass die behördliche Ermessensausübung durch Erläuterung der hierfür maßgeblichen Erwägungen in der Entscheidung nachvollziehbar dokumentiert wird.

#### **3.3.3.4 Trias der Ermessensfehler**

Im Folgenden ist auf die Ermessensfehler einzugehen, die Gegenstand der gerichtlichen Überprüfung einer in Ausübung eines Ermessensspielraums getroffenen behördlichen Entscheidung sind.

##### **3.3.3.4.1 Ermessensnichtgebrauch**

Wenn den nationalen Regulierungsbehörden gesetzlich ein Ermessensspielraum eingeräumt ist, müssen sie davon auch Gebrauch machen.<sup>90</sup> Die fälschliche Annahme einer gebundenen Entscheidung stellt daher ebenso einen beachtlichen Ermessensfehler dar, wie der Ermessensmissbrauch und die Ermessensüberschreitung.

##### **3.3.3.4.2 Ermessensüberschreitung**

Die Ermessensüberschreitung berücksichtigt den Umstand, dass die jeweils zur Verfügung stehende Ermächtigungsgrundlage ggf. einen gesetzlichen Rahmen vorgibt, der bei der Ermessensausübung nicht verlassen werden darf. Mit der Ermessensentscheidung darf die nationale Regulierungsbehörde somit nicht über eine vorgesehene Rechtsfolge hinausgehen.<sup>91</sup>

*„Eine Ermessensüberschreitung liegt vor, wenn die Behörde sich nicht im Rahmen der ihr vom Gesetz gegebenen Ermächtigung hält. Insbesondere darf die Ausübung des Ermessens nicht gegen das Gebot der Gleichbehandlung verstoßen (vgl. Kopp/Ramsauer, VwVfG, 15. Aufl. 2014, § 40 Rn. 91, 93).“<sup>92</sup>*

Ob ein Verstoß gegen das Gebot der Gleichbehandlung unter den Ermessensfehler der Ermessensüberschreitung - wie es das OVG Hamburg hier vertritt - oder unter den Ermessensfehlgebrauch zu subsumieren ist, wird in Rechtsprechung und Literatur nicht einheitlich gesehen.<sup>93</sup>

Eine Ermessensentscheidung der Regulierungsbehörden über die Einführung und Ausgestaltung von Einspeiseentgelten könnte folglich entweder an dieser Stelle oder im Rahmen des Ermessensfehlgebrauchs durch die deutschen Gerichte daraufhin überprüft werden, ob ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot aus Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 und 2 EBM-V vorliegt.

Nach unserer Auffassung ist das in Art. 18 Abs. 1 EBM-V geregelt Diskriminierungsverbot als Grenze der Ermessensausübung zu verstehen. Es obliegt somit den Gerichten, im Rahmen der Ermessensüberschreitung zu überprüfen, ob nicht die Ermessensentscheidung der nationalen Regulierungsbehörde eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung im Einzelfall darstellt.

Im Rahmen der Erhebung von Einspeiseentgelten kann die Frage, ob ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot vorliegt, an verschiedenen Stellen Relevanz entfalten. Das gilt zum Beispiel für die Frage, ob Einspeiseentgelte nur für bestimmte Spannungsebenen erhoben werden dürfen. Eine insoweit relevante Ermessensgrenze folgt zudem aus der Regelung in Ziffer 3, Anhang, Teil B ÜNB-V nach für Einspeiseentgelte auf der Übertragungsnetzebene konkrete Höchstwerte zu beachten sind. Dabei steht die dort statuierte Obergrenze von 0,5 EUR/MWh für das durchschnittliche jährliche Entgelt, welches von Erzeugern für die Nutzung des Übertragungsnetzes erhoben werden kann, jedoch unter dem Vorbehalt, dass Einspeiseentgelte auf der Übertragungsnetzebene überhaupt eingeführt werden.

---

<sup>90</sup> BGH, Beschluss v. 03.06.2014, EnVR 10/13, Rn. 15

<sup>91</sup> BVerwG, Beschluss v. 05.05.2014, 6 B 46/13 (VG Köln), Rn. 11

<sup>92</sup> OVG Hamburg, Urteil v. 13.05.2015, 4 Bf 226/12, Rn. 93

<sup>93</sup> Vertreter des Ermessensfehlgebrauchs: Schoch/Schneider/Riese, 46. EL August 2024, VwGO § 114 Rn. 63

### 3.3.3.4.3 Ermessens Fehlgebrauch/-missbrauch

Besondere Relevanz im Rahmen der Ermächtigungsnorm zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik aus Art. 59 Abs. 7 Buchst. a) i.V.m. Art. 58 EBM-RL entfaltet die gerichtliche Überprüfung der Ermessensausübung auf einen Ermessensmissbrauch oder -fehlgebrauch. Darunter wird unter anderem der Fall subsumiert, dass die nationale Regulierungsbehörde bei der Ausübung des ihr gesetzlich eingeräumten Ermessens den Zweck der Ermächtigung verfehlt. Ein Ermessensfehlgebrauch liegt darüber hinaus auch vor, wenn die nationale Regulierungsbehörde bei der Ermessensausübung von nicht bestehenden Tatsachen oder unzutreffenden rechtlichen Voraussetzungen ausgeht oder ein Verstoß gegen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz oder allgemeine Verwaltungsgrundsätze vorliegt.<sup>94</sup>

Die besondere Bedeutung des Ermessensmissbrauchs für das den nationalen Regulierungsbehörden im Rahmen des Art. 58 EBM-RL eingeräumte Auswahlermessen ist in diesem Gutachten bereits an verschiedenen Stellen angeklungen. Wie oben, unter Ziffer 3.3.2.3.3 dieses Gutachtens, gesehen, beschränken sich die unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltsystematik an vielen Stellen auf die Formulierung mehr oder weniger konkreter Zielbestimmungen. Ausdrücklich und listenartig werden diese Zielbestimmungen in Art. 58 Abs. 1 Buchst. a) bis h) EBM-RL festgehalten. Die nationalen Regulierungsbehörden sollen bei den hier gegenständlichen Entscheidungen zur Gestaltung von Einspeiseentgelten durch die jeweils ausgewählten Maßnahmen zur Verwirklichung der Ziele beitragen. Weitere Zielbestimmungen finden sich beispielsweise in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 Satz 1 EBM-V „*muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte [...] zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen*“ und insbesondere in Art. 27 Abs. 1 und 7 EnEff-RL. Der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle, welcher gemäß Art. 27 Abs. 1 EnEff-RL zu beachten ist, ist in Art. 2 Nr. 18 VO (EU) 2018/1999 ebenfalls als umfassende Zielbestimmung definiert.

Als Zielbestimmung, deren Berücksichtigung im Rahmen des Ermessensfehlgebrauchs durch die deutschen Gerichte überprüfbar ist, ist auch der Grundsatz der Kostenorientierung gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 und Abs. 7 EBM-V einzuordnen.

Bei der Prüfung eines Ermessensfehlgebrauchs ist zu erwarten, dass die Gerichte die Entscheidungsbegründung der nationalen Regulierungsbehörde in einem ersten Schritt neben diese Zielbestimmungen legen, um zu kontrollieren, ob nicht willkürlich zwingend zu beachtende Zielbestimmungen ausgelassen wurden. Wir gehen davon aus, dass die Ermessensentscheidung in einem weiteren Schritt darauf geprüft werden würde, ob sie geeignet, erforderlich und insbesondere angemessen ist, um die ausgewählten von der nationalen Regulierungsbehörde beurteilten und abgewogenen legitimen Zielbestimmungen zu erreichen. Hierbei ist zu erwarten, dass besonderes Augenmerk auf die Prüfung der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne gelegt wird. Denn deren Beachtung ist durch Art. 58 EBM-RL ausdrücklich vorgeschrieben: „*Die Regulierungsbehörde trifft angemessene Maßnahmen zu Verwirklichung der folgenden Ziele [...]*“.

Gleichzeitig ist jedoch, wie bereits an verschiedenen Stellen beschrieben, die Komplexität der Beurteilung der Zielbestimmungen zu berücksichtigen, da diese eine Reihe von unbestimmten Rechtsbegriffen beinhalten und zudem nicht alle zu jeder Zeit miteinander vereinbar sind.

### 3.3.4 Exkurs: Auswirkungen allgemeiner unionsrechtlicher Prinzipien auf die Einführung von Einspeiseentgelten

Die Erhebung und Gestaltung von Einspeiseentgelten steht im Ermessen der nationalen Regulierungsbehörden. Deren Gestaltungsermessen kann im Einzelfall jedoch dadurch allgemeine unionsrechtliche Prinzipien beschränkt sein. Nachfolgend wird daher geprüft ob und inwieweit das Diskriminierungsverbot und der unionsrechtliche Vertrauensschutzgrundsatz das Gestaltungsermessen der nationalen Regulierungsbehörden beschränken.

<sup>94</sup> Schoch/Schneider/Riese, 45. EL Januar 2024, VwGO § 114 Rn. 65

### 3.3.4.1 Auswirkungen der Begrenzung der Einspeiseentgelte gemäß ÜN-V für Verteilerebene

Bei einer etwaigen Einführung von Einspeiseentgelten kann es aufgrund der grundsätzlichen Anwendbarkeit von Einspeiseentgelten für bestimmte Gruppen von Erzeugungsanlagen oder auch mit Blick auf die konkrete Höhe der für bestimmte Erzeugungsanlagen zu erhebenden Entgelte zu Konflikten mit den europarechtlichen Maßgaben des Diskriminierungsverbots kommen. Fraglich ist insoweit unter anderem, in welcher Weise die für die Einspeiseentgelte auf der Ebene der Übertragungsnetze gemäß der ÜN-V zu beachtende Begrenzung der Entgelthöhe (näher hierzu: oben, Ziffer 3.1.2.4) auch für die Einspeiseentgelte auf der Verteilerebene Wirkung entfaltet. Dieser Frage soll nachfolgend gesondert nachgegangen werden.

Die Frage zu der Wirkung, die die Begrenzung der Entgelthöhe für die Einspeisung in das Übertragungsnetz gemäß Anhang, Teil B der ÜN-V auf Einspeiseentgelte im Verteilernetz entfalten könnte, hat erst kürzlich durch eine Mitteilung der Kommission vom 02.07.2025<sup>95</sup> neuen Auftrieb erhalten.

Die Mitteilung hat den durch die Kommission genehmigten Entwurf von „Leitlinien für zukunftssichere Netzentgelte zur Senkung der Systemkosten“ zum Gegenstand. Der Leitlinienentwurf beruht auf Maßnahme 1a) des „Aktionsplans für erschwingliche Energie“<sup>96</sup> vom 26.02.2025 und dient für die Mitgliedsstaaten als Orientierungshilfe zur Erreichung des Zieles der Senkung der Energiekosten. Die entworfenen Leitlinien enthalten Maßnahmen, „um die Netzentgelte zu senken, um die zusätzlichen Kosten zu decken, die sich aus Maßnahmen zur Beschleunigung der Dekarbonisierung und Marktintegration ergeben, insbesondere Verbindungsleitungen, größere Projekte zum Netzausbau oder Infrastrukturen zum Offshore-Netzanschluss, im Einklang mit den Vorschriften über staatliche Beihilfen und dem Wettbewerbsrecht.“<sup>97</sup> und unterstützen die mitgliedstaatlichen Regulierungsbehörden bei der Gestaltung von Tarifmethoden.

Eine von der Kommission vorgeschlagene Maßnahme zur Gestaltung und Senkung der Netzentgelte, insbesondere im Hinblick auf die besondere Bedeutung des Verteilernetzes für die Netznutzung dezentraler Erzeugungsanlagen, ist die Erhebung von Einspeiseentgelten auf Verteilernetzebene, die sich höhenmäßig an der Vorgabe des Anhangs, Teil B der ÜN-V orientieren.<sup>98</sup> Die Kommission hält dies vor dem Hintergrund des in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V geregelten Verbotes der Ungleichbehandlung von auf Übertragungsnetz- oder Verteilernetzebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen für erforderlich und sieht darin die Möglichkeit, der gestiegenen Bedeutung des Verteilernetzes für die Netznutzung dezentraler Erzeugungsanlagen hinreichend Rechnung zu tragen.

*“Finally, to acknowledge the changing role that distribution systems are playing – most new renewables projects are connected at the distribution level – the Regulation sets out that network charges should not discriminate between production connected at the distribution level and at the transmission level. Given that the Commission Regulation (EU) 838/2010 contains limits on network charges that can be applied to producers at the transmission level, it is useful to clarify how these Regulations should be read together. Given the principle of non-discrimination in the Electricity Regulation, the view of the Commission is that the ranges set out in Regulation 838/2010 should be the starting point for the calculation of network charges to be applied to producers at the distribution level.”*<sup>99</sup>

---

<sup>95</sup> European Commission, Commission Notice, Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced system costs, 02.07.2025

<sup>96</sup> EU Kommission, MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN, Aktionsplan für erschwingliche Energie, 26.02.2025 (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52025DC0079>)

<sup>97</sup> EU Kommission, MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN, Aktionsplan für erschwingliche Energie, 26.02.2025, S. 8

<sup>98</sup> EU Kommission, MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN, Aktionsplan für erschwingliche Energie, 26.02.2025, S. 8

<sup>99</sup> European Commission, Annex, Communication to the Commission - Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs, 02.07.2025, S. 8

Bei diesem Vorschlag der Kommission, sich bei der Höhe der Einspeisenentgelte auf Verteilerebene an den Einspeisenentgelten auf Übertragungsebene zu orientieren, die in Anhang, Teil B der ÜN-V festgelegt ist, handelt es sich nicht um einen verbindlichen Leitsatz, an den die nationalen Regulierungsbehörden bei der Gestaltung der Einspeiseentgelte auf Verteilerebene gebunden sind. Wie sich dem eindeutigen Wortlaut der Leitlinien entnehmen lässt, dienen diese in der vorliegenden, genehmigten Form ausschließlich als Unterstützung und Orientierungshilfe. Dies gilt auch für den Fall, dass die Kommission – wie angekündigt – die Leitlinien nach Veröffentlichung in allen Sprachfassungen verabschieden sollte. Denn die Kommission stellt auf S. 3 der Leitlinien ausdrücklich einen verbindlichen Gesetzesentwurf in Aussicht, der erarbeitet werden könnte, soweit dies erforderlich ist.

*“As set out in the AEAP, the Commission after publishing these Guidelines, may, if necessary, put forward a binding legislative proposal on tariff methodologies.”<sup>100</sup>*

Im Umkehrschluss können die Leitlinien nur als unverbindliche Orientierungshilfe zu verstehen sein.

Vor diesem Hintergrund dient der folgende Abschnitt der gutachterlichen Beurteilung des Kommissionsvorschlags vor dem Hintergrund des Diskriminierungsverbotes in seiner Ausprägung gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V.

Die Kommission begründet ihren Vorschlag, sich bei der Höhenbestimmung von Einspeisenentgelten auf Verteilernetzebene an dem Kostenrahmen der Ziffer 3 Anhang, Teil B, ÜN-V zu orientieren, mit dem in Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V festgelegten besonderen Diskriminierungsverbot, das sich auf die diskriminierende Behandlung von an verschiedenen Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen bezieht.

*„Die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte [muss] insbesondere so angewandt werden, dass durch sie die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden.“*

Dabei ist eine Bevorzugung oder Benachteiligung nach der Rechtsprechung des EuGH zum Diskriminierungsverbot<sup>101</sup> dann gegeben, wenn eine diskriminierende Behandlung vorliegt. Eine diskriminierende Behandlung ist gegeben, wenn vergleichbare Sachverhalte gleich oder nicht vergleichbare Sachverhalte ungleichbehandelt werden und für die jeweilige Form der diskriminierenden Behandlung kein Rechtfertigungsgrund erkennbar ist.

#### **3.3.4.1.1 Vergleichbarkeit**

Zur Beurteilung, ob und in welchem Maße die Höhe von Einspeiseentgelten auf Übertragungsnetzebene und Verteilernetzebene anzugleichen ist, ist daher zunächst festzustellen, ob es sich bei der Netznutzung durch Einspeiser auf Übertragungsnetzebene und der Netznutzung durch Einspeiser auf Verteilernetzebene um vergleichbare Sachverhalte handelt.

Die Frage, nach welchen Merkmalen sich die sogenannte Vergleichsgruppenbildung zu richten hat, wurde vom EuGH u.a. in einem Urteil vom 12.05.2011 entschieden.

*„Die Vergleichbarkeit verschiedener Sachverhalte ist in Anbetracht aller Merkmale zu beurteilen, die sie kennzeichnen. Diese Merkmale sind u. a. im Licht des Gegenstands und des Ziels der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, zu bestimmen und zu beurteilen. Außerdem sind die Grundsätze und Ziele des Regelungsbereichs zu berücksichtigen, in den diese Maßnahme fällt (vgl. in diesem Sinne Urteil Arcelor Atlantique et Lorraine u. a., Randnrn. 25 und 26 sowie die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>102</sup>*

---

<sup>100</sup> European Commission, Annex, Communication to the Commission - Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs, 02.07.2025, S. 3

<sup>101</sup> EuGH, Urteil v. 29.09.2016, v C-492/14, Essent Belgium, Rn. 81

<sup>102</sup> EuGH, Urteil v. 12.05.2011, C-176/09, Großherzogtum Luxemburg/Europäisches Parlament, Rn. 32

Danach sind grundsätzlich alle zur Verfügung stehenden Eigenschaften und Merkmale der Netznutzung, welche gemäß Art. 18 Abs. 1 EBM-V die Erhebung von Einspeiseentgelten begründen kann, auf Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene zur Bildung der Vergleichsgruppe heranzuziehen. Auf dieser Grundlage könnte eine Vergleichbarkeit zu bejahen sein, weil es sich beim deutschen Übertragungsnetz und dem Verteilernetz jeweils um Elektrizitätsnetze handelt, die von Einspeisern kostenverursachend zum Anschluss von Erzeugungsanlagen und zur Einspeisung von Strom genutzt werden können. Eine kostenverursachende Netznutzung durch Einspeiser liegt daher unabhängig von der Netzebene vor. Darüber hinaus sind beide Netzebenen aufgrund der vermehrten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien von gestiegenen System- Investitions- und Betriebskosten betroffen.<sup>103</sup> Die Annahme einer Vergleichbarkeit liegt somit nahe.

Der EuGH stellt für die Bildung von Vergleichsgruppen insbesondere auf die Grundsätze und Ziele des Regelungsbereiches ab, in den die zu bewertende Maßnahme fällt. Die Bewertung der Vergleichbarkeit von Netznutzern auf der Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene hat daher anhand der Ziele und Grundsätze der unionsrechtlichen Netzentgeltssystematik zu erfolgen.<sup>104</sup> Denn eine Festlegung der nationalen Regulierungsbehörden zur Höhe von Einspeiseentgelten würde auf der Grundlage der Zuständigkeitsregelung des Art. 59 EBM-RL und den Grundsätzen der Netzentgeltssystematik gemäß Art. 18 EBM-V getroffen. Es gilt folglich zu ermitteln, ob die Verordnungsziele der EBM-V und die Richtlinienziele der EBM-RL in gleichem Maße für Einspeiser zutreffen, die auf der Übertragungsnetzebene angeschlossen sind, wie auf am Verteilernetz angeschlossene Einspeiser.

Die Verordnungsziele der EBM-V sind in Art. 1 und den Erwägungsgründen beschrieben. Danach bezwecken die Regelungen der EBM-V die Etablierung eines offenen, wettbewerbsgeprägten Elektrizitätsbinnenmarktes,<sup>105</sup> wobei insbesondere das Diskriminierungsverbot die Herstellung eines funktionierenden Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt verfolgt.

*„Eine Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt sind diskriminierungsfreie, transparente und angemessene Entgelte für die Netznutzung einschließlich der Verbindungsleitungen im Übertragungsnetz.“<sup>106</sup>*

Erwägungsgrund 38 der EBM-V verdeutlicht, dass gerade das in Frage stehende Diskriminierungsverbot gemäß Art. 18 Abs. 1 Untersatz 2 EBM-V Art. 1 EBM-V bezweckt, „für alle Marktteilnehmer gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen“. Der Verordnungszweck eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkt bezieht sich folglich nicht nur auf die für den Transport im freien grenzüberschreitenden Handel maßgeblichen Übertragungsnetze, er geht vielmehr davon aus, dass auch die diskriminierende Erhebung von Einspeiseentgelten für die Nutzung der nationalen Verteilernetze der Mitgliedsstaaten Wettbewerbsverzerrungen verursachen können.

Fraglich ist insoweit zunächst, ob die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien hinreichend in den Markt integriert sind, so dass die Erhebung von Netzentgelten für die Einspeisung überhaupt zu einer Wettbewerbsverzerrung führen kann. Von einer Marktintegration dieser EE-Anlagen, die eine Grundvoraussetzung für deren wettbewerbliche Relevanz darstellt, könnte nur dann auszugehen sein, wenn die Einspeiser für den eingespeisten Strom keine gesetzlich fixierte Einspeisevergütung gemäß § 19 i.V.m. § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1-4 EEG erhalten. Denn nach diesem Vergütungsmodell zahlt der Netzbetreiber dem einspeisenden Anlagenbetreiber unter den Voraussetzungen des § 21 Abs. 1 EEG einen Festpreis für jede eingespeiste kWh Strom. Der erzeugte Strom wird also unabhängig von Angebot, Nachfrage und dem Marktpreis abgenommen und vergütet. Eine Marktintegration erfolgt nicht. Die Anlagen in der Einspeisevergütung unterliegen demnach keinen Wettbewerb.

Allerdings gilt nach dem EEG das Leitbild vom Vorrang der Direktvermarktung<sup>107</sup>, wobei gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 20 EEG der eingespeiste Strom an der Strombörse verkauft wird, sodass die Vergütung maßgeblich von

<sup>103</sup> BNetzA, Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2), März 2025, S. 5

<sup>104</sup> EuGH, Urteil v. 18.07.2013, C-234/12, Sky Italia/Autorita per le Garanzie nelle Comunicazioni, Rn. 16

<sup>105</sup> Erwägungsgrund 4, EBM-V

<sup>106</sup> Erwägungsgrund 26, EBM-V

<sup>107</sup> Pritzsche/Vacha, 2. Aufl. 2024, § 5. Rn. 83

den Verhältnissen am Strommarkt abhängt. Eine hiernach zu bewertende Marktintegration von EE-Anlagen wird durch den deutschen Gesetzgeber durch das bewusste Setzen von Anreizen zur Wahl dieses Vergütungsmodells ausdrücklich gefördert.

*„Entbürokratisierung der Direktvermarktung: Es werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen und dadurch eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen zu erreichen.“<sup>108</sup>*

Laut dem Monitoringbericht vom 2024 trägt das Vorhaben des deutschen Gesetzgebers zu einer Marktintegration von EE-Anlagen Früchte. Seit 2010 geht der Anteil der sich in der Einspeisevergütung befindlichen EE-Anlagen stetig zurück. Im Jahr 2023 belief sich der Anteil der in der Direktvermarktung befindlichen EE-Anlagen auf 75% - Tendenz steigend.<sup>109</sup>

*„Die daraus resultierende Dynamik beim Zubau von EE-Erzeugungsanlagen – insbesondere auch außerhalb der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. in der Direktvermarktung - habe massiv zugenommen und werde zukünftig weiter an Fahrt aufnehmen.“<sup>110</sup>*

Unter Berücksichtigung dieser Entwicklung ist unseres Erachtens davon auszugehen, dass sich das Ordnungsziel eines funktionierenden Wettbewerbs grundsätzlich auch auf die Netznutzung durch einspeisende EE-Anlagen auf Verteilerebene bezieht. Der Anteil der EE-Anlage in der Einspeisevergütung ist so gering und weiter schrumpfend, dass ihm für die Beurteilung der für EE-Anlagen geltenden Wettbewerbsbedingungen einen eher untergeordneten Bedeutungsgehalt zumessen.

Zu untersuchen ist daher weiter, ob die Vorgabe der Entgeltobergrenze gemäß Ziffer 3 Anhang, Teil B ÜN-V einheitlich für Einspeiseentgelte gegenüber Einspeisern auf Verteilernetz- und Übertragungsnetzebene geeignet ist, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Denn Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Einspeisern auf unterschiedlichen Netzebenen können unter anderem durch unterschiedlich hohe Einspeiseentgelte hervorgerufen werden. Werden von am Verteilernetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen nachweislich ähnliche Kosten verursacht, wie bei der Einspeisung auf der Übertragungsebene, würden festgelegte unterschiedliche Einspeiseentgelte wettbewerbsverzerrend wirken.

*„Wie unter B.I.3 dargestellt, wirken Netzentgelte wettbewerbsverzerrend, wenn sie nicht der Kostenstruktur des Netzbetreibers entsprechen; sie also die Verursachung gleicher Kosten unterschiedlich bepreisen.“<sup>111</sup>*

Folglich kann eine Vergleichsgruppe zwischen an den unterschiedlichen Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen nur gebildet werden, wenn die durch die Einspeisung verursachte Kostenstruktur der Netzbetreiber vergleichbar ist.<sup>112</sup>

Die Commission Notice vom 02.07.2025 legt die Annahme nahe, dass aufgrund der erheblichen System- und Investitionskosten, die zwar beide Netzebenen aber insbesondere die Verteilnetzebene treffen, die Netznutzung durch Einspeiser auf der Verteilernetzebene mehr Kosten verursacht als die Einspeisung auf der Übertragungsebene.

*“Furthermore, the widespread deployment of renewables (which are frequently located where conditions are the most suitable, not necessarily near centres of demand or where the grid is already well-reinforced) must be supported by an efficient integration into the network. This calls for significant investments into electricity grids. Investments of around EUR 730 billion for distribution and EUR 477 billion for transmission including offshore grid developments are likely needed until 2042 to advance the internal energy market and expand grid capacity.”*

---

<sup>108</sup> BT-Drs. 20/14235, S. 42

<sup>109</sup> BNetzA & Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2024, S. 88 f.

<sup>110</sup> BNetzA, Beschlussentwurf v. 18.06.2025, Az. GBK-20-01-1#1, Rn. 374

<sup>111</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 20

<sup>112</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, S. 20

Dieser Eindruck wird verstärkt durch die Aussagen der Roadmap Systemstabilität des BMWE aus November 2023, wonach die Mehrheit der erneuerbaren Erzeugungsanlagen an das Verteilernetz angeschlossen werden.

*„Gleichzeitig scheiden die konventionellen Kraftwerke aus dem Betrieb aus. Während die ausscheidenden regelbaren Großkraftwerke in das Übertragungsnetz einspeisen, erfolgt die Einspeisung der Windenergie- und PV Anlagen größtenteils auf der Verteilernetzebene. Auf der Lastseite ist der Wandel durch eine zunehmende Elektrifizierung geprägt, z. B. durch die Elektromobilität, den Wärmepumpenausbau, in industriellen Prozessen oder durch Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung. Die genannten Veränderungen der Lastseite finden ebenfalls maßgeblich auf der Verteilernetzebene statt. Diese Entwicklungen führen zu der Frage, wie die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung auch in Zukunft gewährleistet werden können.“<sup>113</sup>*

Ein gegenteiliges Bild wird durch die Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber vermittelt. Danach fallen ein Großteil der durch den Anschluss von EE-Anlagen verursachten System- und Investitionskosten auf Übertragungsnetzebene an.

*„Sowohl auf die Verteilernetzbetreiber (VNB), die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) als auch auf die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kommen im Zuge der Energiewende erhebliche Investitionen zu, die mit dem NEST-Prozess angemessen adressiert werden. Dennoch haben die vier ÜNB eine deutlich herausgehobene Stellung im System und müssen z.B. deutlich mehr investieren als alle rund 900 VNB zusammen. Sie tragen darüber hinaus die Hauptlast der Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus Regelenergie, Redispatch, Momentanreserven und Schwarzstartfähigkeit der Netze u.v.m.“<sup>114</sup>*

Fraglich ist, ob sich vor diesem Hintergrund Unterschiede in der Kostenstruktur der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ergeben, die zur Ablehnung der Vergleichsgruppenbildung führen würden.

Nach unserer Auffassung ist dies im Ergebnis abzulehnen. Denn die grundsätzliche Kostenstruktur auf den Netzebenen unterscheidet sich unseres Erachtens nicht wesentlich. Auf beiden Netzebenen werden Kosten durch den Anschluss und die Nutzung der Netze verursacht. Gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EBM-V sind für die Höhe der Entgelte, unabhängig von der Netzebene, nur solche Kosten beachtlich die durch den Zugang zu den Netzen entstehen. Darunter fallen die Kosten des Netzanschlusses, die Kosten für die Netznutzung und Investitionskosten, für den Ausbau der Netze. Zwar bestehen in den jeweiligen Kostenkategorien Unterschiede hinsichtlich der verursachten Höhe der Kosten, so fallen auf der Verteilernetzebene höhere Kosten durch den vermehrten Anschluss von EE-Anlagen an, die größtenteils in das Verteilernetz einspeisen. Demgegenüber nehmen auf der Übertragungsebene die System- und Investitionskosten einen höheren Stellenwert ein. Die Kostenstruktur und die Kostenauslöser sind nach unserer Einschätzung jedoch dieselben.

Es besteht auch kein Erfordernis, dass den genannten Unterschieden in der Höhe der verursachten Kosten bereits auf der Prüfungsebene der Vergleichbarkeit Rechnung getragen wird. Denn darauf beruhende Abweichungen der Höhe der Einspeiseentgelte können als Ungleichbehandlungen auf der Rechtfertigungsebene hinreichend Berücksichtigung finden.

Diese Vorgehensweise, welche auch die Kommission in ihren Leitsätzen vorschlägt,

*“However, given the principle of cost-reflectivity, this does not mean that they are required to be exactly the same. Differences in charges could be justified due to reduced or additional system costs that may arise from the fact of being connected at distribution level.“<sup>115</sup>,*

---

<sup>113</sup> BMW, Roadmap Systemstabilität, November 2023, S. 10

<sup>114</sup> BNetzA, Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2), März 2025, S. 5

<sup>115</sup> European Commission, Annex, Communication to the Commission - Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs, 02.07.2025, S. 8

wird auch dem Spannungsverhältnis des Diskriminierungsverbotes mit dem Prinzip der Kostenorientierung gerecht, die sich als Grundsätze der Netzentgeltsystematik parallel zu betrachten sind. Das Spannungsverhältnis scheint vom EU-Gesetzgeber in Art. 18 Abs. 1 und 7 EBM-V ausdrücklich angelegt. Während Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-VO die diskriminierungsfreie Behandlung der an die unterschiedlichen Netzebenen angeschlossenen Erzeuger vorgibt und somit im Kern deren Gleichbehandlung in Bezug auf die Entgelthöhe regelt, trifft Art. 18 Abs. 7 Satz 1 und 2 EBM-V eine Regelung, die bei der Bestimmung der Entgelthöhe die Berücksichtigung besonderer Kostenverursachungsfaktoren festlegt, um das Prinzip der Kostenorientierung zu erfüllen. Art. 18 Abs. 7 EBM-V gilt dabei ausschließlich für Verteilernetzbetreiber und vermittelt als solche den Eindruck, dass eine Ungleichbehandlung von Einspeisern auf den Netzebenen durch höhere oder geringere Einspeiseentgelte auf der Verteilerebene, durch den Grundsatz der Kostenorientierung gerechtfertigt sein kann.

#### **3.3.4.1.2 Zwischenergebnis**

Die durch Erzeugungsanlagen auf der Übertragungs- und Verteilernetzebene aufgrund der Netznutzung durch Einspeiser verursachten Kosten sind hinsichtlich ihrer Struktur vergleichbar. Ein vergleichbarer Sachverhalt liegt vor, so dass die Anwendung unterschiedlicher Einspeiseentgelte für die an die Übertragungs- und Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen grundsätzlich nicht zulässig wäre.

#### **3.3.4.1.3 Rechtfertigung**

Eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte kann gerechtfertigt werden, wenn hierfür hinreichende Gründe gegeben sind.

*„Nach ständiger Rechtsprechung verlangt das Diskriminierungsverbot, dass vergleichbare Sachverhalte nicht unterschiedlich behandelt werden, es sei denn, dass eine derartige Differenzierung objektiv gerechtfertigt wäre (vgl. u. a. Urteil vom 7. Juni 2005, VEMW u. a., C-17/03, EU:C:2005:362, Rn. 48).*

*Eine unterschiedliche Behandlung ist gerechtfertigt, wenn sie auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, d. h., wenn sie im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht (vgl. u. a. Urteil vom 16. Dezember 2008, Arcelor Atlantique et Lorraine u. a., C-127/07, EU:C:2008:728, Rn. 47 und die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>116</sup>*

Im vorliegenden Kontext zählen zu den zulässigen Rechtfertigungsgründen somit insbesondere die sonstigen Grundsätze und Ziele der Netzentgeltsystematik.

Einfallstore zur Rechtfertigung von Abweichungen der Einspeiseentgelte auf Verteilernetzebene von der Obergrenze gemäß Ziffer 3 Anhang, Teil B ÜN-V sind in der EBM-V ausdrücklich angelegt. Heranzuziehen ist zunächst der Wortlaut des gegenständlichen Diskriminierungsverbotes selbst. Gemäß Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 Satz 1, 1. HS EBM-V soll die Benachteiligung von an die Verteilernetzebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen „*unbeschadet des Art. 15 Abs. 1 und 6 und der Kriterien in Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU*“ ausgeschlossen sein. Der Wortlaut nimmt Bezug auf die Energieeffizienzrichtlinie in der Vorgängerversion zu der aktuell gültigen Fassung vom 13.09.2023. Der referenzierte Art. 15 ist in der aktuellen Fassung im Kern in Art. 27 EnEff-RL übergegangen, während Anhang XI nunmehr Anhang XIII der EnEff-RL bildet.

Der Wortlaut der Norm lässt darauf schließen, dass bei der Frage, ob ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot vorliegt, der Grundsatz der Energieeffizienz nicht unberücksichtigt bleiben darf.<sup>117</sup> Der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle entfaltet demnach zumindest gleichwertige Geltung. Er bietet sich als solches zu

<sup>116</sup> EuGH, Urteil v. 29.09.2016, C-492/14, Essent Belgium, Rn. 80 f.

<sup>117</sup> Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, S. 26

Rechtfertigung von Ungleichbehandlungen bei der Ermittlung der für Erzeugungsanlagen zu erhebenden Einspeiseentgelten an.

Als weiterer Rechtfertigungsgrund, der insbesondere für Abweichungen der Höhe der Einspeiseentgelte auf der Verteilernetzebene eingreifen kann, kommt nach unserer Bewertung das Prinzip der Kostenorientierung in Betracht. Denn gemäß Art. 18 Abs. 7 Satz 1 und 2 EBM-V sind Entgelte unter Berücksichtigung der jeweiligen kostenverursachenden Faktoren der Netznutzung zu erheben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch das Prinzip der Kostenorientierung auf die Herstellung eines funktionierenden Wettbewerbs abzielt. Dies wird aus Erwägungsgrund 26 der EBM-V deutlich, der nicht nur diskriminierungsfreie, sondern auch angemessene Entgelte als Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt erklärt. Art. 60 Abs. 1 EBM-RL legt nahe, dass der Begriff „*angemessene Kosten*“ synonym für das Prinzip der Kostenorientierung verwendet wird, indem in der Norm auf Art. 18 EBM-V verwiesen wird:

*„Die Regulierungsbehörden sind befugt, erforderlichenfalls von den Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreibern zu verlangen, die in Artikel 59 der vorliegenden Richtlinie genannten Vertragsbedingungen, einschließlich der Tarife oder Methoden, zu ändern, damit sie gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 angemessen sind und diskriminierungsfrei angewendet werden.“*

Das Prinzip der Kostenorientierung und das Diskriminierungsverbot verfolgen demnach im Kern dasselbe legitime Ziel, einen funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt zu gewährleisten. Das Diskriminierungsverbot des Art. 18 Abs. 1 Unterabsatz 2 EBM-V leistet einen Beitrag dazu, indem er die Vergleichbarkeit der Kostenstrukturen auf den verschiedenen Netzebenen berücksichtigt. Das Prinzip der Kostenorientierung vermag auf der Verteilernetzebene den oben dargestellten Unterschieden in den Kostenbestandteilen im Vergleich zur Übertragungsnetzebene Rechnung zu tragen. Denn von Art. 18 Abs. 7 Satz 2 EBM-V können die Einspeiseentgelte sowohl an der jeweils in Anspruch genommenen Netzanschlusskapazität ausgerichtet werden als auch eine Unterscheidung aufgrund des jeweiligen Erzeugungsprofils vorsehen.

Abweichende Einspeiseentgelte können nach unserer Bewertung darüber hinaus auf der Grundlage des Art. 27 Abs. 1, 5 und 7 i.V.m. Anhang XIII EnEff-RL insbesondere mit Blick auf unterschiedliche Systemkosten gerechtfertigt werden. Denn unter den Grundsatz der Energieeffizienz an erster Stelle fällt auch die Systemeffizienz, wonach gemäß Art. 2 Nr. 4 EnEff-RL die Auswahl energieeffizienter Lösungen gemeint ist, wenn diese auch einen kosteneffizienten Dekarbonisierungspfad, zusätzliche Flexibilität und die effiziente Nutzung von Ressourcen ermöglichen. Systemkosten fallen insbesondere durch Engpassmaßnahmen, wie dem Redispatch, an und sorgen für erhöhte Systemkosten insbesondere auf der Ebene der Übertragungsnetze.

*„In den letzten Jahren erreichten die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Redispatch-Kosten mindestens das Siebenfache der Kosten für Redispatch-Maßnahmen der mit dieser Festlegung adressierten Netzbetreiber, in manchen Jahren sogar das Zwanzigfache.“<sup>118</sup>*

Bereits vor diesem Hintergrund sehen wir es als zulässig an, die an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit anderen Einspeiseentgelten zu belasten als die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass der Grundsatz der Energieeffizienz auch das Ziel der Nachhaltigkeit und Klimaneutralität umfasst. Soweit hinreichende Anhaltspunkte dafür vorhanden sind, dass die Höhe der Einspeiseentgelte für die an eine bestimmte Netzebene angeschlossenen EE-Anlagen zu besonderen Hemmnissen führt, wäre dies daher unseres Erachtens ebenfalls eine belastbare Grundlage für die Rechtfertigung einer Abweichung von den in Ziffer 3 Anhang, Teil B ÜN-V vorgegebenen maximalen Einspeiseentgelten.

---

<sup>118</sup> BNetzA, Beschlussentwurf v. 18.06.2025, Az. GBK-20-01-1#1, Rn. 952

#### 3.3.4.1.4 Ergebnis

Wir gehen davon aus, dass die Erzeugungsanlagen, die an die Übertragungsebene angeschlossen sind, mit den an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen vergleichbar sind und die Festlegung unterschiedlicher Einspeiseentgelte für die Verteiler- und Übertragungsebene daher grundsätzlich nicht zulässig ist.

Nach unserer Auffassung enthalten die Regelungen der EBM-V sowie der EnEff-RL mehrere Vorgaben, die eine Abweichung der für die Erzeugungsanlagen der Verteilerebene geltenden Einspeiseentgelte von den Einspeiseentgelten auf der Übertragungsebene rechtfertigen.

#### 3.3.4.2 Auswirkung des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes auf die Erhebung von Einspeiseentgelten

Im Rahmen dieses Gutachten haben wir bereits festgestellt, dass der nationalen Regulierungsbehörde bei der Ausübung ihres Rechts auf Gestaltung und Festsetzung der nationalen Netzentgelte gemäß Art. 59, 58 EBM-RL Ermessen eingeräumt ist.

Fraglich ist, in welcher Weise die nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausübung ihres Ermessens die Grundsätze des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes beachten müssen. Insbesondere könnte es hiernach geboten sein, dass Betreiber von Bestandsanlagen nicht zur Zahlung von Einspeiseentgelten verpflichtet werden. Denn für sie gilt seit dem Anschluss ihrer Erzeugungsanlage die Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, wonach in Deutschland für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte erhoben werden. Dieser Befreiungstatbestand könnte zugunsten der Bestandsanlagenbetreiber schützenswertes Vertrauen begründen, welches in Abwägung mit den Interessen der Gemeinschaft überwiegt und im Ergebnis dazu führt, dass Einspeiseentgelte – sollte die nationale Regulierungsbehörde sich für ihre Einführung entscheiden – nicht oder nur in abgeschwächter Form von Bestandsanlagebetreibern zu entrichten sind.

Der Vertrauensschutz ist ein vom EuGH in jahrelanger Rechtsprechung anerkanntes, ungeschriebenes Schutzgut des Unionrechts.

*„Der Grundsatz des Vertrauensschutzes [gehört] zu den Grundprinzipien der Gemeinschaft.“<sup>119</sup>*

Erstmalige Erwähnung fand der Vertrauensschutz in einem Urteil des EuGH aus dem Jahr 1957 betreffend eine verwaltungsrechtliche Maßnahme der EU-eigenen Verwaltungsorgane („direkter Verwaltungsvollzug“).<sup>120</sup> Seitdem wurde der unionsrechtliche Vertrauensschutz durch die Rechtsprechung des EuGH stetig weiterentwickelt, indem konkrete Tatbestandsvoraussetzungen herausgearbeitet wurden.

Der Vertrauensschutz ist eine Ausprägung des Prinzips der Rechtsstaatlichkeit, insbesondere der Rechtssicherheit.

*„Nach ständiger Rechtsprechung des Gerichtshofs gebietet der Grundsatz der Rechtssicherheit, von dem sich der Grundsatz des Vertrauensschutzes ableitet, dass Rechtsvorschriften – vor allem dann, wenn sie nachteilige Folgen für Einzelne und Unternehmen haben können – klar und bestimmt sowie in ihrer Anwendung für den Einzelnen vorhersehbar sind.“<sup>121</sup>*

#### 3.3.4.2.1 Anwendbarkeit

Der unionsrechtliche Vertrauensschutz wurde ursprünglich auf der Grundlage des direkten Verwaltungsvollzugs entwickelt (s.o.). Daher ist zunächst klären, ob er auf Verwaltungsmaßnahmen nationaler Behörden („indirekter Verwaltungsvollzug“)<sup>122</sup>, wie einer Festlegung der nationalen Regulierungsbehörde zur Erhebung von Einspeiseentgelten, überhaupt Anwendung finden kann.

<sup>119</sup> EuGH Rs. 112/80, Dürbeck, Slg. 1981, S. 1095/1120, Rn. 48

<sup>120</sup> EuGH, verb. RS 7/56 und 3-7/57, Algera, Slg. 1957, S. 83 ff.

<sup>121</sup> EuGH, Urteil v. 15.04.2021, Rss. C-798/18 und C-799/18 (Anie u. a.), Rn. 41

<sup>122</sup> Callies, Dingemann, Vertrauensschutz europäischen Verwaltungsverfahren, S. 22

Nach aktueller Rechtsprechung des EuGH ist das der Fall. Danach hat eine nationale Behörde den unionsrechtlichen Vertrauensschutz zu beachten, wenn sie EU-Rechtsakte umsetzt.

Das geht aus der Urteilsbegründung zu zwei Sachverhalten betreffend geänderte Förderbedingungen für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie hervor: Der EuGH hatte auf Vorlage eines italienischen Gerichts darüber zu entscheiden, ob das Unionsrecht einer nationalen Regelung entgegensteht, die bereits gewährte und vertraglich festgelegte Förderungen von Strom aus PV-Anlagen nachträglich entfallen lässt (rückwirkende Abschaffung von handelbaren Grünstrom-Zertifikaten) bzw. erheblich senkt und ihre Auszahlung verzögert (neue Modalitäten für den Erhalt von EE-Förderung). Unter anderem hatte der EuGH darüber zu befinden, ob die nationalen Gesetzesänderungen gegen den unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz verstoßen. Das Urteil lautete dahingehend, dass das EU-Recht, inklusive des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes, einer nachteiligen Anpassung der nationalen Förderregelungen für Solarstrom nicht entgegensteht, solange die Anpassung nur künftige, noch nicht fällige Forderungen betrifft und nicht rückwirkend in bereits gezahlte Leistungen eingreift.

In seinen Entscheidungsgründen erklärte der EuGH den unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz mit der Begründung für anwendbar, dass die Anpassung der nationalen Förderungsregelung auf einer unionsrechtlichen Ermächtigungsregelungen beruhe (Art. 3 RL 2009/28), wonach Förderregelungen für Solarstrom im Ermessen der Mitgliedstaaten liegen.

*„Ferner ist hervorzuheben, dass die Mitgliedstaaten nach ständiger Rechtsprechung, wenn sie in dieser Weise Maßnahmen zur Umsetzung des Unionsrechts erlassen, die allgemeinen Rechtsgrundsätze einzuhalten haben, zu denen insbesondere die Grundsätze der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes zählen (vgl. in diesem Sinne Urteil vom 11. Juli 2019, *Agrenergy und Fusignano Due*, C 180/18, C 286/18 und C 287/18, EU:C:2019:605, Rn. 28 und die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>123</sup>*

Ein zweites, neueres Urteil des EuGH vom 27.06.2024 mit ähnlich gelagertem Sachverhalt bestätigt den so definierten Anwendungsbereich implizit.

*„Was als Zweites die Beachtung des Grundsatzes des Vertrauensschutzes als Ausfluss des Grundsatzes der Rechtssicherheit betrifft, kann sich nach ständiger Rechtsprechung jeder Wirtschaftsteilnehmer auf diesen Grundsatz berufen, bei dem eine nationale Behörde, insbesondere aufgrund bestimmter Zusicherungen, die sie ihm gegeben hat, begründete Erwartungen geweckt hat (vgl. in diesem Sinne Urteil vom 17. November 2022, *Avicarvil Farms*, C-443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39 und die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>124</sup>*

Zwar erweckt die Urteilsbegründung auf den ersten Blick den Anschein eines erweiterten Anwendungsbereiches für den unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz, wonach jegliche nationale Regelung oder Zusicherung diesem entsprechen müsste. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass der EuGH eine derartige Erweiterung vornehmen wollte. Denn die urteilsgegenständliche nationalgesetzliche Änderung der Förderbedingungen erfüllte auf tatsächlicher Ebene die in im EuGH-Urteil vom 15.04.2021 (*Anie*)<sup>125</sup> aufgestellte Anwendungsvoraussetzung. Sie beruht auf Unionsrecht (Art. 1, 3 RL 2009/28).

Ein älteres EuGH-Urteil aus dem Jahr 1992 (*Kühn*) scheint auf den ersten Blick eine andere Auffassung zu vertreten. Der EuGH führte darin aus, dass eine Berufung auf den Vertrauensschutz nur möglich sei, wenn die Union selbst eine Situation geschaffen habe, die berechtigtes Vertrauen begründen kann:

---

<sup>123</sup> EuGH, Urteil v. 15. April 2021, *Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a.*, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42

<sup>124</sup> EuGH, Urteil v. 27.06.2024, C-148/23

<sup>125</sup> EuGH, Urteil v. 15.04.2021, Rss. C-798/18 und C-799/18 (*Anie u. a.*)

*„Außerdem ist die Berufung auf den Grundsatz des Vertrauensschutzes gegenüber einer Gemeinschaftsregelung nur insoweit möglich, als die Gemeinschaft zuvor selbst eine Situation geschaffen hat, die ein berechtigtes Vertrauen wecken kann.<sup>126</sup>*

Diese Formulierung könnte den Eindruck erwecken, der unionsrechtliche Vertrauensschutz finde auf nationale Maßnahmen im Rahmen des indirekten Verwaltungsvollzugs keine Anwendung. Übertragen auf die Einführung von Einspeiseentgelten müsste die nationale Regulierungsbehörde die Neueinführung mangels Anwendbarkeit nicht am unionsrechtlichen Vertrauensschutz messen und Bestandsanlagenbetreibern wäre es verwehrt, sich auf dieser Grundlage gegen die Festsetzung von Einspeiseentgelten zu berufen.

Tatsächlich betraf das Urteil jedoch eine gemeinschaftseigene Regelung zu Milchquoten, die keine vertrauensbegründende Situation geschaffen hatte. Über einen Vertrauenstatbestand aufgrund eines nationalen Gesetzes oder einer nationalen Maßnahme hatte der EuGH gar nicht zu bescheiden. Die Aussage des EuGH ist daher auf diesen speziellen Sachverhalt beschränkt und nicht als grundsätzliche Einschränkung der Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes zu verstehen. Vor diesem Hintergrund ist auch die Verwendung des Wortes „selbst“ zu verstehen: Der EuGH wollte damit nicht die Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes auf nationale Umsetzungsakte ausschließen, sondern lediglich klarstellen, dass im konkreten Fall keine unionsrechtliche Grundlage für ein berechtigtes Vertrauen bestand.

Das Urteil ist daher auf seinen Einzelfall beschränkt und begründet keine generelle Einschränkung des Anwendungsbereiches.

Im Ergebnis ist Bezugspunkt für die Beurteilung der Anwendbarkeit des EU-Vertrauensschutzes die Anpassungs-/Änderungsmaßnahme der nationalen Behörde. Diese ist an unionsrechtlichen Vertrauensschutz zu messen, wenn sie der Umsetzung von EU-Recht dient.

Bei der Einführung von Einspeiseentgelten hat die nationale Regulierungsbehörde folglich unionsrechtlichen Vertrauensschutz zu berücksichtigen. Denn ihre Zuständigkeit für Festlegungen über Einspeiseentgelte beruht auf einer EU-rechtlichen Ermächtigungsnorm, Art. 59 Abs. 1, 7 EBM-RL.

#### **3.3.4.2.2 Tatbestand**

Nachdem die Anwendbarkeit des EU-Vertrauensschutzes auf die Festsetzung von Einspeiseentgelten festgestellt ist, sind nunmehr die Tatbestandsvoraussetzungen des EU-Vertrauensschutzes zu prüfen. Denn der unionsrechtliche Vertrauensschutz steht nur dann der Einführung von Einspeiseentgelten für Bestandsanlagen entgegen, wenn seine Tatbestandsvoraussetzungen erfüllt sind.

Nach dem EuGH ist unionsbürgerliches Vertrauen auf das Fortbestehen einer Rechtslage nur unter engen Voraussetzungen schützenswert: Es muss eine Vertrauensgrundlage vorliegen, die aus der Perspektive eines umsichtigen und besonnenen Wirtschaftsteilnehmers schutzwürdiges Vertrauen in eine Rechtsposition oder Rechtslage erweckt hat. Daneben muss eine Abwägung ergeben, dass das Interesse des Einzelnen am Fortbestand der Rechtslage gegenüber dem Gemeinschaftsinteresse überwiegt.<sup>127</sup>

##### **3.3.4.2.2.1 Entstehen einer Vertrauenslage**

Eine Vertrauenslage kann durch jegliches vertrauensbildende Verhalten von Unionsorganen oder nationalen Behörden geschaffen werden, mit dem eine gesicherte Rechtsposition gewährt oder rechtserhebliche Erwartungen hinsichtlich des Fortbestandes einer durch das Verhalten geprägten Rahmenbedingung geweckt wird.

*„Der Gerichtshof hat wiederholt entschieden, dass sich jeder auf den Grundsatz des Vertrauensschutzes berufen kann, bei dem ein Gemeinschaftsorgan aufgrund bestimmter Zusicherungen begründete Erwartungen geweckt hat. Ist jedoch ein umsichtiger und besonnener Wirtschaftsteilnehmer in der Lage, den Erlass einer*

<sup>126</sup> EuGH, Urteil v. 10.01.1992, Rs. C-177/90, Kühn/Landwirtschaftskammer Weser-Ems, Rn. 14

<sup>127</sup> u.a. EuGH-Urteil v. 03.09.2015, C-89/14, A2A SpA / Agenzia delle Entrate, Rn. 35

*Gemeinschaftsmaßnahme, die seine Interessen berühren kann, vorherzusehen, so kann er sich im Fall ihres Erlasses nicht auf diesen Grundsatz berufen“<sup>128</sup>*

*„Jeder kann sich auf diesen Grundsatz berufen, bei dem eine nationale Verwaltungsbehörde aufgrund bestimmter Zusicherungen, die sie ihm gegeben hat, begründete Erwartungen geweckt hat.“<sup>129</sup>*

Fraglich ist demnach, welche Regelungen vorliegend in Betracht kommen, die ein Vertrauen von Bestandsanlagenbetreibern in den Fortbestand der Freistellung von Einspeiseentgelten begründet haben könnten. Denkbar wären hier zwei nationale Rechtsnormen:

### **§ 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV**

Zum einen § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV. Diese Regelung begründet den Status Quo, nach dem Erzeugungsanlagen von Einspeiseentgelten befreit sind und somit eine für Anlagenbetreiber begünstigende Rechtsposition. Diese günstige Rechtsposition würde durch die Einführung von Einspeiseentgelten durch die nationale Regulierungsbehörde entfallen.

Aufgrund der Vorgabe in § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV ist mithin ein Vertrauen darauf entstanden, dass für die Einspeisung von elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten sind.

### **§ 19 EEG**

Als weitere vertrauensbildende Regelung kommt § 19 EEG in Betracht. Die Norm ist Anspruchsgrundlage für den Erhalt von Förderung für aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom und begründet als solche für anspruchsberechtigte Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen eine günstige Rechtsposition. Fraglich ist jedoch der kausale Zusammenhang zwischen § 19 EEG und Einspeiseentgelten. Denn die Freistellung von Einspeiseentgelten ist nicht Bestandteil der EEG-Förderung, sodass förderungsberechtigte Bestandsanlagenbetreiber durch die Einführung von Einspeiseentgelten unmittelbar nicht in ihrer Rechtsposition nach § 19 EEG berührt wären.

Eine mittelbare Beeinträchtigung des Förderanspruches könnte jedoch ausreichen, um einen hinreichenden Zusammenhang zwischen der Einführung von Einspeiseentgelten und dem Förderanspruch herzustellen. Eine mittelbare Beeinträchtigung wäre denkbar, wenn aufgrund von § 19 EEG bei Bestandsanlagenbetreibern nicht nur die Erwartung entstanden ist, EEG-Förderung in der gesetzlich festgelegten Höhe zu erhalten, sondern auch die Erwartung, dass ihnen das Fördergeld in dieser Höhe vollumfänglich zur Finanzierung der erneuerbaren Erzeugungsanlage zur Verfügung steht. Die Einführung von Einspeiseentgelten würde hiervon ausgehend die Höhe der zur Verfügung stehenden Förderung beeinträchtigen und im Kern auch die Investitions- und Finanzierungserwartungen des Anlagenbetreibers auf der Grundlage von § 19 EEG enttäuschen.

Nach unserer Meinung sprechen überzeugende Argumente gegen die Heranziehung von § 19 EEG als vertrauensbildende Regelung im Zusammenhang mit der Einführung von Einspeiseentgelten. Denn § 19 EEG in Verbindung mit den Vorschriften des EEG zur Berechnung der Höhe der jeweils beanspruchten Förderung regelt nicht, dass den Anlagenbetreibern die Förderhöhe uneingeschränkt durch sonstige hoheitliche Abgaben oder Gebühren zur Verfügung stehen muss. Eine Regelung mit diesem Inhalt ist im EEG nicht vorgesehen. Im Gegenteil zeigt das Bestehen anderer hoheitlicher Abgaben – etwa der Stromsteuer – deutlich, dass die EEG-Förderung faktisch nicht uneingeschränkt zur Verfügung steht. Ein berechtigtes Vertrauen darauf, die Förderung in voller Höhe frei von weiteren Belastungen – insbesondere von Einspeiseentgelten – zu erhalten, kann sich daher unseres Erachtens aus § 19 EEG daher nicht ergeben.

<sup>128</sup> Urteil vom 17. September 2009, C-519/07 P, Kommission / Koninklijke FrieslandCampina

<sup>129</sup> Urteil vom 17.11.2022, C-443/21, Avicarvil Farms SRL, Rn. 39

### Kausale Disposition

Das Bestehen einer Vertrauenslage setzt im Übrigen voraus, dass der Betroffene eine Disposition getroffen hat, die auf der Vertrauenslage beruht. Erforderlich ist, dass sich das Vertrauen des Betroffenen nach Außen manifestiert.<sup>130</sup>

Potenziell von einer Einführung von Einspeiseentgelten betroffen sind Betreiber von Bestandsanlagen, die Elektrizität in das Stromnetz einspeisen. Der Bau, Betrieb und Anschluss von Erzeugungsanlagen stellt regelmäßig eine nicht unerhebliche Investitionsentscheidung dar, die langfristige Finanzierungsüberlegungen erfordert. Netzentgelte sind eine dauerhafte finanzielle Belastung, die Investoren dabei berücksichtigen müssen. Es ist daher zu erwarten, dass die Befreiung von Netzentgelten Einfluss auf die Finanzierungs- und Investitionsentscheidung von Anlagenbetreibern beim Bau, Betrieb und Netzanschluss von Erzeugungsanlagen genommen hat. Mit der Entscheidung zur Errichtung und Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage ist daher eine Disposition des Anlagenbetreibers aufgrund der Befreiungsregelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV verbunden.

Festzuhalten ist daher, dass § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV eine Vertrauenslage nach dem unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz begründet hat.

#### 3.3.4.2.2 Schutzwürdigkeit des Vertrauens

Nicht jedes durch Rechtssetzungsakt erweckte Vertrauen ist schutzwürdig. Der EuGH legt zur Prüfung der Schutzwürdigkeit des Vertrauens den Maßstab eines besonnenen, umsichtigen Wirtschaftsteilnehmers an. Konnte dieser die Änderung des hoheitlichen Verhaltens vorhersehen, ist schutzwürdiges Verhalten ausgeschlossen.

*„Ist jedoch ein umsichtiger und besonnener Wirtschaftsteilnehmer in der Lage, den Erlass einer Maßnahme, die seine Interessen berühren kann, vorherzusehen, so kann er sich im Fall ihres Erlasses nicht auf diesen Grundsatz berufen.“<sup>131</sup>*

Bezugspunkt der Vorhersehbarkeit ist nicht nur die nationale vertrauensbildende Maßnahme und deren unmittelbare Umgebung, sondern gegebenenfalls auch die unionsrechtliche Rechtsgrundlage derselben.

Das lässt sich den bereits zitierten Urteilen des EuGH zur Geltung des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes bei indirektem Verwaltungsvollzug entnehmen. Denn es geht jeweils um nationale Maßnahmen, die eine Vertrauenslage geschaffen haben. Das schützenswerte Vertrauen wird vom EuGH jedoch in beiden Urteilen aufgrund der zugrundeliegenden unionsrechtlichen Ermächtigungsnorm abgelehnt.

Beispielhaft ist das EuGH-Urteil vom 27.06.2024 zu nennen, welches sich mit der Abschaffung von Grün-Strom-Zertifikaten in Italien auseinandersetzt. Vertrauensgrundlage war eine nationale Förderregelung über die Vergabe und den Handel von Grün-Strom-Zertifikaten für erneuerbaren Strom. In Frage stand, ob die Abschaffung der Grün-Strom-Zertifikate gegen den unionsrechtlichen Vertrauensschutz verstößt. Einen Verstoß hat der EuGH im Ergebnis mangels schützenswerten Vertrauens abgelehnt, weil die Änderung aufgrund der EU-rechtlichen Ermächtigungsgrundlage vorhersehbar war.

*„Hinsichtlich des etwaigen Vertrauens eines Steuerpflichtigen auf die Anwendung einer Steuerbegünstigung hat der Gerichtshof bereits entschieden, dass eine im Einklang mit einer steuerrechtlichen Richtlinie ergangene Gesetzesänderung nicht als unvorhersehbar betrachtet werden kann, wenn die Richtlinie den Mitgliedstaaten weitgehende Befugnisse belässt (vgl. Urteil vom 29. April 2004, *Gemeente Leusden und Holin Groep*, C-487/01 und C-7/02, Slg. 2004, I-5337, Randnr. 66).“<sup>132</sup>*

<sup>130</sup> Kathrin Dingemann, Prof. Callies, Vertrauensschutz im europäischen Verwaltungsverfahren, S. 17

<sup>131</sup> Urteil vom 27. Juni 2024, C-148/23, *Gestore dei Servizi Energetici*, Rn. 54

<sup>132</sup> EuGH, Urteil v. 10.09.2009, C-201/08, *Plantanol/Hauptzollamt Darmstadt*, Rn. 54 ff

Das Vertrauen von Bestandsanlagenbetreiber in den Fortbestand der Freistellung von Einspeiseentgelten ist folglich nur schutzwürdig, wenn sich aus dem zugrundeliegenden EU-Recht nicht die Vorhersehbarkeit der Einführung von Einspeiseentgelten ergibt.

Im Laufe seiner Rechtsprechung zum unionsrechtlichen Vertrauensschutz hat der EuGH einige Fallgruppen entwickelt, bei deren Vorliegen Vorhersehbarkeit angenommen und die Schutzwürdigkeit des Vertrauens abgelehnt wird.

Eine dieser Fallgruppen liegt dem soeben zitierten EuGH-Urteil vom 27.06.2024 zugrunde: Der Einzelne ist nicht berechtigt auf den Fortbestand einer Situation oder einer Rechtsposition zu vertrauen, deren Änderung nationale Behörden durch eine Ermessensentscheidung aufgrund unionsrechtlicher Ermächtigungsgrundlage herbeiführen können. Eine unionsrechtliche Ermächtigungsgrundlage, die Ermessen einräumt, schließt schützenswertes Vertrauen grundsätzlich aus.

*„Zudem sind die Wirtschaftsteilnehmer nicht berechtigt, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können (Urteil vom 15. April 2021, Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a., C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 und die dort angeführte Rechtsprechung).“<sup>133</sup>*

Die zweite Fallgruppe knüpft an die Rechtswidrigkeit der vertrauensbildenden Maßnahme an: Grundsätzlich kann eine unionsrechtswidrige Maßnahme nach der EuGH-Rechtsprechung kein schutzwürdiges Vertrauen begründen.<sup>134</sup> Das ist jedenfalls dann der Fall, wenn die nationale Regelung auf einer klaren und eindeutigen Unionsvorschrift beruht, aus der ein besonnener und umsichtiger Wirtschaftsteilnehmer die Rechtswidrigkeit der nationalen Maßnahme erkennen kann.

Im Umkehrschluss erkennt der EuGH jedoch an, dass die Rechtswidrigkeit einer Maßnahme schutzwürdiges Vertrauen nicht in jedem Fall ausschließt. Wenn die zugrundeliegende Unionsvorschrift nicht so klar und eindeutig ist, dass die Rechtswidrigkeit der nationalen Maßnahme offensichtlich war, liegt keine das schützenswerte Vertrauen ausschließende Vorhersehbarkeit der Änderung vor.

