

Renate Neubäumer

Warum ist der Strompreis für Haushalte in Deutschland (zu) hoch?

Die Diskussion um die Senkung der Stromsteuer um rund 2 ct/kWh auch für Haushalte hat den Blick auf den hohen Strompreis für Haushalte gelenkt. Hier ist Deutschland weltweit „führend“. Dies ist allerdings nicht auf den stark gestiegenen Gaspreis als Folge des Überfalls Russlands auf die Ukraine zurückzuführen. Denn der Strompreis ist schon seit mehr als zwei Dekaden weit stärker gestiegen als die Verbraucherpreise. Grund dafür ist insbesondere die politische Entscheidung, den Ausbau erneuerbarer Energien mit Subventionen zu erreichen und nicht über den Preismechanismus. Dadurch kam es zu Ineffizienzen beim Ausbau der Erneuerbaren und beim Netzausbau.

Deutschland liegt mit einem Strompreis für Haushalte von 39 ct/kWh weltweit an der Spitze: Im EU-Durchschnitt kostet der Strom 29 ct/kWh, in den USA knapp 17 ct/kWh und in China knapp 8 ct/kWh. Entscheidend dafür ist, dass der deutsche Strompreis schon zwischen 2000, der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), und 2021 um das 7-Fache des Anstiegs der Verbraucherpreise zugenommen hat. Ab 2022 erhielt er dann einen zusätzlichen Schub durch den Wegfall russischen Gases und die so ausgelöste Energiekrise (Abbildung 1).

Strompreis-Komponenten

Was sind die Ursachen für den stark steigenden Strompreis? Dazu analysieren wir die Entwicklung seiner verschiedenen Komponenten:

- Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die bei den Stromversorgern anfallen,
- Netzentgelte, die von den Netzbetreibern erhoben werden, um die Kosten für den Betrieb der Netze sowie ihren Ausbau zu decken,

© Der/die Autor:in 2026. Open Access: Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht (creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de).

Open Access wird durch die ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft gefördert.

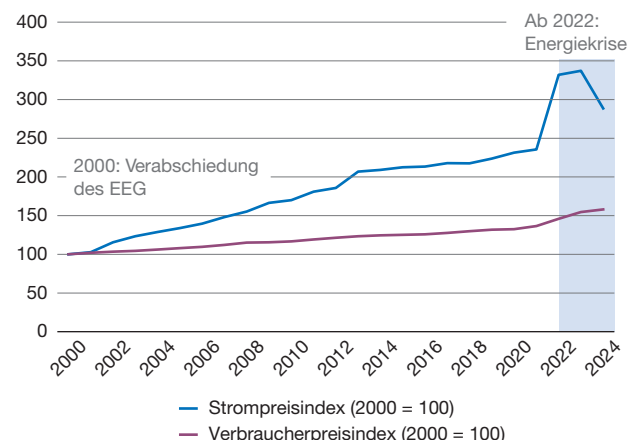
Prof. Dr. Renate Neubäumer ist emeritierte Professorin für Volkswirtschaftslehre an der Rheinland-Pfälzischen Technischen Universität Kaiserslautern-Landau (RPTU).

- eine zunehmende Anzahl von Steuern, Abgaben und Umlagen, die vom Staat beschlossen wurden.

Auf diese drei Bestandteile des Strompreises wird noch Mehrwertsteuer erhoben.

Abbildung 2 zeigt, dass zwischen 2000 und 2021 die Kosten für Beschaffung und Vertrieb von Strom und für die Netzentgelte unterproportional stiegen, während Steuern, Abgaben und Umlagen weit überproportional zunahmen.

Abbildung 1
Entwicklung der Strompreise für Haushalte und der Verbraucherpreise, Deutschland 2000 bis 2024

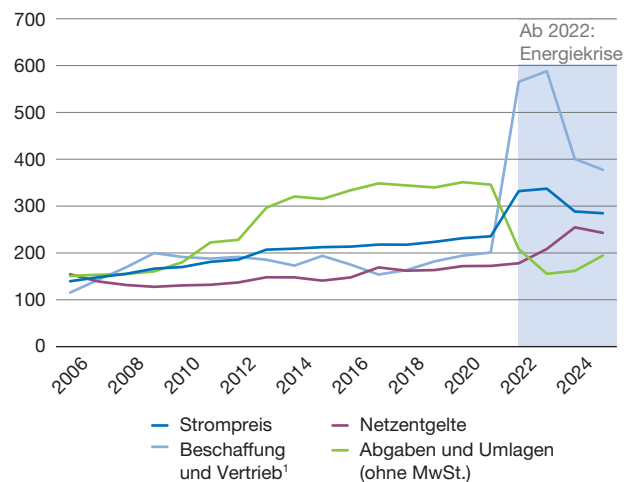


Anmerkung: Strompreis für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten. Der Strompreis betrug im Jahr 2000 14 ct/kWh und 2024 39 ct/kWh.

Quelle: BDEW (2021, 2025); Statistisches Bundesamt (2025).

Abbildung 2
Entwicklung des Strompreises für Haushalte und seiner Bestandteile, Deutschland 2006 bis 2025

(2000 = 100)



¹ Für die Kosten der Beschaffung und des Vertriebs von Strom und der Netzentgelte liegen bis 2006 nur gemeinsame Zahlen vor.

