

Leonhard Plank und Thi Bich Ngoc Doan

# Power Burden

Verbrauch und Kostenverteilung im  
österreichischen Stromsektor (Kurzstudie)

August 2019



GERECHTIGKEIT MUSS SEIN

## Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG .....	5
1. EINFÜHRUNG .....	9
Energiepreis .....	13
Netzpreis .....	14
Steuern & Abgaben.....	16
Ökostromförderung.....	18
4 DIE STROMERZEUGUNG IN ÖSTERREICH IM ÜBERBLICK .....	22
5. STATUS QUO: ENDVERBRAUCH UND KOSTENBELASTUNG.....	25
Endverbrauch.....	26
Preisbelastung .....	27
Zusammenschau Endverbrauch & Preisbelastung.....	29
6. ABSCHÄTZUNG DER ZUKÜNFTIGEN ENDVERBRAUCHS- UND KOSTENENTWICKLUNG .....	31
Szenarien im Stromsektor bis 2030 .....	31
Zukünftige Kostenentwicklung.....	32
7. INTERNATIONALER VERGLEICH FÜR INDUSTRIEUNTERNEHMEN .....	35
LITERATURVERZEICHNIS .....	42

# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

<b>Abbildung 1:</b> Strompreisbestandteile, MittelempfängerInnen und relevante Rechtsmaterien	12
<b>Abbildung 2:</b> Indexierte Strom-Energiepreise (Arbeitspreis netto) der beobachteten Landes-Stromversorger inkl. ÖSPI (bis 31.12.2018)	13
<b>Abbildung 3:</b> Kosten der Ökostromförderung für einen typischen Haushalts- und Industrieabnehmer (2012-2018)	21
<b>Abbildung 4:</b> Elektrizitätsbilanz 2017	22
<b>Abbildung 5:</b> Inländische Erzeugung nach zentralen Erzeugungsarten (2000-2017)	23
<b>Abbildung 6:</b> Anteil erneuerbarer Energien aus inländischer Erzeugung am Stromverbrauch (2009-2017)	24
<b>Abbildung 7:</b> Abgenommene Ökostrommengen durch die OeMAG (2003-2017)	24
<b>Abbildung 8:</b> Stromabgabe an EndverbraucherInnen (2017)	26
<b>Abbildung 9:</b> Entwicklung des Stromverbrauchs nach VerbraucherInnenkategorien (2001-2017)	27
<b>Abbildung 10:</b> Vergleich der Preiskomponente zwischen Endverbrauchstypen (2017)	28
<b>Abbildung 11:</b> Strompreisentwicklung nach Endverbrauchstypen (2007-2018)	28
<b>Abbildung 12:</b> Endverbrauch und Kostenverteilung nach EndverbraucherInnengruppen 2017	30
<b>Abbildung 13:</b> Endverbrauch und Ökostromkosten nach EndverbraucherInnengruppen 2017	30
<b>Abbildung 14:</b> Investitionen in die Netzinfrastruktur (2001-2017)	33
<b>Abbildung 15:</b> Durchschnittliche Industriestrompreise für unterschiedliche Verbrauchstypen in der EU (2017)	35
<b>Abbildung 16:</b> Strompreisentwicklung für Mittlere Industrien (2-20 GWh) in Österreich und Deutschland (2008-2018)	36
<b>Abbildung 17:</b> Strompreisentwicklung für Große Industrien (70-150 GWh) in Österreich und Deutschland (2008-2018)	37
<b>Abbildung 18:</b> Entwicklung der EEG-Umlage und der umlagerelevanten Letztverbrauche (2010-2017)	40

# TABELLENVERZEICHNIS

<b>Tabelle 1:</b> Tarifstruktur des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts für Wien _____	15
<b>Tabelle 2:</b> Kostentragung des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts _____	16
<b>Tabelle 3:</b> Aufkommen aus strombezogenen Steuern & Abgaben in Österreich (2017) _____	17
<b>Tabelle 4:</b> Mittelaufbringung und –Verwendung der OeMAG (2016-2019) _____	19
<b>Tabelle 5:</b> Ökostromförderbeiträge je Netzebene für 2019 _____	20
<b>Tabelle 6:</b> Typologie der EndverbraucherInnen (Daten: 2017) _____	25
<b>Tabelle 7:</b> Aggregierte Preisbelastung je Verbrauchskategorie und Preiskomponente (2017) _____	29
<b>Tabelle 8:</b> Szenarien im Stromsektor 2030 (in TWh) _____	32
<b>Tabelle 9:</b> Entwicklung des Unterstützungsvolumens und Marktpreises (2012-2030) _____	33
<b>Tabelle 10:</b> Ausgewählte strompreisrelevante Regelungen in Österreich und Deutschland im Vergleich _____	37

# ZUSAMMENFASSUNG

Neben internationalen Verpflichtungen hat sich Österreich mit der derzeit im Entwurf vorliegenden nationalen Klima- und Energiestrategie #mission2030 das Ziel gesetzt, den inländischen Endverbrauch im Jahr 2030 durch 100% inländisch erzeugten erneuerbaren Strom (bilanziell) zu decken. Im Jahr 2017 lag der Anteil erneuerbarer Energie aus inländischer Erzeugung am Endverbrauch bei rund 74%. Trotz des beständigen Anstiegs des Anteils erneuerbaren Stroms an der Stromerzeugung in der Vergangenheit birgt eine konsequente Verfolgung des #mission2030-Zieles enorme Herausforderungen, die nicht nur einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Stromproduktion notwendig machen, sondern auch zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur erfordern.

Da die Finanzierung dieses Ausbaus zum größten Teil von EndverbraucherInnen sichergestellt wird, stellt die Verteilung dieser Last zwischen unterschiedlichen Endverbrauchsgruppen eine zentrale Problemstellung dar, die die gesellschaftliche Akzeptanz der Transformation im Stromsektor und in weiterer Folge die Energiewende direkt beeinflusst. Die vorliegende Kurzstudie wirft neben der Beschäftigung mit der Frage zur Kostenverteilung einen Blick in die Transformation des Stromsektors zur Erreichung des #mission2030-Zieles. Darüber hinaus wird im Hinblick auf das wirtschaftspolitische Argument der Sicherung des Wirtschaftsstandortes ein Vergleich der Kostenbelastung von Industrieunternehmen in Österreich und Deutschland durchgeführt. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie kurz zusammengefasst.

In Bezug auf die Verbrauchs- und Kostenstruktur im österreichischen Stromsektor weisen die Ergebnisse der durchgeführten Studie insgesamt auf eine ungleiche Lastenverteilung zwischen EndverbraucherInnen hin, die aus einer strukturellen Bevorzugung von GroßabnehmerInnen resultiert. Der integrierten Betrachtung der einzelnen Strompreiskomponenten zufolge profitieren GroßverbraucherInnen nicht nur aufgrund ihrer Nachfragemacht von niedrigeren Großhandelspreisen am liberalisierten Strommarkt, sondern auch von den degressiv strukturierten Tarifen anderer Preiskomponenten, die von öffentlichen AkteurInnen sowie Regulativen bestimmt werden. Der Netzpreis ist bei energieintensiven EndverbraucherInnen wie mittleren und großen Industriebetrieben (NE 3-4) aufgrund des Kostenwälzungsprinzips deutlich niedriger als bei Haushalten (NE 7), die auf der untersten Netzebene positioniert sind und daher auch Netzkosten aller vorgelagerten Netzebenen tragen. Im Bereich der Ökostromförderung, die stark an die Netzpreislogik gekoppelt ist, zahlte der durchschnittliche Haushalt (NE 7, Verbrauch: 3.500 kWh/a) im Jahr 2016 3,43 Cent/kWh, während ein Industrieunternehmen (NE 3, Verbrauch: 55.000 MWh/a, Anschlussleistung: 12 MW) nur 0,67 Cent/kWh an Ökostromförderkosten zu zahlen hatte. Die Benachteiligung der Haushalte zeigt sich weiters an der Komponente Steuern und Abgaben, wo Haushalte alle Arten von Steuern und Abgaben zur Gänze zu entrichten haben, während andere Gruppen durch Rückgabevergütungen bei den aufkommensmäßig wichtigsten Bestandteilen (Umsatzsteuer und Energieabgabe) von dieser Last befreit sind. Die degressiven Tarifstrukturen einzelner Komponente münden in unterschiedliche Stromdurchschnittspreise, die zu einer ungleichen Verteilung der Lasten führen. Die Zusammenschau von Verbrauch und Kostenbelastung für das Jahr 2017 zeigt, dass die Haushalte bei knapp 25 %

Stromverbrauch 41 % der gesamten Stromkosten sowie 44 % der Ökostromförderkosten tragen. Die Industrie trägt hingegen nur 21 % der Stromkosten sowie 21 % der Ökostromförderkosten, obwohl sie rund 43 % der Strommenge bezieht.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie kurz zusammengefasst.

#### *Regulatorische Rahmenbedingungen des Strompreises*

- Die Strompreise setzen sich im liberalisierten europäischen Strommarkt aus den Komponenten Energiepreis, Netzpreis, Steuern & Abgaben sowie Ökostromförderung zusammen, welche von EndverbraucherInnen über die Stromrechnung zu entrichten sind. Diese Einnahmen gehen an unterschiedliche MittelempfängerInnen (Energilieferanten, Netzbetreiber, öffentliche Gebietskörperschaften und Betreiber von Erneuerbaren Energieanlagen). Während der Energiepreis u.a. von den Preisentwicklungen am liberalisierten Strommarkt geprägt ist, werden die übrigen Preiskomponenten primär von öffentlichen AkteurInnen sowie einer Reihe von Regulativen bestimmt.
- Die Energiepreise weisen zum Teil beträchtliche Unterschiede in Österreich auf. Insbesondere die EndabnehmerInnen mit großem Verbrauch (mittlere und große Industrieunternehmen) zahlen deutlich geringere Energiepreise als etwa Haushalte. Während die Industrie weitgehend zu Großhandels-Energiepreisen bezieht und somit auch deutlich von der Senkung der Großhandelspreise (2009-2017) profitiert hat, findet dies bei Haushalten im Vergleich zur Großindustrie nur in einem unterproportionalen Ausmaß statt.
- Aufgrund des Prinzips der Kostenwälzung zahlen EndverbraucherInnen auf den unteren Netzebenen neben den Beiträgen der eigenen Netzebene auch Netzkostenanteile aller vorgelagerten Netzebenen. Dies bedeutet, dass Haushalte – diese befinden sich auf der untersten Netzebene 7 – Beiträge der vollen Kostenwälzung tragen. Die große Industrie (vorwiegend auf Netzebene 3) zahlt hingegen nur die Anteile der Ebenen 1-3. Da der durchschnittliche Stromverbrauch mit der Höhe der Netzebene zunimmt, bedeutet dies: Je höher der Verbrauch, desto geringer ist der zu zahlende durchschnittliche Netzpreis. 2017 bestehen 77% des Netzentgeltes aus Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, wobei etwa 70% von NutzerInnen der untersten Netzebene 7, insb. von Haushalten, getragen wird. Mittlere und große Industrien (Netzebene 3 und 4) tragen hingegen nur 5% dieses Kostenblocks.
- Die Umsatzsteuer, die Energieabgabe sowie die KWK-Pauschale und die Gebrauchsabgabe sind die relevanten Bestandteile an den zu zahlenden Steuern im Rahmen des Strombezugs. Während die aufkommensmäßig wichtigsten Bestandteile – Umsatzsteuer sowie die Energieabgabe – voll von den Haushalten getragen werden, können sich andere Gruppen durch Rückvergütungsregelungen weitgehend von dieser Kostenlast befreien. In der Brutto-Perspektive – vor Berücksichtigung von Rückvergütungen – kommen etwa ein Drittel der Steuern und Abgaben von den Haushalten, und zwei Drittel von Nicht-Haushalten. Nach Berücksichtigung der Rückvergütung kehrt sich dieses Verhältnis um und die Haushalte erbringen rund zwei Drittel des Steuer- und Abgabenaufkommens. Insgesamt verringert sich das Einkommen aus Steuern und Abgaben für die öffentlichen Haushalte

durch die Rückvergütungsregeln um mehr als die Hälfte von rund 2,23 Mrd. € auf etwa 1,03 Mrd. € im Jahr 2017.

- Die Ökostromförderung ist eng an die Logik der Netzebenen bzw. des Netztarifes gekoppelt. Daher gilt grundsätzlich, wie schon im Bereich des Netzpreises: Je höher die Netzebene – und damit der Verbrauch – ist, umso geringer fällt der durchschnittliche Beitrag zur Aufbringung der Ökostromförderung aus. Im Jahr 2016 zahlt der durchschnittliche Haushalt (NE7, Verbrauch: 3.500 kWh/a) 3,43 Cent/kWh an Ökostromförderkosten, während ein Industrieunternehmen (NE3, Verbrauch: 55.000 MWh/a und Anschlussleistung: 12 MW) nur 0,67 Cent/kWh zu zahlen hatte.
- Insgesamt zeigt sich ein für Großabnehmer vorteilhaftes Bild aus der Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen. Industriebetriebe profitieren nicht zuletzt aufgrund ihrer Nachfragemacht von niedrigen Großhandelspreisen, aber auch deutlich vom aufgrund des Kostenwälzungsprinzips degressiv strukturierten Netztarif. Auch die Ökostromförderung folgt aufgrund ihrer engen Kopplung an die Netzlogik einem ähnlichen Muster. Im Bereich der Steuern & Abgaben werden bedeutende Rückvergütungsregelungen geltend gemacht.

#### *Endverbrauch und Kostenverteilung im Jahr 2017*

- Die höchsten durchschnittlichen Strompreise zahlten 2017 die Haushalte mit 19,43 Cent/kWh. Kleingewerbe und Landwirtschaft (ebenfalls NE7) bezahlten durchschnittlich 19,07 Cent/kWh. Sonstige KleinabnehmerInnen (NE6) wendeten mit 13,24 Cent bereits deutlich weniger pro kWh auf. Weitaus weniger als andere Endverbrauchstypen waren Industriebetriebe mit 8,62 Cent/kWh belastet, wobei der Nettowert unter Berücksichtigung abzugsfähigen Steuern und Abgaben bei lediglich 5,7 Cent/kWh lag.
- Die Kostenbelastung wich insbesondere bei Industriebetrieben und privaten Haushalten stark von ihren Endverbrauchsstrukturen ab. Mit dem anteilmäßig höchsten Verbrauch von 43% trug die Industrie nur lediglich 21% der gesamten Stromkosten 2017. Haushalte beglichen hingegen 41% der gesamten Stromkosten, obwohl sie nur 25% der abgegebenen Strommenge direkt bezogen. Ein Anteil von 44% der 2017 an die OeMAG bezahlten Ökostromförderung stammte von den Haushalten, 21% von der mittleren und großen Industrie.

#### *Abschätzung der zukünftigen Endverbrauchs- und Kostenentwicklung*

- Schätzungen zur (jährlichen) Stromnachfrage im Jahr 2030 reichen von 79 TWh bis zu knapp 88 TWh, wobei die aktuellste Studie der TU Wien aufgrund der zunehmenden Bedeutung der Sektorenkopplung (insb. E-Mobilität) am oberen Ende liegt. Mit Abzug der Mengen für Regel- und Ausgleichsenergie und für die Eigenerzeugung der Industrie (rund 6,3 TWh) sowie unter Berücksichtigung des jetzigen Stands der inländischen Erzeugungskapazitäten von rund 52 TWh (2017) ergibt sich ein notwendiger Zubau von rund 20 bis 30 TWh. Dies bedeutet einen durchschnittlichen Zubau von mind. 1,6 bis 2,5 TWh im Zeitraum 2018 bis 2030. Da der

durchschnittliche Zubau im letzten Jahrzehnt bei rund 0,5 TWh lag, bedeutet dies eine Mindeststeigerung um das Dreifache der derzeitigen jährlichen Erzeugungsmenge.

- Die von der OeMAG an die Ökostrom-AnlagebetreiberInnen ausbezahlten Fördermittel (Vergütungsvolumen) setzen sich zum Großteil aus dem Unterstützungsvolumen (von EndverbraucherInnen bezahlte Ökostromförderung) und Marktpreis zusammen. Erhöht sich der Marktpreis, resultiert daraus eine Senkung des Unterstützungsvolumens. Aufgrund dieser Logik spielt die zukünftige Entwicklung des Marktpreises für die Abschätzung der notwendigen Fördersumme eine bedeutende Rolle. Bei einer (bereinigten) Nachfragemenge von 81,7 TWh ergibt sich laut der aktuellen Studie von Resch et al. (2019) bei einem Low-Szenario (niedrige Strompreise) ein Förderbedarf von 1,327 Mrd. € (2017: 818 Mio. €). Gemäß dem Central-Szenario besteht im Vergleich zum derzeitigen Fördervolumen eine leichtere Steigerung des Förderbedarfs auf 976 Mio. €, und beim High-Szenario sinkt der Förderbedarf im Vergleich zu 2017 um 44% auf 457 Mio. €.
- Um neuen Anforderungen gerecht zu werden, sind ebenfalls im Netzbereich zusätzliche Netzinvestitionen von mind. 18,4 Mrd. € (im Maximal-Szenario 27,8 Mrd. €) für den Zeitraum 2018 bis 2030 notwendig. Bei einer linearen Umlegung dieser Gesamtsumme auf den genannten Zeitraum ergibt sich ein durchschnittlicher Investitionsbedarf von rund 1,5 Mrd. € pro Jahr. Im Vergleich dazu lagen die Netzinvestitionen 2001 bis 2017 zwischen 0,4 bis rund 0,9 Mrd. €.