### **Anwendung auf § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV**

Überträgt man die EuGH-Rechtsprechung zum schützenswerten Vertrauen auf § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV stellt man fest, dass das schützenswerte Vertrauen aufgrund von Fallgruppe 1 ausgeschlossen ist. § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV beruht inhaltlich auf Art. 59 Abs. 1, 7 EBM-RL. Art. 59 Abs. 1, 7 EBM-RL stellt eine unionsrechtliche Ermächtigungsgrundlage dar, die nationale Regulierungsbehörden dazu ermächtigt, Festlegungen über die Erhebung und Gestaltung von Einspeiseentgelten nach eigenem Ermessen zu treffen. Für nähere Ausführungen zu § 59 Abs. 1, 7 EBM-RL und seiner Rechtsnatur als Ermächtigungsgrundlage, die den nationalen Regulierungsbehörden Ermessen gewährt, wird auf Ziffer 3.3.2.1 des Gutachtens verwiesen.

Die Ermessensregelung führt nach der ständigen Rechtsprechung des EuGH dazu, dass eine Änderung der Rechtslage zu Einspeiseentgelten durch einen besonnenen und umsichtigen Wirtschaftsteilnehmer als vorhersehbar zu beurteilen ist. Denn das behördliche Ermessen bezieht sich nicht nur auf das „Wie“ der Gestaltung der Netzentgelte, sondern auch das „Ob“ der Einführung von Netzentgelten. Auf dieser Grundlage ist damit zu rechnen, dass die nationalen Regulierungsbehörden Änderungen am Status Quo der Freistellung von Einspeiseentgelten vornehmen können. Darunter auch deren Erhebung. Ein schützenswertes Vertrauen auf das unveränderte Fortbestehen des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV liegt nach der EuGH-Rechtsprechung zum EU-Vertrauensschutzes folglich nicht vor.

In diesem Zusammenhang ließe sich anführen, dass sich das in § 59 Abs. 1 und 7 EBL-RL vorgesehene Ermessen der nationalen Regulierungsbehörden auf Entscheidungen zu Netzentgelten bezieht, während die

<sup>133</sup> EuGH, Urteil v. 27.06.2024, C-148/23, Gestore dei Servizi Energetici

<sup>134</sup> EuGH, Urteil v. 17.11.2022, C-443/21, SC Avicavil Farms, Rn. 41

Befreiungsregelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV nicht von der Regulierungsbehörde selbst erlassen wurde. Daraus könnte sich ergeben, dass die Ermessensregelung für den betroffenen Normadressaten weniger deutlich erkennbar war und eine Änderung daher nicht ohne Weiteres vorhersehbar erschien.

Dagegen sprechen jedoch zwei Gesichtspunkte:

Zum einen ist es zwar richtig, dass Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL die nationalen Regulierungsbehörden adressiert und ihnen Ermessen bei Entscheidungen über Netzentgelte einräumt. Die Ermessensregelung bezieht sich jedoch inhaltlich auf die Gestaltung von Netzentgelten. Die Bundesregierung hat durch den Erlass der StromNEV im Jahr 2005 inhaltliche Regelungen zu Netzentgelten getroffen. Ein besonnener und umsichtiger Wirtschaftsteilnehmer hätte den Bezug zu Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL erkennen und daraus ableiten können, dass nationale Regulierungsbehörden jederzeit zur Änderung oder Aufhebung der in der StromNEV geregelten Befreiung von den Einspeiseentgelte berechtigt sind.

In gleicher Weise hätte ein besonnener und umsichtiger Wirtschaftsteilnehmer die Zuständigkeitsüberschreitung der Bundesregierung beim Erlass der StromNEV, inklusive der Befreiungsregelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, feststellen können. Denn bereits in der Vorgängerrichtlinie zur aktuellen EBM-RL, der RL 2009/72, war in Art. 35 und 37 die Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde für die Festlegung und Gestaltung der Netzentgelte ausdrücklich geregelt. Die Unvereinbarkeit der StromNEV mit Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL war erkennbar. Spätestens jedoch mit der öffentlichen Einleitung des Vertragsverletzungsverfahrens durch die Kommission im Jahr 2015 war es für einen umsichtigen und besonnenen Wirtschaftsteilnehmer offensichtlich, dass eine regulierungsbehördliche Kompetenz zur Einführung von Einspeiseentgelten nicht durch die Regelungen der StromNEV eingeschränkt werden durfte.

Ein Bestandsanlagenbetreiber kann sich folglich nicht mit dem Argument auf die Schutzwürdigkeit seines Vertrauens berufen, dass es im verwehrt war, den Bezug zwischen § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV und den Ermessensregelungen der EBM-RL herzustellen.

Schließlich ist ein schützenswertes Vertrauen von Bestandsanlagenbetreibern auf das Fortbestehen des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV auch angesichts der vom EuGH aufgestellten Fallgruppe zwei abzulehnen, wonach rechtswidrige Regelungen grundsätzlich kein Vertrauen begründen können. Denn, wie bereits erörtert, handelt es sich bei § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV um eine formell rechtswidrige Regelung, die die Kompetenznormen der EBM-RL und das Unabhängigkeitserfordernis der nationalen Regulierungsbehörde missachtet.

Die formelle Rechtswidrigkeit war für den umsichtigen besonnenen Wirtschaftsteilnehmer auch erkennbar, da Art. 35, 37 EBM-RL 2009/72 bzw. Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL 2019/944 klar und eindeutig formuliert sind:

*„Den Regulierungsbehörden obliegt es, [...]“<sup>135</sup>*

Zuletzt hat das EuGH in seinem Urteil vom 02.09.2021 die Rechtswidrigkeit der StromNEV festgestellt und somit für alle Wirtschaftsteilnehmer erkennbar gemacht.

Ein schützenswertes Vertrauen eines Bestandsanlagenbetreibers in den Fortbestand des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV liegt hiernach nicht vor. Es kann auch nicht, was der EuGH grundsätzlich für möglich hält, aus einem anderen vertrauensbildenden Verhalten einer nationalen oder gemeinschaftsrechtlichen Behörde abgeleitet werden.<sup>136</sup> Denn eine solche Vertrauenslage wurde nicht geschaffen.

---

<sup>135</sup> Art. 59 Abs. 7 EBM-RL 2019/944

<sup>136</sup> EuGH, Urteil v. 29.04.2003, C-487/01, C-7/02, Rn. 70; EuGH, Urteil v. 10.09.2009, C-201/08, Plantanol/Hauptzollamt Darmstadt, Rn. 54 ff

### Hilfsweise Anwendung auf § 19 EEG

Fraglich ist, ob die Schutzwürdigkeit des Vertrauens anders zu bewerten wäre, wenn man entgegen unserer Rechtseinschätzung (s.o.) § 19 EEG als Vertrauensgrundlage heranziehen würde.

Eine abweichende Beurteilung wäre insbesondere dann möglich, wenn § 19 EEG nicht auf einer unionsrechtlichen Ermächtigungsnorm beruhen würde, die dem nationalen Gesetzgeber ein Ermessen hinsichtlich der Förderhöhe eröffnet.

Die Frage, ob Mitgliedstaaten Ermessen bei der Gestaltung ihrer nationalen Förderregelungen für erneuerbare Energien haben, hat der EuGH in den oben zitierten Urteilen zu den italienischen Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien bereits beantwortet. In den Entscheidungsgründen führte der EuGH aus:

*„Im Übrigen räumte die Richtlinie 2009/28, wie oben in Rn. 38 ausgeführt, den italienischen Behörden einen Beurteilungsspielraum im Hinblick auf die Änderung oder Abschaffung der Förderregelungen ein, die zur Erfüllung der in dieser Richtlinie aufgestellten Ziele im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen eingeführt wurden.“<sup>137</sup>*

Allerdings beschied der EuGH die ihm vorliegenden Sachverhalte noch auf der Grundlage der ursprünglichen Fassung der Erneuerbaren Energien Richtlinie (RL 2009/08). Ihre aktuelle Fassung (RL (EU) 2018/2001), welche vorliegend als Beurteilungsgrundlage heranzuziehen ist, ändert daran nichts. Gemäß Art. 4 Abs. 1 RL (EU) 2018/2001 steht es weiterhin im Ermessen der Mitgliedstaaten, Förderregelungen einzuführen und zu gestalten:

*„Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1 festgelegte Unionsziel für den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu übertreffen.“<sup>138</sup>*

Mit der Neufassung der Erneuerbaren Energien Richtlinie wurde jedoch auch Art. 6 Abs. 1 RL (EU) 2018/2001 eingeführt, der das Ermessen der Mitgliedstaaten zugunsten der Stabilität der finanziellen Förderung erheblich beschränkt (siehe Ziffer 3.3.1.4 des Gutachtens).

Danach ist es Mitgliedstaaten verwehrt, die einmal gewährte Förderhöhe für erneuerbare Energien zu verringern. Denn jede Verringerung der Förderhöhe wirkt sich negativ auf die Rechte der Förderberechtigten und die Rentabilität der geförderten Projekte aus.

Ein besonnener und umsichtiger Wirtschaftsteilnehmer darf daher aufgrund des eindeutigen Wortlauts des Art. 6 Abs. 1 RL (EU) 2018/2001 darauf vertrauen, dass die Höhe einer einmal gewährten Förderhöhe keinen nachträglichen Veränderungen unterliegt.

Fraglich ist jedoch, ob der Regelungsinhalt des Art. 6 Abs. 1 und 2 RL (EU) 2018/2001 auch mittelbare Beeinträchtigungen erfasst, wie sie durch die Einführung von Einspeiseentgelten auftreten können. (Für nähere Ausführungen zu dieser Frage wird auf Ziffer 3.3.1.4 des Gutachtens verwiesen)

Davon ist nicht auszugehen. Denn ein umsichtiger Wirtschaftsteilnehmer kann nicht davon ausgehen, dass Art. 6 RL (EU) 2018/2001 die Einführung von Einspeiseentgelten verbietet, nur weil diese mittelbar die verfügbare Förderhöhe mindern. Vielmehr musste er erkennen, dass Einspeiseentgelte als Kostenfaktor unabhängig von der Förderregelung bestehen und in den Anwendungsbereich der EBM-RL fallen, die den nationalen Regulierungsbehörden ein umfassendes Ermessen eröffnet (Art. 59 Abs. 1 und 7 EBM-RL).

Ein etwaig aus § 19 EEG abzuleitendes schützenswertes Vertrauen für Betreiber von Bestandsanlagen auf eine Fortführung der Regelung zum Verbot von Einspeiseentgelten besteht daher ebenfalls nicht.

<sup>137</sup> EuGH, Urteil v. 27.06.2024, C-148/23, Gestore dei Servizi Energetici, Rn. 56

<sup>138</sup> Artikel 4, Abs. 1 Richtlinie (EU) 2018/2001

Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass die Einführung von Einspeiseentgelten, auch für Bestandsanlagenbetreiber, nicht gegen den unionsrechtlichen Vertrauensschutz verstößt.

## 4 Allgemeine Grundlagen der Netzentgeltsystematik

---

Im Folgenden werden einige Grundlagen und Begriffe zu Netzentgelten, Netzkosten und dem Thema Netzentgeltsystematik erläutert.

Ein **Netzentgelt** ist ein Betrag, den ein ans Netz angeschlossener Kunde für die Nutzung des Netzes zu entrichten hat. Dieser Betrag soll der Refinanzierung der Netzinfrastruktur und des Netzbetriebes dienen. Dabei ist zwischen Netzentgelt und Netztarifen beziehungsweise Preisen zu unterscheiden. Ein Netzentgelt ist der absolute Betrag, welcher dem Kunden für die Nutzung der Infrastruktur über einen gewissen Zeitraum, meist ein Jahr oder ein Monat, in Rechnung gestellt wird. Dieses Netzentgelt kann je nach Entgeltsystematik des Landes sowohl für die Stromentnahme, als auch die Stromeinspeisung ins Netz erhoben werden und wird als Entnahmeentgelt oder Einspeiseentgelt bezeichnet. Ein Netzentgelt kann aus verschiedenen Komponenten bestehen.

Diese Komponenten werden europaweit als **Netztarife** oder **Preise** bezeichnet. Im Rahmen des Gutachtens ist unter Tarifen und Preisen das Gleiche zu verstehen. Diese bezeichnen einen monetären Betrag für eine bezogene Leistung, wie einen Arbeitspreis für die bezogene Energiemenge (Arbeit) aus dem Netz. Die Komponenten werden in 4.1 weiter erörtert. Das gesamte Netzentgelt setzt sich sodann aus den einzelnen Netzentgelttarifen für den jeweiligen Kunden zusammen.

Unter **Netzentgeltsystematik** ist das Vorgehen zur Tarifiermittlung und Abrechnung zu verstehen. Hierunter fallen Vorgaben zu den zu erhebenden Preiskomponenten, zur Ermittlung der Tarifhöhe, sowie verschiedene Netzkosten, welche durch einzelne Tarife refinanziert werden sollen. Zur Beschreibung der Netzentgeltsystematik muss folglich in Teilen die Kostenseite der Netzbetreiber herangezogen werden. In diesem Zusammenhang sind auch die Themen **Kostenzuordnung** und **Kostenwälzung** von Interesse und werden unter 4.2 näher beschrieben.

Das Kapitel 4.3 beschreibt die Bestimmung **individueller Netzentgelte** oder Tarife für einzelne Kunden oder Kundengruppen und das Kapitel 4.4 die **einmalig anfallenden Kosten**, welche dem Kunden bei Herstellung eines Netzanschlusses entstehen.

### 4.1 Aufbau und Bestandteile von Netzentgelten

Die Netzentgelte werden in erster Linie aus der Erlösbergrenze von Netzbetreibern abgeleitet. Dadurch wird die Höhe der verschiedenen Preiskomponenten ermittelt, welche der Netzbetreiber von seinen Kunden erheben darf. In Deutschland erfolgt die Bestimmung der spezifischen Preiskomponenten nicht anhand direkter Zuordnung einzelner Kostenpositionen. Die Regulatorik in einigen untersuchten europäischen Ländern bezieht sich in der Preisermittlung jedoch direkt auf ausgewählte Kostenpositionen. Für die bessere Einordnung der Netzentgeltsystematik und der Preisermittlung werden daher zunächst einige relevante Kostenpositionen erörtert. Im Nachgang erfolgt die Beschreibung der Bestandteile von Netzentgelten.

#### Vorgelagerte Netzkosten

Im Versorgungsnetz fließt Strom zwischen verschiedenen Spannungsebenen und Netzbetreibern. Wie und ob diese Stromflüsse zwischen Netzbetreibern und Spannungsebenen monetär verrechnet werden, wird im Kapitel 5 in der Kategorie Kostenwälzung der analysierten Länder erläutert. Verrechnet ein Netzbetreiber einem anderen die hierfür anfallenden Kosten in Form eines Netzentgeltes, so entstehen dem beziehenden Netzbetreiber sogenannte vorgelagerte Netzkosten, welche der Netzbetreiber wiederum an seine Kunden weiterreicht.

#### Kosten für Verlustenergie

Bei der elektrischen Leitung von Strom entstehen energetische Verluste. Diese fallen insbesondere im Netzbetrieb an. Die Netzbetreiber sind dafür verantwortlich, die in ihrem System anfallende Verlustenergie zu beschaffen. Die hierfür anfallenden Kosten, werden als Verlustenergiekosten bezeichnet und werden in einigen

betrachteten Ländern herangezogen, um die Höhe von spezifischen Preiskomponenten festzulegen, beispielsweise die Höhe von Einspeiseentgelten.

### **Kosten für Systemdienstleistungen**

Ein weiterer Bestandteil der Netzkosten sind die Kosten für Systemdienstleistungen (SDL).

Als Systemdienstleistungen werden, die für Funktionstüchtigkeit und Versorgungsqualität notwendigen Dienste in der Elektrizitätsversorgung bezeichnet, welche Stromnetzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen.

Damit eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist, müssen Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung innerhalb bestimmter Grenzwerte bleiben. Dies geschieht nicht automatisch, sondern durch kontinuierliche Korrekturen mittels der Systemdienstleistungen.

Systemdienstleistungen sichern somit den Systembetrieb der Stromversorgung. Die Netzbetreiber - in erster Linie die Übertragungsnetzbetreiber - sind üblicherweise für die Beschaffung von Systemdienstleistungen und der Kostenverrechnung gegenüber den Kunden verantwortlich.

Die EU-Richtlinie 2019/944 definiert in Artikel 2 Nr. 48 und 49 Systemdienstleistungen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber:

- Regelreserve
- nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen
  - statische Spannungsregelung
  - Einspeisung von dynamischem Blindstrom
  - Trägheit der lokalen Netzstabilität
  - Kurzschlussstrom
  - Schwarzstartfähigkeit
  - Inselbetriebsfähigkeit
- nicht dazu gehört: Engpassmanagement

Nach der Beschreibung der Kosten werden die grundlegenden Preisarten dargestellt, sowie das Verhältnis zwischen Netzentgelt, Messentgelt und Umlagen im Rahmen des Gutachtens erläutert.

### **Preisarten**

Netzentgelte lassen sich in einmalig anfallende und regelmäßig anfallende Entgelte unterteilen. Einmalentgelte fallen einmalig bei Herstellung des Netzanschlusses an und werden im Kapitel 4.4 „Netzanschluss und Einspeiseentgelte“ näher erläutert. Regelmäßig anfallende Netzentgelte fallen bei der aktiven Netznutzung an, also bei Entnahme aus oder Einspeisung in das Stromnetz und sie werden auf Tages-, Monats- oder Jahresbasis erhoben.

Die bei Netznutzung anfallenden, regelmäßig erhobenen Netzentgelte werden üblicherweise in einer der vier folgenden Preisarten erhoben:

- **Arbeitspreis:** Dieser Preis wird auf Mengenbasis abgerechnet. Arbeit, oder auch Energie, bezeichnet die Strommenge, welche in einem bestimmten Zeitraum dem Netz entnommen, verbraucht oder eingespeist wird. Die Energiemenge kann als Integral der Leistung über einen Zeitraum  $t$  definiert werden. Die Abrechnung erfolgt üblicherweise monatlich oder auf Jahresbasis und der Preis wird in ct/kWh angegeben.
- **Leistungspreis:** Leistung, vereinfacht ausgedrückt als Arbeit pro Zeit, beschreibt die Energiemenge, die zu einem Zeitpunkt  $t$  fließt. Im Strom wird Leistung üblicherweise in kW angegeben und der Leistungspreis wird in €/kW oder €/MW abgerechnet. Die herangezogene Leistungswerte für die Berechnung des Leistungspreises unterscheiden sich. So kann der Preis beispielweise anhand eines monatlichen oder jährlichen Spitzenwertes der Leistung abgerechnet werden (Monats- oder Jahreshöchstleistung). Ebenso kann der Preis anhand von

durchschnittlichen Spitzenwerten im betrachteten Zeitraum oder anhand von Spitzenwerten in einem besonders leistungsstarken Zeitraum abgerechnet werden.

- **Kapazitätspreis:** Der Kapazitätspreis wird ebenfalls als leistungsbasierter Preis bezeichnet und in €/kW abgerechnet. Er bezieht sich nicht auf tatsächlich gemessene Leistungswerte, sondern auf vorab zwischen Kunde und Netzbetreiber vereinbarte Leistungswerte, welche der Kunde im Buchungszeitraum nicht überschreiten darf. Die vereinbarte Kapazität wird also anhand von gemessenen Leistungswerten kontrolliert und bei Überschreitung dieses Wertes folgt üblicherweise eine Pönale oder eine Erhöhung der gebuchten Kapazität auf den gemessenen Leistungswert durch den Netzbetreiber. Anstelle eines frei wählbaren Kapazitätswertes kann der Netzbetreiber stufenbasierte Kapazitätswerte für die Bepreisung anbieten, oder sich auf die maximale technische Kapazität, also die Anschlusskapazität beziehen. In diesem Fall kann der Kapazitätspreis als eine Art Grundpreis interpretiert werden.
- **Grundpreis:** Ein Grundpreis ist ein pauschaler Fixbetrag, welcher unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes gegenüber den Kunden täglich, monatlich oder jährlich abgerechnet werden kann. Falls er auf Jahresbasis erhoben wird, wird er in €/a abgerechnet. In vielen untersuchten Ländern beinhalten Grundpreise unter anderem die Kosten für Verwaltung oder Messbetrieb.

Netzbetreiber können, ergänzend zu diesen vier Preisarten auch Pönalen erheben. Sollte ein Kunde beispielweise seine vereinbarte Kapazität überschreiten, einen technischen Grenzwert für Blindleistung nicht einhalten oder seine Zahlungen nicht fristgerecht tätigen, so kann der Netzbetreiber hierauf eine Pönale erheben. Diese Zahlungen werden in der Analyse der Netzentgeltsystematik und beim Netzentgeltvergleich nicht berücksichtigt.

### **Messentgelt**

Das Verhältnis von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb unterscheidet sich in den betrachteten Ländern. Der Messstellenbetrieb beschreibt die Messung sowie den Betrieb der Messstelle. Er kann vollständig ausgegliedert, im Netzbetrieb integriert, oder nur teilweise in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen. In Deutschland ist es das Ziel, bis 2032 die Zuständigkeit vollumfänglich zu entflechten und vom Netzbetrieb zu separieren. Das Messentgelt ist streng genommen kein Netzentgelt. Aufgrund der unterschiedlichen Regelung und Trennung zwischen Netz- und Messstellenbetrieb, beziehungsweise Netz- und Messentgelt der betrachteten Länder, wird das Messentgelt ebenfalls analysiert und, sofern möglich, im Netzentgeltvergleich in Kapitel 6 dargestellt. Hierdurch soll klarer zwischen Netzentgelt und Messentgelt differenziert werden können.

### **Umlagen**

Von Netzkunden werden neben Strompreis und Netzentgelt unterschiedlichste Umlagen erhoben. Diese haben verschiedene Zwecke und Hintergründe. Einerseits können Umlagen aus dem Netz resultieren und sind dazu gedacht, spezifische Netzkosten zu refinanzieren. Beispiele aus dem deutschen Stromsystem sind die „Offshore-Umlage“ und die „Aufschlag für besondere Netznutzung/§ 19 StromNEV-Umlage“. Andererseits können Umlagen einen steuerlichen (bspw. Stromsteuer) oder politischen (bspw. die KWKG- oder die ehemals erhobene EEG-Umlage) Hintergrund haben.

Für einen einheitlichen Vergleich der Netzentgeltsystematiken und des Netzentgeltvergleiches sind Umlagen, die aus Netzkosten resultieren, im Rahmen dieses Gutachtens als Bestandteil des Netzentgeltes zu verstehen und werden in einer Analyse und einem Netzentgeltvergleich betrachtet.

## **4.2 Kostenzuordnung und Kostenwälzung zwischen Netzebenen**

Im Rahmen der Kostenermittlung müssen Netzbetreiber üblicherweise die Kosten ihrer einzelnen Spannungsebenen ermitteln. Dies kann je Land unterschiedlich geschehen und erfolgt häufig anhand direkt zuordnungsbarer Kosten, wie Investitionskosten, die in einer Netzebene anfallen, oder anhand von Kostenschlüsseln, anhand derer Netzbetreiber beispielweise ihre Personalkosten anteilig auf ihre Netzebenen verteilen können. Die Bestimmung der Kosten einer Spannungsebene, genannt **Kostenzuordnung** oder Kostenverteilung, ist ein erster Schritt zur Tarifiermittlung.

Der Begriff **Kostenwälzung** beschreibt, wie Kosten von einer Spannungsebene in andere Spannungsebenen gewälzt werden. Kunden nutzen neben ihrer eigenen Spannungsebenen auch die vorgelagerte Netzinfrastruktur. Daher werden sie üblicherweise auch an den Kosten der vorgelagerten Netzebenen beteiligt. Die Ermittlung dieser Kostenanteile geschieht im Rahmen der Kostenwälzung. In Deutschland werden die nachgelagerten Ebenen wie ein regulärer Kunde behandelt und bepreist, der diese Kosten wiederum in seinem Netzentgelt berücksichtigt.

Das Prinzip der Kostenwälzung ist wie die Kostenzuordnung ein elementarer Bestandteil für die nachgelagerte Entgeltbestimmung der Kunden. Diese erfolgen in den untersuchten Ländern unterschiedlich. Eine Gemeinsamkeit ist jedoch, dass die Kostenwälzung immer von den oberen zu den unteren Spannungsebenen abläuft. Eine beidseitige Wälzung, auch bidirektionale Kostenwälzung genannt, erfolgt in keinem der betrachteten Länder.

#### **4.3 Individuelle Netzentgelte und Sonderformen der Netznutzung**

Individuelle Netzentgelte und Sondertarife beschreiben die Möglichkeit, gegenüber speziellen Kundengruppen - wie Industriekunden, Speichern oder Prosumern - ein Netzentgelt zu erheben, welches von der landesüblichen Entgeltsystematik abweicht. Als Beispiele sind die in Deutschland geltenden Regelungen für Industriekunden nach § 19 Abs.2 StromNEV zu nennen. Individuelle Netzentgelte stehen zudem Kunden und Kundengruppen zur Verfügung, welche durch ein netzdienliches Verhalten mithelfen, Netzengpässe zu vermeiden oder zu reduzieren.

#### **4.4 Netzanschluss und Einspeiseentgelte**

Unter Netzentgelten werden meist die jährlich anfallenden Tarife für die aktive Entnahme von Strom aus dem Netz durch Kunden aufgefasst. Neben diesen Entnahmeentgelten zahlen Kunden ebenfalls bei Errichtung ihres Netzanschlusses sogenannte **Einmalentgelte** und wenn sie Strom ins Netz einspeisen, können sie hierfür ebenfalls mit einem **Einspeiseentgelt** bepreist werden.

Einmalentgelte bei Netzanschluss setzen sich aus zwei Komponenten zusammen – Netzanschlusskosten und Netzausbaukosten.

Unter **Netzanschlusskosten** sind die Kosten für den Bau einer Leitung vom Netzanschlusspunkt bis hin zum Anschluss des Kunden zu verstehen. Netzanschlusskosten sind häufig vollständig vom Netzkunden zu zahlen. Bei der Erstellung eines Netzanschlusses für einen Haushaltskunden wird auch von Hausanschlusskostenbeitrag oder Netzanschlusskostenbeitrag gesprochen.

**Netzausbaukosten** sind Kosten, die dem Netzbetreiber durch einen notwendig gewordenen Ausbau des Stromnetzes entstehen, wenn Kunden einen Netzanschluss erhalten oder die bereits vorhandene Anschlussleistung erhöhen wollen. Diese Kosten kann der Netzbetreiber in seine Netzentgelte wälzen und damit auf alle seine Kunden verteilen. Alternativ kann er vom Kunden bei Netzanschlusserstellung ein Einmalentgelt für die Netzausbaukosten erheben. In Deutschland wird dies als Baukostenzuschüsse bezeichnet. Je nach Land wird dieser Betrag für mehrere vorgelagerte Ebenen, nur für die Anschlussebene oder gar nicht erhoben. Des Weiteren kann die Erhebung von Einmalentgelten für verschiedene Kundengruppen unterschiedlich erfolgen.

**Einspeiseentgelte** können je nach Land gegenüber den Kunden bei Einspeisung ins Stromnetz erhoben werden und sich genauso wie das regelmäßig erhobene Netzentgelt aus Komponenten wie Arbeits-, Leistungs-, Kapazitäts- und Grundpreis zusammensetzen.

## 5 Länderspezifische Analysen

---

### Executive Summary

Kapitel 5 des Gutachtens stellt die länderspezifische Analyse der Stromnetz-Entgeltsystematiken in ausgewählten europäischen Staaten dar. Ziel ist es, die Strukturen und Mechanismen der Kostenverteilung- und Wälzung sowie der Netzentgeltbildung vergleichend darzustellen.

Die Untersuchung umfasst die in Kapitel 2.3 ermittelten zwölf europäischen Länder: Deutschland, Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Schweiz und Spanien.

Wesentliche Erkenntnis des Gutachtens ist eine vergleichbare Grundsystematik der Netzentgeltsysteme in welchen Netzkosten ermittelt und anhand von Kostenverteilung, Kostenwälzung und Preisbildung die jeweiligen Netzentgelte abgeleitet werden. Bei der genauen Ausprägung der Entgeltsystematiken gibt es einige Eigenschaften mit deutlicher Homogenität und andere mit wesentlichen Unterschieden.

Die Ergebnisse der wesentlichen untersuchten Eigenschaften des Gutachtens sind wie folgt:

- Die **Kostenzuordnung** erfolgt in den meisten Ländern unter Verwendung einer Schlüsselung auf die Spannungsebenen. Ausnahmen bilden Frankreich und in Teilen die Schweiz, welche Kosten direkt den Verbrauchsgruppen zuordnen.
- Die **Kostenwälzung** geschieht in allen Ländern von den oberen zu den unteren Spannungsebenen (Top-Down) und nachgelagerte Netzbetreiber und Ebenen werden wie reguläre Kunden oder gesondert abgerechnet. Eine umgekehrte oder bi-direktionale Kostenwälzung gibt es nicht. In Frankreich ergibt die Kostenwälzung implizit aus der Kostenzuordnung.
- Die angewandten **Preisarten** bestehen grundsätzlich aus Arbeits-, Leistungs-, Kapazitäts- und Grundpreisen. Jedoch ergeben sich in der Gestaltung zwischen den Ländern erhebliche Unterschiede. Einige Länder setzen lediglich zwei dieser Preisarten an, während andere Länder für verschiedene Kundengruppen und Spannungsebenen unterschiedliche Kombinationen der Preisarten anwenden. Pönalen für Fehlverhalten werden ebenfalls erhoben, werden im Gutachten allerdings nicht betrachtet.
- In vier der betrachteten Länder gibt es ein **national einheitliches Verteilnetzentgelt**. Zwei weitere Länder weisen national einheitliche Systemdienstleistungskosten aus.
- Vier Länder weisen ein **Einspeiseentgelt** im Verteilnetz auf. Einspeiser im Verteilnetz in Großbritannien erhalten hingegen eine Einspeisevergütung, vergleichbar mit den in Deutschland etablierten vermiedenen Netzentgelten.
- Keines der betrachteten Länder weist ein tatsächliches **dynamisches Netzentgelt** auf. Jedoch weist jedes Land **zeitvariable** oder **saisonale Netzentgelte** in unterschiedlicher Ausprägung auf.
- Ebenso weist kein Land ein dezidiertes **Entgeltsystem für Speicher** aus. Teilweise stehen Speicherentgeltsysteme zur Diskussion, jedoch ist keines davon in Kraft. Speicher werden in den Ländern wie reguläre Entnahmekunden oder Einspeisekunden bepreist, sofern ein Einspeiseentgelt existiert. Allerdings gibt es vielen Ländern Ausnahmen oder Befreiungen von Entgelten für Speicher.

Zu den weiteren betrachteten Eigenschaften gehören die **Ein- oder Ausgliederung vom Messstellenbetrieb** aus dem Netzbetrieb, die erhobenen **Umlagen** basierend auf Netzkosten, sowie **Sonderformen der Netznutzung** und **Besonderheiten** der betrachteten Länder.

Das Kapitel 5 liefert hiermit einen strukturierten Überblick über die regulatorischen und operativen Unterschiede der europäischen Netzentgeltsysteme. Es bildet die Grundlage für die quantitative Gegenüberstellung in Kapitel 6, in der auf Basis dieser Systematiken und aktueller Preisblätter die Netzentgelthöhen länderübergreifend analysiert werden.

**Einleitung**

Im Folgenden werden die Ergebnisse der länderspezifischen Analyse der zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung geltenden Stromnetz Entgeltsystematiken der ausgewählten Länder dargestellt. Die systematische Auswahl der Länder ist in Kapitel 2.3 beschrieben worden und die Auflistung erfolgt in alphabetischer Reihenfolge. Deutschland dient in der Analyse als Vergleich und wird daher vorangestellt.

Zu Beginn jedes Landes werden die wesentlichen Eigenschaften, die zur Auswahl des Landes herangezogen wurden in einem Steckbrief stichpunktartig beschrieben. Entscheidend sind Eigenschaften, die ähnliche Herausforderungen, wie sie aktuell und perspektivisch in Zukunft im deutschen Stromnetz vorliegen, widerspiegeln. Hierzu gehören insbesondere die Landschaft der Verteilnetzbetreiber (Anzahl der Verteilnetzbetreiber), die volatilen Einspeiser (Wind- und PV-Anteile), zukünftig starke Entnahmekunden (Anteile von Wärmepumpen, Elektromobilität und Batteriespeichern) sowie ein nicht unerheblicher Anteil der Industrie an der nationalen Wertschöpfung, um industriestarke Länder im Vergleich zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird mit Frankreich ein Land in den Vergleich aufgenommen, welches nicht in erster Linie durch die obigen Kriterien beschrieben wird, aber gerade aufgrund seiner unterschiedlichen strukturellen Merkmale das Spektrum des Vergleiches erweitert und einen Blick über den Tellerrand ermöglicht.

## 5.1 Deutschland

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	83,46 Mio. <sup>139</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	4 <sup>140</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	ca. 870 <sup>141</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	ca. 96.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	512 TWh <sup>142</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	39,9 % <sup>143</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+9,23 TWh oder: +1,8 % <sup>144</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	0,5 % <sup>145</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~5 % <sup>146</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	2,9 % <sup>147</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	2,1 GW <sup>148</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,025 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	27,3 % <sup>149</sup>

Tabelle 1: Steckbrief Deutschland

### Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland ist das bevölkerungsreichste Land der europäischen Union und zugleich eines der flächenmäßig größten. Durch seine zentrale Lage innerhalb Europas dient es in vielerlei Hinsicht als Knotenpunkt Europas. Dies macht sich insbesondere in der Infrastruktur bemerkbar. Neben der grenzüberschreitenden Nutzung der Stromnetze wird ein Großteil des in Europa abgewickelten Gastransportes, der digitalen Kommunikation sowie des Schienen- und Straßenverkehrs in Deutschland abgewickelt.

Hierfür ist eine erhebliche Infrastruktur zwischen den Ländern, aber auch für die Versorgung der Bevölkerung erforderlich. Das Energiesystem in Deutschland fußte bisweilen zu Großteilen auf kohlenstoffbasierten Trägern wie Kohle und importiertem Erdgas zur Strom- und Wärmeversorgung.

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich zur Energiewende bekannt und will bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein. Ein wesentlicher Bestandteil hierfür ist die weitere Elektrifizierung der Wärme-, Mobilitäts- und Industriesparten, sowie der Ausbau und die Einbindung erneuerbarer Energien. Dies bedingt einen Ausbau der Netzinfrastruktur auf Verteilnetzebene zur Versorgung und dezentralen Einspeisung, einen Ausbau des Übertragungsnetzes zur Bewältigung der nationalen und internationalen Transportaufgabe von Strom (Nord-Süd), die Einbindung von Energiespeichern und digitaler Netztechnik in Form von moderner und intelligenter Mess- und Steuertechnik.

<sup>139</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>140</sup> (CEER, 2025, S. 57)

<sup>141</sup> (CEER, 2025, S. 57)

<sup>142</sup> (IEA, 2025)

<sup>143</sup> (IEA, 2025)

<sup>144</sup> (IEA, 2025)

<sup>145</sup> (CEER, 2025, S. 109)

<sup>146</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>147</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>148</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>149</sup> (Global Economy, 2025)

Während in vielen Nachbarländern der Rollout mit intelligenten Messsystemen teilweise schon abgeschlossen ist, hat Deutschland im Verhältnis geringe Rolloutquoten und hat zum Ziel, erst im Jahr 2032 vollständig, flächendeckend moderne und intelligente Zähler vorzuhalten.

Das deutsche Stromnetz besteht aus vier Spannungsebenen und drei zwischengeschalteten Umspannebenen. Das Übertragungsnetz, bestehend aus der Höchstspannungsebene und der Höchstspannung-Hochspannungs-Umspannungsebene ist regional zwischen vier Übertragungsnetzbetreibern aufgeteilt.

Im Stromverteilnetz gibt es im Jahr 2025 circa 870 Netzbetreiber, welche die drei Spannungsebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) betreiben, sowie die Umspannebenen (Hochspannungs-Mittelspannungs-, und Mittelspannungs-Niederspannungs-Umspannebene).

## Regulierungssystem

Die **Bundesnetzagentur** und die **Landesregulierungsbehörden** regulieren auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der ergänzenden Rechtsverordnungen die Kosten und Netzentgelte der deutschen Netzbetreiber.

In Deutschland gilt seit 2009 das Regulierungsregime der **Anreizregulierung** mit Regulierungsperioden von bisher jeweils fünf Jahren in Kombination mit einer **Kostenprüfung** und **Erlösobergrenze** (ARegV). Aktuell werden Nachfolgeregelungen (RAMEN und StromNEF/GasNEF etc.) diskutiert. .

## Kostenzuordnung

In der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) werden in § 4 die Grundsätze der Netzkostenermittlung geregelt.

Danach ist ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 6b Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. Die Netzkosten setzen sich aus den aufwandsgleichen Kosten, den kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge zusammen.

Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsübertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen. In einer Kostenstellenrechnung werden die anrechenbaren Netzkosten sodann verursachungsgerecht den Netzebenen zugeordnet.

## Kostenwälzung

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist gem. § 15 StromNEV ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 StromNEV ermittelten Netzkosten werden sodann über ein jährliches Netzentgelt gedeckt.

Die Zuteilung der Kosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden Netznutzer hat möglichst verursachungsgerecht zu erfolgen. Zu diesem Zweck werden zunächst für alle Netz- und Umspannebenen die spezifischen Jahreskosten gebildet.

Hierzu werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen auf die prognostizierten Entnahmehöchstleistungen der Ebenen bezogen und durch Division die Jahresleistungspreise (Briefmarken) ermittelt. Die prognostizierten Entnahmehöchstleistungen leiten sich aus den tatsächlichen Höchstleistungen des Jahres  $t$  sowie ggf. unter Berücksichtigung der Entnahmeveränderungen ab.

Die Jahresleistungspreise werden sodann mittels der Gleichzeitigkeitsfunktion, auch  $g$ -Funktion genannt, in Arbeits- und Leistungspreise transformiert. Je Ebene werden gemäß der Entnahmestruktur die

Gleichzeitigkeitsfunktionen kleiner und größer Knickpunkt 2.500 h gemäß Anlage 4 der StromNEV ermittelt. Die Parameter der Gleichzeitigkeitsfunktionen je Ebene werden so gewählt, dass je Ebene die Bedingung erfüllt ist:

$$P(t_{\text{Höchstlast}}) = \sum P_i * g_i$$

Hierbei ist  $P(t_{\text{Höchstlast}})$  die Entnahmehöchstlast der Ebene,  $P_i$  die Jahreshöchstlasten der Einzelentnahmen der Ebene und  $g_i$  der Funktionswert der Gleichzeitigkeitsfunktion in Abhängigkeit der Benutzungsdauer der Einzelentnahmen.

Im Zuge der Kostenwälzung werden die jeweiligen Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt (Top down), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Letztverbrauchern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zuzuordnen sind. Im Weiteren werden die Kosten entsprechend der von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach § 16 StromNEV auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt. An eine Netz- oder Umspannebene angeschlossene Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene werden laut § 14 Abs. 1 und 2 StromNEV als Netzkunden der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angesehen und gleichbehandelt.

### **Preisarten**

Die Deutschen Netzbetreiber veröffentlichen ihr Preissystem unter Anwendung der Vorgaben aus § 17 der Stromnetzentgeltverordnung. Zudem wird in Deutschland bei der leistungsgemessenen Kundenentnahme nach <> 2.500 Benutzungsstunden unterschieden.

Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht dabei aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt (€/kW) und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde (cent/kWh).

Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh ohne Leistungsmessung ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in cent/kWh festzulegen. Zudem können die Netzbetreiber zusätzlich einen monatlichen Grundpreis in €/Monat festlegen, wobei Grundpreis und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen müssen. Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt hat gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, welches bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

Somit kommen im deutschen Netzentgeltsystem Arbeitspreise, Leistungspreise und Grundpreise zur Abrechnung.

### **Einheitliche Entgelte**

Bundeseinheitliche Netzentgelte werden seit dem 1. Januar 2023 für die Höchstspannungsebene (HöS) und für die Umspannebene Höchst/Hochspannung (HöS/HS) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht.

Einheitliche Netzentgelte im Verteilnetz sind nicht vorhanden.

### **Einspeisenentgelte**

Einspeisenentgelte für die Einspeisung elektrischer Energie ins Stromnetz sind in Deutschland weder im Bereich der Verteilnetze noch im Bereich der Übertragungsnetze vorgesehen.

Allerdings gibt es eine Netzentgeltvergütung für Einspeiser auf niedrigeren Spannungsebenen, im Sinne der vermiedenen Netzentgelte.<sup>150</sup> Die entsprechende Verordnung würde vor 2029 auslaufen, sofern sie nicht verlängert

---

<sup>150</sup> (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz)

oder vorzeitig abgeschafft wird. Aktuell steht ein schrittweises Absenken der vermiedenen Netzentgelte noch vor 2029 im Raum.<sup>151</sup>

### **Speicherentgelte**

Da es in Deutschland keine Einspeisenentgelte gibt, werden Speicher lediglich bei der Entnahme bepreist. Allerdings gibt es hierbei viele Sonderregelungen und Befreiungen, sodass Stromspeicher effektiv keine Netzentgelte zahlen.

§ 118 Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes regelt die Entgelte für Stromspeicher wie folgt:

Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 18 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.

Das Energiewirtschaftsgesetzes sowie § 19 StromNEV enthalten weitere Konkretisierungen zu reduzierten und individuellen Speicherentgelten bei Stromentnahme.

### **Dynamische Entgelte/Zeitvariable Entgelte**

Zeitvariable Entgelte gibt es bisher gemäß der Bundesnetzagentur seit dem 1. April 2025 nur auf Verlangen eines Betreibers einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung.

Es handelt sich hierbei um sich täglich wiederholende viertelstündliche Zeitfenster, in denen drei Tarifstufen

1. Hochtarif
2. Standardtarif
3. Niedrigtarif

abgerechnet werden.

### **Speicherheizung und Wärmepumpen**

Auch in Deutschland gibt es historisch bedingt die Kundengruppe der Speicherheizungskunden (Nachtstromspeicher), sowie seit einigen Jahren die Kunden mit Wärmepumpe. Beide gelten als unterbrechbare Versorgungseinrichtung und werden mit einem vom regulären Arbeitspreis abweichenden, reduzierten Arbeitspreis abgerechnet. Dieser reduzierte Preis sollte ursprünglich die Netzdienlichkeit der Stromentnahme in den Nachstunden und der Unterbrechbarkeit abbilden. Seit dem Geschäftsjahr 2024 ist die Höhe der Reduzierung durch die Bundesnetzagentur vorgegeben.

Weitere zeitvariable oder gar dynamische Netzentgelte gibt es ansonsten nicht.

### **Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb in Deutschland ist vollständig liberalisiert und teilt sich aktuell durch Vorgaben aus dem Messstellenbetriebsgesetz in zwei grundsätzliche Bereiche auf.

Der Betrieb der bisherigen, analogen Zählerinrichtungen bleibt dem Netzbereich zugeordnet, ist aber buchhalterisch durch eigene Konten zu trennen.

Der Betrieb der modernen Messeinrichtungen (mME) und intelligenten Messsysteme (iMSys) ist ebenfalls buchhalterisch in einer eigenen Tätigkeit abzubilden und darf nicht mit dem Netzbetrieb vermischt werden. Ziel ist der vollständige Rollout an modernen und intelligenten Messsystemen bis zum Jahr 2032.

---

<sup>151</sup> (Bundesnetzagentur, 2025)

Für die mME und iMSys sind im Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) Preisobergrenzen festgelegt, welche die Messstellenbetreiber ihren Kunden maximal in Rechnung stellen dürfen. Zudem dürfen Anschlussnetzbetreiber an den Kosten der modernen und intelligenten Messsysteme beteiligt werden.

### **Sonderformen der Netznutzung**

In Deutschland gibt es verschiedene Sonderformen der Netznutzung, die in der § 19 der StromNEV geregelt sind.

Neben den Grund-, Arbeits- und Leistungspreisen im Jahrespreissystem kann der Netzbetreiber auch zusätzlich nach § 19 Abs. 1 StromNEV ein Monatsleistungspreissystem veröffentlichen, welches für eine nicht durchgängige, zeitlich begrenzte Leistungsentnahme geeignet ist (Volksfeste, Jahrmärkte, Ski-Lifte usw.).

Ähnlich zu den Monatspreisen können örtliche Netzbetreiber nach § 17 Abs. 8 StromNEV, Seeschiffen eine Netznutzung ab Ebene Mittelspannung auch auf der Basis eines Tagesleistungspreises anbieten, der allerdings an die Bedingung geknüpft ist, dass der Netzbetreiber die Stromversorgung bei Netzengpässen jederzeit unterbrechen kann.

Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Absatz 2 StromNEV sind hingegen spezielle Regelungen, die für die Industrie entwickelt wurden. Sie betreffen vor allem atypische Netznutzung (Hochlastzeitfenster) und stromintensive Netznutzung (Bandlast) mit Benutzungsstrukturen > 7.000 h.

Fällt ein Netzkunde in eine dieser Kundengruppen, so bietet der Netzbetreiber eine pauschale Reduzierung der regulären Netzentgelte an. Die entgangenen Erlöse werden sodann über eine eigene Umlage von allen Netznutzern bundesweit erhoben und dem betroffenen Netzbetreiber ausbezahlt.

Eine weitere Sonderform der Netznutzung wird in § 19 Abs. 3 StromNEV geregelt.

Sofern ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene oberhalb der Umspannung von Mittel- zu Niederspannung von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt, ist zwischen dem Betreiber dieser Netz- oder Umspannebene und dem Netznutzer für diese singulär genutzten Betriebsmittel gesondert ein angemessenes Entgelt festzulegen.

Stromspeicher können gem. § 19 Abs. 4 StromNEV ein reduziertes Entgelt erhalten, wie oben im Kapitel „Speicherentgelte“ bereits beschrieben.

### **Umlagen**

Die ‚Aufschlag für besondere Netznutzung/§ 19 StromNEV-Umlage‘ kompensiert die Kosten aus Netzentgeltreduzierungen. Zusätzlich gehen seit 2025 auch die reduzierten Kosten der Netzbetreiber für die Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in die Umlage mit ein und werden bundesweit gewälzt.<sup>152</sup>

Sodann gibt es die Offshore-Umlage, welche die Kosten für den Netzanschluss von Offshore-Windparks sowie mögliche Entschädigungszahlungen an die Betreiber der Windparks finanziert.

### **Einmalzahlungen**

Der Netzanschlusskostenbeitrag oder auch Hausanschlusskostenbeitrag (NAKB/HAK) wird vom Netzbetreiber für die erstmalige Erstellung eines Stromnetzanschlusses erhoben. Hausanschlusskosten- oder Netzanschlusskostenbeiträge werden entweder in pauschalierter Höhe erhoben oder nach tatsächlichem Aufwand.

Beim Baukostenzuschuss (BKZ) handelt es sich um eine einmalige Zahlung für den Ausbau des allgemeinen Netzes, die im Rahmen der Anschlusserrstellung vom Netznutzer an den Netzbetreiber zu entrichten ist. Die Höhe des BKZ ist richtet sich nach der Anschlusskapazität und wird in €/kW ausgewiesen. Der BKZ soll eine

---

<sup>152</sup> (Netztransparenz, 2025)

Lenkungswirkung auf den Anschlussnehmer haben, seine Anschlusskapazität zu minimieren und somit den Netzausbaubedarf im allgemeinen Netz zu reduzieren.

### Systemdienstleistungen

In Deutschland werden die Systemdienstleistungen überwiegend durch die vier Übertragungsnetzbetreiber koordiniert und bereitgestellt. Die Kosten hierfür werden in die anrechenbaren Netzkosten gewälzt. Sie sind somit Bestandteil der Netzentgelte der ÜNB.

### Sonstiges / Besonderheiten des Landes

Deutschland trennt als einziges der untersuchten Länder seine Umspannebene regulatorisch von den anderen Netzebenen und weist für die Umspannebenen eigene Preise aus.

### Tabellarische Zusammenfassung

	<b>Deutschland</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/GP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Keine
<b>Speicherentgelte</b>	Nein, Befreiung
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Ja
<b>Messstellenbetrieb</b>	Ausgelagert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 2: Tabellarische Zusammenfassung Deutschland

## 5.2 Belgien

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	11,82 Mio. <sup>153</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Elia) <sup>154</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	11 <sup>155</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	ca. 1.075.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	83,67 TWh <sup>156</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	27,8 % <sup>157</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+1,64 TWh oder: +2,2 % <sup>158</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	22,1 % <sup>159</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~6 % <sup>160</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	3,0 % <sup>161</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,19 GW <sup>162</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,016 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	18,5 % <sup>163</sup>

Tabelle 3: Steckbrief Belgien

### Einleitung

Belgien verfügt über ein vielschichtig strukturiertes Stromsystem, das stark durch die föderale Organisation des Landes geprägt ist. Die Zuständigkeiten im Energiesektor sind auf verschiedene Ebenen verteilt: Während die föderale Regulierungsbehörde CREG die Aufsicht über das Übertragungsnetz sowie nationale Fragestellungen innehat, sind in den drei Regionen – Flandern, Wallonien und Brüssel-Hauptstadt – VREG, CWaPE und BRUGEL für die Regulierung der Verteilnetze verantwortlich. Dies führt zu einer differenzierten Entgeltsystematik mit regionalen Besonderheiten, trotz gemeinsamer Grundlagen.<sup>164</sup>

Die nationale Stromerzeugung basiert auf einem gemischten Energieportfolio: Etwa 39 % stammen aus Kernkraft, 20–22 % aus Erdgas und der Rest aus erneuerbaren Quellen wie Wind, Solar und Biomasse. Zusätzlich werden über 10 % des Strombedarfs durch Importe gedeckt.<sup>165</sup>

Der Übertragungsnetzbetreiber Elia betreibt das Höchstspannungsnetz (220 - 380 kV) sowie Teile des Hochspannungsnetzes (30 - 150 kV) und ist zugleich ein zentraler Akteur für Systemführung und Strommarktkopplung.<sup>166</sup> Auf Verteilnetzebene hingegen agieren zahlreiche regionale Betreiber, u. a. Fluvius (Flandern), ORES (Wallonie) oder Sibelga (Brüssel).

<sup>153</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>154</sup> (CEER, 2025, S. 22)

<sup>155</sup> (CEER, 2025, S. 22)

<sup>156</sup> (IEA, 2025)

<sup>157</sup> (IEA, 2025)

<sup>158</sup> (IEA, 2025)

<sup>159</sup> (CEER, 2025, S. 65)

<sup>160</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>161</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>162</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>163</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>164</sup> (Elia Group, kein Datum)

<sup>165</sup> (IEA, kein Datum)

<sup>166</sup> (Elia Group, kein Datum)

### Regulierungssystem

Seit der 6. Belgischen Staatsreform 2014 liegt die Zuständigkeit für Stromverteilungstarife bei den regionalen Regulierungsbehörden VREG, CWaPE und Brugel.<sup>167</sup> Die Berechnung der zulässigen Erlöse sowie die Anreizmechanismen für Effizienzgewinne werden dabei eigenständig von den regionalen Behörden festgelegt.<sup>168</sup> In Flandern gilt für die zehn ansässigen Verteilnetzbetreiber eine vierjährige Regulierungsperiode auf Basis eines Erlösbergrenzenmodells (TOTEX).<sup>169</sup> In der Region Brüssel-Hauptstadt galt für die Jahre 2020 -2024 ein hybrides Cost-Plus-Modell mit begrenzten Anreizen: Der alleinige VNB Sibelga konnte bei Kosteneinsparungen und erreichten Leistungskennzahlen Bonuszahlungen erhalten. Für die neue Regulierungsperiode 2025 -2029 findet ein Wechsel zu einem Erlösbergrenzenmodell (TOTEX) statt, das stärker auf Effizienz und Kostenkontrolle ausgerichtet ist.<sup>170</sup> In der Wallonie wendet die CWaPE für die Tarifperiode 2025 - 2029 auch ein Erlösbergrenzenmodell (TOTEX) an.<sup>171</sup>

### Kostenzuordnung

In Belgien erfolgt die Kostenzuordnung innerhalb der Verteilnetze regional unterschiedlich. In Brüssel werden die Mittel- und Niederspannungskosten je Spannungsebene erfasst. Für Kosten, die nicht eindeutig zugeordnet werden können, kommen definierte Verteilungsschlüssel wie Energieverbrauch, Anzahl der Zählpunkte oder Anzahl der Messgeräte zum Einsatz. Diese basieren auf historischen und technischen Daten. Auch in Flandern werden die Kosten der jeweiligen Spannungsebene zugeordnet. Die Zuordnung richtet sich dabei nach der Spitzenlast je Nutzergruppe und unterscheidet sich zwischen den Verteilnetzbetreibern. Kosten auf Verteilnetzebene, die nicht direkt einer Spannungsebene zuordenbar sind, werden in Flandern nicht kaskadiert, sondern über alle Verbraucher auf Verteilnetzebene verteilt. Dies sind bspw. Verwaltungskosten, Systemdienstleistungskosten und lokale Abgaben. In der Wallonie werden ebenfalls spezifische Kosten den Spannungsebenen direkt zugewiesen, während nicht direkt zuordenbare Kosten anhand von Verteilungsschlüsseln auf Basis von Arbeitsvolumen, Leistung und spannungsspezifischen Abschreibungen aufgeteilt werden.<sup>172</sup>

### Kostenwälzung

In Belgien werden die Kosten der höheren Netzebenen auf die niedrigeren Ebenen weitergewälzt, wobei die Lastspitzen der Verbraucher die Verteilung bestimmen. Innerhalb der zwei Spannungsebenen der Übertragungsebene kommen unterschiedliche Kaskadierungsschlüssel zum Einsatz: Während Netzausbaukosten entsprechend der Leistungsanspruchnahme (kW) aufgeteilt werden, erfolgt die Verteilung der Betriebskosten anhand des Energieverbrauchs (kWh) der jeweiligen Nutzergruppen. Nutzer, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, tragen anteilig die Kosten des vorgelagerten Übertragungsnetzes.<sup>173</sup> Es gibt in den Preisblättern auf Verteilnetzebene keine getrennten Posten für Übertragungs- und Verteilnetzentgelte, sondern diese werden einheitlich als Netzkosten in Rechnung gestellt.

### Preisarten

In Belgien unterscheiden sich die Netzentgelte je nach Region und zuständigem Verteilnetzbetreiber, wodurch verschiedene Preisstrukturen entstehen. Gemeinsam ist allen Regionen, dass ein Arbeitspreis (in €/kWh) erhoben wird, der sich am tatsächlichen Stromverbrauch orientiert. In der Region Brüssel-Hauptstadt zahlen Kunden ohne Leistungsmessung auf Niederspannungsebene zusätzlich einen festen Grundpreis in €/a, während Kunden mit Leistungsmessung auf Nieder- und Mittelspannungsebene dagegen einen Leistungspreis in €/kW/a entrichten. Für den Messstellenbetrieb erhebt Sibelga darüber hinaus ein gesondertes Entgelt.<sup>174</sup> In der Wallonie wird sowohl auf Nieder- als auch auf Mittelspannungsebene neben dem Arbeitspreis ein jährlicher Grundpreis (in €/a) von den VNB verlangt. Kunden mit Leistungsmessung zahlen dort zusätzlich einen monatlichen Leistungspreis (in

---

<sup>167</sup> (Bouckaert, 2025, S. 2)

<sup>168</sup> (CEER, 2025, S. 21)

<sup>169</sup> (Fluvius, 2025, S. 4)

<sup>170</sup> (Brugel, 2023, S. 12)

<sup>171</sup> (CWaPE, 2024, S. 6)

<sup>172</sup> (ACER, 2023, S. 80, 83)

<sup>173</sup> (ACER, 2023, S. 77)

<sup>174</sup> (Sibelga, S. 1)

€/kW/Monat), der sich sowohl nach der höchsten Monats- als auch der höchsten Jahreslast richtet.<sup>175</sup> In Flandern fällt auf der Niederspannungsebene für Verbraucher mit analogem Zähler neben dem Arbeitspreis ein fixer jährlicher Grundpreis (in €/a) an, während Kunden mit Leistungsmessung neben dem Arbeitspreis einen Leistungspreis (in €/kW) zahlen. Auf der Mittelspannungsebene werden sowohl ein Leistungspreis (in €/kW) als auch ein Kapazitätspreis (in €/kVA) erhoben; bei Überschreitung der gebuchten Kapazität kommt zusätzlich ein Tarif für die Mehrleistung (in €/kW) zur Anwendung.<sup>176</sup>

### **Einheitliche Entgelte**

In Belgien existieren keine landesweit einheitlichen Netzentgelte. Aufgrund der föderalen Struktur des Landes sind die drei Regionen jeweils eigenständig für die Regulierung der Verteilnetzentgelte zuständig. Zwar weisen die Preisarten und Tarifstrukturen innerhalb jeder Region eine gewisse Einheitlichkeit auf, doch unterscheiden sich sowohl die Netzentgeltkalkulationen zwischen den Regionen als auch die Entgelthöhen zwischen den einzelnen Verteilnetzbetreibern innerhalb einer Region.

### **Einspeisenentgelte**

In der Region Brüssel-Hauptstadt werden derzeit keine Einspeiseentgelte erhoben. In Flandern und der Wallonie hingegen bestehen entsprechende Entgelte, die jedoch unterschiedlich ausgestaltet sind. In Flandern wird auf alle Spannungsebenen der gleiche Arbeitspreis (in €/kWh) erhoben; hinzu kommt ein nach Spannungsebene differenziertes Entgelt für das Datenmanagement (in €/a). In der Wallonie hingegen umfasst die Tarifstruktur sowohl einen Kapazitätspreis (in €/kVA) für die bereitgestellte Anschlussleistung als auch einen fixen jährlichen Grundpreis (in €/a), die jeweils nach Spannungsebene variieren. Zudem gelten die Einspeiseentgelte in der Wallonie nur für Netznutzer mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 10 kVA, während in Flandern bei Anlagen unter 10 kVA lediglich das Entgelt für das Datenmanagement anfällt.

### **Speicherentgelte**

In Belgien existieren derzeit keine spezifischen Speicherentgelte. Speicher werden in allen Regionen – also in Flandern, der Wallonie und Brüssel – wie reguläre Verbraucher und Einspeiser behandelt. Das bedeutet, dass bei der Entnahme (Laden) Netzentgelte für den Strombezug und beim Entladen bzw. Einspeisen erneut Netzentgelte anfallen. Dadurch kann es insbesondere in der Wallonie und Flandern, wo zusätzlich Kapazitäts- und Leistungspreise oder Arbeitspreise für die Einspeisung erhoben werden, zu einer Doppelbelastung für Speicher kommen. Da in Brüssel keine Einspeiseentgelte erhoben werden, werden dort Speicher nur für die Entnahme bepreist.

### **Dynamische Entgelte/Zeitvariable Entgelte**

In Flandern gibt es keine zeitvariablen Netzentgelte. In der Region Brüssel-(Hauptstadt) wird in Hoch- und Niederlasttarife beim Arbeitspreis unterschieden. In der Wallonie geschieht dies auf der MS-Ebene analog zur Region Brüssel-Hauptstadt, auf der NS-Ebene wird in 4 verschiedene Arbeitspreise unterschieden – Standardlast-, Niedriglast-, Hochlast- und Nachttarife.

### **Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb ist in Belgien unabhängig von der Region immer beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber integriert. Die Kosten des Messstellenbetriebs sind Bestandteil der Netzentgelte und werden lediglich in Brüssel als gesonderter Posten ausgewiesen.

### **Sonderformen der Netznutzung**

In Belgien gibt es in keiner der drei Regionen Sondernetzentgelte.

---

<sup>175</sup> (CWaPE, S. 1)

<sup>176</sup> (Fluvius, S. 1)

## Umlagen

Lediglich in der Wallonie werden netzrelevante Umlagen erhoben. Hier müssen Verbraucher, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, einen Regulierungssaldotarif zahlen. Dieser dient zum Ausgleich regulatorischer Differenzbeträge.

## Einmalzahlungen

Die Kosten für einen Anschlussnehmer in Belgien werden im ACER-Bericht für alle drei Regionen als „deep“ bezeichnet. Dies bedeutet, dass der Anschlussnehmer nicht nur seinen direkten Anschluss zahlen muss, sondern auch anteilig oder vollständig alle notwendigen Netzerweiterungsmaßnahmen zahlen muss (BKZ). In der Region Brüssel umfassen die Anschlusskosten einen Pauschalbetrag, einen leistungsabhängigen Tarif (in €/kVA) sowie die individuell tatsächlich angefallenen Kosten. In Flandern kommen zur tatsächlichen Investition zusätzlich ein pauschaler Fixbetrag, ein Entfernungstarif (in €/m) sowie gegebenenfalls ein leistungsbezogener Kostenanteil hinzu. Auch in der Wallonie setzen sich die Anschlusskosten aus den tatsächlichen Anschlusskosten, einem Entfernungspreis pro Meter und einem Tarif nach vereinbarter Anschlussleistung zusammen.<sup>177</sup>

## Systemdienstleistungen

In Belgien ist der ÜNB Elia für die Koordination der Systemdienstleistungen verantwortlich. Dazu zählen zentrale Aufgaben wie die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz, die Spannungsregelung, das Engpassmanagement sowie die Schwarzstartfähigkeit und die Wiederherstellung des Netzes nach einem Blackout. Erbracht werden diese Leistungen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit spezialisierten Anbietern, zu denen neben Stromerzeugern auch flexible Verbraucher und Speichertechnologien gehören.<sup>178</sup>

## Tabellarische Zusammenfassung

	<b>Belgien</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/KP/GP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Ja
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Nein
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 4: Tabellarische Zusammenfassung Belgien

<sup>177</sup> (ACER, 2023, S. 115)

<sup>178</sup> (Elia Group, 2023, S. 1-9)

### 5.3 Dänemark

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	5,96 Mio. <sup>179</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Energinet) <sup>180</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	38 <sup>181</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 157.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	33,73 TWh <sup>182</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	67,5 % <sup>183</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+3,13 TWh oder: +10,3 % <sup>184</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	99,9 % <sup>185</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~ 21 % <sup>186</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	7,1 % <sup>187</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,05 GW <sup>188</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,008 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	23,5 % <sup>189</sup>

Tabelle 5: Steckbrief Dänemark

#### Einleitung

Dänemark zählt mit seiner dezentralen Struktur und einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien zu den Vorreitern der Energiewende in Europa. Bereits 2023 wurden durch Photovoltaik und insbesondere aus Windkraft, sowohl onshore als auch offshore, insgesamt 67,5 % des erzeugten Stroms bereitgestellt. Das Land verfügt im Verhältnis zur Bevölkerung über besonders ambitionierte Offshore -Ausbauziele (mit über 1,5 GW je 1 Mio. Einwohner perspektivisch deutlich über den Zielen in Deutschland)<sup>190</sup>. Die Wärmeversorgung ist stark von zentralen Fernwärmesystemen geprägt, die zunehmend aus erneuerbaren Energien und Abwärmequellen gespeist werden.