Quelle: BDEW-Strompreisanalysen (2021, 2025).

Erst ab 2022, nach Russlands Überfall auf die Ukraine, schossen die Beschaffungskosten von Strom in die Höhe, und ein großer Teil der Umlagen wurde in den Bundeshaushalt verlagert.

Einfluss politischer Entscheidungen

Der Strompreis hängt wesentlich von politischen Entscheidungen ab, die ab den 1990er Jahren vor allem im Zusammenhang mit dem Klimaschutz getroffen wurden (Neubäumer, 2019). Dabei setzten sich Schweden und Großbritannien sowie Deutschland die ehrgeizigsten Klimaziele. Ihre Regierungen trafen jedoch unterschiedliche Entscheidungen, mit welchen Maßnahmen sie den CO₂-Ausstoß ihres Landes reduzieren und – insbesondere im Zusammenhang mit der Stromproduktion – den Ausbau erneuerbarer Energien fördern wollten.

Dafür gibt es im Prinzip zwei Wege:

- Der Ausstoß von CO₂ wird mit einem Preis versehen (CO₂-Steuer oder Emissionshandel). Damit besteht für die Stromerzeuger ein Anreiz, in CO₂-senkende Maßnahmen zu investieren, solange die damit verbundenen Grenzvermeidungskosten niedriger als der Preis für den CO₂-Ausstoß sind; danach investieren sie nicht mehr. So wird erreicht, dass sich die Grenz-

Vermeidungskosten bei der Stromerzeugung mit verschiedenen Arten erneuerbarer Energien angleichen, und es zu Kosteneffizienz kommt, d. h., ein bestimmtes CO₂-Minderungsziel wird mit den geringstmöglichen Kosten erreicht.

- Für Investitionen in CO₂-senkende Maßnahmen erhalten die Stromerzeuger Subventionen. Zudem werden erneuerbare Energien durch Reglementierungen begünstigt. Eine Annäherung der Grenz-Vermeidungskosten der verschiedenen Arten erneuerbarer Energien – und damit weitgehende Kosteneffizienz – lässt sich so nur erreichen, wenn die Subventionen für jede vermiedene Einheit CO₂ in etwa gleich sind.

CO₂-Steuer in Schweden

Schweden hat bereits 1991 eine Steuer auf fossile Brennstoffe eingeführt, um seinen CO₂-Ausstoß zu senken. Dabei machte es von Beginn an deutlich, dass die Steuer permanent steigen würde, weil sie fortlaufend an das Wirtschaftswachstum bzw. die Inflationsrate angepasst wird. Damit gingen und gehen schwedische Haushalte (und Unternehmen) davon aus, dass die Preise fossiler Energieträger dauerhaft steigen werden, und richten daran ihre längerfristigen Investitionen, u. a. in erneuerbare Energien, aus. Die Steuer betrug anfangs 24 € pro Tonne CO₂ und ist bis 2024 auf 126 € gestiegen.

Die Einführung der CO₂-Steuer war Teil einer umfassenden Steuerreform und fand deshalb breite gesellschaftliche Akzeptanz. Denn für die Bürger stieg nicht einfach nur die Belastung durch die neue Steuer, sondern sie erhielten gleichzeitig Entlastungen durch die Senkung der Einkommensteuer und weiterer Energiesteuern. Zudem bekamen einkommensschwache Haushalte gezielte Unterstützungen bei ihren steigenden Energiekosten (BEE, 2019; Hoerner & Bosquet, 2001).

Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland

Dagegen hat sich Deutschland entschieden, seine Klimaziele vor allem mit Subventionen und ordnungsrechtlichen Regelungen zu erreichen. Dafür steht das 2000 von der rot-grünen Koalition eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000). Es garantiert Haushalten (und Unternehmen), die in Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Windräder und andere Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) investieren, dass sie 20 Jahre lang eine zu Anfang festgelegte Vergütung für jede ins Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom erhalten. Mit diesen Einspeisevergütungen (ESV) sollen die Kosten der CO₂-Vermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt werden. Dabei traten allerdings zwei Probleme auf.

Tabelle 1
Einspeisevergütungen in Deutschland in verschiedenen Jahren zwischen 2000 und 2024

Einspeisevergütungen (ESV) für Energie aus	2000	2005	2010	2015	2020	2024
	in ct/kWh					
Photovoltaik ¹	50,6	54,5	~39,1	~13,0	~10,3	~8 (12,6)
Wind onshore ²	9,1	9,2	8,9	8,5		
Wind offshore	noch keine spezielle Förderung	~9,1	15,0	18,0	Die ESV werden über Ausschreibungen bestimmt.	
Biomasse	10,2	~8,5	~7-8	~12,0	-	-

¹ Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 10 kWp; 2024 höhere Einspeisevergütungen (ESV) bei Volleinspeisung (in Klammern). ² Anfangs-ESV für Onshore-Windkraftanlagen bis 750 kWp für 5 Jahre.

Quelle: EEG (2000).

