

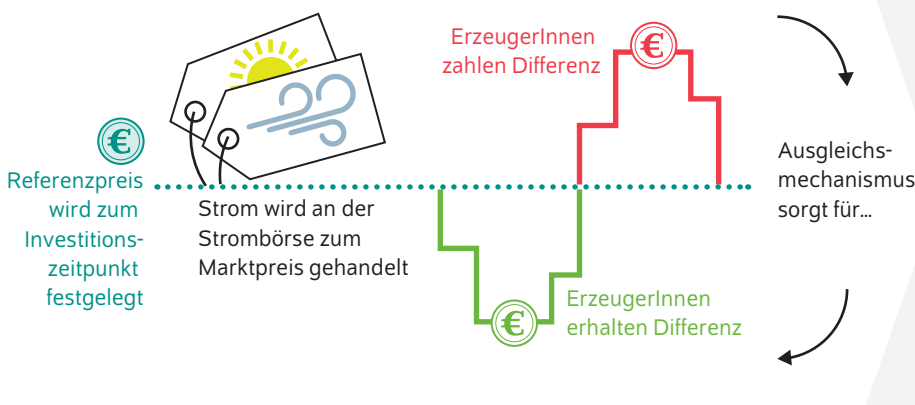
## Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreissrisiken

Von Mats Kröger, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein

- Die im Juli 2022 beschlossene Reform der Förderung erneuerbarer Energien (Osterpaket) hält an gleitender Marktprämie als Vergütungsmechanismus fest
- Studien des DIW Berlin zeigen, dass Differenzverträge („Contracts for Differences“) ErzeugerInnen und KonsumentInnen erneuerbarer Energien besser gegen Strompreissrisiken absichern
- Differenzverträge führen zudem zu geringeren Finanzierungskosten für erneuerbare Energienprojekte; StromkundInnen können dadurch Stromgestehungskosten um bis zu 30 Prozent reduzieren
- Durch vereinfachte Finanzierungsbedingungen können zusätzliche Projekte umgesetzt und das Risiko von Projektabbrüchen gesenkt werden
- Ergänzt um ein weiterentwickeltes Referenzertragsmodell und Marktwertmodell könnte der Ausbau erneuerbarer Energie zielgerichtet und systemfreundlich gefördert werden

### Differenzverträge sichern auch KonsumentInnen besser gegen Strompreissrisiken ab

Wirkungsweise von Differenzverträgen



Vorteile

-  Reduzierte Kosten und Risiken entlasten Haushalte und Industrie
-  Strompreisschwankungen werden reduziert
-  Robuster Ausbau erneuerbarer Energien

Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2022

### ZITAT

*Differenzverträge haben Vorteile, die den StromkundInnen zugute kommen. So sinken durch durch geringe Finanzierungskosten die Stromentstehungskosten bis zu 30 Prozent. Zudem sind die StromkundInnen bei Differenzverträgen besser gegen Preissrisiken abgesichert.“*

— Karsten Neuhoff —

### MEDIATHEK



Audio-Interview mit Karsten Neuhoff  
[www.diw.de/mediathek](http://www.diw.de/mediathek)

# Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken

Von Mats Kröger, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein

## ABSTRACT

Die Bundesregierung hat im Juli 2022 das sogenannte „Osterpaket“ verabschiedet, das eine Vielzahl an Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien vorsieht. Das Paket hält an der gleitenden Marktprämie als Vergütungsmechanismus fest, welche einseitig nur StromerzeugerInnen absichert, während auch StromkundInnen absichernde Differenzverträge nur im Windbereich offshore zum Einsatz kommen sollen. Differenzverträge könnten jedoch zu einer Reduktion der Förderkosten führen, Strompreisrisiken für StromerzeugerInnen sowie Haushalte und Unternehmen reduzieren. Die damit einhergehende Senkung von Finanzierungskosten würde den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Dabei könnte ein vereinfachtes Marktwertmodell sowie eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sicherstellen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien systemfreundlich erfolgt.