Dänemark ist über eine Vielzahl von Interkonnektoren mit den Nachbarländern Deutschland, Norwegen, Schweden und den Niederlanden verbunden. Das Land bildet eine zentrale Verknüpfung zwischen dem zentraleuropäischen und dem skandinavischen Stromnetz und verfügt entsprechend über zwei Strompreiszonen: Westdänemark (DK1) und Ostdänemark (DK2). Die grenzüberschreitenden Leitungen sind integraler Bestandteil der dänischen Versorgungs- und Exportstrategie. Theoretisch kann das Land seine gesamte Stromproduktionskapazität über diese Interkonnektoren verlagern, was sich insbesondere in der Handelsbilanz widerspiegelt: Im Jahr 2023 importierte Dänemark rund 19,8 TWh Strom bei einer Produktion von etwa 33,7 TWh, gleichzeitig wurden ca. 16,7 TWh exportiert – ein Hinweis auf eine hohe Austauschfähigkeit trotz erheblicher Importe.

Das dänische Stromsystem weist sieben Spannungsebenen auf, die sich historisch aus den unterschiedlichen Stromgebotszonen entwickelt haben. Das Übertragungsnetz besteht aus den 400 kV und 220 kV Spannungsebenen und wird vom Übertragungsnetzbetreiber Energinet betrieben. Die darunter liegenden Spannungsebenen

<sup>179</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>180</sup> (CEER, 2025, S. 40)

<sup>181</sup> (CEER, 2025, S. 40)

<sup>182</sup> (IEA, 2025)

<sup>183</sup> (IEA, 2025)

<sup>184</sup> (IEA, 2025)

<sup>185</sup> (CEER, 2025, S. 89)

<sup>186</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>187</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>188</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>189</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>190</sup> (IEA, 2024), S. 10

werden von den 38 Verteilnetzbetreibern betrieben und bestehen aus dem 150/132 kV Netz für regionale Übertragung und Verteilung (150 kV in DK1, 132 kV in DK2), dem 60 kV Netz, welches für die ländliche Versorgung und zeitgleich als Schnittstelle für die 10-20 kV Mittelspannungsebene dient, sowie dem 0,4 kV Niederspannungsnetz für Haushaltskunden und kleine Gewerbe. Die Netzstruktur ist historisch stark dezentral entwickelt, was die Integration von EE-Erzeugung erleichtert hat, jedoch durch die steigende Elektrifizierung (z. B. durch Wärmepumpen und Elektromobilität) zunehmend an ihre Kapazitätsgrenzen stößt.<sup>191</sup>

Energinet stellt Transparenz über Netzengpässe unter anderem über eine Netzzustandskarte her.<sup>192</sup> Für die kommenden Jahre wird mit einem deutlichen Anstieg der Investitionen in die Netzinfrastruktur gerechnet, insbesondere im Kontext des Ausbaus von Offshore-Wind sowie neuer Interkonnektoren.

## Regulierungssystem

Die beiden Stromgebotzonen werden durch ein einheitliches Regulierungssystem reguliert, unter Aufsicht der dänischen Regulierungsbehörde **Forsyningstilsynet** – Danish Utility Regulator (DUR). Das in Dänemark vorliegende Regulierungssystem besteht aus einer Anreizregulierung mit einer 4-jährigen Regulierungsperiode für den ÜNB (2023-2026) und einer 5-jährigen Regulierungsperiode für die VNB (2023-2027), jeweils in Kombination mit einer Erlösobergrenze.<sup>193</sup> Die Aufgaben der Regulierungsbehörde, sowie die Vorgaben und Anforderungen an Netzbetreiber werden insbesondere im **Elforsyningsloven** beschrieben.<sup>194</sup>

## Kostenzuordnung

Die Stromnetzkosten müssen laut Elforsyningsloven verursachungsgerecht und nicht-diskriminierend auf die Netznutzer verteilt werden. Netznutzer haben nach dem Kaskadenprinzip die Netzkosten ihrer Ebene, sowie der vorgelagerten Ebenen zu zahlen.

Die **Kostenzuordnung** auf die einzelnen Spannungsebenen der Netzbetreiber erfolgt anhand einer Differenzierung der Kostenpositionen: Kapital-, Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Kosten aus Netzverlusten werden möglichst direkt den Spannungsebenen zugeordnet. Die Kosten für das Messwesen und die allgemeinen Verwaltungskosten werden den Spannungsebenen über Standard-Verteilungsschlüssel zugewiesen oder können sich an den gelieferten Energiemengen orientieren. Am Ende sollen die Kundengruppen einer Netzebene Entgelte in ungefährer Höhe der durch sie verursachten Kosten zahlen.

## Kostenwälzung

Eine direkte Kostenwälzung zwischen ÜNB und VNB findet nicht statt. Stattdessen veröffentlicht Energinet ein Preisblatt, welches sowohl ÜNB- als auch VNB-Kunden ihrer Klassifizierung entsprechend dem ÜNB-Tarif in unterschiedlicher Höhe zuweist.<sup>195</sup>

Die Kostenwälzung innerhalb der Ebenen eines Verteilnetzbetreibers erfolgt anhand von Schlüsseln auf die Kundengruppen der betrachteten und nachgelagerten Spannungsebenen. Die zuvor den Netzebenen zugeordneten Kosten werden in einem zweiten Schritt den Kunden der eigenen und der nachgelagerten Ebene zugewiesen.

Sollte ein Verteilnetzbetreiber Strom von einem anderen Verteilnetzbetreiber beziehen, so wird dieser wie ein regulärer Kunde behandelt.

## Preisarten

Im dänischen Strom Entgeltsystem werden die Kunden ihrer Anschlussebene nach kategorisiert. Vereinfacht gesagt werden Kunden im Verteilnetz als A, B oder C Kunde bezeichnet, je nachdem ob sie im Hochspannungsnetz

<sup>191</sup> (Agora Energiewende, 2023, S. 3-4)

<sup>192</sup> (Energinet, 2025)

<sup>193</sup> (CEER, 2025, S. 40)

<sup>194</sup> (Retsinformation, 2020)

<sup>195</sup> (Energinet, 2023, S. 4)

(A-Kunden), Mittelspannungsnetz (B-Kunden) oder Niederspannungsnetz (C-Kunden) angeschlossen sind. Die A- und B-Kunden werden je nach genauem Anschlusspunkt im Netz weiter differenziert, in hohe (høj) und niedrige (lav) Kunden. Kunden im 150/132kV Hochspannungsnetz der Verteilnetzbetreiber werden als A-0 Kunden bezeichnet und bezahlen, neben den ÜNB-Entgelten lediglich einen Grundpreis für die Nutzung des Verteilnetzes. Kunden im Übertragungsnetz weisen keine gesonderte Bezeichnung auf.<sup>196</sup>

Jeder Kunde bezahlt ein Entgelt bestehend aus verschiedenen Komponenten, entsprechend seiner Kategorie. So bezahlt ein Haushaltskunde beispielweise bis zu fünf Entgeltkomponenten.

Letztendlich beruht die eigentliche Funktionsweise hinter diesen Komponenten jedoch nur auf zweierlei Basis – entnahmeabhängig in Form eines Arbeits- oder Systementgeltes (Øre/kWh) oder in Form eines Grundpreises (DKK/Jahr)

Darüber hinaus wird ein Tarif für den Eigenverbrauch von Kunden im Verteilnetz erhoben (Rådighedstarif), welche die vom Kunden selber erzeugte und verbrauchte Energie mit einem Arbeitspreis in Øre /kWh bepreist.<sup>197</sup>

Konkret erhebt der **Übertragungsnetzbetreiber Energinet** von seinen Kunden folgende Entgelte:

- Für **Entnahmekunden** (Forbrugere) aller Ebenen:
  - **Übertragungsnetzentgelt** (Nettarif) mit unterschiedlichen Preisen für Übertragungs- und Verteilnetzkunden in Øre/kWh
  - **Systemtarif** in Øre/kWh, mit Preisreduktion ab einer Entnahmemenge über 100 GWh/Jahr, welcher die Kosten der meisten Systemdienstleistungen abdeckt
  - **Grundpreis** in DKK/Jahr
- Für **Einspeiser** (Producenter) aller Ebenen:
  - **Einspeiseentgelt** (Indfødningsstarif) in Øre/kWh
  - **Ausgleichstarif** (Balancetarif) in Øre/kWh, welcher die Kosten für Regelenergie und Bilanzmanagement abdeckt

Bei **Verteilnetzbetreibern** werden folgende Entgeltkomponenten, entsprechend der Kundenkategorie, erhoben:

- **Grundpreis** (Abonnement) unterteilt in die sechs Kundenkategorien (A, B und C mit Unterkategorien) und Verbrauchs-/Entnahmetyp (Entnahme, Einspeisung, Eigenverbrauch) in DKK/Jahr
- **Zeitvariabler Arbeitspreis** mit national einheitlichen stündlichen Zeitfenstern und einer Unterteilung in:
  - A- und B-Kunden (HS- und MS-Kunden): Drei Preisstufen (Niedrig-, Hoch- und Spitzenlast) und unterschiedliche Zeitfenster für Sommer und Winter in Øre/kWh
  - C-Kunden (NS-Kunden): Fünf Preisstufen (Niedriglast, Hoch- und Spitzenlast für Sommer, Hoch- und Spitzenlast für Winter) und ein identisches Zeitfenster für Sommer und Winter
- **Tarif für Eigenverbrauch** (Rådighedstarif) in Øre/kWh wird auf Basis der selbst erzeugten und verbrauchten Energie abgerechnet, welche durch das Smarte Messsystem des Kunden gemessen wird
- **Einspeisetarif** (Indfødningsstarif) in Øre/kWh wird von allen Einspeisern im Verteilnetz erhoben
- **Leistungspreis** (Effektbetaling) wird seit 2025 bei einigen Verteilnetzbetreibern für A-høj, A-lav und B-høj Kunden in unterschiedlicher Ausprägung erhoben:
  - Jahresleistungspreis anhand der Spitzenlast in DKK/kW/Jahr
  - Zu buchende Leistungsblöcke (effektblok) in Abhängigkeit der Spitzenlast in DKK/kW/Jahr
  - Keine Erhebung eines Leistungspreises

Der Leistungspreis (*effektbetaling*) kann erst seit 2025 in einer Art Erprobungsphase von Verteilnetzbetreibern von A-høj, A-lav und B-høj Kunden erhoben werden. Der Leistungspreis bezieht sich dabei entweder direkt auf die

<sup>196</sup> (Flow Elnet, 2025, S. 3)

<sup>197</sup> (Nordenerginet, 2025, S. 4)

gemessene Spitzenlast<sup>198</sup> (DKK/kW/Jahr) oder auf zu buchende Leistungsblöcke<sup>199</sup> (DKK/effektblok). Die Leistungsblöcke ergeben sich entsprechend der Spitzenlast und ihre Größe wird nach Kundenkategorie gestaffelt ausgewiesen (A-høj 1 MW, A-lav 0,5 MW, B-høj 0,1 MW). Der Leistungspreis macht bisher nur einen geringen Anteil des gesamten Entgeltes aus und wird im Jahr 2025 noch nicht von allen Verteilnetzbetreibern erhoben.

Diese Ausweisung vieler Komponenten führt dazu, dass insbesondere Verteilnetzkunden mehrere Netzentgeltkomponenten zu zahlen haben. Durch die Aufschlüsselung der Entgeltkomponenten entsteht einerseits eine Transparenz im Rahmen der Kostenreflexion und andererseits eine erhöhte Komplexität.

## Einheitliche Entgelte

Im dänischen Verteilnetz gibt es keine einheitlichen Entgelte. Jedoch gibt es ein national einheitliches Entgelt des Übertragungsnetzbetreibers Energinet, welches auch den Verteilnetzkunden durch den Versorger in Rechnung gestellt wird.

## Einspeisenentgelte

Seit 2023 müssen alle Einspeiser ein Einspeiseentgelt zahlen. Dieses setzt sich aus bis zu drei Komponenten zusammen. Dem Einspeisetarif (Indfødningsstarif) und dem Ausgleichstarif (Balancetarif) des Übertragungsnetzbetreibers, sowie dem Einspeisetarif (Indfødningsstarif) des Verteilnetzbetreibers, jeweils in Øre/kWh.

Anzumerken ist der auf Verteilnetzebene erhobene Tarif beim Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom (Rådighedstarif), was kein Einspeiseentgelt ist, aber für Produzenten die Alternative zum Einspeiseentgelt darstellt. Sie können ihren selbst produzierten Strom entweder einspeisen und den Einspeisetarif entrichten oder den Strom selbst verbrauchen und den Tarif für Eigenverbrauch zahlen.

## Speicherentgelte

In Dänemark gibt es keine expliziten Speicherentgelte und keine Entgeltbefreiung von Speichern. Da es in Dänemark ein Einspeiseentgelt gibt, zahlen Speicher nach aktuellem Stand sowohl das Entnahme- als auch Einspeiseentgelt, jeweils bestehend aus mehreren Komponenten, in voller Höhe.

## Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte

In Dänemark gibt es keine dynamischen Entgelte, dafür gibt es ein bereits weiterentwickeltes Modell für zeitvariable Entgelte (Time-Of-Use, kurz TOU 2.0 oder TOU 3.0).

TOU 2.0 (C-Kunden: HA und kleine Gewerbe), Niederspannung. Fünf Tarifstufen, nur für C-Kunden. Hoch- und Spitzenlasttarife sind im Winter und Sommer unterschiedlich.

TOU 3.0 (A- und B-Kunden: MS- und HS-Abnehmer, nicht für Einspeiser). Drei Tarifstufen. Hoch- und Spitzenlasttarife sind im Winter und Sommer identisch.

Die Netzentgeltkomponenten der Übertragungsnetzbetreibers sind nicht zeitvariabel sondern jährlich fix.

## Messstellenbetrieb

Der Messstellenbetrieb in Dänemark ist beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber integriert. Die Kosten für den Messstellenbetrieb sind im Netzentgelt enthalten. Der Rollout in Dänemark ist mit 99,9 % Smart Meter Anteil vollständig abgeschlossen.

## Sonderformen der Netznutzung

In Dänemark gibt es keine Sonderformen der Netznutzung.

---

<sup>198</sup> (Trefor El-net, 2025, S. 2)

<sup>199</sup> (Vores Elnet A/S, 2025, S. 1-2)

## Umlagen

In Dänemark werden neben den Entgelten keine Umlagen erhoben.

## Einmalzahlungen

In Dänemark wird von Einspeisern und Entnahmekunden ein **Beitrag zur Netzverstärkung** erhoben. Dieser ist für beide geografisch differenziert. Der Beitrag fällt höher oder niedriger aus, falls es sich um eine Region mit überwiegender Entnahme, Einspeisung oder einer gemischten Struktur handelt. Die Einteilung der Zonen kann anhand einer veröffentlichten Karte eingesehen werden.<sup>200</sup>

Die Bestimmung der Kosten für den **Netzanschluss** sind für Entnahmekunden und Einspeiser einheitlich geregelt und die Kosten sind vom Netzkunden in voller Höhe zu zahlen.

## Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden im Wesentlichen vom Übertragungsnetzbetreiber Energinet organisiert und bei der Entnahme durch den Systemtarif oder bei Einspeisung durch den Balancetarif refinanziert.

## Sonstiges / Besonderheiten des Landes

Seit 2025 existiert ein ‚Elektrifizierungszuschlag‘ (*elektrificeringstillæg*, auch Green Addition genannt), welcher steigende Kosten für den Netzausbau berücksichtigt.<sup>201</sup> Den Netzbetreibern wird durch drei Indizes (Zuwachs der 1. Smart-Meter-Anzahl, 2. Energie-Entnahme auf NS-Ebene, 3. Netzstationen-Anzahl um jeweils bis zu 1 %) eine Anhebung ihrer Erlösobergrenze um jeweils bis zu 0,43 %, also in Summe maximal 1,29 % ermöglicht. Dieser Betrag ist in den Netzentgelten bereits enthalten und wird nicht explizit ausgewiesen.

## Tabellarische Zusammenfassung

	Dänemark
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Keine herkömmliche Wälzung
<b>Preisarten</b>	AP/GP/LP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Ja
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Nein
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Keine
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 6: Tabellarische Zusammenfassung Dänemark

<sup>200</sup> (GreenPowerDenmark, 2025)

<sup>201</sup> (FORSYNINGSTILSYNET, 2024, S. 33)

## 5.4 Frankreich

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	68,47 Mio. <sup>202</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (RTE) <sup>203</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	143 <sup>204</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 479.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	526 TWh <sup>205</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	14,0 % <sup>206</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	-50,47 TWh oder: -9,6 % <sup>207</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	92,9 % <sup>208</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~19 % <sup>209</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	2,2 % <sup>210</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,4 GW <sup>211</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,06 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	18,47 % <sup>212</sup>

Tabelle 7: Steckbrief Frankreich

### Einleitung

Frankreich zählt hinsichtlich Fläche, Einwohnerzahl und Wirtschaftskraft zu den größten Ländern der Europäischen Union. Durch seine zentrale Lage stellt es einen Knotenpunkt im europäischen Energiesystem dar, mit Leitungen und Interkonnektoren zur iberischen Halbinsel, nach Großbritannien und Irland, Italien, Deutschland, in die Schweiz und Benelux-Staaten. Das Land bietet durch seine geografischen Eigenschaften viel Potential für offshore Windenergie, Solarenergie und in begrenztem Maße auch Wasserkraft. Wind- und Solarenergie haben im Jahr 2023 zusammen 14 % der Stromproduktion ausgemacht. Der Großteil der Stromproduktion entfiel weiterhin auf Kernkraft und belief sich im Jahr 2023 auf etwa 64 % der Strommenge. Durch diesen hohen Anteil an Kernkraft weicht Frankreich von den anderen betrachteten europäischen Ländern ab, da es hierdurch weiterhin eine erhebliche zentrale Produktion auf den oberen Spannungsebenen und ein stark ausgebautes Transportnetz aufweist. Ein dezentraler Netzausbau der niedrigeren Spannungsebenen ist nicht im gleichen Ausmaß wie in Deutschland erforderlich. Durch seine Interkonnektoren kann das Land seine Nachbarstaaten bei Bedarf mitversorgen. Außerdem kann es in Zeiten von eigener Überproduktion - aus nicht vollständig abregelbaren Kernkraftwerken oder aus erneuerbaren Energien - oder in Zeiten von Unterproduktion, wenn beispielweise Kraftwerke im Sommer durch niedrige Pegelstände und hohe Flusstemperaturen nicht betrieben werden können, Strom in Nachbarländer liefern oder aus diesen beziehen.

Im französischen Energiesystem ist die *Électricité de France* (EDF) omnipräsent. Sie wurde 1946 im Rahmen der Verstaatlichung der Energiebranche gegründet und befindet sich aktuell zu circa 80 % in staatlicher Hand. Es wird

<sup>202</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>203</sup> (CEER, 2025, S. 54)

<sup>204</sup> (CEER, 2025, S. 54)

<sup>205</sup> (IEA, 2025)

<sup>206</sup> (IEA, 2025)

<sup>207</sup> (IEA, 2025)

<sup>208</sup> (CEER, 2025, S. 101)

<sup>209</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>210</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>211</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>212</sup> (Global Economy, 2025)

eine 100 % staatliche Beteiligung angestrebt. Die Bereiche Energieerzeugung, -handel und -vertrieb, Verteilung und Transport wurden früher maßgeblich von der EDF und ihren Tochterunternehmen betrieben.

Der für den Transport zuständige Übertragungsnetzbetreiber *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE) gehörte bis 2017 zur EDF-Gruppe und ist jetzt, nach Umsetzung der EU-Vorgaben zur Entflechtung, zu 100 % im Eigentum der staatlichen Investmentbank *Caisse des Dépôts* und ihrer Energieholding *CNP Assurances*. Die RTE betreibt eines der größten Übertragungsnetze in Europa: dieses ist mit ~106.000 km Länge etwa dreimal so groß wie das deutsche Übertragungsnetz mit einer Länge von ~36.300 km.<sup>213</sup>

Im Bereich der Verteilnetze gibt es insgesamt etwa 143 Verteilnetzbetreiber, wobei die *Enedis* circa 95 % des Mittel- und Niederspannungsnetzes abdeckt und die Aufgabe des Messbetriebs übernimmt.<sup>214</sup> Die *Enedis* hieß bis 2016 noch *Électricité Réseau Distribution France* (ERDF) und wurde im Rahmen der Entflechtung von der EDF umbenannt. Sie gehört weiterhin zu 100 % der EDF, ist aber rechtlich und organisatorisch unabhängig.

### Regulierungssystem

In Frankreich ist die *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) die zuständige Regulierungsbehörde. Im Jahr 2001 wurde eine Anreizregulierung eingeführt, mit Erlösobergrenzenbildung namens *Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité* (TURPE) und einer 4-jährigen Regulierungsperiode. Am 1. August 2025 begann die siebte Regulierungsperiode für das Verteilnetz (TURPE 7 HTA-BT) und für das Übertragungsnetz (TURPE 7 HTB).

Das französische Regulierungssystem gilt auch in Korsika und in den französischen Überseegebieten, wie Guadeloupe, Martinique, Réunion, Französisch-Guayana, Mayotte und Saint-Pierre-et-Miquelon, wobei hier Sonderregelungen gelten, welche die Inseleigenschaften berücksichtigen. Die Stromnetze der Inseln werden von Tochterunternehmen der EDF betrieben und es liegen typischerweise höhere Netz- und Strompreise als auf dem Festland vor, die durch staatliche Subventionierung auf ein mit dem Festland vergleichbares Niveau reduziert werden. Im Rahmen der Analyse wird nur das französische Festland betrachtet.

### Kostenzuordnung

Das französische Stromnetz wird in sechs Spannungsebenen unterteilt. Die Spannungsebenen 400 kV und 225 kV gehören zum Übertragungs- oder Transportnetz und werden von RTE betrieben. Die 90 kV und 63 kV Spannungsebenen gehören zum regionalen Transport- oder Hochspannungsnetz und werden zum Großteil ebenfalls von RTE betrieben. Die Verteilnetzbetreiber betreiben Teile des 90kV und 63 kV Netzes, sind aber insbesondere für die 20 kV Mittelspannungsebene und die 400 V Niederspannungsebene verantwortlich.<sup>215</sup>

Für das Verständnis der Kostenzuordnung, Kostenwälzung und Preisbildung in Frankreich gilt folgendes: Die Bepreisung der Kunden wird nicht an ihrer angeschlossenen Spannungsebene, sondern gemäß ihrer **Anschlussspannung** vorgenommen. Alle Kunden unterhalb 1kV Anschlussspannung, werden der Kundenkategorie der Niederspannung *Basse Tension* (**BT**) zugeordnet. Kunden größer 1 kV und kleiner-gleich 50 kV werden der Kategorie Hochspannung *Haute Tension A* (**HTA**) zugeordnet. Kunden größer 50 kV und kleiner-gleich 400 kV werden der Kategorie *Haute Tension B* (**HTB**) zugeordnet.<sup>216</sup> Diese Unterteilung wird im Rahmen der Bepreisung weiter vertieft. So werden im Verteilnetz BT Kunden anhand ihrer Anschlusskapazität unterteilt (kleiner-gleich oder größer 36 kVA) und die HTA- und HTB-Kunden entsprechend ihrer Anschlussspannung in **HTA1** (1 kV < HTA1 ≤ 40 kV) und **HTA2** (40 k < HTA2 ≤ 50 kV), beziehungsweise **HTB1** (50 kV < HTB1 ≤ 130 kV), **HTB2** (130 kV < HTB2 ≤ 350 kV) und **HTB3** (350 kV < HTB3 ≤ 400 kV) Kunden unterteilt.

Die Ermittlung der Netzkosten erfolgt anhand von Analysen für jede „*poche*“ – zu Deutsch ‚Taschen‘. Gemeint sind physikalisch und netztechnisch abgegrenzte Teilnetze innerhalb einer Spannungsebene. Die ermittelten Netzkosten aller „*poches*“ werden zur Tarifiermittlung der in Frankreich national einheitlichen Tarife

<sup>213</sup> (CEER, 2025, S. 53, 56)

<sup>214</sup> (Commission de régulation de l'énergie, 2025)

<sup>215</sup> (Commission de régulation de l'énergie, 2025)

<sup>216</sup> (Commission de régulation de l'énergie, 2021, S. 79-80)

herangezogen. Dabei werden keine Tarife je Spannungsebene, sondern je Kundekategorie ausgewiesen (**BT, HTA, HTB**). Die zuvor ermittelten Netzkosten werden konsolidiert und im Rahmen der Tarifbildung in einem lastbasierten Kaskadenmodell direkt auch den nachgelagerten Netzkunden zugeordnet. Hierdurch ist eine implizite Kostenwälzung zwischen Spannungsebenen bereits inbegriffen.<sup>217</sup>

### Kostenwälzung

Die Kostenwälzung erfolgt implizit bei der Kostenzuordnung und Tarifbildung.

### Preisarten

Das Entgelt unterscheidet sich je Kundenkategorie in Ausprägung und Höhe, jedoch müssen sowohl beim Übertragungsnetzentgelt (**TURPE HTB**) als auch beim Verteilnetzentgelt (**TURPE HTA-BT**) in jeder Kundenkategorie die folgenden Preisbestandteile gezahlt werden:

1. Die *composante annuelle de gestion* (CG) ist ein **jährlich abgerechneter Grundpreis** (€/a) welcher **Verwaltungskosten der Netzbetreiber** abdeckt. Kunden mit Eigenverbrauch haben einen höheren Preis zu entrichten und bei Kunden mit Einspeisung ist dieser Betrag nochmals höher.
2. Die *composante annuelle de comptage* (CC) ist ein **jährlich abgerechneter Grundpreis** (€/a) welcher die **Messkosten** abdeckt.
3. Die *composante annuelle de soutirage* (CS) ist eine Entnahmekomponente, welche sich je Kundenkategorie unterschiedlich gestaltet, jedoch immer einen **zeitvariablen Arbeitspreis** (ct/kWh) und einen **zeitvariablen Kapazitätspreis** (€/kVA) beinhaltet. Bei allen Kunden ist der Kapazitätspreis genauso zeitvariabel gestaltet wie der Arbeitspreis. Mehr dazu unter ‚Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte‘. Für die kleinsten Niederspannungskunden (BT ≤ 36 kVA) ist der Kapazitätspreis nicht zeitvariabel.

Absolute Ausnahme sind HTB3-Kunden, also die allergrößten Kunden im Übertragungsnetz, welche keinen Kapazitätspreis und nebst Grundpreis nur einen jährlich nicht-zeitvariablen Arbeitspreis in Höhe von derzeit 0,41 ct/kWh zu entrichten haben.

Der *tarif de l'autoconsommation* (Tarif für Eigenverbrauch) ist ein **zeitvariabler Arbeitspreis** (ct/kWh), welcher zusätzlich von BT-Kunden im Verteilnetz auf ihre selbst erzeugte und verbrauchte Energiemenge erhoben wird.

### Einheitliche Entgelte

Frankreich praktiziert eine landesweit einheitliche Netzentgeltstruktur. Das Prinzip der *péréquation tarifaire* (Tarifgleichstellung) sorgt dafür, dass überall auf dem Festland die gleichen Netznutzungstarife namens *tarif d'utilisation du réseau public d'électricité* (TURPE) gelten – unabhängig von Region oder Betreiber. Die CRE setzt die Tarife zentral fest, und alle Verteilnetzbetreiber (einschließlich Enedis und der lokalen Stadtwerke) wenden diese Entgelte an.<sup>218</sup>

Diese nationale Vereinheitlichung wird dadurch ermöglicht, dass die Verteilnetzbetreiber eventuelle Kostenunterschiede nicht über unterschiedliche Tarife weitergeben dürfen, sondern diese über interne Ausgleichsmechanismen bzw. über ein staatliches Energiesonderkonto (CSPE-Fonds) kompensiert werden.

### Einspeisenentgelte

Auf den höchsten Ebenen des Übertragungsnetzes (HTB2/3: 225 kV / 400 kV) zahlen Einspeiser im Jahr 2025 ein **Einspeiseentgelt in Höhe von derzeit 0,37€/MWh** auf ihre eingespeiste Energiemenge. Dieser Betrag soll die Kosten für Ausgleichsverluste, die im französischen Netz durch den exportierten Strom entstehen, sowie die Kosten für Ausgleichsverluste, die RTE im Rahmen des grenzüberschreitenden Mechanismus ITC (Inter TSO Compensation) in Rechnung gestellt werden, abdecken.<sup>219</sup>

<sup>217</sup> (Commission de régulation de l'énergie, 2025, S. 244-250)

<sup>218</sup> (Réseau de Transport d'Electricité, 2025)

<sup>219</sup> (Réseau de Transport d'Electricité, 2025, S. 7)

Im französischen Verteilnetz fallen keine verbrauchsgebundenen Einspeiseentgelte an. Einspeiser müssen lediglich die einmaligen Anschlusskosten sowie Grundpreise für Verwaltungskosten (CG) und Messentgelt (CS) zahlen. Zu erwähnen ist der *tarif de l'autoconsommation*, welcher einen weiteren Arbeitspreis (ct/kWh) auf die produzierte und selbst verbrauchte Energiemenge von BT-Kunden (Niedrig- und Mittelspannung) darstellt. Diese Messung der Energiemengen wird durch das französische Messsystem namens Linky ermöglicht.

## Speicherentgelte

Aktuell gibt es in Frankreich keine expliziten Speicherentgelte und aufgrund nicht-vorhandener Einspeiseentgelte im Verteilnetz zahlen diese Speicher effektiv nur ein Entgelt für die Entnahme. Ausnahme sind Speicher im Übertragungsnetz, beispielweise Pumpspeicher, diese zahlen jedoch aktuell den dort vorliegenden Einspeisetarif und werden dadurch doppelt belastet.

Ab August 2026 soll ein **Speicherentgelt** namens *tarif injection-soutirage* eingeführt werden, welches Kunden mit symmetrischem Entnahme- und Einspeiseverhalten ein angepasstes Entgelt basierend auf der Differenz zwischen Einspeisung und Entnahme ermöglicht.<sup>220</sup>

## Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte

In Frankreich gibt es keine dynamischen Netzentgelte, jedoch gibt es zeitvariable Tarife. Des Weiteren gibt es für größere Kunden (HTA1/2, HTB1/2) einen ergänzenden *Pointe* Tarif (Spitzenlasttarif) mit der Option *fixe* oder *mobile*. Der *Pointe mobile* Tarif kann an 10 bis 15 Tagen des Hochlastzeitfensters erhoben werden und muss am Vortag vom Übertragungsnetzbetreiber angezeigt werden.

Große Übertragungsnetzkunden (HTB3) sind von zeitvariablen Tarifen ausgenommen und zahlen nur einen jährlich einheitlichen Arbeits- und Grundpreis.

Die zeitvariablen Arbeits- und Kapazitätspreise und deren saisonale Zeiträume sind für Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber einheitlich definiert:<sup>221</sup>

- *Heure Pleine Saison Haute* (HPH): Hochsaison (Winter, 1. November bis 31. März) Hochlast
- *Heure Creuse Saison Haute* (HCH): Hochsaison (Winter, 1. November bis 31. März) Niedriglast
- *Heure Pleine Saison Basse* (HPB): Nebensaison (Sommer, 1. April bis 30. Oktober) Hochlast
- *Heure Creuse Saison Basse* (HCB): Nebensaison (Sommer, 1. April bis 30. Oktober) Niedriglast
- *Pointe fixe* oder *Pointe mobile*: Kunden im Hoch- und Höchstspannungsnetz (HTA/HTB) unterliegen einem zusätzlichen Spitzenlastzeitfenster namens *Pointe* - von Anfang Dezember bis Ende Februar-, ergänzend und verschärfend zum HPH- und HCH-Tarif. Die Kunden können wählen zwischen einem fixiertem Zeitfenster (*fixe*) mit jeweils 2 Stunden morgens und abends (außer Sonntagen) und einem ‚**dynamischen**‘ Zeitfenster (*mobile*), welches am Vortag vom Übertragungsnetzbetreiber RTE festgelegt wird. Sie zahlen im *Point mobile* Tarif (Spitzenlast, dynamisch) einen **höheren Arbeits- und Kapazitätspreis** als im *Point fixe* Tarif (Spitzenlast, fixiert), dafür darf der Spitzenlasttarif nur an 10 bis 15 Tagen zwischen Dezember und Februar von ihnen erhoben werden. An den übrigen Tagen gilt der günstigere Hochlast-Tarif (HPH/HCH).

Die stündlichen Zeitfenster der Tarife innerhalb der saisonalen Zeiträume können je Region und Netzbetreiber unterschiedlich ausfallen und werden von den Netzbetreibern veröffentlicht.

## Messstellenbetrieb

Die Aufgabe des Messbetriebes obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber und ist nicht ausgegliedert. Die dabei anfallenden Messkosten werden jeweils im Übertragungs- als auch im Verteilnetzentgelt durch den Grundpreis *composante annuelle de comptage* refinanziert. Der Rollout ist mit über 90% Smart Metern Anteil weit fortgeschritten.

<sup>220</sup> (Commission de régulation de l'énergie, 2025, S. 129-137)

<sup>221</sup> (Enedis, 2018)

## Sonderformen der Netznutzung

Stromkunden in Frankreich können die Höhe ihres Tarifes basierend auf ihrer Nutzungsdauer (*Courte*: kurz, *Moyenne*: durchschnittlich, *Longue*: lang) wählen. Dadurch erhalten sie beispielweise bei kurzer Nutzung einen höheren Arbeitspreis und dafür einen niedrigeren Kapazitätspreis. Das Modell ist insbesondere für temporäre Kunden relevant.

## Umlagen

Die *Contribution Tarifaire d'Acheminement* (CTA) ist ein gesetzlich vorgeschriebener Zuschlag auf die Netzentgelte (TURPE) in Frankreich. Konkret wird dieser anteilig auf Basis des Messentgeltes *composante de comptage* (CC) erhoben, der Zuschlag beträgt 10,11 % im Übertragungs- und 21,93 % im Verteilnetz. Sie dient der **Finanzierung der Rentenversicherung (CNIEG) der Beschäftigten im Energiesektor** mit Sonderstatut.<sup>222</sup>

## Einmalzahlungen

Anschlusskosten bei Anschluss an das Übertragungsnetz werden vollständig vom Kunden getragen, beim Anschluss an das Verteilnetz gibt es klare Vorgaben zur Ermittlung der Höhe der Anschlusskosten.<sup>223</sup>

Beiträge zum Ausbau der Anschlussebene oder vorgelagerter Ebenen sind unüblich und werden lediglich in einigen Fällen im Übertragungsnetz individuell erhoben.

## Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden im Wesentlichen vom Übertragungsnetzbetreiber RTE erbracht und durch die Kostenwälzung den Verteilnetzkunden in Rechnung gestellt. Größeren Kunden (HTB, HTA und BT > 36 kVA) wird außerdem bei Überschreitung technischer Blindleistungs-Grenzwerte eine *pénalité réactive* in Rechnung gestellt.

## Tabellarische Zusammenfassung

	Frankreich
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Kundengruppen
<b>Kostenwälzung</b>	Implizit durch Kostenverteilung
<b>Preisarten</b>	AP/GP/KP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Keine
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabler AP, Saisonaler KP
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Keine
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 8: Tabellarische Zusammenfassung Frankreich

<sup>222</sup> (Réseau de Transport d'Electricité, 2025, S. 20)

<sup>223</sup> (Enedis, 2025)

## 5.5 Großbritannien

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	69,14 Mio* <sup>.224</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (NGT)** <sup>225</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	6** <sup>226</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 11.500.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	293 TWh** <sup>227</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	32,8 %** <sup>228</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+23,78 TWh oder: +8,8 %** <sup>229</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	61 % <sup>230</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~2 % <sup>231</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	2,9 %** <sup>232</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	6,48 GW** <sup>233</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,09 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	23,5 %** <sup>234</sup>

Tabelle 9: Steckbrief Großbritannien (Die gezeigten Werte beziehen sich teilweise auf Großbritannien\* und teilweise auf das Vereinigte Königreich\*\*)

### Einleitung

Für die Betrachtung des Regulierungs- und Entgeltsystems von Großbritannien muss zunächst erläutert werden, dass es sich bei der Analysetiefe des Gutachtens um die Landesteile England, Schottland und Wales handelt. Nordirland ist genau, wie die drei anderen Landesteile Bestandteil des vereinigten Königreiches, weist jedoch ein eigenes Strom Regulierungs- und Entgeltsystem auf. In dieser Analyse wird ausschließlich Großbritanniens System betrachtet. Einige Aussagen in der Einleitung beziehen sich auf das gesamte Vereinigte Königreich und werden für die Analyse Großbritanniens herangezogen.

Großbritannien weist durch seine geografische Lage und inselartige Beschaffenheit gute Voraussetzung für offshore Windparks auf und betreibt einige Öl- und Erdgasplattformen. Diese Energiequellen stellen einen wesentlichen Anteil der Stromerzeugung dar. Ähnlich wie in Deutschland ist Großbritanniens Übertragungsnetz mit dem Problem einer erheblichen Transportaufgabe konfrontiert. Erneuerbare Energien werden maßgeblich im nördlich gelegenen Schottland, beziehungsweise vor dessen Küstenregion offshore produziert, während der Verbrauch in den südlich gelegenen Ballungs- und Industriezentren Manchester, Birmingham und London stattfindet.

Die Struktur der Netzbetreiber in Großbritannien weist einige Besonderheiten auf.

In Großbritannien gibt es drei Übertragungsnetzbetreiber, welche als **Transmission System Owners (TSO)** bezeichnet werden, nicht zu verwechseln mit dem gängigen Begriff des Transmission System Operators. Der erste

<sup>224</sup> (Database Earth, 2025)

<sup>225</sup> (CEER, 2025, S. 62)

<sup>226</sup> (CEER, 2025, S. 62)

<sup>227</sup> (IEA, 2025)

<sup>228</sup> (IEA, 2025)

<sup>229</sup> (IEA, 2025)

<sup>230</sup> (Government UK, 2025, S. 1)

<sup>231</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>232</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>233</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>234</sup> (Global Economy, 2025)

betreibt das nördliche Übertragungsnetz von Schottland, der zweite das südliche Übertragungsnetz von Schottland und der dritte betreibt das Übertragungsnetz in England und Wales. Für das gesamte Übertragungsnetz gibt es seit 2023 auf nationaler Ebene den in öffentlicher Hand befindlichen **National Energy System Operator** (NESO), welcher zentrale Investitionsentscheidungen für das Strom- und Gassystem trifft und die Planungskoordination übernimmt.<sup>235</sup> Während die Übertragungsnetzbetreiber für den Betrieb ihres jeweiligen Netzes verantwortlich sind, verantwortet der NESO die Aufgabe der Systemführung, insbesondere des Redispatch- und Engpassmanagements, der Beschaffung von Reserveleistung sowie der Frequenzhaltung. Die hierbei anfallenden Kosten stellt er in einem eigenen Tarif in Rechnung (BSUoS - Balancing System Use of System). Außerdem übernimmt er die Aufgabe der Abrechnung des Übertragungsnetzentgeltes (TNUoS - Transmission Network Use of System) und dessen Auszahlung an die zuständigen Übertragungs- und Offshorennetzbetreiber.

Das Verteilnetz besteht aus 14 Regionen, mit jeweils einem zugehörigen **Distribution Network Operator** (DNO), dem in Großbritannien gängigen Begriff für Verteilnetzbetreiber. Diese gehören und werden betrieben von sechs Verteilnetzbetreibergruppen (DNO Groups).

Im offshore Bereich gibt es ergänzend das **Offshore Electricity Transmission Owner** (OFTO) Regime, welches unter „Sonstiges / Besonderheiten des Landes“ näher erläutert wird.

Seit dem Brexit im Jahr 2020 ist Großbritannien nicht länger Mitglied der EU, der Acer oder der ENTSO-E<sup>236</sup>, aber weiterhin Mitglied der CEER<sup>237</sup>.

### Regulierungssystem

In Großbritannien ist die **Ofgem** (Office of Gas and Electricity Markets) die nationale Regulierungsbehörde für Netzbetreiber. Ihr untergeordnet gibt es eine separate Institution für die Regulierung des Messwesens, die **DCC** (Data Communications Company).

Der Name des seit 2013 etablierten Regulierungssystem **RIIO** setzt sich wie folgt zusammen: **R**evenue **C**ap = **I**nvestments + **I**nnovation + **O**utput. Zu Deutsch bedeutet es, dass das Regulierungssystem eine **Erlösobergrenze** (Revenue Cap) bildet, in der es ein Bonus-/Malus System für Investitionen, Innovationen und verschiedene Outputs gibt. Die Erlösobergrenzen, und damit festgesetzte Ziele für die Komponenten, werden für eine Periode von fünf Jahren von der Ofgem festgelegt. Aktuell befinden sich die Netzbetreiber in der zweiten Periode (RIIO-2) mit unterschiedlichen Zeiträumen für Übertragungsnetzbetreiber (RIIO-T2: 2021-2026) und Verteilnetzbetreiber (RIIO-ED2: 2023-2028). Die erste Regulierungsperiode wurde bewusst auf acht Jahre angesetzt (RIIO-T1: 2013-2021; RIIO-ED1: 2015-2023), um mit einem längeren Planungszeitraum Vertrauen für Investoren zu schaffen.<sup>238</sup> Der Übergang zwischen den Perioden findet innerhalb des Jahres vom 31. März auf den 1. April statt.

### Kostenzuordnung

Grundlage für die Kostenzuordnung im Verteilnetz sind die im *Distribution Connection and Use of System Agreement* (DCUSA) festgeschriebenen Methoden *Common Distribution Charging Methodology* (CDCM) für Low Voltage und High Voltage (Niedrig- und Mittelspannung) und die *Extra-High Voltage Distribution Charging Methodology* (EDCM) für die Hochspannung.

Die Kostenzuordnung auf die Spannungsebenen erfolgt anhand der tatsächlichen Belastung durch einzelne Kundengruppen. Für jede Ebene wird basierend auf Kostentreibern und Nutzungsanteilen dieser Ebene durch die Verbraucher ein Anteil der Kosten ermittelt. Kosten höherer Netzebenen werden anteilig den unteren Ebenen zugerechnet, basierend auf den prognostizierten Lastanteilen oder Spitzenlastbeiträgen.

---

<sup>235</sup> (Institute for Government UK, 2025)

<sup>236</sup> (ENTSO-E, 2025)

<sup>237</sup> (CEER, 2025)

<sup>238</sup> (Parliament UK)

### Kostenwälzung

Eine Kostenwälzung im Rahmen einer Rechnungsstellung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern findet nicht statt. Stattdessen veröffentlicht der Systembetreiber NESO die Entgelte für Systemdienstleistungen (BSUoS) sowie gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern die Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes (TNUoS).<sup>239</sup> Diese Tarife werden Netzteilnehmern wie Stromlieferanten, direkt angeschlossenen Großverbrauchern und *Embedded Generators* (Erzeuger im Verteilnetz) in Abhängigkeit von ihrer Netzebene und Klassifizierung in Rechnung gestellt. Endkunden im Verteilnetz erhalten diese Entgelte nicht separat ausgewiesen, sondern tragen sie indirekt über den Arbeitspreis oder Grundpreis ihres Stromversorgers.

Innerhalb eines Verteilnetzbetreibers erfolgt eine verursachergerechte Kostenwälzung zwischen den verschiedenen Spannungsebenen. Diese ist integraler Bestandteil der regulatorischen Tarifmethoden (CDCM/EDCM) und stellt sicher, dass Kunden nur für die Netzebenen bezahlen, die sie tatsächlich nutzen.

### Preisarten

Das in Großbritannien geltende Preissystem basiert auf verschiedenen Tarifen und Kundenkategorien. Es wird vereinfacht zwischen *Half Hourly* (halbstündliche Messung, vergleichbar mit RLM), *Non-Half Hourly* (vergleichbar mit SLP-Kunden) und *Unmetered* (vollständig ohne Zähler, bspw. Straßenbeleuchtung) unterschieden. Je nach Anschluss im Übertragungs- oder Verteilnetz, Spannungsebene und Entnahmemenge oder Kapazität wird weiter differenziert.

Seiner Kategorie entsprechend muss der Kunde die folgenden Tarife zahlen oder ist von ihnen befreit:

- **BSUoS - Balancing System Use of System:** Der *National Energy System Operator* (NESO) ist für die Beschaffung von Systemdienstleistungen im gesamten Übertragungsnetz verantwortlich. Die hierdurch entstehenden Kosten stellt er allen Verbrauchern im Übertragungs- und Verteilnetz mit einem für sechs Monate festgelegten einheitlichen **Arbeitspreis** in Rechnung<sup>240</sup>. Der von April bis September 2025 geltende Tarif beträgt 10,74 £/MWh. Der BSUoS wird nicht explizit auf der Rechnung von **Verteilnetzkunden** ausgewiesen, sondern ist im Arbeits- oder Grundpreis des Stromversorgers enthalten. Erzeuger sind seit April 2023 vom BSUoS befreit.
- **TNUoS - Transmission Network Use of System:** Dieses Entgelt deckt die Kosten der Übertragungs- und Offshore-Netzbetreiber. Anteile der Kosten werden national einheitlich, andere regional spezifisch erhoben und durch das Entgelt refinanziert. Es ist von allen Erzeugern des Übertragungsnetzes sowie von allen Verbrauchern des Übertragungs- und Verteilnetzes in unterschiedlichen Tarifkomponenten zu entrichten. Das TNUoS Entgelt wird nicht explizit auf der Rechnung von Verteilnetzkunden ausgewiesen, sondern ist im Arbeits- oder Grundpreis des Stromversorgers enthalten.
- **Erzeuger** im Übertragungsnetz zahlen einen **Kapazitätspreis** und die Preisgestaltung erfolgt anhand ihrer technologischen Zuordnung: *Conventional Carbon Generators* (Biomasse, KWK, Kohle, Erdgas, Pumpspeicher, Batterien), *Conventional Low Carbon Generators* (Wasserkraft, Nuklearenergie) und *Intermittent Generators* (Wind, Wellen, Gezeiten, Solar) haben unterschiedliche Kapazitätspreise zu zahlen. Da die Kapazitätspreise die regionale Einspeise- und Entnahmeseite berücksichtigen, können diese in entnahmestarken Regionen negativ ausfallen.<sup>241</sup> Außerdem müssen *Embedded Generators* (Erzeuger im Verteilnetz) mit einer gebuchten Kapazität von >100 MW ebenfalls direkt ausgewiesene TNUoS zahlen.
- **Verbraucher** im Übertragungsnetz zahlen unterschiedliche Preisarten entsprechend ihrer Kundenkategorie. Zunächst wird für die *Half Hourly* Kunden ein **Leistungspreis** ermittelt. Dieser wird basierend auf dem Mittelwert der drei höchsten Leistungswerte zwischen Anfang November und Ende Februar abgerechnet. Die Erlöse aus diesem Leistungspreis werden prognostiziert und der restliche Teil der Erlösobergrenze des Übertragungsnetzbetreibers wird sodann zur Ermittlung des Arbeitspreises herangezogen. Der ermittelte **Arbeitspreis** wird von den *Non-Half Hourly* Kunden (nicht leistungsgemessen) erhoben.

<sup>239</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>240</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>241</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

Diese werden anhand ihrer Entnahmemenge und einem Standardlastprofil zwischen 16 und 19 Uhr in Pence/kWh bepreist.<sup>242</sup> In erzeugungsstarken nördlichen Regionen entfällt dieser Tarif für viele Verbraucher.

- Darüber hinaus zahlen Entnahmekunden im Übertragungsnetz einen täglich abgerechneten **Grundpreis** namens *Transmission Demand Residual*.
- **DUoS - Distribution Use of System:** Dieses Entgelt deckt die Kosten der Verteilnetzbetreiber. Die Preisbestandteile unterscheiden sich auch hier je nach Art und Weise der Messung.
  - Alle Entnahmekunden zahlen einen **zeitvariablen Arbeitspreis** mit den sogenannten *Red-/Amber-/Green-Timebands*, welche unter ‚Zeitvariable Entgelte‘ näher erläutert werden.
  - *Non-Half Hourly* Kunden (nicht-leistungsgemessen) zahlen zusätzlich einen **Grundpreis** auf Tagesbasis in Pence/Tag.
  - *Half Hourly* Kunden (leistungsgemessen) zahlen ebenfalls diese beiden Komponenten und zusätzlich einen **Kapazitätspreis**. *Domestic customers* (Haushaltskunden) sind hiervon ausgenommen.
  - **Erzeuger im Verteilnetz** (<100 MW Kapazität) zahlen keinen Kapazitätspreis und der Wert des Grundpreises beläuft sich häufig auf null. Jedoch erhalten sie den zeitvariablen Arbeitspreis des Entnahmekunden mit gleicher zeitlicher Staffelung und in maximal der gleichen Höhe wie der Entnahmekunde als Vergütung. Begründet wird dies mit vermiedenen Kosten im Netz.
- *Extra High Voltage Customers*, also **Hochspannungskunden** im Verteilnetz unterliegen zusätzlich der *Extra High Voltage Distribution Charging Methodology* (EDCM) und haben ebenfalls die Preiskomponenten Grundpreis, Kapazitätspreis und zeitvariablen Arbeitspreis zu zahlen.<sup>243</sup> Letzterer hat jedoch nur ein Zeitfenster namens *Super-Red Peak*, in welchem der Kunde einen Arbeitspreis zu zahlen hat. Dieses liegt üblicherweise werktags zwischen 16 und 19 Uhr. In anderen Zeitfenstern hat der Kunde keinen Arbeitspreis zu zahlen.
- Die **Standing Charge** ist der zuvor genannte **Grundpreis**, welcher von Netzbetreibern auf Tagesbasis erhoben werden kann. Er ist eine Tarifkomponente der zuvor erläuterten Netzentgelte und wird hier nochmal separat dargestellt, da mit diesem neben den Kosten für die Netznutzung auch Kosten für Messung und für die Unterstützung staatlicher Sozialprogramme, z. B. für Menschen, die sich Energie nicht leisten können, und für Umweltprogramme erhoben werden.<sup>244</sup>

### Einheitliche Entgelte

National einheitliche Entgelte gibt es in Großbritannien nicht, mit Ausnahme des Systemdienstleistungstarifes BSUoS (Balancing System Use of System). Dieser wird von ÜNB- und VNB-Kunden einheitlich gezahlt, mit Ausnahme von Einspeisern, welche diesen Tarif nicht entrichten müssen.

### Einspeisenentgelte

Einspeiseentgelte werden in Großbritannien sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz erhoben. Direkte Kunden im **Übertragungsnetz** und große Einspeiser im Verteilnetz (> 100 MW) zahlen einen Grundpreis und einen Kapazitätspreis. Der Kapazitätspreis unterscheidet sich in seinen Komponenten je nach Technologie, zwischen:

- *Conventional Carbon Generators* (Biomasse, KWK, Kohle, Erdgas, Pumpspeicher, Batterien)
- *Conventional Low Carbon Generators* (Wasserkraft, Nuklearenergie)
- *Intermittent Generators* (Wind, Wellen, Gezeiten, Solar)<sup>245</sup>

<sup>242</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>243</sup> (ENA Energy Networks Association, 2011)

<sup>244</sup> (Ofgem, 2023)

<sup>245</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025, S. 10-11)

Außerdem weist das Einspeiseentgelt im Übertragungsnetz einen Allokationsfaktor auf, der die Einspeise- und Lastseite der Region berücksichtigt, wodurch das Einspeiseentgelt in laststarken Regionen üblicherweise negativ ausfällt.<sup>246</sup>

Alle Einspeiser im **Verteilnetz** werden *Embedded Generators* genannt. Für vermiedene Transportleistung können sie je nach Region einen *Embedded Export Tariff* (EET) aus dem Übertragungsnetz erhalten – sprich sie erhalten eine Netzentgeltvergütung für ihre *Maximum Export Capacity* (MEC) in Form eines **Kapazitätspreises** aus dem Übertragungsnetz für vermiedene Transportleistung, welcher jährlich von der NESO veröffentlicht wird.<sup>247</sup> Einspeiser < 100 MW erhalten außerdem den negativen zeitvariablen DUoS-Arbeitspreis des Entnahmekunden, sprich sie erhalten eine Einspeisevergütung je eingespeiste Energiemenge in maximal gleicher Höhe wie der Entnahmekunde pro kWh im DUoS-Tarif zu zahlen hat. Dies wird mit dadurch vermiedenem Netzausbau der anderen Netzebenen begründet. Die Höhe der Vergütung je kWh darf den Arbeitspreis für Entnahmekunden nicht übersteigen und ist aufgrund von diversen Faktoren leicht angepasst. Sie liegt jedoch meistens in der gleichen Größenordnung wie der Arbeitspreis. Zusätzlich zum Arbeitspreis haben sie ebenfalls den DUoS-**Grundpreis** zu zahlen, der jedoch sehr gering ausfällt und sich häufig auf null beläuft. Der DUoS-Kapazitätspreis ist nicht von ihnen zu entrichten.

### Speicherentgelte

Speicher werden in Großbritannien wie ein Entnahmekunde behandelt. Speicher zahlen ein Entgelt für die Entnahme und Einmalentgelte bei der Anschlussherstellung, von Einspeiseentgelten sind sie befreit.

### Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte

Es gibt keine dynamischen, wohl aber zeitvariable Entgelte im Verteilnetz.

Die *Red-/Amber-/Green-Timebands* sind ein **zeitvariablen Arbeitspreis** im DUoS-Tarif der Verteilnetzbetreiber. Dieser wird von allen Niedrig- und Mittelspannungskunden erhoben, auch von *Generators* (Einspeisern) und *Non-Half Hourly* (nicht-leistungsgemessenen Kunden). Die Zeitfenster sind nicht bei allen Verteilnetzbetreibern identisch, jedoch gilt das teure *Red-Timeband* üblicherweise werktags in den frühen Abendstunden, das etwas günstigere *Amber-Timeband* gilt in der ganzen Woche vor- und/oder nachmittags und das extrem günstige *Green-Timeband* in den übrigen Zeiträumen. Der Preis des *Green-Timeband* beträgt teilweise weniger als 1 % des Preises des *Red-Timeband*, beziehungsweise weniger als 5% des Preises den *Amber-Timeband*.

Für Erzeuger ist der Betrag negativ, sie erhalten also eine Entgeltvergütung in Form eines zeitvariablen Arbeitspreises auf ihre eingespeiste Energie.

Auch *Non-Half Hourly* Kunden (nicht-leistungsgemessen) werden mit dem zeitvariablen Arbeitspreis bepreist. Dies geschieht unter Anwendung von Standardlastprofilen.

Darüber hinaus gibt es im Übertragungsnetz einen Leistungspreis für Entnahmekunden, welcher über das ganze Jahr abgerechnet wird, jedoch nur auf dem Mittelwert der drei höchsten Leistungsspitzen im Zeitraum von Anfang November bis Ende Februar basiert. Dies könnte aufgrund der zeitlichen Einteilung der Leistungsmessung auch als eine Art zeitvariablen Leistungspreis interpretiert werden.<sup>248</sup>

### Messstellenbetrieb

Großbritannien weist einen weit fortgeschrittenen Rollout von fast 70 % Smart Meter Anteil auf.<sup>249</sup> Für die Regulierung der digitalen Messgeräte ist die *Data Communications Company* (DCC) als untergeordnete Behörde der Ofgem zuständig.<sup>250</sup> Der Messstellenbetrieb ist vom Netzbetrieb getrennt und da der Rollout verpflichtend ist, werden die Kosten für den Smart Meter Einbau beim Lieferanten verrechnet und auf alle Kunden verteilt.

<sup>246</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>247</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>248</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025, S. 5)

<sup>249</sup> (Government UK, 2025, S. 1)

<sup>250</sup> (Data Communications Company, 2025)

### Sonderformen der Netznutzung

Im Jahr 2024 wurde im Rahmen der *British Industry Supercharger-Initiative* die sogenannte *Network Charge Compensation* (NCC) eingeführt. Hierdurch können energieintensive Unternehmen ihre Netzentgelte um 60% reduzieren. Die zugehörige Umlage wird im nächsten Abschnitt erörtert.

### Umlagen

In Großbritannien werden verschiedene Umlagen erhoben, welche im Preis des Lieferanten zusammen mit Netzkosten und Messentgelt gebündelt und nicht explizit ausgewiesen werden.

Zu den netzrelevanten Umlagen gehören:

- Die **Energy-Intensive-Industry Support Levy** (EII Support Levy) ist seit April 2025 in Kraft und mit der deutschen § 19 StromNEV-Umlage vergleichbar. Energieintensive Unternehmen (u.A. Chemie, Kunststoff, Zement) können im Rahmen der *British Industry Supercharger-Initiative / Network Charge Compensation* (NCC) ihre Netzentgelte (BSUoS, TSUoS, DUoS) um 60 % reduzieren, um im Markt besser agieren zu können. Die eingesparten Entgelte werden durch die Umlage von den Versorgern und somit den Netzkunden erhoben. Die energieintensiven Unternehmen sind von der Umlage befreit.<sup>251</sup>
- Es existiert ein spezieller Ausgleichsmechanismus namens **Assistance for Areas with High Electricity Distribution Costs** (AAHEDC). Dieser nationale Zuschlag subventioniert entlegene, teure Netzregionen (v. a. Nord-Schottland) – d. h. alle Verbraucher zahlen einen kleinen Betrag, um dortige Netzentgelte zu senken.<sup>252</sup> Dieser Mechanismus ist vergleichbar mit dem deutschen Mechanismus zur Wälzung von Mehrkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien und der zugehörigen Umlage.

Zu den nicht-netzrelevanten Umlagen und Refinanzierungsmechanismen gehören unter anderem:

- Die **Warm Home Discount Levy** (WHD) ist eine Umlage, welche die gleichnamige pauschale Vergütung (Warm Home Discount) refinanziert. Durch diese pauschale Vergütung in Höhe von zuletzt 150 £ sollen von Armut betroffene Haushalte finanziell entlastet werden.<sup>253</sup>
- Die Einspeisevergütung, zu Englisch **Feed-in Tariffs** (FIT), vergütet den Strom erneuerbarer Einspeiser. Die Refinanzierung erfolgt über die Energieversorger und die Kosten werden an die Stromkunden weitergeleitet.
- Das **Contracts for Difference** (CfD) Programm ist eine Förderung erneuerbarer und nuklearer Energien durch Strompreisgarantien, welche im Rahmen der *Electricity Supplier Obligation* in Form einer Umlage von Versorgern erhoben wird, welche diese wiederum an ihre Endkunden weiterleiten.<sup>254</sup>
- Die Kapazitätsmarkt-Umlage, **Capacity Market** (CM), soll die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vergüten.
- Der **Renewable Obligation** (RO) Mechanismus fördert große erneuerbare Energieanlagen.
- Die **Climate Change Levy** (CCL) wird von Unternehmen erhoben, um den Strom- und Energieverbrauch zu reduzieren.
- Im 4. Quartal 2025 tritt außerdem ein **Regulated Asset Base** (RAB) Programm zur Vorfinanzierung zukünftiger nuklearer Energieanlagen durch eine **Interim Levy** in Kraft.<sup>255</sup>

### Einmalzahlungen

Anschlusskosten sind in voller Höhe von Erzeugern und Entnahmekunden zu entrichten. Im Jahr 2022 gab es eine Entscheidung der Ofgem, laut welcher nur noch Erzeuger einen Beitrag für die Netzverstärkung (BKZ) ihrer

---

<sup>251</sup> (Ofgem, 2025)

<sup>252</sup> (National Energy System Operator (NESO), 2025)

<sup>253</sup> (Government UK, 2025)

<sup>254</sup> (Ofgem, 2023)

<sup>255</sup> (Low Carbon Contracts (LCC), 2025)

angeschlossenen Netzebene zu entrichten haben. Eine notwendige Verstärkung vorgelagerter Netzebenen oder aufgrund von hergestellten Anschlüssen für Entnahmekunden wird durch die Netzentgelte refinanziert.<sup>256</sup>

### Systemdienstleistungen

Wie zuvor beschrieben gibt es in Großbritannien die Besonderheit des *National Energy System Operator* (NESO). Der NESO befindet sich in öffentlicher Hand und ist selbst kein Übertragungsnetzbetreiber. Er beschafft die Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz und erhebt die anfallenden Kosten von Übertragungs- und Verteilnetzentnahmekunden in einem einheitlichen Arbeitspreis, dem *Balancing System Use of System* (BSUoS).