Erstens unterschieden sich die Vermeidungskosten und damit die ESV sehr stark je nach Form der erneuerbaren Energie (Tabelle 1). So betrug sie im EEG 2000 für PV-Anlagen 50,6 ct/kWh im Vergleich zu nur 9,1 ct/kWh für Windräder und um die 10 ct/kWh für Wasserkraft, Geothermie und Biomasse. Der Hintergrund ist, dass PV-Anlagen in Deutschland zu sehr hohen CO₂-Vermeidungskosten führen, weil sie, gemessen an der installierten Leistung, einen relativ geringen Stromertrag liefern können. So erbrachte eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 1 Kilowatt-Peak (kWp) im Jahr 2000 nur etwa 850 Volllaststunden¹ im Vergleich zu 1.400 bis 1.700 Volllaststunden bei einer „Onshore“-Windkraftanlage. Denn PV-Anlagen produzieren nur bei Tageslicht Strom, während Windräder theoretisch 24 Stunden Strom erzeugen können. Zudem ist Deutschland wegen seiner niedrigen Sonneneinstrahlung schlecht als Standort für PV-Anlagen geeignet. In Gegenden nahe dem Äquator lassen sich mit vergleichbaren Anlagen etwa doppelt so viele Volllaststunden erzielen.

Bei der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wird bei sehr unterschiedlichen ESV keine Kosteneffizienz erreicht. So hätten sich z. B. bei Einführung des EEG im Jahr 2000 durch jede kWh Strom, die nicht mit einer PV-Anlage, sondern mit Windkraft onshore produziert wurde, mehr als 40 Cent einsparen lassen – und das 20 Jahre lang.

¹ Bei Volllaststunden wird der in einem Jahr produzierte Strom einer Energieanlage auf ihre theoretisch mögliche Leistung bezogen. So würden sich für eine Anlage mit 1 kWp, die an 365 Tagen jeweils 24 Stunden voll ausgelastet wäre, 8760 Volllaststunden ergeben.

Tabelle 2
Kosten und Erträge von Photovoltaik-Anlagen¹ in Deutschland 2006, 2010 und 2020

Jahr	Volllast- Kosten ²		Jahres- ertrag in kWh	Einspeisevergütung bzw. Ertrag in € ⁴		Barwert in € bei Zinsen von		
	in €	in h/a		pro 100 kWh	pro Jahr	in 20 Jahren	2 % p.a.	3 % p.a.
2006	50.000	900	9.000	51,8	4.662	93.240	76.230	69.359
2010	27.500	900	9.000	39,1	3.519	70.380	57.541	52.354
2020	13.500	1.100	11.000	10,3	1.133	22.660	18.526	16.856

¹ Photovoltaik-Anlagen mit einer Nennleistung von 10 kWp auf einem Gebäude. ² Kosten für schlüsselfertige Anlagen; ungefähre Werte. ³ Ungefähre Werte. ⁴ Von den Einspeisevergütungen sind noch die Kosten für Wartung, Reinigung und Reparaturen abzuziehen, die aufs Jahr umgerechnet etwa 300 bis 400 € betragen.

Quelle: EEG (2000).

Überförderung von PV-Anlagen

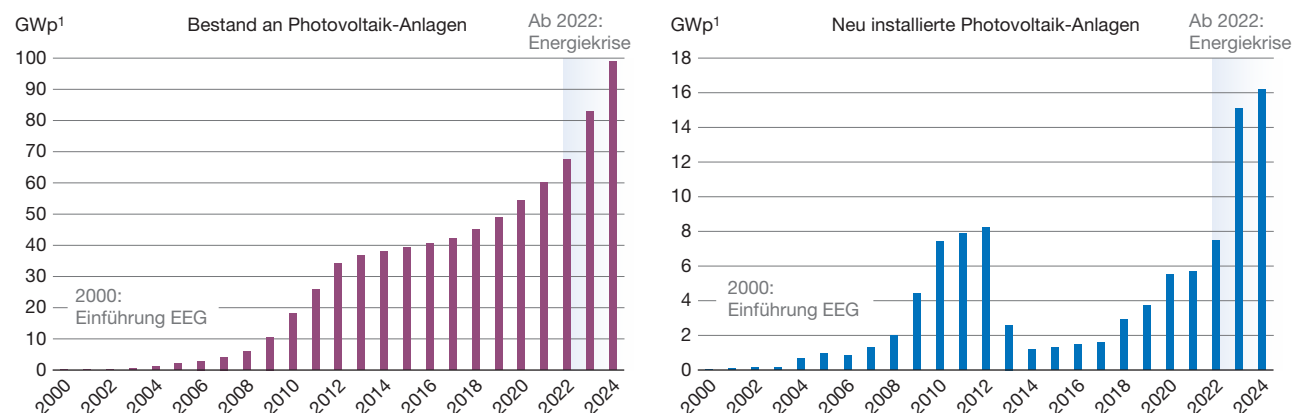
Zweitens lässt sich kaum voraussehen, wie sich der Stromertrag von EE-Anlagen und ihre Kosten verändern werden, sodass die ESV sich kaum rechtzeitig anpassen lassen. Dieses Problem trat vor allem bei PV-Anlagen auf. Ihr Stromertrag stieg zwischen 2000 und 2020 aufgrund leistungsfähigerer PV-Module und Wechselgleichrichter um knapp 30 %, und ihre Kosten sanken rasant. So kostete 2000 eine Anlage mit 10 kWp Nennleistung schlüsselfertig etwa 100.000 €. Ab 2004 führten steigenden Neuaninstallationen zu Skaleneffekt und riefen gleichzeitig neue Anbieter von PV-Modulen – vor allem in Deutschland – auf den Plan. Als Folge sanken bis 2006 die Kosten für eine neue Anlage auf etwa die Hälfte. Ab 2010 dominierten chinesische Anbieter, die PV-Module noch weit günstiger anbieten konnten und schon für gut 27.000 € eine Anlage lieferten. Der Staat lief dieser Entwicklung mit der Anpassung der ESV hinterher.