#### *Internationaler Vergleich für Industrieunternehmen*

- Die durchschnittlichen Brutto-Industriestrompreise Österreichs liegen im Vergleich zu EU-28 derzeit unter dem Schnitt, während sie für den deutschen industriellen Stromverbrauch über diesem Schnitt liegen.
- Die Bruttostrompreise in Österreich und Deutschland zeigen deutliche Abweichungen, die seit 2008 bis 2017 ständig zunahmen. Die deutlichen Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland ändern sich jedoch bei einer differenzierten Betrachtung unter Berücksichtigung von Ausnahmeregelungen deutscher Industrieunternehmen. Zieht man die Mehrwertsteuer und weitere abzugsfähige Steuern und Abgaben ab, reduziert sich der Unterschied beträchtlich. Bei der Betrachtung des reinen Energie- und Netzpreises gleichen sich die Unterschiede aus.
- In Deutschland gibt es bei allen vier Strompreiskomponenten Ausnahmeregelungen, die die Preisbelastung energieintensiver Industrieunternehmen signifikant reduzieren. 2016 lag die Höhe der gewährten Ausnahmen nach Schätzungen bei rund 17 Mrd. €, welche auf andere StromverbraucherInnen sowie den öffentlichen Haushalt zu überwälzen waren. Dadurch kam es vor allem zu einer zusätzlichen Belastung privater Haushalte.

# 1. EINFÜHRUNG

Sowohl der wissenschaftliche Konsens als auch die darauf beruhenden politischen Zielsetzungen – von den „Pariser Klimaziele“ über die Zielsetzungen im Rahmen der EU-Klima- und Energiepolitik 2030 bis zur österreichischen #mission2030<sup>1</sup> – geben eine eindeutige Richtung zum Umbau des gegenwärtigen Energie- und Wirtschaftssystems vor, um den Klimawandel wirksam zu bekämpfen. Dazu wären massive und konzertierte Anstrengungen in zahlreichen Sektoren notwendig, einschließlich im Bereich Verkehr, Industrie, Landwirtschaft, Wärme- und Stromversorgung (CCCA 2019). Mit Blick auf den letzten Bereich müssten zur Erreichung der klimapolitischen Zielsetzungen insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energieträger weiter vorangetrieben und damit einhergehend auch die Netzinfrastruktur neu ausgerichtet werden, was zusätzliche Investitionen notwendig machen würde. Auch wenn diese Ziele in eine Reihe von Handlungsempfehlungen münden, stellt sich die Frage, wie die Lasten in der Umsetzung der Klimapolitik auf unterschiedliche Akteure verteilt werden (können).

Diese Lasten können insgesamt beträchtlich sein und müssten in einem relativ kurzen Zeitraum getragen werden. So ist nach den aktuellsten Berechnungen (Resch et al. 2019) von einem notwendigen Zubau von rund 30 TWh an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten bis 2030 auszugehen. Im vergangenen Jahrzehnt betrug die Kapazitätserweiterung hingegen nur rund 5 TWh. Die damit verbundene Transformation des Stromsystems erfordert auch deutlich mehr Netzinvestitionen. Kratena und Kollegen kommen in den aktuellsten Berechnungen auf notwendige Investitionen von mindestens 1,5 Mrd. € jährlich bis 2030 (Österreichs Energie 2018b), was eine deutliche Steigerung im Vergleich zu früheren Perioden (0,4-0,9 Mrd. €/a zwischen 2001 und 2017) darstellen würde.

Wie diese Lasten (z. B. zwischen den sozioökonomischen Gruppen von Haushalten, bzw. den Haushalten und den Industrie- und GewerbeverbraucherInnen) verteilt sind, beeinflusst auch die gesellschaftliche Akzeptanz des Umbaus im Stromsektor. Untersuchungen in Deutschland weisen darauf hin, dass die Zustimmungswerte zum Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion nach wie vor hoch sind, dass diese aber zurückgehen, wenn es bei BürgerInnen um persönliche finanzielle Beiträge geht (Andor et al. 2018). In diesem Zusammenhang werden vor allem die degressiven Wirkungen bzw. die Preisbelastung einkommensschwacher Haushalte sowie die ungleiche Verteilung der Lasten, die durch zahlreiche Ausnahmen der deutschen Industrie entstehen, diskutiert (AEE 2017).

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die gegenwärtige Belastung einzelner EndverbrauchskundInnen, die sich durch die individuellen Beiträge zum Ökostromausbau in der Stromrechnung zeigt, im österreichischen Stromsektor verteilt ist. Um dieser Fragen nachzugehen, werden in einem ersten Schritt die relevanten regulatorischen Grundlagen der Strompreiskomponenten (Energiepreis, Netzpreis, Steuern & Abgaben, Ökostromförderung) übersichtsmäßig dargestellt. Dies ist

---

<sup>1</sup> Derzeit (August 2019) ist die Klima- und Energiestrategie Österreichs (von der bis Mai 2019 bestehende österreichische Bundesregierung mit dem Hashtag „#mission2030“ versehen) – trotz der Dringlichkeit wirksamer Klimapolitiken und der internationalen Verpflichtungen Österreichs – nach wie vor in Verhandlung und öffentlicher Diskussion. Von vielen ExpertInnen als unzureichend bezeichnet, werden die in dieser Strategie enthaltenen Vorgaben und Szenarien als Diskussionsgrundlage im Rahmen dieser Untersuchung verwendet, um so eng wie möglich an bestehende Dokumente anknüpfen zu können.

für ein besseres Verständnis der Struktur und Entwicklung der Preisbelastung unterschiedlicher EndnutzerInnen notwendig, unter Berücksichtigung allfälliger Sonderregelungen sowie von Preisnachlässen.

Darauf aufbauend wird eine Bestandsaufnahme für den österreichischen Stromsektor durchgeführt. Dabei wird der Verbrauch unterschiedlicher EndnutzerInnen ihrer Preisbelastung gegenübergestellt. Hier wird sowohl die aktuelle Struktur als auch die historische Entwicklung des Verbrauchs sowie der Preisbelastung in Österreich im letzten Jahrzehnt dargestellt. Der Verbrauch sowie die durchschnittliche Preisbelastung werden für vier Endverbrauchstypen dargestellt: (i) Haushalte, (ii) Kleingewerbe und Landwirtschaft, (iii) sonstige KleinabnehmerInnen sowie (iv) Industrie (mittlere und große Industriebetriebe).

Im Anschluss wird mit Blick auf die notwendige Transformation des Stromsektors ein Vergleich zwischen den aktuell getätigten Investitionen und den zur Erreichung der Pariser Klimaziele notwendigen Investitionen angestellt. Erstere umfassen insbesondere Investitionen im Bereich erneuerbarer Energie sowie der Netzinfrastruktur, während zweitere aus unterschiedlichen Szenario-Rechnungen (Referenzjahr 2030) aus der Literatur hergeleitet werden können.

Schließlich folgt im letzten Kapitel ein Vergleich, der die Preisbelastung von österreichischen Industrie-Unternehmen insbesondere der Situation in Deutschland gegenüberstellt. Dies soll eine fundierte Basis für die weitere Diskussion vor dem Hintergrund des wirtschaftspolitischen Arguments der Sicherung des Wirtschaftsstandortes liefern.

Die vorliegende Kurzstudie baut auf vorhandenen statistischen Erhebungen der für den Stromsektor maßgeblichen Institutionen auf. Dazu zählen insbesondere Datengrundlagen und Erhebungen sowie Auswertungen der E-Control (Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Wien), der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG (OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Wien) sowie ergänzend dazu Daten der Statistik Austria. Darüber hinaus werden die vorhandene Literatur, insb. aus Österreich und Deutschland, sowie Rechtsquellen für die Kontextualisierung sowie die Interpretation der Ergebnisse herangezogen.

Für die Betrachtung der Preisbelastung privater Haushalte werden ausschließlich die direkten Zahlungen der Haushalte herangezogen; eine ökonomische Betrachtung in Form einer Inzidenzanalyse (ökonomische Kostentragung) kann im Rahmen dieser Kurzstudie nicht erfolgen.

### 3. REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

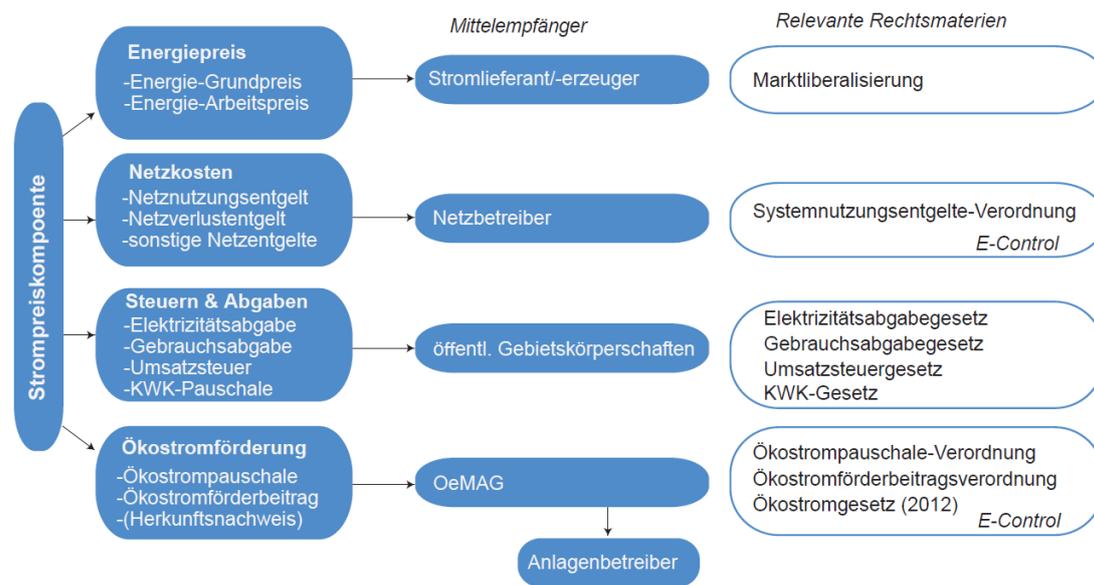
Seit dem EU-Beitritt Österreichs hat die europäische Liberalisierungspolitik dazu geführt, dass die vormals bestehenden Monopole auf den jeweils nationalen Strommärkten aufgebrochen und Teil eines zunehmend integrierten europäischen Strommarktes wurden (Schneider et al. 2015). Die zugrundeliegende Idee dahinter war (und ist), dass zunehmender marktlicher Wettbewerb in diesen Bereichen der Daseinsvorsorge zahlreiche Vorteile für die NutzerInnen mit sich bringen würde, insb. günstigere Preise und bessere Qualität sowie Wahlfreiheit der NutzerInnen im Hinblick auf den Bezug von Strom einer breiten Palette von Energielieferunternehmen (Florio 2013). Nachdem es sich bei der Strom-Infrastruktur um natürliche Monopole handelt, mussten im Zuge der Marktschaffung zahlreiche Regeln neu gefasst, Institutionen geschaffen sowie tiefe Eingriffe in die Branchenstruktur vorgenommen werden. Insbesondere mussten die vormals im Rahmen öffentlicher Monopolisten integrierten Bereiche entflochten werden (sog. Entbündelung, „Unbundling“), sodass die Netzinfrastuktur von anderen Wertschöpfungsstufen (insb. Erzeugung) getrennt wurde.

Zentrale Akteurin, um den Wettbewerb und die damit assoziierten Vorteile eines liberalisierten Strommarkts herzustellen und zu überwachen, ist eine eigens geschaffene Regulierungsbehörde. In Österreich übernimmt die „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft“ (im Folgenden E-Control) diese Funktionen, die seit 2011 als Anstalt öffentlichen Rechts auf Basis der §§ 2 und 43 des Energie-Control Gesetzes organisiert ist und eine vom Bund kontrollierte Einheit des Sektor Staats darstellt. Sie stellt die zur Umsetzung der Liberalisierung notwendigen Regelwerke auf und implementiert diese. Übergeordnetes Ziel ist die Herstellung des Wettbewerbs mit dem Ziel, volkswirtschaftliche Effizienz unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit sicherzustellen. Dies kann ex-ante, indem vorab entsprechende Rahmenbedingungen für den Wettbewerb festgelegt werden, oder auch ex-post erfolgen, indem zum Beispiel Wettbewerbsverstöße verfolgt werden (Energie-Control-Gesetz 2010).

Eine weitere wichtige Akteurin ist die OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG), ein Gemeinschaftsunternehmen im Eigentum von Banken, Energie- und Industrieunternehmen. Die zentrale Aufgabe der OeMAG ist die Abwicklung der Ökostromförderung. Sie fördert Ökostromanlagen vor allem mittels sogenannten Einspeisetarifen (fixe garantierte Strom-Abnahmepreise über einen fixen Zeitraum) bzw. in geringem Ausmaß auch durch Investitionszuschüsse. Die dafür notwendigen Mittel lukriert sie vorwiegend aus der – von den EndverbraucherInnen über die jeweilige Stromrechnung bezahlten – Ökostromförderung sowie über Einnahmen aus dem Verkauf der abgenommen Ökostrommenge am Markt.

Im einem solcherart liberalisierten Strommarkt setzt sich die Höhe des Strompreises aus verschiedenen Komponenten zusammen, welche von unterschiedlichen Regulierungen beeinflusst werden (siehe **Abbildung 1**). Dazu zählen:

- Energiepreis;
- Netzpreis;
- Steuern & Abgaben; sowie
- Ökostromförderung<sup>2</sup>.



**Abbildung 1:** Strompreisbestandteile, MittellempfängerInnen und relevante Rechtsmaterien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2019

Dabei ist auch ersichtlich, dass die einzelnen Bereiche unterschiedlich dicht geregelt sind und unterschiedlichen Governance-Mechanismen unterliegen. So ist beispielsweise der Energiepreis von den Entwicklungen am liberalisierten europäischen Strommarkt geprägt, während die anderen Preisbestandteile von unterschiedlichen öffentlichen AkteurInnen bestimmt werden.

Die schematische Abbildung zeigt auch die zentralen Mittelflüsse und -empfänger auf, die aus der Begleichung der Stromrechnung durch die EndverbraucherInnen resultieren. Der anteilige Energiepreis landet bei den StromlieferantInnen, der Netzpreis geht an die BetreiberInnen der Netzinfrastruktur, die

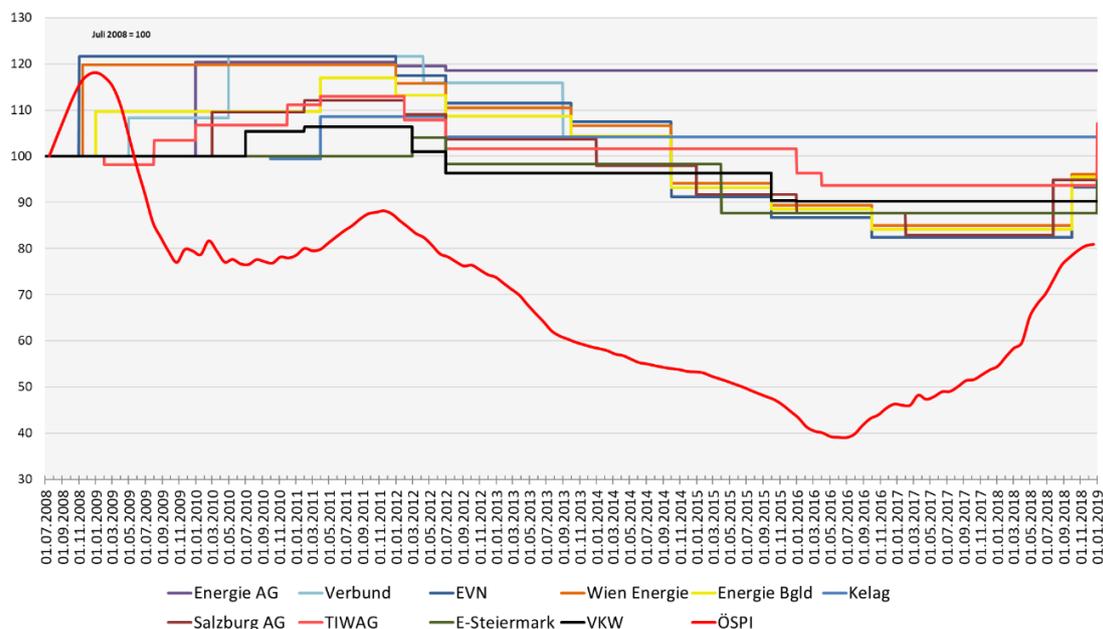
<sup>2</sup> Häufig wird der Beitrag zur Ökostromförderung nicht als eigener Preisbestandteil, sondern als Unterpunkt der Kategorie „Steuern & Abgaben“ geführt (siehe etwa die entsprechende Darstellung der E-Control). Da dieser Beitrag aber nicht Teil der von Gebietskörperschaften eingehobenen Steuern und damit auch nicht Teil der Abgabenquote ist (Auskunft Statistik Austria) und der Mittelkreislauf einer anderen Logik als etwa bei der Umsatzsteuer oder der Energieabgabe folgt, ist eine separate und ökonomisch korrekte Darstellung in der vorliegenden Untersuchung sinnvoll.

Steuern & Abgaben werden von den Gebietskörperschaften (Bund, Land, Gemeinde) eingehoben, und die Beiträge zur Ökostromförderung fließen an die OeMAG, die sie über die unterschiedlichen Förderinstrumente an die BetreiberInnen von geförderten Ökostromanlagen verteilt.

## Energiepreis

Die Energiepreise werden von den StromlieferantInnen selbst festgelegt und bestehen häufig aus zwei Komponenten, einem fixen – d.h. verbrauchsunabhängigen – Energie-Grundpreis sowie dem variablen Energie-Verbrauchspreis (auch Energie-Arbeitspreis genannt), der in Cent pro Kilowattstunde (Cent/kWh) angeführt wird und mit dem tatsächlichen Verbrauch in Kilowattstunden multipliziert wird.

