

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2022

Strommarkt erklärt: Preisbildung, Preiskrise und die "Strompreisbremse"

Ein Beitrag zur aktuellen Debatte über Eingriffe in den Strommarkt

Martin Kittel, Alexander Roth und Wolf-Peter Schill

IMPRESSUM

DIW Berlin, 2022

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-75-0

ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 184

Martin Kittel*, Alexander Roth*, Wolf-Peter Schill*

Strommarkt erklärt: Preisbildung, Preiskrise und die „Strompreisbremse“

Ein Beitrag zur aktuellen Debatte über Eingriffe in den Strommarkt

Berlin, 4. November 2022

* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt. mkittel@diw.de, aroth@diw.de, wschill@diw.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	„Der Strommarkt“? Es gibt verschiedene Strommärkte und Strompreise	1
3	Preisbildung an der Strombörse	3
4	Strompreise für Haushalte	5
5	Aktuelle Energiepreiskrise: drei Ursachen für ungewöhnlich hohe Preise	6
5.1	Erdgaspreise	7
5.2	Wasserkraft	9
5.3	Französische Atomkraftwerke	9
5.4	Strommarkt funktioniert trotz hoher Preise weiterhin	9
6	Die „Strompreisbremse“: Abschöpfung von Zufallsgewinnen und Entlastung von Endkund*Innen	10
6.1	Abschöpfung von Zufallsgewinnen auf den Strommärkten durch Erlösobergrenzen.....	10
6.2	Entlastung von Stromkund*innen durch am historischen Verbrauch orientierte Pauschalzahlungen	12
6.3	Vorläufige Einordnung und Bewertungskriterien	13
7	Fazit und Ausblick.....	15
	Literatur	17

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Vereinfachte Illustration der Markträumung an der europäischen Strombörse vor (links) und seit (rechts) der Energiepreiskrise. <i>Links</i> : Der Schnittpunkt der Merit-Order mit der Nachfragekurve ergibt den markträumenden Gleichgewichtspreis. Die stilisierten Technologie-Blöcke repräsentieren eine Vielzahl einzelner Kraftwerke mit leicht ansteigenden Grenzkosten. In Wirklichkeit sind diese Blöcke nicht klar voneinander abgegrenzt. <i>Rechts</i> : Durch das verknappte Angebot von Wasser- und Atomkraft in Europa hat sich die Merit-Order nach links verschoben. Durch den Anstieg der Brennstoffkosten ist die Merit-Order gleichzeitig deutlich steiler geworden, entsprechend sind die Großhandelspreise stark gestiegen.	4
Abbildung 2: Haushalts-Strompreise (real, Preisbasis 2022). Dargestellt sind durchschnittliche Preise in Cent/kWh für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh, wobei fixe Preisbestandteile ebenfalls auf den Verbrauch umgelegt wurden. Quelle: Eigene Inflationsbereinigung auf Basis von BDEW-Daten.....	6
Abbildung 3: Tagesdurchschnittliche „Day-Ahead-Preise“ für Strom und Gas sowie stilisierte Brennstoffkosten eines Gaskraftwerks mit einem Wirkungsgrad von 50 Prozent in Deutschland. Quelle: EPEX Spot, EEX, eigene Berechnungen.....	7
Abbildung 4: Entwicklung der Netto-Erdgasimporte nach Deutschland seit Anfang 2021. Die letzten zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Beitrags verfügbaren Daten sind von August 2022. Quelle: Open Energy Tracker (2022)	8
Abbildung 5: Stilisierte Illustration des Vorschlags des Rats der Europäischen Union mit pauschaler Erlösobergrenze von 180 Euro/MWh (links) und des Vorschlags der Bundesregierung mit technologiespezifischer Erlösobergrenze und Abschöpfung (rechts).....	11

1 Einleitung

Seit Herbst 2021 sind die Strompreise in Europa sehr stark gestiegen. Dies führte sowohl in Deutschland als auch auf der europäischen Ebene zu intensiven politischen Debatten über die Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt. Aktuell wird insbesondere die Entlastung von Stromverbraucher*Innen unter dem etwas unscharfen Begriff der „Strompreisbremse“ diskutiert, aber teils auch das Marktdesign an sich in Frage gestellt. Dabei gibt es in der Öffentlichkeit und manchen Medien offenbar teils unklare Vorstellungen darüber, wie die Preisbildung an den Strommärkten grundsätzlich funktioniert und wie es zu dem aktuell sehr hohen Preisniveau kommt. Ziel dieses Beitrags ist es, Hintergrundwissen zu diesen Zusammenhängen bereit zu stellen. Zudem wird die Funktionsweise der vorgeschlagenen „Strompreisbremse“ erläutert und diskutiert, welche Kriterien bei ihrer Ausgestaltung zu beachten sind; dabei liegt der Fokus auf der Wirkung für Haushalts-Stromkund*Innen.¹

2 „Der Strommarkt“? Es gibt verschiedene Strommärkte und Strompreise

In Deutschland wird Strom auf regulierten Märkten gehandelt. Dabei gibt nicht den „einen“ Strommarkt, sondern verschiedene Märkte mit verschiedenen Preisen. Zentral ist die Unterscheidung zwischen dem Großhandelsmarkt und Einzelhandelsmärkten (Bundesnetzagentur 2022). Im Großhandel interagieren Stromerzeuger mit Stromhändlern und großen industriellen Verbrauchern; im Einzelhandel werden insbesondere Haushalte mit Strom beliefert.

Der **Großhandel** lässt sich in verschiedene Segmente mit verschiedenen Preisen und Zeithorizonten unterteilen. Am **Spotmarkt** werden Strommengen mit sehr zeitnahe Liefertermin gehandelt, entweder über standardisierte Stromprodukte an der Börse, oder mit außerbörslichen „Over-the-counter“ (OTC)-Geschäften. Der OTC-Handel wird direkt zwischen Marktteilnehmern abgewickelt, wobei sich die Preise an denen der Börse orientieren. Der für die Preisfindung wichtigste Markt ist die mit den Nachbarländern gekoppelte „Day-Ahead-Auktion“ an der Börse, bei der Händler ihre Erzeugungs- und Nachfragegebote für verschiedene Stunden des kommenden Tags einreichen können. Zum Spotmarkt gehört auch der volumenmäßig kleinere „Intra-

¹ Dieser Artikel erschien auch bei Heise Online (<https://www.heise.de/hintergrund/Strommarkt-erklart-Preisbildung-Preis-krise-und-die-Strompreisbremse-7328377.html?seite=all>).

Day“ Markt, an dem Strommengen für die Lieferung am selben Tag kurzfristig gehandelt werden. Darüber hinaus gibt es **Terminmärkte**, über die Strom mehrere Jahre im Voraus gehandelt werden kann. Termingeschäfte sind besonders relevant für die langfristige Absicherung von Preisschwankungen und können ebenfalls an der Börse oder OTC abgeschlossen werden.