Als Folge war die Installation einer PV-Anlage ausgesprochen lohnend, wie das folgende Beispiel zeigt: 2006 kostete eine schlüsselfertige Anlage mit 10 kWp Nennleistung etwa 50.000 €. Ihr Stromertrag pro Jahr betrug rund 9.000 kWh und führte damit bei einer ESV von 51,8 ct/kWh zu einem Ertrag von 4.662 € pro Jahr und von 93.240 € in 20 Jahren (Tabelle 2). Das entsprach bei einem Zinssatz von 2 % einem Barwert von 76.230 € und bedeutete eine deutliche Überförderung.

Das führte ab 2007 zu einem massiven Zubau von PV-Anlagen, der ihren Bestand emporschnellen ließ (Abbildung 3) und damit auch die zu zahlenden ESV. Daraufhin

Abbildung 3

Neu installierte Photovoltaik-Anlagen und ihr Bestand in Deutschland 2000 bis 2024



¹ Maximale Leistung („peak“) von Solarzellen in Gigawatt (GW).

Quelle: UBA (2024, 2025).

zog die schwarz-gelbe Regierung 2010 die „Notbremse“ und kürzte die ESV für PV-Anlagen massiv, um sie den stark gesunkenen Kosten anzupassen (EEG-Novellen von 2009 und 2012). So sank die ESV von 39,1 ct/kWh Anfang 2010 um fast zwei Drittel auf 13,7 ct/kWh 2014.

Anschließend beschlossen CDU/CSU und SPD in ihrem Koalitionsvertrag: „Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ... der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems ... eine höhere Bedeutung zuzumessen“ (CDU, CSU & SPD, 2014, S. 36). Dies führte zur großen EEG-Novelle von 2014, durch die die ESV weiter sanken und verstärkt marktorientierte Maßnahmen eingeführt wurden. Entsprechend nahm der Zubau neuer Anlagen in den nächsten acht Jahren ab, und der Bestand nahm nur noch langsam zu – bis es 2022 zur Energiekrise kam.

Die zahlreichen Änderungen des EEG 2000 zwischen dem Jahr 2000 und heute zeigen – neben unterschiedlichen politischen Prioritäten der jeweiligen Regierungen –, wie schwierig es ist, die ESV adäquat festzulegen. Zudem bereitet das „Auf und Ab“ der Investitionen in neue Anlagen den dort tätigen Industrieunternehmen und Handwerksbetrieben große Probleme, und schließlich kumulieren sich über 20 Jahre feste ESV auf Dauer zu enormen Beträgen.

EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage

Die EEG-Differenzkosten ergeben sich aus der Summe der ESV minus den an der Börse erzielten Erlösen für EEG-Strom und sind damit der Verlust, der bei der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien entsteht. Sie wurden durch den Stromverbrauch geteilt und er-

gaben so die EEG-Umlage, die auf jede Kilowattstunde Strom erhoben wurde. Damit mussten die Stromkunden die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien tragen.

Nach der Verabschiedung des EEG 2000 waren die Differenzkosten bzw. die EEG-Umlage bis 2009 relativ niedrig (Abbildung 4). Entsprechend betonte der damalige Umweltminister Jürgen Trittin 2004: „Die Förderung erneuerbarer Energien (kostet) einen durchschnittlichen Haushalt nur rund 1 Euro im Monat ... – so viel wie eine Kugel Eis“ (BMU, 2004). Ab 2010 stiegen die Differenzkosten jedoch massiv und beliefen sich von 2010 bis 2020 auf durchschnittlich 20 Mrd. € pro Jahr. Entsprechend erreichte die EEG-Umlage 2020 6,8 ct/kWh und erhöhte die Stromrechnung eines Durchschnittshaushalts um etwa 250 € pro Jahr. Damit war die EEG-Umlage ein wesentlicher Grund für den starken Anstieg des Strompreises zwischen 2010 und 2020.

Insgesamt gelang es zwar, mit dem EEG den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland gezielt zu fördern und ihren Anteil an der Stromerzeugung bis 2020 auf 47 % auszuweiten und bis 2024 auf 59 % (Statistisches Bundesamt). Ihr gezielter Ausbau erhielt jedoch absoluten Vorrang vor Kosteneffizienz, sodass durch die Energiewende – und insbesondere durch den starken Zubau von PV-Anlagen – sehr hohe Kosten entstanden: Die Differenzkosten addierten sich von 2000 bis 2020 auf fast 250 Mrd. €, zu denen noch höhere Netzentgelte kamen.