### Sonstiges / Besonderheiten des Landes

Die Offshore Netze gehören weder Übertragungsnetzbetreibern noch den offshore Anlagenbetreibern, sondern eigenständigen Unternehmen, den *Offshore Electricity Transmission Owners* (OFTO). Der Anschluss wird in der Regel durch den Anlagenbetreiber hergestellt und anschließend in einem Ausschreibungsverfahren an ein Unternehmen (OFTO) veräußert. Der Prozess zwischen Herstellung des Anschlusses und Netzübergabe darf maximal 18 Monate betragen, in welchen der Anlagenbetreiber die Offshore Anbindung selbst betreiben darf. Aktuell gibt es 27 offshore Netzbetreiber.<sup>257</sup>

### Tabellarische Zusammenfassung

	<b>Großbritannien</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Keine herkömmliche Wälzung
<b>Preisarten</b>	AP/GP/LP/KP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	SDL
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Ja
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Industrieunternehmen
<b>Messstellenbetrieb</b>	Ausgelagert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung Großbritannien

<sup>256</sup> (Ofgem, 2022, S. 40)

<sup>257</sup> (Ofgem, 2024)

## 5.6 Italien

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	58,97 Mio. <sup>258</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Terna) <sup>259</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	~119 <sup>260</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 496.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	265 TWh <sup>261</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	20,5 % <sup>262</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+51,3 TWh oder: +18,4 % <sup>263</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	99,7 % <sup>264</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~17 % <sup>265</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	4,3 % <sup>266</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	1,42 GW <sup>267</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,024 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	23,07 % <sup>268</sup>

Tabelle 11: Steckbrief Italien

### Einleitung

Italien zählt mit knapp 59 Mio. Einwohnern (2024) zu den größten Strommärkten Europas. Der Netzbetrieb ist klar strukturiert: Das Übertragungsnetz wird ausschließlich von Terna betrieben, während sich rund 119 Verteilnetzbetreiber um die regionalen Netze kümmern.<sup>269</sup> Unter den VNB dominiert das Unternehmen Enel Distribuzione (e-distribuzione) mit ca. 30 Mio. Anschlusskunden den Markt.<sup>270</sup>

Die nationale Stromerzeugung belief sich im Jahr 2023 auf 265 TWh. Dominanter Energieträger bei der Stromerzeugung ist Erdgas. Dieses erzeugte im Jahr 2023 ca. 44,9 % des Stroms der gesamten öffentlichen Nettostromerzeugung. Erneuerbare Energien spielen in Italien eine zunehmend wichtige Rolle und stellten in 2023 gemeinsam über 45 % der Stromproduktion. Dabei dominiert Laufwasser mit ca. 16 %, gefolgt von Solarstrom mit einem Anteil von ca. 12 % an der öffentlichen Nettostromerzeugung. Gleichzeitig weist Italien traditionell eine deutliche Importabhängigkeit auf. Während im Jahr 2023 54,6 TWh Strom importiert wurden, wurden im gleichen Zeitraum lediglich 3,3 TWh exportiert.<sup>271</sup>

Italien gilt als eines der europäischen Vorreiterländer beim Einsatz digitaler Infrastruktur im Stromnetz. Im Jahr 2023 waren 100 % aller Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.<sup>272</sup>

<sup>258</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>259</sup> (CEER, 2025, S. 85)

<sup>260</sup> (CEER, 2025, S. 85)

<sup>261</sup> (IEA, 2025)

<sup>262</sup> (IEA, 2025)

<sup>263</sup> (IEA, 2025)

<sup>264</sup> (CEER, 2025, S. 133)

<sup>265</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>266</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>267</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>268</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>269</sup> (CEER, 2024, S. 84)

<sup>270</sup> (E-distribuzione, 2025)

<sup>271</sup> (IEA, 2025)

<sup>272</sup> (De Paola, A., Andreadou, N., Kotsakis, E., 2023, S. 17)

### Regulierungssystem

Bis Anfang der frühen 2000er-Jahre setzte die italienische Regulierungsbehörde ARERA zunächst auf ein Price-Cap-System sowohl für Betriebs- (OPEX) als auch Investitionskosten (CAPEX). Ab 2004 wurde dann ein hybrider Ansatz eingeführt: OPEX wurden durch die Anreizregulierung kontrolliert, während CAPEX über klassische Rate-of-Return-Mechanismen (WACC auf die Regulatory Asset Base) vergütet wurden. Ab 2015 wurde ein einheitlicher Rahmen für den WACC eingeführt, und 2017 erfolgte ein erster Schritt in Richtung vorausschauender Regulierung, etwa bei der Einführung der zweiten Generation von Smart Metern.

Um Fehlanreize zu korrigieren, entwickelte ARERA die neue Regulierungssystematik ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio). Sie wird seit 2024 schrittweise eingeführt und verfolgt das Ziel, CAPEX und OPEX gleichberechtigt zu behandeln (TOTEX-Ansatz). Dabei werden die Gesamtausgaben (CAPEX+OPEX) als Basis genommen. Ein fester OPEX-CAPEX-Anteil (FOCS) soll verhindern, dass Investitionen künstlich aufgebläht werden. Darüber hinaus dürfen Netzbetreiber Effizienzgewinne anteilig behalten. Verluste tragen sie entsprechend. Zusätzlich gibt es Leistungskennzahlen, z. B. Versorgungsqualität, Integration erneuerbarer Energien und Netzresilienz, welche mit Belohnungen oder Strafen verknüpft sind.

Z-Faktor: Ex-ante-Anpassung der OPEX-Basis bei neu entstehenden Tätigkeiten (z. B. durch Einführung neuer Technologien).<sup>273</sup>

### Kostenzuordnung und Kostenwälzung

Die italienische Kostenkaskadierung im Übertragungsnetz folgt einem klar strukturierten Ansatz. Für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Großverbraucher auf höchster und hoher Spannungsebene (EHV und HV) bestehen die Netzentgelte im Wesentlichen aus einem leistungsbezogenen Bestandteil, ergänzt um einen vergleichsweise geringen energiebezogenen Anteil.

Die Entgelte, die der Übertragungsnetzbetreiber (Terna) den Kunden im Verteilnetz verrechnet, sind ebenfalls als Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreis ausgestaltet. Dabei wird der überwiegende Teil der anerkannten Kosten im Übertragungsnetz – rund 90 % – über die leistungsabhängige Komponente gedeckt. Die energiebezogene Komponente fällt im Verhältnis deutlich geringer aus. Für an das Verteilnetz angeschlossene Kunden liegt sie jedoch um ein Vielfaches höher als für direkt angeschlossene Hochspannungsnutzer. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass sämtliche Netznutzer – unabhängig von der Spannungsebene ihres Anschlusses – im Ergebnis ein vergleichbares Entgelt pro verbrauchter Megawattstunde für das Übertragungsnetz tragen.

Eine weitere Kaskadierung innerhalb des Übertragungsnetzes findet nicht statt. Die Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 150 kV werden in der Regulierung als einheitliches Bündel behandelt. Alle hier angeschlossenen Nutzer unterliegen denselben Tarifen. Lediglich für Anschlüsse auf 150 kV bestehen geringe Abweichungen in der Energiekomponente, um den höheren Verlusten auf dieser Ebene Rechnung zu tragen.

Die Verteilung der Kosten innerhalb des Verteilnetzes folgt einer kaskadierenden Systematik, die sich an den historisch erzielten Erlösen der jeweiligen Spannungsebene orientiert. Der Anteil der auf eine Spannungsebene entfallenden Verteilungskosten wird proportional zu den historischen Einnahmen der Netzbetreiber bestimmt. Diese Einnahmen basierten ursprünglich auf einem kostenkaskadierenden Ansatz und setzen sich in der heutigen Methodik fort. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Mittelspannungskunden, die direkt an das Verteilnetz angeschlossen sind, neben den vorgelagerten Übertragungskosten ausschließlich die Kostenanteile der Mittelspannungsebene tragen. Niederspannungskunden hingegen entrichten neben den Übertragungskosten sowohl die Kosten der Mittelspannungsebene als auch die Kosten der Niederspannungsebene. Damit wird eine stufenweise Weitergabe der Kosten über die Netzebenen hinweg sichergestellt, die die jeweilige Nutzungstiefe des Netzes sachgerecht abbildet.<sup>274</sup>Die Kosten sowohl für das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz werden separat ausgewiesen und mit dem Kunden über den Energielieferanten abgerechnet.

<sup>273</sup> (Filippo Bovera, 2024)

<sup>274</sup> (ACER, 2023, S. 78, 81)

### Preisarten

Die Verteilnetzentgelte („Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione“) bestehen aus drei Komponenten. Die „Quota fissa“ ist eine fixe Jahresgebühr pro Abnahmepunkt (€/Jahr), die grundlegende Netzdienstleistungen unabhängig vom Verbrauch abdeckt. Die „Quota potenza“ ist eine leistungsabhängige Komponente (€/kW/Jahr) und bemisst sich an der maximal vertraglich vereinbarten Kapazität oder der maximal real bezogenen Leistung. Sobald die Möglichkeit einer Leistungsmessung vorhanden ist, insbesondere auf höheren Spannungsebenen, ist der Leistungspreis von der maximal gemessenen Leistung abhängig. Die „Quota energia“ ist eine verbrauchsabhängige Komponente (€/kWh), die auf den tatsächlichen Verbrauch erhoben wird. Die drei Preiskomponenten sind auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene von der jeweiligen Leistung des Verbrauchers abhängig. Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene von der Spannung.<sup>275, 276</sup>

Die Kosten für das Übertragungsnetz werden mithilfe des TRAS-Tarifs teilweise gedeckt. Er wird auf alle Endkunden angewendet, mit Ausnahme der Haushaltskunden in der Niederspannung. Der TRAS-Tarif besteht aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis. Letzterer wird ausschließlich bei Anschlüssen in Hoch- oder Höchstspannung angewandt.<sup>277</sup> Nach Ermittlung der TRAS-Tarife werden die hieraus erzielten Erlöse prognostiziert. Die nicht gedeckten Kosten des Übertragungsnetzes werden anschließend über den CESA-Fond den Haushaltskunden zugeordnet. Daher ist in dem Netzentgelt für die Haushaltskunden auch der Anteil für das Übertragungsnetz enthalten.

Netzentgelte für den Betrieb öffentlicher Beleuchtung und das Laden von Elektroautos werden lediglich als Arbeitspreis erhoben und sind in ihrer Höhe separat festgelegt.<sup>278</sup>

Für energieintensive Betriebe gibt es in der Preiskomponente ASOS eine dreistufige Differenzierung, in Abhängigkeit vom Risiko einer Standortverlagerung des Unternehmens.<sup>279</sup>

Haushalte mit geringem Einkommen erhalten mithilfe des sogenannten Sozial-Bonus finanzielle Unterstützung zur Deckung ihrer Energiekosten. Diese Kosten werden als Teil der Systemkosten über Netzentgelte finanziert.<sup>280</sup>

### Einheitliche Entgelte

Die Netzentgelte für das Übertragungs- und Verteilnetz in Italien sind landesweit einheitlich und werden zentral von der Regulierungsbehörde ARERA festgelegt.<sup>281</sup> Die Abrechnung und Auszahlung der Entgelte an die Netzbetreiber erfolgt mithilfe von Ausgleichskonten durch die staatliche Einrichtung „Cassa per i servizi energetici e ambientali“ (CSEA).<sup>282, 283</sup>

### Einspeisenentgelte

Netzentgelte für Einspeiser werden nicht erhoben.<sup>284</sup>

### Speicherentgelte

In Italien werden keine Netzentgelte für Speicher auf das Einspeisen oder Ausspeisen von Strom erhoben.<sup>285</sup>

---

<sup>275</sup> (E-distribuzione, 2025)

<sup>276</sup> (ARERA, 2025)

<sup>277</sup> (ARERA, 2025)

<sup>278</sup> (ACER, 2023, S. 155)

<sup>279</sup> (E-distribuzione, 2025)

<sup>280</sup> (ARERA, 2025)

<sup>281</sup> (ARERA, 2025)

<sup>282</sup> (CSEA, 2025)

<sup>283</sup> (CSEA, 2025)

<sup>284</sup> (ACER, 2023, S. 87)

<sup>285</sup> (ACER, 2023, S. 99)

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

Anders als bei Energiepreisen gibt es in Italien keine dynamischen Netzentgelte, die sich an Echtzeitpreisen oder Netzengpässen orientieren. Im Verteilnetz fanden dynamische Netzentgelte nie Anwendung. Im Übertragungsnetz wurden zeitvariable Netzentgelte im Jahr 2010 abgeschafft.<sup>286</sup>

Eine Besonderheit besteht für Ladeinfrastruktur im Verteilnetz: Für kleine Niederspannungskunden (Haushalte und Kleinunternehmen) besteht die Möglichkeit einer kostenlosen Erhöhung der Leistung während der Nachtstunden und an Sonntagen, um das Aufladen von E-Fahrzeugen während der Schwachlastzeiten zu fördern. Diese Möglichkeit richtet sich an Verbraucher mit privaten E-Fahrzeug-Ladepunkten, die mit einer intelligenten Wallbox ausgestattet sind. Derzeit haben fast 90 % dieser Kunden eine vertragliche Kapazitätsgrenze von 3,3 kW, mit der entsprechenden Regelung wird die Kapazitätsgrenze während der Schwachlastzeiten auf 6 kW erhöht.<sup>287</sup>

### **Messstellenbetrieb**

Italien gilt als eines der europäischen Vorreiterländer beim Einsatz digitaler Infrastruktur im Stromnetz. Im Jahr 2022 waren 99,7 % aller Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.<sup>288</sup> Für Verbraucher mit hoher Abnahmemenge erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs als Bestandteil der Grundgebühren in den Netzentgelten. Für Verbraucher mit geringer Abnahmemenge erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs als Bestandteil des Arbeitspreises der Netzentgelte.<sup>289</sup> Die Messintervalldauer in Italien liegt bei 15 Minuten.<sup>290</sup>

### **Sonderformen der Netznutzung**

Beleuchtungseinrichtungen, Ladeinfrastruktur, sowie energieintensive Betriebe erhalten Sonderkonditionen bei den Netzentgelten.<sup>291</sup> Darüber hinaus gibt es einen sogenannten Sozial-Bonus für Haushalte mit geringem Einkommen.<sup>292</sup>

### **Umlagen**

Neben den drei grundlegenden Preisarten gibt es die zusätzlichen Tarifkomponenten ASOS, ARIM, UC3 und UC6. Sie werden von allen Endkunden der Elektrizitätsdienstleistung gezahlt und decken Kosten für Systemkosten des Elektrizitätssystem, u. a. die Förderung erneuerbarer Energien, nukleare Sicherheit und territoriale Ausgleichsmaßnahmen, Tarifvergünstigungen für den Eisenbahnsektor, Unterstützung der Forschung, Deckung des Sozialbonus für Stromkosten, Deckung von Subventionen für energieintensive Unternehmen, Integration kleinerer Elektrizitätsunternehmen, sowie die Förderung der Energieeffizienz.<sup>293, 294</sup>

### **Einmalzahlungen**

Baukostenzuschüsse werden in Italien nicht erhoben. Die Methodik zur Berechnung der Höhe der Netzanschlusskosten wird zentral und für gesamt Italien von ARERA festgelegt. Auf Verteilnetzebene setzt sich die Gebühr aus mehreren Komponenten zusammen, darunter eine Distanzpauschale zur nächstgelegenen Trafostation, eine leistungsabhängige Gebühr sowie eine Verwaltungspauschale. Außerdem findet eine Differenzierung nach Spannungsebene statt.<sup>295</sup>

Die Anschlussentgelte für Einspeiser unterscheiden sich zwischen kleinen Erneuerbare-Energien- bzw. KWK-Erzeugern und anderen Einspeisern: Für EE-/KWK-Anlagen mit weniger als 800 W werden die Entgelte nach einer

---

<sup>286</sup> (ACER, 2023, S. 56)

<sup>287</sup> (ACER, 2023, S. 73)

<sup>288</sup> (CEER, 2025, S. 133)

<sup>289</sup> (ARERA, 2025)

<sup>290</sup> (ACER, 2023, S. 63)

<sup>291</sup> (ACER, 2023, S. 155)

<sup>292</sup> (E-distribuzione, 2025)

<sup>293</sup> (ARERA, 2025)

<sup>294</sup> (ARERA, 2025)

<sup>295</sup> (ARERA, 2024)

standardisierten Formel berechnet, während für andere Erzeuger eine individuelle Kostenschätzung durch den Verteilnetzbetreiber erforderlich ist.<sup>296, 297</sup>

Auf Übertragungsnetzebene werden die Kosten für den Netzanschluss auf individueller Basis erhoben. Erzeuger zahlen dem Grunde nach die vollständigen Kosten, die ermittelt wurden. Erzeuger aus Erneuerbaren Energien und hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen profitieren von Obergrenzen bzw. Rabatten. Verbraucher auf Höchst- und Hochspannungsebene müssen 50 % der für ihren Anschluss anfallenden Kosten tragen, die ebenfalls nach individuellen Anschlussanfragen fallweise bestimmt werden.<sup>298</sup>

### Systemdienstleistungen

„ARERA hat einen Prozess für die Umsetzung von Pilotprojekten zu „lokalen Systemdienstleistungen“ eingeleitet, ein Begriff, der weitgehend der Flexibilität entspricht. Die Kosten für Verteilinfrastruktur und Kommunikation werden über die Verteilnetzentgelte gedeckt, sofern sie nicht durch Zuschüsse oder andere Beiträge finanziert werden. Die Kosten für Flexibilitätsdienstleistungen werden vorläufig über bestehende Tarifkomponenten und Regulierungskonten refinanziert – mit dem Ziel, eine eigenständige Tarifkomponente und ein separates Regulierungskonto einzuführen, sobald diese Kosten ein hinreichend relevantes Volumen erreichen.“<sup>299</sup>

Verbraucher zahlen in Italien für ein „Standardniveau“ an Netzverlusten. Die Differenz zwischen den tatsächlichen Verlusten und den Standardverlusten wird von den Netzbetreibern getragen bzw. einbehalten. Dieses System eines Standardverlustniveaus fungiert als implizites Anreiz- und Sanktionsinstrument und soll die Netzbetreiber motivieren, ihre Verluste zu reduzieren.

Die Bereitstellung von Primärregelleistung (FCR) sowie von Blindleistungsstützung ist verpflichtend und unentgeltlich für den Endkunden. Die Kosten für marktbasierende Blindleistungsmaßnahmen durch Erzeugungsanlagen werden im Rahmen des innerzonalen Engpassbewertungsmechanismus behandelt.<sup>300</sup>

### Tabellarische Zusammenfassung

	Italien
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/GP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Nein
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Ja
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Schutzbedürftige Kunden
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 12: Tabellarische Zusammenfassung Italien

<sup>296</sup> (ACER, 2023, S. 117)

<sup>297</sup> (ARERA, 2020)

<sup>298</sup> (ACER, 2023, S. 112)

<sup>299</sup> (ACER, 2023, S. 140)

<sup>300</sup> (ACER, 2023, S. 148, 151)

## 5.7 Luxemburg

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	0,67 Mio. <sup>301</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Creos) <sup>302</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	5 <sup>303</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 134.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	2,53 TWh <sup>304</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	31,4 % <sup>305</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	+5,203 TWh oder: +86 % <sup>306</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	98,9 % <sup>307</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~2 % <sup>308</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	4,9 % <sup>309</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0 GW <sup>310</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	10,17 % <sup>311</sup>

Tabelle 13: Steckbrief Luxemburg

### Einleitung

Luxemburg verfügt über ein hochintegriertes Stromsystem, das sich durch eine starke Zentralisierung und eine enge Einbindung in den mitteleuropäischen Strommarkt auszeichnet. Der luxemburgische Strommarkt umfasst etwa 330.000 Verbraucher und verzeichnete im Jahr 2021 einen Gesamtstromverbrauch von 6,5 TWh.<sup>312</sup> Da das Land selbst nur über begrenzte Erzeugungskapazitäten verfügt, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien, spielt der Import von Elektrizität eine entscheidende Rolle für die Versorgungssicherheit. Die nationale Stromerzeugung basiert vorrangig auf dezentralen Anlagen wie Photovoltaik und KWK-Systemen, während große Strommengen über das europäische Verbundnetz bezogen werden.<sup>313</sup>

Der Netzbetrieb ist fast vollständig in der Hand von Creos Luxembourg, die sowohl das Höchstspannungsnetz als auch den Großteil der Verteilnetze betreibt. Technisch beginnt das Übertragungsnetz bei 110 kV, während einzelne 220 kV-Leitungen für internationale Verbindungen genutzt werden. Die Stromnetze Luxemburgs sind durch mehrere Interkonnektoren mit den Netzen der Nachbarstaaten Belgien und Deutschland verbunden. Zusätzlich ist das Land vollständig in die Preiszone Deutschlands eingebettet und Teil der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers Amprion.<sup>314</sup> Diese enge Kopplung spielt auch bei der Festlegung der Netzentgelte eine Rolle und fördert die regionale Versorgungssicherheit. Ein zentrales Instrument zur Steuerung des Netzausbaus ist die zum Jahresbeginn 2025 eingeführte Reform der Netzentgelte. Diese sieht eine leistungsorientierte Einteilung der

<sup>301</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>302</sup> (CEER, 2025, S. 94)

<sup>303</sup> (CEER, 2025, S. 94)

<sup>304</sup> (IEA, 2025)

<sup>305</sup> (IEA, 2025)

<sup>306</sup> (IEA, 2025)

<sup>307</sup> (CEER, 2025, S. 149)

<sup>308</sup> (Re-energize, 2025, S. 1)

<sup>309</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>310</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>311</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>312</sup> (CEER, 2024, S. 93) S. 93

<sup>313</sup> (LowCarbonPower, kein Datum)

<sup>314</sup> (Creos, 2025, S. 2-10)

Haushaltsanschlüsse vor und soll Lastspitzen reduzieren sowie einen effizienteren Umgang mit Netzkapazitäten fördern.<sup>315</sup> Ergänzt wird dies durch eine nahezu flächendeckende Ausstattung der Verbraucher mit intelligenten Stromzählern.<sup>316</sup> Dadurch werden künftig differenziertere Tarifmodelle sowie eine verbesserte Lastprognose möglich.

### **Regulierungssystem**

Die Regulierung des Strommarkts in Luxemburg obliegt dem Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR). Zu ihren Kernaufgaben zählen die Festlegung der Netzentgelte, die Genehmigung von Erlösobergrenzen sowie die Definition der regulatorischen Rahmenbedingungen. Luxemburg setzt dabei auf ein Erlösobergrenzenmodell (Revenue Cap) mit festen 4-jährigen Regulierungsperioden und gezielten Anreizen zur Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber.<sup>317</sup> Die Netzbetreiber übermitteln der ILR jährlich sowohl ihre Tarifvorschläge für das Folgejahr als auch die finalen regulatorischen Abschlussrechnungen des Vorjahres. Auf dieser Grundlage erfolgt eine Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der zulässigen Erlösobergrenze an die tatsächlich angefallenen Kosten. Differenzen zwischen den prognostizierten und den realisierten Kosten bzw. Erlösen werden dem Regulierkonto (regulatory account) zugeführt und in künftigen Tarifperioden ausgeglichen.<sup>318</sup>

### **Kostenzuordnung**

Kosten, die eindeutig einer bestimmten Spannungsebene zugeordnet werden können, werden dieser direkt zugeschlagen. Nicht eindeutig zuordenbare Kosten werden mithilfe unterschiedlicher, regionaler Verteilungsschlüssel auf die jeweiligen Spannungsebenen oder Nutzergruppen verteilt.<sup>319</sup>

### **Kostenwälzung**

Die anschließende Kostenwälzung über die Netzebenen hinweg erfolgt in Luxemburg über ein standardisiertes Kaskadierungsverfahren. Grundlage hierfür ist der Durchschnitt der gemessenen Jahresspitzenlasten (Pointe Annuelle) der letzten vier Jahre auf jeder Spannungsebene. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast der betrachteten Spannungsebene wird der Wert der zeitgleichen Leistungswerte an den Übergabepunkten zwischen den Spannungsebenen betrachtet und die Kosten dem Verhältnis entsprechend an die nachgelagerten Netzebenen weitergereicht. Allerdings geschieht dies nicht als echte Zahlungstransaktion zwischen Netzbetreibern sondern als Verrechnung im Regulierungsmodell durch die ILR. Dieses System führt dazu, dass alle an das Verteilnetz angeschlossenen Verbraucher ein einzelnes Netzentgelt zahlen, das sowohl die Verteilnetz- als auch Übertragungskosten beinhaltet. Eine separate Abrechnung oder Ausweisung der Kosten vorgelagerter Netzebenen gegenüber Letztverbrauchern erfolgt nicht – die Netznutzungskosten sind vollständig im Preis der Anschlussebene integriert.<sup>320</sup>

### **Preisarten**

Zum 1. Januar 2025 führte Luxemburg eine neue Tarifstruktur für die Netzentgelte von Kunden mit intelligentem Messsystem im Niederspannungsnetz ein. Ziel dieser Reform ist es, die Tarife gerechter, transparenter und netzdienlicher zu gestalten. Die bisherige Struktur, die sich fast ausschließlich am Stromverbrauch orientierte, wird durch ein System ersetzt, das zusätzlich die beanspruchte Anschlussleistung berücksichtigt.

Konkret wird jeder Anschluss einer Referenzleistungsklasse (insgesamt 8 Klassen zwischen 3 und 100 kW) zugewiesen, die auf den bisherigen Verbrauchsprofilen basiert. Die Netzentgelte setzen sich künftig aus einem monatlich abgerechneten Kapazitätspreis (€/Monat) abhängig von der gestaffelten Referenzleistung, einem variablen Verbrauchsteil mit einem einheitlichen leistungsübergreifenden Arbeitspreis (€/kWh) und gegebenenfalls einem Zuschlag bei Leistungsspitzen (€/kWh) zusammen. Der Arbeitspreis fällt auf jede aus dem Netz entnommene Kilowattstunde an. Der Zuschlag fällt auf jede Kilowattstunde an, die die Referenzleistung überschreitet. Dieses

---

<sup>315</sup> (Creos)

<sup>316</sup> (Luxtoday, 2025)

<sup>317</sup> (CEER, 2025, S. 93)

<sup>318</sup> (CEER, 2024, S. 94-96)

<sup>319</sup> (Consentec, 2025)

<sup>320</sup> (ACER, 2023, S. 81)

neue Modell soll Anreize zur Vermeidung von Lastspitzen schaffen, eine effiziente Netznutzung fördern und die zunehmende Bedeutung neuer Stromverbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge berücksichtigen. Zusätzlich fallen abhängig von der benötigten Stromstärke monatliche Fixkosten für den Messstellenbetrieb an.<sup>321</sup> Für Verbraucher im Niederspannungsnetz mit analogem Zähler gilt weiterhin ein monatlicher Grundpreis abhängig von der bezogenen Stromstärke (in €/Monat) und ein Arbeitspreis (in €/MWh).<sup>322</sup>

Auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene fallen jeweils ein monatlicher Leistungs- und ein Arbeitspreis an, abhängig davon, ob die Vollbenutzungsstunden höher oder niedriger als 3000 sind.<sup>323</sup>

### **Einheitliche Entgelte**

Durch die starke Zentralisierung und den fast ausschließlichen Betrieb der Stromnetze durch Creos, sind die Netzentgelte landesweit sowohl auf Verteilnetz- als auch auf Übertragungsnetzebene harmonisiert – es gelten dieselben Leistungsklassen und Tarife, unabhängig von regionalen Kostenstrukturen. Der spezifische Arbeitspreis auf NS-Ebene ist für alle Verbraucher gleich und beträgt 0,0759 €/kWh.<sup>324</sup>

### **Einspeisenentgelte**

Derzeit erhebt Luxemburg keine Einspeiseentgelte.

### **Speicherentgelte**

In Luxemburg werden derzeit keine spezifischen Speicherentgelte erhoben – Speicher zahlen also keine besonderen Netzgebühren bei Einspeisung, sondern lediglich die regulären Entgelte. Die Regierung arbeitet jedoch an einer detaillierten Überprüfung der Netztarifstruktur, mit dem Ziel, zukünftig ein tarifliches Modell für Speicher zu etablieren.<sup>325</sup>

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

In Luxemburg gibt es keine dynamischen Netzentgelte. Kunden mit Nachtspeicherheizungen in der NS-Ebene zahlen den gleichen Arbeits- und Kapazitätspreis wie andere Kunden, jedoch wird für den anfallenden Zuschlag bei einer Überschreitung der Referenzleistung eine Unterscheidung in einen Tag- (06:00-22:00 Uhr) und Nachttarif (22:00-06:00 Uhr) vorgenommen.<sup>326</sup>

### **Messstellenbetrieb**

In Luxemburg ist der Smart-Meter-Rollout nahezu abgeschlossen – laut offiziellen Angaben sind Ende 2024 mehr als 343.000 Stromzähler installiert, was eine Abdeckung von über 99 % der Haushalte und Gewerbekunden bedeutet.<sup>327</sup> Der Messstellenbetrieb ist dabei vollständig beim Verteilnetzbetreiber integriert. Mit der Tarifreform ab 2025 wird die Messstellengebühr als separate Position ausgewiesen und fällt monatlich an.<sup>328</sup>

### **Sonderformen der Netznutzung**

Es bestehen aktuell keine speziellen Sondernutzungsformen (z. B. für Wohnanlagen, E-Mobilität etc.) abseits standardisierter Leistungstarife.

---

<sup>321</sup> (Creos, 2025, S. 3-7)

<sup>322</sup> (Creos, 2024, S. 6)

<sup>323</sup> (Creos, 2025, S. 8)

<sup>324</sup> (Creos, 2024, S. 5)

<sup>325</sup> (Chronicle, 2025)

<sup>326</sup> (Creos, 2024, S. 5)

<sup>327</sup> (Mort, 2025)

<sup>328</sup> (Creos, 2024, S. 4, 8)

### Umlagen

In Luxemburg gibt es keine zusätzlichen Umlagen, die Teil der Netzentgelte sind.

### Einmalzahlungen

In Luxemburg gehen die Kosten für den Erstanschluss in Form einer Pauschale an den Antragsteller. Einen Baukostenzuschuss gibt es in Luxemburg nicht, die Bau- und Netzanschlusskosten gehen jedoch auch in voller Höhe an den Antragsteller.<sup>329</sup>

### Systemdienstleistungen

Luxemburg ist Teil der gemeinsamen Regelzone mit Deutschland. Die Frequenzregelung (FCR, aFRR, mFRR) wird deshalb nicht von Creos selbst realisiert, sondern über Amprion organisiert. Creos übernimmt lediglich die Abwicklung der Bilanzierung für luxemburgische Bilanzverantwortliche. Am Markt selbst erfolgt die Teilnahme über sogenannte Balancing Service Providers (Aggregatoren). Diese schalten technische Einheiten in Pools, qualifizieren sie bei Amprion und werden in FCR-, aFRR- oder mFRR-Auktionen zugelassen.<sup>330</sup>

### Tabellarische Zusammenfassung

	<b>Luxemburg</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/KP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Nein, wie Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Nein
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 14: Tabellarische Zusammenfassung Luxemburg

<sup>329</sup> (ILR); (ACER, 2023, S. 113)

<sup>330</sup> (Creos, 2024, S. 1-12)

## 5.8 Niederlande

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	17,94 Mio. <sup>331</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (TenneT) <sup>332</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	6 <sup>333</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 2.990.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	121 TWh <sup>334</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	40,4 % <sup>335</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	-5,66 TWh oder: -4,7 % <sup>336</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	99,9 % <sup>337</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~7 % <sup>338</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	4,9 % <sup>339</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,28 GW <sup>340</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,16 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	18,75 % <sup>341</sup>

Tabelle 15: Steckbrief Niederlande

### Einleitung

Die Niederlande sind eines der am dichtesten besiedelten Länder Europas. Aufgrund reichhaltiger Gasvorkommen im Norden des Landes ist Erdgas sowohl in der Strom- als auch in der Wärmeerzeugung der wichtigste Energieträger. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung lag 2023 bei etwa 40,4 %, er soll aber vor allem durch Offshore-Windenergie deutlich ausgebaut werden (die Ausbauziele für Offshore-Windenergie sind mit grob 1,1 GW je 1 Mio. Einwohner etwas höher als die Deutschen (im EEG 2023 ca. 0,9 GW je 1 Mio. Einwohner). Eine mit Deutschland vergleichbare Problemlage ergibt sich dahingehend, dass der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sowie der Elektrifizierung der Mobilität bislang kaum mithalten kann. Die Netzbetreiber (ein ÜNB plus sechs VNB) machen die Aus- bzw. Überlastung des Netzes mittels interaktiver Karte transparent.<sup>342</sup> TenneT rechnet als einziger ÜNB aufgrund des Offshore-Netzausbaus mit einer jährlichen Kostensteigerung von durchschnittlich 11 Prozent bis 2034.<sup>343</sup> Die Niederlande betreiben Interkonnektoren onshore zu den Nachbarländern Deutschland und Belgien, sowie offshore zu Dänemark, Norwegen und Großbritannien.

Das Stromnetz ist organisatorisch in zwei Betreiberstufen gegliedert: das landesweite Übertragungsnetz, betrieben von TenneT, und die regionalen Verteilnetze, die mehreren Verteilnetzbetreibern zugeordnet sind. Spannungsebenen ab 110 kV aufwärts zählen im Regelfall zum Übertragungsnetz, insbesondere die Höchstspannungsebenen mit 220 kV und 380 kV. Unterhalb von 110 kV liegt die Betriebsverantwortung bei den Verteilnetzbetreibern. In einzelnen Regionen betreiben DSOs auch Netze im Bereich von 110 kV oder 150 kV, ohne dass diese

<sup>331</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>332</sup> (CEER, 2025, S. 98)

<sup>333</sup> (CEER, 2025, S. 98)

<sup>334</sup> (IEA, 2025)

<sup>335</sup> (IEA, 2025)

<sup>336</sup> (IEA, 2025)

<sup>337</sup> (CEER, 2025, S. 163)

<sup>338</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>339</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>340</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>341</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>342</sup> (IEA, 2025)

<sup>343</sup> (TenneT Netherlands, 2024)

zum Übertragungsnetz gehören. Die technische Einteilung in Spannungsbereiche ist daher nicht deckungsgleich mit der betrieblichen Zuständigkeit.

Ergänzend betreibt TenneT auch das niederländische Offshore-Übertragungsnetz. Dieses umfasst vorrangig standardisierte Netzanschlussysteme für Windparks auf See und wird in der Regel auf 66 kV (Windpark-interne Verkabelung) bzw. 220 kV (Landanbindung) betrieben. Die Offshore-Netzanbindung erfolgt überwiegend über HVAC-Technik; für weiter entfernte Standorte wird auch HVDC eingesetzt.

### **Regulierungssystem**

Regulierungsbehörde ist die Autoriteit Consument & Markt (ACM) und wesentliche gesetzliche Grundlage ihres Handelns das Energiewet (Energiegesetz) von 1998. Der seit 2002 bestehenden Regulierung liegt für die Strom-ÜNB eine Anreizregulierung mit Erlösobergrenze, für die Strom-VNB mit Preisobergrenze, zugrunde. Die Regulierungsperiode dauert zwischen drei und fünf Jahren.

### **Kostenzuordnung**

Die Kosten der Netzbetreiber werden primär den Spannungsebenen zugeordnet. Die ACM als nationale Regulierungsbehörde verpflichtet die Netzbetreiber, ihre Investitions- und Betriebskosten spannungsebenenspezifisch auszuweisen.

### **Kostenwälzung**

Die Kostenwälzung erfolgt ausschließlich vertikal zwischen den Netzebenen: Die Netzkosten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT werden über regulierte Transporttarife an die direkten Anschlussnutzer der Höchstspannungsebene – in der Regel Verteilnetzbetreiber und einzelne Großverbraucher – weitergegeben. VNB zahlen entsprechend Entgelte auf Basis ihrer vertraglich vereinbarten Anschlusskapazitäten und Lastprofile. Regulatorisch werden sie dabei wie reguläre Netzkunden behandelt. Sie entrichten die standardisierten Entgelte für den Zugang zum Übertragungsnetz, ohne gesonderte Privilegierung.

Die Tarife und zulässigen Erlöse werden von der Regulierungsbehörde ACM festgelegt, gestützt auf Artikel 41 der Elektriciteitswet 1998. Die zugrunde liegenden Netznutzungsverhältnisse und -pflichten ergeben sich allerdings nicht aus dem Gesetz selbst, sondern aus technischen Codes, Tarifregelwerken und den zwischen TenneT und den VNB geschlossenen Verträgen.

Die VNB refinanzieren ihre vorgelagerten Netznutzungskosten vollständig über die regulierten Verteilnetzentgelte, die ihrerseits ebenfalls von der ACM genehmigt werden. Eine getrennte Ausweisung der ÜNB-Kosten erfolgt darin nicht; diese sind integraler Bestandteil der Gesamtkalkulation. Technische oder bilanzielle Koordinationspflichten zwischen ÜNB und VNB haben auf die Entgeltstruktur keinen Einfluss.

Die Endverbraucher tragen somit indirekt auch die Kosten des Übertragungsnetzes, unabhängig von ihrer Spannungsebene. Eine horizontale Wälzung zwischen Netzbetreibern gleicher Ebene ist im niederländischen System nicht vorgesehen; sämtliche Netzkosten werden ausschließlich entlang der Netzhierarchie nach unten weitergegeben.

### **Preisarten**

Die Netzentgeltstruktur unterscheidet zunächst zwischen Kleinverbrauchern (Anschluss bis maximal 3×80 A) und Großverbrauchern (Anschluss über 3×80 A oder auf Mittel- bzw. Hochspannungsebene). Diese Differenzierung bildet die Grundlage für unterschiedliche Tarifstrukturen, die sich sowohl in der Art als auch in der Gewichtung der Entgeltbestandteile unterscheiden. Maßgeblich für die Einteilung ist die abgesicherte Anschlusskapazität.

Verteilnetzbetreiber verfügen bei der Ausgestaltung ihrer Tarifvorschläge über einen begrenzten, regulatorisch umrahmten Gestaltungsspielraum. Innerhalb der strukturellen Vorgaben der *Tarievencode elektriciteit* können sie unter anderem entscheiden,

- welche zulässigen Entgeltbestandteile in welcher Kombination zur Anwendung kommen,

- wie stark einzelne Preisarten gewichtet werden – etwa durch die Aufteilung der Gesamtkosten auf leistungs- oder verbrauchsabhängige Komponenten,
- und ob zeitliche Differenzierungen vorgesehen werden sollen, beispielsweise Tag-/Nacht-Tarife oder zeitvariable Kapazitätspreise, sofern diese einen belegbaren Beitrag zur effizienten Netznutzung leisten.

Diese Spielräume gelten jedoch nur innerhalb der von der ACM vorgegebenen Varianten. Alle Tarifvorschläge der Netzbetreiber unterliegen der jährlichen Genehmigung durch die niederländische Regulierungsbehörde ACM. Maßgeblich für deren Zustimmung sind insbesondere die Anforderungen an Kostenorientierung, Nichtdiskriminierung, Transparenz und Anreizwirkung im Sinne eines effizienten Netzausbaus und -betriebs. Die gesetzliche Grundlage bildet Artikel 41 der *Elektriciteitswet 1998*, ergänzt durch die methodischen Regelungen des geltenden *Tariefencode elektriciteit*.

**Kleinverbraucher** (Haushalte und Kleingewerbe) zahlen stufenbasiert-leistungsabhängige Kapazitätspreise (capaciteitstarief) und de facto einheitliche Jahresgrundpreise (vastrecht/aansluitdienst). Ein verbrauchsbasierendes Entgelt in Form eines Arbeitspreises besteht nicht.<sup>344</sup>

**Großverbraucher im Verteilnetz** zahlen ebenfalls den jährlichen Grund- und Kapazitätspreis sowie einen monatlichen Leistungspreis, basierend auf der maximal gemessenen Leistung. Darüber hinaus zahlen Großverbraucher im Nieder- und Mittelspannungsnetz einen zeitvariablen Arbeitspreis mit festen Tag-/Nacht-Entgelten.<sup>345</sup>

Im **Höchst- und Hochspannungsnetz von TenneT zahlen Großverbraucher** ergänzend zu Grundpreis und Kapazitätspreis einen zeitvariablen Leistungspreis.<sup>346</sup> Dieser wird für jeden Monat anhand von vorab veröffentlichten Gewichtungsfaktoren ermittelt. Jede Stunde eines Monats hat fest zugewiesene Gewichtungsfaktoren von 0,6 bis 1,0, welche mit der gemessenen Last multipliziert werden. Das höchste Produkt aus Leistung und Gewichtungsfaktor bestimmt den für diesen Monat anfallenden Leistungspreis des Großverbrauchers im Übertragungsnetz.<sup>347</sup> Sollte die vom Großverbraucher tatsächlich gemessene Leistung zu einem Zeitpunkt die vertraglich vereinbarte Kapazität des Jahres übersteigen, so wird die gemessene Leistung für den Rest des Jahres als neuer Kapazitätswert festgelegt.

Eine Einführung dieses Systems für Großverbraucher im Verteilnetz wird aktuell diskutiert. Darüber hinaus wird Großverbrauchern aller Spannungsebenen bei Überschreiten eines Grenzwertes ihre Blindenergie in Rechnung gestellt.

### Einheitliche Entgelte

Einheitliche Netzentgelte existieren in den Niederlanden formal nur auf Ebene des Übertragungsnetzbetreibers TenneT, der landesweit gültige Tarife für die Hochspannungstransporte vorgibt.

Auf Ebene der Verteilnetzbetreiber gibt es hingegen de jure keine Einheitstarife. Allerdings zeigen die Preisblätter der verschiedenen VNB, dass die festen Jahresgrundpreise (vastrecht) für vergleichbare Anschlussklassen nahezu identisch ausfallen.

### Einspeisenentgelte

Aktuell werden in den Niederlanden keine Einspeiseentgelte erhoben. Einspeiser müssen lediglich die einmaligen Anschlusskosten und ein geringes pauschales Messentgelt zahlen. Seit 2024 erheben allerdings einige Stromlieferanten Gebühren für die Einspeisung von Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik. Diese sog. terugleverkosten sind als jährliche Pauschalen ausgestaltet. Sie variieren je nach Anbieter erheblich und finden auch auf Bestandskunden Anwendung. Ihre Bemessung erfolgt typischerweise nach der installierten PV-Leistung oder anhand von Staffelungen der prognostizierten Einspeisemenge. Wichtig ist, dass es sich

<sup>344</sup> (Stedin.net, Verteilnetzbetreiber Niederlande, Preisblatt für Kleinverbraucher 2025, kein Datum)

<sup>345</sup> (Stedin.net, Verteilnetzbetreiber der Niederlande, Preisblatt für Kleinverbraucher 2025, 2025)

<sup>346</sup> (ACM, 2025)

<sup>347</sup> (ACM, 2024)

hierbei nicht um eine Entgeltkomponente handelt, sondern um vertragliche Preiselemente der Lieferanten, die außerhalb der Regulierung liegen. Die ACM hat die Zulässigkeit dieses Instruments bestätigt.<sup>348</sup>

Tatsächliche Einspeiseentgelte („G-Komponente“) sind avisiert und eine Einführung wird derzeit durch die ACM vorbereitet.<sup>349</sup>

### **Speicherentgelte**

Speicher werden nicht als eigenständige Kategorie behandelt. Beim Laden gelten sie als Verbraucher und zahlen die üblichen Netzentgelte, beim Entladen gelten sie als Erzeuger. Da es keine Einspeiseentgelte gibt, zahlen Speicher effektiv nur Entnahmeentgelte wie ein regulärer Verbraucher. Eine generelle Entgeltbefreiung gibt es nicht, jedoch können Speicher im Rahmen netzdienlicher Verträge reduzierte Tarife erhalten. Ob und inwieweit Speicher im Zuge der avisierten Einführung einer G-Komponente privilegiert werden, ist aktuell nicht abschätzbar.

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

Seit 2025 können VNB für Großverbraucher zeitvariable Netzentgelte in Form eines arbeitspreisbasierten Tag-/Nacht-Tarifs einführen. Die Einführung solcher Entgeltvarianten ist nicht verpflichtend, sondern setzt voraus, dass ein entsprechender Vorschlag des Netzbetreibers von der Regulierungsbehörde ACM genehmigt wird und nachweislich zur Förderung effizienter Netznutzung beiträgt. Ein Anspruch der Netznutzer auf Zugang zu diesen zeitvariablen Tarifen besteht nicht.

Weiterhin besteht für Netzbetreiber (inklusive TenneT) die Möglichkeit, zeitvariable Leistungspreise für Großverbraucher einzuführen. Solche Kapazitätstarife können monatlich auf Basis des höchsten Produkts aus gemessener Viertelstundenleistung und einem stundenscharfen Gewichtungsfaktor (zwischen 0,6 und 1,0) berechnet werden. Auch hier handelt es sich um eine optionale Tarifkomponente, die nicht flächendeckend vorgeschrieben ist und einer regulatorischen Zustimmung im Einzelfall bedarf.

Trotz der hohen Rollout-Quote für intelligente Messsysteme von annähernd 100 % gibt es aktuell nur Pilotprojekte für dynamische Entgelte für Kleinverbraucher.

### **Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb fällt in den Zuständigkeitsbereich der VNB. Die Auswertung von VNB-Preisblättern zeigt, dass der Messstellenbetrieb nur teilweise separat ausgewiesen wird. Das Messentgelt wird grundsätzlich durch eine jährliche Pauschale (meettarief/meterhuur) abgerechnet, die je nach VNB unterschiedlich hoch ausfällt.

### **Sonderformen der Netznutzung**

Sonderformen der Netznutzung bestehen in den Niederlanden nicht.

### **Umlagen**

Netzspezifische Umlagen werden in den Niederlanden nicht erhoben.

### **Einmalzahlungen**

Netzanschlusskosten sind einmalige Entgelte, die der Anschlussnehmer trägt. Entsprechende Einmalbeträge sind in den Preisblättern der VNB ausgewiesen und müssen durch die ACM jährlich freigegeben werden. Hier gibt es keine Befreiung für Prosumer oder kleinere Verbraucher. Für Anschlüsse der Großverbraucher, deren Leitungslänge 25 Meter überschreitet, erheben die VNB zusätzliche Beiträge.

Baukostenzuschüsse existieren nicht systematisch, jedoch werden bei größeren Projekten individuelle Infrastrukturbeiträge vereinbart.

Investitionszuschüsse sind regulatorisch nicht vorgesehen.

---

<sup>348</sup> (ACM, 2024)

<sup>349</sup> (ACM, 2024)

**Systemdienstleistungen**

Die Verantwortung für Systemdienstleistungen liegt auf Grundlage der europäischen Regulatorik bei TenneT. Die Kosten für SDL werden durch TenneT eingepreist und entsprechend weitergegeben, ohne hierbei separat ausgewiesen zu werden.

**Tabellarische Zusammenfassung**

	<b>Niederlande</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-down
<b>Preisarten</b>	AP/GP/LP/KP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	angestrebt
<b>Speicherentgelte</b>	Nein, wie Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Keine
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Keine
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 16: Tabellarische Zusammenfassung Niederlande

## 5.9 Norwegen

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	5,55 Mio. <sup>350</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Statnett) <sup>351</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	91 <sup>352</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 61.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	155 TWh <sup>353</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	9,2 % <sup>354</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	-17,7 TWh oder: +11,5 % <sup>355</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	99,0 % <sup>356</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~63 % <sup>357</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	24,2 % <sup>358</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,006 GW <sup>359</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,001 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	39,07 % <sup>360</sup>

Tabelle 17: Steckbrief Norwegen

### Einleitung

Norwegen ist eines der rohstoffreichsten und zugleich topografisch anspruchsvollsten Länder Europas. Dank umfangreicher Wasserkraftressourcen stammt über 90 % des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen – vor allem aus großskaligen Speicherkraftwerken. Zusätzlich verfügt Norwegen über bedeutende Gas-, Öl- und Mineralvorkommen, die das Land auch wirtschaftlich prägen, gerade die fossilen Energieträger spielen in den Bereichen Energie, Verkehr und Wohnen aber eine vergleichsweise geringe Rolle. Stattdessen weist das Land eine außergewöhnlich hohe Elektrifizierungsrate auf: Sowohl im Wärmesektor als auch im Verkehr ist Strom der dominierende Energieträger. Mehr als 99 Prozent der Verbraucher sind mit einem Smart Meter ausgestattet. Aufgrund dieser tiefen Durchdringung des Netzes mit digitaler Infrastruktur existieren in Norwegen keine Standardlastprofile, sondern auch Privatkunden werden faktisch wie RLM-Kunden behandelt.

Das Netz ist grob dreistufig gegliedert: Das Übertragungsnetz ( $\geq 132$  kV) wird von Statnett betrieben. Die Spannungsebenen  $< 132$  kV werden durch ca. 100 regionale Verteilnetzbetreiber bewirtschaftet, deren Netze Mittel- und Niederspannung umfassen. Teils werden auch Stromnetze, die technisch gesehen Hochspannung führen, durch Verteilnetzbetreiber betrieben. Regulatorisch gehören diese dann zum Verteilnetz. Die Zuordnung zur Netzebene richtet sich also nicht ausschließlich nach Spannung, sondern auch nach Netzkonfiguration. Herausforderungen liegen vor allem in der regional unausgeglichenen Netzstruktur, der schwierigen geographischen Erschließung und den Engpässen, die durch stark schwankende Exporte (z. B. über NordLink, NorNed, Skagerrak) entstehen.<sup>361</sup>

<sup>350</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>351</sup> (CEER, 2025, S. 107)

<sup>352</sup> (CEER, 2025, S. 107)

<sup>353</sup> (IEA, 2025)

<sup>354</sup> (IEA, 2025)

<sup>355</sup> (IEA, 2025)

<sup>356</sup> (CEER, 2025, S. 171)

<sup>357</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>358</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>359</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>360</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>361</sup> (IEA, 2022)

Norwegen ist kein EU-Mitgliedsstaat, aber Teil des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR). Auf freiwilliger Basis unterwirft sich das Land deshalb wesentlichen Prinzipien des EU-Rechts und seit Oktober 2024 ist die flow-based capacity calculation (FBCC) im nordischen Marktgebiet implementiert. Die norwegischen Netzbetreiber sind Mitglied bei ENTSO-E bzw. DSO Entity und mit der EU-Agentur ACER wird auch ohne Mitgliedschaft kooperiert. Die Regulierungsbehörde NVE-RME ist Vollmitglied bei CEER.<sup>362</sup>

### **Regulierungssystem**

Die NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) ist die übergeordnete staatliche Fachbehörde für Energie und Wasserressourcen in Norwegen. Ihre Regulierungsaufgaben im Energiesektor werden durch die organisatorisch eigenständige, aber rechtlich integrierte Einheit RME (Reguleringsmyndigheten for energi) wahrgenommen. Die Regulierungsbehörde wird daher mit RME, teils aber auch mit NVE-RME abgekürzt. Zentrale gesetzliche Grundlage des Regulierungssystems ist die „Forskrift om kontroll av nettvirksomhet“ (Verordnung zur Kontrolle der Netzunternehmen).

Sowohl für Statnett als auch für die Verteilnetzbetreiber gilt eine Anreizregulierung mit Erlösobergrenze („inntektsramme“), festgelegt durch die NVE-RME. Die zulässigen Erlöse basieren auf einem Benchmarking-Modell mit 30 % realen Kosten und 70 % normierten Kosten („kostnadsnorm“), das jährlich aktualisiert wird. Kleine Netzbetreiber dürfen vereinfachte Verfahren nutzen. Die Methodik kombiniert DEA-Effizienzvergleiche, Umweltfaktoren (Z-Faktoren) und historische Ist-Kosten. Für Statnett gelten zusätzlich ein sektoraler Produktivitätsfaktor (0,3 % jährlich) und ein eigenständiges Effizienzmodell auf Basis vergangener Kosten. Eine Besonderheit des Regulierungssystems ist, dass die Erlösobergrenze jährlich neu festgelegt wird. Während die meisten europäischen Länder mit mehrjährigen Regulierungsperioden arbeiten, kennt Norwegen keinen solchen mehrjährigen Zyklus. Stattdessen gilt die Obergrenze jeweils nur für ein Jahr und wird von der RME im Folgejahr neu bestimmt.

NVE-RME führt für jeden Netzbetreiber jährlich eine Ermittlung von Über- oder Untererlösen durch. Diese ergeben sich aus der Differenz zwischen den tatsächlich erhobenen Tarifen und der regulatorisch zulässigen Erlösobergrenze. Übererlöse sind verpflichtend zurückzuzahlen, während Unterdeckungen über die Folgejahre ausgeglichen werden dürfen. Diese Rückführung erfolgt über die Anpassung der Netztarife. Es handelt sich funktional um ein Regulierungskonto-Äquivalent, auch wenn der Begriff im norwegischen Regulierungsrahmen nicht explizit verwendet wird.

### **Kostenzuordnung**

In der entsprechenden Verordnung „Forskrift om kontroll av nettvirksomhet“ sind die Grundsätze der Kostenberichterstattung und -zuordnung geregelt. Netzbetreiber haben ihre Betriebskosten, Investitionen, Verlustkosten und Kapitalkosten entsprechend einem standardisierten Konten- und Berichtssystem auszuweisen. Diese Kosten sind jeweils den betroffenen Netzebenen zuzuordnen, wobei die oben schon erwähnten Regionalnetze (typischerweise 66 kV bzw. 132 kV) eine eigenständige Ebene zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen darstellen.

Einzelkosten sind den Netzebenen direkt zuzurechnen, während nur in Ausnahmefällen Gemeinkosten über Schlüsselverfahren verteilt werden dürfen. Die NVE-RME prüft die Angaben jährlich im Rahmen der Festlegung der zulässigen Erlöse. Die eigentliche Höhe der Erlösobergrenze wird jedoch nicht unmittelbar aus den gemeldeten Kosten abgeleitet, sondern im Rahmen des Benchmarking-Modells mit einem normativen Kostenanteil bestimmt.

### **Kostenwälzung**

Die Kostenwälzung erfolgt top-down. Statnett verrechnet standardisierte Entgelte für die Nutzung des Übertragungsnetzes an die Verteilnetzbetreiber. Diese fungieren tariflich wie reguläre Statnett-Kunden. Die VNB wälzen ihre Kosten dann weiter auf ihre Kunden. Dabei sind sie in der Ausgestaltung relativ frei, solange sie die

---

<sup>362</sup> (ACER, 2023)

regulatorischen Prinzipien der Nichtdiskriminierung, Transparenz und Kostenorientierung einhalten. Eine bundesweit einheitliche Preisstruktur besteht nicht.

### Preisarten

Sämtliche Netzentgelte sind kostenorientiert, sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei auszugestalten. Maßgeblich für die Tarifstruktur sind ausschließlich technische Parameter, nicht die rechtliche Stellung des Kunden. Zentrale Bestandteile sind:

- **Fastledd (Grundpreis):** Alle Kunden leisten einen fixen Beitrag, der die fixen Kostenanteile des Netzes abdeckt.
- **Kapazitäts- oder Effektledd (kapazitäts- bzw. leistungsabhängiges Entgelt):** Zusätzlich muss jeder Netznutzer mindestens einen lastbezogenen Bestandteil entrichten. Für kleinere Kunden kann dies ein Kapazitätspreis auf Basis der Absicherung sein, während größere Verbraucher mit registrierender Leistungsmessung über einen Effektledd nach tatsächlicher Spitzenlast abgerechnet werden.
- **Energiledd (Arbeitspreis):** Ein verbrauchsabhängiges Entgelt ist nicht obligatorisch. Wird es erhoben, dient es primär der Umlage von Verlustkosten.

Damit ergibt sich eine einheitliche Tariflogik über alle Spannungsebenen hinweg: Jeder Kunde trägt Fixkosten sowie einen kapazitäts- oder leistungsbasierten Bestandteil, ergänzt um einen Arbeitspreis soweit erforderlich. Eine Differenzierung zwischen Haushalts-, Gewerbe- oder Industriekunden bzw. nach Standardlastprofil/ registrierender Leistungsmessung existiert nicht. Unterschiede ergeben sich allein aus Anschlusskapazität, Spannungsebene und Messmethode. Die Ausgestaltung selbst ist je nach Netzbetreiber sehr unterschiedlich.

### Einheitliche Entgelte

Einheitliche Entgelte bestehen formal nur auf der Übertragungsebene (Statnett), da hier ein einheitlicher Tarifrahmen gilt. Auf der Verteilnetzebene bestehen keine einheitlichen Tarife.

### Einspeisenentgelte

Erzeugungsanlagen oberhalb der Bagatellgrenze von 100 kW sind verpflichtet, ein Einspeiseentgelt („innmatings-tariff“) zu entrichten, das aus zwei Komponenten besteht:<sup>363, 364</sup>

- Einerseits wird ein Preis pro eingespeister Kilowattstunde erhoben, allerdings auf Grundlage der mittleren Jahresproduktion berechnet. Dieser Satz wird von Statnett für das Übertragungsnetz festgelegt und gilt einheitlich auf allen Netzebenen, ist also auch durch die VNB anzuwenden.<sup>365</sup>
- Weiterhin werden die marginalen Netzverluste abgebildet und punkt- und zeitdifferenziert festgelegt. Der ÜNB Statnett veröffentlicht hierzu wöchentliche Verlustfaktoren (marginaltapssatser) für jeden Netzknoten, die in Tag- und Nacht/Weekend-Perioden unterschieden werden.<sup>366</sup> RME weist darauf hin, dass Erzeuger mit einer installierten Leistung von unter 1 MW vereinfachte Durchschnittssätze nutzen können, während ab 1 MW eine individuelle Berechnung auf Basis der punktbezogenen marginaltapssatser vorgeschrieben ist.<sup>367</sup>

Das Gesamtaufkommen, das durch das Einspeisenentgelt generiert wird, wird nicht veröffentlicht.

### Speicherentgelte

Stromspeicher gelten rechtlich nicht als eigene Kategorie. Beim Laden gelten sie als Letztverbraucher, beim Entladen als Erzeuger, folglich fallen sowohl beim Laden als auch beim Entladen Netzentgelte an. Für netzdienlich

---

<sup>363</sup> (NVE, 2025)

<sup>364</sup> (Statnett)

<sup>365</sup> (Statnett, 2024)

<sup>366</sup> (Statnett)

<sup>367</sup> (NVE, 2025)

eingesetzte Speicher kann im Rahmen lokaler Flexibilitätsmärkte eine Vergütung erfolgen, aber nicht im Rahmen der Netzentgeltsystematik.

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

Die RME hat seit 2020 die Einführung von tidsstariffer empfohlen, also tarifliche Differenzierung nach Tageszeit, Wochenzeit oder Saison.

Für den **Bereich der Privatkunden und des Kleingewerbes** ist eine nach Tageszeiten differenzierte und durch den flächendeckenden Smart Meter-Rollout ermöglichte Arbeitspreiskomponente (Energieledd) üblich. Zur Anwendung kommt hierbei ein Tagestarif, der von 6 bis 22 Uhr gilt, sowie ein Nachttarif, der von 22 bis 6 Uhr gilt und teils auch am Wochenende und an Feiertagen angesetzt wird. Das Verhältnis zwischen Tages- und Nachttarif fällt je nach VNB unterschiedlich stark aus. Ein Leistungspreis (kapasiteitsledd/ effektledd) wird bei Privatkunden und Kleingewerbe nicht erhoben, in Stufen wird aber beim Grundpreis (fastledd) in 5 kW-Schritten differenziert. Hierbei ist je Monat jeweils die Stunde mit der höchsten Last von Relevanz.

Im **Bereich der Großverbraucher** wird nicht nach Tages-, sondern nach Jahreszeiten differenziert. Hier kommen unterschiedliche Modelle zum Einsatz:

- **Arbeitspreis konstant/ Leistungspreis jahreszeitvariabel:** Bei konstanten Arbeitspreisen kann es eine Differenzierung nach Leistungspreisen geben. Für die Monate April bis September gilt ein Sommer-Leistungspreis, von Oktober bis März der Winter-Leistungspreis. Relevant ist hier die Monats-Höchstlast. Dieses Modell wendet beispielsweise der VNB Tensio an.
- **Leistungspreis konstant/ Arbeitspreis jahreszeitvariabel:** Der VNB Norgesnett setzt dagegen einen für das ganze Jahr konstanten Leistungspreis an und variiert bei den Arbeitspreisen zwischen Sommer- und Winterpreis.

In der Regel beträgt der Winterpreis ein Vielfaches des Sommerpreises und soll dazu anregen, entsprechende Lastspitzen zu verhindern. Grundpreise haben für Großverbraucher am jährlichen Gesamtaufkommen einen Anteil von unter einem Prozent und sind deshalb nicht weiter relevant.

Eine stundengenaue Preisgewichtung ist in Norwegen generell nicht üblich.

### **Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb (AMS – Avanserte Måle- og Styringssystemer) ist in das Aufgabenprofil der VNB integriert. Seit 2019 besteht flächendeckend eine Pflicht zur Nutzung intelligenter Messsysteme (§ 4-1, Forskrift om nettvirksomhet). Die Rollout-Quote beträgt über 99 Prozent. Das Messentgelt wird nicht separat ausgewiesen, sondern in das fastledd eingepreist.

### **Sonderformen der Netznutzung**

Sonderformen wie Eigenerzeugungsgemeinschaften, Quartiersnetze oder Direktleitungen bestehen in Norwegen nur vereinzelt und sind regulatorisch nicht systematisch adressiert. Modelle wie in Deutschland (z. B. § 118 EnWG) oder Österreich (z. B. Energiegemeinschaften) existieren nicht. Seit Oktober 2023 erlaubt Norwegen die interne Energieteilung (deling) auf demselben Grundstück, beschränkt auf Anlagen bis 1 MW. NVE-RME hat 2024 Vorschläge vorgelegt, dieses Modell auch für Gewerbegebiete mit bis zu 5 MW auszuweiten.<sup>368</sup>

### **Umlagen**

Neben Strom- und Umsatzsteuer zahlen Verbraucher 1 øre (ca. 0,09 Cent) je Kilowattstunde zur Finanzierung von Klimaprogrammen (Enova-avgift). Netzbezogene Umlagen existieren nicht.

---

<sup>368</sup> (RME, 2025)

### Einmalzahlungen

Der Netzanschluss in Norwegen ist durch drei voneinander abgrenzbare Entgeltkomponenten geregelt:

1. **Tilknytningsavgift:** Eine pauschale Anschlussgebühr für Standardanschlüsse, vergleichbar mit den deutschen Hausanschlusskosten. Sie deckt die physische Verbindung zum bestehenden Netz ab, unabhängig davon, ob eine Netzverstärkung erforderlich ist.
2. **Graving og montasj:** Ergänzende, individuell zu zahlende Kosten für Erdarbeiten und Installationsleistungen (z. B. Kabelverlegung auf dem Grundstück), sofern diese nicht bauseits durch den Anschlussnehmer erbracht werden. Sie sind nicht Bestandteil der tilknytningsavgift, sondern zusätzlich zu leisten.
3. **Anleggsbidrag:** Ein einmaliger Infrastrukturkostenbeitrag, der dann erhoben wird, wenn der Anschluss einen zusätzlichen Netzausbau oder eine Verstärkung erforderlich macht. Die Kosten werden individuell kalkuliert und unterliegen der Regulierung durch die RME.

### Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen (SDL) liegen in der Verantwortung von Statnett. Die Finanzierung erfolgt über die Übertragungsnetzentgelte, die die Verteilnetzbetreiber entsprechend an die Endkunden umwälzt. Diese sehen keine gesonderte SDL-Position.

### Tabellarische Zusammenfassung

	Norwegen
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/GP/KP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Ja
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Nein
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	keine
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 18: Tabellarische Zusammenfassung Norwegen

## 5.10 Österreich

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	9,16 Mio. <sup>369</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	2 (APG, VUEN) <sup>370</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	120 <sup>371</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 76.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	74,46 TWh <sup>372</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	19,4 % <sup>373</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	-0,071 TWh oder: -0,1 % <sup>374</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	62,3 % <sup>375</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~11 % <sup>376</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	3,0 % <sup>377</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,04 GW <sup>378</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,004 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	25,24 % <sup>379</sup>

Tabelle 19: Steckbrief Österreich

### Einleitung

Österreichs weitgehend alpin geprägte Topografie mit Bergen, Tälern und weitläufigen ländlichen Regionen stellt besondere Anforderungen an den Stromnetzausbau. Während in Ballungsräumen wie Wien oder Linz viele Verbraucher auf engem Raum versorgt werden, ist die Netzinfrastruktur in dünn besiedelten Gebieten deutlich länger und aufwendiger. Diese Unterschiede bei Erschließung und Versorgungsdichte wirken sich direkt auf die Netzkosten aus und werden durch regionale Tarifstrukturen im Entgeltsystem berücksichtigt.