Die Energiepreise in Österreich weisen zum Teil beträchtliche Unterschiede auf, was nicht zuletzt durch die abgenommene Menge, aber auch durch den jeweils zugrundeliegenden Energieerzeugungsmix, erklärbar ist. Wie im Abschnitt 0 noch genauer zu zeigen sein wird, werden die Großhandels-Energiepreise im liberalisierten Strommarkt in unterschiedlichem Ausmaß an EndverbraucherInnen weitergereicht (E-Control 2018: 150). Einen Hinweis darauf liefert **Abbildung 2**, in der die Entwicklung des Großhandelspreises (als Referenz dient hier der von der Österreichischen Energieagentur entwickelte „Österreichische Strompreisindex ÖSPI“) mit jener von durchschnittlichen Haushaltspreisen der Landesenergieversorger (die für die überwiegende Zahl der Haushalte relevant sind) seit 2008 verglichen wird. Dabei wird ersichtlich, dass sich die Reduktion der Großhandelspreise nur in einem unterproportionalen Ausmaß bei den Haushalten wiederfindet. Wie weiter unten noch gezeigt wird, sieht dies für andere Nachfragegruppen, insbesondere für die Großindustrie, anders aus.



**Abbildung 2:** Indexierte Strom-Energiepreise (Arbeitspreis netto) der beobachteten Landes-Stromversorger inkl. ÖSPI (bis 31.12.2018)

Quelle: AK Wien 2019

## Netzpreis

Der Netzpreis deckt die Kosten für die Übertragung und Verteilung des Stroms von den Erzeugern über die Netzinfrastruktur zu den EndverbraucherInnen ab. Die NetzbetreiberInnen erhalten folglich den Netzpreis als Kostenabgeltung für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb der Netzinfrastruktur sowie allfälliger Netzverluste (E-Control 2019). Der Regulator legt jährlich mittels Verordnung (Systemnutzungsentgelte-Verordnung) fest, wie hoch die unterschiedlichen Netzkostenpositionen ausfallen. Im Folgenden sind diese kurz angeführt.

- **Netznutzungsentgelt:** Dieses Entgelt dient der Kostendeckung des Netzbetreibers für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems. Es besteht aus einem fixen Grundpreis und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis.
- **Netzverlustentgelt:** Netzverluste von Netzbetreibern bei der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie werden mit dem Netzverlustentgelt ersetzt.
- **Entgelt für Messleistungen:** Dieses Entgelt dient der Deckung von Kosten des Netzbetreibers bei der Errichtung, beim Betrieb von Mess- und Zähleinrichtungen, bei der Eichung und Ablesung der Zählerstände. Der Regulator legt maximal zulässige Höchstpreise fest.
- **Anschlussentgelte (Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt)** werden zur Kostendeckung des Netzanschlusses und Netzzutrittskosten eingehoben.
- **Systemdienstleistungsentgelte** sind von EinspeiserInnen zu entrichten, die eine Anschlussleistung von mehr als 5 MWh aufweisen.
- **Darüberhinausgehende sonstige Entgelte**, insb. für Mahnungen, Ab- und Einschaltungen sowie Zählerstandablesungen oder Zwischenabrechnungen auf Wunsch des/der Nutzers/in, sind ebenfalls mit einem fixen Entgelt vom Regulator festgelegt.

Die hinsichtlich des Aufkommens wichtigsten Netzentgelte werden vom Regulator differenziert nach zwei Dimensionen festgelegt: nach der Netzebene und dem Netzgebiet. Die Unterteilung der Netzinfrastruktur in sieben sog. „Netzebenen“ folgt vorrangig der Logik unterschiedlicher Spannungsniveaus, die von Höchstspannung (Netzebene 1) bis zur Niederspannung (Netzebene 7) reichen. Auf der untersten Ebene 7 befinden sich die privaten Haushalte sowie das Kleingewerbe und die meisten landwirtschaftlichen Betriebe, während etwa große Industriebetriebe häufig auf Netzebene 3 angesiedelt sind. Die Unterscheidung nach Netzgebieten (auch Netzbereiche) ist räumlich motiviert und resultiert in 14 geografischen Regionen.

Netzebene	Spannungsniveau	EndverbraucherInnen	Netznutzungsentgelt		Netzverlustentgelt (Cent je kWh)
			Grundpreis (€ je kW p.a.)	Verbrauchspreis (Cent je kWh)	
NE 1	380 kV und 220 kV <b>(Höchstspannung)</b>	-	-	-	-
NE 2	Umspannung von 380 kV und 220 kV auf 110 kV	-	-	-	-
NE 3	110 kV <b>(Hochspannung)</b>	Große / Mittlere Industrie	33,60	0,43	0,053
NE 4	Umspannung von 110 kV auf 10 kV bis 30 kV	Große / Mittlere Industrie	38,28	0,63	0,066
NE 5	10 kV bis 30 kV <b>(Mittelspannung)</b>	Großer Gewerbebetrieb, Kleine Industrie	45,72	1,09	0,083
NE 6	Umspannung von 10 kV bis 30 kV auf 400 V	Mittlerer Gewerbebetrieb, große Geschäftslokale	46,68	1,50	0,181
NE 7*	400 V <b>(Niederspannung)</b>	Haushalte, Kleingewerbe, Landwirtschaft, Sonstige	30 € p.a. (pauschal)	3,69	0,336

**Tabelle 1:** Tarifstruktur des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts für Wien

\* Für NE 7 ist hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nur der Tarif „NE 7 (ohne Leistungsmessung)“ angeführt, da sich die Tarife für „NE 7 (Unterbrechbare)“ sowie „NE 7 (mit Leistungsmessung)“ unwesentlich unterscheiden.  
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2016a; Wiener Netze 2019.

Für das Verständnis des Netzpreises ist weiters das Prinzip der „Kostenwälzung“<sup>3</sup> maßgeblich. Es besagt, dass die Kosten von der obersten Netzebene anteilig bis zur untersten weitergereicht werden. Anders formuliert bedeutet dies, dass NetznutzerInnen auf den unteren Ebenen nicht nur die sie jeweils betreffende Netzebene mit ihren Beiträgen finanzieren, sondern auch Anteile an den Netzkosten aller vorgelagerten (übergeordneten) Netzebenen tragen. Ein Industriebetrieb auf Netzebene 3 zahlt nur für die anteiligen Netzkosten der Netzebenen 1-3, während ein privater Haushalt auf Netzebene 7 Beiträge im Rahmen der vollen Kostenwälzung trägt. Dies zeigt sich exemplarisch in **Tabelle 1**, die die Tarifstruktur für das Netzgebiet Wien darstellt. Je höher die Netzebene, desto geringer ist der durchschnittlich zu zahlende Netzpreis je kWh. Berücksichtigt man, dass der durchschnittliche Stromverbrauch mit der Höhe der Netzebene zunimmt, resultiert daraus ein degressiver Tarifverlauf. Je höher der Verbrauch eines/r Endverbraucher/in ist, desto geringer ist der durchschnittlich zu zahlende Netzpreis.

Den anteilmäßig weitaus größten Teil am Aufkommen der Netzentgelte, die an die Netzbetreiber gehen, macht das Netznutzungsentgelt sowie das Netzverlustentgelt aus. Im Jahr 2016 betrug diese laut Aufzeichnungen der E-Control 1.512 Mio. € bzw. 110 Mio. €. Das entspricht in etwa 77% des gesamten Aufkommens aus den Netzentgelten von 2.090 Mio. €. Der Rest entfiel auf die Mess- und Anschlussentgelte mit jeweils rund 8% sowie auf die von größeren EinspeiserInnen zu entrichtenden Systemdienstleistungsentgelte mit etwa 6% (Fürst 2018: 6).

**Tabelle 2** verdeutlicht nochmals die Lastenverteilung des größten Blocks der Netzkosten (Netznutzungs- und –verlustentgelt) auf Basis des Prinzips der Kostenwälzung. Auf die unterste Netzebene 7 entfallen

<sup>3</sup> §7 (1) Z35 EIWOG 2010 definiert den Begriff wie folgt: Kostenwälzung ist „ein kalkulatorisches Rechenverfahren, welches angewendet wird, um einem Verbraucherkollektiv die Kosten jener Anschlussnetzebene, an der es direkt angeschlossen ist, sowie die Kosten aller darüber liegenden Netzebenen anteilig zuzuordnen“.

rund 70% der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte, wovon der größte Teil von Haushalten getragen wird. Die großen und mittleren Industrien auf Netzebene 3-4 tragen etwas mehr als 5% dieser Kosten, während die mittleren und großen Gewerbebetriebe sowie Kleinere Industrien knapp 25% tragen.

Netzebene	EndverbraucherInnen	Kostentragung (in %) (Netznutzungs und –verlustentgelt)
NE 3	Große / Mittlere Industrie	2,4%
NE 4	Große / Mittlere Industrie	3,0%
NE 5	Großer Gewerbebetrieb, Kleine Industrie	14,0%
NE 6	Mittlerer Gewerbebetrieb, große Geschäftslokale	10,3%
	<b>Gesamt</b>	<b>70,3%</b>
NE 7	<i>Haushalte (nicht gem.)</i>	<i>45,0%</i>
	<i>Kleingewerbe (nicht gem.)</i>	<i>7,7%</i>
	<i>Landwirtschaft (nicht gem.)</i>	<i>2,0%</i>
	<i>Sonstige (nicht gem.)</i>	<i>0,3%</i>
	<i>(gemessen)</i>	<i>12,2%</i>
	<i>Haushalte (unterbrechbare)</i>	<i>3,1%</i>

**Tabelle 2:** Kostentragung des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis E-Control 2017: 22

## Steuern & Abgaben

Eine weitere wesentliche Komponente des Strompreises bilden die Steuern und Abgaben, die von den öffentlichen Gebietskörperschaften (Bund, Land, Gemeinde) eingehoben werden. Dazu zählen folgende Steuern und Abgaben:

- **Energieabgabe:** Der Bund besteuert den Verbrauch und die Lieferung elektrischer Energie auf Basis des Elektrizitätsabgabegesetzes (StF: BGBl. Nr. 201/1996, idF: BGBl. I Nr. 64/2014). Der Steuersatz beträgt 1,5 Cent/kWh und ist somit verbrauchsabhängig und linear. Eine Ausnahme besteht aufgrund des Energieabgabenvergütungsgesetzes 2004 für energieintensive Betriebe, die sich die ursprünglich bezahlte Energieabgabe vom Finanzamt auf Antrag rückvergüten lassen können.
- **Gebrauchsabgabe:** Von einigen Gemeinden wird eine Abgabe für Nutzung öffentlichen Grunds und Bodens und des darüber befindlichen Luftraums beispielsweise für Stromnetze vorgeschrieben. Sie ist gemäß §16(1) Z.13 Finanzausgleichsgesetz 2017 in wesentlichen Elementen landesgesetzlich geregelt (Ausnahme Burgenland und Vorarlberg). Inwiefern und in welcher Höhe diese kommunale Abgabe eingehoben wird, obliegt den betroffenen Gemeinden. Laut E-Control wird die Gebrauchsabgabe in Wien, Salzburg und einigen Gemeinden Tirols sowie der Steiermark direkt auf der Stromrechnung ausgewiesen. In den übrigen Gebieten wird sie in den Netznutzungstarif inkludiert (E-Control 2019a).
- **KWK-Pauschale (Kraft-Wärme-Kopplung):** Zur Förderung von KWK-Anlagen wurde das KWK-Gesetz (StF: BGBl. I Nr. 111/2008, idF: BGBl. I Nr. 27/2015) erlassen. Die KWK-Pauschale ist von allen ans öffentliche Netz angeschlossenen EndverbraucherInnen zu zahlen und wird von den NetzbetreiberInnen an die OeMAG abgeliefert, die diese Mittel im Auftrag des Bundesministeriums

für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) zur KWK-Förderung verwendet. Die (jährliche) KWK-Pauschale variiert nach Netzebene und ist derzeit (bis 2020) folgendermaßen je Zählpunkt festgelegt:

- Netzebene 1-4: 4.950,00 €
- Netzebene 5: 745,00 €
- Netzebene 6: 43,00 €
- Netzebene 7: 1,25 €

- **Umsatzsteuer (20% Umsatzsteuer auf sämtliche Preisbestandteile):** Bei vorsteuerabzugsberechtigten EndverbraucherInnen ist diese Position ein „Durchläufer“. Daher wird in internationalen Preisvergleichen – z. B. in der Energiepreisstatistik für Industriebetriebe von Eurostat – die Umsatzsteuer nicht berücksichtigt.

In **Tabelle 3** ist das gesamte Aufkommen der Gebrauchsabgabe, der KWK-Pauschale sowie der Umsatzsteuer und der Energieabgabe für das Jahr 2017 abgebildet. Neben dem aggregierten Jahresvolumen erfolgt auch eine differenzierte Darstellung nach Endverbrauchsgruppen. Zusätzlich ist auch die Vergütung der Energieabgabe für energieintensive Betriebe dargestellt, die in Ermangelung genauerer Aufzeichnungen auf einer Schätzung des Bundesministeriums für Finanzen beruht. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Volumen in geringem Ausmaß (weniger als 10%) Rückvergütungen für energieintensive Betriebe auf anderer Basis als Strom – nämlich Gas, Kohle und Mineralölprodukte – enthalten sind (Kletzan-Slamanig und Köppl 2016).

Angaben in Mio. €	Haushalte	Nicht-Haushalte	Gesamt
Gebrauchsabgabe	24	31	55
KWK-Pauschale	7	7	14
Energieabgabe (brutto)	220	662	882
Rückvergütung Energieintensive Betriebe	0	-400 <sup>a</sup>	-400
Energieabgabe (netto)	220	268	482
Umsatzsteuer (brutto)	474	805	1.279
Vorsteuerabzug	0	-805	-805
Umsatzsteuer (netto)	474 <sup>b</sup>	0	474
<b>Steuern &amp; Abgaben (brutto)</b>	<b>725</b>	<b>1505</b>	<b>2.230</b>
<b>Steuern &amp; Abgaben (netto)</b>	<b>725</b>	<b>306</b>	<b>1.031</b>

**Tabelle 3:** Aufkommen aus strombezogenen Steuern & Abgaben in Österreich (2017)

<sup>a</sup> Schätzung BMF 2018 – Förderungsbericht 2017;

<sup>b</sup> Durch die Befreiung einkommensschwacher Haushalte von Teilen der Ökostromförderung verringert sich der anteilige Umsatzsteuerbeitrag der Haushalte näherungsweise um einen einstelligen Millionenbetrag.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Statistik Austria 2019 - Steuerliste; OeMAG 2016 und 2018; E-Control Daten 2019

In der Brutto-Perspektive kommen etwa ein Drittel der Steuern und Abgaben von den Haushalten, und zwei Drittel von Nicht-Haushalten. In der Netto-Betrachtung (bei Berücksichtigung der Rückvergütung der Energieabgabe und des Vorsteuerabzugs) kehrt sich dieses Verhältnis um, und die Haushalte bringen rund zwei Drittel des Steuer- und Abgabenaufkommens auf. Insgesamt verringert sich das Aufkommen aus Steuern und Abgaben für die öffentlichen Haushalte durch die Rückvergütungsregeln um mehr als die Hälfte von rund 2,23 Mrd. € auf etwa 1,03 Mrd. €.

## Ökostromförderung

Mit der Förderung von Ökostrom soll durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit geleistet werden. Dabei wird auch ein technologie- bzw. innovationspolitischer Schwerpunkt verfolgt, indem die Marktreife von erneuerbaren Technologien gefördert wird (Ökostromgesetz 2012 StF: BGBl I Nr. 75/2011, idF: BGBl. I Nr. 42/2019). Die Förderung soll insbesondere auch Anreize bieten, um die vielfältigen Verzerrungen am liberalisierten Strommarkt und die daraus resultierenden negativen externen Effekte zu adressieren (Baumgartner und Schmidt 2018).<sup>4</sup>

Vor diesem Hintergrund wurde ein eigenes Förderregime entworfen, dessen zentrale Schaltstelle die 2006 gegründete OeMAG ist, die mit der operativen Abwicklung der Förderung beauftragt ist. Sie ist per Gesetz verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu festen Preise abzunehmen, solange die dafür vorgesehenen finanziellen Mittel vorhanden sind.

Der Finanzierungskreislauf der OeMAG setzt sich wie folgt zusammen: Die Einnahmen speisen sich im Wesentlichen<sup>5</sup> aus der von den EndverbraucherInnen bezahlten Ökostromförderung (gem. Ökostromgesetz 2012 bestehend aus Ökostrompauschale (§ 45) und Ökostromförderbeitrag (§48)) sowie den Einnahmen aus dem Verkauf der abgenommen Ökostrommenge am Markt. Auf der Ausgaben-Seite sind die ausbezahlten Fördermittel an Ökostrom-AnlagenbetreiberInnen der mit Abstand größte Posten. Daneben fallen noch kleinere Ausgaben an, u.a. Kosten für die Beschaffung von Ausgleichsenergie, für die Technologiefördermittel der Länder, sowie für sonstige administrative und finanzielle Aufwendungen der OeMAG (siehe **Tabelle 4**).

Die von den EndverbraucherInnen direkt bezahlte Ökostromförderung wird auch als Unterstützungsvolumen bezeichnet. Die an die Ökostrom-AnlagenbetreiberInnen ausbezahlten Fördermittel werden als Vergütungsvolumen bezeichnet. **Tabelle 4** zeigt die Entwicklung der zentralen Komponenten der Mittel-Aufbringung und Mittel-Verwendung des Ökostromförderkreislaufs. Dabei wird auch ersichtlich, dass ein höherer Marktpreis für den von der OeMAG abgenommenen und weiterverkauften Ökostrom das Unterstützungsvolumen reduziert, zumal die Einnahmen aus dem

---

<sup>4</sup> Es kann im Rahmen dieser Kurzstudie auf die vielfältigen direkten und indirekten Förderungen der fossilen Energieproduktion und des –verbrauchs nicht eingegangen werden. Verzerrungen auf den Energiemärkten wären aus ökonomischer Sicht günstiger und effizienter durch eine Reduktion umweltschädlicher Förderungen erzielbar.