Schweden gelang es mit seiner CO₂-Steuer gleichermaßen, seine erneuerbaren Energien auszubauen und 2020 nur noch etwa 15 % seines Stroms mit fossilen Energie-

trägern zu produzieren (2024 waren es sogar nur noch nur noch 2 %). Diese Entwicklung war allerdings auch auf die Nutzung von Wasserkraft und Kernkraft zurückzuführen. Der marktorientiert und langfristig ausgerichtete Ansatz Schwedens wirkte zudem wesentlich breiter als der deutsche: Er führte auch zur Zunahme erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung und im Verkehr, denn dort fiel gleichermaßen eine CO₂-Steuer an. Zum anderen wurde der Ausbau der Erneuerbaren von der Bevölkerung akzeptiert, und ein Teil der Einnahmen aus der CO₂-Steuer wurde für den Ausbau der Energieinfrastruktur genutzt (Hoerner & Bosquet, 2001; BEE, 2019).

Netzentgelte

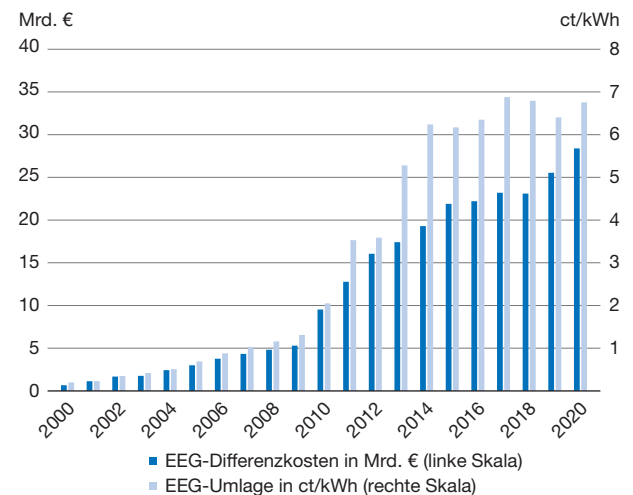
Das EEG führte zu weiteren Regulierungen für die Netzbetreiber: Sie wurden verpflichtet, alle EE-Anlagen „vorrangig“ und „ohne schuldhaftes Zögern“ an das Netz anzuschließen. Dazu müssen sie jedem Anbieter von EEG-Strom eine technisch geeignete Anschlussstelle, den sogenannten Netzverknüpfungspunkt (NVP), zur Verfügung stellen. Das gilt auch, wenn die Bereitstellung der Anschlussstelle eine Verstärkung und/oder einen Ausbau des Netzes erforderlich macht.²

Die gesamten so entstehenden zusätzlichen Netzanchluss- und Ausbaukosten haben die Netzbetreiber zu zahlen – und können sie den Stromkunden in Form höherer Netzentgelte weiterbelasten. Damit müssen die Stromverbraucher auch für die Kosten der zusätzlichen Strominfrastruktur aufkommen, die durch die starke Zunahme der Erneuerbaren erforderlich wird. Als Folge stiegen die Netzentgelte deutlich stärker als die Verbraucherpreise – zwischen 2010 und 2020 etwa um das 1,8-Fache und zwischen 2020 und 2024 etwa um das 2,5-Fache – und trugen damit zur überproportionalen Steigerung der Strompreise bei.

Dagegen werden die Betreiber von EE-Anlagen nicht an den Kosten für NVP und Netzerweiterungen beteiligt. Das führt häufig zu Ineffizienz (RWE, o. D.; Braunberger & Theurer, 2025). So dimensionieren die Anlagenbetreiber ihre Anschlussleistung auf 100 % der installierten Leistung, was zu meist unterausgelasteten NVP führt: Ihre durchschnittliche Nutzung erreicht bei PV-Anlagen nur 13 % und bei modernen Windenergieanlagen nur 33 % (BEE, 2024). Auch orientieren sie sich bei ihrer Standortwahl nicht an der Situation der Netze. Insgesamt wird so den Kosten des Stromsystems – von der Erzeugung, über die Speicherung und den Netzausbau bis hin zur Bereit-

² Nach §3, Abs. 1 EEG 2000 muss der Netzausbau wirtschaftlich zumutbar sein, d. h., er sollte nicht mehr als 25 % der Investitionskosten der EE-Anlage kosten.

Abbildung 4
EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage in Deutschland 2000 bis 2020



Quelle: Statista (2025); BDEW-Strompreisanalyse (2021, 2025).

stellung von Reserve-Kraftwerken – zu wenig Beachtung geschenkt. Beispielsweise ist es für Betreiber rentabler, nur in EE-Anlagen zu investieren und auf Speicher zu verzichten, auch wenn das einen stärkeren Netzausbau erfordert und die Kosten für das gesamte Stromsystem hochschraubt.

Stromgestehungskosten und Strommix

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die durchschnittlichen Erzeugungskosten pro kWh Strom. Für ihre Berechnung werden für jeden Energieträger und damit für jeden Kraftwerkstyp die Gesamtkosten ermittelt, die über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks entstehen, und durch die mit ihm produzierte Strommenge geteilt. Dabei umfassen die Gesamtkosten i.d.R. Investitions- und Finanzierungskosten, Betriebs- und Brennstoffkosten sowie Kosten des Rückbaus und der Entsorgung. Allerdings gibt es für die verschiedenen Energieträger Besonderheiten:

- Bei der Stromproduktion mit fossilen Energieträgern haben die Brennstoffkosten einen großen Anteil an den Gesamtkosten. Dabei kommt steigenden ETS-Zertifikatspreisen Bedeutung zu. Sie machen es zunehmend lohnender, Kohle und Öl durch Gas und insbesondere durch erneuerbare Energien zu ersetzen.
- Bei Kernkraftwerken sind die „sunk costs“ in Form von Bau- und Rückbaukosten besonders hoch, so dass sie nur bei einer sehr langen Laufzeit und einer entspre-

chend großen Menge an erzeugtem Strom wirtschaftlich sind.