Die hohen Erdgaspreise haben auch am Strommarkt wesentlich zum rasanten Anstieg der Großhandelspreise beigetragen. Dies hat zu einer europaweiten Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarkts geführt. Dabei geht es um die Frage, ob hohe Erzeugungskosten des teuersten eingesetzten Kraftwerkes den Preis für den gesamten Stromverkauf bestimmen sollen. Die EU-Kommission hat eine Reform des Strommarktes angekündigt.<sup>1</sup> Griechenland hat zusammen mit weiteren EU-Staaten zum Beispiel vorgeschlagen, den Strommarkt in zwei Märkte aufzuteilen, sodass die hohen fossilen Energiepreise nicht weiterhin zu hohen Preisen für die gesamte Erzeugung führen. KritikerInnen verweisen hingegen auf die Komplexität und mögliche Ineffizienz des Vorschlags.<sup>2</sup> Auch ohne eine Aufspaltung könnten StromkundInnen an den Kostenvorteilen erneuerbarer Energien teilhaben, wenn die gleitende Marktprämie zur Vergütung von erneuerbaren Energien hin zu Differenzverträgen weiterentwickelt wird.

Differenzverträge (Contracts for Difference – CfD)<sup>3</sup> für erneuerbare Energien sind ein Vertragsinstrument, bei dem in Auktionen ein langfristiger Strompreis und zu beschaffende Leistungen festgelegt werden. Die Vertragskonditionen werden dann an StromkundInnen weitergereicht. Dabei wird die Preisdifferenz zum Großhandelspreis gezahlt. Hierdurch wird der Preis für StromerzeugerInnen und VerbraucherInnen stabilisiert. Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie werden damit sowohl ProduzentInnen gegen niedrige als auch StromkundInnen gegen hohe Strompreise abgesichert (Kasten 1).

Das Instrument der Differenzverträge würde dazu beitragen, dass die Ausbauziele der Ampelregierung für das Jahr 2030 erreicht werden. Dazu müssen nach Zahlen des DIW Ampel-Monitors Energiewende die jährlichen Installationen der Photovoltaik um den Faktor drei gesteigert werden, bei

<sup>1</sup> Europaparlament, Sitting of 08-06-2022, (online verfügbar, abgerufen am 11. August 2022. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

<sup>2</sup> Euractiv (2022): Greeks pitch new electricity market model as fight over market reform intensifies (online verfügbar).

<sup>3</sup> DIW Glossar, Differenzverträge (Contracts for Difference) (online verfügbar).

Kasten 1

**Vergütungsmechanismen für erneuerbare Energien**

Die Förderung erneuerbarer Energien ergibt sich in Deutschland aus den Auktionen der Bundesnetzagentur, in denen die Förderung für ein bestimmtes Volumen an Projekten (in Megawatt) ausgeschrieben wird. BetreiberInnen vermarkten den Strom selbst und erhalten, wenn sie in den Auktionen erfolgreich waren, zusätzlich zu den Strommarkterlösen eine anlagenspezifische Förderung, die grundsätzlich nach den folgenden drei Optionen ausgestaltet werden kann:

**Fixe Marktprämie:** Unter der fixen Marktprämie erhalten Projekte einen festen Aufschlag auf den Strompreis unabhängig von den erzielten Erlösen. Sie wird in Deutschland seit dem Jahr 2020 in technologieübergreifenden Innovationsausschreibungen vergeben.

**Gleitende Marktprämie:** Bei der gleitenden Marktprämie richtet sich die Förderung nach dem sogenannten anzulegenden Wert, der sich aus den Auktionen ergibt. Die BetreiberInnen erhalten vom Staat eine Ausgleichzahlung bis zum anzulegenden Wert, falls der Strompreis darunter liegt. Liegt der Strompreis darüber, wird keine zusätzliche Förderung gezahlt. Die gleitende Marktprämie wird in Deutschland für Anlagen mit Zuschlag nach dem Jahr 2012 angewendet.