Zudem gibt es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit weitere Märkte und Mechanismen, die für eine kurz- bzw. längerfristige Bereitstellung von Stromerzeugungs- oder -abnahmeleistung sorgen (vgl. Kasten zum Unterschied von Energie und Leistung). Zum einen gibt es die **Regelreserve**, die die Vorhaltung von Leistung organisiert, die zur kurzfristigen Stabilisierung des Netzes im Bedarfsfall aktiviert werden kann. Darüber hinaus werden in Deutschland mittlerweile verschiedene Arten von **Kapazitätsreserven** vorgehalten für den Fall, dass die Nachfrage aufgrund systemweit oder regional zu geringer Erzeugungskapazitäten nicht gedeckt werden kann.²

Auf dem Großhandelsmarkt wird mit Strommengen gehandelt, d.h. mit elektrischer Energie. Dies ist nicht das Gleiche wie elektrische Leistung bzw. Kapazität. Was ist der Unterschied zwischen Energie und Leistung? Eine Strommenge ist die elektrische Arbeit, die in elektrischen Geräten oder Anlagen erbracht bzw. in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Eine für Endverbraucher*Innen in Haushalten übliche Einheit für elektrische Arbeit ist die Kilowattstunde (kWh). Die Leistung bezeichnet dagegen die Rate, mit der elektrische Arbeit pro Zeiteinheit verrichtet werden kann. Eine im Haushalt gebräuchliche Einheit für die elektrische Leistung ist das Kilowatt (kW).

Beispielsweise benötigt eine Waschmaschine eine gewisse Strommenge für das Erwärmen des Wassers auf die Waschtemperatur. Zudem verrichtet sie elektrische Arbeit, indem sie für den Betrieb der Waschtrommel elektrische Energie in mechanische Energie umwandelt. Wenn die Maschine für einen Waschgang, der eine Stunde dauert, eine Strommenge von einer Kilowattstunde benötigt, hat sie während des Waschgangs im Mittel eine elektrische Leistungsaufnahme von einem Kilowatt.

² Dazu gehören die sogenannte Kapazitätsreserve (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>) sowie die sogenannte Netzreserve (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>).

Im **Einzelhandel** lassen sich mindestens zwei Segmente unterscheiden. Einerseits gibt es die „nicht leistungsgemessenen“ Haushalts- und Gewerbekunden. Sie haben Strompreise, die nicht von der Tageszeit oder der aktuellen Leistungsaufnahme abhängen und bezahlen Strom somit im Wesentlichen auf Basis ihres jährlichen Verbrauchs. Andererseits gibt es die „leistungsgemessenen“ Großverbraucherkunden, bei denen nicht nur der tatsächliche Verbrauch, sondern kontinuierlich auch die (Durchschnitts-)Leistung mit einem Zähler gemessen wird. Diese können somit flexible Stromtarife haben.

3 Preisbildung an der Strombörse

Für die Preisbildung im Spotmarkt ist vor allem der Handel an der Strombörse relevant. Hier geben Stromerzeuger und -nachfrager Gebote ab, wie viel Strom sie in welcher Stunde zu welchem Preis verkaufen bzw. kaufen wollen. Dabei haben Stromerzeuger im derzeitigen Marktdesign grundsätzlich einen Anreiz, Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten abzugeben.³ Grenzkosten sind die Kosten, die für die Erzeugung der letzten produzierten Einheit anfallen, also zum Beispiel die variablen Kosten pro Kilowattstunde (kWh) in Form von benötigter Kohle oder Erdgas sowie Kosten für Emissionszertifikate. Diese Grenzkosten unterscheiden sich in der Regel stark zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien. So liegen die Grenzkosten eines Braunkohlekraftwerks deutlich unter denen eines Erdgaskraftwerks, da die für die Stromproduktion benötigte Kohle deutlich günstiger ist als Erdgas.

Die **Angebotskurve** ergibt sich, wenn man alle Angebote auf dem Strommarkt ansteigend nach ihrem Preis sortiert. Sie wird auch „Merit-Order“ genannt. Für die Bildung der **Nachfragekurve** werden alle nachgefragten Mengen nach fallendem Preis geordnet. Am Schnittpunkt beider Kurven ergibt sich der **Marktpreis**. Dieser Preis gilt dann für die gesamte Nachfrage und das gesamte Angebot bis einschließlich des teuersten zum Zug kommenden Angebots (Abbildung 1, links).⁴

³ Im Gegensatz zu Märkten mit einem „Independent System Operator“, zum Beispiel dem US-amerikanischen PJM-Markt, können Stromerzeuger im europäischen Strommarkt Gebote abgeben, die ein ganzes Portfolio von Kraftwerken abbilden. Es gibt keine Pflicht, kraftwerksspezifische Gebote abzugeben; darüber hinaus gibt es auch keine Pflicht, überhaupt Gebote an der Strombörse abzugeben.

⁴ An der Strombörse können auch Blockgebote abgegeben werden, mit denen Strom über mehrere zusammenhängende Stunden angeboten oder nachgefragt wird. Solche Gebote können für Kraftwerke vorteilhaft sein, bei denen ein Anfahrvorgang relevante Fixkosten verursacht.

Anbieter mit niedrigen Grenzkosten erzielen also in einer gegebenen Stunde denselben Preis wie Anbieter mit hohen Grenzkosten. Der marginale Anbieter, der beispielsweise mit einem Erdgaskraftwerk Strom angeboten und den Preis bestimmt hat, erhält so genau die Grenzkosten dieses Kraftwerks. Alle anderen Anbieter, die in der Aktion zum Zug gekommen sind, Erlösen über ihre Grenzkosten hinaus noch die Differenz zwischen ihrem Gebot und dem Marktpreis. Diese Mehrerlöse werden „Produzentenrente“ oder auch „Deckungsbeiträge“ genannt.⁵

Unter idealisierten Annahmen ergibt sich im langfristigen Gleichgewicht ein Kraftwerkspark, bei dem alle Erzeuger mit ihren Erlösen nicht nur ihre variablen Kosten, sondern auch ihre Investitionskosten genau decken können. Hierfür müssen die Preise am Spotmarkt in der Regel über den Grenzkosten der meisten Erzeuger liegen.⁶

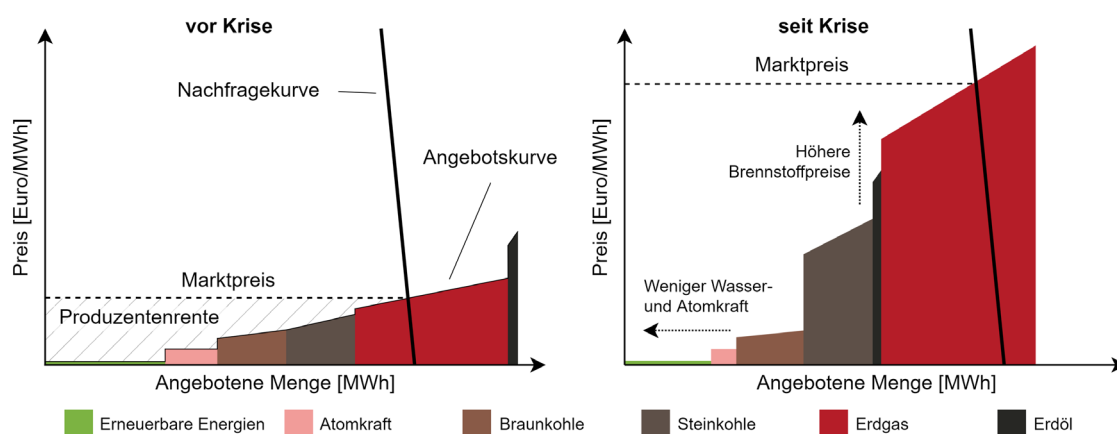


Abbildung 1: Vereinfachte Illustration der Markträumung an der europäischen Strombörse vor (links) und seit (rechts) der Energiepreiskrise. *Links:* Der Schnittpunkt der Merit-Order mit der Nachfragekurve ergibt den markträumenden Gleichgewichtspreis. Die stilisierten Technologie-Blöcke repräsentieren eine Vielzahl einzelner Kraftwerke mit leicht ansteigenden Grenzkosten. In Wirklichkeit sind diese Blöcke nicht klar voneinander abgegrenzt. *Rechts:* Durch das verknappte Angebot von Wasser- und Atomkraft in Europa hat sich die Merit-Order nach links verschoben. Durch den Anstieg der Brennstoffkosten ist die Merit-Order gleichzeitig deutlich steiler geworden, entsprechend sind die Großhandelspreise stark gestiegen.