- Bei erneuerbaren Energien entstehen keine Brennstoffkosten, so dass die Gestehungskosten niedrig sind. Allerdings fallen Wind- und Solarstrom sehr ungleichmäßig an, so dass Ausgleichstechnologien und Infrastrukturanpassungen erforderlich sind, die bei der Stromversorgung mit Erneuerbaren nicht zu unterschätzende zusätzliche Kosten verursachen (Grimm et al., 2024).

Als Folge haben die Anteile der verschiedenen Energieträger bei der Stromproduktion, d. h. der Strommix, wesentlichen Einfluss auf die durchschnittlichen Gestehungskosten eines Landes. Der länderspezifische Strommix wiederum hängt von den natürlichen Gegebenheiten und von politischen Entscheidungen ab. So kann zum Beispiel Norwegen nahezu seinen gesamten Strombedarf mit Wasserkraft erzeugen, und auch andere europäische Länder wie Schweden, die Schweiz und Österreich, decken damit große Teile ihres Stromverbrauchs. Überwiegend auf Kernkraft setzen vor allem Frankreich, viele osteuropäische Staaten sowie Finnland.

In Deutschland dominierten bei der Stromerzeugung im Jahr 2000 zunächst fossile Energieträger (60 %) sowie Atomstrom (30 %). Bis 2010 wurde vor allem Kohle durch weniger klimaschädliches Gas substituiert. Dabei hielt sich der Einfluss der Neuen Ostpolitik in Grenzen: Von den 14 % des Stroms, die in Gaskraftwerken erzeugt wurden, stammten nur etwa 7 % aus Russland. Ab 2010 gewannen erneuerbare Energien zunehmend an Bedeutung und überholten zu Beginn der 2020er Jahre die Fossilen.

Auf Dauer bestimmt dieser Strommix die durchschnittlichen Gestehungskosten und damit die für den Strompreis relevanten Beschaffungskosten. Denn die großen Versorger wie E.ON, RWE und EnBW, verfügen über eigene Kraftwerke und beschaffen sich ihren Strom direkt über bilaterale Verträge mit Kraftwerken („over the counter“ - OTC). Zudem kaufen sie Strom an den Spot- und Terminmärkten der Strombörsen – insbesondere der EEX in Leipzig.

Stark steigende Strombeschaffungskosten ab 2022

Zwischen 2000 und 2021 nahmen die Beschaffungskosten in etwa genauso stark zu wie der gesamte Strompreis (Abbildung 2). Danach stiegen sie bis 2023 abrupt von 8,5 auf 25 ct/kWh, ausgelöst durch den Überfall Russlands auf die Ukraine. Es kam zu einer globalen Energiekrise, die die Preise für Öl, Kohle und insbesondere für Gas explodieren ließ. Zwar fielen die Beschaffungskosten anschließend wieder etwas, betrug aber 2025 noch immer 16 ct/kWh, d. h. fast das Doppelte des Vorkrisenniveaus.

Im Gegenzug entlastete die Regierung die Stromverbraucher, indem sie die Kosten der Energiewende teilweise auf die Steuerzahler verlagerte: Die EEG-Umlage wurde abgeschafft und die EEG-Differenzkosten werden zukünftig aus dem Bundeshaushalt finanziert.³ Dennoch lag 2025 der Haushalts-Strompreis mit 39,7 ct/kWh noch fast 7 ct/kWh höher als vor der Energiekrise.

Dieser hohe Strompreis machte für Haushalte eine eigene PV-Anlage attraktiv. Denn sie konnten mit ihrem selbst erzeugten Strom ihre Stromrechnung erheblich reduzieren – und das bei weiter sinkenden Anlagenkosten. Dennoch drehte die Ampelregierung 2022/23 weiter an nahezu allen Stellschrauben, um den Ausbau von Photovoltaik- und auch von Windkraftanlagen zu fördern (u. a. Umsatzsteuerbefreiung für kleinere PV-Anlagen, Abbau bürokratischer Hürden und wieder höhere ESV). Hintergrund war das „Osterpaket“, mit dem die Ampel 2022 eine umfassende energiepolitische Novelle einleitete (Deutscher Bundestag, 2022).