<sup>5</sup> Ein geringer zusätzlicher Anteil kommt aus den Erlösen des Verkaufs von Herkunftsnachweisen.

Verkauf der abgenommenen Ökostrommengen dadurch steigen und somit den direkten Förderbedarf reduzieren.

	2016	2017	2018	2019
<b>Ausgaben</b>				
Förderungen (Vergütungsvolumen)	1.071	1.036	1.105	1.199
Ausgleichsenergie	113	84	54	39
Fördermittel für Technologie	7	7	7	7
Sonst. Aufwendungen	98	-49	-92	-171
<b>Gesamte Ausgaben</b>	<b>1.289</b>	<b>1.078</b>	<b>1.074</b>	<b>1.073</b>
<b>Einnahmen</b>				
Verkauf von Ökoenergie am Markt (Marktpreis)	322	281	327	477
Verkauf Herkunftsnachweise	5	9	10	8
Ökostromförderung (Unterstützungsvolumen)	962	788	736	588
Einnahmen Ökostrompauschale	322	320	280	277
Einnahmen Ökostromförderbeitrag	640	467	457	312
<b>Gesamte Einnahmen</b>	<b>1.289</b>	<b>1.078</b>	<b>1.074</b>	<b>1.073</b>

**Tabelle 4:** Mittelaufbringung und –Verwendung der OeMAG (2016-2019)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis „Gutachten Ökostromförderbeitrag“ verfügbar unter [https://news.wko.at/news/oesterreich/Begutachtungen\\_Energie.html](https://news.wko.at/news/oesterreich/Begutachtungen_Energie.html)

Die Höhe der Ökostrompauschale sowie des Ökostromförderbeitrags wird durch Verordnung festgelegt. Beide Komponenten sind von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen EndverbraucherInnen zu entrichten<sup>6</sup>. Die Ökostrompauschale ist ein zu zahlender Pauschalbetrag, der nach Netzebene variiert. Er wird für drei Jahre im Vorhinein durch Verordnung des/der Bundesministers/in für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft festgelegt (Ökostrompauschale-Verordnung 2018, BGBl. II Nr. 382/2017). Die aktuell gültige Verordnung sieht folgende nach Netzebene gestaffelten Tarife für die Ökostrompauschale je Zählpunkt vor:

- Netzebene 1-4: 90.287,70 €
- Netzebene 5: 13.414,17 €
- Netzebene 6: 825,49 €
- Netzebene 7: 28,38 €

Zusätzlich hat der/die WirtschaftsministerIn jährlich im Vorhinein einen Ökostromförderbeitrag zu verordnen, der als prozentueller Aufschlag auf die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte errechnet wird.

<sup>6</sup> Für einkommensschwache Haushalte gibt es die Möglichkeit, sich von der Zahlung teilweise befreien zu lassen. Bis vor kurzem galt eine vollständige Befreiung von der Ökostrompauschale sowie eine teilweise Befreiung vom Ökostromförderbeitrag (Selbstbehalt von 20 Euro). Mit der Novelle des Ökostromgesetzes im März 2019 (idF: BGBl. Nr 42/2019) wurde auch der Selbstbehalt gestrichen.

Dabei wird zuerst der Gesamtbetrag der aufzubringenden Mittel für den Ökostromförderbeitrag ermittelt, indem man den gesamten Ausgaben der OeMAG die restlichen Einnahmen gegenüberstellt – der sich ergebenden Fehlbetrag muss durch Einnahmen aus dem Ökostromförderbeitrag abgedeckt werden. Dieser Fehlbetrag wird dann auf die prognostizierten Netznutzungs- und Netzverlustentgelte für das entsprechende Jahr bezogen und ergibt somit den prozentuellen Aufschlag auf die besagten Netzentgelte.

Auf Basis dieser Berechnungsmodelle wurde für das Kalenderjahr 2019 der zu entrichtende Ökostromförderbeitrag mit 16,24% des österreichweit durchschnittlichen, je Netzebene zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelts gemäß der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) festgelegt (§1 Ökostromförderbeitragsverordnung 2019). Dies ist differenziert in **Tabelle 5** dargestellt.

Netzebene	Netznutzungsentgelt		Netzverlustentgelt
	Leistung (€ je kW p.a.)	Arbeit (Cent je kWh)	Cent je kWh
NE 1	1,624	0,042	0,010
NE 2	1,624	0,042	0,010
NE 3	5,701	0,115	0,016
NE 4	7,234	0,150	0,017
NE 5	6,377	0,174	0,017
NE 6	6,725	0,260	0,017
NE 7*	4,902 € je Zpkt.	0,690	0,046

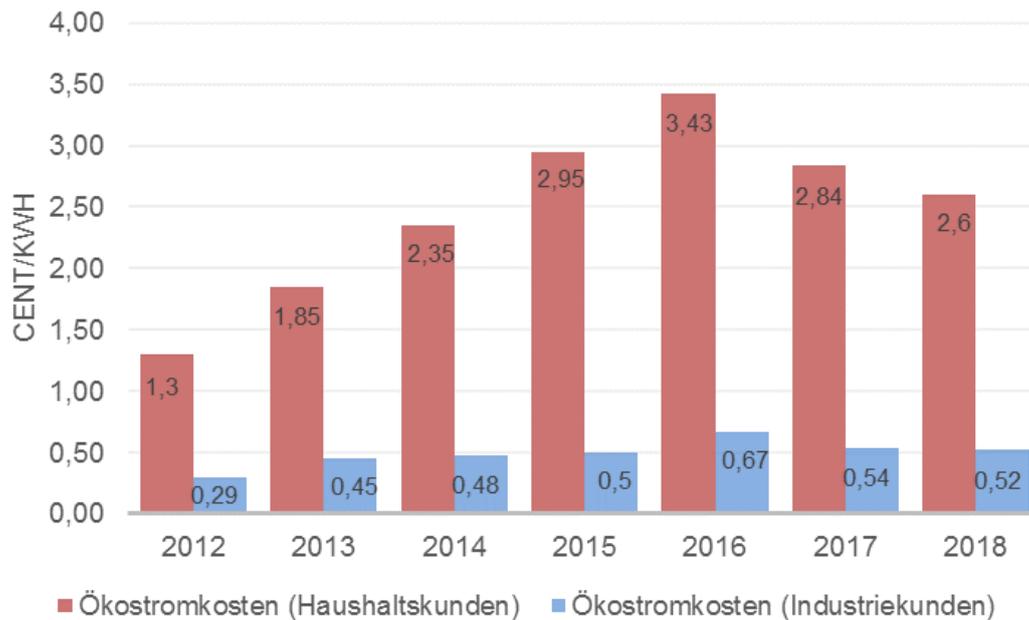
**Tabelle 5:** Ökostromförderbeiträge je Netzebene für 2019

\* Für NE 7 ist hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nur der Tarif „NE 7 (ohne Leistungsmessung)“ angeführt, da sich die Tarife für „NE 7 (Unterbrechbare)“ sowie „NE 7 (mit Leistungsmessung)“ unwesentlich unterscheiden.

Quelle: Ökostrombeitragsverordnung 2019, idF: BGBl. II Nr. 345/2018

In **Abbildung 3** ist die unterschiedliche Belastung durch die Ökostromförderung für einen typischen Haushalt (Jahresverbrauch 3.500 kWh) jenem eines Industriekunden auf Netzebene 3 (55.000 MWh Jahresverbrauch bei einer Anschlussleistung von 12 MW) gegenübergestellt.

Dies illustriert die unterschiedlich starke Preisbelastung je kWh, die ihren Höhepunkt 2016 erreichte, in welchem der durchschnittliche Haushalt mit 3,43 Cent rund das Fünffache je kWh im Vergleich zu einem Industrieunternehmen bezahlen musste. Seither hat sich die Belastung durch Tarifänderungen wieder reduziert.



**Abbildung 3:** Kosten der Ökostromförderung für einen typischen Haushalts- und Industrieabnehmer (2012-2018)

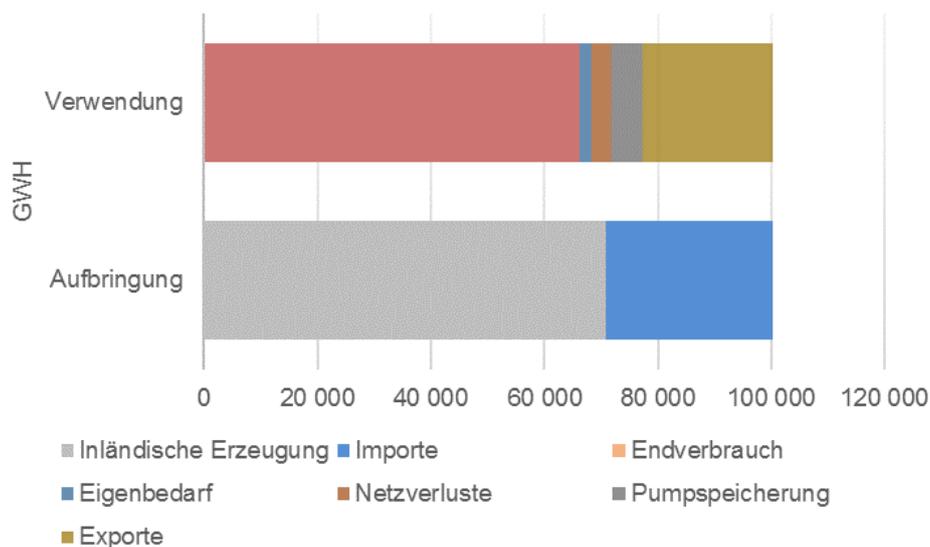
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2018a: 44

Aus dieser kurzen Darstellung ist ersichtlich, dass es deutliche Unterschiede in der Tarifstruktur der Ökostromförderung gibt. Diese sind im Wesentlichen durch die Kopplung an die Logik der Netzebenen bzw. des Netztarifes bedingt. Grundsätzlich gilt daher wie schon im Bereich des Netzpreises: **Je höher die Netzebene – und damit der Verbrauch – ist, umso geringer fällt der durchschnittliche Beitrag zur Aufbringung der Ökostromförderung aus.**

## 4. DIE STROMERZEUGUNG IN ÖSTERREICH IM ÜBERBLICK

Die eingangs erwähnten politischen Zielsetzungen erfordern, dass der Endverbrauch in Österreich im Jahr 2030 durch inländisch erzeugten erneuerbaren Strom (bilanziell) gedeckt wird. Um den dafür notwendigen Pfad einordnen zu können, wird im folgenden Kapitel die Struktur im österreichischen Stromsektor überblicksmäßig dargestellt.

Die Elektrizitätsbilanz in **Abbildung 4** stellt die Beziehung zwischen Herkunft („Aufbringung“) und Verwendung elektrischer Energie in Österreich im Jahr 2017 dar. Die gesamte Aufbringung erreichte rund 100.000 GWh, wovon rund 71.000 GWh durch inländische Erzeugung und die verbleibenden 29.000 GWh durch Stromimporte aufgebracht wurden. Definitionsgemäß standen auf der anderen Seite der Bilanz Verwendungen in gleicher Höhe. Der Hauptanteil der Verwendung fiel auf den Endverbrauch<sup>7</sup>, der etwa 66.000 GWh ausmachte und sich entsprechend auf die verschiedenen Endverbrauchsgruppen aufteilt (detaillierter dazu Kapitel 0). Etwa 23.000 GWh wurden exportiert (=Verwendung im Ausland), während die verbleibenden 11.000 GWh auf die Verwendungskomponenten Speicherung, Netzverluste sowie Eigenverbrauch der Kraftwerke entfielen.



**Abbildung 4:** Elektrizitätsbilanz 2017

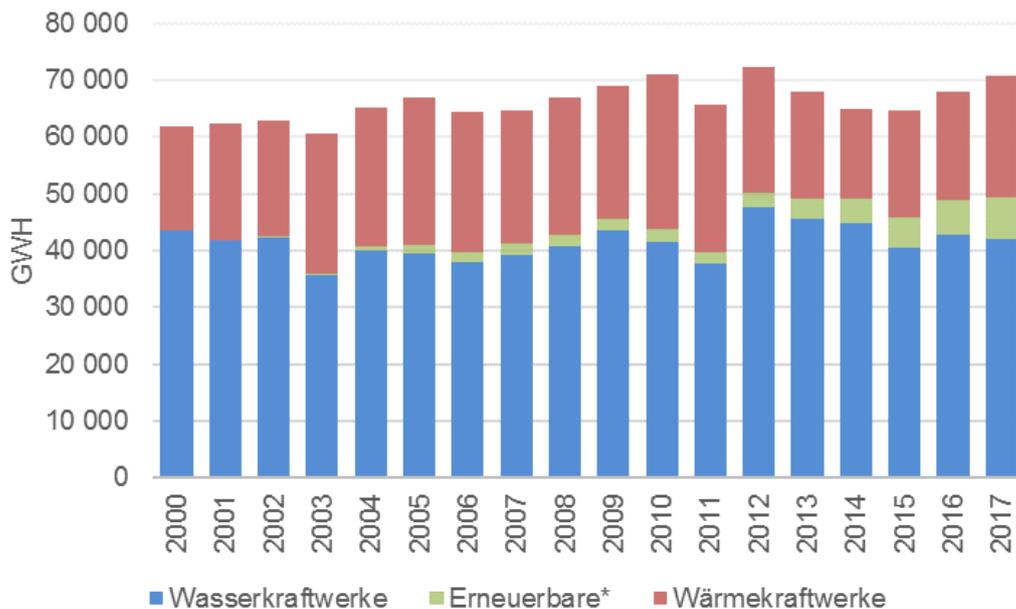
Endverbrauch = an EndverbraucherInnen abgegebene Menge + Eigenerzeugung Industrie

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BMNT 2018:20

**Abbildung 5** zeigt die Entwicklung der inländischen Stromerzeugung seit dem Jahr 2000. Traditionell wird ein Großteil der österreichischen Stromerzeugung durch (große) Wasserkraftwerke bereitgestellt. Im

<sup>7</sup> Dieser Endverbrauch enthält auch die Eigenerzeugung durch die Industrie, die im Jahr 2017 etwa 8.600 GWh ausmachte. Die relevante Bezugsgröße ist die an sogenannte „Abgabe an EndverbraucherInnen“, die man durch das Abziehen dieses Eigenerzeugungsanteils erhält. Sie betrug folglich 58.800 GWh im Jahr 2017.

Jahr 2017 entfielen von den etwa 71.000 GWh aus inländischer Erzeugung rund 42.000 GWh auf Strom aus Wasserkraft. Die Stromerzeugung aus Wärmekraft machte rund 21.000 GWh aus, während die restliche Menge, etwas mehr als 7.000 GWh, aus sonstigen erneuerbaren Energieträgern, insbesondere Wind, Biomasse und Photovoltaik, stammte. Abstrahiert man von den üblichen saisonalen Schwankungen der Wasserkraft, bleibt ihr Anteil an der inländischen Erzeugung stabil, während jener aus Wärmekraftwerken in den letzten Jahren konstant zurückgeht. Parallel dazu erfolgt eine stetige Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

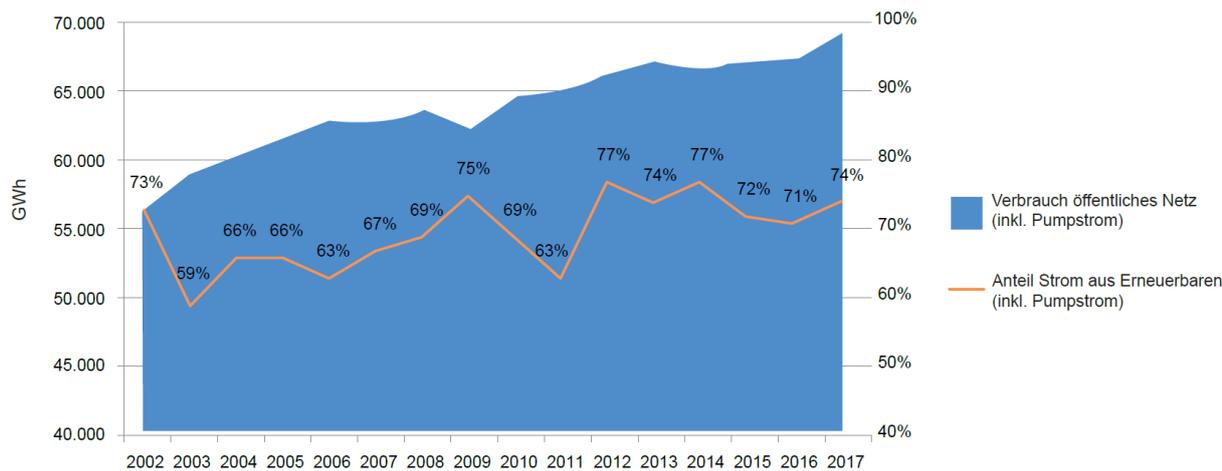


**Abbildung 5:** Inländische Erzeugung nach zentralen Erzeugungsarten (2000-2017)

\* Wind, PV, Biomasse, Geothermie

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2018b: 27

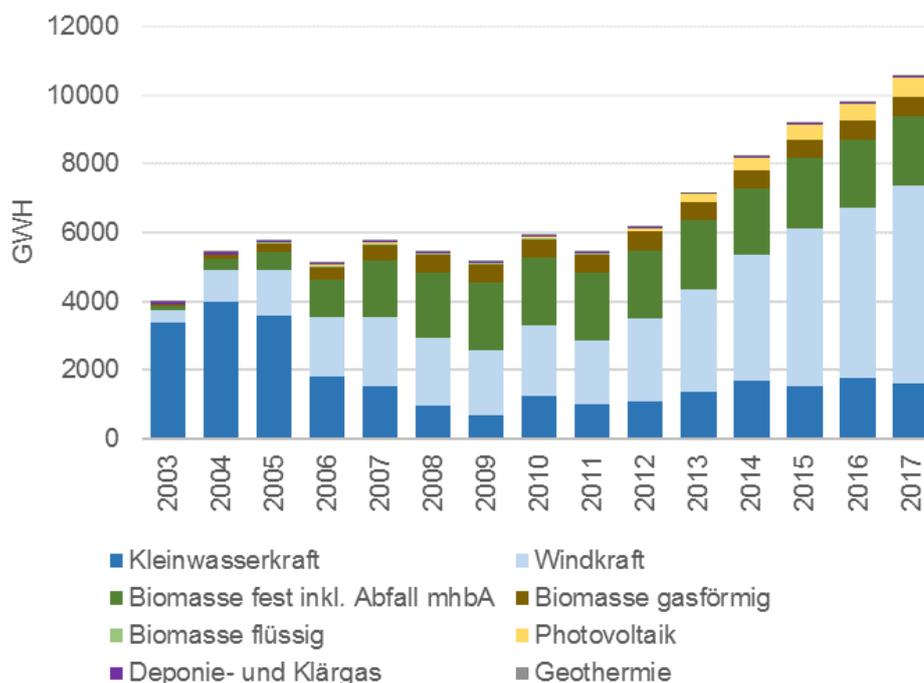
**Abbildung 6** liefert Hinweise darauf, wie weit man in Österreich von der politischen Festlegung entfernt ist, den inländischen Verbrauch zu 100% aus erneuerbarer inländischer Erzeugung (national, bilanziell) bis 2030 zu decken. Aus der **Abbildung 6** ist eine beständige Zunahme der Abgabe an EndverbraucherInnen ersichtlich. Der Anteil des erneuerbaren Stroms aus inländischer Erzeugung weist im Zeitraum von 2002 bis 2017 eine allgemein steigende Tendenz auf, jedoch sind in dieser Zeitspanne einige Schwankungen zu beobachten. Im Jahr 2017 betrug der Anteil erneuerbarer Energie aus inländischer Erzeugung nach ersten Auswertungen rund 74% in Bezug auf den Endverbrauch inklusive Pumpstrom. Aufgrund von Strommengen aus sonstigen Kraftwerken (< 10 MW), die erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden, ergibt sich hierbei eine gewisse Unschärfe. Jedoch ist für 2017 der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren auf dem Niveau von 2013 (74%) zu berechnen (E-Control 2018a: 17).