In der aktuellen Diskussion um das Strommarktdesign wird das fundamentale Prinzip eines (innerhalb einer Stunde) **einheitlichen Preises**, bei dem der teuerste noch zum Zug gekommene Anbieter den Preis setzt, teils missverstanden im Sinne vermeintlich unberechtigter Gewinne für alle anderen Anbieter. Dieses Einheitspreisprinzip führte jedoch zu einem wünschenswerten

⁵ Ebenso erzielen Nachfrager, deren Zahlungsbereitschaft den Marktpreis übersteigt, eine sogenannte „Konsumentenrente“.

⁶ Im langfristigen Gleichgewicht eines idealisierten Energy-Only-Markts sind zudem gelegentliche Knappheitspreise erforderlich, die über den Grenzkosten des letzten Kraftwerks liegen, damit auch die Grenzkraftwerke auskömmliche Deckungsbeiträge erwirtschaften können.

Gebotsverhalten, bei dem alle Anbieter grundsätzlich einen Anreiz haben, ihre wahren Grenzkosten zu bieten. Zudem führt es – unter idealisierten Annahmen – im langfristigen Gleichgewicht auch dazu, dass alle Anbieter genau ihre Gesamtkosten decken können. Darüber hinaus sind weder das Prinzip des Einheitspreises noch die „Merit-Order“, die letztlich nur eine Angebotskurve ist, spezifische Konzepte des Strommarkts. Vielmehr sind sie auf vielen Märkten mit freier Preisbildung im Grundsatz anzutreffen.

Würde die Preisbildung anstelle der Einheitspreisauktion beispielsweise durch ein Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) ersetzt, bei welchem die Anbieter exakt in Höhe ihrer Gebote bezahlt werden, würden die Strompreise höchstwahrscheinlich nicht sinken. In einem solchen Verfahren hätten die Verkäufer keinen Anreiz mehr, Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten abzugeben, sondern würden versuchen, möglichst nah am erwarteten höchsten noch zum Zug kommenden Gebot des Marktes zu bieten, um ihre Erlöse zu maximieren (vgl. Milgrom und Weber 1982). Eine solche Gebotsstrategie wäre deutlich aufwändiger, bevorteilt große, strategisch agierende Anbieter und würde zu steigender Unsicherheit führen, ohne dass eine Preisdämpfung erwartet werden dürfte.

Das Merit-Order-Modell ist eine **vereinfachte, lehrbuchhafte Darstellung** der Wirklichkeit, insbesondere das langfristige Gleichgewicht betreffend. In Wirklichkeit gibt es eine lange Tradition von energiepolitischen Eingriffen sowie technologiespezifischen Fördermaßnahmen, die insbesondere für Investitionen in Erzeugungskapazitäten relevant waren und sind. Dennoch ist das Merit-Order-Modell sehr hilfreich für die Illustration der Preisbildung sowie den Kraftwerkseinsatz.

4 Strompreise für Haushalte

Die Strompreise für Haushalte sind deutlich höher als die Preise, die auf dem Großhandelsmarkt zustande kommen. Das liegt daran, dass der Haushaltsstromtarif diverse **weitere Preisbestandteile** enthält (Abbildung 2). Dazu gehören Kosten für Vertrieb und Zähler, regulierte Netzentgelte für den Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze sowie diverse Steuern, Abgaben und Umlagen. In den Jahren 2013 bis 2021 machten Steuern, Abgaben und Umlagen rund die Hälfte des Haushaltsstrompreises aus (BDEW 2022). Im Zuge der Energiepreiskrise ist ihr Anteil aber auf knapp ein Drittel zurückgegangen, da die Beschaffungskosten wegen der hohen

Großhandelspreise stark gestiegen sind. Die EEG-Umlage, die seit dem Jahr 2000 zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien erhoben wurde, ist zum 1. Juli 2022 abgeschafft worden.

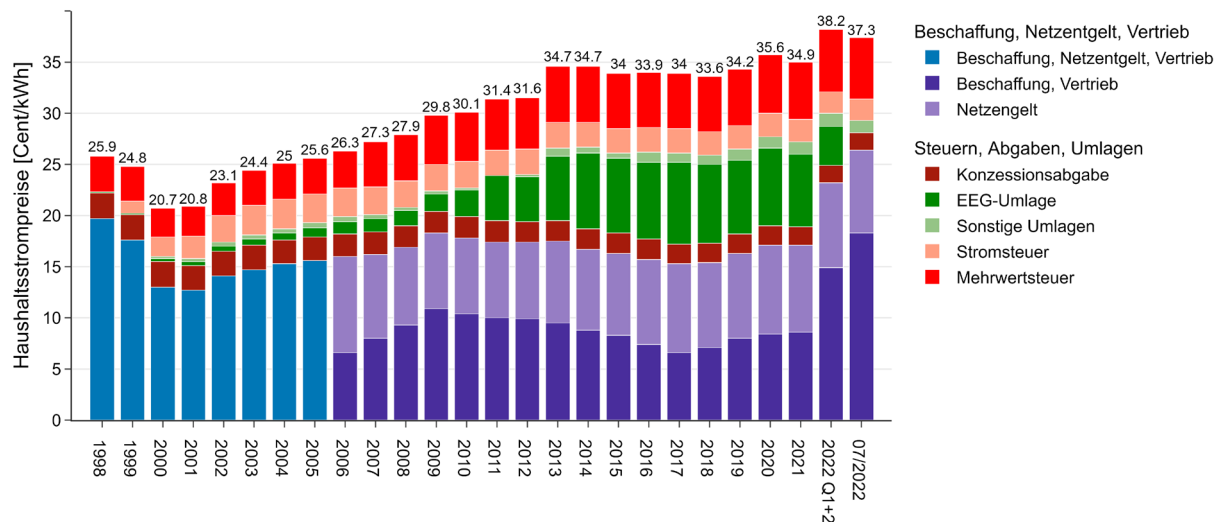


Abbildung 2: Haushalts-Strompreise (real, Preisbasis 2022). Dargestellt sind durchschnittliche Preise in Cent/kWh für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh, wobei fixe Preisbestandteile ebenfalls auf den Verbrauch umgelegt wurden. Quelle: Eigene Inflationsbereinigung auf Basis von BDEW-Daten.