Dunkelflauten und Hellbrisen

Daraufhin wurde massiv in neue PV- und Windkraft-Anlagen investiert; der Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung stieg innerhalb von nur zwei Jahren auf 59 %. Die Kehrseite dieser Entwicklung ist allerdings, dass je nach Jahreszeit und Wetterlage zeitweise zu wenig oder zu viel Strom ins Netz eingespeist wird. Als Folge drohen im Winter, wenn es bewölkt ist, kein Wind weht und die Stromnachfrage durch Wärmepumpen hoch ist, Dunkelflauten, d. h., der Strombedarf kann plötzlich nicht mehr gedeckt werden. Beispielsweise betrug im Dezember 2024 an manchen Tagen der Beitrag erneuerbarer Energien zum Stromverbrauch nur noch 20 %, und es mussten Gas- und Kohlekraftwerke und Stromimporte aus dem Ausland einspringen. Umgekehrt traten an sonnen- und windreichen Feiertagen Hellbrisen auf, d. h., es wurde zu viel Ökostrom eingespeist und es drohte Instabilität im Stromnetz. Dann mussten die Netzbetreiber Windräder und Solarparks teilweise abregeln („Redispatch“), und an der Strombörse kam es zu negativen Strompreisen. Deshalb wurde mit dem EEG 2025 eingeführt, dass auch kleine, steuerbare PV-Anlagen und sogar lokale Stromnetze abgeschaltet werden können.⁴

Beim ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energien wurde versäumt, gleichzeitig ausreichend Maßnahmen zu ergreifen und Anreize zu setzen, um das gesamte Strom-

³ 2023 zahlte die Regierung zusätzlich einen Zuschuss von knapp 13 Mrd. € zu den Netzentgelten.

⁴ Hinzu kam im Februar 2025 das sogenannte Solarspitzengesetz, das auf die Vermeidung von Netzüberlastungen durch die Einspeisungen von neuen PV-Anlagen abstellt.

system an das zunehmend volatilere Stromangebot anzupassen und damit seine Stabilität zu sichern. Solche Maßnahmen sind vor allem:

- Die Modernisierung und der Ausbau der Strominfrastruktur. Allerdings wurde erst 2023 mit dem Bau von „SuedLink“, der Stromtrasse zwischen Nord- und Süddeutschland, begonnen, und auch regionale und lokale Stromnetze wurden nicht ausreichend ausgebaut, um Engpässe bei der Einspeisung von Erneuerbaren vermeiden zu können.
- Anreize für netzdienliches Verhalten. Allerdings wurden die Anbieter von EE-Anlagen nicht an den Kosten ihres Netzanschlusses und des dafür erforderlichen Netzausbaus beteiligt. Entsprechend lohnte es sich für sie nicht, gleich einen Speicher mitzubauen und sich mit einer niedrigeren Netzanschlussleistung zufrieden zu geben und eine Netzüberbauung zuzulassen. Auch wurden Stromanbieter nicht dafür belohnt, ihre neue EE-Anlage dort zu errichten, wo Strom gebraucht wurde.
- Investitionen, um Stromangebot und Stromnachfrage zu flexibilisieren. Allerdings wurden zu wenige Backup-Kraftwerke und zu wenige (Groß-)Speicher errichtet, und es gibt zu wenige intelligente Steuerungen für den Stromverbrauch.

Fazit und Ausblick

Der hohe und seit mehr als 20 Jahren überproportional steigende Strompreis für Haushalte ist das Ergebnis politischer Entscheidungen. In Deutschland wurde entschieden, den Ausbau erneuerbarer Energien mit Subventionen zu erreichen und nicht über den Preismechanismus, d. h. nicht mit einer CO₂-Steuer oder einem Zertifikatspreis. Umgesetzt wurde diese Entscheidung vor allem mit dem EEG von 2000, das auf Einspeisevergütungen (ESV) und Regulierungen setzte. Damit erhielt der gezielte Ausbau Erneuerbarer absoluten Vorrang vor Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz. Beispielsweise wurden PV-Anlagen mit ESV gefördert, die anfangs mehr als fünf Mal so hoch waren wie die ESV bei anderen EE-Anlagen. Dadurch kam es jahrelang zu einer Überförderung von Photovoltaik und zu einer rasant steigenden EEG-Umlage, die bis 2022 allein zu Lasten der Stromverbraucher ging.

Hinzu kamen und kommen hohe Netzentgelte, weil die Netzbetreiber verpflichtet sind, alle EE-Anlagen vorrangig an das Netz anzuschließen und den dafür erforderlichen Netzausbau umgehend vorzunehmen. Die dabei anfallenden Kosten müssen die Stromkunden in Form höherer Netzentgelte tragen. Nicht zuletzt aufgrund dieser Regulierung fand kein adäquater Ausbau des gesamten Stromsystems statt, bei dem EE-Anlagen und ihre Speicher, die Netzinfrastruktur sowie Reservekraftwerke so aufeinander

abgestimmt werden, dass die Stabilität des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit gewährleistet sind und darüber hinaus möglichst niedrige Kosten entstehen.

Hinzu kam der Überfall Russlands auf die Ukraine, der zu einer globalen Energiekrise führte und zwischen 2022 und 2023 die Beschaffungskosten für Strom abrupt von 8,5 auf 25 ct/kWh steigen ließ. Im Gegenzug entlastete die Regierung die Stromkunden insbesondere, indem sie die EEG-Umlage abschaffte. Dennoch liegt 2025 der Haushaltsstrompreis mit 39,7 ct/kWh um fast 7 ct/kWh höher als vor der Energiekrise.