Österreich verfügt über eine gut ausgebaute, historisch gewachsene Netzstruktur mit vergleichsweise hoher Netzstabilität und einem ausgeprägten regulatorischen Rahmen. Die Entgeltsystematik ist stark juristisch kodifiziert und orientiert sich weniger an technischen Kriterien wie Spannung oder Anschlussleistung, sondern stärker an Verbrauchsform, Messart und Netzebene. Während Wasserkraft eine dominante Rolle im Strommix spielt, ist die Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Verkehr wenig ausgeprägt: Der Anteil der Elektroautos liegt unter 5 Prozent, der der Wärmepumpen knapp über 10 Prozent, wie das Energieministerium erklärt<sup>380</sup>. Die Einführung intelligenter Messsysteme ist gesetzlich vorgeschrieben und mit über 90 Prozent weit fortgeschritten<sup>381</sup>, Potenziale etwa durch dynamische Stromtarife und/oder Entgelte werden allerdings noch nicht genutzt.

Das Netz ist in eine Übertragungsnetzebene (geführt von der Austrian Power Grid AG, APG) und mehrere Verteilnetzebenen untergliedert. Insgesamt sind rund 120 Verteilnetzbetreiber tätig, darunter große Landesgesellschaften wie Netz Niederösterreich oder Netz Steiermark, aber auch kleine, kommunale Betreiber. Die regulatorischen

<sup>369</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>370</sup> (CEER, 2025, S. 17)

<sup>371</sup> (CEER, 2025, S. 17)

<sup>372</sup> (IEA, 2025)

<sup>373</sup> (IEA, 2025)

<sup>374</sup> (IEA, 2025)

<sup>375</sup> (CEER, 2025, S. 61)

<sup>376</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>377</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>378</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>379</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>380</sup> (Energie.gv.at, 2025)

<sup>381</sup> (E-Control, 2022)

Vorgaben werden von der E-Control Austria erlassen, einer unabhängigen Regulierungsbehörde mit umfassendem Mandat. Österreich ist EU-Mitgliedstaat und vollständig in den europäischen Binnenmarkt und dessen Institutionen eingebunden – inklusive ACER, ENTSO-E, CEER und DSO-Entity. Der Netzzugang ist diskriminierungsfrei ausgestaltet, die Preisblätter der Netzbetreiber sind genehmigungspflichtig und öffentlich zugänglich.

### **Regulierungssystem**

Die Regulierung der Stromnetzentgelte erfolgt seit 2006 im Rahmen einer Anreizregulierung, die mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010, BGBl. I Nr. 110/2010) eingeführt und seither weiterentwickelt wurde. Rechtsgrundlage für die Festsetzung der Entgelte ist insbesondere § 51 ElWOG, wonach die Systemnutzungsentgelte nach Netzebenen, Kundengruppen und Messarten zu differenzieren sind und durch Verordnung festgelegt werden müssen. Die konkrete Umsetzung erfolgt durch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO), die von der Regulierungskommission der E-Control beschlossen und regelmäßig novelliert wird. Diese Verordnung enthält in § 5 Abs. 1 die jeweils geltenden, nach Regionen und Netzebenen differenzierten Entgeltsätze, die für sämtliche Netzbetreiber verbindlich sind.

E-Control ermittelt die regulatorische Grundlage für die SNE-VO im Rahmen des sogenannten Kostenfeststellungsverfahrens, das auf § 59 ElWOG basiert. Dabei werden die von den Netzbetreibern gemeldeten Ist-Kosten einer Prüfung unterzogen, in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenbestandteile aufgeteilt und gegebenenfalls um Effizienzvorgaben bereinigt. Diese Effizienzvorgaben beruhen auf Benchmarking-Verfahren (z. B. Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern) sowie auf generellen und sektoralen Produktivitätsfaktoren, wie sie im Detail in der „Regulierungssystematik für die 5. Regulierungsperiode Strom (2024–2028)“<sup>382</sup> beschrieben sind. Auf dieser Basis wird für jeden VNB eine Erlösobergrenze festgelegt, die die zulässigen Gesamteinnahmen bestimmt.

Die Festlegung der Entgelte erfolgt jährlich. Die genehmigten Erlösobergrenzen werden in einem standardisierten Verfahren auf die verschiedenen Entgeltkomponenten verteilt, wobei die Kosten aggregiert nach Regionen und Netzebenen in der SNE-VO abgebildet werden. Zwar weist die E-Control jedem Netzbetreiber individuelle Erlösobergrenzen zu, die Veröffentlichung der konkreten Entgeltsätze erfolgt jedoch regional gebündelt über die SNE-VO. Damit gelten in einer Region (z. B. Wien, Steiermark, Tirol) für alle Netzbetreiber einheitliche Werte, auch wenn die Kostenbasis unternehmensspezifisch ermittelt wurde.

Um kurzfristige Schwankungen auszugleichen, sieht die Regulierung zudem Aufrollungs- und Saldierungsmechanismen vor. Hierbei werden Abweichungen zwischen anerkannten Erlösen und tatsächlich erzielten Einnahmen bilanziert und in die Folgeperiode übertragen. Dieses Verfahren erfüllt eine ähnliche Funktion wie das in Deutschland normierte „Regulierungskonto“, wenngleich der Begriff im österreichischen Recht nicht verwendet wird. Durch diese Konstruktion wird eine gleichzeitige Kostendeckung für die Netzbetreiber und ein Effizianzreiz für den Netzausbau und -betrieb gewährleistet, während die Systemnutzungstarife für die Endverbraucher jährlich transparent angepasst werden.

### **Kostenzuordnung**

Die Netzkosten werden auf Basis der anerkannten Ist-Kosten in die zulässigen Erlöse überführt und dabei verursachungsgerecht zugeordnet. Die Kostenzuordnung erfolgt getrennt nach Netzebene sowie nach Kostenkategorien. Dabei werden betriebliche Aufwendungen (OPEX), investive Aufwendungen (CAPEX, z. B. für Netzverstärkungen und Erweiterungen), kalkulatorische Kosten (insbesondere Abschreibungen und kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung) sowie Netzverluste unterschieden. § 59 ElWOG bzw. die SNE-VO verpflichten Netzbetreiber zur verursachungsgerechten Verteilung der Kosten auf diese Kategorien.

### **Kostenwälzung**

Österreich kennt eine vertikale und eine horizontale Kostenwälzung. Gemäß § 17 SNE-VO erfolgt die vertikale Wälzung auf Basis standardisierter Kriterien. Die Netzkosten aus der Nutzung höherer Spannungsebenen (z. B.

---

<sup>382</sup> (E-Control, 2023)

Übertragungsnetz oder Hochspannungsebene) werden anteilig den Netznutzern auf Mittel- oder Niederspannungsebene zugeordnet. Hierbei werden die tatsächlichen Energieflüsse je Netzebene, die transformierte Leistung sowie standardisierte Wälzungsfaktoren berücksichtigt. Alle Komponenten werden jährlich durch die E-Control überprüft und genehmigt.

Weiterhin werden Kosten auch zwischen den Netzbetreibern, also horizontal, gewälzt. Sofern Netznutzer über die Infrastruktur eines anderen Netzbetreibers versorgt werden – etwa bei regional überlappenden Netzen oder Durchleitung –, wird ein sogenanntes Wälzungsentgelt verrechnet. Dieses wird vom versorgenden Netzbetreiber an den zuständigen Grundnetzbetreiber gezahlt und orientiert sich an den überlassenen Energieflüssen und Kapazitäten. Auch diese Verrechnungen unterliegen der Genehmigung durch die E-Control und müssen verursachungsgerecht erfolgen. Die technische Abwicklung erfolgt über das Energiemarkt-Datenmanagementsystem (EDM) auf Basis gesetzlich definierter Zählpunkte und Netzzuordnungen.

Die gewälzten Kosten fließen in die jährliche Ermittlung der zulässigen Gesamterlöse (Erlösobergrenze) jedes Netzbetreibers ein. Je nach Grad der vorgelagerten Inanspruchnahme unterscheiden sich die Entgeltbestandteile: Netzbetreiber mit hoher vorgelagerter Nutzung weisen typischerweise höhere Leistungspreise oder Verlustentgelte aus – insbesondere in ländlichen Regionen mit langer Infrastrukturlänge und wenigen Großabnehmern.

### **Preisarten**

Die Netzentgelte bestehen aus mehreren Preisarten, die kunden- und netzebenspezifisch ausgestaltet sind. Typische Komponenten sind:

- Arbeitspreis,
- Grund- bzw. Leistungspreis (die Begriffe werden in den Preisblättern uneinheitlich bzw. synonym verwendet,
- Messentgelt: abhängig von Messart (z. B. Smart Meter, RLM),
- Blindarbeitsentgelt (ct/kVarh): bei Überschreitung von  $\cos \phi$ -Schwellenwerten,
- Verlustentgelt (ct/kWh): ebenfalls bezogen auf Energiemenge.

Die Entgeltkomponenten sind normativ standardisiert, fallen aber regional unterschiedlich hoch aus und sollen beispielsweise auch abbilden, wenn einzelne Netzbetreiber aufgrund ihrer topografischen Besonderheiten höhere Kosten haben.

### **Einheitliche Entgelte**

Einheitliche Tarife bestehen in Österreich nicht bundesweit, die SNE-VO definiert aber – wie oben bereits gezeigt wurde – für jede Netzebene regional einheitliche Leistungs- und Arbeitspreise sowie Verlust- und Bereitstellungsentgelte. Die kleinteiligste Differenzierung erfolgt hierbei auf Netzebene 7 mit 14 definierten Regionen.

Bei Privatkunden ohne gemessene Leistung ist außerdem der Grundpreis (der in den Preisblättern als Leistungspreis bezeichnet wird) bundesweit einheitlich mit 48 Euro pro Jahr für 2025. Messentgelte fallen nicht unter die SNE-VO, sondern werden nach § 57 ElWOG durch jeden VNB aufwandsorientiert festgelegt und monatlich abgerechnet.

Auf Übertragungsnetzebene (APG) erfolgt die Entgeltbildung zentral, aber die Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelte werden auch hier auf Verteilnetzbetreiber weitergewälzt. Eine echte Vereinheitlichung besteht daher faktisch nur für das SDL-Entgelt und bestimmte Umlagen.

### **Einspeisenentgelte**

Österreich erhebt keine pauschalen Einspeiseentgelte. Zwei arbeitspreisbasierte Entgeltkomponenten gelten allerdings nach SNE-VO für bestimmte Einspeiser: § 9 SNE-VO enthält ein Systemdienstleistungsentgelt (SDL) in Höhe von 0,084 ct/kWh für Anlagen größer 5 MW. Außerdem gilt nach § 6 SNE-VO ein Netzverlustentgelt in Höhe von 0,304 ct/kWh für alle Einspeiser.

### **Speicherentgelte**

Stromspeicher gelten in Österreich nicht als eigenständige Netznutzungskategorie. Je nach Betriebsweise gelten folgende Regelungen: Bei Netzbezug gelten Speicher als Letztverbraucher und zahlen das volle Netzentgelt. Bei Netzeinspeisung werden Speicher als Erzeuger angesehen und zahlen entsprechend Systemdienstleistungs- und Verlustentgelt.

Eine doppelte Netzentgeltspflicht (für Laden und Entladen) ist somit de facto gegeben, es sei denn, der Speicher dient ausschließlich dem Eigenverbrauch ohne Rückspeisung. Für Pumpspeicherwerke im Übertragungsnetz gelten Sonderregelungen gemäß § 63 ElWOG in Verbindung mit § 5 Nr. 8 SNE-VO.

Speicher, die im Rahmen von Flexibilitätsmärkten netzdienlich eingesetzt werden, können auf Antrag eine individuelle Einstufung erhalten. Eine pauschale Entgeltbefreiung existiert nicht. Anders ist dies bei Pumpspeichern mit Anschluss ans Übertragungsnetz: Sie sind per Gesetz von allen Entgelten befreit.

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

Österreich erlaubt gemäß § 2 SNE-VO die Einführung zeitvariabler Entgelte mit bundesweit einheitlich vorgeschriebenen Zeitfenstern (HT 6-22 Uhr, NT 22-6 Uhr sowie Sommer- und Winterzeit). Strukturell vorgesehen sind damit vier Kategorien, die in den regionalen Entgelten laut § 5 SNE-VO jedoch nur für die Netzebenen 5 bis 7 und hier nur sehr vereinzelt ausgewiesen werden.

### **Messstellenbetrieb**

Der Messstellenbetrieb ist in Österreich weitgehend in den Netzbetrieb integriert, unterliegt jedoch funktionalen Unbundling-Anforderungen. Die Höchstwerte sind in der SNE-VO festgelegt und die Entgelte werden separat ausgewiesen. Der Verteilnetzbetreiber ist in der Regel zugleich der grundzuständige Messstellenbetreiber. Ein Wechsel zu einem alternativen Betreiber ist formal möglich, in der Praxis aber selten. Die Smart-Meter-Rolloutquote beträgt ca. 95 Prozent.

Die Datenbereitstellung erfolgt täglich; bei RLM viertelstundenscharf. Ein Opt-out ist unter engen Voraussetzungen möglich (§ 83 ElWOG). Wenn der Kunde das Messgerät selbst zur Verfügung stellt, ist ein Entgelt-Rabatt vorgesehen.

### **Sonderformen der Netznutzung**

Österreich kennt mehrere regulatorisch verankerte Sonderformen: Energiegemeinschaften (§§ 79–80 EAG) mit reduzierten Netzentgelten, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (§ 16a ElWOG) mit spezifischer Aufteilung, temporäre Anschlüsse (z. B. Baustellen) mit Sonderentgelten und Kombikunden mit gesondertem Zählpunkt für Einspeisung.

### **Umlagen**

Österreich erhebt neben den Systemnutzungsentgelten (SNE-VO) keine weiteren netzspezifischen Umlagen, jedoch werden zur Finanzierung des EAG zwei zusätzliche Positionen eingehoben: der Erneuerbaren-Förderbeitrag (§ 75 Erneuerbare-Ausbau-Gesetz; EAG) und die Erneuerbaren-Förderpauschale auf Grundlage einer eigenen Verordnung. Der Förderbeitrag wird jährlich per Verordnung als Hebel an den österreichweit durchschnittlichen, je Netzebene zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelts angesetzt und beträgt für 2025 10,32 %. Er wird als bundesweit einheitliche Euro-Beträge je Entgeltkomponente veröffentlicht und betrifft das Netznutzungsentgelt (Leistung und Arbeit) sowie das Netzverlustentgelt (Arbeit). Die Netzbetreiber stellen diesen Beitrag gemeinsam mit den Netzentgelten in Rechnung und führen ihn vollständig an die Ökostromabwicklungsstelle ab; der Posten ist auf der Rechnung gesondert auszuweisen. Zusätzlich fällt die Erneuerbaren-Förderpauschale als fixer Jahresbetrag je Netzebene an (z. B. NE7: 19,02 €/a für 2025–2027).

## Einmalzahlungen

Beim Netzanschluss fallen einmalige Entgelte an, die Verbraucher, Erzeuger und Prosumer gleichermaßen betreffen, sich aber je nach Anschlussart, Netzebene und technischer Ausführung unterscheiden. Anders als in Deutschland sind die Begriffe weniger normiert, funktional aber vergleichbar.

Für standardisierte Hausanschlüsse auf Niederspannungsebene werden pauschale Entgelte verrechnet. Diese beinhalten den Netzanschlussbeitrag (NAB) – also die Errichtung bis zur Übergabestelle – sowie die Hausanschlusskosten (HAK) für bauliche Leistungen auf dem Kundengrundstück. Die Entgelte werden regional unterschiedlich festgelegt und von der E-Control genehmigt. Die VNB weisen beide Komponenten teils getrennt voneinander aus, häufig wird aber nur die Summe („Netzzutrittsentgelt“) ausgewiesen.

Darüber hinaus kommt ein individuell bemessener Baukostenzuschuss (BKZ) zur Anwendung, wenn Anschlussleistung, Einspeisung oder technische Anforderungen über Standardfälle hinausgehen. Der BKZ bemisst sich in der Regel nach der vereinbarten Anschluss- oder Einspeiseleistung und kann bei kombinierten Bezug-/Einspeiseanlagen getrennt für beide Richtungen erhoben werden.

Viele Netzbetreiber gewähren Erleichterungen für Kleinanlagen, etwa bei PV-Anlagen unter 20 kWp, etwa durch Abschläge oder vollständigen Erlass des BKZ. Eine bundesweite Vorgabe hierzu besteht nicht. Anders als in Deutschland erfolgt die Regelung ausschließlich über Betreiberpraxis und nicht über zentrale technische Anschlussbedingungen.

## Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden auch in Österreich aufgrund der europäischen Rahmenbedingungen durch den Übertragungsnetzbetreiber sichergestellt. Zu zahlen sind sie ausschließlich durch Erzeuger mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW (§9 SNE-VO), weiterhin sind sie durch jeden Verbraucher zu leisten und in jedem Preisblatt enthalten.

## Tabellarische Zusammenfassung

	Österreich
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/GP/LP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Teilweise
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nur SDL-Anteil
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Ja
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Im Einzelfall
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 20: Tabellarische Zusammenfassung Österreich

## 5.11 Schweiz

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	8,96 Mio. <sup>383</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (Swissgrid) <sup>384</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	623 <sup>385</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 14.447
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	73,8 TWh <sup>386</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	6,5 % <sup>387</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	Saldo -14,4 TWh <sup>388</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	25,1 % <sup>389</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~16 % <sup>390</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	3,2 % <sup>391</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,07 GW <sup>392</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,008 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	24,67 % <sup>393</sup>

Tabelle 21: Steckbrief Schweiz

### Einleitung

Die Schweiz (amtlich: Schweizerische Eidgenossenschaft) ist ein föderalistischer Staat in Mitteleuropa und kein Mitglied der europäischen Union.

Die tragende Säule der Schweizer Stromversorgung ist die Wasserkraft. Mit der Wasserkraft, der Kernenergie und den weiteren erneuerbaren Energien ist die aktuelle Stromproduktion äußerst CO<sub>2</sub>-arm – und trägt somit wesentlich zum Erreichen der eigenen Klimaziele bei. Mit der sukzessiven Stilllegung der Kernkraftwerke werden zukünftig neben der Wasserkraft vor allem Solar- und Windkraft sowie thermische Energie die Stromproduktion dominieren. Daher zählt die Schweiz aktuell zu den Staaten mit den höchsten Anteilen an erneuerbaren Energien<sup>394</sup>.

### Regulierungssystem

Die Netzbetreiber werden von der staatlichen Regulierungsbehörde “**ElCom**” reguliert.

Im Schweizer Netzentgeltsystem werden die Netzentgelte oder Netztarife kostenbasiert auf Basis der Regulierungsform “**Cost-Plus**” gebildet. Zudem gilt das System der sogenannten **Sunshine-Regulierung** als ergänzendes Instrument zur Cost-Plus-Regulierung.

Im Rahmen der Sunshine-Regulierung werden Indikatoren für alle Schweizer Netzbetreiber errechnet und veröffentlicht. Diese Kategorien umfassen:

- Versorgungsqualität

<sup>383</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>384</sup> (Swissgrid AG, 2025)

<sup>385</sup> (EVU Partner, 2024)

<sup>386</sup> (IEA, 2025)

<sup>387</sup> (IEA, 2025)

<sup>388</sup> (Energia plus, 2024)

<sup>389</sup> (CEER, 2025, S. 207)

<sup>390</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>391</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>392</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>393</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>394</sup> (VSE, 2025)

- Angemessene Kosten und Tarife
- Wettbewerbsorientierter Elektrizitätsmarkt
- Compliance

Das Modell liefert einerseits Hinweise zu den Kosten der Netze sowie zu den verschiedenen Tarifen und dient andererseits aus ElCom-Sicht auch als Instrument für den Dialog mit den unterschiedlichen Anspruchsgruppen. Der Regulator stellt zudem die einfachen, nachvollziehbaren Indikatoren heraus, welche anstelle komplexer Algorithmen das Nachvollziehen der Ergebnisse erlauben.

Rund 623 Verteilnetzbetreiber sind in der Schweiz aktiv, die allermeisten davon versorgen weniger als 100.000 Endverbraucher. Sie alle haben ihre Netztarife der ElCom einzureichen, welche die Einhaltung der Vorgaben überwacht.

Die rund 623 Schweizer Netzbetreiber werden zunächst geclustert und vergleichbare Werke in Peer-Groups eingeordnet. Diese sind:

- Gemeinden, mittlere Städte, mittlere Siedlungsdichte; jeweils hohe und tiefe Energiedichte
- Städte, hohe Siedlungsdichte, hohe Energiedichte
- Ländliche Gebiete; jeweils hohe und tiefe Energiedichte
- Berggebiete; jeweils hohe und tiefe Energiedichte
- Tourismusgebiete

Eine Vergleichsübersicht einschließlich Parameterauswahl kann online in Form einer Übersichtskarte abgerufen werden.<sup>395</sup> Der Endverbraucher erhält auf diese Weise eine bestmögliche, transparente Information über die Tarife, Preisbestandteile und Kosten von Netz, Energie, Abgaben, Zuschlägen und Gesamtpreis. Auch Netzbetreiber erhalten somit eine Vergleichsmöglichkeit untereinander.

Die Regulierungsbehörde erhofft sich durch das Sunshine-System eine Transparenz, welche auch eine selbstregulierende Wirkung entfaltet.

## **Kostenzuordnung**

Grundlagen zur Netznutzung und Abbildung der Netzkosten werden in Kapitel 3 des Stromversorgungsgesetzes StromVG beschrieben. Nach Art. 10 StromVG müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Verteilnetzbereiche mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten.

Grundsätzlich werden in einer Kostenstellenrechnung die anrechenbaren Netzkosten sodann verursachungsgerecht den Netzebenen zugeordnet.

## **Kostenwälzung**

In der Art. 16 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) wird unter anderem die Bildung der Netztarife (Netzentgelte) näher geregelt:

Die nicht individuell in Rechnung gestellten anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen sowie der Anteil für ein Netz der höheren Netzebene werden den am betreffenden Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern wie folgt angelastet:

- zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;

---

<sup>395</sup> (ElCom)

- zu 70 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom Netz der höheren Netzebene beanspruchen.
- (Anm.: Hier wird die Wälzung zwischen den entsprechenden Netzebenen bspw. von der Ebene Hochspannung NE3 zur Umspannebene Hochspannung zu Mittelspannung NE4 oder tiefer vorgeschrieben. Diese Regel ist jedoch ab dem 1.1.2026 angepasst worden: vereinfacht: grob 10 % Energie und 90 % Leistung)
- Das Entgelt für die Netznutzung darf pro Netzebene die anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (Konzessionsabgaben) dieser Netzebene nicht übersteigen.
- Nachgelagerte, eigene Netzebenen werden wie ein Kunde behandelt.
- Entstehen in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen oder von Speichern ohne Endverbrauch unverhältnismäßige Mehrkosten, so sind diese **nicht** Teil der Netzkosten. Sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern und den Betreibern der Speicher ohne Endverbrauch getragen werden (*siehe auch Kapitel BKZ/NAKB*).

Zudem wird Top-Down eine Kostenwälzung auch für die Kosten des vorgelagerten Netzes (Vorliegernetz) durchgeführt, so dass diese Kosten in die eigenen Kosten eingepreist und damit Bestandteil der insgesamt zu verteilenden Netzkosten sind.

Der **Übertragungsnetzbetreiber** stellt den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Verteilnetzbetreibern diskriminierungsfrei und zu einem für die Regelzone Schweiz einheitlichen Tarif die verbleibenden anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gem. Art. 15 StromVV wie folgt in Rechnung:

- a) zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;
- b) zu 60 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom Übertragungsnetz beansprucht;
- c) zu 10 Prozent zu einem fixen Grundtarif pro Ausseispunkt im Übertragungsnetz.

Für die **Kostenwälzung im Verteilnetz** gilt laut Art. 16 StromVV: Die nicht individuell in Rechnung gestellten anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen sowie der Anteil für ein Netz der höheren Netzebene werden den am betreffenden Netz direkt angeschlossenen Netzbetreibern wie folgt angelastet:

- a) zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;
- b) zu 70 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom Netz der höheren Netzebene beanspruchen.

Ein nachgelagerter Netzbetreiber wird somit wie ein Kunde behandelt.

Die **Abrechnung von Netzebenen untereinander** erfolgt grundsätzlich wie oben gemäß Art. 16 StromVV beschrieben.

Die Netzbetreiber legen zudem nach Art. 17 StromVV transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Anlastung von Kosten zwischen direkt miteinander verbundenen Netzen der gleichen Netzebene und für die einheitliche Ermittlung des jährlichen Mittelwertes der tatsächlichen monatlichen Höchstleistung fest.

### Preisarten

Die Abrechnung der Netzkosten erfolgt in der Schweiz aus einer Kombination von Arbeits- Leistungs- und Grundpreisen. Umlagen, Abgaben und die Kosten der Systemdienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers werden dem Netznutzer über eigene, separate Preispositionen in Rechnung gestellt.

Das Netzentgelt wird kostenbasiert gebildet und darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen. Deckungsdifferenzen (periodenübergreifende Saldierung) sind zeitnah auszugleichen.

Die Preisbildung wird primär durch Kostenzuordnung zu *Kundengruppen* vorgenommen. Dabei ist der Netzbetreiber relativ frei, die Kundengruppe zu bestimmen. Eine typische Kundengruppe wäre zum Beispiel die Gruppe der **Haushaltskunden bis zu einer jährlichen Entnahme von 50 MWh**, ohne registrierende Leistungsmessung. Es gibt keinen Bezug zur Kapazität oder Gleichzeitigkeit (siehe auch Kapitel "Kostenwälzung").

Die zu bildenden Kundengruppen werden meist durch Stufen unterschieden, welche durch die entnommene Jahresarbeit entstehen. Eine Unterscheidung nach Netzebene ist dabei nicht vorgeschrieben. Auch wenn die Kunden nach leistungsgemessen und nicht-leistungsgemessen (RLM und SLP) geführt und zugeordnet werden, ist dies nicht unbedingt ein Kriterium für eine Kundengruppe. Allerdings orientieren sich die Gruppen meist an der Anschlussebene oder auch an der Jahresarbeit des Kunden in kWh, so dass die Gruppen sich praktisch auf RLM und SLP beziehen. Je Kundengruppe kann die Kundenstruktur zusätzlich nach der Benutzungsdauer über die Jahresbenutzungsstunden  $< > 3.500$  h (Knickpunkt) unterschieden werden. Ganz überwiegend erfolgt die Bepreisung der leistungsgemessenen Kunden über Arbeits- und Leistungspreise und die Kunden mit Standardlastprofil (SLP) werden überwiegend mit Grund- und Arbeitspreis abgerechnet.

Es werden jährlich auf Basis der Netzkosten des Vorjahres (Prinzip *Cost+*) die Netztarife neu kalkuliert und veröffentlicht. Hierzu hat die Regulierungsbehörde ElCom ein Kostenrechnungsprogramm online aufgelegt, über welches die Netzbetreiber ihre Tarifkalkulationen zwingend nachweisen und veröffentlichen müssen.

Die weitere Ausgestaltung der Netztarife ist dem Netzbetreiber freigestellt. Dadurch findet sich in der Schweiz eine zwischen den Netzbetreibern oft unterschiedliche Netzentgeltstruktur wieder.

Ebenso finden sich Netztarife ebenenübergreifend für Mindestabnahmefälle, beispielweise bei Kunden der Netzebene 7 (Niederspannung) mit einem Jahresverbrauch  $> 1$  Mio. kWh.

Die Hochtarif- und Niedrigtarifzeiten (HT/NT) weist der Netzbetreiber individuell nach eigenen Netzbedürfnissen aus (siehe „Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte“).

Separate oder zusätzliche Preisblätter oder Tarife sind auch für Straßenbeleuchtung, Wärmepumpen, E-Mobilität oder generell für die Gewährung von flexiblen Anschlüssen möglich. Diese Preise sind sodann meist etwas niedriger (z.B. abgesenkter Arbeitspreis) im Gegensatz zu den regulären Preisblättern.

Kapazitätsentgelte werden derzeit in der Schweiz nicht ausgewiesen.

### Einheitliche Entgelte

Einheitliche Netzentgelte (über alle Netzbetreiber, oder gebündelt je Region usw.) werden in der Schweiz nicht ausgewiesen. Lediglich der Übertragungsnetzbetreiber weist ein national einheitliches Entgelt auf.

### Einspeisenentgelte

Entgelte für eingespeiste, elektrische Energie von dezentralen Einspeiseanlagen (Einspeiseentgelte) werden in der Schweiz nicht erhoben.

### Speicherentgelte

Art. 14a StromVG regelt die Behandlung von Speichern, Bahnstromnetzen, Elektrolyseuren und weiteren Anlagen als Spezialfälle beim Netznutzungsentgelt und beim Elektrizitätsbezug.

Demnach ist **kein** Netznutzungsentgelt geschuldet für:

a. Kraftwerke bei den folgenden Elektrizitätsbezügen:

- Eigenbedarf eines Kraftwerks,
- Antrieb von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken;

b. Speicher ohne Endverbrauch.

In den folgenden Fällen erstatten die Netzbetreiber den Betreibern der betreffenden Anlagen das Netznutzungsentgelt auf Antrag zurück, dies höchstens zum maßgeblichen Tarif im Zeitpunkt des Bezugs aus dem Netz:

- bei Speichern mit Endverbrauch: Rückerstattung für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung zurückgespeist wird;
- bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff oder synthetische Gase oder Brennstoffe: Rückerstattung für die Elektrizitätsmenge, die nach einer Rückverstromung ins Netz zurückgespeist wird;
- bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn- oder Treibstoffe: Rückerstattung für die Elektrizitätsmenge, die für die Umwandlung in diese speicherbaren chemischen Substrate aus dem Netz bezogen wird; dieses Recht auf Rückerstattung ist auf Pilot- und Demonstrationsanlagen, die mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien betrieben werden und insgesamt höchstens eine Leistung von 200 MW aufweisen, beschränkt.

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

Es dürfen Hochtarif- und Niedrigtarifzeiten (HT/NT) vom Netzbetreiber individuell nach eigenen Netzbedürfnissen ausgewiesen werden. Darüberhinausgehende, zeitvariable Entgelte oder dynamische Entgelte oder Preissysteme gibt es nicht.

### **Messstellenbetrieb**

Mit dem Inkrafttreten der revidierten Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 1. Januar 2018 müssen Endverbraucher, die neu von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, deren Erzeugungsanlage neu ans Elektrizitätsnetz angeschlossen wird, mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet werden. Die Kosten von intelligenten Messsystemen im Sinne der StromVV gelten als anrechenbare Kosten des Netzes (Art. 13a Bst. a StromVV).

Das Messwesen ist nicht liberalisiert. Es bleibt aller Voraussicht nach in der Zuständigkeit der Verteilnetzbetreiber. Allerdings sollen die Messkosten buchhalterisch vom Netz entflochten werden. Das bedeutet, dass eine separate Kostenrechnung notwendig wird. Die Basis der Messtarife sind die anrechenbaren Kosten sowie die Tarifobergrenzen, welche der Bundesrat vermutlich noch in der Verordnung (StromVV) festlegen wird.

Die Branche geht davon aus, dass der Schweizer Bundesrat voraussichtlich noch im laufenden Jahr 2025 Regelungen verabschieden und auf den 1. Januar 2026 in Kraft setzen wird. Ein Verordnungsentwurf vom 21. Februar 2024 enthält entsprechende Tarifobergrenzen für den Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern.

In den aktuell veröffentlichten Preisblättern werden ganz überwiegend noch keine Messtarife angegeben.

### **Sonderformen der Netznutzung**

Die Schweizer Netzentgeltsystematik bietet verschiedene Formen von Sonderentgelten oder Reduzierungen. So kann die zur Verfügung gestellte Flexibilität von unterbrechbaren Versorgungseinrichtungen mit einem niedrigeren Arbeitspreis honoriert werden. Eine Reduzierung der Netzentgelte für metallproduzierende Industriebetriebe ist zudem unter besonderen Bedingungen im StromVG festgesetzt.

Art. 17c StromVG regelt die **Nutzung von Flexibilität**. Die Endverbraucher, die Erzeuger und die Speicherbetreiber sind die Inhaber der Flexibilität (Flexibilitätsinhaber), die sich dank der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität nutzen lässt. Wer Flexibilität nutzen will, erschließt sich die Nutzung durch Vertrag.

Im Stromversorgungsgesetz (StromVG) ist in Art. 14 zusätzlich eine aktuelle **Ausnahme der Netztarife für Industriebetriebe** vorgesehen, soweit die Betriebe besondere Vorgaben und mithin recht hohe Hürden einhalten.

1) Für Unternehmen, die mindestens seit dem Jahr 2023 Eisen-, Stahl- oder Aluminium mit einer Jahresproduktion von mindestens 20.000 Tonnen Metall aus mehrheitlich recyceltem Material herstellen oder verarbeiten, können die Netznutzungsentgelte des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze, mit Ausnahme der Anteile der Stromreserve und des Netzzuschlags, während vier Jahren reduziert werden, wenn:

- a. sie ihren Sitz in der Schweiz haben;
- b. ihre Elektrizitätskosten mindestens 5 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;
- c. sie am Emissionshandelssystem der Schweiz teilnehmen.

2) Von der Reduktion ausgeschlossen sind Unternehmen, die im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr ein positives Jahresergebnis ausweisen.

3) Für die Gewährung der Reduktion müssen diverse weitere Auflagen erfüllt werden.

Die durch die Reduzierung entgangenen Netznutzungsentgelte gelten als anrechenbare Kosten des Übertragungsnetzes, d.h. die entgangenen Erlöse werden in die Kostenwälzung gegenüber den nicht privilegierten Netzkunden zurückgeführt.

### Umlagen

Es gibt verschiedene Umlagen im Schweizer Entgeltsystem. Hier sind primär die Stromreserve (Winterreserve) sowie die Abgaben an die Kantone und Gemeinden zu nennen.

Seit 2024 müssen die Netznutzer die Kosten für die Stromreserven des Bundes bezahlen. Der Tarif **Stromreserve** dient der Finanzierung der Vorhaltung der Wasserkraftreserve und der Verfügbarkeit von Reservekraftwerken. Diese Kosten werden ebenfalls vom ÜNB an den VNB verrechnet. Der VNB erhebt die Stromreserve gegenüber den Netznutzern überwiegend separat mit einer eigenen Kostenposition in Rp./kWh.

Die **Abgaben an die Kantone und Gemeinden** zur Finanzierung von öffentlichen Anliegen werden separat durch den VNB gegenüber den Netznutzern in Rp./kWh erhoben.

### Einmalzahlungen

Netzanschlusskostenbeiträge (im Folgenden "**Netzanschlussbeitrag**" **NAB**) und Baukostenzuschüsse (im Folgenden "**Netzkostenbeitrag**" **NKB**) sind sowohl im Stromversorgungsgesetz StromVG als auch in der Stromversorgungsverordnung StromVV aufgeführt. Nähere Empfehlungen zur Handhabung und Kalkulation spricht der Verband der Schweizer Netzbetreiber, VSE aus.

Die Deckung der anteiligen Kosten eines Netzanschlusses erfolgt gemäß der Branchenempfehlung des Verbandes VSE (Stand 2024) durch den Netzanschlussnehmer mit zwei Beitragskomponenten:

Die Berechnung eines **Netzanschlussbeitrags (NAB)** für das Niederspannungsnetz (NE 7), erfolgt entsprechend den erforderlichen Aufwendungen für die Erstellung des Netzanschlusses des Netzanschlussnehmers. Als Netzanschlussbeitrag (NAB) trägt der Netzanschlussnehmer 100 % der Kosten (inklusive administrative Kosten) des Netzanschlusses ab Verknüpfungspunkt bis zum (Haus-)Anschlusspunkt. Der NAB kann nach Aufwand oder pauschal verrechnet werden.

Bei Anschlüssen an das regionale Verteilnetz der Netzebene Mittelspannung (oder NE 5) wird die Kostentragung vertraglich zwischen VNB und Netzanschlussnehmer bzw. angeschlossenen (nachgelagerten) VNB geregelt. Auch hier gelten als Netzanschlussbeitrag die effektiven Kosten der Anschlusserrstellung.

Der **Netzkostenbeitrag (NKB)** ergibt sich entsprechend der bestellten Leistungsbeanspruchung des Verteilnetzes, ungeachtet möglicher Netzausbauten für den Netzanschluss. Der Netzkostenbeitrag wird als Beitrag des Netzanschlussnehmers aufgrund der bestellten Anschlussleitung für die Abgeltung der mit der Bestellung direkt und indirekt verursachten Netzdimensionierungs- und Ausbaukosten erhoben.

Die Kosten für notwendige Netzverstärkungen im Zusammenhang mit **Produktionsanlagen** sind ebenfalls anrechenbare Netzkosten des Netzbetreibers. Die Netzbetreiber haben die Abgeltungen und Vergütungen für Netzverstärkungen nach Artikel 15b Absatz 3 und 4 StromVG vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen.

Artikel 15b StromVG gibt hierzu konkret vor: Lösen Anlagen zur **Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien** die Netzverstärkungen aus, sind die Kosten als Kosten des Übertragungsnetzes anrechenbar (Art. 15a) und werden von der nationalen Netzgesellschaft vergütet. Der Bundesrat kann Ober- und Untergrenzen vorsehen.

Für Anlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz und höher erfolgt die Vergütung auf Antrag des Verteilnetzbetreibers und nach Bewilligung der ElCom.

Für Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungsnetz erhalten die Verteilnetzbetreiber auf Antrag eine pauschale Abgeltung für den generellen Bedarf an Netzverstärkungen, unabhängig von einer effektiven Realisierung.

Zur Regelung der Netzanschlusskosten (NAB) bei **Speichern** wird auf die Branchenempfehlung des VSE zurückgegriffen. Diese gibt vor, dass bei Anschlüssen von Speichern grundsätzlich die gleichen Regelungen wie beim Anschluss sonstiger Endverbraucher gelten.

VNB, die Netzkostenbeiträge (NKB) in Rechnung stellen, können jedoch von Speichern ohne angeschlossenen Endverbrauch den NKB für die vereinbarte Bezugsleistung erheben<sup>396</sup>.

### **Systemdienstleistungen**

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung alle Hilfsdienste bezeichnet, die Netzbetreiber für Kunden neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid hat die gesetzlich festgelegte Aufgabe, SDL in marktbasierenden Verfahren zu beschaffen. Die Swissgrid organisiert im Rahmen ihrer gesetzlichen Pflichten die folgenden Systemdienstleistungen:

- Netzregelung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung)
- Bilanzmanagement
- Spannungshaltung
- Ausgleich der Wirkverluste und Blindenergie
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination
- Betriebliche Messung

Die Systemdienstleistungen werden vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gegenüber den Verteilnetzbetreibern (VNB) und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern verrechnet. Der VNB wiederum erhebt die Systemdienstleistungen gegenüber den Netznutzern überwiegend separat mit einer eigenen Kostenposition in Rp./kWh.

---

<sup>396</sup> (VSE, 2024)

**Sonstiges / Besonderheiten des Landes**

Als *Nicht-EU-Mitglied* hat die Schweiz auch **keinen vollständig liberalisierten Strommarkt**. Kunden mit weniger als 100.000 kWh Jahresentnahme sind als sogenannte „gefangene“ Kunden an die Belieferung mit elektrischer Energie durch den Anschlussnetzbetreiber gebunden.

In der Schweiz ist die Herkunft des Stroms gemäß dem Energiegesetz kennzeichnungspflichtig. Unternehmen, welche Schweizer Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Strom beliefern, müssen mindestens einmal jährlich über folgende Punkte informieren:

- Prozentualer Anteil der eingesetzten Energiequellen am gelieferten Strom
- Herkunft des Stroms – Produktion im In- und Ausland
- Gesamthaft gelieferte Strommenge
- Name des Stromlieferanten

**Tabellarische Zusammenfassung**

	<b>Schweiz</b>
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen / Auf Kundengruppen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/GP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	SDL
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Teilweise, Bezug gepoolt
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	diverse Reduzierungen
<b>Messstellenbetrieb</b>	integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 22: Tabellarische Zusammenfassung Schweiz

## 5.12 Spanien

<b>Anzahl Einwohner in 2024</b>	48,62 Mio. <sup>397</sup>
<b>Anzahl Übertragungsnetzbetreiber</b>	1 (REE) <sup>398</sup>
<b>Anzahl Verteilnetzbetreiber</b>	333 <sup>399</sup>
<b>Verhältnis Einwohner/VNB</b>	Ca. 146.000
<b>Stromerzeugung in 2023</b>	286 TWh <sup>400</sup>
<b>Anteil der EE-Erzeugung in 2023 (Nur Wind und PV)</b>	37,7 % <sup>401</sup>
<b>Strom-Handelsbilanz in 2023 (+: Import, -: Export)</b>	-13,96 TWh oder: -4,9 % <sup>402</sup>
<b>Anteil Smart-Meter in 2022 (Im Verteilnetz)</b>	98,7 % <sup>403</sup>
<b>Anteil Wärmepumpen in 2023 (Anteil am Bestand)</b>	~8 % <sup>404</sup>
<b>Anteil Elektromobilität in 2023 (Ohne Hybridfahrzeuge)</b>	0,6 % <sup>405</sup>
<b>Angeschlossene Leistung großer Batteriespeicher in 2025</b>	0,12 GW <sup>406</sup>
<b>Normierte Batterieleistung (je Mio. Einwohner)</b>	0,02 GW
<b>Anteil der Industrie an Wertschöpfung in 2023</b>	20,12 % <sup>407</sup>

Tabelle 23: Steckbrief Spanien

### Einleitung

Spanien ist mit rund 49 Mio. Einwohnern einer der großen Strommärkte der EU. Der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) Red Eléctrica de España (REE) ist landesweit allein für Betrieb und Ausbau des Höchstspannungsnetzes sowie die Systemführung verantwortlich. Im Verteilnetz gibt es fünf große Verteilnetzbetreiber, die >90 % der Systemumsätze ausmachen, sowie 328 kleine Verteilnetzbetreiber, die in Summe weniger als 100.000 Kunden haben.

Die Nettostromproduktion in Spanien lag im Jahr 2023 bei ca. 286 TWh. Die Erzeugungsstruktur ist stark erneuerbar geprägt. Im Jahr 2023 stammten ca. 50 % der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Dabei erzeugten die Energieträger Wind und Erdgas je ca. 23 % und Kernenergie ca. 20 % der gesamten Nettostromproduktion, gefolgt von Solarstrom mit ca. 15 % Anteil an der gesamten Stromproduktion.<sup>408</sup>

Zugleich gilt die Iberische Halbinsel weiterhin als energetisch schwach angebunden. Die Austauschkapazität zu Nachbarländern liegt bei rund 3 GW, während die EU einen Interkonnektivitäts-Zielwert von 15 % bis 2030 vorgibt.<sup>409</sup>

Spanien gilt als eines der europäischen Vorreiterländer beim Einsatz digitaler Infrastruktur im Stromnetz. Im Jahr 2023 waren 100 % aller Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.<sup>410</sup>

<sup>397</sup> (Eurostat, 2024)

<sup>398</sup> (CEER, 2025, S. 137)

<sup>399</sup> (CEER, 2025, S. 137)

<sup>400</sup> (IEA, 2025)

<sup>401</sup> (IEA, 2025)

<sup>402</sup> (IEA, 2025)

<sup>403</sup> (CEER, 2025, S. 199)

<sup>404</sup> (KfW, 2025, S. 2)

<sup>405</sup> (Acea, 2025, S. 15)

<sup>406</sup> (JRC SES, 2025)

<sup>407</sup> (Global Economy, 2025)

<sup>408</sup> (IEA, 2025)

<sup>409</sup> (REE, 2025)

<sup>410</sup> (De Paola, A., Andreadou, N., Kotsakis, E., 2023, S. 18)

Die Netzentgelte in Spanien sind sowohl zeitlich (Monat, Wochentag, Uhrzeit) als auch örtlich (Festland, Inseln) differenziert. Sie werden zentral durch die nationale Regulierungsbehörde Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) einheitlich in Methodik und Höhe festgelegt.

### **Regulierungssystem**

Das Regulierungssystem in Spanien basiert auf der Anreizregulierung. Eine Regulierungsperiode dauert jeweils sechs Jahre. Die aktuelle Regulierungsperiode dauert von 2020 bis einschließlich 2025. Auf Übertragungsnetzebene sind die wesentlichen Elemente für die Festlegung der Umsatzgrenze Referenzwerte für Investitions- und Betriebskosten, Regulierungsbasis, Verzinsung, regulatorische Nutzungsdauer von Anlagen, sowie weitere Anreize. Auf Ebene der Verteilnetze werden zusätzlich weitere Referenzwerte für regulierte Aufgaben, sowie die Anzahl der Kunden als Berechnungsbasis herangezogen.<sup>411</sup>

### **Kostenzuordnung**

Die Kostenzuordnung in Spanien erfolgt anhand eines vereinfachten Referenznetzes der CNMC, mithilfe dessen die Netzbetriebskosten anteilig den Verteilnetzebenen zugeordnet werden.

### **Kostenwälzung**

In Spanien erfolgt die Kostenwälzung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilnetzbetreibern anders als in Deutschland. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Verteilnetzbetreibern keine Rechnung für ihren bezogenen Strom aus. Stattdessen wird Übertragungsnetzentgelt den Verteilnetzkunden direkt in Rechnung gestellt und separat ausgewiesen.

Für die Kostenwälzung zwischen den Spannungsebenen wird die den einzelnen Spannungsebenen zugewiesene Vergütung sowohl der jeweiligen Spannungsebene selbst als auch den nachgelagerten Spannungsebenen zugerechnet. Dabei wird für die Energiekomponente des Entgelts die Energiebilanz und für die Leistungskomponente des Entgelts die Leistungsbilanz berücksichtigt. Diese Zuordnung erfolgt für jede Zeitperiode separat.<sup>412</sup>

### **Preisarten**

Die Entgelte bestehen aus einer Leistungs- und einer Arbeitskomponente. Insgesamt gibt es sechs verschiedene Tarifgruppen. Die Tarifgruppen 2.0 TD ( $\leq 15$  kW) und 3.0 TD ( $> 15$  kW) gelten für die Niederspannung ( $\leq 1$  kV). Die weiteren Tarifgruppen sind nach Spannungsebene differenziert und heißen 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD und 6.4 TD. Darüber hinaus erfolgt eine zeitliche und räumliche Differenzierung der Entgelte (siehe Unterkapitel Dynamische Entgelte/Zeitvariable Entgelte). Mit Ausnahme von Nutzern der Niederspannungsebene sind Entgelte auf den Eigenverbrauch von Strom zu zahlen. Die Entgelte dafür sind analog zu Verbräuchen differenziert.<sup>413</sup>

### **Einheitliche Entgelte**

Die Netzentgelte werden zentral durch die nationale Regulierungsbehörde einheitlich in Methodik und Höhe festgelegt. Gemäß Art. 16.1 des Gesetzes 24/2013 müssen die Tarife im gesamten Staatsgebiet einheitlich sein.

### **Einspeisenentgelte**

In Spanien werden keine Einspeiseentgelte erhoben. Auf Verteilnetzebene wurden nie Einspeiseentgelte erhoben. Im Übertragungsnetz wurden sie im Jahr 2020 abgeschafft.<sup>414</sup>

### **Speicherentgelte**

Speicher von elektrischer Energie müssen in Spanien weder Einspeiseentgelte noch Entnahmeentgelte zahlen. Sie sind vollständig von Netzentgelten befreit, mit der Begründung, dass sie der Versorgungssicherheit dienen.<sup>415</sup>

---

<sup>411</sup> (CEER, 2024)

<sup>412</sup> (ACER, 2023, S. 80)

<sup>413</sup> (MITECO)

<sup>414</sup> (ACER, 2023, S. 89)

<sup>415</sup> (ACER, 2023, S. 100)

### **Dynamische Entgelte / Zeitvariable Entgelte**

In Spanien sind die Netzentgelte zentral festgelegt und folgen einem einheitlichen Schema. Die Anwendung des Schemas berücksichtigt dabei zunächst eine Differenzierung nach dem Ort, d. h. ob der Anschlusskunde auf der spanischen Halbinsel, den Kanaren oder den Balearen angeschlossen ist. Anschließend erfolgt eine Differenzierung nach der Jahreszeit. Dabei wird jeder Monat einer der vier Kategorien Alta (Hoch) = Typ A, Media Alta (Mittelhoch) = Typ B, Media (Mittel) = Typ B1 und Baja (Niedrig) = Typ C zugeordnet. Samstag, Sonntag, sowie Feiertage werden der fünften Kategorie Typ D zugeordnet. Innerhalb der fünf Typen wird wiederum nach der Uhrzeit differenziert. Dabei wird zwischen sechs verschiedenen Perioden  $P_1$ - $P_6$  unterschieden, wobei  $P_1$  die teuerste und  $P_6$  die günstigste Periode ist. Jeder Tag ist in maximal drei verschiedene Perioden aufgeteilt. Tage des Typ D haben durchgehend die Periode  $P_6$ . Eine grafische Visualisierung dieser Entgeltdifferenzierung findet sich unter „<sup>416</sup>“.

Die sechs Perioden sind auf Grundlage der zentralen Entgelttabellen wiederum den sechs verschiedenen Tarifgruppen zugeordnet, wobei jede Periode jeweils einer Arbeitspreis- sowie einer Leistungspreis-Entgeltkomponente zugeordnet ist.<sup>417</sup>

Kosten (€/kW) für die Überschreitung der angemeldeten Leistung sind ebenfalls einheitlich geregelt und werden nach den Tarifgruppen und Messkategorien (siehe nächstes Unterkapitel) differenziert. Für die Messkategorien 4 und 5 (geringe Leistungen) findet keine weitere Differenzierung anhand der Zeitperiode statt. Für die Messkategorien 1, 2 und 3 (hohe Leistungen) findet eine zusätzliche Differenzierung der Gebühren bei Überschreitung der angemeldeten Leistung anhand der Zeitperiode statt, in der die Leistungsüberschreitung stattfindet.<sup>418, 419</sup>

### **Messstellenbetrieb**

In Spanien sind alle Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.<sup>420</sup>

Die Messstellen sind in fünf verschiedene Kategorien 1-5 klassifiziert. Die Eingruppierung erfolgt dabei anhand von Leistungs- und Arbeitsgrenzen, wobei Kategorie 1 den Anschlussnehmern mit der höchsten Anschlussleistung/Arbeit und Kategorie 5 den Anschlussnehmern mit der niedrigsten Anschlussleistung/Arbeit zugeordnet ist.

Die Kosten (€/Monat) sind staatlich einheitlich für die fünf Kategorien festgelegt und werden jährlich aktualisiert. Teils findet eine weitere Differenzierung nach der Art der Datenübertragungstechnik statt.<sup>421</sup>

Die Stromzähler werden vom Netzbetreiber verwaltet, der den Verbrauch misst und die Daten an den Stromanbieter weiterleitet, der wiederum für die Zustellung der Stromrechnung an den Verbraucher zuständig ist. Gleichzeitig ist der Netzbetreiber dafür verantwortlich, dass die vertraglich vereinbarten Leistungsgrenzen eingehalten werden.<sup>422</sup>

### **Sonderformen der Netznutzung**

In Italien werden keine Sonderformen der Netznutzung angewandt.

### **Umlagen**

Die sogenannten Cargos umfassen Entgeltbestandteile, die für die Begleichung weiterer Kostenposten bestimmt sind, die nicht durch andere Einnahmen gedeckt sind, wie z. B. Unterstützung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung und Stromerzeugung aus Abfall, die Vergütung der

---

<sup>416</sup> (adx energía)

<sup>417</sup> (CNMC, 2024)

<sup>418</sup> (CNMC, 2024)

<sup>419</sup> (CNMC, 2024, S. 9)

<sup>420</sup> (De Paola, A., Andreadou, N., Kotsakis, E., 2023, S. 18)

<sup>421</sup> (ufd)

<sup>422</sup> (Tarlogic, 2019)

Mehrkosten der Elektrizitätssysteme in Gebieten außerhalb der spanischen Halbinsel, sowie die Vergütung im Zusammenhang mit der Anwendung von Kapazitätsmechanismen.<sup>423</sup>

## Einmalzahlungen

Auf Übertragungsnetzebene werden die Anschlussgebühren anhand der tatsächlichen individuellen Kosten (€) und der vereinbarten Anschlusskapazität (€/MW) erhoben. Durch den Netzanschluss notwendige Erweiterungen des Netzes sind als Teil der Anschlussgebühren ebenfalls mitzutragen. Eine preisliche Differenzierung auf Basis der Spannungsebene findet statt. Eine räumliche Differenzierung findet nicht statt.<sup>424</sup>

Auf Verteilnetzebene werden die Anschlussgebühren anhand einer Pauschale (€) und der vereinbarten Anschlussleistung (€/kW) erhoben. Bei der Einspeisung von Strom bezahlt der Erzeuger für seinen Anschluss und alle notwendigen Verstärkungen. Bei den Verbrauchern wird zwischen der natürlichen Erweiterung des Netzes (einem natürlichen Anstieg der Nachfrage in den Netzen) und neuen Netzerweiterungen unterschieden: Im ersten Fall muss die Infrastruktur vom Verteilernetzbetreiber realisiert und bezahlt werden. Im zweiten Fall muss der Verbraucher für den Ausbau der erforderlichen Netze sowie für die Verstärkung auf derselben Spannungsebene, auf der er angeschlossen ist, bezahlen. Im letzteren Fall wird der Verteilernetzbetreiber für Verbraucher, die sich in der Niederspannung mit einer Leistung von bis zu 100 kW oder in der Hochspannung mit einer Leistung von 250 kW in städtischen Gebieten anschließen, nach im Voraus festgelegten Werten vergütet. Diese Werte sind für das gesamte Gebiet einheitlich und von der Leistung und der Spannungsebene abhängig. Eine räumliche Differenzierung findet nicht statt.<sup>425</sup>

## Systemdienstleistungen

Die Systemdienstleistungen in Spanien sind strukturell ähnlich zu Deutschland organisiert. Aufgrund lediglich eines einzelnen Übertragungsnetzbetreibers erfolgt die Organisation jedoch zentraler und sie ist stärker marktintegriert über kurzfristige tägliche Märkte (statt Wochenauktionen). Die Systemdienstleistungen sind noch nicht vollständig europäisch harmonisiert, der Prozess dazu läuft aktuell.<sup>426</sup>

## Tabellarische Zusammenfassung

	Spanien
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Nein
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Nein
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja

Tabelle 24: Tabellarische Zusammenfassung Spanien

<sup>423</sup> (MITECO)

<sup>424</sup> (ACER, 2023, S. 114)

<sup>425</sup> (ACER, 2023, S. 119)

<sup>426</sup> (REE)

### 5.13 Tabellarische Zusammenfassung

Abschließend werden wesentliche Eigenschaften der länderspezifischen Netzentgeltsysteme, welche in der Analyse ermittelt wurden, tabellarisch zusammenfassend dargestellt:

#### Tabellarische Zusammenfassung der folgenden Analyse

	Deutschland	Belgien	Dänemark	Frankreich	Großbritannien	Italien
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen	Auf Ebenen	Auf Ebenen	Auf Kundengruppen	Auf Ebenen	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down	Top-Down	ÜNB-Kosten werden VNB-Kunden direkt zugeordnet	Implizit durch Kostenverteilung	Keine herkömmliche Wälzung	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/GP	AP/LP/KP/GP	AP/GP/LP	AP/GP/KP	AP/GP/LP/KP	AP/LP/GP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Nein	Nein	Nein	Ja	SDL	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Befreiung	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Nein
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabler AP. Saisonaler KP	Zeitvariabel	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>	Ja				Industrie	Schutzbedürftige Kunden
<b>Messstellenbetrieb</b>	Ausgelagert	Integriert	Integriert	Integriert	Ausgelagert	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja	Ja	Keine	Ja	Ja	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Tabelle 25: Tabellarische Zusammenfassung der betrachteten Länder (1/2)

	Luxemburg	Niederlande	Norwegen	Österreich	Schweiz	Spanien
<b>Kostenverteilung</b>	Auf Ebenen	Auf Ebenen	Auf Ebenen	Auf Ebenen	Auf Ebenen/ Kundengruppen	Auf Ebenen
<b>Kostenwälzung</b>	Top-Down	Top-down	Top-Down	Top-Down	Top-Down	Top-Down
<b>Preisarten</b>	AP/LP/KP	AP/LP/GP/KP	AP/LP/GP/KP	AP/GP/LP	AP/LP/GP	AP/LP
<b>Einheitliches Verteilnetzentgelt</b>	Ja	Nein	Nein	Nein	SDL	Ja
<b>Einspeiseentgelte VNB</b>	Nein	angestrebt	Ja	Nur SDL-Anteil	Nein	Nein
<b>Speicherentgelte</b>	Nein. Wie Abnehmer	Nein. Wie Abnehmer	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Nein. Wie Einspeiser + Abnehmer	Teilweise, Bezug gepoolt	Nein
<b>Zeitvariable Entgelte</b>	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabel	Zeitvariabel
<b>Sonderformen Netznutzung</b>				Im Einzelfall	diverse Reduzierungen	
<b>Messstellenbetrieb</b>	Integriert	Integriert	Integriert	Integriert	integriert	Integriert
<b>Umlagen aus Netzkosten</b>	Ja	Keine	Keine	Ja	Ja	Ja
<b>Einmalentgelte</b>	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Tabelle 26: Tabellarische Zusammenfassung der betrachteten Länder (2/2)

## 6 Vergleich und Gegenüberstellung

---

### Executive Summary

Kapitel 6 zeigt einen Netzentgeltvergleich der betrachteten Länder. Dieser basiert auf den Erkenntnissen der Netzentgeltsystematiken in Kapitel 5, zuvor definierten Musterkunden und veröffentlichten Preisblättern von bis zu fünf Verteilnetzbetreibern und bei Bedarf Preisblättern der Übertragungsnetzbetreiber des jeweiligen Landes zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Es handelt sich hierbei um eine ‘Momentaufnahme’, in welcher die Wirkweise der Entgeltsystematiken anhand der ermittelten Entgelthöhe und Preisbestandteile für die einzelnen Musterkunden dargestellt werden. Die individuellen Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland sowie Netzentgelte für Industriekunden in Großbritannien wurden nicht dargestellt.

**Ein zentrales Ergebnis von Kapitel 6 ist die Darstellung der Zusammensetzung der Netzentgelte der Musterkunden.** Dies erfolgt durch die anteilige Darstellung der Preiskomponenten, Netzkostenumlagen und Messentgelte am gesamten Entgelt (**Mischpreis**), welches von den Musterkunden erhoben wird (Kapitel 6.1). Dadurch werden sowohl die Wirkweise der jeweiligen Entgeltsystematik als auch der Einfluss des Verbrauchsverhaltens auf die Entgelthöhe sichtbar. In einigen Ländern können zudem die Kostenanteile der Übertragungsnetzbetreiber am Gesamtentgelt aufgezeigt werden.

Neben dieser Darstellung wird in Kapitel 6.1 des Weiteren die **absolute Mischpreishöhe** der einzelnen Musterkunden innerhalb eines Landes dargestellt. Anhand der absoluten Höhe des Mischpreises **lässt sich in allen Ländern der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung zwischen den Spannungsebenen erkennen** – Kunden niedrigerer Spannungsebenen zahlen einen höheren Beitrag je kWh Strom. Einzelne Ausreißer sind häufig ein Indikator einer besonderen Netzentgeltsystematik oder ein Resultat der Modellierung der Musterkunden. Die Modellierung der Musterkunden stellt nicht in jedem Land repräsentativ das landestypische Verbrauchsverhalten dar.

Darüber hinaus werden diese absoluten Mischpreise in Kapitel 6.2 für die einzelnen Musterkunden länderübergreifend verglichen. **Hier ergibt sich eine starke Heterogenität der länderspezifischen Mischpreise.** Die Preisunterschiede zwischen den Ländern sind teilweise erheblich. Dieses Ergebnis des Gutachtens ist auf verschiedene Effekte zurückzuführen und nicht zwangsläufig repräsentativ für die tatsächliche Mischpreishöhe des Landes. Die Preisblätter der ausgewählten Verteilnetzbetreiber stellen nicht zwangsläufig die durchschnittlichen Preise des Landes dar. Außerdem ergeben sich Effekte aus strukturellen Unterschieden und wirtschaftlichen oder politischen Einflüssen, wie Subventionen, zu unterschiedlichen Netzkosten, welche in Kombination mit den Entgeltsystematiken wiederum zu gänzlich unterschiedlichen Netzentgelten führen können. Diese Einflüsse wurden im Gutachten nicht betrachtet.

### Einleitung

Im Folgenden erfolgt ein Vergleich der Netzentgelte in den betrachteten Ländern. Hierfür wurden zunächst Musterkunden gebildet (Kapitel 6.1), auf welche jeweils die zuvor beschriebene Netzentgeltsystematik (Kapitel 5) und Höhe der länderspezifischen Netzentgelte angewandt wurde.

Für die Höhe der Netzentgelte werden Preisblätter von Übertragungs- und bis zu fünf großen Verteilnetzbetreibern aus dem Jahr 2025 herangezogen. Im Hinblick auf die Übertragungsnetzbetreiber reicht in fast allen Fällen die Betrachtung eines einzigen aus, da in fast allen Ländern nur ein Übertragungsnetzbetreiber existiert und diese national einheitliche Netzentgelte im Übertragungsnetz aufweisen. Ausnahmen sind Deutschland mit vier, Großbritannien mit drei und Österreich mit zwei Übertragungsnetzbetreibern, wobei diese in Deutschland und Österreich ebenfalls ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt aufweisen. Das Übertragungsnetzentgelt in Großbritannien enthält regionsspezifische Komponenten.