Die Stromtarife für Privathaushalte basieren in der Regel auf einer Beschaffungsstrategie der Stromhändler, nach der Strom am Großhandelsmarkt zum Teil mehrere Jahre im Voraus auf Terminmärkten beschafft wird. Die Versorger sichern sich damit gegen Strompreisschwankungen ab. Die aktuellen Preise auf dem Großhandelsmarkt sind daher für Privathaushalte mit Bestandsverträgen nicht unmittelbar spürbar, sondern werden in der Regel erst mit einem gewissen zeitlichen Verzug weitergegeben. Im Gegensatz dazu entfalten Preisschwankungen im Großhandel eine praktisch sofortige Wirkung auf die Tarife der Vertragsabschlüsse von Neukunden*Innen.

5 Aktuelle Energiepreiskrise: drei Ursachen für ungewöhnlich hohe Preise

Seit ungefähr Mitte des Jahres 2021 sind die Preise am Spotmarkt erheblich gestiegen (Abbildung 3). Während sich der tagesdurchschnittliche Strompreis (Grundlast-Strom in der „Day-Ahead-Auktion“, EPEX Spot DE-LU Phelix) bis zum Herbst 2021 größtenteils zwischen rund 30 und 100 Euro pro Megawattstunde (MWh) bewegte, stieg er parallel zu den Erdgaspreisen deutlich an und erreichte Ende August 2022 einen vorläufigen Höchststand von knapp über 700 Euro/MWh.

Der stündliche Höchstwert lag hingegen am 29.08.22 um 17 Uhr mit 871 Euro für eine gehandelte MWh noch höher. Das Preisniveau dürfte noch länger deutlich über dem Mittel der letzten Jahre liegen. Am Terminmarkt wurde Grundlast-Strom für das Jahr 2023 in den letzten zwei Wochen durchschnittlich mit knapp 390 Euro/MWh gehandelt (Stand: 29.10.2022, EEX German Power Futures Base). Für die Jahre 2024 und 2025 wurden immer noch Preise von rund 250 bzw. 180 Euro/MWh erzielt, was eine Vervielfachung gegenüber dem Vorkrisen-Preisniveau darstellt.

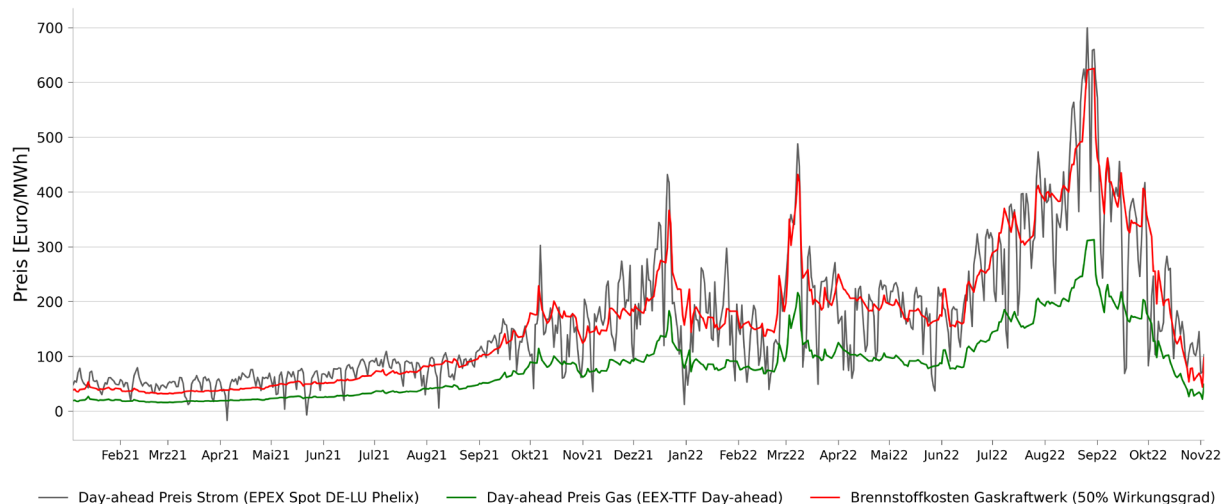


Abbildung 3: Tagesdurchschnittliche „Day-Ahead-Preise“ für Strom und Gas sowie stilisierte Brennstoffkosten eines Gaskraftwerks mit einem Wirkungsgrad von 50 Prozent in Deutschland. Quelle: EPEX Spot, EEX, eigene Berechnungen.

Es gibt derzeit eine außergewöhnliche Kombination von mindestens **drei Preistreibern** am Strommarkt: gestiegene Erdgaspreise, eine geringere Erzeugung aus Wasserkraft und ein Ausfall eines großen Teils der französischen Atomkraftwerke.

5.1 Erdgaspreise

Zurückgegangene Gaslieferungen aus Russland und ihr teilweiser Ersatz durch anderweitige, teurere Erdgasimporte haben die Erdgaspreise stark steigen lassen (Holz et al. 2022). Im Jahr 2021 lagen die Netto-Importe von Erdgas aus Russland noch bei gut 750 TWh; im Jahr 2022 sind sie auf weniger als die Hälfte davon eingebrochen, und in den kommenden Jahren muss von einem kompletten Ausfall der Importe aus Russland ausgegangen werden (Abbildung 4).

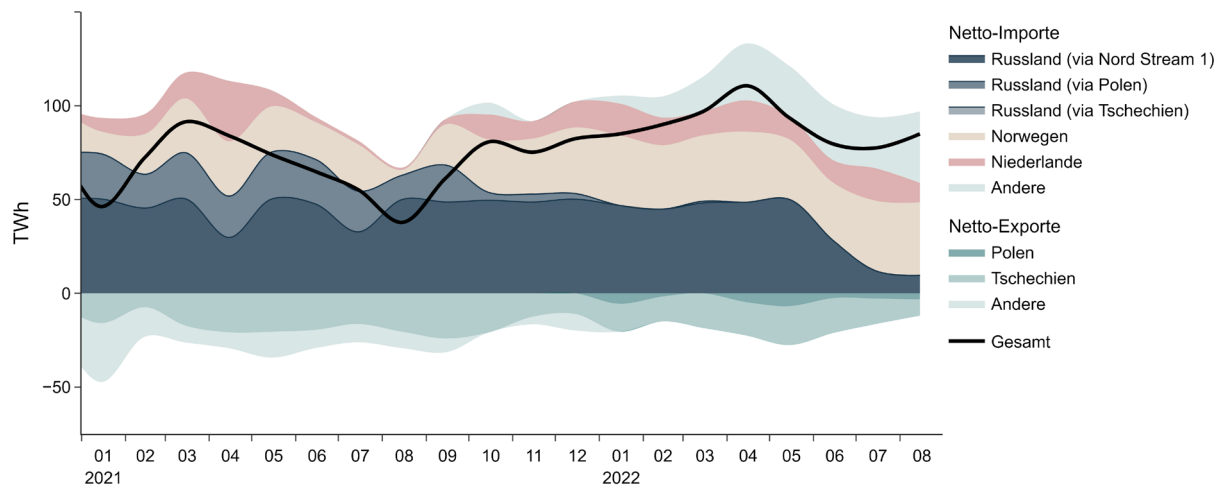


Abbildung 4: Entwicklung der Netto-Erdgasimporte nach Deutschland seit Anfang 2021. Die letzten zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Beitrags verfügbaren Daten sind von August 2022. Quelle: Open Energy Tracker (2022)