**Abbildung 6:** Anteil erneuerbarer Energien aus inländischer Erzeugung am Stromverbrauch (2009-2017)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2018a: 17

**Abbildung 7** zeigt schließlich ein detaillierteres Bild der Zusammensetzung der geförderten Ökostrommenge seit 2003. Neben dem bereits erwähnten Anstieg der geförderten Menge auf mehr als 10.000 GWh im Jahr 2017 sticht besonders die Zunahme von gefördertem Strom aus Windkraftanlagen im letzten Jahrzehnt ins Auge. Die abgenommene Strommenge aus unterschiedlichen Biomasse-Anlagen blieb im selben Zeitraum relativ stabil, während die Bedeutung von Ökostrom aus Photovoltaik-Anlagen zunahm.



**Abbildung 7:** Abgenommene Ökostrommengen durch die OeMAG (2003-2017)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2019b

## 5. STATUS QUO: ENDVERBRAUCH UND KOSTENBELASTUNG

Im folgenden Abschnitt werden der Endverbrauch und die Kostenbelastung im österreichischen Stromsektor nach unterschiedlichen Kategorien von EndverbraucherInnen dargestellt. Dabei wird die Struktur im letzten verfügbaren Jahr (2017) dargestellt, sowie die zeitliche Entwicklung seit 2001. Aufgrund einer Umstellung in der statistischen Erhebung ab 2016 ist die Vergleichbarkeit in einzelnen Bereichen mit früheren Jahren nur bedingt möglich<sup>8</sup>.

Für die Analyse des Endverbrauchs sowie der Kostenbelastung wurden auf Basis der Daten der E-Control vier Gruppen von EndverbraucherInnen gebildet. Diese sind in **Tabelle 6** in ihren wesentlichen Merkmalen charakterisiert. Auf der untersten Netzebenen 7 befinden sich im Jahr 2017 neben den etwa 4 Mio. Haushalten (mit ca. 4,98 Mio. Zählpunkten) noch rund 500.000 KleinverbraucherInnen aus dem Gewerbe und der Landwirtschaft mit rund 688.000 Zählpunkten. Ihr durchschnittlicher Jahresverbrauch (knapp 4 MWh/ZPkt) unterscheidet sich um beinahe den Faktor 10 von den rund 114.000 sonstigen Kleinabnehmern (v.a. mittlere Gewerbebetriebe und große Geschäftslokale) auf Netzebene 6 mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 42 MWh je Zählpunkt. Die vierte Kategorie bildet die mittlere und große Industrie auf Ebene 3-5 mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von rund 378 MWh je Zählpunkt, wobei der durchschnittliche Verbrauch von großen Industriebetrieben bei rund 533 MWh und mittleren Industriebetrieben bei rund 239 MWh je Zählpunkt liegt.

Kategorie	Netzebene	Anzahl		Verbrauch GWh p.a.	Durchschnittlicher Verbrauch MWh je ZPkt p.a.
		KundInnen	Zählpunkte		
Haushalte	7	3.993.782	4.980.460	14.643	3
Kleingewerbe, Landwirtschaft	7	494.547	687.872	2.669	4
Sonstige Kleinabnehmer	6	113.723	385.154	16.187	42
Industrie (Mittlere + Große)	3-5	1.293	68.061	25.704	378

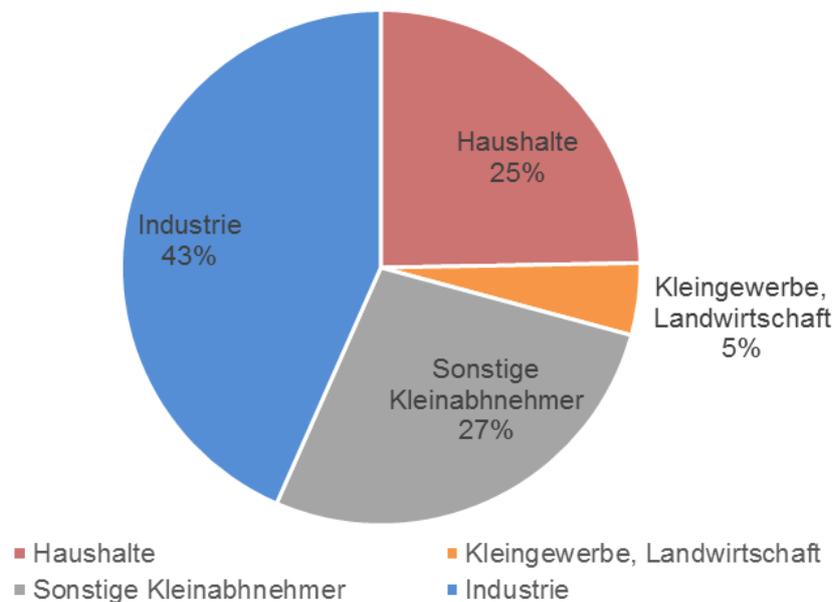
**Tabelle 6:** Typologie der EndverbraucherInnen (Daten: 2017)

Quelle: Eigene Darstellung aus Basis E-Control Daten 2019

<sup>8</sup> Während bis 2015 die Zuordnung zu den VerbraucherInnenkategorien getrennt für jeden Zählpunkt erfolgt, werden alle Zählpunkte eines/r Verbrauchers/in der dazugehörigen Kategorie zugeordnet. Unterschieden wird bei der neuen Methodik, welche aufgrund von Änderungen im Bereich der europäischen Energie- und Preisstatistiken erfolgt, zwischen Haushalten und Nicht-Haushalten. Die bisherigen Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe werden nun den Nicht-Haushalten zugerechnet. Weiters kommt es zu Verschiebungen der Zählpunkte von sonstigen KleinkundInnen und Kleinindustrie hin zur mittleren Industrie und von unterbrechbaren Zählpunkten zu den Haushalten (E-Control 2019c).

## Endverbrauch

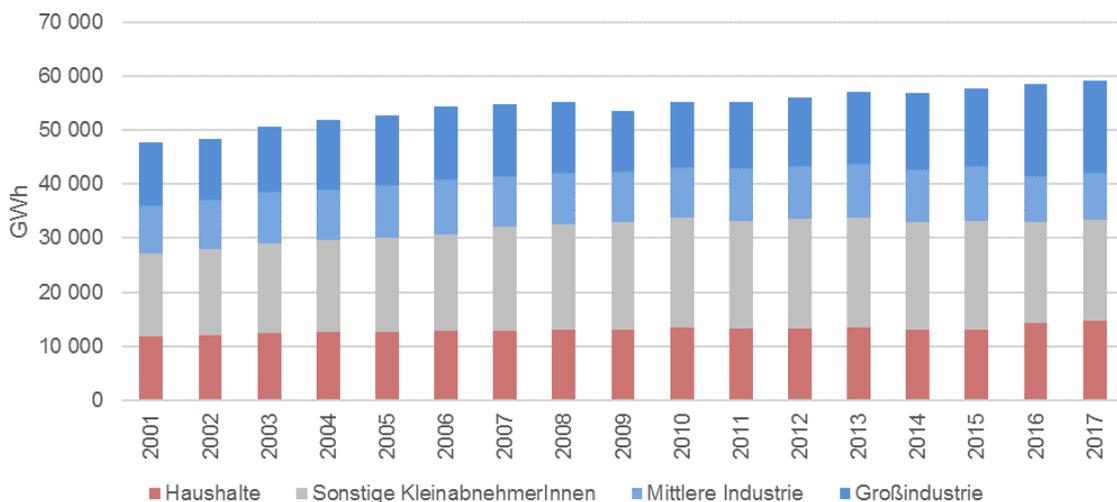
Wie in **Abbildung 8** deutlich erkennbar ist, wird der größte Teil von rund 43% der im öffentlichen Netz abgegebenen Strommenge im Jahr 2017 von der Industrie verbraucht, wobei beinahe 30% auf die Großindustrie entfällt. Im Gegensatz dazu verbrauchten die Haushalte nur rund 25%. Die Gruppe der kleinen Gewerbe- sowie landwirtschaftlichen Betriebe waren 2017 für rund 5% und die Gruppe sonstiger KleinabnehmerInnen für etwa 27% des Verbrauchs verantwortlich.



**Abbildung 8:** Stromabgabe an EndverbraucherInnen (2017)

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis E-Control Daten 2019

**Abbildung 9** zeigt den Stromverbrauch nach Endverbrauchstypen seit 2001. Die Verbrauchsentwicklung des Endverbrauchstyps „Kleingewerbe und Landwirtschaft“ kann aufgrund der fehlenden Daten nicht im Zeitverlauf dargestellt werden. Daher sind sie in dieser Darstellung der Gruppe „sonstiger KleinabnehmerInnen“ zugeordnet. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die Anteile der einzelnen Gruppen relativ stabil über die Zeit sind. Einen temporären Rückgang gab es aufgrund der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/09 bei der Großindustrie zu verzeichnen. Ansonsten entwickeln sich die Zuwächse bei den einzelnen Verbrauchstypen ähnlich zur allgemeinen Steigerung des Stromverbrauchs. Die Änderungen von 2015 auf 2016 sind weitgehend den eingangs erwähnten Änderungen in der statistischen Erfassung geschuldet.



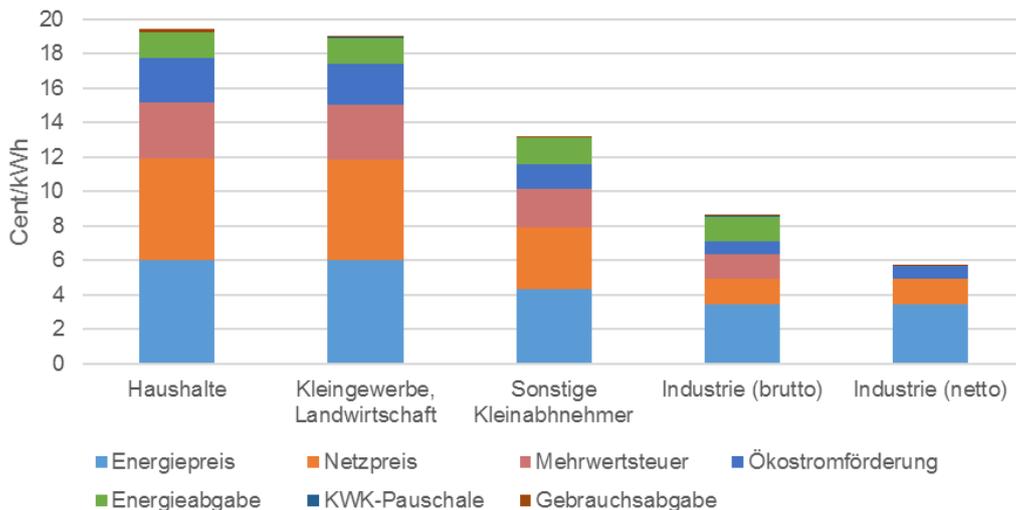
**Abbildung 9:** Entwicklung des Stromverbrauchs nach VerbraucherInnenkategorien (2001-2017)

Quelle: Eigene Darstellung Basis E-Control Daten 2019

## Preisbelastung

**Abbildung 10** bildet die unterschiedlichen Preisbestandteile (Energie, Netz, Steuern & Abgaben sowie die Ökostromförderung) je kWh und Endverbrauchstyp für das Jahr 2017 ab. Die höchsten durchschnittlichen Preise zahlen demnach Haushalte (19,43 Cent je kWh), während die Industrie die niedrigsten Preise zahlt (8,62 Cent je kWh brutto). Dazwischen liegen kleinere Gewerbe und landwirtschaftliche Betriebe (19,07 Cent je kWh) sowie die Gruppe der sonstigen KleinabnehmerInnen (13,24 Cent je kWh). Berücksichtigt man weiters die abzugsfähigen Steuern und Abgaben (Mehrwertsteuer und Energieabgabe), beträgt der Nettopreis für Industriebetriebe nur rund 5,70 Cent je kWh. Was schon in Kapitel 2 bei der Erläuterung der einzelnen Preiskomponenten angedeutet wurde, wird hier in der Zusammenschau klar erkenntlich – ein degressiver Tarifverlauf, bei dem höherer Verbrauch in niedrigeren Durchschnittskosten resultiert. Diese Anreizstruktur ist im Lichte der Energie- und Klimadebatte durchaus problematisch.

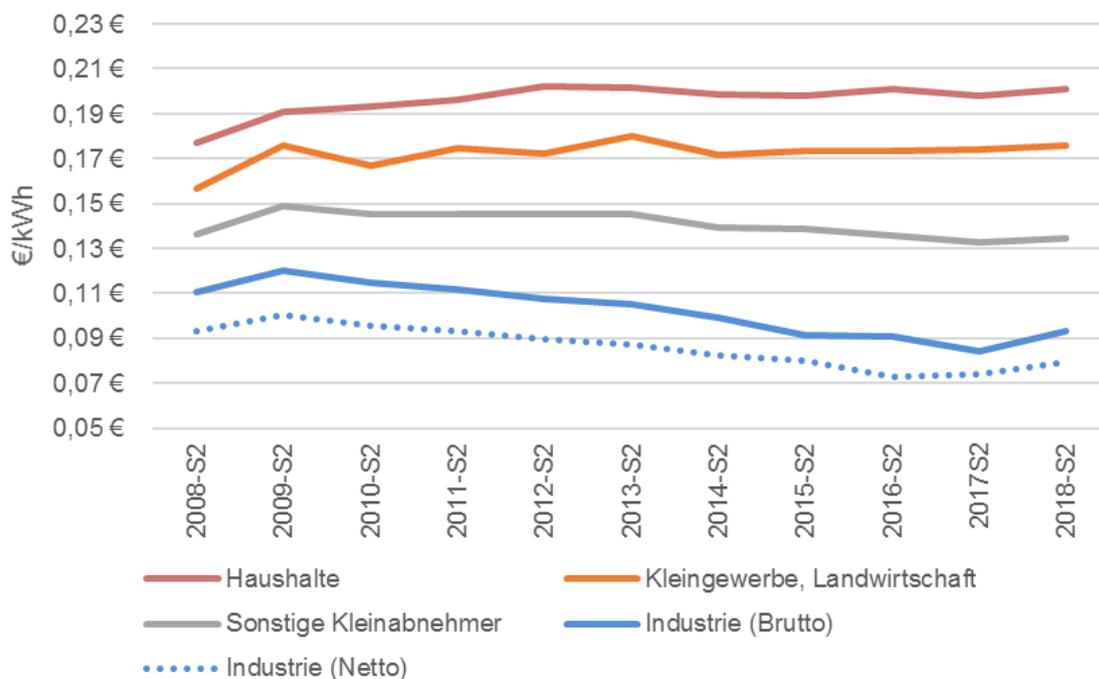
Von den niedrigen Großhandels-Energiepreisen profitieren im liberalisierten Strommarkt vorwiegend große AbnehmerInnen, nicht zuletzt aufgrund ihrer Nachfragemacht (oligopsonistische Marktstruktur). Der Netzpreis ist aufgrund des Prinzips der Kostenwälzung im Wesentlichen degressiv vorstrukturiert und die Ökostromförderung folgt aufgrund ihrer tariflichen Bindung an die Netzlogik einem ähnlichen Muster. Im Bereich der Steuern und Abgaben gibt es mit der Energieabgabe eine Mengensteuer, die jede verbrauchte Einheit gleich stark belastet – allerdings muss hier berücksichtigt werden, dass die Industrie durch die Energieabgaberückvergütung entlastet wird. Die Umsatzsteuer bildet den wichtigsten Bestandteil der Steuern und Abgaben und aufgrund ihres prozentuellen Aufschlags auf alle anderen Bestandteile des Strompreises fällt der zu tragende Anteil je kWh auch hier bei den Haushalten am höchsten aus. Bei der Industrie und bei vielen anderen gewerblichen AbnehmerInnen ist diese Position aufgrund ihrer Vorsteuerabzugsberechtigung ohnehin nur ein „Durchläufer“. Daher wurde dieser um die Umsatzsteuer und die Energieabgabe bereinigte Preis für die Industrie ebenfalls dargestellt.