Bei den Verteilnetzbetreibern werden bis zu fünf Verteilnetzbetreiber betrachtet. Anzumerken ist, dass es in einigen Ländern nur einen Verteilnetzbetreiber oder ein national einheitliches Entgelt im Verteilnetz gibt, wie in Frankreich, Italien, Luxemburg und Spanien. Bei Ländern mit mehreren betrachteten Verteilnetzbetreibern werden die Preisblätter von fünf großen Verteilnetzbetreibern innerhalb des Landes verwendet, welche einen Großteil des

Landes versorgen. Für den Vergleich zwischen den Ländern werden die Preise innerhalb der Länder über die Verteilnetzbetreiber des Landes gemittelt und sodann verglichen. Dieser Vergleich stellt keinen vollständigen Vergleich der Netzentgelthöhen innerhalb und zwischen den Ländern dar, erlaubt jedoch wesentliche Aspekte und Auswirkungen der in Kapitel 5 ermittelten Netzentgeltsystematiken darzustellen und die absoluten Netzentgelthöhen, die preisspezifischen Anteile für die Musterkunden, sowie in Teilen die Kostenreflexion darzustellen.

## 6.1 Bildung von Musterkunden

Für den Netzentgeltvergleich werden sieben Musterkunden gebildet, welche die Entnahme oder Einspeisung von in Deutschland typischen leistungsgemessenen oder nicht-leistungsgemessenen Kundengruppen darstellen sollen. In einigen Ländern wird jeder Kunde wie ein leistungsgemessener Kunde behandelt, was durch den länderspezifischen Smart Meter Anteil ermöglicht wird. In diesen Fällen werden die nicht-leistungsgemessenen Musterkunden wie leistungsgemessene Kunden betrachtet, um die Netzentgeltsystematik des Landes anwenden zu können.

Die im Gutachten betrachteten Musterkunden unterscheiden sich von den Abnahmefällen im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2024) durch angepasste Anschlusskapazitäten und gebuchten Kapazitäten und sind folgendermaßen definiert:

1. **Industriekunde HS:** Ein Industriekunde am Hochspannungsnetz (110 kV), mit einer jährlichen Entnahmemenge von 138 GWh, einer technischen Anschlusskapazität von 35 MVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 32,5 MVA und einer Jahreshöchstleistung von 31 MW.
2. **Industriekunde MS:** Ein Industriekunde am Mittelspannungsnetz (10-35 kV), mit einer jährlichen Entnahmemenge von 24 GWh, einer technischen Anschlusskapazität von 8 MVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 7,5 MVA und einer Jahreshöchstleistung von 6,857 MW.
3. **Gewerbekunde:** Ein nicht-leistungsgemessener Gewerbekunde am Niederspannungsnetz (230/400 V), mit einer jährlichen Entnahmemenge von 50 MWh, einer technischen Anschlusskapazität von 60 kVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 60 kVA und einer Jahreshöchstleistung von 50 MW.
4. **Haushaltskunde:** Ein nicht-leistungsgemessener Haushaltskunde am Niederspannungsnetz (230/400 V), mit einer jährlichen Entnahmemenge von 3.500 kWh, einer technischen Anschlusskapazität von 14,5 kVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 4 kVA und einer Jahreshöchstleistung von 3 kW.
5. **Prosumer:** Ein Haushalt am Niederspannungsnetz (230/400 V), der Energie aus dem Netz bezieht und einen Teil seiner benötigten Energie mit einer Photovoltaik-Speicher-Kombination erzeugt und verbraucht. Insgesamt verbraucht er 8.500 kWh jährlich. Davon bezieht er 4.250 kWh jährlich aus dem Netz, mit einer technischen Anschlusskapazität von 30 kVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 30 kVA und einer Jahreshöchstleistung von 25 kW. Die restlichen 4.250 kWh produziert er selbst und verbraucht diese zu 100 % selbst, ohne etwas davon ins Netz einzuspeisen.
6. **Einspeiser Windpark:** Ein onshore Windpark am Mittelspannungsnetz (10-35 kV), mit einer jährlichen Einspeisemenge von 24 GWh (wie Industriekunde MS), einer technischen Anschlusskapazität von 12 MVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 12 MVA und einer Jahreshöchstleistung von 12 MW. Dieser Musterkunde bezieht keinen Strom, er speist nur Strom ins Netz ein.
7. **Einspeiser PV-Park:** Ein Freiflächen Photovoltaikpark am Mittelspannungsnetz (10-35 kV), mit einer jährlichen Einspeisemenge von 24 GWh (wie Industriekunde MS und Windpark), einer technischen Anschlusskapazität von 24 MVA, einer jährlich gebuchten Kapazität von 24 MVA und einer Jahreshöchstleistung von 24 MW. Dieser Musterkunde bezieht keinen Strom, er speist nur Strom ins Netz ein. Der wesentliche Unterschied zum Windpark ist das unterschiedliche Erzeugungsprofil, woraus ein anderes Leistungsprofil entsteht.

Befänden diese Kunden in Deutschland, so wären sie an den oben genannten Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen. In den betrachteten Ländern sind die Spannungsebenen mitunter anders verteilt oder der Übertragungsnetzbetreiber übernimmt den Netzbetrieb niedrigerer Spannungsebenen. In diesen Fällen wird der

Musterkunde in dem jeweiligen Land einer für ihn passenden Spannungsebene zugeordnet, gegebenenfalls ist er beim Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen, sodass er kein Verteilnetzentgelt, sondern ein Übertragungsnetzentgelt zu entrichten hat.

## **6.2 Quantitative Betrachtung der einzelnen Länder: Netzentgeltanteile und Mischpreise in ct/kWh**

Die Musterkunden werden anhand der im Jahr 2025 geltenden Entgeltsystematik der untersuchten Länder betrachtet. Hierfür werden nur jährlich anfallende Kosten bei Entnahme vom oder Einspeisung ins Stromnetz betrachtet, also Arbeits-, Leistungs-, Kapazitäts- oder Grundpreise, sowie Messentgelte, netzkostenbezogene Umlagen und besondere länderspezifische Tarifmechanismen. Anzumerken ist, dass das Messentgelt bei vielen Ländern nicht explizit ausgewiesen wird und im Netzentgelt enthalten ist. Bei Umlagen werden nur solche dargestellt, welche Netzkosten refinanzieren sollen und deren Höhe klar ermittelt werden kann.

Einmalentgelte, wie Anschlusskosten oder Beiträge zur Netzverstärkung, oder Pönalen bei Fehlverhalten, wie der Überschreitung technischer Grenzwerte zur Blindleistung, werden in diesem Kapitel nicht betrachtet.

In jedem Land werden die Netzentgelte der Vergleichsgruppen dargestellt. Dies geschieht anhand eines Diagrammes, welches das vom Musterkunden erhobene Entgelt in seinen Anteilen darstellt. Das Entgelt des Kunden ist auf 100 % normiert und die Entgeltanteile deutlich gemacht.

Das zweite Diagramm jeden Landes stellt die Mischpreise für die Musterkunden dar. Die Mischpreise ergeben sich aus der absoluten Höhe der ermittelten Netzentgelte, geteilt durch die aus dem Netz entnommene Strommenge.

Zwei Länder weisen mit einer Netzentgeltvergütung eine Besonderheit auf, welche auf der negativen Achse des ersten Diagrammes dargestellt wird. In Deutschland ist dies die pauschale Vergütung für Kunden mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung (Modul 1) und in Großbritannien sind dies Netzentgeltvergütungen bei der Einspeisung ins Netz.

In Kapitel 6.3 folgt eine Gegenüberstellung der Mischpreise für die Musterkunden in einem länderübergreifenden Vergleich.

## 6.2.1 Deutschland

### Deutschland - Netzentgeltanteile der Musterkunden

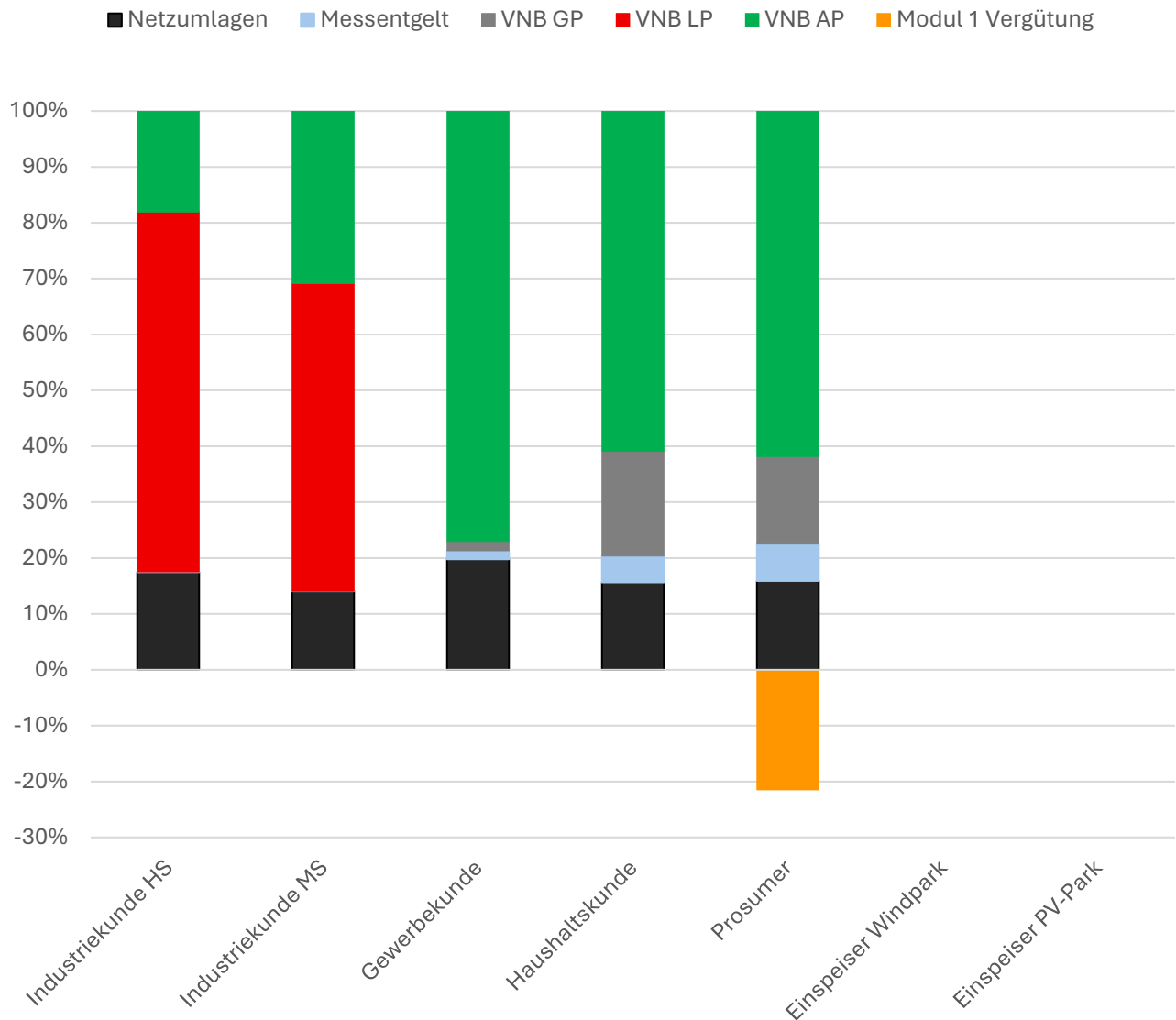


Abbildung 6-1: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Deutschland

#### Beschreibung

Die betrachteten Musterkunden in Deutschland sind am Verteilnetz angeschlossen. Dadurch zahlen sie nur die Entgeltkomponenten der Verteilnetzbetreiber, in welchen das Übertragungsnetzentgelt bereits in Form vorgelagerter Netzkosten inkludiert ist.

Einspeiser haben in Deutschland kein Netzentgelt zu entrichten und werden ohne Entgelt dargestellt.

Das Netzentgelt in Deutschland besteht zum Großteil aus einem Arbeitspreis und wird bei größeren leistungsgemessenen Kunden durch einen Leistungspreis ergänzt. Darüber hinaus wird ein Grundpreis erhoben.

Es gibt zwei wesentliche Besonderheiten: Die hohen Anteile für Umlagen am Netzentgelt und die hier negativ dargestellte Entgeltvergütung für steuerbare Verbraucher (Modul 1).

## Deutschland - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

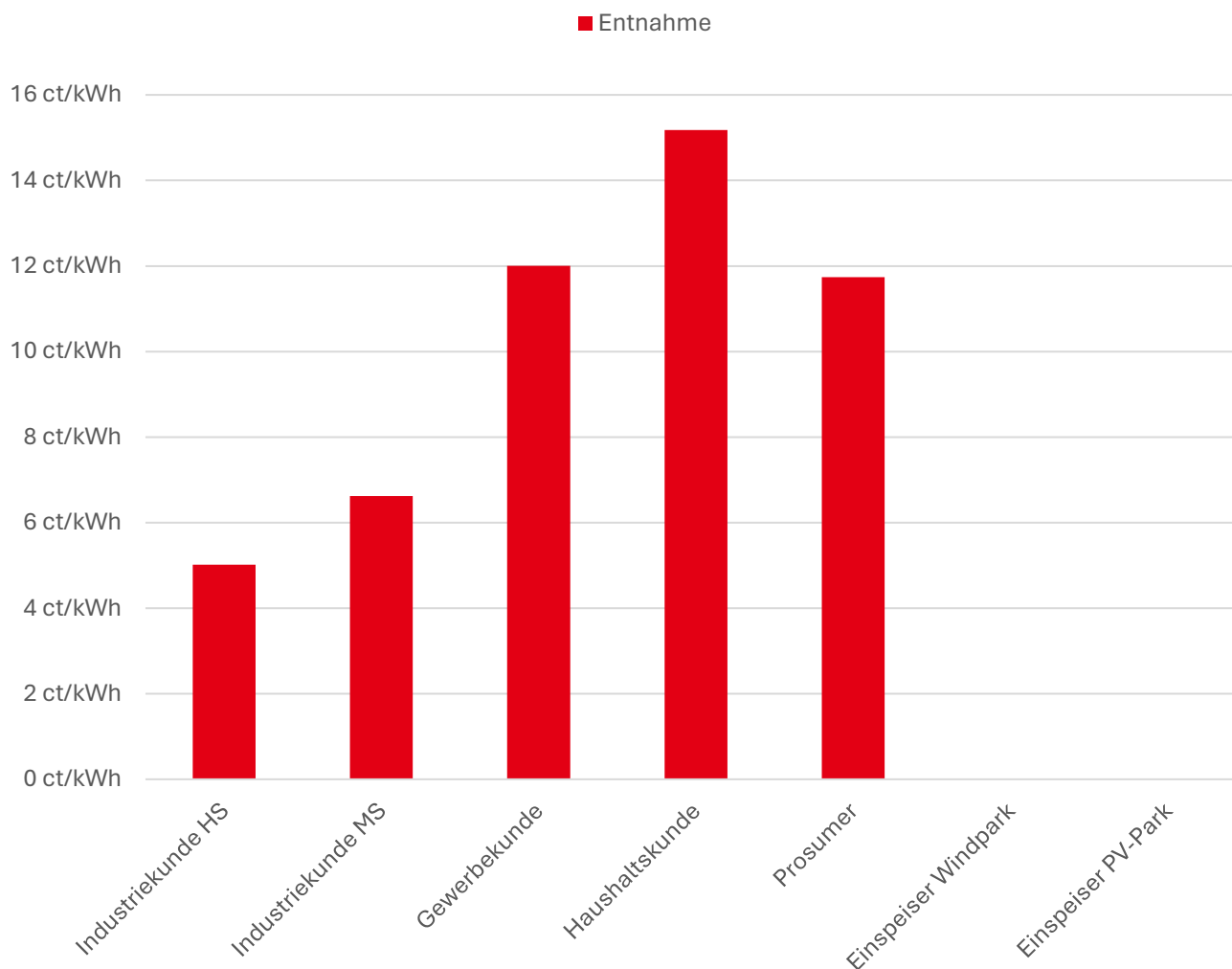


Abbildung 6-2: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Deutschland

### Beschreibung

Ergänzend zur vorherigen Abbildung, werden hier die absoluten Netzentgelte als Mischpreis normiert dargestellt. Aus der Abbildung wird der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung deutlich, wonach Kunden niedrigerer Spannungsebenen auch an den Kosten vorgelagerter Netzebenen beteiligt werden. Dieser Effekt führt sich bis zum Haushaltskunden fort.

Bei den Industriekunden ist anzumerken, dass ihnen keine Sonderform der Netznutzung nach § 19 Abs. StromNEV unterstellt wurde, wodurch ihre tatsächliche Netzentgelthöhe geringer ausfallen könnte.

Der Prosumer ist in seinem Verhalten mit dem Haushaltskunden vergleichbar. Die aus dem Netz bezogene Energiemenge ist zwar größer (Haushalt 3.500 kWh, Prosumer 4.250 kWh) und er wird auf diese größere Menge bepreist, allerdings bezieht sich auch die Ermittlung des Mischpreises auf die größere Bezugsmenge. Sein Netzentgelt erfährt insbesondere aufgrund der pauschalen Vergütung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (Modul 1) einen Vorteil gegenüber dem Haushaltskunden. Durch diese beiden Effekte ergibt sich für den modellierten Prosumer ein geringerer Mischpreis als beim Haushaltskunden.

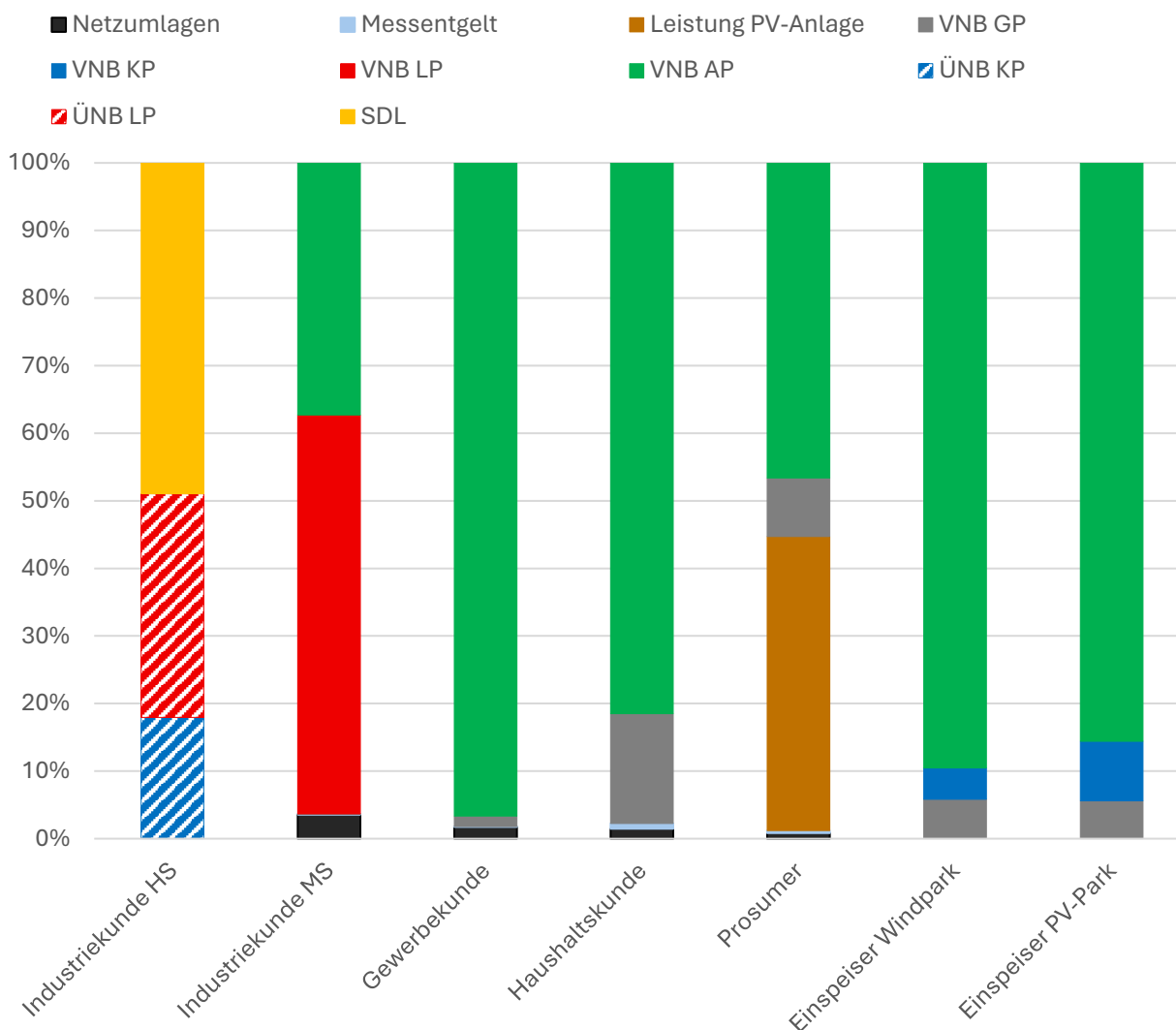
**6.2.2 Belgien**
**Belgien - Netzentgeltanteile der Musterkunden**


Abbildung 6-3: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Belgien

**Beschreibung**

In Belgien ist der Industriekunde HS beim Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen und zahlt das Übertragungsnetzentgelt, welches für ihn hälftig aus dem Systemdienstleistungstarif in ct/kWh und zur anderen Hälfte aus dem Leistungs- und Kapazitätspreis des Übertragungsnetzbetreibers in €/kW und €/kVA besteht.

Die Verteilnetzkunden zahlen insbesondere den Arbeitspreis der Verteilnetzbetreiber, ergänzt durch den Grundpreis. Für den Industriekunden MS fällt noch ein Leistungspreis an, welcher die Hauptkomponente seines Entgeltes ausmacht.

In der Region Wallonien wird vom Prosumer zusätzlich ein Tarif **basierend auf der Leistung seiner PV-Anlage** erhoben. Diese wurde mit 5 kW angesetzt. Dieser Tarif macht einen erheblichen Anteil seines Netzentgeltes aus.

Die Einspeiser in der Region Flandern und Wallonien haben jeweils ein Einspeiseentgelt zu entrichten. Dafür wird in beiden Regionen ein Grundpreis erhoben. In Flandern wird zusätzlich ein Einspeiseentgelt in Form eines Arbeitspreises erhoben, während von Einspeisern in der Wallonie ein Kapazitätspreis zu zahlen ist.

## Belgien - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

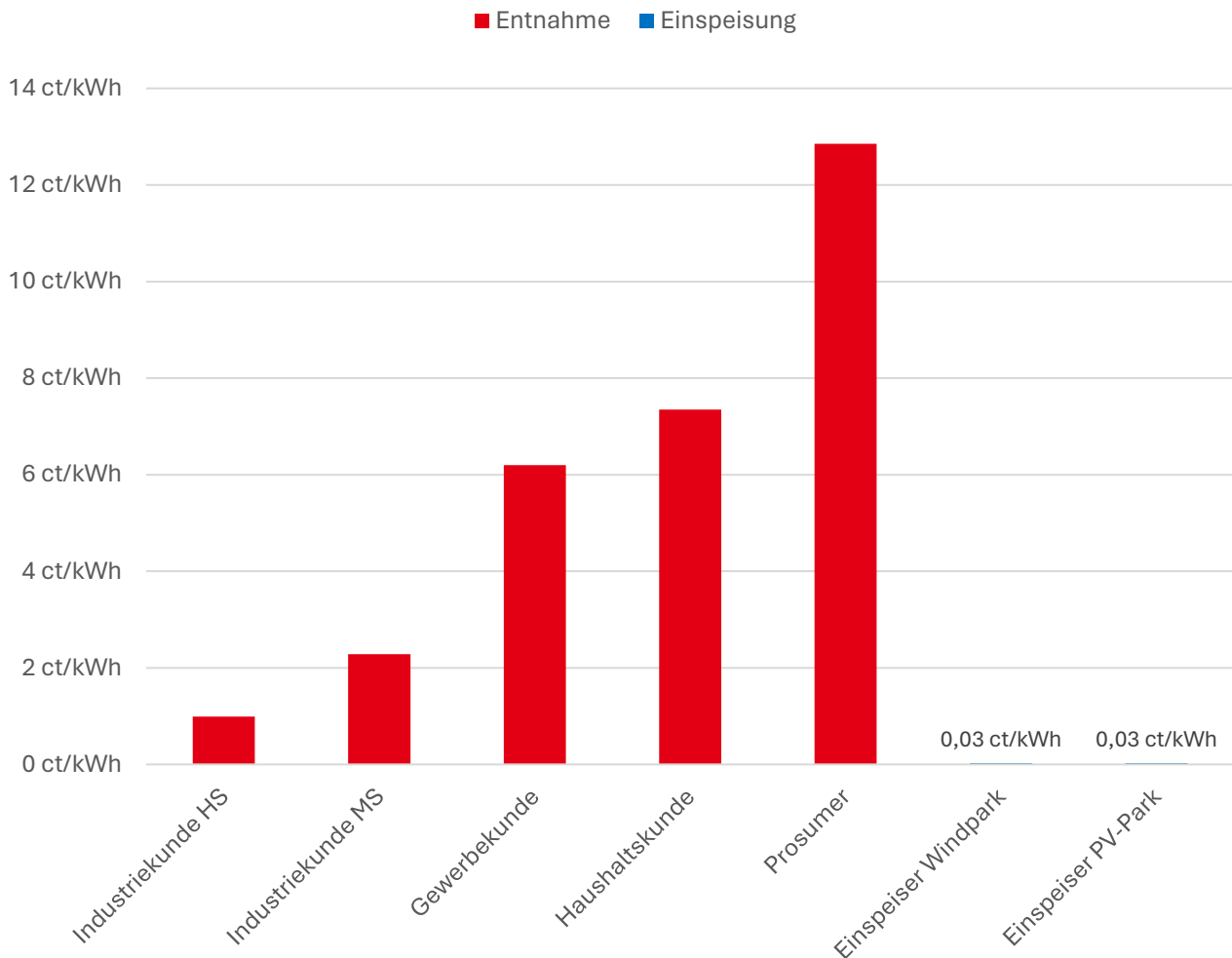


Abbildung 6-4: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Belgien

### Beschreibung

Bei Betrachtung der Mischpreise der Entnahmekunden in Belgien wird auch hier der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung deutlich.

Die Entgelte der Industriekunden fallen deutlich geringer aus als in Deutschland und es gibt einen wesentlichen Preissprung zu den Niederspannungskunden.

Der Prosumer wird zunächst in ähnlicher Höhe bepreist wie der Haushaltskunde, jedoch erfährt er durch den Tarif zur Bepreisung der Spitzenleistung seiner PV-Anlage einen erheblichen Anstieg seines Netzentgeltes im Verhältnis zum Haushaltskunden.

Obwohl die Einspeiser unterschiedliche Netzentgeltkomponenten zahlen, fällt das absolute Netzentgelt und der Mischpreis mit 0,03 ct/kWh sehr gering aus. Die Höhe der Einspeiseentgelte in Belgien wird anhand von Energieverlustkosten und Systemdienstleistungskosten festgemacht.

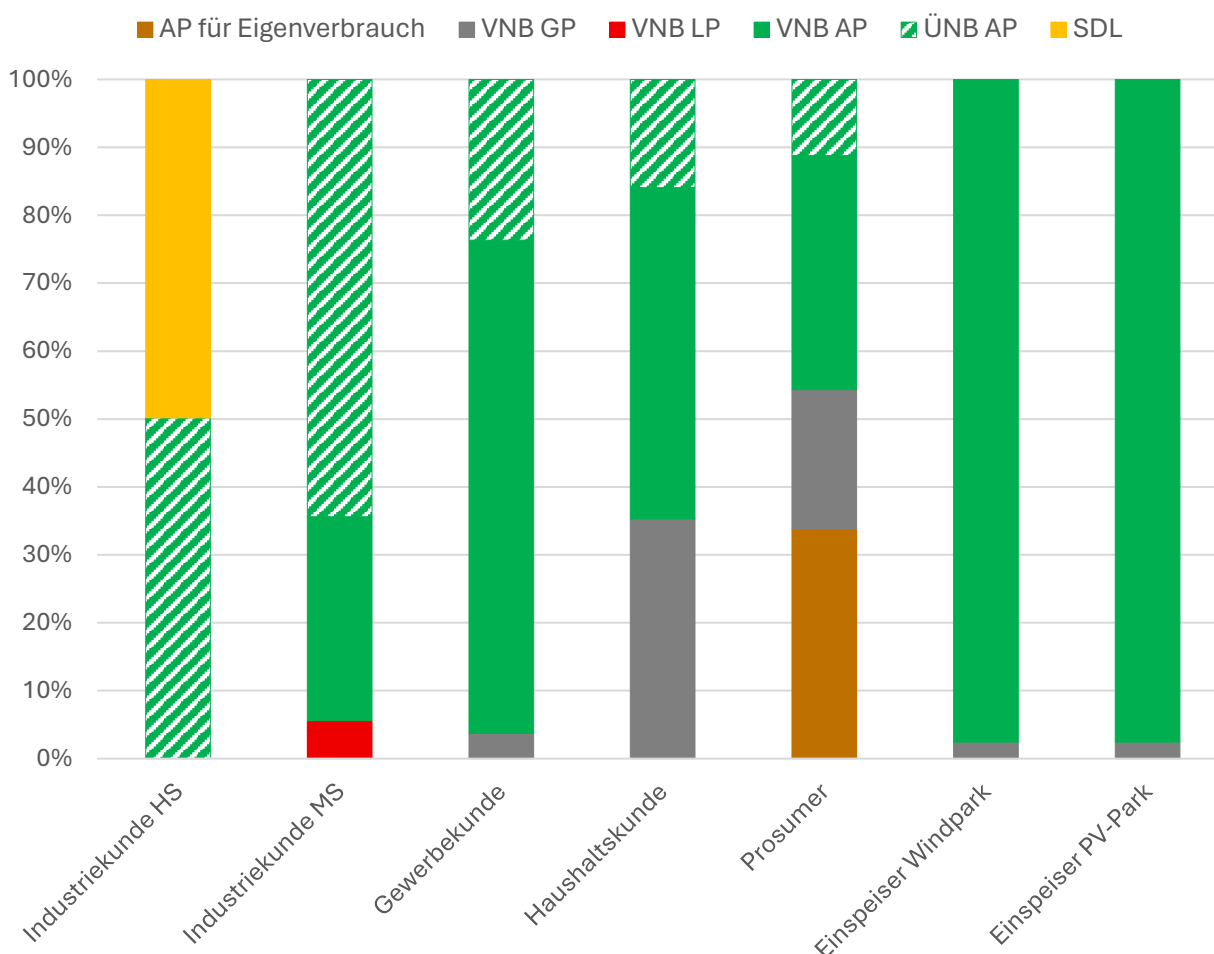
**6.2.3 Dänemark**
**Dänemark - Netzentgeltanteile der Musterkunden**


Abbildung 6-5: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Dänemark

**Beschreibung**

Im dänischen Netzentgeltsystem wird den Entnahmekunden im Verteilnetz der Tarif des Übertragungsnetzes über den Versorger direkt in Rechnung gestellt. So zahlt jeder Entnahmekunde einen Arbeitspreis für das Übertragungsnetz. Im Verteilnetz ist der Betrag niedriger als im Übertragungsnetz. Der Industriekunde HS ist in Dänemark ein Übertragungsnetzkunde und hat zusätzlich den Tarif für Systemdienstleistungen zu zahlen. Er zahlt keinen Grund-, Leistungs- oder Kapazitätspreis und wird nur auf Basis seiner Entnahmemenge in ct/kWh bepreist.

Die Verteilnetzkunden zahlen neben dem Arbeitspreis des Übertragungsnetzbetreibers den Grund- und Arbeitspreis der Verteilnetzbetreiber. Für den Industriekunden MS entfällt noch ein Leistungspreis, welcher aktuell in einer Art Erprobungsphase von ihm erhoben werden kann.

Von Verteilnetzkunden wird ein **Arbeitspreis für Eigenverbrauch** erhoben, welcher vom Prosumer zu entrichten ist und einen wesentlichen Anteil seines Netzentgeltes ausmacht.

Die einspeisenden Musterkunden haben in Dänemark einen Grundpreis und einen Arbeitspreis für ihre Einspeisung ins Verteilnetz zu entrichten. Der Tarif des Übertragungsnetzbetreibers erhebt von den Verteilnetzkunden kein Einspeiseentgelt. Bei Einspeisern im Übertragungsnetz würde ein entsprechender Arbeitspreis und ein Systemdienstleistungstarif für diese Kunden anfallen.

## Dänemark - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

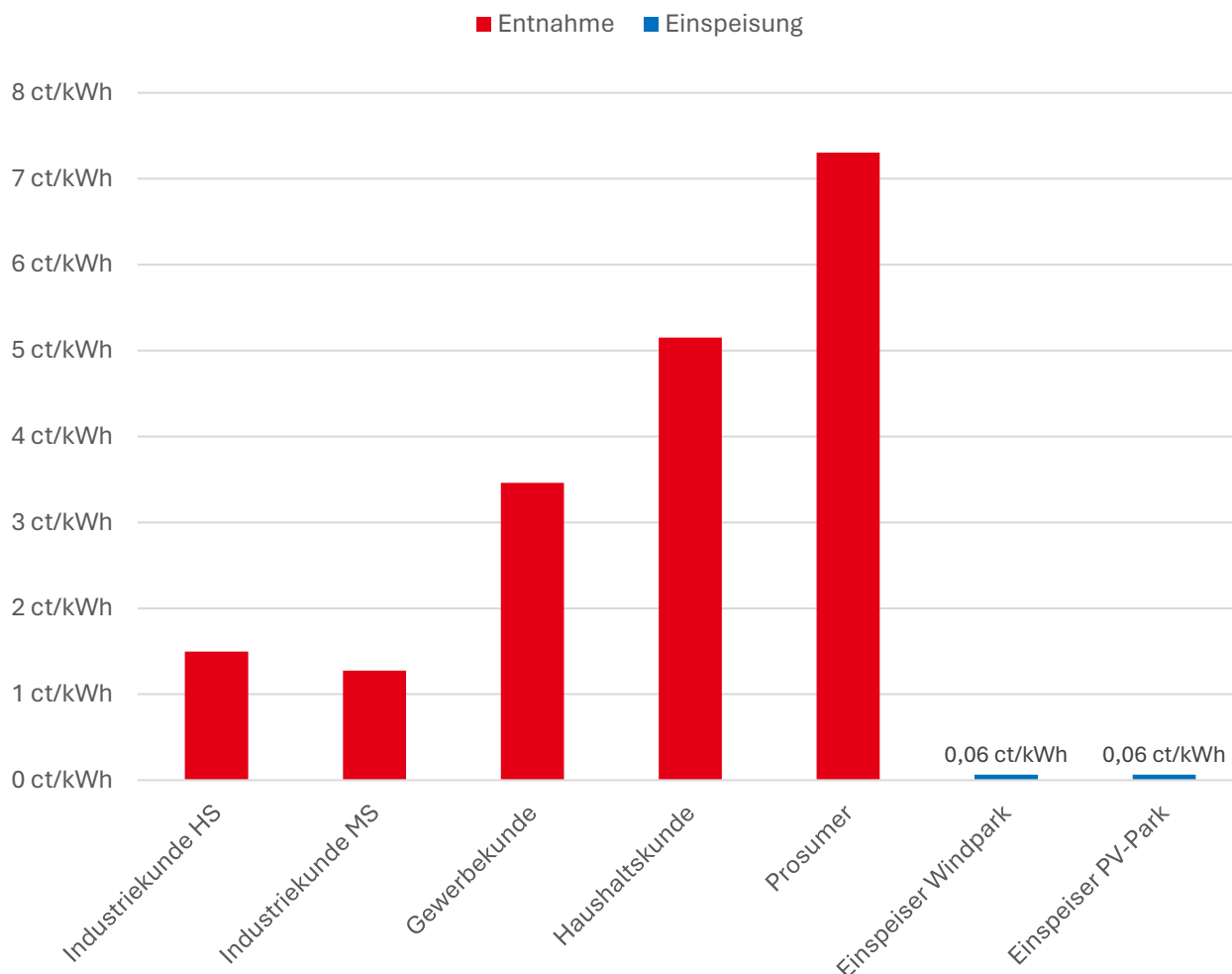


Abbildung 6-6: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Dänemark

### Beschreibung

Mit Ausnahme des Industriekunde MS ist auch hier der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung sichtbar.

Dadurch, dass der Industriekunde HS am Übertragungsnetz angeschlossen ist, zahlt er neben dem Arbeitspreis von 8,2 €/MWh auch den Systemdienstleistungstarif von 9,9 €/MWh an den Übertragungsnetzbetreiber. Der Systemdienstleistungstarif ist also höher als der Arbeitspreis, jedoch wird der Preis oberhalb von 100 GWh Verbrauch auf 0,99 €/MWh reduziert. Der Musterkunde hat einen Verbrauch von 138 GWh und hat für den Großteil seiner Entnahmemenge den Systemdienstleistungstarif in voller Höhe zu entrichten. Mit steigender Entnahmemenge würde sein Mischpreis geringer ausfallen.

Auch in Dänemark wird der Prosumer zunächst in ähnlicher Höhe bepreist wie der Haushaltskunde, jedoch erfährt er durch den Tarif für Eigenverbrauch einen erheblichen Anstieg seines Netzentgeltes im Verhältnis zum Haushaltskunden.

Die Höhe des Mischpreises beläuft sich für beide Einspeiser auf 0,06 ct/kWh. Da sie nicht anhand ihrer Kapazität oder Leistung bemessen werden und die gleiche Einspeisemenge aufweisen, ist das Netzentgelt für sie identisch.

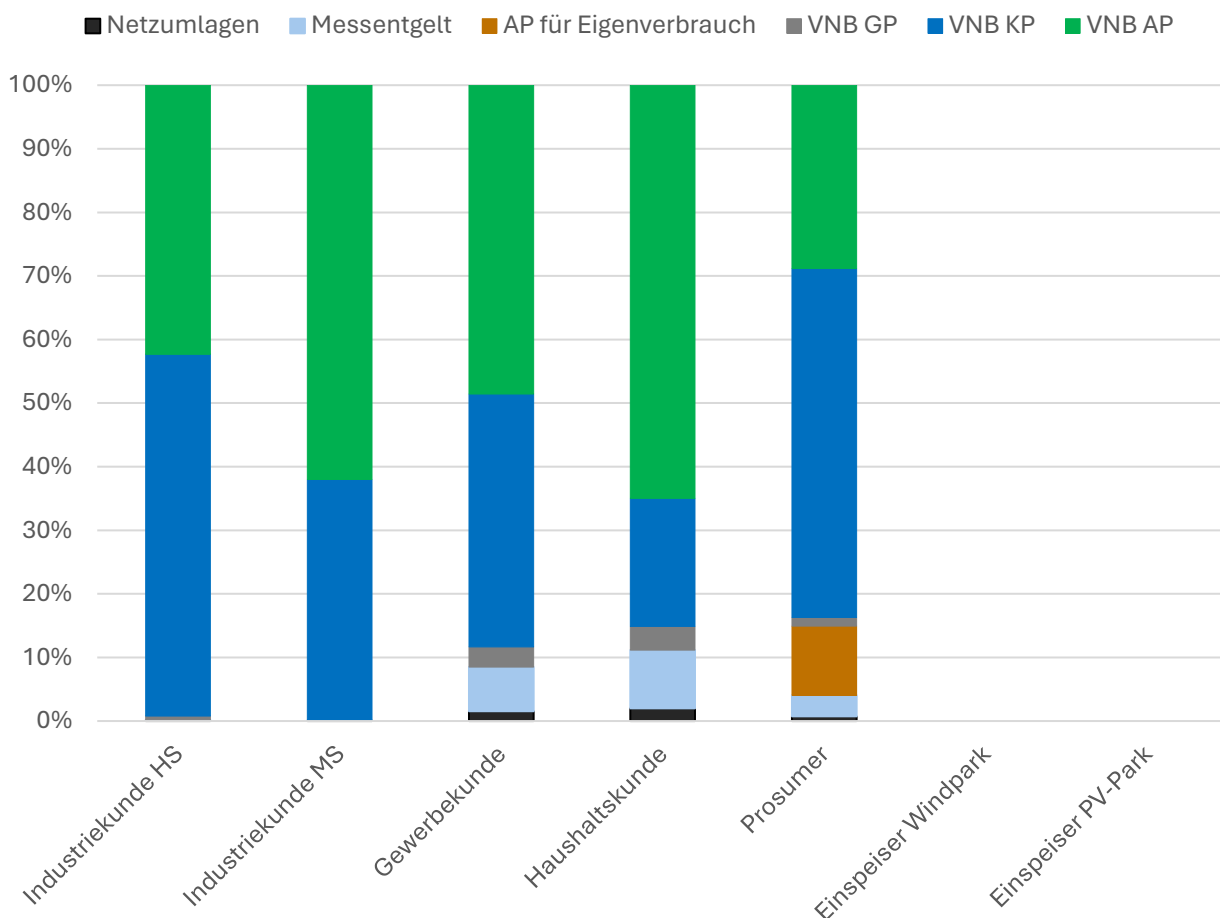
**6.2.4 Frankreich**
**Frankreich - Netzentgeltanteile der Musterkunden**


Abbildung 6-7: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Frankreich

**Beschreibung**

Das französische Netzentgeltsystem bepreist seine Entnahmekunden einheitlich mit Arbeits-, Kapazitäts- und Grundpreisen. Eine Besonderheit ist, dass kein Leistungspreis erhoben wird. Der Grundpreis soll Verwaltungskosten decken und macht einen geringen Anteil der Netzentgelte aus.

Von allen Musterkunden wird ein saisonal buchbarer Kapazitätspreis und ein zeitvariabler Arbeitspreis erhoben. Ausnahme sind die privaten Haushalte und Prosumer, welche ihre Kapazität nur für das ganze Jahr und nicht saisonal differenziert buchen können.

Die Kunden zahlen neben diesen Netzentgeltkomponenten ein nennenswertes Messentgelt, welches beim Haushalt 10% seines Mischpreises ausmacht. Die erhobene Umlage ist ein prozentualer Aufschlag auf das Messentgelt und somit eine Art Grundpreis in €/a. Die Umlage wird also nicht wie üblich entsprechend der entnommenen Energiemenge in ct/kWh abgerechnet.

Von Verteilnetzkunden wird ein **Arbeitspreis für Eigenverbrauch** erhoben, welcher vom Prosumer zu entrichten ist und einen zusätzlichen Aufschlag auf Netzentgelt darstellt.

Höchstspannungskunden werden in Frankreich anders behandelt. Ihr Arbeitspreis ist nicht zeitvariabel sondern jährlich einheitlich. Außerdem wird nur von Höchstspannungskunden ein Einspeiseentgelt erhoben.

## Frankreich - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

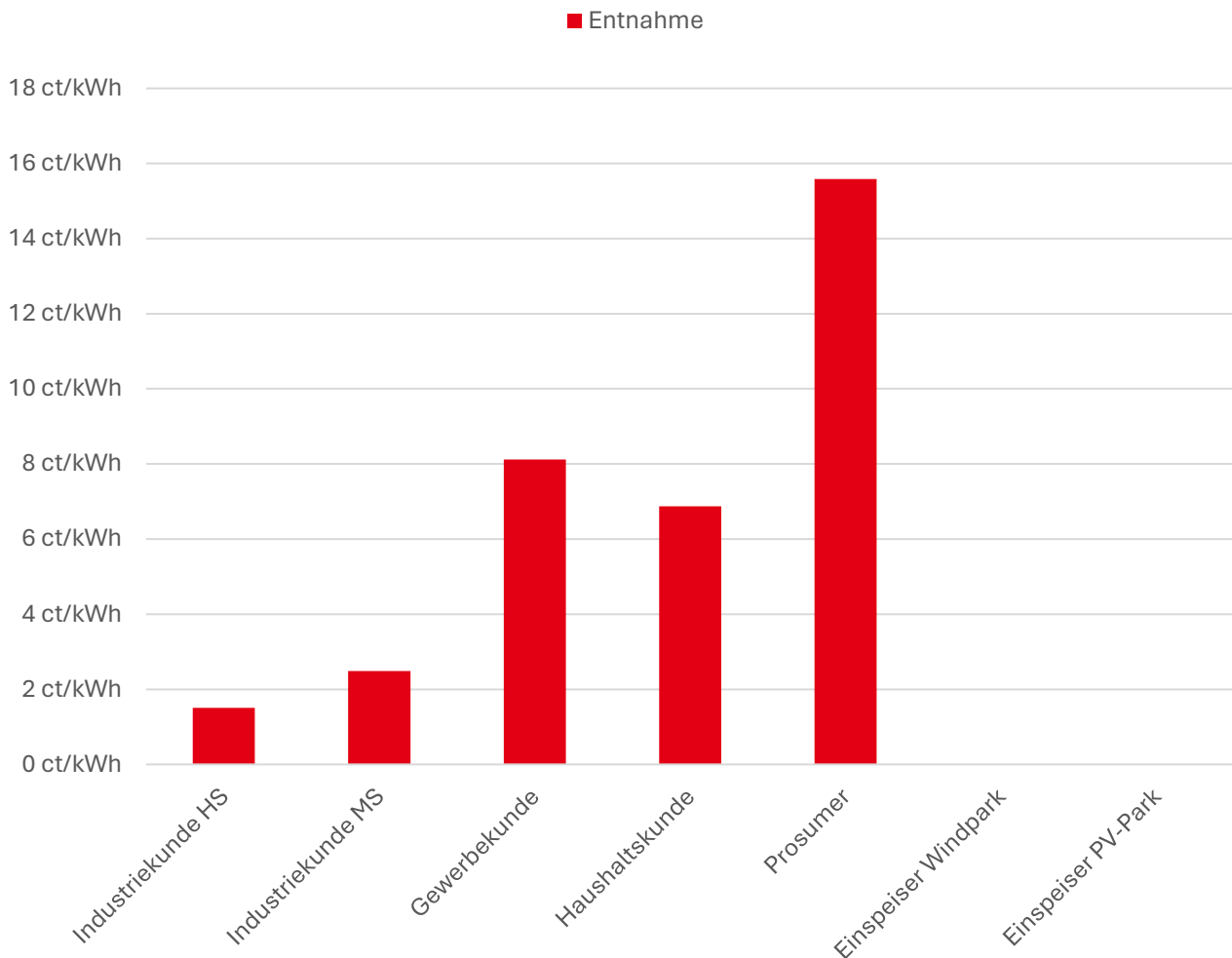


Abbildung 6-8: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Frankreich

### Beschreibung

Der Effekt der Kostenwälzung ist prinzipiell auch bei Bepreisung der Musterkunden im französischen Entgeltsystem erkennbar. Jedoch stechen der Gewerbekunde und der Prosumer mit wesentlichen Preisanstiegen hervor.

Dies ist auf die Modellierung der Kunden zurückzuführen. Der Haushaltskunde hat mit 4 kVA eine deutlich geringere gebuchte Kapazität als der Prosumer mit 30 kVA oder der Gewerbekunde mit 60 kVA. Zusätzlich erfolgt in Frankreich eine Unterteilung der Niederspannungskunden (BT-Kunden) in Kunden mit einer Anschlusskapazität kleiner-gleich oder größer 36 kVA.

6.2.5 Großbritannien

Großbritannien - Netzentgeltanteile der Musterkunden

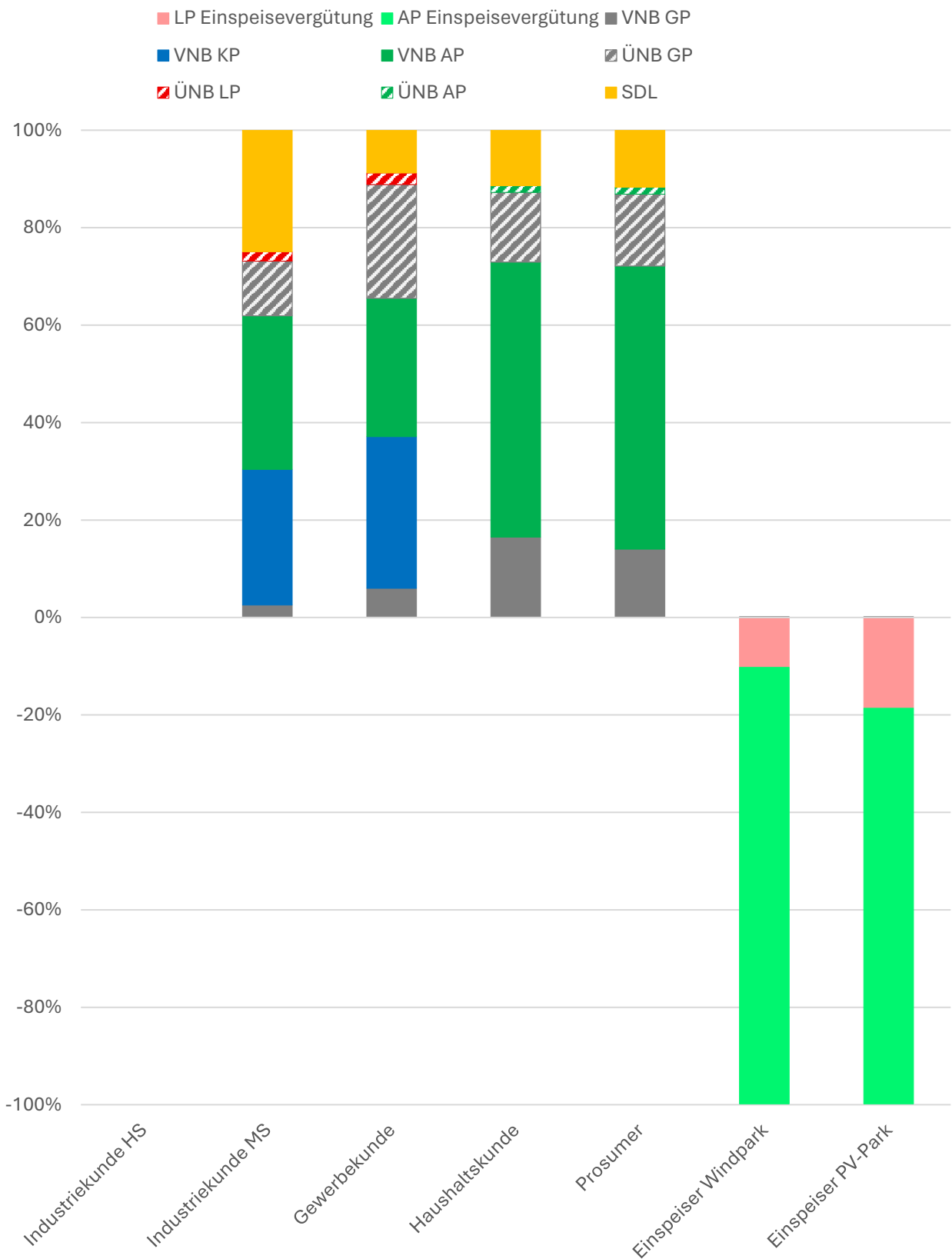


Abbildung 6-9: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Großbritannien

**Beschreibung**

Der Hochspannungskunde wurde in Großbritannien nicht betrachtet, da es für die Kalkulation seiner Tarife einer separaten Kalkulationsdatei vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber und spezifischen Kundeninformationen bedarf.

Alle betrachteten Musterkunden sind in Großbritannien am Verteilnetz angeschlossen. Dennoch zahlen oder erhalten sie ein Entgelt aus dem Übertragungsnetz, welches ihnen über den Versorger in Rechnung gestellt wird.

Alle Entnahmekunden haben den national einheitlichen Systemdienstleistungstarif zu zahlen. Darüber hinaus zahlen sie ihrem Übertragungsnetzbetreiber einen Grundpreis und je nach Kundenkategorie einen Leistungs- oder Arbeitspreis. Im Verteilnetz haben die Kunden einen Arbeits- und Grundpreis zu entrichten. Für den Gewerbe- und Industriekunden werden diese durch einen Kapazitätspreis ergänzt.

Die Entgeltsystematik weist zwei Besonderheiten für Einspeiser auf. Wenn sie sich in einer laststarken Region befinden, erhalten sie eine Vergütung für vermiedene Transportleistung in Form eines negativen Leistungspreises vom Übertragungsnetzbetreiber. Außerdem erhalten sie vom Verteilnetzbetreiber ein negatives Einspeiseentgelt, vergleichbar mit dem System der vermiedenen Netzentgelte in Deutschland.

## Großbritannien - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

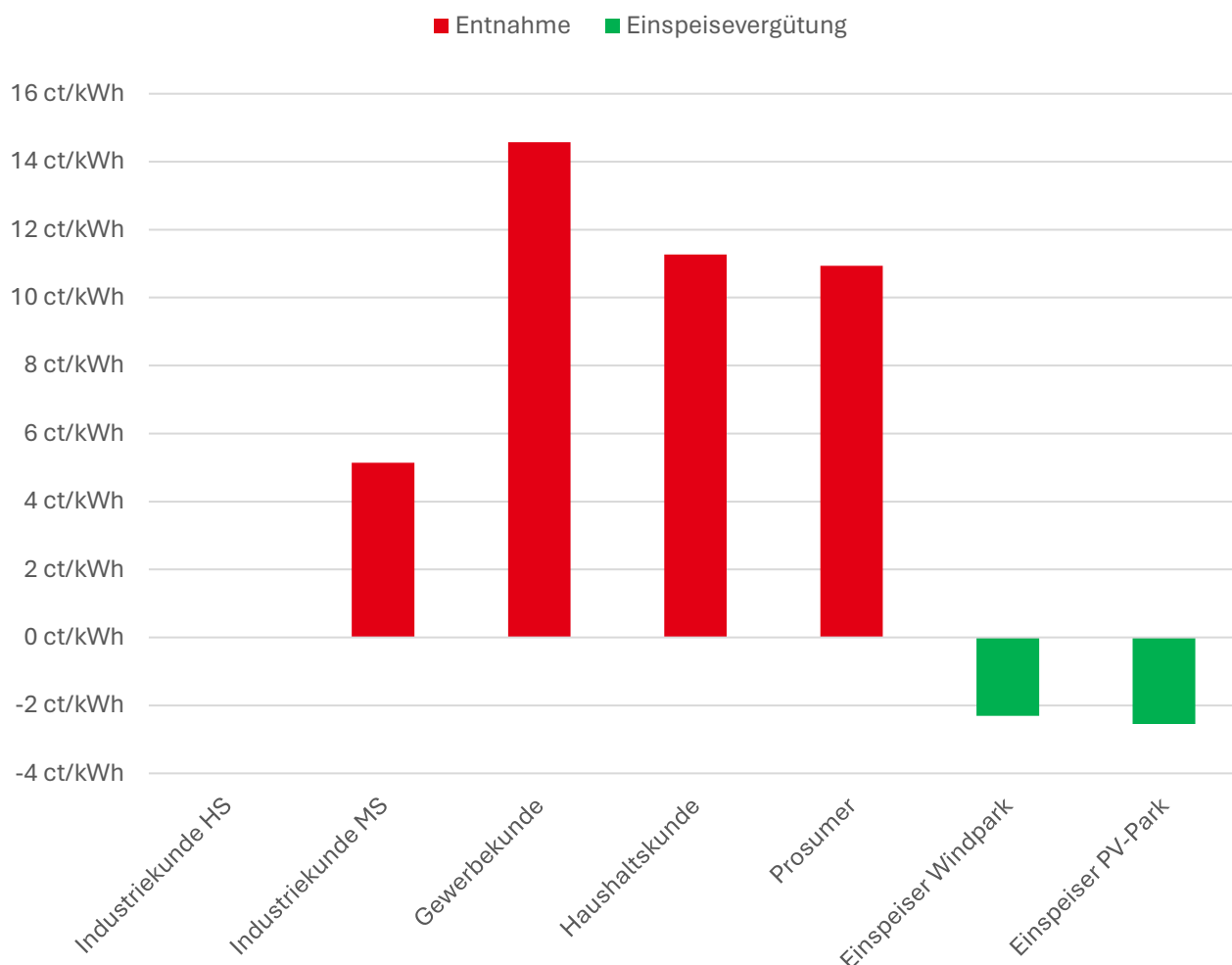


Abbildung 6-10: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Großbritannien

### Beschreibung

Das britische System unterteilt Kunden in verschiedene Kategorien. Kunden werden anhand ihrer Entnahmemenge oder Anschlusskapazität kategorisiert, je nachdem ob sie leistungsgemessen sind oder nicht.

Obwohl Großbritannien einen fortgeschrittenen Smart Meter Rollout aufweist, werden Prosumer wie reguläre Haushaltskunden bepreist. Dadurch wird von ihnen im Vergleich zu den meisten anderen Kundenkategorien kein Kapazitätspreis erhoben. Dieser wird allerdings vom Gewerbekunden erhoben, dessen Mischpreis über dem des Haushaltes und des Prosumers liegt.

Die Einspeiser haben lediglich einen pauschalen Grundpreis zu entrichten. Dieser ist verschwindend gering im Vergleich zu den beiden Einspeisevergütungen, die Einspeiser erhalten. Der Mischpreis ergibt sich für die Einspeiser zu -2,30 ct/kWh bzw. -2,54 ct/kWh. Dieser Betrag übertrifft die im Netzentgeltvergleich ermittelten Beträge der Mischpreise für Einspeiser um ein Vielfaches.

**6.2.6 Italien**

Italien - Netzentgeltanteile der Musterkunden

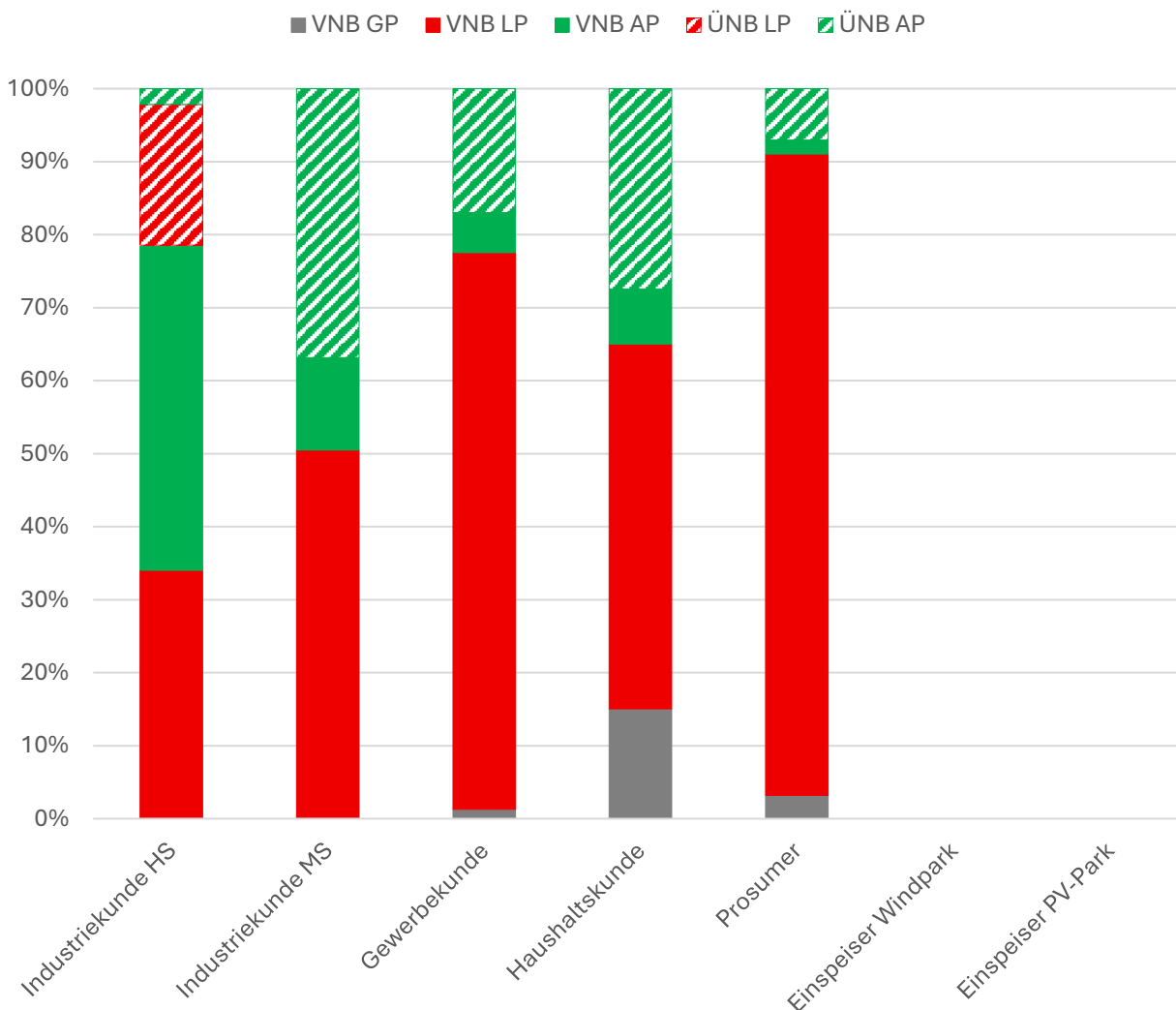


Abbildung 6-11: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Italien

**Beschreibung**

In Italien erhalten alle Kunden ein national einheitliches Entgelt. Außerdem werden die Kosten des Übertragungsnetzbetreibers über den Versorger direkt an die Kunden weitergereicht und in der Abrechnung ausgewiesen. Hierdurch zahlen alle Entnahmekunden ein Übertragungs- und Verteilnetzentgelt.

Dem Hochspannungs-Industriekunden wird jeweils ein Arbeits- und ein Leistungspreis aus Übertragungs- und Verteilnetz in Rechnung gestellt.

Die kleineren Entnahmekunden zahlen nur den Arbeitspreis des Übertragungsnetzbetreibers, sowie Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis des Verteilnetzbetreibers. Insbesondere der Leistungspreis macht bei den Niederspannungskunden einen erheblichen Anteil ihres Netzentgeltes aus. Dieser kann dadurch erhoben werden, dass der Smart Meter Rollout in Italien vollständig abgeschlossen ist und alle Kunden wie leistungsgemessene Kunden behandelt werden.

Von Einspeisern wird in Italien kein Entgelt erhoben.