Entsprechend sind die Erdgaspreise gestiegen (vgl. Abbildung 3). Lagen sie auf dem Spotmarkt (TTF) vor Mitte 2021 noch um 20 Euro/MWh, so stiegen sie seit Herbst 2021 kontinuierlich an und explodierten im Sommer 2022 regelrecht aufgrund ausbleibender Erdgaslieferungen aus Russland. Zwischenzeitlich wurde Erdgas am Spotmarkt für über 300 Euro/MWh gehandelt. Seitdem sind die Erdgas-Spotmarktpreise zwar wieder deutlich gefallen und lagen Ende Oktober 2022 aufgrund fast vollständig gefüllter Gasspeicher und milden Temperaturen bei rund 50 Euro/MWh; jedoch lagen die Erdgaspreise für Termingeschäfte in den letzten zwei Wochen (Stand: 29.10.2022, TTF Gas Futures) immer noch bei gut 140 Euro/MWh (Lieferung im Jahr 2023), 110 Euro/MWh (2024) bzw. 75 Euro/MWh (2025). Dies deutet darauf hin, dass viele Marktteilnehmer längerfristig mit hohen Gaspreisen rechnen. Entsprechend sind die Grenzkosten der Gaskraftwerke stark gestiegen. Beispielsweise betragen bei einem Erdgaspreis von 20-30 Euro/MWh, was ungefähr dem Vorkrisenniveau entspricht, die Brennstoffkosten eines Gaskraftwerks mit einem Wirkungsgrad von 50 Prozent für die Erzeugung einer Megawattstunde Strom 40-60 Euro (vgl. nochmals Abbildung 3). Bei einem Erdgaspreis von 300 Euro, wie er im August 2022 erreicht wurde, steigen die Brennstoffkosten des gleichen Kraftwerks für eine MWh Strom auf 600 Euro. Hinzu kommen Kosten für Emissionszertifikate und ggf. weitere variable Kosten für Wartung und Betrieb. Entsprechend stark steigt der Preis am Spotmarkt (vgl. Abbildung 1, rechts).

5.2 Wasserkraft

Im Sommer 2022 gab es in Europa eine der ausgeprägtesten Dürren seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Diese Dürre verringerte die Stromerzeugung aus Wasserkraft, sowohl bei Laufwasserkraftwerken als auch bei Reservoirkraftwerken (Talsperren). Niedrige Flusswasserstände beeinträchtigten auch die Kühlung vieler Kraftwerke. Insbesondere französische Atomkraftwerke waren davon betroffen, die aufgrund von Kühlwassermangel ihre Produktion teilweise drosseln mussten (Handelsblatt 2022). Außerdem erschwerten die niedrigen Flusswasserstände den Transport von Kraftwerkskohle über die Binnenschifffahrt. Durch die eingeschränkte Verfügbarkeit dieser Stromerzeugungskapazitäten hat sich die Angebotskurve nach links verschoben, wodurch teure Erdgaskraftwerke häufiger preissetzend wurden (vgl. Abbildung 1, rechts).

5.3 Französische Atomkraftwerke

Der dritte preistreibende Faktor ist die stark eingeschränkte Verfügbarkeit französischer Atomkraftwerke aufgrund eines bei vielen Kraftwerken gleichzeitig auftretenden Wartungsbedarfs. Daher stand Ende Oktober 2022 von der installierten Kraftwerksleistung von 61 Gigawatt nur rund die Hälfte für die Stromproduktion in Frankreich zur Verfügung (Nuclear Monitor 2022). Als Folge importiert Frankreich in diesem Jahr verstärkt Strom aus Deutschland, der wiederum oft durch teure Erdgaskraftwerke bereitgestellt wird.

5.4 Strommarkt funktioniert trotz hoher Preise weiterhin

Trotz dieser fundamentalen Preistreiber hat der Strommarkt mit seinen auf Grenzkosten basierenden Markträumungspreisen grundsätzlich **weiterhin funktioniert**. Die hohen Marktpreise führen jedoch zu erheblichen finanziellen Mehrbelastungen der Endkunden. Während die Strompreise für Neuverträge für Privathaushalte in Deutschland im Jahr 2020 durchschnittlich noch rund 30 Cent/kWh betrugten, lagen sie im Oktober 2022 bei rund 50 Cent/kWh (Verivox 2022). Der Blick auf die Merit-Order verdeutlicht, dass sowohl eine Ausweitung der Stromproduktion mit geringen Grenzkosten (Verschiebung der Angebotskurve nach rechts) als auch eine Reduktion des Stromverbrauchs (Verschiebung der Nachfragekurve nach links) preisdämpfend wirken würden. Da beides kurzfristig nur sehr eingeschränkt möglich sein dürfte, ist eine temporäre Entlastung der Endkunden notwendig und wird derzeit sowohl EU-weit als auch in Deutschland vorbereitet.

6 Die „Strompreisbremse“: Abschöpfung von Zufallsgewinnen und Entlastung von Endkund*Innen

Das aktuell diskutierte Konzept einer „Strompreisbremse“ besteht aus **zwei Elementen**: zum einen sollen sogenannte „**Zufallsgewinne**“ **der Stromerzeuger abgeschöpft** werden, und zum anderen sollen diese Einnahmen für **Entlastungen der Stromkund*Innen** genutzt werden (BMWK 2022a). Der aktuell in Deutschland diskutierte Entwurf, der noch nicht offiziell vorgestellt wurde, basiert auf einer Entscheidung des EU-Rats, die in allen Mitgliedsstaaten der EU umgesetzt werden muss (Rat der Europäischen Union 2022). Dabei bleibt die EU-Verordnung insbesondere auf der Entlastungsseite vage und überlässt den Mitgliedsstaaten die konkrete Ausgestaltung.

6.1 Abschöpfung von Zufallsgewinnen auf den Strommärkten durch Erlösobergrenzen

Ende September 2022 hat der Rat der Europäischen Union sich auf eine **EU-Verordnung** geeinigt, die ein Maßnahmenbündel zur Bewältigung der aktuellen Energiekrise vorsieht. Teil dieser Maßnahmen ist die Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ von Stromerzeugern, um Entlastungen von Stromverbraucher*Innen zu finanzieren. Von dieser Abschöpfung ist ein großer Teil der Stromerzeuger betroffen, die auf dem europäischen Strombinnenmarkt agieren und aufgrund der außergewöhnlich hohen Strompreise teils nicht erwartete Mehreinnahmen verzeichnen. Diese gelten als „zufällig“, da die derzeitigen Preissteigerungen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung der existierenden Kraftwerke nicht absehbar waren. Gleichzeitig sind die Grenzkosten vieler Kraftwerke deutlich weniger stark gestiegen als die durch besonders stark verteuerte Erdgasverstromung geprägten Strommarktpreise.

Die EU-Verordnung sieht vor, eine pauschale Erlösobergrenze von 180 Euro pro verkaufter MWh Strom einzuführen (Abbildung 5, links). Liegt der Strompreis über 180 Euro/MWh, sollen alle Erlöse jenseits dieser Schwelle komplett oder zu 90 Prozent abgeschöpft und zur Entlastung der Endkunden genutzt werden. Im Grundsatz betrifft dies alle Erzeugungstechnologien, deren Grenzkosten geringer als die Erlösobergrenze sind, also insbesondere die meisten erneuerbare Energien, Atomkraft und Braunkohle. Steinkohle kann ebenfalls mit einer Erlösobergrenze belegt werden, sofern die Grenzkosten unterhalb des Schwellenwerts liegen. Ausgeschlossen von der Abschöpfung sind Erzeugungstechnologien mit Grenzkosten oberhalb dieses Werts,

Biomethan sowie Flexibilitätstechnologien, die im Wettbewerb zu Erdgaskraftwerken stehen, wie etwa Stromspeicher oder flexible großindustrielle Lasten.