**Abbildung 10:** Vergleich der Preiskomponente zwischen Endverbrauchstypen (2017)

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis E-Control Daten 2019

Die Entwicklung der Strompreise nach unterschiedlichen Verbrauchstypen ist in **Abbildung 11** dargestellt. Die Preise enthalten dabei alle Preisbestandteile, d.h. auch sämtliche Steuern und Abgaben. Für die Industrie wurde zusätzlich auch eine Netto-Perspektive (ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben) ergänzt. Insgesamt zeigt sich, dass die Strompreise für die Haushalte sowie für Kleingewerbe und Landwirtschaft im letzten Jahrzehnt gestiegen sind. Insbesondere für IndustrieabnehmerInnen sind sie hingegen gesunken, auch für sonstige KleinabnehmerInnen sind sie zumindest moderat gesunken.



**Abbildung 11:** Strompreisentwicklung nach Endverbrauchstypen (2008-2018)

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung auf Basis Eurostat 2019 [nrg\_pc\_204]

**Tabelle 7** zeigt die errechnete Kostenbelastung für die einzelnen EndverbraucherInnen auf Basis des durchschnittlichen Verbrauchs und der durchschnittlichen Preise im Jahr 2017. Dabei wird nochmals die bereits weiter oben angesprochene unterschiedliche Lastenteilung aufgrund der Tarifstruktur sichtbar. Die betrifft insbesondere den Netzpreis, wo die Haushalte etwa 863 Mio. von den 1.997 Mio. tragen. Ähnlich verhält es sich im Bereich der Ökostromförderung, wo Haushalte etwa 375 Mio. der rund 857 Mio. aufbringen. Im Bereich der Steuern und Abgaben stechen die zwei große Blöcke Mehrwertsteuer und Energieabgabe hervor, wo insbesondere die Industrie auf Erstattungs- und Rückvergütungsregelungen zurückgreifen kann.

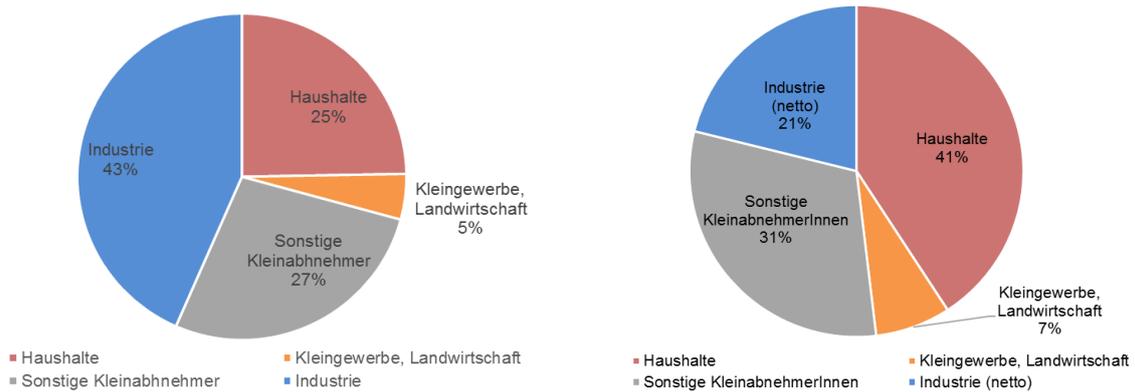
Kategorie	Energiepreis	Netzpreis	Steuern & Abgaben			Ökostromförderung
			Mehrwertsteuer	Energieabgabe	Rest	
Mio. € / %						
Haushalte	882	863	474	220	31	375
Kleingewerbe und Landwirtschaft	162	156	85	40	4	63
Sonstige KleinabnehmerInnen	697	587	357	243	20	239
Industrie (mittlere+große)	887	391	363	380	14	181
<b>Gesamt</b>	<b>2.628</b>	<b>1.997</b>	<b>1.279</b>	<b>882</b>	<b>69</b>	<b>857</b>

**Tabelle 7:** Aggregierte Preisbelastung je Verbrauchskategorie und Preiskomponente (2017)

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis E-Control Daten 2019

## Zusammenschau Endverbrauch & Preisbelastung

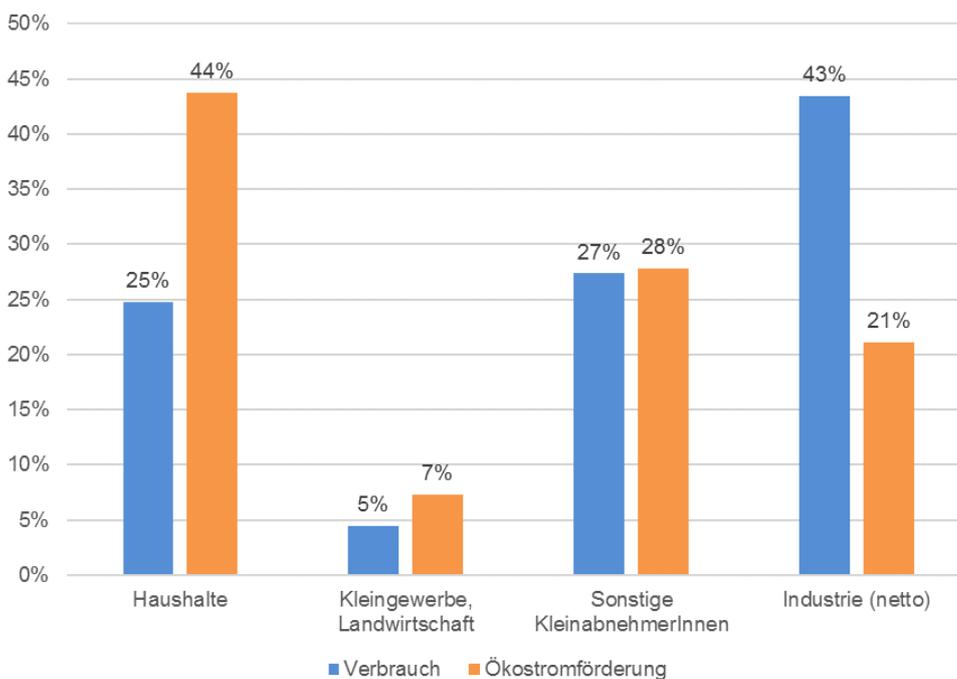
In **Abbildung 12** ist schließlich die Kostenbelastung dem Endverbrauch je VerbraucherInnenkategorie für das Jahr 2017 gegenübergestellt. Hier wird deutlich, dass die Kostentragung im Sinne der Kostenbelastung deutlich von der Endverbrauchsstruktur abweicht. Während die Industrie rund 43% verbraucht, trägt sie netto nur etwa 21% der Gesamtkosten. Die Haushalte hingegen verbrauchen knapp 25% des Stroms, tragen aber rund 41% der Kosten. Die Landwirtschaft trägt bei einem Verbrauch von rund 5% mehr als 7% zu den Gesamtkosten bei. Bei den sonstigen KleinabnehmerInnen beträgt der Anteil an den Gesamtkosten 28% bei einem Verbrauch von 27%.



**Abbildung 12:** Endverbrauch und Kostenverteilung nach EndverbraucherInnengruppen 2017

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis E-Control 2019

**Abbildung 13** stellt die Endverbrauchsstruktur der Kostenbelastung für die Ökostromförderung gegenüber und verdeutlicht die unterschiedliche Belastung der vier Endverbrauchsgruppen. Obwohl die privaten Haushalte nur ein Viertel der gesamten Stromabgabe im öffentlichen Netz verbrauchen, wurden sie im Jahr 2017 mit 44% der gesamten Ökostromkosten belastet. Die Industrie hingegen muss trotz des hohen Gesamtverbrauchs von 43% nur 21% an Ökostromkosten aufbringen. Die Haushalte tragen somit einen überproportionalen Anteil zur Subvention der Errichtung sowie des Betriebs der erneuerbaren Anlagen bei. Da neben der Steigerung der Energieeffizienz der Ausbau erneuerbarer Energien eine wichtige Säule der Energiewende darstellt (A&W Blog 2017), muss die Frage über eine faire Kostenverteilung zwischen unterschiedlichen Endverbrauchsgruppen diskutiert werden.



**Abbildung 13:** Endverbrauch und Ökostromkosten nach EndverbraucherInnengruppen 2017

## 6. ABSCHÄTZUNG DER ZUKÜNFTIGEN ENDVERBRAUCHS- UND KOSTENENTWICKLUNG

Im Folgenden werden zum einen die unterschiedlichen Szenarien zur Transformation des Stromsektors im Kontext der #mission2030 überblicksmäßig dargestellt. Zum anderen werden Schätzungen zur Kostenentwicklung, die mit diesem Umbau im Bereich Erzeugung und Netzinfrastruktur verbunden werden, präsentiert.

### Szenarien im Stromsektor bis 2030

In den letzten Jahren wurden zahlreiche Studien erstellt, die unterschiedliche Szenarien für die Erreichung der eingangs angesprochenen Zielsetzungen – 100% erneuerbare Energie aus inländischer Erzeugung bezogen auf den inländischen Endverbrauch (national, bilanziell) – enthalten. Wesentliche Ergebnisse sind in **Tabelle 8** zusammengefasst. Insgesamt reichen die Schätzungen der inländischen Stromnachfrage im Jahr 2030 von rund 79 TWh bis zu knapp 88 TWh. Bei einer Fortschreibung des Verbrauchsmusters aus der Periode 2005-2016 würde sich im „Business as Usual“-Szenario ein Verbrauch von etwa 81 TWh ergeben. Das aktuellste Szenario ist auch gleichzeitig jenes mit der höchsten Nachfrageprognose von Resch et al. (2019). Dabei wurde mit Ausnahme des Bereichs Verkehrs (insb. Zunahme durch E-Mobilität) die Entwicklung in den anderen Bereichen fortgeschrieben.

Für die Erreichung der #mission2030-Ziele ist allerdings nicht diese geschätzte Stromnachfrage relevant, denn die Mengen für Regel- und Ausgleichsenergie sowie die Eigenerzeugung der Industrie sind hier herauszurechnen. In Ermangelung einer genaueren Festlegung dieser Strommengen wird die Schätzung aus dem „Fahrplan 2030“ von Österreichs Energie (2018a) in der Höhe von rund 6,3 TWh herangezogen.

Ausgehend vom Stand der inländischen Erzeugungskapazitäten aus erneuerbarer Produktion (normalisiert) von rund 52 TWh im Jahr 2017 ergibt sich ein notwendiger Zubau, der je nach Szenario zwischen rund 20 und 30 TWh liegt. Dies bedeutet grob geschätzt einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von mindestens 1,6 bis maximal 2,5 TWh im Zeitraum 2018 bis 2030. Vergleicht man dies mit dem durchschnittlichen jährlichen Zubau im letzten Jahrzehnt (rund 0,5 TWh), bedeutet dies eine Steigerung zumindest um den Faktor Drei.

Szenario	Verbrauch 2030	Verbrauch 2030 (bereinigt)*	Zubau Erneuerbare
Business as usual	80,0	73,7	21,7
UBA (2017) - Transition	78,5	72,2	20,2
Haas et al. (2017)	83,2	76,9	24,9

Resch et al. (2019)	88,0	81,7	29,7
---------------------	------	------	------

**Tabelle 8:** Szenarien im Stromsektor 2030 (in TWh)

\* Abzüglich der Strommenge für Regel- und Ausgleichsenergie sowie die Eigenerzeugung der Industrie; 6,3 TWh auf Basis Österreichs Energie (2018a)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Resch et al. 2019

Zusätzlich zum Ausbau der inländischen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten muss auch die Netzinfrastruktur ausgebaut werden, um den neuen Anforderungen eines stärker dezentral organisierten und auf erneuerbaren Kapazitäten ruhenden Stromsystems gerecht zu werden. Dazu sind neben den bestehenden regulären Netzinvestitionen weitere Mittel notwendig, z. B. um die stärkere Sektorenkopplung des Stromsektors zu ermöglichen.

## Zukünftige Kostenentwicklung

Zur Abschätzung der Kostenentwicklung für die Erzeugung erneuerbarer Energie liefert die oben genannte Untersuchung von Resch et al. (2019) im Auftrag von Österreichs Energie, der Interessenvertretung der E-Wirtschaft, die aktuellsten Zahlen für die notwendigen Mittel zum Ausbau der erneuerbaren Energieträger zur Erreichung der #mission2030-Ziele.

Dabei gehen in die Schätzung der notwendigen Fördermittel neben der prognostizierten Nachfrageentwicklung insbesondere auch die Entwicklungen der Energiepreise sowie die Kosten der Erzeugung ein. Die Nachfrage wird mit der oben erwähnten (bereinigten) Menge in Höhe von 81,7 GWh für das Jahr 2030 angenommen. Bei der Errechnung des Förderbedarfs werden drei Marktpreis-Szenarien unterlegt, die anfangs einen relativ identischen Verlauf (38-39 € je MWh) haben, aber ab 2022 unterschiedlichen Entwicklungen unterstehen. Gemäß dem mittleren Preisszenario (Central), bei dem ein moderater Strompreisanstieg angenommen wird, würde der Strompreis im Jahr 2030 bei rund 50€/MWh liegen, woraus ein durchschnittlicher jährlicher Förderbedarf von rund 976 Mio. Euro (Preisbasis 2019) im Zeitraum 2021-2030 resultiert. Bei niedrigeren Strompreisen (33€/MWh in 2030) gemäß dem unteren Preisszenario (Low) würde der Förderbedarf im Vergleich zum mittleren Preisszenario um rund 36% steigen und bei rund 1.327 Mio. Euro liegen. Entsprechend dem Trend im hohen Preisszenario (High) (72€/MWh in 2030) würde ein Absenken des Förderbedarfs um rund 53% (rund 457 Mio. Euro) im Vergleich zum mittleren-Szenario entstehen (Resch et al 2019: 17).

Es ist wichtig, festzuhalten, dass die EndverbraucherInnen in den Szenarien mittlerer und hoher Strompreise zwar mit einem geringeren direkten Förderbeitrag zur Erreichung der #mission2030-Ziele rechnen müssen. Allerdings müssen sie diese auch durch steigende Energiepreise indirekt mitbezahlen, was sich in einem insgesamt steigenden Vergütungsvolumen widerspiegelt (**Tabelle 9**).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2030* (low)	2030* (cent.)	2030* (high)
Marktpreis (Cent / kWh)	5,21	4,51	3,68	3,37	2,86	3,07	3,30	5,00	7,20

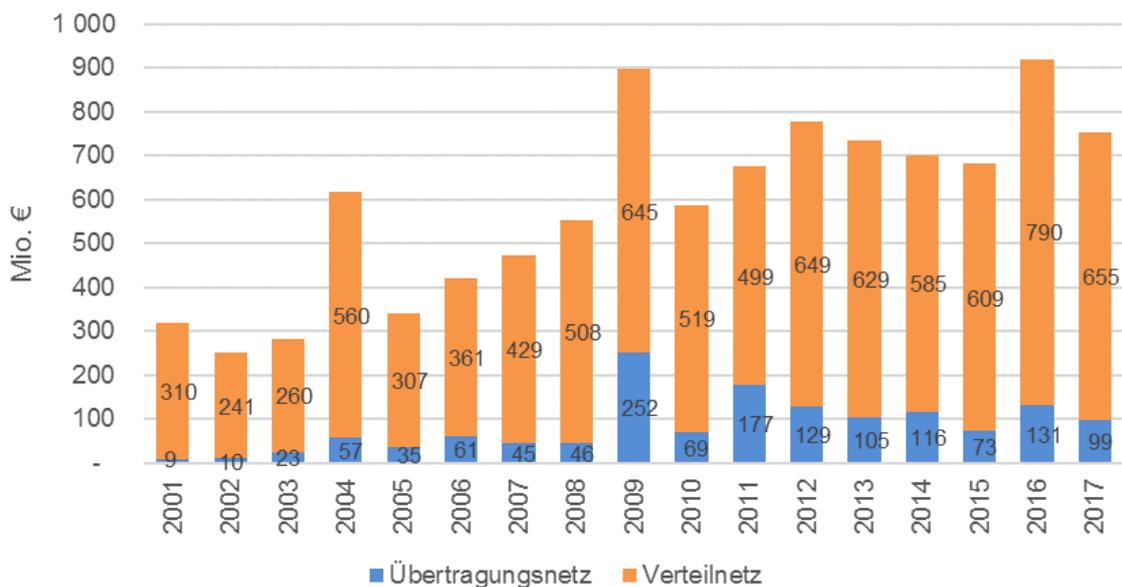
Unterstützungsvolumen (Mio. €)	334	461	561	670	749	818	1.327*	976*	457*
--------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--------	------	------

**Tabelle 9:** Entwicklung des Unterstützungsvolumens und Marktpreises (2012-2030)

\* Normiert auf Preisbasis 2019

Quelle: Ökostrombericht 2018; Resch et al. 2019

Die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur wurden zuletzt durch eine ebenfalls von Österreichs Energie beauftragten Studie näher geschätzt (Österreichs Energie 2018b). Dabei wurde einerseits ein Investitionsvolumen in Höhe von 4,4 bis 5,9 Mrd. € bis 2030 ermittelt, um die Netze für die erwarteten zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu adaptieren. Darüber hinaus ergeben sich aber insbesondere durch die erwartete Zunahme der E-Mobilität sowie den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen im Bereich von Raumwärme und Warmwasser zumindest weitere Investitionserfordernisse in Höhe von 8 bzw. 6 Mrd. €. Zusammengenommen resultiert dies in zusätzlichen Netzinvestitionen von mindestens 18,4 Mrd. € im Zeitraum bis 2030. Im Maximal-Szenario könnten sich die Netzinvestitionen sogar auf 27,8 Mrd. € erhöhen. Legt man den geschätzten minimalen Investitionsbedarf von 18,4 Mrd. € auf den Zeitraum bis 2030 linear um, ergeben sich durchschnittliche Investitionen von rund 1,5 Mrd. pro Jahr. Im Vergleich zu den Netzinvestitionen seit 2001, die zwischen 0,4 und rund 0,9 Mrd. € lagen (**Abbildung 14**), bedeutet dies ebenfalls eine deutliche Steigerung.