Italien - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

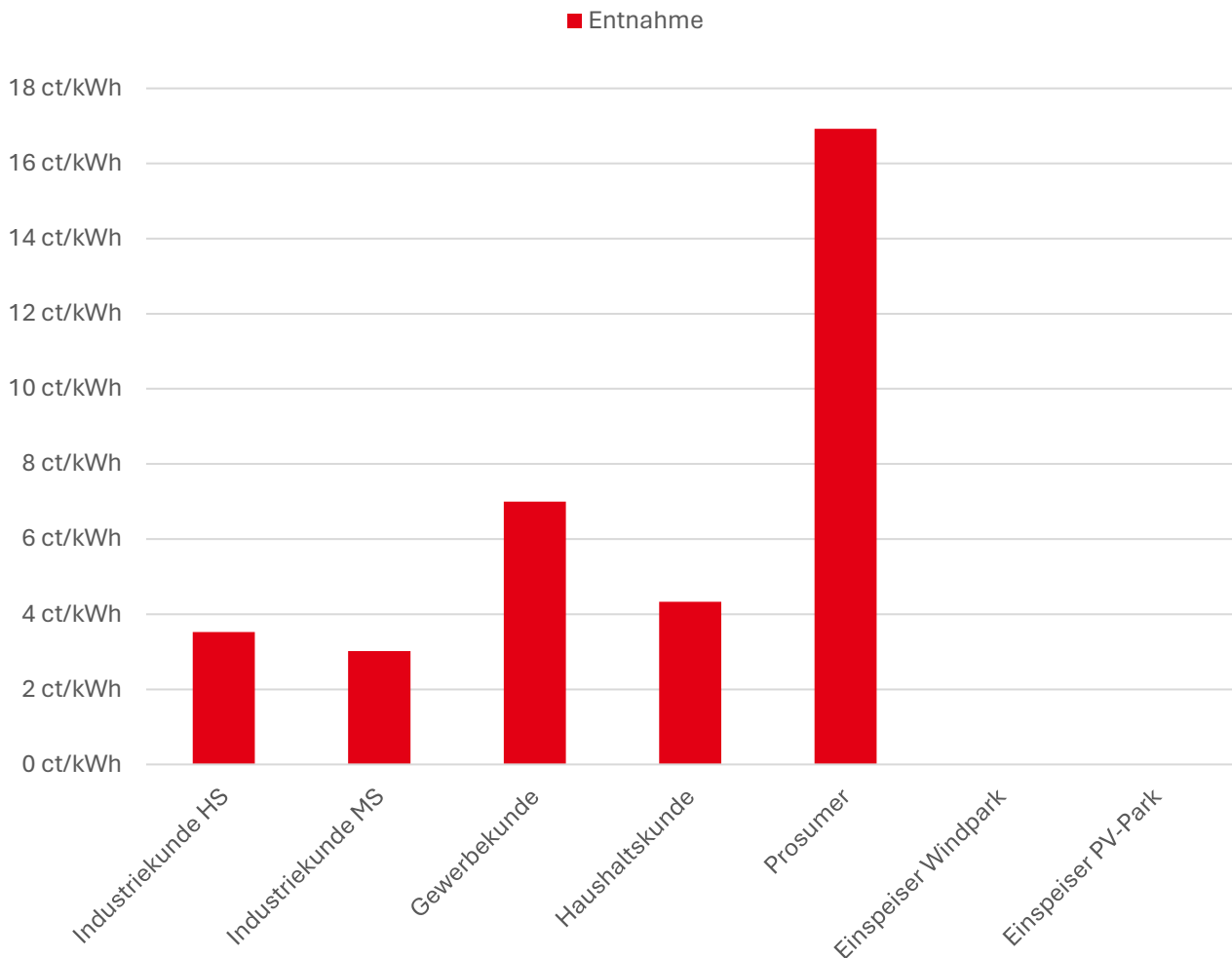


Abbildung 6-12: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Italien

**Beschreibung**

Die Mischpreise in Italien weisen eine erhebliche Streuung auf. Hierbei wird der Effekt der unterschiedlichen Modellierung der Musterkunden deutlich. Durch die großen Unterschiede in der Jahreshöchstleistung der Musterkunden im Niederspannungsbereich erfahren Gewerbekunde (50 kW) und Prosumer (25 kW) einen deutlich höheren Mischpreis als der Haushalt (3 kW).

6.2.7 Luxemburg

Luxemburg - Netzentgeltanteile der Musterkunden

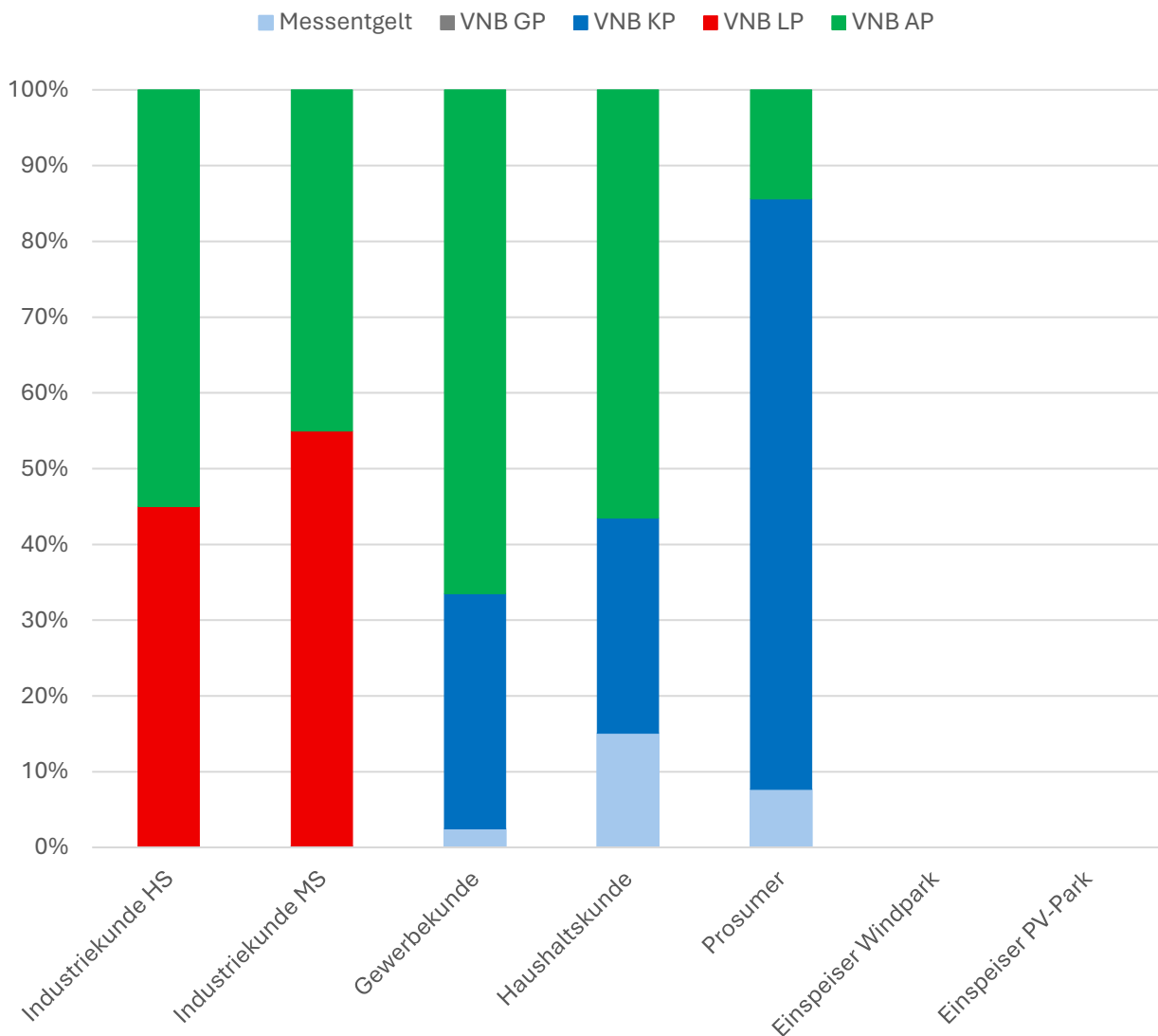


Abbildung 6-13: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Luxemburg

**Beschreibung**

In Luxemburg sind alle betrachteten Kunden beim Verteilnetzbetreiber angeschlossen und zahlen nur das Verteilnetzentgelt. Alle Kunden zahlen einen Arbeitspreis.

Für die Industriekunden am Hoch- und Mittelspannungsnetz wird dies durch einen Leistungspreis ergänzt.

Niederspannungskunden zahlen ergänzend einen Kapazitätspreis. Der Anteil fällt insbesondere beim Prosumer aufgrund seiner Anschlusskapazität hoch aus.

Einspeiser zahlen in Luxemburg kein Entgelt.

## Luxemburg - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

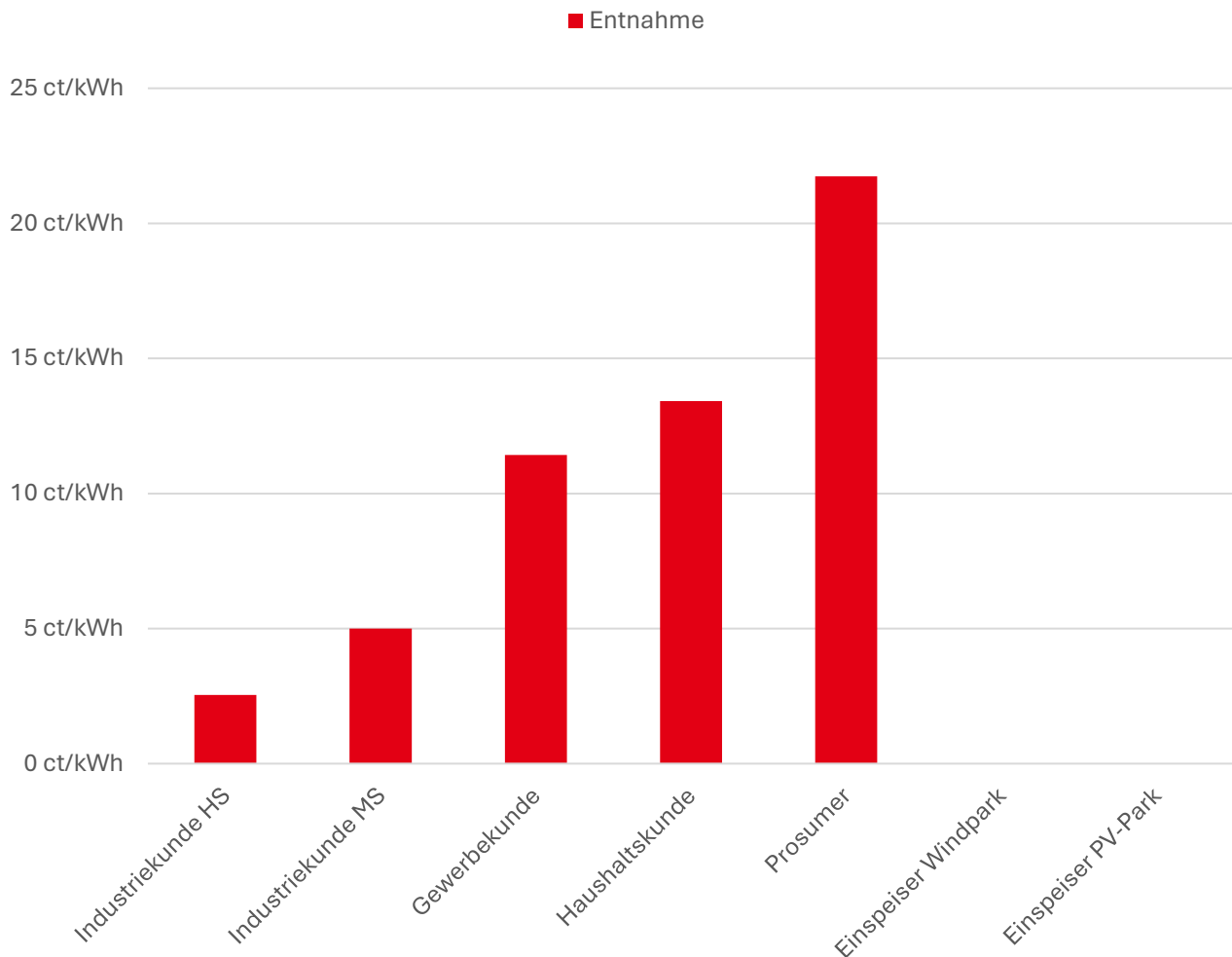


Abbildung 6-14: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Luxemburg

### Beschreibung

Bei der Betrachtung der Musterkunden im luxemburgischen Entgeltsystem wird der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung deutlich. Die Kunden niedrigerer Spannungsebenen weisen einen höheren Mischpreis auf als Kunden höherer Spannungsebenen. Alle Entnahmekunden sind am Verteilnetz angeschlossen und Einspeiser haben kein Entgelt zu entrichten.

Da der Arbeitspreis für Haushalts- und Gewerbekunde den wesentlichen Anteil des Netzentgeltes ausmacht und beide Kunden den Arbeitspreis in gleicher Höhe zu entrichten haben, fällt auch der Mischpreis in vergleichbarer Höhe aus.

Durch den zusätzlichen Kapazitätspreis ergibt sich für den Prosumer ein deutlich höherer Mischpreis.

**6.2.8 Niederlande**

## Niederlande - Netzentgeltanteile der Musterkunden

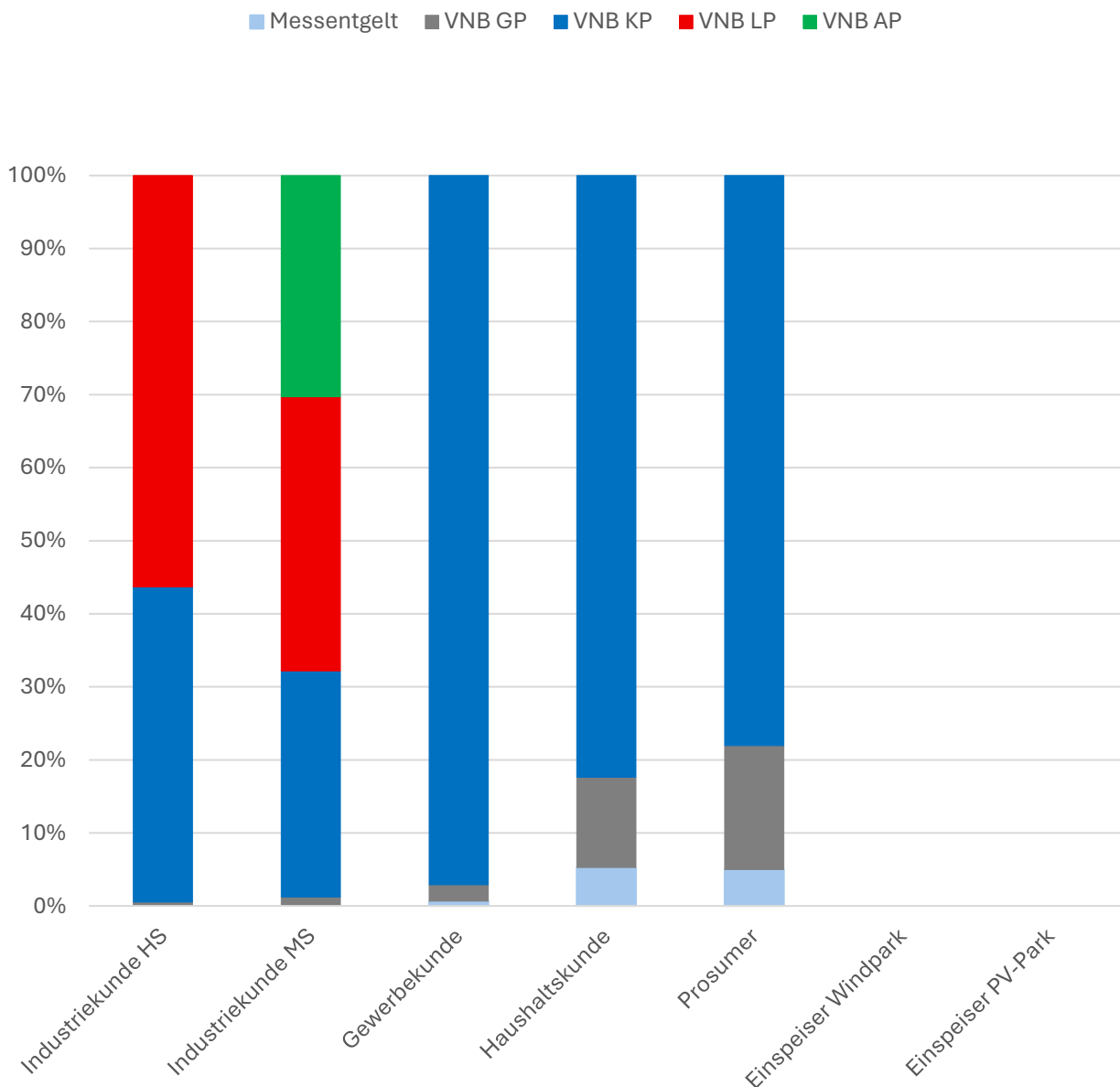


Abbildung 6-15: Netzentgeltanteile von Musterkunden in den Niederlanden

**Beschreibung**

Bei Betrachtung des niederländischen Entgeltsystems sind die Musterkunde allesamt am Verteilnetz angeschlossen.

Das niederländische Entgeltsystem bepreist seine Kunden maßgeblich mit einem Kapazitätspreis basierend auf der abgesicherten Anschlusskapazität, welcher für die Niederspannungskunden den Hauptbestandteil ihres Netzentgeltes ausmacht. Während die Industriegroßkunden ergänzend einen Leistungspreis erhalten, wird lediglich vom Mittelspannungskunde ein Arbeitspreis erhoben.

Zusätzlich werden ein Grundpreis und ein Messentgelt von den Kunden erhoben, welche für die Niederspannungskunden einen größeren Anteil des Netzentgeltes ausmachen als bei den höheren Spannungskunden.

## Niederlande - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

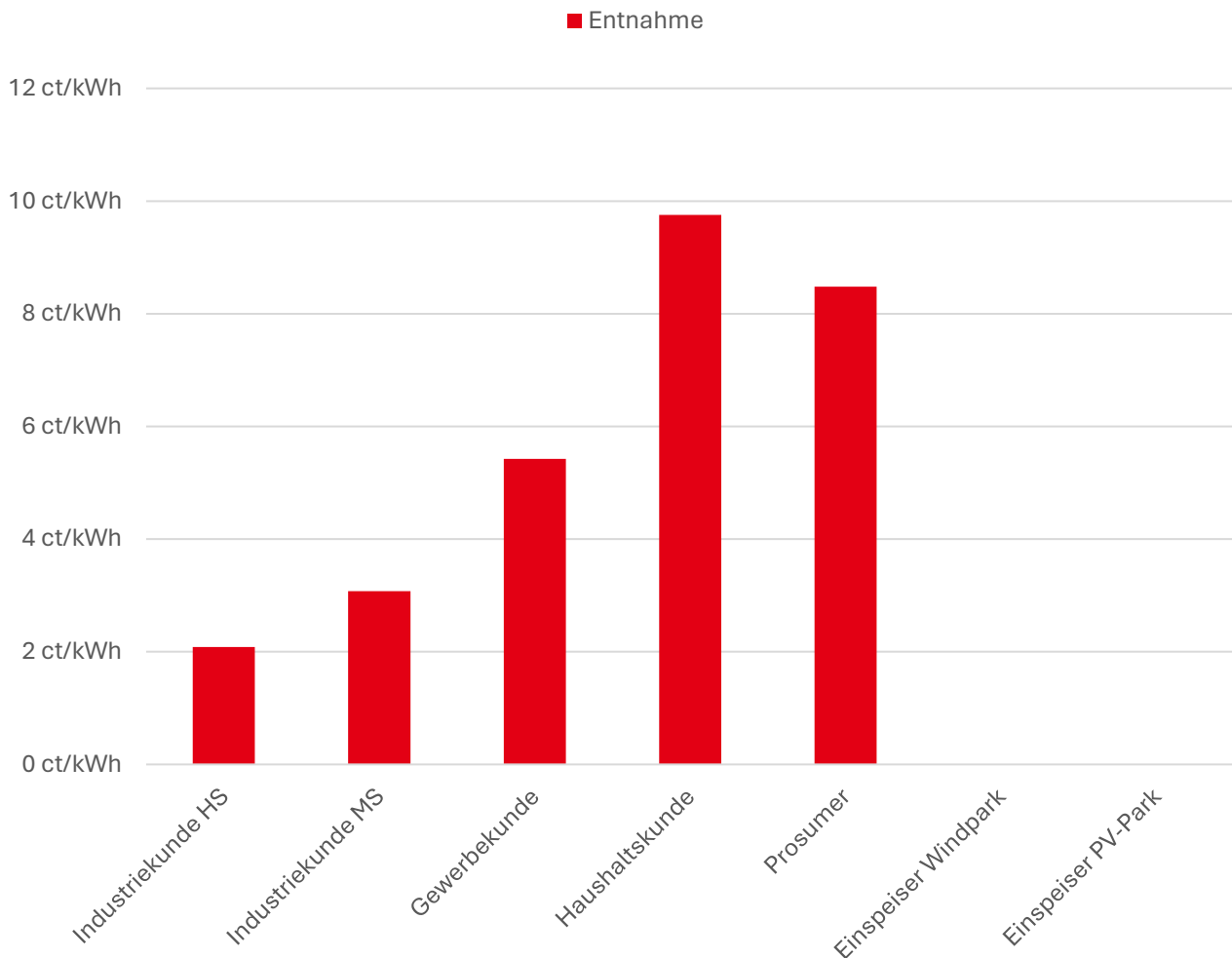


Abbildung 6-16: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in den Niederlanden

### Beschreibung

Auch in den Niederlanden findet sich der kaskadierende Effekt der Kostenwälzung in den Mischpreisen wieder.

Die Kunden in den Niederlanden werden in Kategorien entsprechend ihrer Sicherungskapazität unterteilt. Große Kunden, wie die Industriekunden, werden anhand ihrer individuell gebuchten Kapazität bepreist. Kleine Kunden werden pauschal in Kategorien eingeteilt. Der Haushaltskunde und der Prosumer werden dabei der gleichen Kategorie zugeordnet und müssen das Kapazitätsentgelt in identischer Höhe zahlen. Durch den höheren Netzbezug des Prosumer fällt sein Mischpreis geringer aus als der des Haushaltskunden.

**6.2.9 Norwegen**

## Norwegen - Netzentgeltanteile der Musterkunden

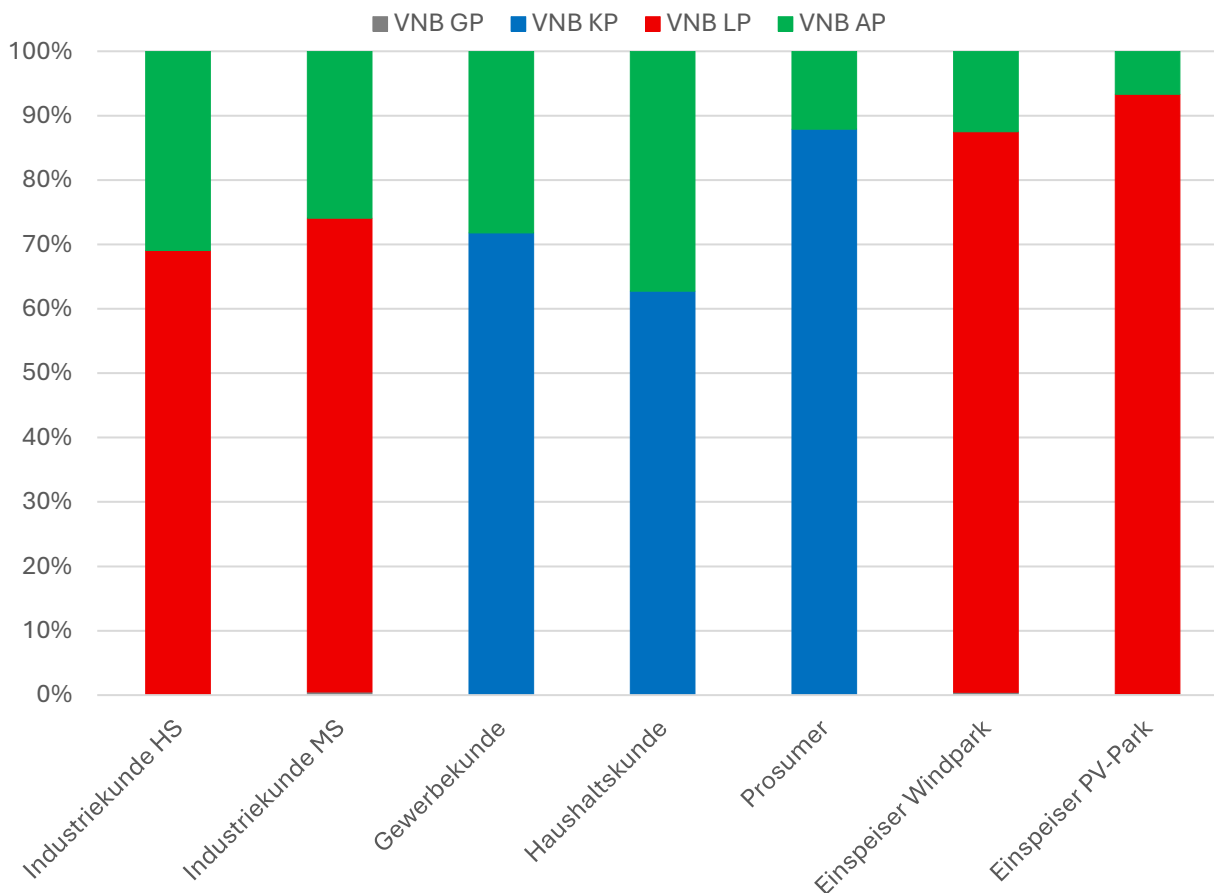


Abbildung 6-17: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Norwegen

**Beschreibung**

In Norwegen sind alle Musterkunden am Verteilnetz angeschlossen und von allen Kunden wird ein Arbeitspreis erhoben.

Ergänzend können Verteilnetzbetreiber in Norwegen von ihren Kunden entweder einen Leistungs- oder einen Kapazitätspreis erheben. Dies geschieht bei den betrachteten Verteilnetzbetreibern bei der Bepreisung der Hoch- und Mittelspannungskunden, also den Industriekunden. Der über die Verteilnetzbetreiber gemittelte Preis wird hier als Leistungspreis dargestellt.

Von Niedrigspannungskunden wird je nach Verteilnetzbetreiber entweder ein Grundpreis oder ein gestaffelter Kapazitätspreis erhoben, welche hier gemeinsam als Kapazitätspreis dargestellt werden.

In Norwegen darf von Einspeisern ein Arbeits- und ein Leistungspreis erhoben werden. Unter den betrachteten Verteilnetzbetreibern hat nur einer von fünf ein Einspeiseentgelt ausgewiesen.

Durch den abgeschlossenen Rollout werden alle Niederspannungskunden anhand ihrer gebuchten jährlichen Kapazität in Kundenkategorien unterteilt und mit gestaffelten Preisen belegt. Durch die deutlich höhere Kapazität des modellierten Prosumers, ist für ihn der Anteil des Kapazitätspreis entsprechend höher als beim Haushaltskunden, was in der nächsten Abbildung besonders auffällt.

## Norwegen - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

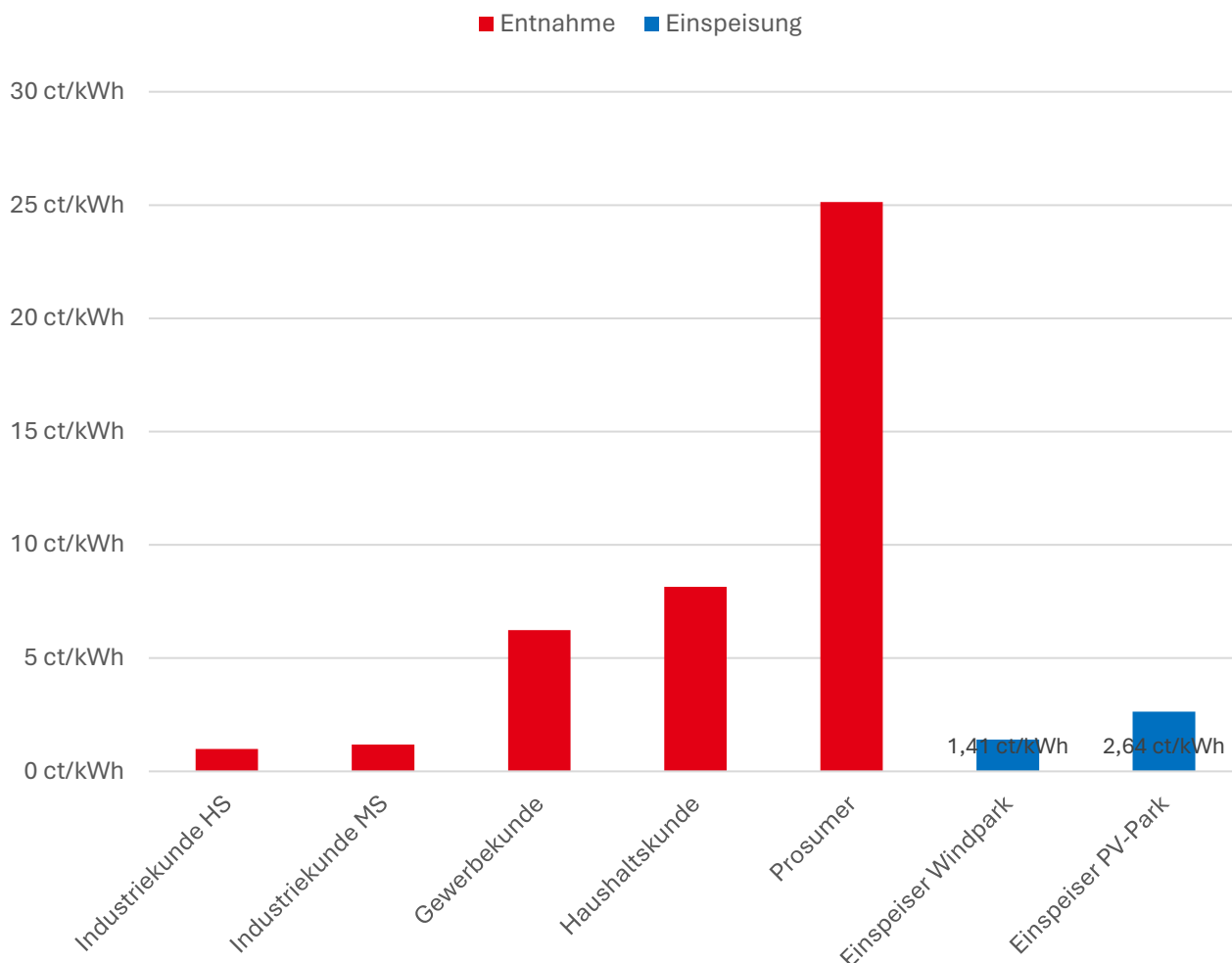


Abbildung 6-18: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Norwegen

### Beschreibung

Besonders auffällig sind die niedrigen Mischpreise für die Industriekunden und der erhebliche Preisanstieg beim Prosumer in Norwegen.

Während die niedrigen Preise für Industriekunden in Norwegen durch viele Faktoren beeinflusst werden können, wie Netzkosten oder eine erhebliche Kostenwälzung in niedrigere Spannungsebenen, beruht der massive Preisanstieg beim Prosumer in Norwegen auf seiner Kundenkategorie. Diese wird anhand seiner gebuchten Kapazität festgelegt und treibt sein Netzentgelt in die Höhe. Niedrigspannungskunden in Norwegen werden hierdurch angehalten, eine niedrige Kapazität einzuhalten.

Von fünf betrachteten Verteilnetzbetreibern in Norwegen erhebt nur einer ein Einspeiseentgelt von seinen Kunden. Dieses wurde über die Netzbetreiber gemittelt. Der PV-Einspeiser hat aufgrund seiner Jahreshöchstlast einen höheren Mischpreis zu entrichten als der Windpark.

## 6.2.10 Österreich

### Österreich - Netzentgeltanteile der Musterkunden

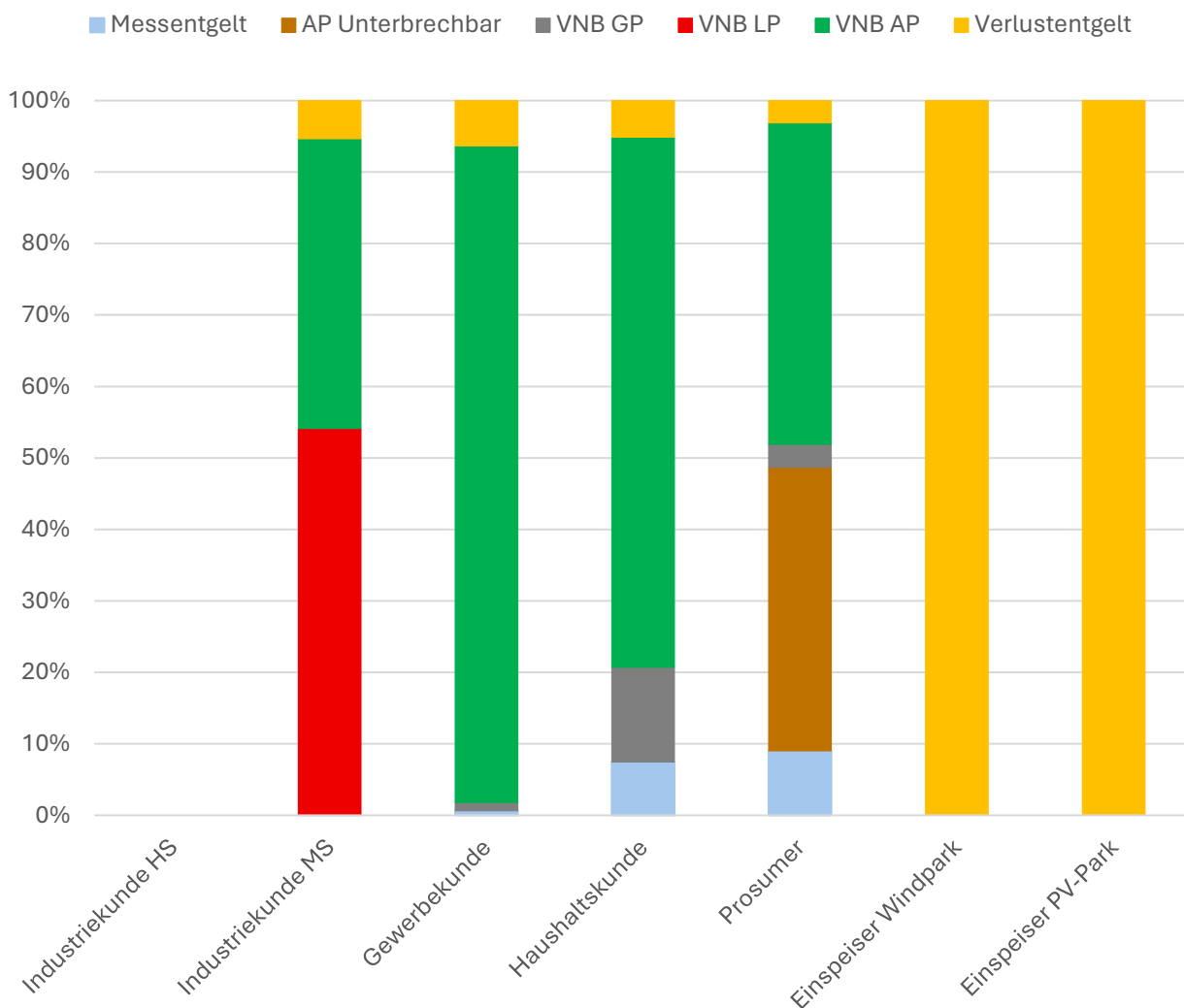


Abbildung 6-19: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Österreich

#### Beschreibung

Der Hochspannungskunde wurde in Österreich nicht betrachtet, da dessen Netzentgelt individuell mit dem Netzbetreiber verhandelt wird.

Alle Musterkunden haben einen Systemdienstleistungstarif namens Verlustentgelt zu zahlen. Dieser stellt für Einspeiser das zu zahlende Einspeisenentgelt dar.

Die Entnahmekunden zahlen zusätzlich einen Arbeitspreis, welcher den Großteil ihres Entgeltes ausmacht. Beim Industriekunden MS wird dieser durch einen Leistungspreis ergänzt. Zusätzlich sind ein Grundpreis und ein Messentgelt zu zahlen.

Österreich führt ähnlich wie Deutschland einen Tarif für unterbrechbare Kunden aus. Für den besseren Vergleich wurde angenommen, dass der Prosumer einen Teil seiner Energie (1.750 kWh) zu dem gleichen Arbeitspreis wie ein regulärer Haushalt bezieht und der restliche Anteil (2.500 kWh) zum niedrigeren Arbeitspreis in Rechnung gestellt wird. Von den Verteilnetzbetreibern wird der Grundpreis für diese Kunden häufig nicht ausgewiesen und fällt somit durch die Mittelung in der Abbildung geringer aus als beim Haushaltskunden.

Österreich - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

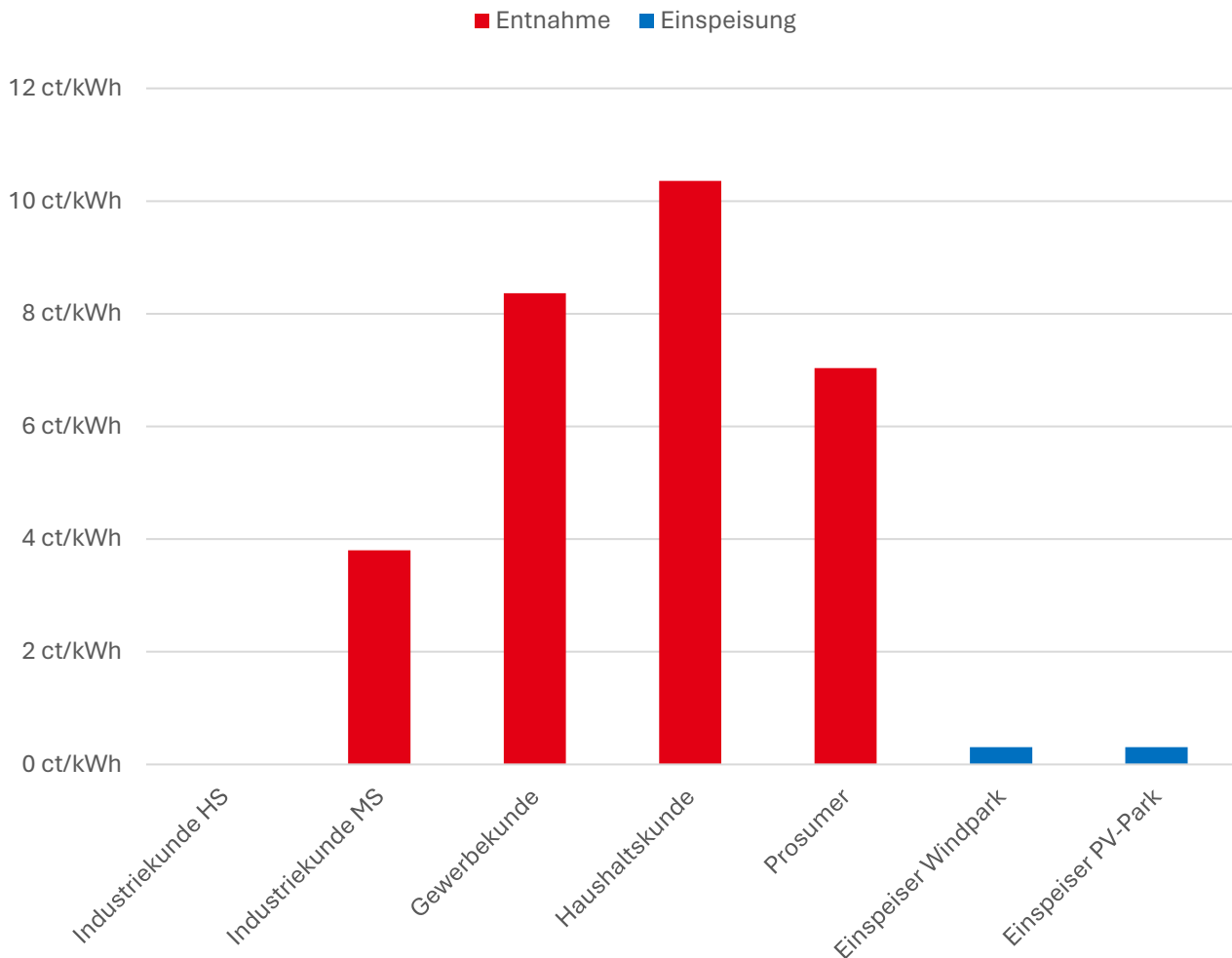


Abbildung 6-20: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Österreich

**Beschreibung**

Die Preisstaffelung der Mischpreise ist auch hier wiederzuerkennen. Durch das Entgeltsystem in Österreich, welches maßgeblich auf dem Arbeitspreis basiert, ergibt sich ein ähnliches Bild wie in Deutschland.

Der Prosumer zahlt aufgrund des geringeren Arbeits- und Grundpreises weniger Netzentgelte als der Haushaltskunde.

Der Wert von 0,30 ct/kWh für Einspeiser in Österreich besteht vollständig aus dem Tarif für das Verlustentgelt.

**6.2.11 Schweiz**

## Schweiz - Netzentgeltanteile der Musterkunden

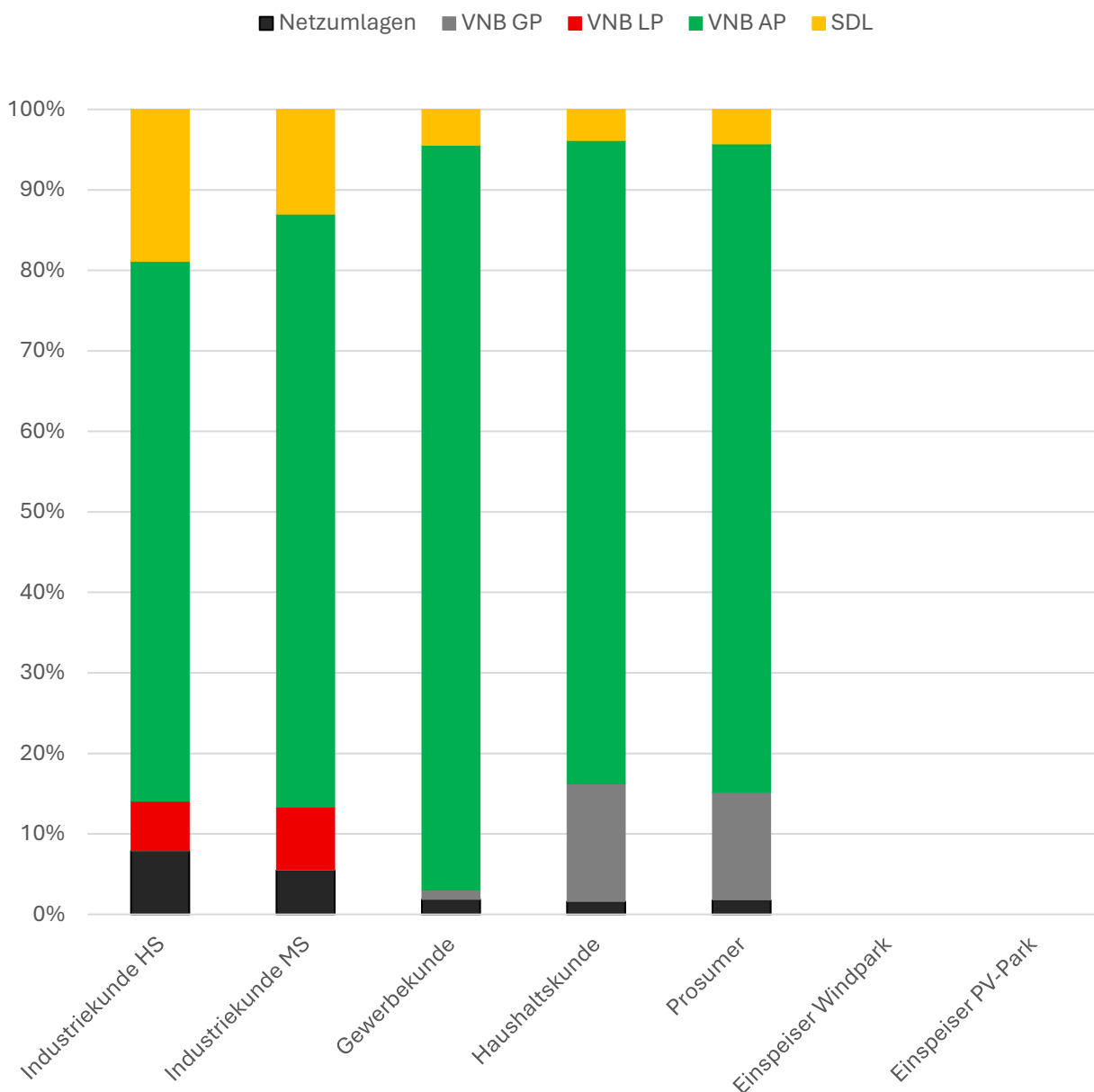


Abbildung 6-21: Netzentgeltanteile von Musterkunden in der Schweiz

**Beschreibung**

Das Schweizer Netzentgeltsystem ähnelt in seinen Komponenten dem deutschen. Von den betrachteten Musterkunden wird ein Arbeitspreis erhoben, welcher den Hauptanteil des Netzentgeltes ausmacht. Darüber hinaus wird von allen Kunden ein Grundpreis, ein Systemdienstleistungstarif und eine Netzkostenumlage für die Winterreserve erhoben. Folglich bepreist das Entgeltsystem in der Schweiz seine Kunden überwiegend basierend auf ihrer Entnahmemenge in kWh (Arbeitspreis, SDL-Tarif, Umlage).

Die leistungsgemessenen Mittel- und Hochspannungskunden haben zusätzlich einen Leistungspreis zu zahlen, welcher für die modellierten Kunden einen geringen Anteil ausmacht.

Von Einspeisern wird in der Schweiz kein Netzentgelt erhoben.

Schweiz - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

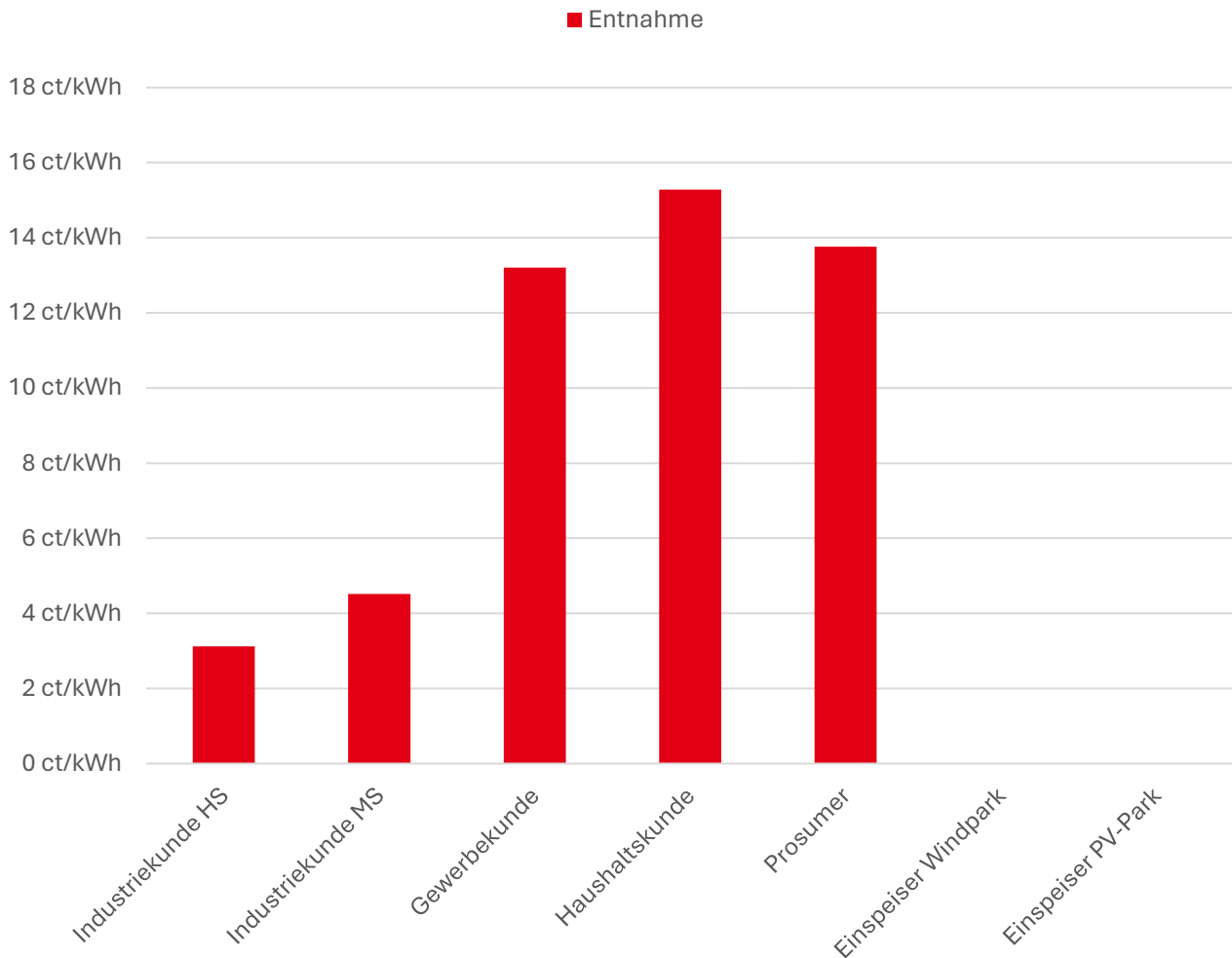


Abbildung 6-22: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in der Schweiz

**Beschreibung**

Während der Hoch- und Mittelspannungskunde einen Mischpreis in vergleichbarer Höhe zu entrichten hat, gibt es einen wesentlichen Sprung zu den Niederspannungskunden.

Der Prosumer hat ein höheres Netzentgelt zu zahlen als der Haushaltskunde, jedoch ergibt sich für ihn aufgrund seines höheren Bezuges aus dem Verteilnetz ein niedrigerer Mischpreis in ct/kWh.

**6.2.12 Spanien**

## Spanien - Netzentgeltanteile der Musterkunden

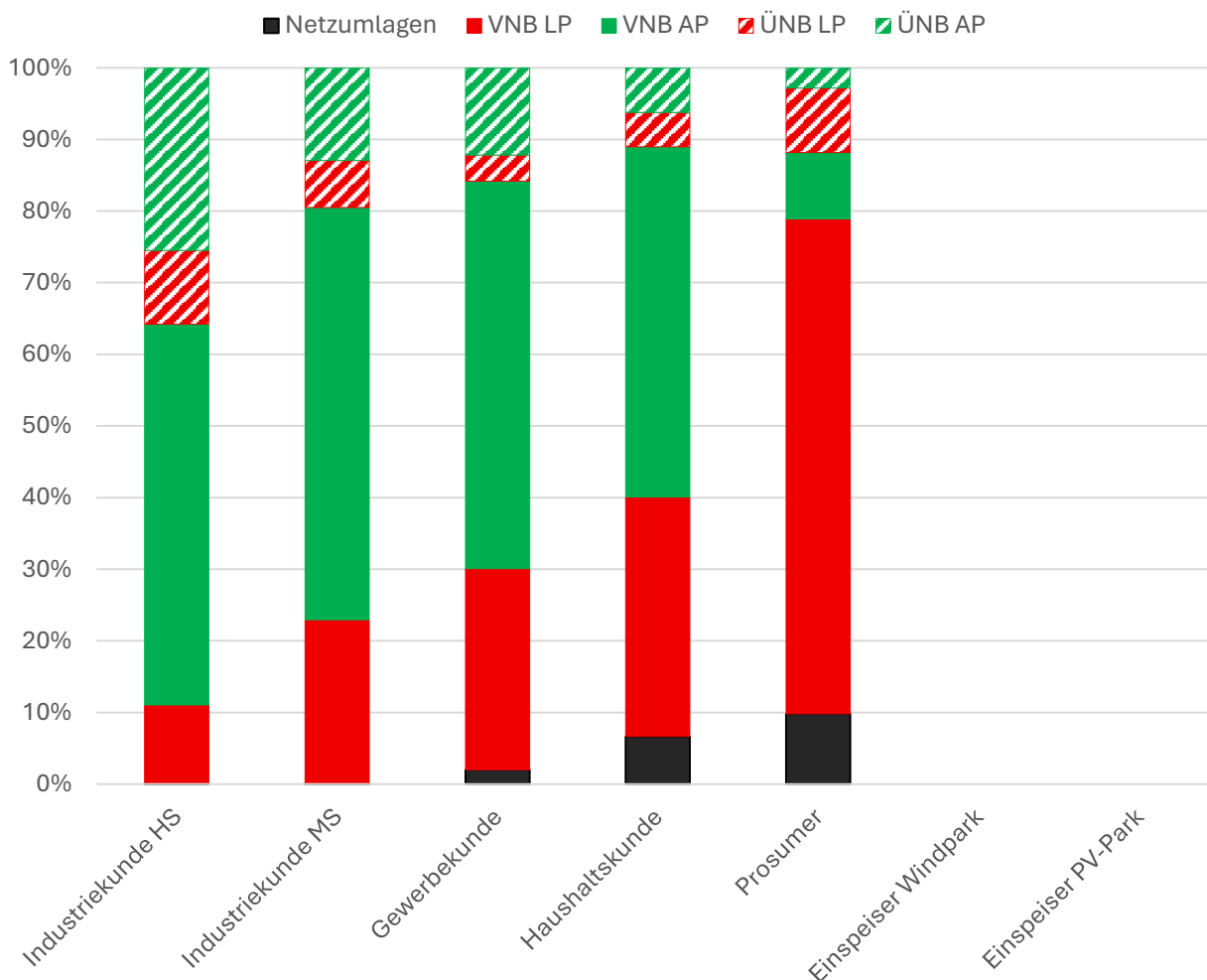


Abbildung 6-23: Netzentgeltanteile von Musterkunden in Spanien

**Beschreibung**

In Spanien gibt es ein national einheitliches Netzentgelt für das Übertragungs- und das Verteilnetz. Das Übertragungsnetzentgelt wird auch den Verteilnetzkunden über den Versorger in Rechnung gestellt. Durch fast vollständig abgeschlossenen Rollout werden alle Musterkunden im spanischen Entgeltsystem wie leistungsgemessene Kunden behandelt. Dadurch haben sie jeweils einen Arbeits- und Leistungspreis an den Übertragungs- und den Verteilnetzbetreiber zu entrichten. Dies wird ergänzt durch ein Messentgelt, welches für die Kunden unterschiedlich ausfällt.

Auffällig ist das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis. Während Industriegkunden überwiegend basierend auf ihrer Entnahmemenge bepreist werden, wächst der Anteil der Leistungskomponente in den niedrigeren Spannungsebenen. Dadurch werden Niederspannungskunden dazu angereizt, Leistungsspitzen zu vermeiden.

Dies zeigt sich insbesondere beim Prosumer, welcher durch seine hohe Jahreshöchstlast (25 kW) im Vergleich zum Haushalt (3 kW) einen deutlich höheren Anteil seines Netzentgeltes für die Leistungskomponenten zu entrichten hat.

Einspeiser in Spanien zahlen kein Einspeiseentgelt.

## Spanien - Mischpreis der Musterkunden in ct/kWh

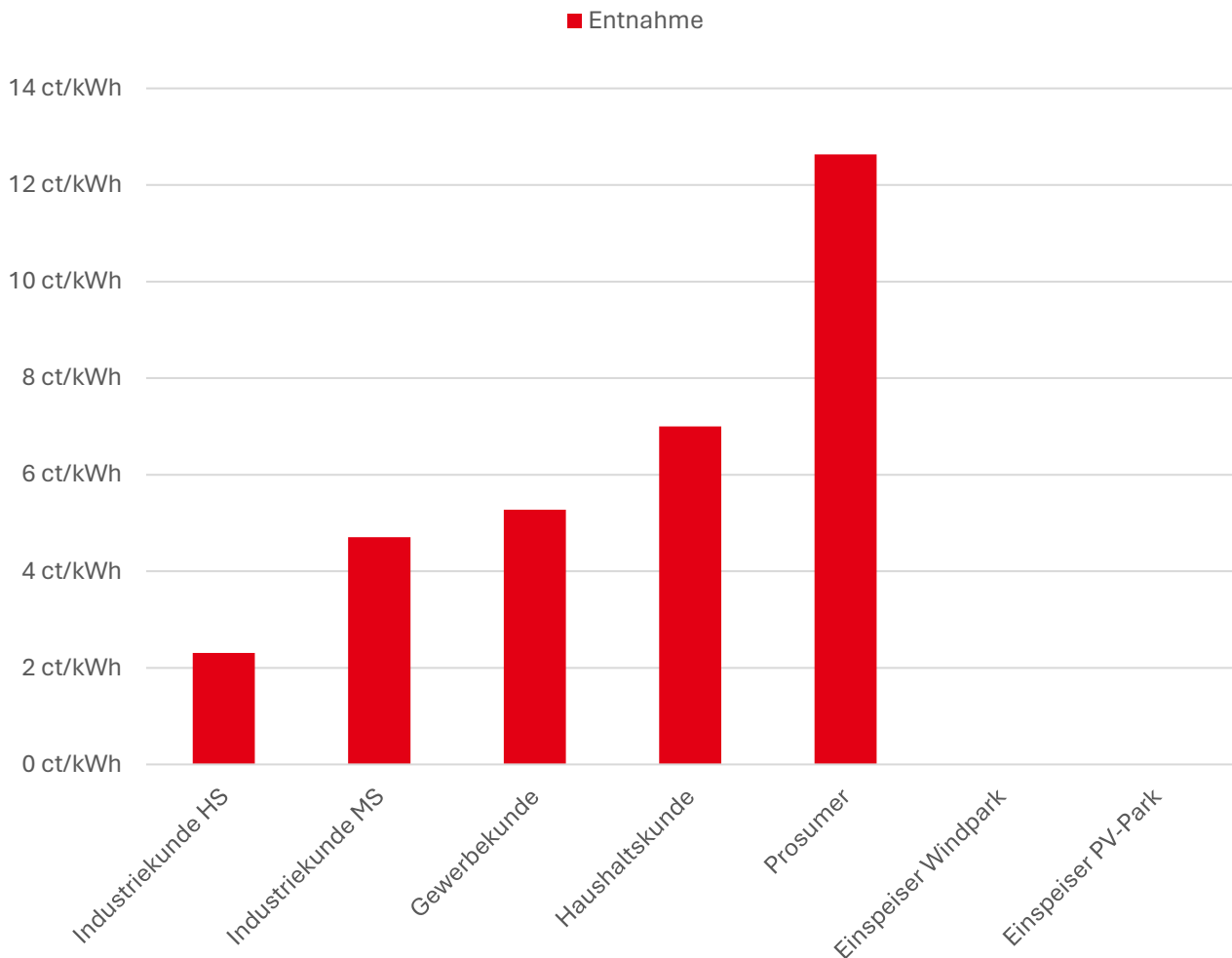


Abbildung 6-24: Mischpreise in ct/kWh von Musterkunden in Spanien

**Beschreibung**

Der Effekt der Kostenwälzung wird auch in Spanien deutlich. Die Kunden der niedrigeren Spannungsebenen zahlen einen höheren Mischpreis als die Hoch- und Mittelspannungskunden.

Jedoch ist anzumerken, dass der modellierte Mittelspannungskunde einen ähnlich hohen Mischpreis wie der Gewerbekunde zu zahlen hat.

Der Prosumer hat in Spanien aufgrund seiner Jahreshöchstleistung einen deutlich höheren Mischpreis zu zahlen als der Haushaltskunde.

### 6.3 Quantitative Betrachtung der Musterkunden im Ländervergleich: Mischpreise in ct/kWh

#### 6.3.1 Hochspannungs-Industriekunde

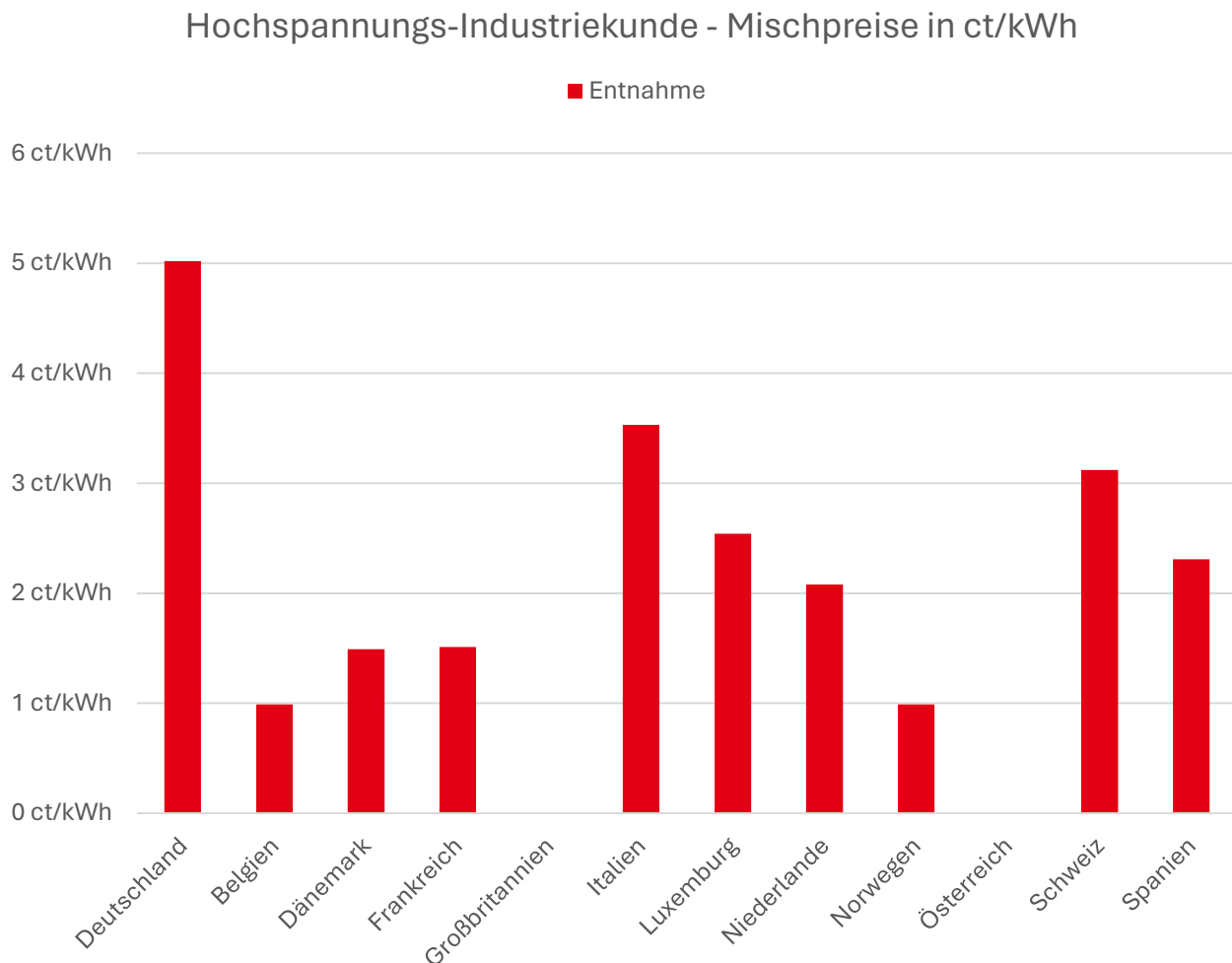


Abbildung 6-25: Mischpreise der Hochspannungs-Industriekunden in ct/kWh

#### Beschreibung

Der Hochspannungskunde wurde in Österreich und Großbritannien nicht betrachtet, da die Netzentgelte in Absprache mit dem Netzbetreiber individuell verhandelt werden oder einer separaten Kalkulationsdatei vom Netzbetreiber bedürfen.