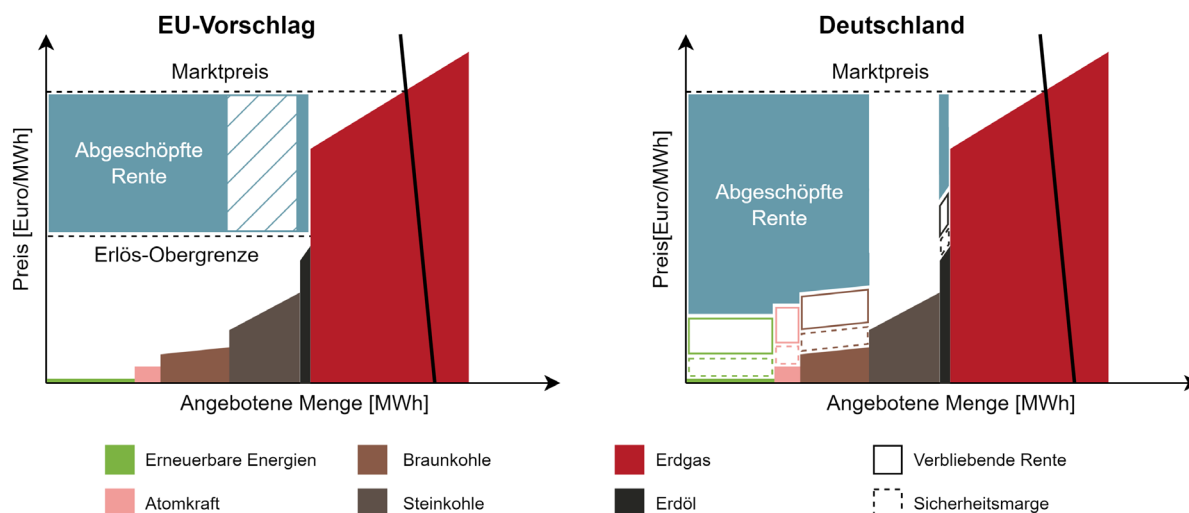


Abbildung 5: Stilierte Illustration des Vorschlags des Rats der Europäischen Union mit pauschaler Erlösobergrenze von 180 Euro/MWh (links) und des Vorschlags der Bundesregierung mit technologiespezifischer Erlösobergrenze und Abschöpfung (rechts).

Die Höhe der Erlösobergrenze, 180 Euro/MWh, berechnet sich aus der Summe der zu Vorkrisenzeiten erwartbaren Preisspitzen und einer zusätzlichen Sicherheitsmarge. Damit soll sichergestellt werden, dass Investitions- und Betriebskosten der betroffenen Anlagen weiterhin gedeckt werden und deren Rentabilität gewahrt bleibt. Zudem soll so die Planungssicherheit über die erwartbaren Einnahmen von zukünftigen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten erhalten bleiben. Die Erlösobergrenze soll alle relevanten Transaktionen erfassen, also insbesondere neben dem Spotmarkt auch auf den Terminmärkten eingeführt werden, um sowohl sofortige als auch zukünftige Zufallsgewinne abzuschöpfen.

Die derzeit in Arbeit befindliche **Umsetzung der deutschen Bundesregierung** dürfte von den EU-Vorgaben in Teilen abweichen.⁷ So soll es keine pauschale Erlösobergrenze geben, sondern diese soll technologiespezifisch ausgestaltet sein (Abbildung 5, rechts). Für jede Erzeugungstechnologie soll ein Referenzkostensatz ermittelt werden, der sämtliche variablen Kosten beinhaltet. Diese Referenzkosten zuzüglich eines Sicherheitszuschlags, vorgeschlagen sind 3 Euro pro MWh, werden als Erlösobergrenze angesetzt. Von der Differenz zwischen dieser Erlösobergrenze und dem tatsächlichen Preis auf den Spot- und Terminmärkten sollen 90 Prozent

⁷ Vgl. geleaktes Konzeptpapier vom 19.10.2022, https://wts.com/wts.de/publications/wts-tax-weekly/anhange/2022/2022_37_02_Konzeptpapier-Strompreisbremse.pdf

abgeschöpft werden. Die verbleibenden 10 Prozent können die Erzeuger behalten, damit der Anreiz gewahrt bleibt, in Zeiten hoher Preise besonders viel Strom auf dem Großhandelsmarkt anzubieten.⁸ Zudem ist wohl eine rückwirkende Abschöpfung auf den Spotmärkten für den Zeitraum vorgesehen. Allerdings gibt es rechtliche Bedenken, ob ein derartiger rückwirkender Eingriff verfassungskonform ist (Tagesspiegel 2022). Die Umsetzung auf den Terminmärkten soll erst später (ggf. ab Dezember 2022) erfolgen.

6.2 Entlastung von Stromkund*innen durch am historischen Verbrauch orientierte Pauschalzahlungen

Die EU-Verordnung lässt offen, wie genau Stromverbraucher*Innen entlastet werden. Die Bundesregierung scheint sich jedoch bereits im Grundsatz festgelegt zu haben und will die Entlastungen über **Pauschalzahlungen** organisieren, die sich an einem subventionierten Basisverbrauch bzw. „**Grundkontingent**“ orientieren (BMWK 2022a). Dies soll in Anlehnung an die von der ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme vorgeschlagenen Regelungen der sogenannten „Gaspreisbremse“ geschehen (BMWK 2022b, BMWK 2022c). Demnach soll die Stromrechnung bezuschusst werden, und zwar berechnet anhand einer Verbrauchsmenge, die etwa 80 Prozent des vergangenen (aber nicht des aktuellen) Jahresverbrauchs abdeckt. Für dieses sogenannte „Grundkontingent“ soll die Differenz zwischen einem festgesetzten, subventionierten Strompreis (zum Beispiel 40 Cent/kWh) und dem aktuellen Haushaltsstromtarif erstattet werden. Letzterer gilt allerdings weiterhin für den gesamten aktuellen Verbrauch. Während die grundsätzliche Entscheidung für eine solche Konstruktion fest zu stehen scheint, sind konkrete Details der Ausgestaltung derzeit noch offen. Zudem sind spezifisch ausgestaltete Unterstützungen für industrielle Großverbraucher geplant.