**Abbildung 14:** Investitionen in die Netzinfrastruktur (2001-2017)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis E-Control 2019

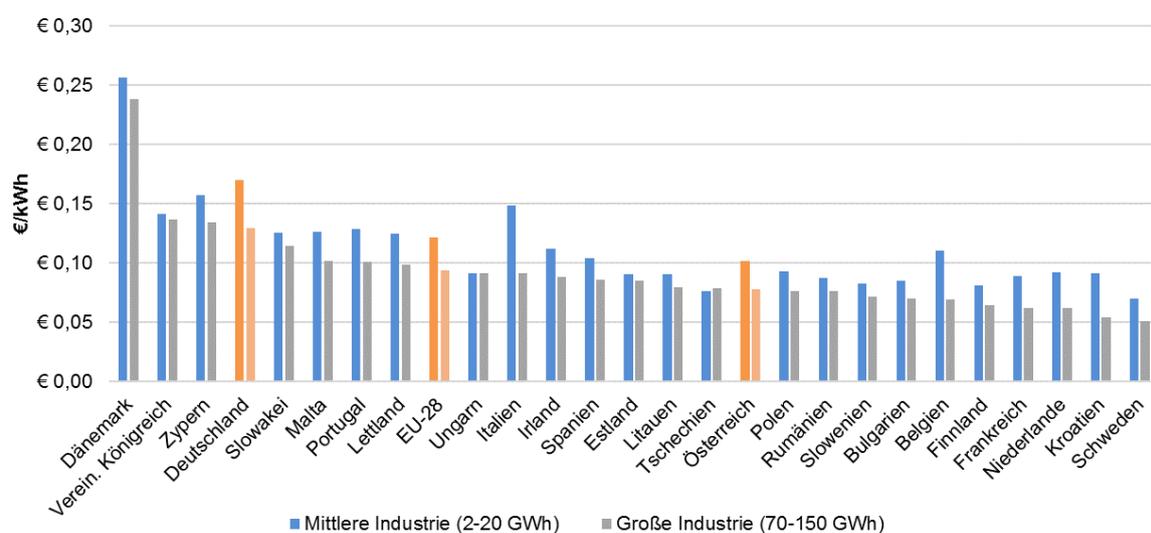
Zusammengenommen legen diese Studien nahe, dass es sowohl im Bereich der Erzeugung erneuerbarer Energien als auch im Bereich der Netzinfrastruktur zu einem deutlichen Anstieg der investiven Mittel im Vergleich zu vergangenen Perioden kommen müsste, um die klimapolitischen Ziele erreichen zu können. Im Bereich der Erzeugung geht das Kernszenario (Resch et al. 2019) von jährlich 2,6 Mrd. € aus. In

Bereich Netzinfrasturktur ist von mindestens 1,5 Mrd. € und bis zu 2,3 Mrd. € auszugehen (Oesterreichs Energie 2018b).

## 7. INTERNATIONALER VERGLEICH FÜR INDUSTRIEUNTERNEHMEN

Im letzten Kapitel dieser Kurzstudie wird die Preisbelastung zwischen verschiedenen Standorten in den Blick genommen. Dabei wird eine Vergleichsrechnung angestellt, in der die österreichische Preisbelastung von unterschiedlichen Endverbrauchsgruppen der Industrie insbesondere der Situation in Deutschland gegenübergestellt wird. Diese soll eine Basis für die weitere Diskussion vor dem Hintergrund des Arguments des Standortwettbewerbs liefern.

Eine erste Einschätzung der Situation liefert **Abbildung 15**, die durchschnittliche Industriestrompreise (inklusive sämtlicher Preiskomponenten) für zwei typische Endverbrauchsgruppen in den Mitgliedsstaaten der EU-28 im Jahr 2017 darstellt. Dabei zeigt sich, dass die durchschnittlichen Preise für mittlere Industrien (Verbrauch: 2-20 GWh pro Jahr) durchwegs über jene der großen Industrien (70-150 GWh pro Jahr) liegen. Im EU-28 Schnitt liegen die Preise für mittlere Industrien bei etwa 12,1 Cent je kWh während sie für große Industrie bei etwa 9,4 Cent pro Jahr liegen. Die Preise für österreichische mittlere und große Industrien liegen bei ca. 10,1 bzw. 7,8 Cent je kWh und damit unter dem EU-28-Schnitt, während sie für den deutschen industriellen Stromverbrauch mit 16,9 bzw. 12,9 Cent je kWh darüber liegen.



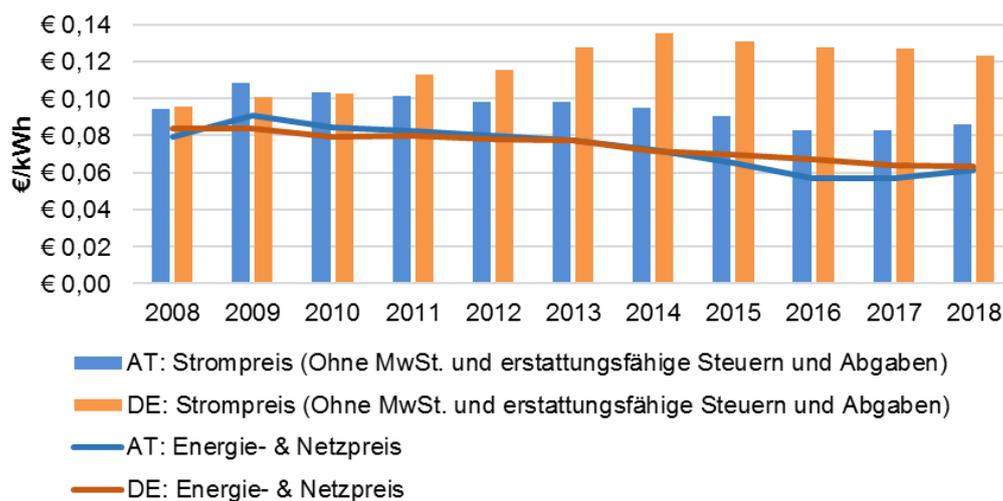
**Abbildung 15:** Durchschnittliche Industriestrompreise für unterschiedliche Verbrauchstypen in der EU (2017)

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis Eurostat 2019 [nrg\_pc\_205\_c]

Diese erste Brutto-Betrachtung muss weiter differenziert werden, da es unterschiedliche regulatorische Besonderheiten gibt, die in die vergleichende Betrachtung eingehen sollten. Nachdem in der aktuellen politischen Debatte insbesondere Standortargumente (Energieinstitut der Wirtschaft 2018) mit implizit angedeuteten Verlagerungen nach Deutschland diskutiert werden, wird im nächsten Schritt die

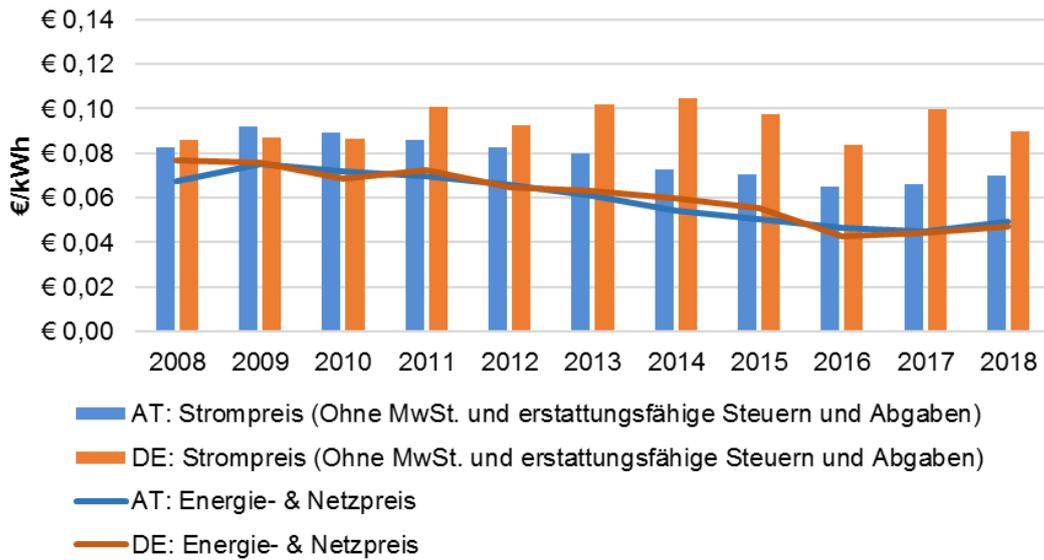
Preisentwicklung in Österreich und Deutschland für unterschiedliche Industriekunden auf Basis von Eurostat verglichen.

In den folgenden **Abbildung 16** und **Abbildung 17** ist die durchschnittliche Preisentwicklung für mittlere (2-20 GWh Jahresverbrauch) und große Industrien (70-150 GWh Jahresverbrauch) dargestellt. Interessant ist, dass sich bei differenzierter Betrachtung jenseits der Brutto-Perspektive aus der vorigen **Abbildung 15** die Differenz zwischen der Preisbelastung in Österreich und Deutschland deutlich verringert. Dies liegt insbesondere daran, dass es für deutsche Industrieunternehmen eine Reihe von Ausnahmeregelungen gibt, die die tatsächliche Preisbelastung reduzieren. Beachtenswert ist, dass der um Mehrwertsteuer und abzugsfähige Komponenten bereinigte Preis in Österreich sowohl für mittlere als auch große Industrien seit 2009 (mit Ausnahme des letzten Jahres 2018) fallende Tendenz aufweist. In Deutschland hingegen sind die entsprechenden Preise bis etwa 2014 gestiegen und sind seitdem leicht zurückgegangen. Lässt man die Steuern & Abgaben gänzlich unberücksichtigt und vergleicht man nur die Komponenten Energie- und Netzpreis, dann zeigt sich ein weitgehend identisches Muster zwischen mittleren Industrien bzw. großen Industrien in den beiden Ländern.



**Abbildung 16:** Strompreisentwicklung für Mittlere Industrien (2-20 GWh) in Österreich und Deutschland (2008-2018)

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis Eurostat 2019 [nrg\_pc\_205]



**Abbildung 17:** Strompreisentwicklung für Große Industrien (70-150 GWh) in Österreich und Deutschland (2008-2018)

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis Eurostat 2019 [nrg\_pc\_205]

Für die Unterschiede und die relativ kleiner werdende Differenz zwischen Österreich und Deutschland sind insbesondere eine Reihe von Regelungen in Deutschland verantwortlich, die es energieintensiven Industrien erlauben, ihre tatsächliche Preisbelastung zu reduzieren (FÖS 2017, Umweltbundesamt 2019). **Tabelle 10** zeigt eine tabellarische Übersicht wesentlicher Regelungen. Das „+“ kennzeichnet eine Maßnahme/Regelung, welche zu einem Kostenvorteil gegenüber dem Nachbarland führt, das „-“ einen Nachteil.

	Österreich	Deutschland
<b>Energiepreis</b>	- Trennung der Strompreiszone AT-DE	+ Strompreiskompensation
<b>Netzpreis</b>	+ Geringere Kosten aufgrund des Kostenwälzungsprinzips	+ Atypische Netznutzung + Stromintensiver Letztverbrauch + Ermäßigte § 19-Umlage
<b>Ökostromförderung</b>	+ Einheitlicher Prozentsatz auf Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt, welche auf höher liegenden Netzebenen geringer sind	+ Besondere Ausgleichsregelung im Rahmen der EEG-Umlage + Eigenstromprivileg
<b>Steuern &amp; Abgaben</b>	+ Energieabgabenvergütung für energieintensive Unternehmen	+ Ermäßigte Steuersätze auf Strom und Heizstoffe + Spitzenausgleich + Gänzliche Befreiung von Strom- und Energiesteuern bestimmter Prozesse und Verfahren

**Tabelle 10:** Ausgewählte strompreisrelevante Regelungen in Österreich und Deutschland im Vergleich Quelle: Eigene Darstellung auf Basis FÖS 2017 (für Deutschland) und Energieinstitut der Wirtschaft 2018

## *Energiepreis*

Im Bereich des am Markt zu zahlenden Energiepreises gibt es mit Beginn der 3. Periode des EU-weiten Emissionshandels (2013-2020) eine Änderung, die beim gegenständlichen Vergleich relevant ist, zumal die kostenlose Zuteilung von Verschmutzungsrechten weitgehend entfällt. Daher müssen Energieversorgungsunternehmen ihre benötigten Emissionsrechte zukaufen, und diese Mehrkosten werden zumindest teilweise an StromkundInnen weitergegeben. Um energieintensive inländische Industriebetriebe zu schützen bzw. Verlagerungen von besonders vulnerablen Industrien zu vermeiden, wurde die sogenannte „Strompreiskompensation“ ermöglicht. Dadurch können Unternehmen aus besonders verlagerungsgefährdeten Industrien – die von der EU-Kommission festgelegt werden – eine teilweise Rückvergütung der Kosten, die im Zusammenhang mit dem Emissionshandel stehen, erreichen. Österreich hat von dieser Möglichkeit bisher noch keinen Gebrauch gemacht, während Deutschland im Jahr 2017 rund 290 Mio. € dafür ausgegeben hat. Durch das Ende der gemeinsamen Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich wird außerdem befürchtet, dass sich der Bezug für österreichische Unternehmen relativ verteuern wird (Energieinstitut der Wirtschaft 2018).

## *Netzpreis*

Neben dem Energiepreis am Markt nehmen Netzentgelte einen großen Anteil der Stromrechnung ein. In Österreich haben große Industrieunternehmen (Netzebene 3) aufgrund des ausgeprägten Prinzips der Kostenwälzung eine vergleichsweise günstigere Ausgangssituation als deutsche Unternehmen. Diese können allerdings unter bestimmten Bedingungen ihre Netzkosten wiederum reduzieren. Die sogenannte atypische Netznutzung ermöglicht es EndverbraucherInnen, ihre Netzkosten dadurch zu reduzieren, dass sie ihren Verbrauch zeitlich auf Zeitfenster verschieben, in denen das Netz relativ weniger genutzt wird. Die Regelung zum stromintensiven Letztverbrauch bietet eine weitere Reduktionsmöglichkeit der Netzkosten für EndverbraucherInnen mit einer Stromabnahme über 10 GWh pro Jahr. Diese Ausnahmeregelungen verursachen Einnahmeausfälle bei den Netzbetreibern, die über die sogenannte ermäßigte § 19-Umlage auf NetznutzerInnen umgelegt werden. Auch bei dieser Umlage können GroßverbraucherInnen günstigere Bedingungen in Anspruch nehmen. Übersteigt der Strombezug eine Gigawattstunde, wird er 2018 mit 0,05 Cent/kWh bzw. mit 0,025 Cent/kWh, wenn die Stromkosten bei über vier Prozent des Umsatzes liegen, belastet. Für den Verbrauch bis zu einer Gigawattstunde beträgt die Umlage im Jahr 2018 0,37 Cent/kWh. Zusammengenommen erbrachten diese drei Ausnahmen im Bereich der Netzentgelte eine Entlastung für energieintensive Industrien von rund 0,9 Mrd. € im Jahr 2016 (FÖS 2017). Darüber hinaus sieht § 19 Abs. 2 der deutschen Stromnetzentgelt-Verordnung (StromNEV) vor, Netzentgelte stromintensiver Unternehmen zu deckeln, wenn der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Dies erfolgt mittels eines individuellen Netzentgeltes, welches nicht weniger als 20% des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf (A&W Blog 2019). Dieses individuelle Entgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem öffentlichen Netz an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle über zehn Gigawattstunden liegt. Bei einem

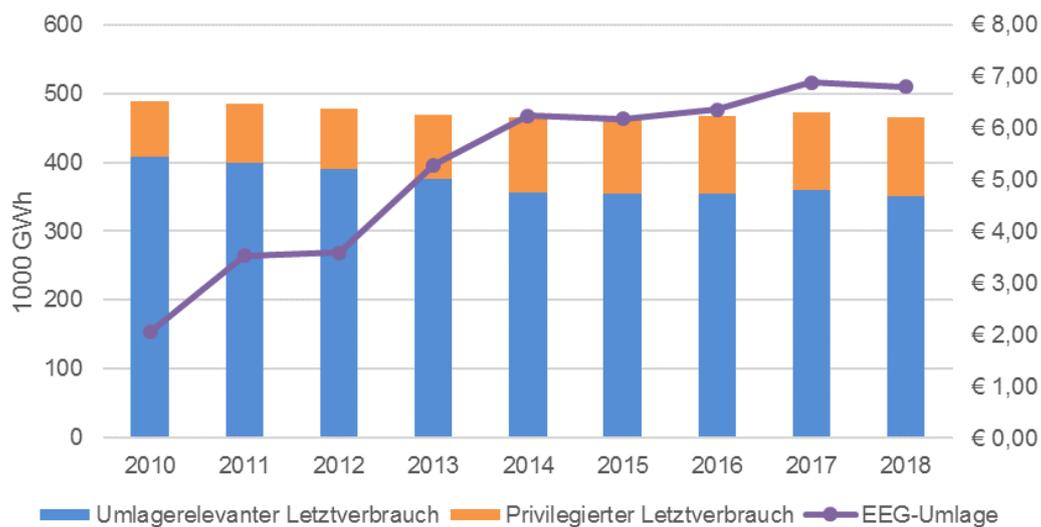
Jahreseigenverbrauch von mehr als zehn Gigawattstunden beträgt das individuelle Netzentgelt im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr mindestens 20% des veröffentlichten Netzentgeltes, bei 7.500 jährlichen Benutzungsstunden 15% und bei 8.000 Stunden 10% (§ 19 Abs. 2, StromNEV).