Zu fragen bleibt schließlich, ob mit einem sinkenden Haushaltsstrompreis zu rechnen ist, wenn der Stromverbrauch fast ausschließlich mit erneuerbaren Energien gedeckt wird. Dafür wird gerne ins Feld geführt, dass „Wind und Sonne ... keine Rechnung (schicken)“. Nach einer Studie des Fraunhofer-Instituts liegen schon heute die Stromgestehungskosten von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen unter denen von Gas-, Kohle- und Kernkraftwerken, und in Zukunft ist mit einer weiter steigenden Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren zu rechnen (Kost et al., 2024).

Dabei wird allerdings zweierlei nicht berücksichtigt. *Erstens* ist die mit Wind und Sonne produzierte Strommenge sehr wetterabhängig und schwankt stark. *Zweitens* bedeutet der Umstieg auf Erneuerbare, dass große konventionelle Kraftwerke durch eine Vielzahl kleinerer dezentraler Kraftwerke und Erzeugungsanlagen ersetzt werden, die miteinander verbunden und koordiniert werden müssen. Beides erfordert, das Stromsystem mit intelligenten Steuerungen, flexiblen Speichern und „Backup“-Kapazitäten sowie durch einen umfangreichen Netzausbau zu ertüchtigen.

Dadurch sind – neben den Gestehungskosten von PV- und Windkraftanlagen – hohe zusätzliche Kosten zu erwarten (Grimm et al., 2024). Die Bundesnetzagentur schätzt die Kosten für Vorhalte- und „Redispatch“-Maßnahmen auf etwa 3 Mrd. € pro Jahr (Bundesnetzagentur, 2025). Schwerer wiegen die hohen Investitionen in den Ausbau der Stromnetze, die sich laut Netzentwicklungsplan bis 2045 auf knapp 530 Mrd. € addieren werden, d. h. im Durchschnitt pro Jahr mit etwa 25 Mrd. € zu Buche schlagen (Stratmann, 2024).

Nur mit einer umfangreichen Ertüchtigung des Stromsystems und den damit verbundenen hohen Kosten kann erreicht werden, dass bei einer Stromproduktion, die in wenigen Jahren alleine auf erneuerbaren Energien basieren wird, Netzstabilität und Versorgungssicherheit gewährleistet sind. Das bedeutet jedoch gleichzeitig, Abschied von einem sinkenden Haushaltsstrompreis in Deutschland zu nehmen.

Literatur

- Braunberger, G. & Theurer, M. (2025, 16. März). Wir könnten bei der Energiewende richtig viel Geld einsparen. *Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung*.
- Bundesnetzagentur. (2025). *Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2025)*.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021, 28. Januar). *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021*.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2025, 21. Juli). *BDEW-Strompreisanalyse 2025*.
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (2019). *BEE-Briefing zur CO₂-Bepreisung in Schweden und der Schweiz*.
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (2024, 11. April). *BEE-Studie zu Netzverknüpfungspunkten* [Pressemitteilung].
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2004, 30. Juli). *Das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) tritt in Kraft* [Pressemitteilung Nr. 231/04].
- CDU, CSU & SPD. (2014). *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode*.
- Deutscher Bundestag. (2022). *Osterpaket zum Ausbau erneuerbarer Energien beschlossen*.
- EEG. (2000). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 (BGBl. I, S. 305)*. Das EEG wurde in den Jahren 2004, 2009, 2012, 2014, 2017, 2021 und 2023 überarbeitet und novelliert.
- Grimm, V., Oechsle, L. & Zöttl, G. (2024). Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten. *Wirtschaftsdienst*, 104(6), 387–394.
- Hoerner, J. A. & Bosquet, B. (2001). *Environmental tax reform: The European experience*. Center for a Sustainable Economy.
- Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V. & Thomsen, J. (2024). *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Neubäumer, R. (2019). Der Klimawandel wird weitergehen – eine unbequeme Wahrheit. *Wirtschaftsdienst*, 99(11), 798–807.
- RWE. (o. D.). *Marktorientiert und pragmatisch: Die Energiewende braucht einen Neustart*.
- Statista. (2025, 24. September). *Differenzkosten aus EEG-Vergütung und Erlöse für EEG-Strom in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020*.
- Statistisches Bundesamt. (2025, 23. Juni). *GENESIS-Datenbank: Verbraucherpreisindex für Deutschland (Code 61111)*.
- Stratmann, K. (2024, 31. Juli). Investitionen von mehr als 600 Milliarden Euro in Netze nötig. *Handelsblatt*.
- UBA – Umweltbundesamt. (2024). *AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik)*. Zitiert nach Quaschnig, V. (2025). *Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland*.
- UBA – Umweltbundesamt. (2025). *AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik)*. Zitiert nach Quaschnig, V. (2025). *Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland*.

Title: Why is the price of electricity for households in Germany (too) high?

Abstract: The article analyses why Germany has one of the highest prices for household electricity worldwide. This is the result of a long-term trend: for more than 20 years, the price of electricity has been rising much faster than consumer prices. The reason for this is the political decision to accelerate the renewable energy transition through subsidies and regulations rather than through price mechanisms. The Renewable Energy Sources Act (EEG) of 2000 gave absolute priority to the expansion of renewable energies over economic efficiency and costs. This led to inefficiencies in the rollout of renewables and in grid expansion and increased the risk of destabilising the electricity system. Therefore, a massive expansion and restructuring of the German electricity system is necessary.