Ähnlich wie bei der „Gaspreisbremse“ gilt: Eine möglichst differenzierte Ausgestaltung der Pauschalzahlungen auf Basis detaillierter Daten wäre wünschenswert, um besonders bedürftige Haushalte zielgenau zu entlasten, zum Beispiel unter Berücksichtigung der Anzahl der Personen im Haushalt, des Einkommens oder der Ausstattung von besonderen Stromverbrauchern wie zum Beispiel Durchlauferhitzern für Warmwasser. Dies ist jedoch aufgrund einer mangelnden Datenverfügbarkeit und diverser administrativer Hindernisse kurzfristig nicht möglich. Pauschale Zahlungen an Endkund*Innen, die sich am historischen Verbrauch orientieren, können

⁸ Für die erneuerbaren Energien wäre eine solche Abschöpfung nicht nötig, wenn die Förderung über einen Differenzvertrag (Contract-for-Difference) und nicht über eine einseitige Marktprämie ausgestaltet wäre. Vgl. Kröger et al. (2022).

in solch einer Situation grundsätzlich einen gangbaren Kompromiss darstellen, um einerseits wirksame Entlastungen zu realisieren und andererseits die Anreize zum Energiesparen hoch zu halten. Von zentraler Bedeutung ist es allerdings, dass dies mit einer **klaren Kommunikation** des Wirkmechanismus verbunden wird. Insbesondere sollte nicht fälschlicherweise suggeriert werden, dass der Staat die Stromrechnung übernimmt; vielmehr muss klar kommuniziert werden, dass die **Unterstützungszahlungen unabhängig vom aktuellen Verbrauch** sind und somit jede eingesparte kWh die Stromrechnung in Höhe des aktuellen (hohen) Strompreises vermindert.

6.3 Vorläufige Einordnung und Bewertungskriterien

Eine umfassende Bewertung der Abschöpfungs- und Entlastungsmaßnahmen kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden, nicht zuletzt da konkrete Details noch gar nicht feststehen. Allerdings kann bereits eine Reihe von energieökonomisch relevanten Kriterien identifiziert werden, die für eine Bewertung von Bedeutung sind. Dazu gehören Effektivität, Effizienz, Anreizwirkungen, Verwaltungsaufwand, Transparenz, Missbrauchsgefahren und mögliche Pfadabhängigkeiten.

Effektivität: Ob Zufallsgewinne von Stromerzeugern effektiv abgeschöpft werden können, hängt insbesondere davon ab, inwiefern ein gangbares Verfahren für die vielfältigen und umfangreichen Geschäfte auf den Terminmärkten gefunden werden kann. Auf der Entlastungsseite erscheint das zentrale Ziel einer schnellen Unterstützung von Stromkund*innen mittels einer am historischen Verbrauch orientierten Zahlung grundsätzlich erreichbar. Dabei dürften jedoch manche Haushalte übermäßig profitieren, die steigende Strompreise auch ohne Unterstützung tragen könnten. Hierzu und zur Frage, inwiefern verschiedene Ausgestaltungen der „Strompreisbremse“ eine nicht wünschenswerte regressive Verteilungswirkung entfalten, sind detaillierte Verteilungsanalysen von Interesse.

Effizienz: Ob die geplanten Entlastungen mit einem möglichst geringem Mitteleinsatz erreicht werden, lässt sich derzeit noch nicht ermitteln. Positiv zu bewerten ist, dass die wettbewerbliche Strompreisbildung am Spotmarkt durch die Einführung einer Erlösobergrenze unangetastet bleibt. Durch die grundsätzliche Regulierung auf EU-Ebene wurden außerdem nationale Alleingänge erschwert, die im europäischen Strommarkt zu erheblichen Verzerrungen hätten führen können. Da die genaue Ausgestaltung der Gewinnabschöpfung und erst recht der Unterstützung der Stromverbraucher*Innen aber den einzelnen Mitgliedstaaten der EU obliegt, könnte es zu

einem „Flickenteppich“ verschiedener Detailregelungen kommen, was wiederum die Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen zwischen einzelnen Mitgliedsstaaten verzerren könnte. Auf der Entlastungsseite ließe sich eine höhere Effizienz durch eine stärkere Bedarfsorientierung erreichen, was im Moment administrativ aber nicht umzusetzen scheint.

Anreizwirkung: Um die Energiepreiskrise nicht weiter zu verschärfen, sollten die Maßnahmen weder die Stromerzeugung einschränken, noch zu einem erhöhten Stromverbrauch führen. Das heißt, alle Kraftwerke sollten weiterhin einen Anreiz haben, Strom am Großhandelsmarkt anzubieten, wobei jedoch zur Vermeidung einer Gasmangellage zusätzliche Anreize für die Verstromung von Erdgas vermieden werden sollten. Sinnvoll ausgestaltete Erlösobergrenzen stehen diesen Zielen grundsätzlich nicht entgegen. Der Markteingriff könnte jedoch das Vertrauen von Marktteilnehmern in für Investitionen wichtige stabile Rahmenbedingungen mindern, selbst wenn die zu erwartenden Erlöse nach der Abschöpfung immer noch über denen des Vorkrisenniveaus liegen. Investoren könnten die Abschöpfung als Präzedenzfall für weitere Eingriffe in der Zukunft interpretieren.⁹ Auf der Entlastungsseite sollten pauschale Zahlungen, die vom aktuellen Verbrauch unabhängig sind, die Anreize zum Stromsparen erhalten. Dies kann durch Verhaltensänderung passieren oder durch Investitionen in stromsparende Geräte. Genauso sollten Anreize für Investitionen in eigene Stromproduktion (zum Beispiel Photovoltaik auf dem Dach oder Balkon) gewahrt bleiben. Jedoch muss dies mit einer klaren Kommunikation einhergehen, damit Verbraucher*innen nicht irrtümlicherweise annehmen, ihr tatsächlicher Stromverbrauch würde subventioniert.

Verwaltungsaufwand: Der Aufwand zur Umsetzung und Überwachung der Maßnahmen und die damit zusammenhängenden Transaktionskosten erscheinen auf der Abschöpfungsseite vor allem für den Bereich der Terminmärkte hoch. Auf den Spotmärkten ist zudem zu prüfen, inwiefern rückwirkende Änderungen (verfassungs-)rechtliche Fragen aufwerfen. Auf der Entlastungsseite dürften vor allem bei den Stromlieferanten nennenswerte Verwaltungskosten anfallen, da sie sowohl die Bestimmung des jeweiligen Grundkontingents als auch die Auszahlung vornehmen müssen. Im Vergleich zur noch komplizierteren Situation beim Erdgas ist ein Vorteil

⁹ Ob seit Beginn der Energiepreiskrise bereits Investitionsprojekte angestoßen wurden, die auf den jetzt abgeschöpften Zufallsgewinnen basieren und jetzt durch den Eingriff substantiell geschädigt wurden ist indes überaus fraglich. Die Profitabilität von Bestandsanlagen scheint ohnehin nicht gefährdet, da die Erlöse auch nach Abschöpfung noch über dem Vorkrisenniveau liegen dürften.

der Entlastungsmaßnahmen beim Strom, dass immerhin praktisch jeder Haushalt einen eigenen Stromzähler hat.

Transparenz: Im Grundsatz erscheinen sowohl die Konzepte der Erlösobergrenze als auch des vergünstigten Basisverbrauchs transparent. Auf der Abschöpfungsseite stellt sich allerdings die Frage, inwieweit die technologiespezifischen Erlösobergrenzen auf nachvollziehbare Weise bestimmt werden können. Auf der Entlastungsseite ist unklar, ob allen Betroffenen hinreichend verständlich gemacht werden kann, dass die erhaltenen Zahlungen tatsächlich unabhängig vom aktuellen Verbrauch sind und sich Einsparungen insofern immer lohnen. Die zuständigen Ministerien in Deutschland sollten daher eine gemeinsame Kommunikationsstrategie über die Wirkungsweise der Entlastungen zur Aufklärung der Bevölkerung entwickeln.