Die ermittelten Mischpreise der Industriekunden weisen eine erhebliche Streuung auf. Ein möglicher Grund hierfür ist die teils unterschiedliche Zuordnung des Industriekunden zu den Übertragungs- oder Verteilnetzbetreibern der jeweiligen Länder. Ein weiterer Grund kann die Definition der Musterkunden sein. Abseits der Modellierung kann dies durch national unterschiedliche Infrastrukturkosten und Netzsubventionen, sowie eine stärkere oder schwächere Wälzung in niedrigere Spannungsebene bedingt sein.

In keinem der betrachteten Länder gibt es ein explizites Industrienetzentgelt für die hier betrachteten Kunden. In Deutschland ist keine Sonderform der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV unterstellt worden, wodurch das Entgelt höher ausfällt, als es durch eine Bandlast oder atypisches Verhalten möglich wäre. Großbritannien weist eine ähnliche Sonderform des Netzentgeltes für Energieintensive Unternehmen auf, wodurch diese ihre Netzentgelte um 60 % reduzieren können.

### 6.3.2 Mittelspannungs-Industriekunde

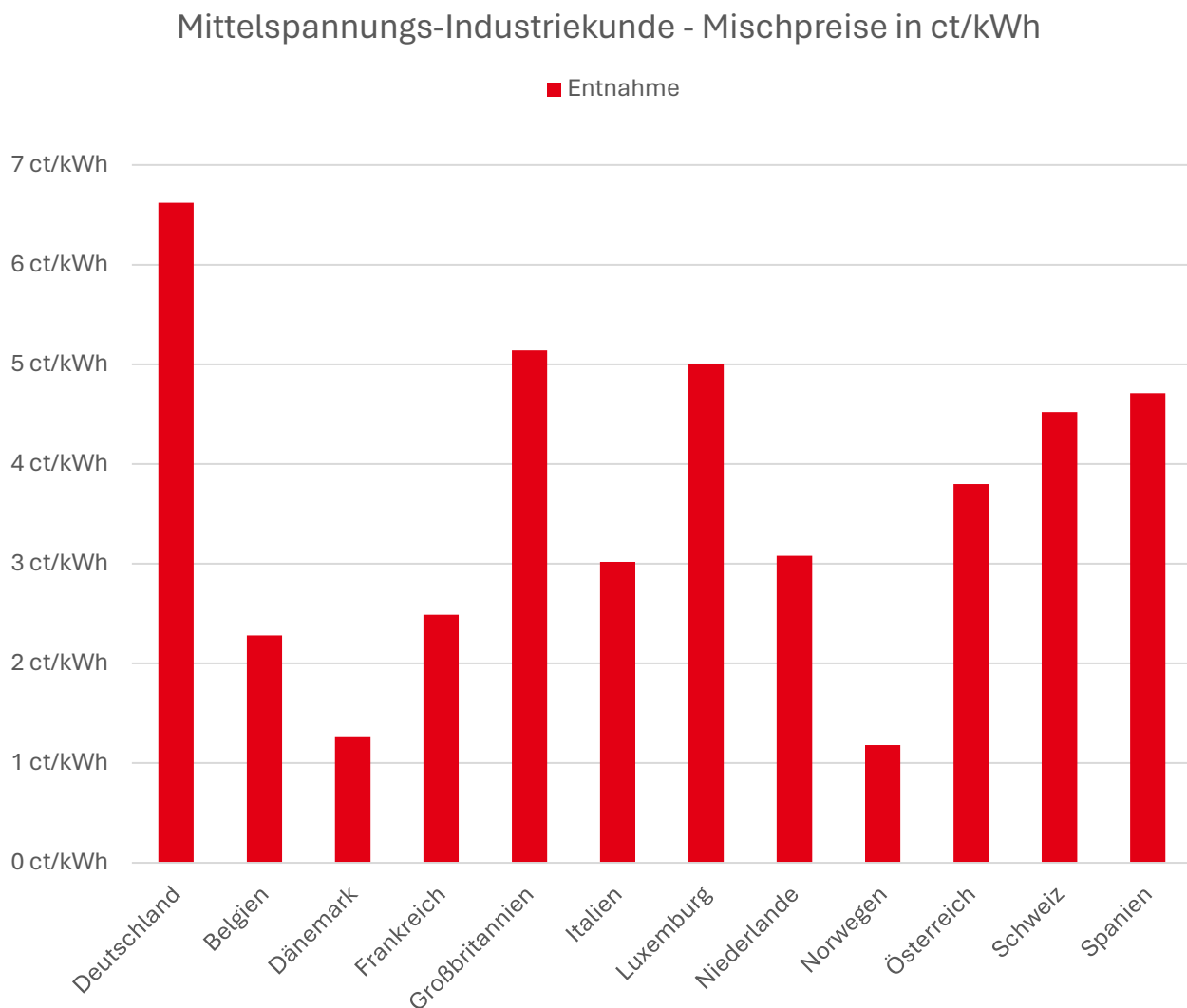


Abbildung 6-26: Mischpreise der Mittelspannungs-Industriekunden in ct/kWh

#### Beschreibung

Die Industriekunden der Mittelspannung sind in allen betrachteten Ländern bei den Verteilnetzbetreibern angeschlossen und zahlen das entsprechende Entgelt.

Auch hier ist eine erhebliche Streuung erkennbar, was im Wesentlichen auf unterschiedliche Netzkosten in den betrachteten Ländern, auf eine stärkere Kostenwälzung in andere Netzebenen oder auf Effekte aus der Modellierung zurückzuführen ist.

### 6.3.3 Niederspannungs-Gewerbekunde

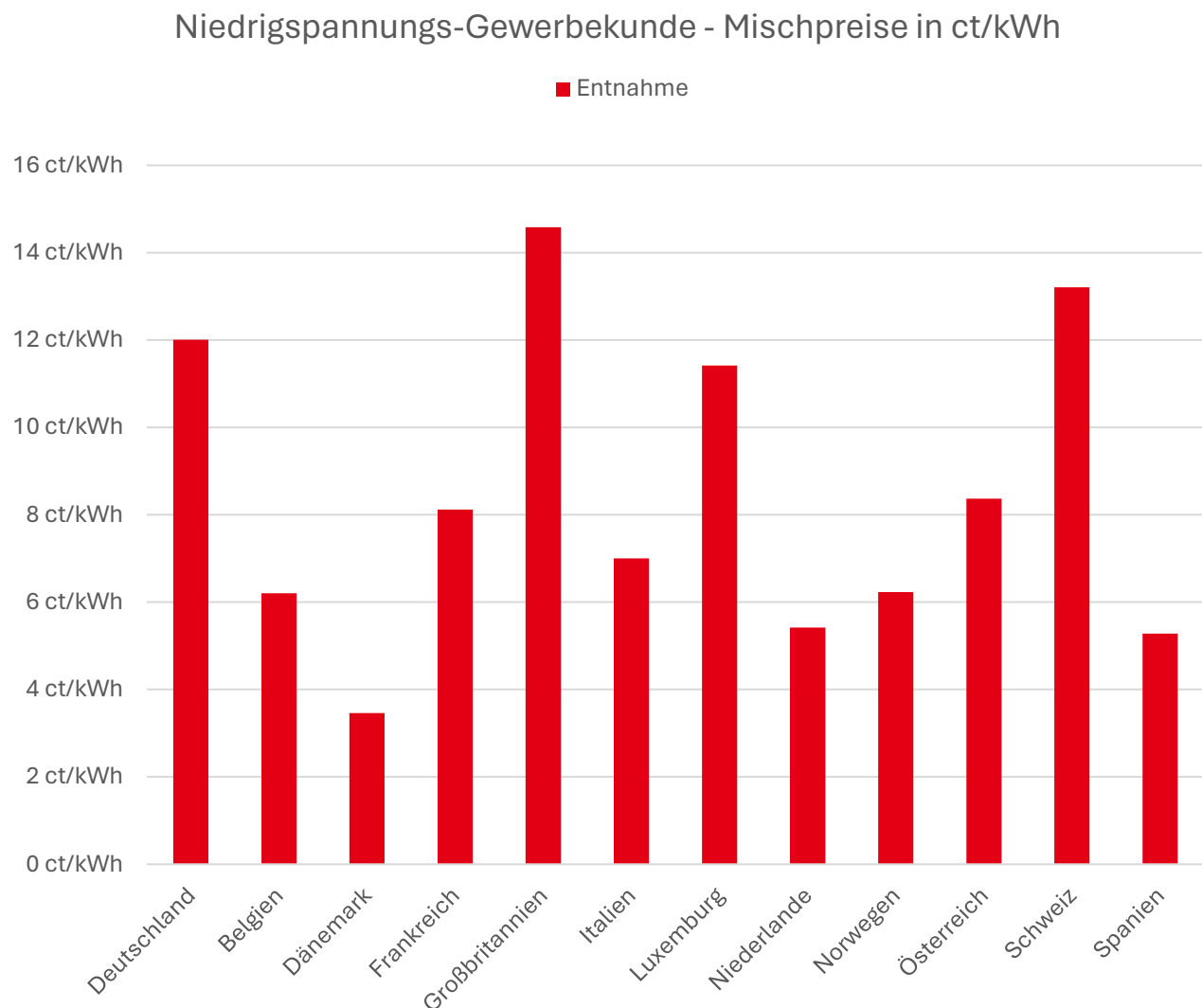


Abbildung 6-27: Mischpreise der Niederspannungs-Gewerbekunden in ct/kWh

#### Beschreibung

Der Gewerbekunde befindet sich in der Niederspannung und ist nicht leistungsgemessen. Ausnahmen sind Länder wie Italien, welche einen vollständigen Rollout aufweisen und von allen Kunden einen Leistungspreis erheben.

Auch beim Gewerbekunden zeigt sich eine Streuung der Mischpreise zwischen den Ländern. Gründe hierfür können unterschiedliche Netzkosten und Wälzungsmechanismen der Länder, oder Annahmen der Modellierung und der damit einhergehenden Kategorisierung des Kunden in den Ländern sein.

**6.3.4 Haushaltskunde**

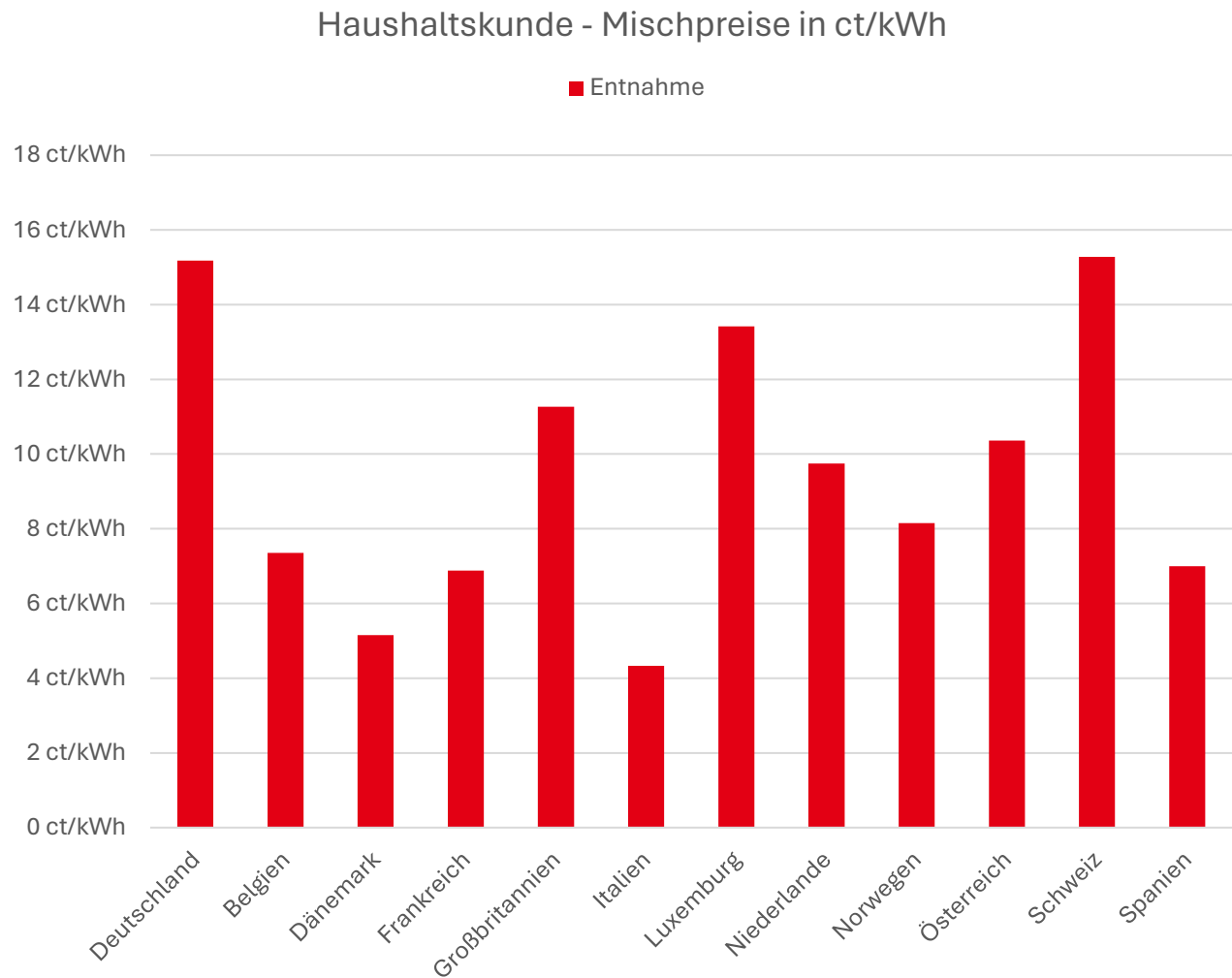


Abbildung 6-28: Mischpreise der Haushaltskunden in ct/kWh

**Beschreibung**

Die Spanne der Mischpreise für Haushaltskunden in den betrachteten Ländern liegt etwa zwischen 4 ct/kWh und 15 ct/kWh.

Die Haushaltskunden weisen neben den Prosumern den höchsten Mischpreis in den Ländern auf.

### 6.3.5 Prosumer

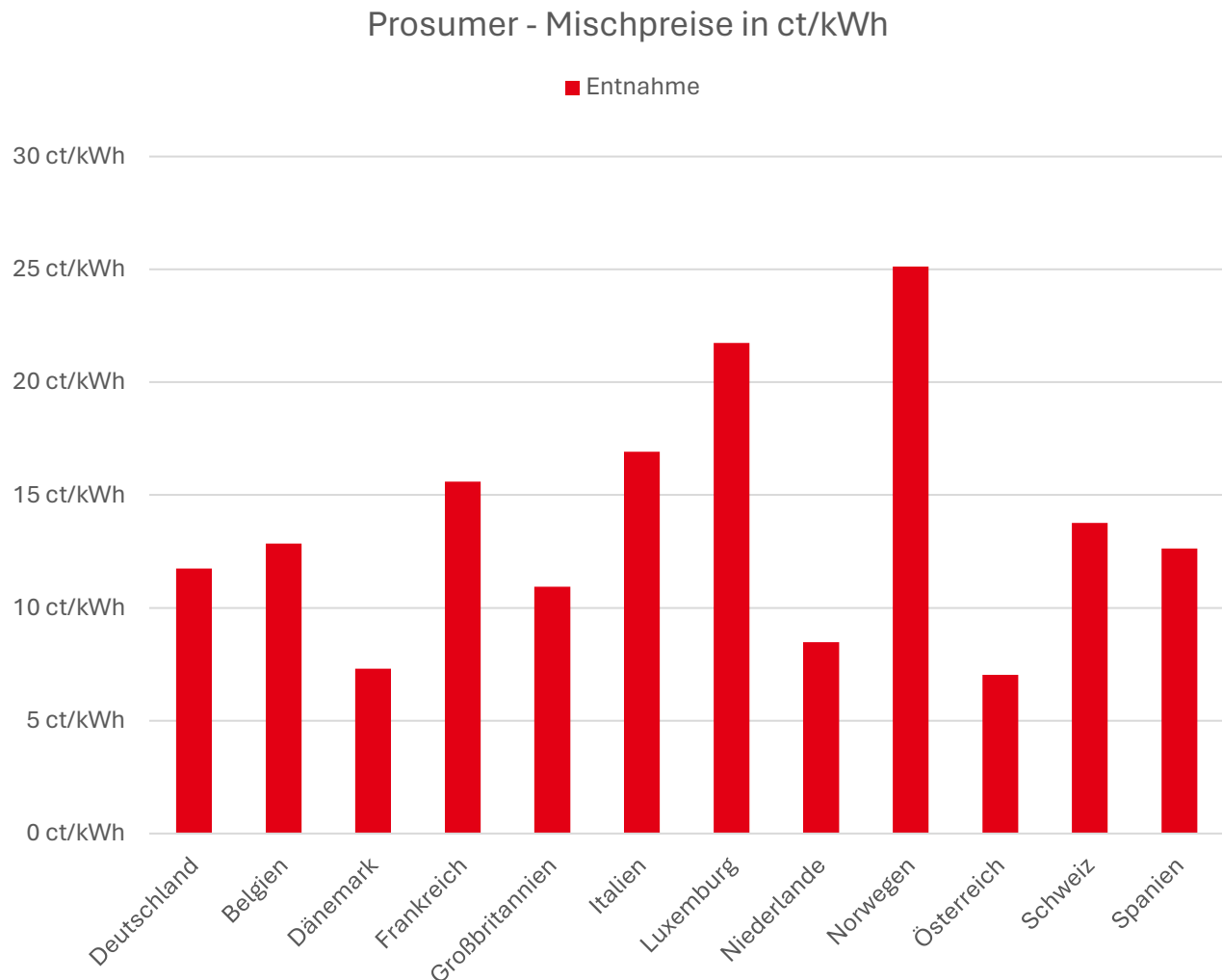


Abbildung 6-29: Mischpreise der Prosumer in ct/kWh

#### Beschreibung

Die Mischpreise der modellierten Prosumer weisen starke Schwankungen und Preisunterschiede zu den Haushaltskunden auf.

Obwohl der tatsächliche Netzbezug des Prosumers (4.250 kWh) nur geringfügig größer ist als der des Haushaltskunden (3.500 kWh), fällt das Netzentgelt des Prosumers deutlich höher aus als das Netzentgelt des Haushaltskunden. Der Prosumer wird in vielen Ländern nicht nur auf Basis der aus dem Netz bezogenen Energiemenge, sondern auch seiner Leistung, gebuchten Kapazität oder Anschlusskapazität bepreist. Diese sind für den modellierten Prosumer deutlich höher angesetzt worden, um Effekte gleichzeitigen Bezuges für beispielweise eine Wallbox (bis zu 22 kW), einer Wärmepumpe oder durch Warmwasseraufbereitung darzustellen. Solch ein Nutzerverhalten wird in anderen europäischen Ländern deutlich stärker bepreist.

Erschwert wird dies durch etwaige Unterteilungen in Kundengruppen in einigen Ländern, basierend auf Anschlusskapazität oder ähnlichen Werten. Hierdurch kann der Prosumer in eine Kundengruppe rutschen, welche in diesem Land für ihn unüblich wäre und in welcher er einer anderen Preiskategorie unterliegt.

**6.3.6 Einspeiser in der Mittelspannung – Windpark**

Windpark in der Mittelspannung - Mischpreise in ct/kWh

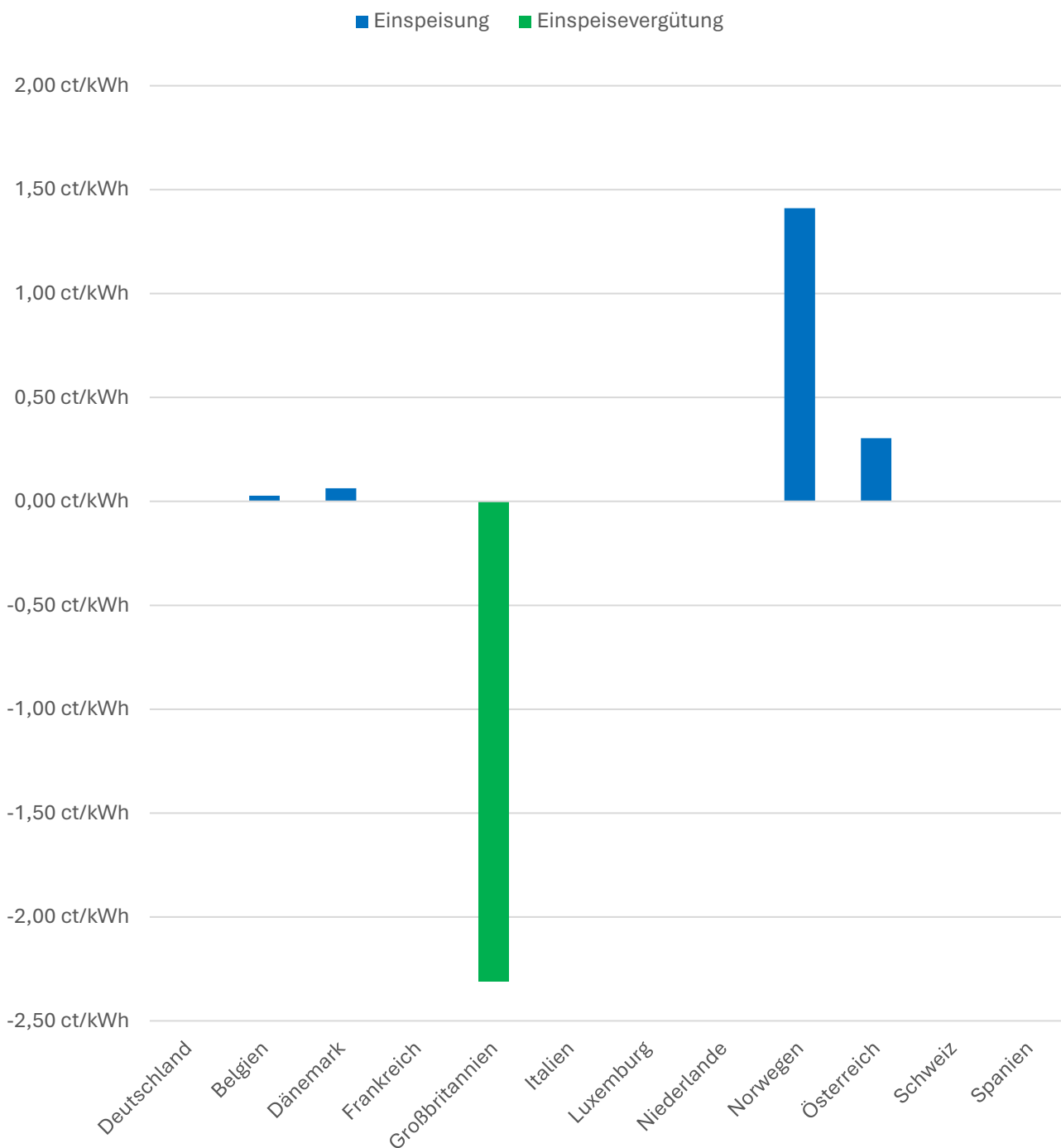


Abbildung 6-30: Mischpreise vom Windpark in ct/kWh

**Beschreibung**

In fünf der zwölf untersuchten Länder werden Einspeiseentgelte erhoben. In Frankreich wird das Einspeiseentgelt jedoch nur im Höchstspannungsnetz erhoben, wodurch der exemplarische Musterkunde dort kein Einspeiseentgelt zu entrichten hat. Sollte der Musterkunde in den betrachteten Ländern lediglich ein Messentgelt zahlen, so wird dieses hier nicht aufgeführt.

Die Höhe des Einspeiseentgeltes bezieht sich in allen fünf Ländern, also Belgien, Dänemark, Frankreich, Norwegen und Österreich, auf die **Kosten für Verlustenergie**, welche durch die eingespeiste Energiemenge entstehen.

Außerdem werden in Belgien, Dänemark, Norwegen und Österreich noch Kosten aller oder ausgewählter **Systemdienstleistungen** herangezogen und in diesem Entgelt oder einer eigenen Komponente ausgewiesen.

In Norwegen erhebt nur einer der fünf betrachteten Netzbetreiber ein Einspeiseentgelt.

In Großbritannien erhalten die modellierten Einspeiser eine erhebliche Netzentgeltvergütung für die Einspeisung ins Verteilnetz. Diese übersteigt die in den betrachteten Ländern ermittelten Einspeiseentgelte und wird hier in Grün dargestellt.

**6.3.7 Einspeiser in der Mittelspannung - Photovoltaik-Freiflächenanlage**

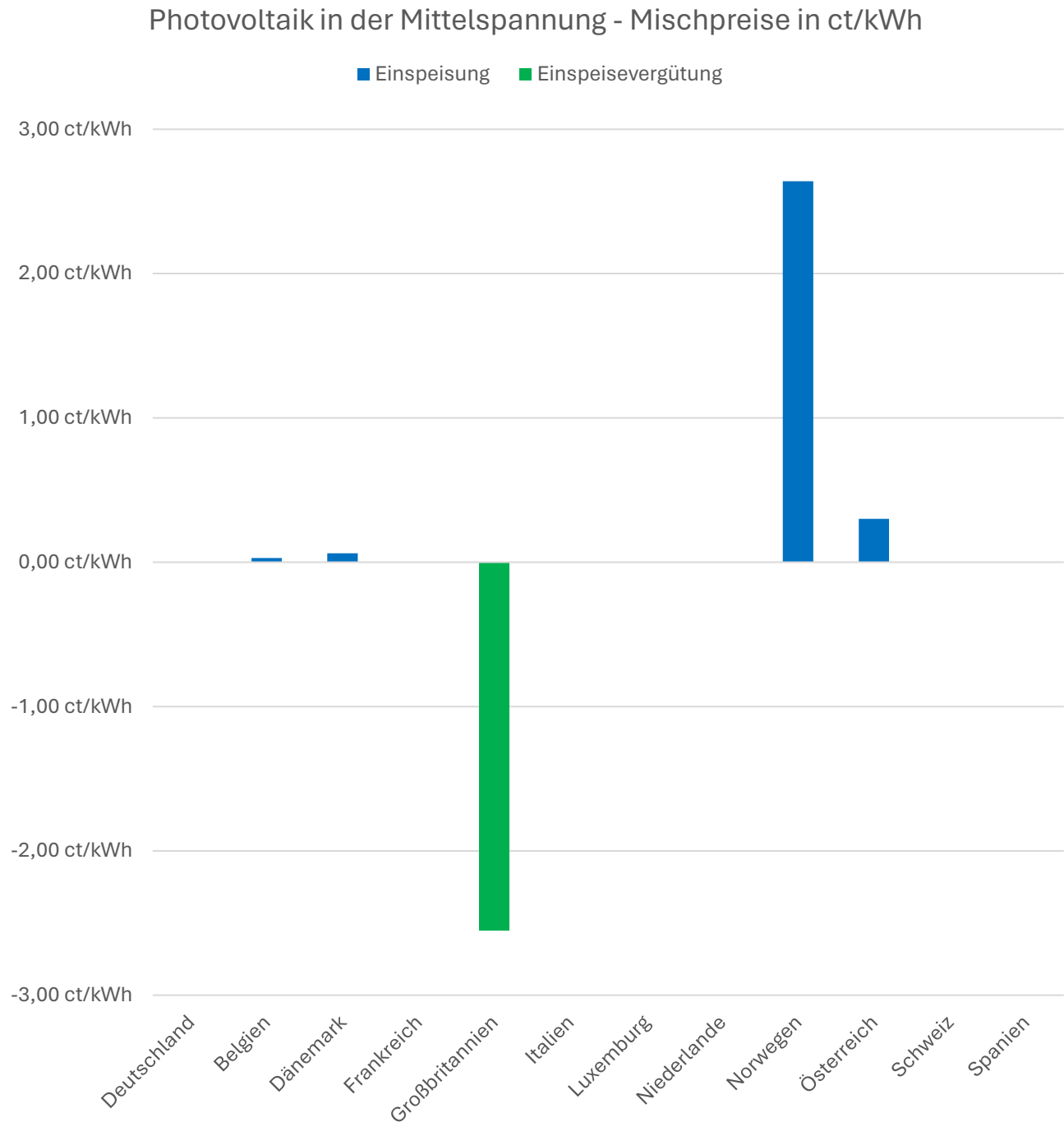


Abbildung 6-31: Mischpreise der Photovoltaik-Freiflächenanlage in ct/kWh

**Beschreibung**

In fünf der zwölf untersuchten Länder werden Einspeiseentgelte erhoben. In Frankreich wird das Einspeiseentgelt jedoch nur im Höchstspannungsnetz erhoben, wodurch der exemplarische Musterkunde dort kein Einspeiseentgelt zu entrichten hat. Sollte der Musterkunde in den betrachteten Ländern lediglich ein Messentgelt zahlen, so wird dieses hier nicht aufgeführt.

In Großbritannien erhalten die modellierten Einspeiser eine erhebliche Netzentgeltvergütung für die Einspeisung ins Verteilnetz. Diese übersteigt die in den betrachteten Ländern ermittelten Einspeiseentgelte und wird in dieser Grafik in Grün dargestellt.

Der wesentliche Unterschied in der Modellierung der Musterkunden „Windpark“ und „Photovoltaik-Freiflächenanlage“ ist die unterschiedliche Jahreshöchstleistung und eine damit einhergehende gesteigerte Anschlusskapazität. Bei den Ländern mit Einspeiseentgelten werden diese in Form eines Arbeitspreis erhoben. In Norwegen wird dieser durch einen Leistungspreis und in der belgischen Region Wallonien durch einen Kapazitätspreis ergänzt, sodass es bei diesen beiden Mischpreisen einen Unterschied zu dem vorherigen Diagramm gibt, wenn gleich der Unterschied sehr gering ausfällt.

## 7 Literatur- und Quellenverzeichnis

---

- Acea. (2025). Vehicles on european roads. Von [https://www.acea.auto/files/ACEA\\_Report\\_-\\_Vehicles\\_on\\_European\\_roads\\_2025.pdf](https://www.acea.auto/files/ACEA_Report_-_Vehicles_on_European_roads_2025.pdf) abgerufen
- ACER. (2023). ACER amends the electricity capacity calculation regions to include Norway. Von <https://www.acer.europa.eu/news/acer-amends-electricity-capacity-calculation-regions-include-norway> abgerufen
- ACER. (2023). Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. Von [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_electricity\\_network\\_tariff\\_report.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf) abgerufen
- ACM. (2024). ACM launches preparations for introduction of feed-in tariff for large energy producers. Von <https://www.acm.nl/en/publications/acm-launches-preparations-introduction-feed-tariff-large-energy-producers> abgerufen
- ACM. (2024). Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 9 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/622421 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende tijdgebonden transporttarieven voor hoogs. Von <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23593.html#:~:text=,het%20bevorderen%20van%20effici%C3%ABnt%20netgebruik> abgerufen
- ACM. (2024). Onderzochte terugleverkosten voor zonnepaneelhouders niet verboden. Von <https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-onderzochte-terugleverkosten-voor-zonnepaneelhouders-niet-verboden> abgerufen
- ACM. (2025). Tarievenbesluit TenneT 2025. Von <https://www.acm.nl/system/files/documents/tarievenbesluit-tennet-2025.pdf> abgerufen
- adx energía. (kein Datum). Períodos tarifarios. Von [https://adxenergia.es/wp-content/uploads/2025/01/ADX-Periodos-tarifarios-2025\\_.pdf](https://adxenergia.es/wp-content/uploads/2025/01/ADX-Periodos-tarifarios-2025_.pdf) abgerufen
- Agora Energiewende. (2023). VARIABLE RENEWABLE ENERGY GRID INTEGRATION. Von [https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Success\\_Stories/BP/BP\\_DK\\_RE-integration/A-E\\_287\\_Succ\\_Stor\\_BP\\_Denmark\\_Grid-Integration\\_WEB.PDF](https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Success_Stories/BP/BP_DK_RE-integration/A-E_287_Succ_Stor_BP_Denmark_Grid-Integration_WEB.PDF) abgerufen
- ARERA. (2020). DELIBERAZIONE 4 AGOSTO 2020 315/2020/R/EEL. Von <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/315-20.pdf> abgerufen
- ARERA. (2024). Tabelle TIC. Von [https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/585-2024-R-eel-TABELLE\\_TIC\\_2025.pdf](https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/585-2024-R-eel-TABELLE_TIC_2025.pdf) abgerufen
- ARERA. (2025). A quanto ammontano. Von <https://www.arera.it/consumatori/bonus-sociale/bonus-sociale-per-disagio-economico/a-quanto-ammontano> abgerufen
- ARERA. (2025). Cosa si paga. Von <https://www.arera.it/atlante-per-il-consumatore/eletricita/la-bolletta/cosa-si-paga/cosa-e-la-spesa-per-il-trasporto-e-la-gestione-del-contatore> abgerufen
- ARERA. (2025). Oneri generali di sistema e ulteriori componenti. Von <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/oneri-general-di-sistema-e-ulteriori-componenti> abgerufen
- ARERA. (2025). Portale Offerte. Von <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/> abgerufen

- ARERA. (2025). Tariffa per il servizio di trasmissione. Von <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/tariffa-per-il-servizio-di-trasmissione> abgerufen
- (kein Datum). *Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Stand: Dezember 2015.*
- BMWE. (11. 08. 2023). *Roadmap Systemstabilität.* Abgerufen am 19. 08. 2025 von <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html>
- BNetzA. (18. 06. 2025). *Beschlussentwurf RAMEN Strom (GBK-20-01-1#1).* Abgerufen am 19. 08. 2025 von [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1\\_Rahmen/RAMEN/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/RAMEN/start.html)
- BNetzA. (03. 08. 2025). *Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2).* Abgerufen am 05. 08. 2025 von [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%232\\_UENB/Downloads/GBK-25-01-1%232\\_Eckpunktepapier\\_DL.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%232_UENB/Downloads/GBK-25-01-1%232_Eckpunktepapier_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bouckaert, J. (2025). “Le (R)ROI est mort! Vive le (R)ROI!”. Von <https://medialibrary.uantwerpen.be/oldcontent/personalpage4453/files/The%20regulation%20of%20electricity%20distribution%20in%20Flanders.pdf> abgerufen
- Bourwieg, K., Hellermann, J., & Hermes, G. (2023). *EnWG - Energiewirtschaftsgesetz - Kommentar, 4. Auflage.*
- BR-Drs. 230/23. (kein Datum).
- Brugel. (2023). *Méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz actif en région bruxelloise pour la période 2025-2029 – PARTIE I: Modèle de régulation et cadre réglementaire.* Von <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2023/fr/Decision-250-Methodologie-tarifaire-2025-2029-partie-1.pdf> abgerufen
- BT-Drs. 15/3917. (kein Datum).
- Bundeskartellamt, B. &. (2024). *Monitoringbericht 2024.* Abgerufen am 19. 08. 2025 von [https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2024/27\\_11\\_2024\\_Monitoringbericht.html](https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2024/27_11_2024_Monitoringbericht.html)
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (kein Datum). § 18 StromNEV - Entgelt für dezentrale Einspeisung. Von [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/\\_18.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_18.html) abgerufen
- Bundesnetzagentur. (2025). *Verfahren zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028.* Von [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene2\\_Methoden/Vermiedene\\_Netzentgelte/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene2_Methoden/Vermiedene_Netzentgelte/start.html) abgerufen
- Callies, C., & Ruffert, M. (2022). *EUV/AEUV - Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta - Kommentar, 6. Auflage.*
- CEER. (2024). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023.* Von <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RFR23-Main-report.pdf> abgerufen
- CEER. (2025). *3rd Report on Power Losses.* Von <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/3rd-CEER-Report-on-Power-Losses.pdf> abgerufen
- CEER. (2025). *Our Members.* Von <https://www.ceer.eu/about-us/our-members/> abgerufen

- CEER. (2025). Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024. Von [https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191\\_05\\_2\\_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf](https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191_05_2_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf) abgerufen
- CEER. (2025). Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024. Von [https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191\\_05\\_2\\_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf](https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191_05_2_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf) abgerufen
- Chronicle. (2025). Luxembourg Unveils National Strategy for Electricity Storage Batteries. Abgerufen am 02. 09 2025 von <https://chronicle.lu/category/energy/55775-luxembourg-unveils-national-strategy-for-electricity-storage-batteries?>
- CNMC. (2024). Resolución de 4 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de. Von <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5786381.pdf> abgerufen
- Commission de régulation de l'énergie. (2021). DELIBERATION N°2021-13. Von [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121\\_2021-13\\_TURPE\\_6\\_HTA-BT-en.pdf#:~:text=iii,overruns%2C%20additional%20supply%20and%20backup](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-13_TURPE_6_HTA-BT-en.pdf#:~:text=iii,overruns%2C%20additional%20supply%20and%20backup) abgerufen
- Commission de régulation de l'énergie. (2025). Délibération n°2025-78. Von [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313\\_2025-78\\_Post-CSE\\_TURPE\\_7\\_HTA-BT.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313_2025-78_Post-CSE_TURPE_7_HTA-BT.pdf) abgerufen
- Commission de régulation de l'énergie. (2025). Electricity Networks. Von <https://www.cre.fr/en/electricity/electricity-networks/electricity-networks.html> abgerufen
- Commission, E. (02. 07 2025). *ANNEX Communication to the Commission Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof*. Abgerufen am 25. 07 2025 von [https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-future-proof-network-charges-reduced-energy-system-costs\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-future-proof-network-charges-reduced-energy-system-costs_en)
- Commission, E. (02. 07 2025). *European Commission, Commission Notice, Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced system costs*. Abgerufen am 28. 07 2025 von [https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-future-proof-network-charges-reduced-energy-system-costs\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-future-proof-network-charges-reduced-energy-system-costs_en)
- Commission, E. (26. 02 2025). *MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN, Aktionsplan für erschwingliche Energie*. Abgerufen am 28. 07 2025 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52025DC0079>
- Consentec. (2025). Future network tariff structure for medium and high voltage power grid usage in the context of the energy market transition. Von [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Consentec\\_Creos\\_NetworkTariff\\_20250306.pdf?t=1753355402984](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Consentec_Creos_NetworkTariff_20250306.pdf?t=1753355402984) abgerufen
- Creos. (2024). Explanatory document on the process description for the participation of providers with facilities in Luxembourg in the German and European balancing market. Von [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/news/240701\\_BSP\\_FRR\\_Explanatory\\_document\\_BSP\\_participation\\_wit\\_h\\_TU\\_in\\_LU.pdf?t=1741076268751&](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/news/240701_BSP_FRR_Explanatory_document_BSP_participation_wit_h_TU_in_LU.pdf?t=1741076268751&) abgerufen

- Creos. (2024). Tarifs d'utilisation du réseau et tarifs accessoires valables à partir du 1er janvier 2025. Von [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr\\_tarif\\_electricite\\_2025.pdf?t=1751887149225](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr_tarif_electricite_2025.pdf?t=1751887149225) abgerufen
- Creos. (2025). Leitfaden Neue Tarifstruktur für das Niederspannungsstromnetz. Von [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Guide\\_explication\\_nouvelle\\_structure\\_tarifaire\\_2025\\_DE.pdf?t=1733744856573](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Guide_explication_nouvelle_structure_tarifaire_2025_DE.pdf?t=1733744856573) abgerufen
- Creos. (2025). Scenario Report 2040. Von [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625\\_Scenario\\_Report.pdf?t=1750982400035&](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625_Scenario_Report.pdf?t=1750982400035&) abgerufen
- Creos. (kein Datum). New tariff structure. Abgerufen am 12. 08 2025 von <https://www.creos-net.lu/en/individuals/practical-info/new-tariff-structure?>
- CSEA. (2025). Chi Siamo. Von <https://www.csea.it/la-csea/chi-siamo/> abgerufen
- CSEA. (2025). CIRCOLARE N. 37/2025/ELT. Von <https://www.csea.it/settore-elettrico/circolare-n-37-2025-elt/> abgerufen
- CWaPE. (2024). VERSION CONSOLIDÉE (OFFICIEUSE) DE LA DÉCISION CD-23E31-. Von [https://www.cwape.be/sites/default/files/2024-06/M%C3%A9thodologie%20tarifaire%202025-2029%20-%20Version%20consolid%C3%A9e%20officieuse\\_0.pdf](https://www.cwape.be/sites/default/files/2024-06/M%C3%A9thodologie%20tarifaire%202025-2029%20-%20Version%20consolid%C3%A9e%20officieuse_0.pdf) abgerufen
- CWaPE. (kein Datum). Tarifs périodiques de distribution d'électricité. Von <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/ORES%20Tarifs%20P%C3%A9riodiques%20de%20Pr%C3%A9%20l%C3%A8vement%202025.pdf> abgerufen
- Data Communications Company. (2025). Homepage. Von <https://www.smartdcc.co.uk/> abgerufen
- Database Earth. (2025). Population United Kingdom 2024. Von <https://database.earth/population/united-kingdom> abgerufen
- De Paola, A., Andreadou, N., Kotsakis, E. (2023). Clean Energy Technology Observatory: Smart Grids in the European Union. Von <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134988> abgerufen
- Di Fabio, U. (2022). *Rechtsschutz von Netzbetreibern gegen Regulierungsentscheidungen nach EuGH: Europa- und verfassungsrechtlicher Rahmen für einen effektiven Rechtsschutz.*
- E-Control. (2022). Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023. Von [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/SmartMeterMonitoringbericht2023\\_FINAL.pdf/6b1f3891-1137-3d65-cb13-67913d7be0b5?t=1696834071004](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/SmartMeterMonitoringbericht2023_FINAL.pdf/6b1f3891-1137-3d65-cb13-67913d7be0b5?t=1696834071004) abgerufen
- E-Control. (2023). Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode. Von [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02\\_Finale\\_Regulierungssystematik\\_5\\_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240) abgerufen
- E-distribuzione. (2025). Homepage. Von <https://www.e-distribuzione.it/> abgerufen
- E-distribuzione. (2025). Un sistema tariffario certo e trasparente. Von <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-civolgiamo/societa-di-vendita/tariffe-di-distribuzione.html> abgerufen
- ElCom. (kein Datum). Strompreise Schweiz - Detaillierte Preisanalysen von Kantonen, Gemeinden und Netzbetreibern. Von [www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch) abgerufen

- Elia Group. (2023). Grid access tariffs 2024-2027 period. Von file:///C:/Users/Pits/Downloads/20231220\_Tariffs%20pour%20acc%20au%20reseau%202024-2027\_EN%20(4).pdf abgerufen
- Elia Group. (kein Datum). *Our infrastructure*. Abgerufen am 11. 08 2025 von <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure>
- Elia Group. (kein Datum). *Regulators*. Abgerufen am 11. 08 2025 von <https://www.elia.be/en/company/regulators>
- ENA Energy Networks Association. (2011). EHV Distribution Charging Methodology (EDCM) . Von [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2011/04/edcm-report-1april2011\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2011/04/edcm-report-1april2011_0.pdf) abgerufen
- Enedis. (2018). Classes temporelles définies par Enedis. Von <https://www.enedis.fr/media/2056/download> abgerufen
- Enedis. (2025). Barème pour la facturation des raccordements au Réseau Public de Distribution d'électricité concédé à Enedis. Von [https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/Enedis-NMO-RAC\\_009E.pdf?VersionId=1VsxM0F4v4MMgzl7gtNHsVBSyJL8dwC&](https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/Enedis-NMO-RAC_009E.pdf?VersionId=1VsxM0F4v4MMgzl7gtNHsVBSyJL8dwC&) abgerufen
- Energia plus. (2024). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Von <https://energieaplus.com/2025/07/17/elektrizitaetsversorgung-das-jahr-2024-im-ueberblick-jetzt-online/> abgerufen
- Energie.gv.at. (2025). Wie ist das Heizverhalten in den Bundesländern? Von <https://energie.gv.at/verbrauch/wie-ist-das-heizverhalten-in-den-bundeslaendern> abgerufen
- Energinet. (kein Datum). *Übertragungsnetzbetreiber in Dänemark, Status von Energinets Tarifen*. Abgerufen am 25. Juli 2025 von <https://energinet.dk/media/e10nkhxn/23-07494-8-eng-publication-status-of-energinets-tariff-design-2023.pdf#:~:text=OTHER%20COSTS%20are%20covered%20by,turbines%20and%20decentralized%20power%20stations>
- Energinet. (2023). Status of Energinet's Tariff Design 2023. Von <https://energinet.dk/media/e10nkhxn/23-07494-8-eng-publication-status-of-energinets-tariff-design-2023.pdf> abgerufen
- Energinet. (2025). Map - The Energy System Right Now. Von <https://en.energinet.dk/> abgerufen
- ENTSO-E. (2025). ENTSO-E Member Companies. Von <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/> abgerufen
- Eurostat. (2024). Demografische Struktur. Von <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/interactive-publications/demography-2025#population-structure> abgerufen
- EVU Partner. (2024). Verlieren die Stromnetze aufgrund der stark steigenden Anforderungen an Wert? Von <https://www.evupartners.ch/de/blog/verlieren-die-stromnetze-aufgrund-der-stark-steigenden-anforderungen-an-wert> abgerufen
- Filippo Bovera, L. L. (2024). Combining Forward-Looking Expenditure Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for a Future-Proof Infrastructure Regulation: the ROSS Approach in Italy. Von <https://link.springer.com/article/10.1007/s40518-024-00239-4> abgerufen
- Flow Elnet. (2025). Grafische Darstellung der Kundenklassifizierung im dänischen Stromnetz. Von [https://flow-eln.net.dk/fileadmin/user\\_upload/PDF/Prisblad\\_Flow-Elnet\\_2025-01-01.pdf](https://flow-eln.net.dk/fileadmin/user_upload/PDF/Prisblad_Flow-Elnet_2025-01-01.pdf) abgerufen

Fluvius. (2025). Investor presentation. Von <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-02/fluvius-investor-presentation-march-2025.pdf> abgerufen

Fluvius. (kein Datum). ELEKTRICITEIT - Tarieflijst periodieke distributienettarieven 2025. Von [https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/Distributienettarieven\\_2025/Periodieke\\_nettarieven/fa\\_-\\_2025\\_-\\_elek.pdf](https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/Distributienettarieven_2025/Periodieke_nettarieven/fa_-_2025_-_elek.pdf) abgerufen

FORSYNINGSTILSYNET. (2024). The Danish Electricity and Natural Gas Markets 2023. Von <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638630268419863435/The%20Danish%20Electricity%20and%20Natural%20Gas%20Markets%202023.pdf> abgerufen

Global Economy. (2025). Share of Industry in Europe. Von [https://www.theglobaleconomy.com/rankings/Share\\_of\\_industry/Europe/](https://www.theglobaleconomy.com/rankings/Share_of_industry/Europe/) abgerufen

Government UK. (2025). Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end March 2025. Von [https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6836e571e11dd1e85b0cbaa1/Q1\\_2025\\_Smart\\_Meters\\_Statistics\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6836e571e11dd1e85b0cbaa1/Q1_2025_Smart_Meters_Statistics_Report.pdf) abgerufen

Government UK. (2025). Warm Home Discount Scheme. Von <https://www.gov.uk/the-warm-home-discount-scheme> abgerufen

Grabitz, E., Hilf, M., & Nettesheim, M. (Januar 2025). *Das Recht der Europäischen Union, 84. Ergänzungslieferung.*

GreenPowerDenmark. (2025). *Ausweisung der Geozonen zur BKZ Bestimmung.* Abgerufen am 24. 07 2025 von 2 Ausweisung der Geozonen zur BKZ Bestimmung: <https://geozonekortet.greenpowerdenmark.dk/map>

Grundel, J., Dauses, M., & Ludwigs, M. (September 2024). *Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts, Band 1.*

Grundel, J., Häde, U., Nowak, C., & Pechstein, M. (2023). *Frankfurter Kommentar zu EUV/GRC/AEUV, 2. Auflage.*

Holznagel, B., Schütz, R., & Groebel, A. (2019). *Anreizregulierungsrecht Energie - Bahn - Kommentar, 2. Auflage.*

<https://www.edistribucion.com/>. (kein Datum). Von <https://www.edistribucion.com/>. abgerufen

Huck, W., & Müller, M. (2025). *Verwaltungsverfahrensgesetz – Kommentar, 4. Auflage.*

IEA. (kein Datum). Abgerufen am 11. 08 2025 von <https://www.iea.org/countries/belgium/electricity?>

IEA. (2022). Norway 2022 Energy Policy Review. Von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/de28c6a6-8240-41d9-9082-a5dd65d9f3eb/NORWAY2022.pdf> abgerufen

IEA. (2024). IEA WInd TCP Denmark Report 2023. Von [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/390116795/Denmark\\_2023.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/390116795/Denmark_2023.pdf) abgerufen

IEA. (2025). Austria - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/austria/electricity> abgerufen

IEA. (2025). Belgium - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/belgium/electricity> abgerufen

IEA. (2025). Denmark - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/denmark/electricity> abgerufen

IEA. (2025). France - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/france/electricity> abgerufen

IEA. (2025). Germany - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/germany/electricity> abgerufen

IEA. (2025). Italien - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/italy/electricity> abgerufen

IEA. (2025). Luxemburg, Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/luxembourg/electricity> abgerufen

- IEA. (2025). Netherlands - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/the-netherlands/electricity> abgerufen
- IEA. (2025). Norway - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/norway/electricity> abgerufen
- IEA. (2025). Spain - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/spain/electricity> abgerufen
- IEA. (2025). Switzerland - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/switzerland/electricity> abgerufen
- IEA. (2025). United Kingdom - Electricity - 2023. Von <https://www.iea.org/countries/united-kingdom/electricity> abgerufen
- ILR. (kein Datum). Strom und Erdgas – Netzanschluss und Zählung. Abgerufen am 02. 09 2025 von <https://www.mylr.lu/de/meine-fragen/energie-de/netzanschluss-und-zaehlung/#muss-ich-anschlusskosten-bezahlen-und-eine-kaution-hinterlegen-wie-kann-ich-mich-darueber-informieren>
- Institute for Government UK. (2025). National Energy System Operator (NESO). Von <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainer/national-energy-system-operator> abgerufen
- JRC SES. (2025). Real-time Energy Storage Dashboard. Von <https://ses.jrc.ec.europa.eu/storage-inventory> abgerufen
- Kahl, W. (2009). Die Kompetenzen der EU in der Energiepolitik nach Lissabon, Heft 5. *EUR*.
- Kegel, T. (Berlin 2021). *Europäisches Ermessen in der Netzzugangs- und Entgeltregulierung* (Bd. 13 Schriften zum Dt. & Europäischen Infrastrukturrecht). Duncker & Humblot.
- KfW. (2025). Die Wärmepumpe etabliert sich in Europa – der Strompreis als Faktor. Von <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr.-487-Februar-2025-Waermepumpen.pdf> abgerufen
- Kopp, F., & Schenke, W.-R. (Juli 2018). *Verwaltungsgerichtsordnung: VwGO – Kommentar, 24. Auflage*.
- Low Carbon Contracts (LCC). (2025). Regulated Asset Base. Von <https://www.lowcarboncontracts.uk/our-schemes/regulated-asset-base/> abgerufen
- LowCarbonPower. (kein Datum). *Electricity in Luxembourg in 2024*. Abgerufen am 12. 08 2025 von <https://lowcarbonpower.org/region/Luxembourg>
- Luxtoday. (2025). More than 435,000 smart gas and electricity meters installed in Luxembourg by 2024. Von <https://luxtoday.lu/en/technology-innovation-energy/more-than-435000-smart-gas-and-electricity-meters-installed-in-luxembourg-by-2024> abgerufen
- MITECO. (kein Datum). Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema. Von [https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/peajes.html?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/peajes.html?utm_source=chatgpt.com) abgerufen
- Mitteilung der Kommission, Saubere Energie für alle Europäer*. (30. November 2016). Abgerufen am 1. Juli 2025 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860>
- Mort, A. (2025). More than 435,000 smart gas and electricity meters installed in Luxembourg by 2024. Abgerufen am 02. 09 2025 von <https://luxtoday.lu/en/technology-innovation-energy/more-than-435000-smart-gas-and-electricity-meters-installed-in-luxembourg-by-2024>

- National Energy System Operator (NESO). (2025). Assistance for Areas with High Electricity Distribution Costs (AAHEDC). Von <https://www.neso.energy/industry-information/charging/assistance-areas-high-electricity-distribution-costs-aaheadc> abgerufen
- National Energy System Operator (NESO). (2025). Balancing Services Use of System (BSUoS) charges. Von <https://www.neso.energy/industry-information/charging/balancing-services-use-system-bsuos-charges> abgerufen
- National Energy System Operator (NESO). (2025). Embedded Export Tariffs. Von [https://www.neso.energy/data-portal/transmission-network-use-system-tnuos-tariffs/embedded\\_export\\_tariffs](https://www.neso.energy/data-portal/transmission-network-use-system-tnuos-tariffs/embedded_export_tariffs) abgerufen
- National Energy System Operator (NESO). (2025). Final TNUoS Tariffs for 2025/26. Von <https://www.neso.energy/document/353086/download> abgerufen
- National Energy System Operator (NESO). (2025). TNUoS in 10 Minutes. Von <https://www.neso.energy/document/130271/download> abgerufen
- Netztransparenz. (2025). Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 StromNEV-Umlage. Von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Aufschlag-f%C3%BCr-besondere-Netznutzung-19-StromNEV-Umlage> abgerufen
- Neveling, S. (2004). Der Europäische Verfassungsentwurf, Grundlage für eine erweiterte Energiepolitik der EU. *ET* 54.
- NordEnergi. (2025). *nordenerginet.dk*. Von [https://nordenerginet.dk/files/pdf/priser/oversigt\\_over\\_taiffer\\_og\\_abonnement\\_010125-311225.pdf](https://nordenerginet.dk/files/pdf/priser/oversigt_over_taiffer_og_abonnement_010125-311225.pdf) abgerufen
- Nordenerginet. (2025). Preisblatt Nordenerginet 2025. Von [https://nordenerginet.dk/files/pdf/priser/oversigt\\_over\\_taiffer\\_og\\_abonnement\\_010125-311225.pdf](https://nordenerginet.dk/files/pdf/priser/oversigt_over_taiffer_og_abonnement_010125-311225.pdf) abgerufen
- NVE. (2025). Network tariffs. Von <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/network-regulation/network-tariffs/> abgerufen
- Ofgem. (2022). Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision. Von <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-05/Access%20SCR%20-%20Final%20Decision.pdf> abgerufen
- Ofgem. (2023). Launch of review into standing charges on energy bills. Von <https://www.ofgem.gov.uk/news/launch-review-standing-charges-energy-bills> abgerufen
- Ofgem. (2023). Supplier obligations: environmental and social schemes. Von <https://www.ofgem.gov.uk/guidance/supplier-obligations-environmental-and-social-schemes#:~:text=All%20electricity%20suppliers%20are%20obligated,LCCC> abgerufen
- Ofgem. (2024). OFTO: extension and evolution of a mature asset class. Von <https://www.ofgem.gov.uk/consultation/ofto-extension-and-evolution-mature-asset-class> abgerufen
- Ofgem. (2025). Introduction of a Network Charging Compensation (NCC) scheme allowance in the energy price cap decision. Von <https://www.ofgem.gov.uk/decision/introduction-network-charging-compensation-ncc-scheme-allowance-energy-price-cap-decision> abgerufen
- Parliament UK. (kein Datum). The RIIO price control framework. Abgerufen am 2025 von <https://publications.parliament.uk/pa/cm201415/cmselect/cmenergy/386/38604.html>

- Pascher, T. (1/2022). *Mitgliedsstaatliches Recht vor den Unionsgerichten - EU-Prozessrecht zwischen Trennungs- und Ausschließlichkeitsprinzip*. GVRZ.
- Pressemitteilung zum BGH-Beschluss vom 15.7.2025. (kein Datum). Abgerufen am 15. Juli 2025 von <https://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=pm&Datum=2025&nr=142207&anz=137&pos=8>
- Pritzsche, K. U., & Vacha, V. (2024). *Energierecht, Einführung und Grundlagen, 2. Auflage*.
- REE. (2025). Electricity interconnections. Von <https://www.ree.es/en/ecological-transition/electricity-interconnections> abgerufen
- REE. (kein Datum). Servicios de ajuste. Von <https://www.ree.es/es/operacion/garantia-suministro/servicios-ajuste> abgerufen
- Re-energize. (2025). Heat pump potential in Luxemburg. Von <https://re-energize.eu/wp-content/uploads/2025/05/Heat-pump-potential-in-Luxembourg.pdf> abgerufen
- Réseau de Transport d'Electricité. (2025). Tarification des réseaux : comprendre le tarif. Von [https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaqueette\\_tarifaire\\_TURPE\\_7\\_Distributeurs\\_9170\\_fr](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaqueette_tarifaire_TURPE_7_Distributeurs_9170_fr) abgerufen
- Réseau de Transport d'Electricité. (2025). Tarification des réseaux: comprendre le tarif Consommateurs/Producteurs. Von [https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaqueette\\_tarifaire\\_TURPE\\_7\\_Consommateurs\\_et\\_Producteurs\\_6805\\_fr](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Plaqueette_tarifaire_TURPE_7_Consommateurs_et_Producteurs_6805_fr) abgerufen
- Réseau de Transport d'Electricité. (2025). Understanding the public transmission system access tariff (TURPE). Von <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/understanding-the-public-transmission-system-access-tariff-turpe.html> abgerufen
- Retsinformation. (2020). Elforsyningsloven. Von <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/119> abgerufen
- RME. (2025). Årsrapport for RME 2024. Von [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_rapport/2025/rme\\_rapport2025\\_03.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2025/rme_rapport2025_03.pdf) abgerufen
- Säcker, F. J. (2018). *Berliner Kommentar zum Energierecht - StromHVO*.
- Schilderoth, T. (11.09.2024). *Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor*. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37.
- Schoch, F., Schneider, J.-P., & Riese, K.-U. (August 2024). *Verwaltungsrecht – Verwaltungsgerichtsordnung: VwGO*.
- Schoch, F., Schneider, J.-P., & Riese, K.-U. (Januar 2024). *Verwaltungsrecht – Verwaltungsgerichtsordnung: VwGO, 45. Ergänzungslieferung*.
- Sibelga. (kein Datum). Tableau 15 : Grille Tarifaire. Von <https://www.sibelga.be/asset/file/d31f7a66-adfc-11ee-a85d-005056970ffd> abgerufen
- Statnett. (2024). Statnetts tariff for 2025. Von <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2024/statnetts-tariffer-for-2025/> abgerufen
- Statnett. (kein Datum). NettWeb — portal for tariffkunder. Von <https://nettavregning.statnett.no/> abgerufen

- Statnett. (kein Datum). Tariffer for transmisjonsnettet 2025. Von <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2025.pdf> abgerufen
- Stedin.net. (2025). *Verdeelnetzbetreiber der Niederlande, Preisblatt für Kleinverbraucher 2025*. Abgerufen am 24. Juli 2025 von <https://www.stedin.net/-/media/project/online/files/tarieven/tarieven-2025/tarieven-2025-elektriciteit-grootverbruik.pdf>
- Stedin.net. (kein Datum). *Verdeelnetzbetreiber Niederlande, Preisblatt für Kleinverbraucher 2025*. Abgerufen am 24. Juli 2025 von <https://www.stedin.net/-/media/project/online/files/tarieven/tarieven-2025/tarieven-2025-elektriciteit-kleinverbruik.pdf>
- Swissgrid AG. (2025). Homepage. Von <https://www.swissgrid.ch/de/home.html> abgerufen
- Tarlogic. (2019). Smart Meters – The Spanish Scenario and the Telemangement System. Von <https://www.tarlogic.com/blog/smart-meters-spanish-scenario-telemangement/> abgerufen
- TenneT Netherlands. (2024). Tennes Ten-year tariff forecast (2025-2034). Von <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-07/TenneT%20ten-year%20tariff%20forecast%20ENG.pdf> abgerufen
- Theobald, C. (April 2025). *Energierecht – Kommentar zum EnWG u.a., 129. Ergänzungslieferung*.
- Trefor El-net. (2025). Prisstatistik fra 1. januar 2025. Von <https://www.trefor.dk/globalassets/mediebibliotek-trefor/3.-elnet/filer/priser/trefor-el-net---priser-1.-januar-2025.pdf> abgerufen
- ufd. (kein Datum). Tabla de precios de alquiler de los equipos de medida. Von <https://www.ufd.es/wp-content/uploads/2024/04/tabla.pdf> abgerufen
- Vedder, C., & Heintschel von Heinegg, W. (2018). *Europäisches Unionsrecht, EUV, AEUV, GRCh, EAGV, 2. Auflage*.
- Vores Elnet A/S. (2025). Prisblad pr. 1. marts 2025. Von <https://www.voreselnet.dk/-/media/voreselnet/dokumenter/samlet/priser/priser-1-marts-2025/priser-1-mar-2025-60.ashx?la=da&hash=9FE4B34AE85589A7D53E10E6FD7A87195B771ECB> abgerufen
- VSE. (2024). Der Netzanschlussbeitrag und der Netzkostenbeitrag – was müssen die Produzenten bezahlen? Von <https://www.vese.ch/white-paper-zum-thema-netzanschlusskosten/> abgerufen
- VSE. (2025). VSE Stromproduktion und Stromkennzeichnung. Von <https://www.strom.ch/de/wissen/stromproduktion-stromkennzeichnung> abgerufen