Die Netzbefreiungen von 5.000 Unternehmen im Jahr 2017 haben zur Mehrbelastung der privaten StromkundInnen geführt, die einen Betrag von 1,1 Mrd. Euro aufbringen mussten. Je mehr große StromverbraucherInnen von den Netzbefreiungen profitieren, umso größer ist die Last für KleinverbraucherInnen, insbesondere für private Haushalte. So musste ein Haushalt mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr mit zusätzlich 11 Euro im Jahr aufkommen, um die Ausnahmeregelungen für GroßverbraucherInnen zu finanzieren. Insbesondere für einkommensschwache Haushalte stellt dies eine große Belastung dar. Die Zunahme der Energiearmut zeigt sich im Jahr 2017 anhand der unbezahlten Rechnungen, die zur zeitweisen Stromabstellung von 344.000 Haushalten in Deutschland geführt haben (A&W Blog 2019).

### *Ökostromförderung*

Ähnlich wie im Bereich der Netzkosten ist die Ausgangssituation in Österreich im Bereich der Ökostromförderung auf den ersten Blick günstiger, zumal die Lastenteilung durch die enge Kopplung an den Netztarif eine relative Bevorzugung von EndverbraucherInnen auf höherer Ebene bedingt. In Deutschland wird die Ökostromförderung durch die sogenannte EEG-Umlage finanziert. Diese ist grundsätzlich für alle EndverbraucherInnen gleich hoch und betrug im Jahr 2018 6,79 Cent je kWh. Allerdings gibt es auch hier bedeutende Ausnahmen für energieintensive Unternehmen, die sich seit der Einführung der EEG-Umlage mehrmals geändert haben. Die wesentlichen Regelungen betreffen die sogenannte „Ausgleichsregelung“ und das ab 2014 abgeschaffte – aber für Altanlagen nach wie vor gültige – Eigenstromprivileg. Bei letzterem wurde Strom, den Unternehmen selbst erzeugen oder aus gepachteten Kraftwerksteilen beziehen, bis 2014 vollständig von der EEG-Umlage befreit. Im Rahmen der „Besonderen Ausgleichsregelung“ können sich stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen teilweise von der EEG-Umlage befreien lassen. Die mengenmäßig relevanteste ist die Ausgleichsregelung, bei der ein Stromverbrauch größer als 1 GWh mit nur 15% der regulären EEG-Umlage belastet wird (BMWI 2019).

Insgesamt hat sich durch diese unterschiedlichen Ausnahmeregelungen die Menge des solcherart „privilegierten Letztverbrauchs“ seit 2010 von rund 81.000 auf knapp 115.000 GWh im Jahr 2018 erhöht. Im selben Zeitraum hat sich der übrige „umlagerelevante Letztverbrauch“ vom rund 407.000 auf 350.000 GWh verringert. Anders formuliert: Die steigenden Förderkosten für den Ausbau erneuerbarer Energie werden auf immer weniger EndverbraucherInnen verteilt, was nicht zuletzt auch in einer steigenden EEG-Umlage resultiert (siehe **Abbildung 18**). Die Entlastung durch die Ausnahmen aus der EEG-Umlage werden für 2016 auf rund 6,5 Mrd. € geschätzt (FÖS 2017).



**Abbildung 18:** Entwicklung der EEG-Umlage und der umlagererelevanten Letztverbrauche (2010-2017)

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis BMWI 2019

Aufgrund der ganz oder teilweise Befreiung von der Umlage kommt es zu einer zusätzlichen Belastung der privaten Haushalte. 2016 profitierten 2.137 Unternehmen von den Ausnahmeregelungen, was bedeutet, dass der Fehlbetrag auf dem Umlagekonto von den Haushalten und Kleinkunden auszugleichen war. Anstatt Haushalte und Kleinkunden zu entlasten, profitieren jedes Jahr zusätzliche Industriebetriebe von den Umlagebefreiungen. 2018 liegt die Zahl der befreiten Unternehmen bereits bei 2.209, was eine Befreiung der EEG-Umlage für 119 Terawattstunden bzw. etwa ein Fünftel des gesamten deutschen Stromverbrauchs bedeutet (Strom-Report 2019).

Weiters belegen die Ergebnisse einer 2013 von Austrian Energy Agency durchgeführte Studie (Kalt et al. 2013), dass die „teils weitgehende, teils gänzliche Befreiung“ eines Großteils der Industrieunternehmen von der EEG-Umlage aufgrund von Ausgleichsregelungen zu einer „überproportionalen Belastung“ der Haushalte geführt hat: Bei einem Verbrauch von rund einem Viertel des Gesamtverbrauchs müssen Haushaltskunden 35% der Förderkosten tragen. Die EEG-Umlage wird nur auf 47% des Industriestromverbrauchs in voller Höhe aufgeschlagen (ebd.).

### *Steuern & Abgaben*

Im Bereich der sonstigen Steuern und Abgaben weist Österreich relative wenig Sondertatbestände auf, während es in Deutschland wiederum mehrere Ausnahmeregelungen, insbesondere für energieintensive Unternehmen, gibt. In Österreich ist die Vergütung der Energieabgabe der wesentliche Vorteil für energieintensive Unternehmen. Rückvergütet wird jene Abgabesumme, die über einem halben Prozent des Nettoproduktionswertes liegt oder den energieträgerspezifischen Selbstbehalt (bei Strom: 0,05 Cent/kWh) übersteigt. Die für die Unternehmen günstigere der beiden Optionen kommt dabei zur Anwendung, wobei bei beiden Fällen vom Erstattungsbetrag ein Selbstbehalt von 400 Euro abgezogen wird.

In Deutschland wurden im Rahmen der ökologischen Steuerreform 1999 zahlreiche Regelungen geschaffen, die energieintensive Unternehmen entlasten sollen. Zu den für Deutschland relevanten Ausnahmen zählen insbesondere die allgemeine Steuervergünstigung, der Spitzenausgleich und die Befreiung bestimmter industrieller Prozesse und Verfahren. Für das Jahr 2016 ergibt dies ein geschätztes Entlastungsvolumen im Stromsektor von rund 3,6 Mrd. €:

- Allgemeine Steuerbegünstigung: ab einem Sockelbetrag von 1.000 Euro kommt der ermäßigte Steuersatz von 75% des Regelsteuersatzes (2,05 Cent/kWh) auf Heizstoffe und Strom für produzierendes Gewerbe sowie Land-, Forst- und Teichwirtschaft sowie Behindertenwerkstätten zur Anwendung. 2018 liegt der reduzierte Satz bei 1,54 Cent/kWh.
- Der Spitzenausgleich: Über den Spitzenlastausgleich können energieintensive Betriebe bis zu 90% des über die Rentenversicherungsentlastung hinausgehenden Energie- bzw. Stromsteueranteils erstattet bekommen.
- Gänzliche Befreiung von Strom- und Energiesteuern für spezifische energieintensive Prozesse und Verfahren, wie sie z. B. in der Glas-, Keramik-, Zement-, Kalk-, Baustoff-, Düngemittel-, Metall verarbeitenden und chemischen Industrie vorkommen.

#### *Industriestrompreise in Österreich und Deutschland*

Der Vergleich zwischen Österreich und Deutschland hat gezeigt, dass die tatsächliche Preisbelastung unterschiedlicher Industrieverbrauchsgruppen je nach Betrachtungsperspektive variiert. Bei einer reinen Brutto-Betrachtung scheint der Abstand relativ groß. Lässt man die Mehrwertsteuer und sonstige abzugsfähigen Steuern und Abgaben außen vor, dann reduziert sich der Unterschied beträchtlich. Betrachtet man letztlich nur die reinen Energie- und Netzpreiskomponenten, dann nivelliert sich der Unterschied fast zur Gänze.

Verschiedene Studien kommen zu ähnlichen Befunden, die hervorheben, dass besonders energieintensive Unternehmen darauf zählen können, dass ihre tatsächlichen Stromkosten aufgrund unterschiedlicher Ausnahmeregelungen im Extremfall nicht viel mehr als über den Preisen auf dem Spotmarkt liegen (Umweltbundesamt 2019). Darüber hinaus wird mit Blick auf Deutschland moniert, dass Untersuchungen für stromintensive Branchen und Betriebe die deutliche Reduktion deutscher Industriestrompreise festgestellt haben, sodass diese unterhalb der Preise in den meisten anderen europäischen Ländern liegen (ibid.).

Eine wesentliche Ursache dieser deutlichen Reduktion liegt in den zahlreichen Ausnahmeregelungen Deutschlands begründet. Diese belaufen sich nach letzten Schätzungen auf rund 17 Mrd. € im Jahr 2016 und sind seit 2005 deutlich (2005: 10,7 Mrd. €) angestiegen. Von dieser Summe in Höhe von 17 Mrd. € wurde ein Anteil von rund 11,5 Mrd. € von anderen StromverbraucherInnen finanziert, der Rest ging zulasten des allgemeinen öffentlichen Haushalts (FÖS 2017). Dieser größer werdende Subventionstopf hat in Deutschland zu einer breiteren Debatte über diese Ausnahmen geführt. Angesichts dieser Entwicklung wird auch diskutiert, dass es hier Korrekturbedarf gibt, weil „die Preise für stromintensive Betriebe heute so niedrig [sind], dass durchaus Spielraum für eine leichte Erhöhung vorhanden ist“ (Umweltbundesamt 2019: 47).

# LITERATURVERZEICHNIS

- A&W Blog, 2019: Versteckte Subventionen im deutschen Stromnetz. <https://awblog.at/versteckte-subventionen-deutsches-stromnetz/> (Zugriff am 20.08.2019)
- AEE 2017 Akzeptanzumfrage 2017, Agentur für Erneuerbare Energien.
- Andor, M,A, Frondel, M, Sommer, S (2018) Equity and the willingness to pay for green electricity in Germany, Nature Energy 3: 876–881.
- Baumgartner, J., Schmidt, J., 2018: Die Neugestaltung des österreichischen Fördersystems für erneuerbaren Strom. AK Wien
- Bundesministerium für Finanzen (BMF), 2018: Förderungsbericht 2017. Bericht der Bundesregierung.
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), 2018: Erneuerbare Energie in Zahlen 2018. Entwicklung in Österreich Datenbasis 2017
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019: EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019
- Economica, 2016: Pressegespräch. Studienpräsentation: Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromnetze. Studie des Economica-Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag der Energieregulierungsbehörde E-Control
- CCCA, 2019: Referenzplan als Grundlage für einen wissenschaftlich fundierten und mit den Pariser Klimazielen in Einklang stehenden Nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (Ref-NEKP), Entwurfs-Version (Stand August 2019).
- E-Control, 2016a: Leitfaden Netzanschluss. Stromanschluss leicht gemacht. Alles Wissenswerte zu Netzanschluss & Netzzugang
- E-Control, 2017: „Tarif 2.0“. Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich. Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
- E-Control, 2018: Tätigkeitsbericht 2018. Unsere Energie schafft Vorsprung
- E-Control, 2018a: Ökostrombericht 2018. Unsere Energie für eine nachhaltige Zukunft
- E-Control, 2018b: Statistikbroschüre 2018. Untere Energie in Zahlen betrachtet
- E-Control, 2019: Der Netztarif. <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung/netztarif> (Zugriff am 20.08.2019).

- E-Control, 2019a: Gebrauchsabgabe. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/gaspreis/steuern-und-abgaben/gebrauchsabgabe> (Zugriff am 20.08.2019)
- E-Control, 2019b: Ökostrom-Einspeisemengen und Vergütungen. <https://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/oekostrommengen> (Zugriff am 26.08.2019). Daten 2013-2017
- E-Control, 2019c: Verbraucherstruktur. <https://www.e-control.at/statistik/gas/marktstatistik/verbraucherstruktur> (Zugriff am 26.08.2019)
- EIWOG, 2010: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) idF BGBl I 110/2010. <https://rdb.manz.at/document/ris.n.NOR40100661> (Zugriff am 20.08.2019)
- Elektrizitätsabgabegesetz, 1996: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätsabgabegesetz. StF: BGBl. Nr. 201/1996. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10005027> (Zugriff am 20.08.2019)
- Energie-Control-Gesetz, 2010: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Energie-Control-Gesetz. StF: BGbl. I Nr. 110/2010. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046> (Zugriff am 20.08.2019)
- Energieinstitut der Wirtschaft, 2018: Standortfaktor Stromkosten Österreich: Deutschland. Vergleich energie- und klimaschutzrechtlicher Rahmenbedingungen
- Eurostat, 2019: Elektrizitätskomponenten für Nichthaushaltskunde, ab 2007 – jährliche Daten [nrg\_pc\_204] und [nrg\_pc\_205]
- Finanzausgleichsgesetz, 2017: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Finanzausgleichsgesetz 2017. StF: BGBl. I Nr. 116/2016. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20009764> (Zugriff am 20.08.2019)
- Florio, M, 2013: Network Industries and Social Welfare: The Experiment that Reshuffled European Utilities. Oxford University Press.
- Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft Green Budget Germany (FÖS), 2017: Energiesteuerreform für Klimaschutz und Energiewende. Konzept für eine sozial- und wettbewerbsverträgliche Reform der Energiesteuern und ein flächendeckendes Preissignal
- Fürst, N, 2018: Aktuelle Entwicklungen der Netzentgelte sowie Ausblick auf deren zukünftige Struktur („Tarife 2.0“). Präsentation

- Haas, R., Resch, G., Burgholzer, B., Totschnig, G., Lettner, G., Auer, H., Geipel, J., 2017: Stromzukunft Österreich 2030. Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien
- Kletzan-Slamanig, D., Köppl, A., 2016: Subventionen und Steuern mit Umweltrelevanz in den Bereichen Energie und Verkehr
- KWK-Gesetz, 2008: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für KWK-Gesetz. StF: BGBl. I Nr. 111/2008.  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20005916> (Zugriff am 20.08.2019)
- OeMAG, 2018: Bericht zum Geschäftsjahr 2018. [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/OeMAG\\_GB\\_18.pdf](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/OeMAG_GB_18.pdf) (Zugriff am 26.08.2019)
- Oesterreichs Energie, 2018a: Fahrplan 2030. Wie wir die österreichische Klima- und Energiestrategie umsetzen können
- Oesterreichs Energie, 2018b: Strom Linie. Aufbruch ins Erneuerbaren-Zeitalter, Ausgabe IV/2018.
- Ökostromförderbeitragsverordnung, 2019: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Ökostromförderbeitragsverordnung 2019. BGBl. II Nr. 345/2018.  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010512> (Zugriff am 26.08.2019)
- Ökostromgesetz, 2012: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Ökostromgesetz 2012. StF: BGBl I Nr. 75/2011; idF: BGBl. I Nr. 42/2019.  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386 (Zugriff am 26.08.2019)
- Resch, G., Liebmann, L., Schöniger, F., 2019: Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich. Abschlussbericht der gleichnamigen Studie (Endfassung)
- Schneider, J, Simons, H, Orischnig, T, 2015: Energiepolitik. In: BEIGEWUM (Hg.) Politische Ökonomie Österreichs: Kontinuitäten und Veränderungen seit dem EU-Beitritt. 309-325.
- Statistik Austria, 2019: Steuern und Sozialbeiträge in Österreich: Einzelsteuerliste / National Tax List

- StromNEV, 2019: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) § 19 Sonderformen der Netznutzung. (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz)
- Strom-Report, 2019: EEG-Umlage 2019: Hintergrund, Preisentwicklung, Ausblick. <http://strom-report.de/eeg-umlage/#eeg-umlage-2017> (Zugriff am 23.08.2019)
- Systemnutzungsentgelte-Verordnung, 2018: Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018. StF: BGBl II Nr. 398/2017. Änderung: BGBl. II Nr 354/2018. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107> (Zugriff am 20.08.2019)
- Umsatzsteuer, 1994: Gesamte Rechtsvorschrift für Umsatzsteuergesetz 1994. StF: BGBl. Nr. 663/1994 idF BGBl. Nr. 819/1994. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004873> (Zugriff am 20.08.2019)
- Umweltbundesamt, 2017: Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050. Synthesebericht 2017
- Umweltbundesamt, 2019: Reform und Harmonisierung der unternehmensbezogenen Ausnahmeregelungen im Energiebereich. Texte 23/2019
- Wiener Netze, 2019: Das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt



**Der direkte Weg zu unseren Publikationen:**

**E-Mail: [wp@akwien.at](mailto:wp@akwien.at)**

Bei Verwendung von Textteilen wird um Quellenangabe und Zusendung eines Belegexemplares an die AK Wien, Abteilung Wirtschaftspolitik, ersucht.

**Impressum**

Medieninhaber: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien,  
Prinz-Eugen-Straße 20–22, 1040 Wien, Telefon: (01) 501 65 0  
Offenlegung gem. § 25 MedienG: siehe  
[wien.arbeiterkammer.at/impressum](http://wien.arbeiterkammer.at/impressum)  
Zulassungsnummer: AK Wien 02Z34648 M

AuftraggeberInnen: AK Wien, Wirtschaftspolitik  
Autoren: Leonhard Plank und Thi Bich Ngoc Doan

Grafik Umschlag und Druck: AK Wien  
Verlags- und Herstellungsort: Wien ©2019: AK  
Wien

**Stand August 2019**

**Im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien**

Gesellschaftskritische Wissenschaft: die Studien der AK Wien

Alle Studien zum Downloaden:

[wien.arbeiterkammer.at/service/studien](https://wien.arbeiterkammer.at/service/studien)