Missbrauchsgefahren: Die Maßnahmen sollten möglichst wenige Möglichkeiten für Missbrauch oder unerwünschte Ausweichbewegungen von Marktakteuren bieten. Auf der Erzeugungsseite dürfte dies im Bereich der volumenmäßig großen und nicht zentral erfassten Terminmarktgeschäfte eine Herausforderung sein. Auf der Entlastungsseite könnten, je nach finaler Ausgestaltung, Haushalte mit hohem Sparpotenzial ggf. einen Anreiz haben, in einen Tarif mit einem höheren Arbeitspreis zu wechseln, um von höheren Pauschalzahlungen zu profitieren.

Pfadabhängigkeiten: Die Maßnahmen sollten so ausgestaltet werden, dass sie nur temporär benötigt werden und bei sinkenden Großhandelspreisen für Strom problemlos wieder abgeschafft werden können. Dies erscheint beim Abschöpfen der Zufallsgewinne gegeben; auf der Entlastungsseite ist die Frage, inwiefern sich Haushalte an Unterstützungszahlungen gewöhnen und gegebenenfalls notwendige Anpassungsmaßnahmen verschleppen.

7 Fazit und Ausblick

Das europäische Strommarktdesign hat sich bewährt und ist auch unter den aktuellen Bedingungen **weiterhin grundsätzlich funktionsfähig**. Die hohen Erdgaspreise, die noch länger anhalten dürften, führen allerdings zu einem historisch hohen Strompreisniveau. Kurzfristige Entlastungen der Verbraucher*Innen sind daher erforderlich. Hierfür sind derzeit Planungen im Gange, die eine Abschöpfung von Zufallsgewinnen der Erzeuger mit einer Pauschalzahlung an Verbraucher*Innen kombinieren, die auf Basis des historischen Verbrauchs und der aktuellen

Marktpreise berechnet wird. Die Wahl dieser Instrumente erscheint grundsätzlich plausibel; Effektivität, Effizienz und Anreizwirkungen werden aber von den konkreten Details der Ausgestaltung abhängen. Nicht zuletzt ist entscheidend, dass die Verbraucher*Innen den Mechanismus auch tatsächlich verstehen. Statt des missverständlichen Begriffs der „Strompreisbremse“ sollten daher von Anfang an präzisere Formulierungen wie beispielsweise „pauschale Entlastungszahlungen“ genutzt werden.

Daneben sollten möglichst schnell **andere Kanäle für Entlastungszahlungen** etabliert werden, mit denen beispielsweise vom Stromverbrauch unabhängige pro-Kopf-Transfers getätigt werden können. Dies ist zurzeit nicht möglich, da keine staatliche Stelle alle Bürger*Innen mit samt ihrer Kontodaten erfasst. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein solcher Kanal für die soziale Abfederung einer ambitionierten CO₂-Bepreisung ohnehin bald benötigt wird (vgl. Bach et al. 2019; Kellner et al. 2022). Würde ein solcher Kanal bereits bestehen, könnte er jetzt kurzfristig auch für die Strompreisbremse eingesetzt werden.

Bei allen notwendigen Diskussionen von Entlastungsmechanismen sollte jedoch nicht vergessen werden, dass die hohen Strompreise letztlich ein Ausdruck **fundamentaler Knappheiten** sind. Diesen kann letztlich nur durch eine Ausweitung des Angebots sowie eine Verringerung der Nachfrage begegnet werden. Der schnellere Ausbau der erneuerbaren Energien und höhere Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen sind wesentliche Elemente, um aus der Energiepreiskrise heraus zu kommen.

Darüber hinaus stellen sich perspektivisch legitime Fragen zu einer **Weiterentwicklung des Strommarktdesigns**. Dabei sollte aber nicht das bewährte Prinzip der Einheitspreisauktion am Spotmarkt im Fokus stehen, sondern andere Aspekte. Dazu gehören die Bepreisung von Netzenpässen, die Bereitstellung gesicherter bzw. hinreichend flexibler Erzeugungsleistung sowie die Zukunft der Vergütung fluktuierender erneuerbarer Energien.

Literatur

- Bach, Stefan et al. (2019): CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen; Endbericht des gleichnamigen Forschungsvorhabens im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). DIW Politikberatung kompakt 140. https://www.diw.de/de/diw_01.c.676036.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2019_0140/co2-bepreisung_im_waerme-und_verkehrssektor_diskussion_von_riums_fuer_umwelt_naturschutz_und_nukleare_sicherheit_bmu.html
- BDEW (2022): Strompreisanalyse Juli 2022. https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf
- BMWK (2022a): Bundesregierung spannt Abwehrschirm auf. Artikel vom 30.09.2022. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/bundesregierung-spannt-abwehrschirm-auf.html>
- BMWK (2022b): ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme – Zwischenbericht. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Gas-Kommission/zwischenbericht-expertinnen-kommission-gas-waerme.html>
- BMWK (2022c): ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme – Abschlussbericht. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht.html>
- Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf
- Handelsblatt (2022): Trockenheit und fehlende Energie-Alternativen: Frankreichs Atomkraftwerke überhitzen Flüsse. <https://www.handelsblatt.com/politik/international/energie-trockenheit-und-fehlende-energie-alternativen-frankreichs-atomkraftwerke-ueberhitzen-fluesse/28588994.html>
- Holz, Franziska, Claudia Kemfert, Hella Engerer und Robin Sogalla (2022): Europa kann die Abhängigkeit von Russlands Gaslieferungen durch Diversifikation und Energiesparen senken. DIW aktuell 81. https://www.diw.de/de/diw_01.c.838366.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0081/europa_kann_die_abhaengigkeit_von_russlands_gaslieferungen_durch_diversifikation_und_energiesparen_senken.html

- Kellner, Maximilian, Christina Roolfs, Karolina Rütten, Tobias Bergmann, Julian Hirsch, Luke Haywood, Boris Konopka und Matthias Kalkuhl (2022): Entlastung der Haushalte von der CO₂-Bepreisung: Klimageld vs. Absenkung der EEG-Umlage. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/05/Ariadne-Analyse_Rueckerstattung_Juni2022.pdf
- Kröger, Mats, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein (2022): Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisisiken. DIW Wochenbericht 35, 439-447. https://www.diw.de/de/diw_01.c.851297.de/publikationen/wochenberichte/2022_35_1/differenzvertraege_foerdern_den_ausbau_erneuerbarer_energien_und_mindern_strompreisisiken.html
- Milgrom, Paul R. und Robert J. Weber (1982): A theory of auctions and competitive bidding. *Econometrica* 50(5), 1089-1122.
- Nuclear Monitor (2022): <https://nuclear-monitor.fr/#/mix>
- Open Energy Tracker (2022): Versorgungssicherheit. <https://openenergytracker.org/docs/germany/energyconsumption/#versorgungssicherheit>
- Rat der Europäischen Union Vorschlag (2022): Vorschlag für eine VERORDNUNG DES RATES über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise. Brüssel, den 30. September 2022. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-12999-2022-INIT/de/pdf>
- Tagesspiegel (2022): Rückwirkende Strompreisbremse wohl verfassungswidrig. Tagesspiegel Background, 20.10.2022. <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/rueckwirkende-strompreisbremse-wohl-verfassungswidrig>
- Verivox (2022): Verivox-Verbraucherpreisindex. www.verivox.de/strom/verbraucherpreisindex/