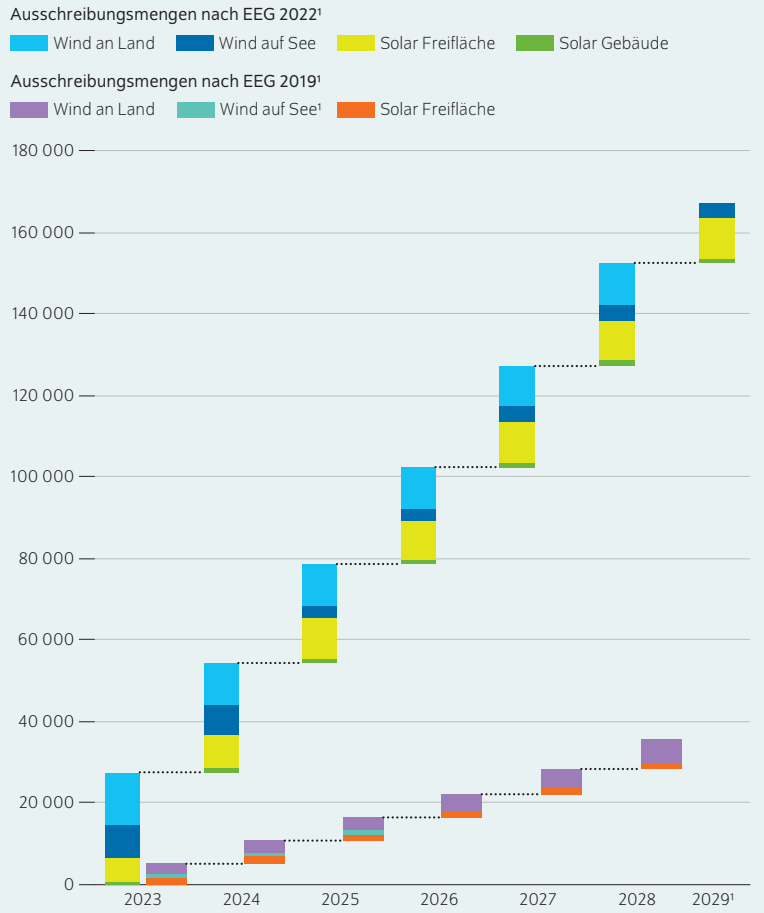
**Differenzverträge:** Differenzverträge erweitern das Prinzip der gleitenden Marktprämie. Es kommt weiterhin zu einer Ausgleichzahlung an die Unternehmen, wenn der Strompreis unter dem anzulegenden Wert liegt. Allerdings kommt es nun auch zu Rückzahlungen, wenn der Strompreis höher als der anzulegende Wert liegt. Während sie in Deutschland nicht angewandt werden, gibt es in Großbritannien seit dem Jahr 2014 ein ähnliches Modell. Dort werden die (Rück-) Zahlungen durch die staatliche Low Carbon Contracts Company auf StromlieferantInnen umgelegt (proportional zum Stromverbrauch). Dies ist ähnlich wie die bisherige deutsche EEG-Umlage, kann jedoch auch negativ ausfallen.

der Windkraft an Land sogar um den Faktor vier.<sup>4</sup> Zwar sind Investitionen in erneuerbare Energien bei den aktuell sehr hohen Strompreisen attraktiv, allerdings sind sie wegen der unsicheren mittel- und längerfristige Preisentwicklung und typischen Realisierungsdauer von mehreren Jahren riskant. Gleichzeitig büßt die Förderung mit dem Konzept der gleitenden Marktprämie bei hohen Strompreisen und Kosten an risikomindernder Wirkung ein. Differenzverträge vermeiden diese Risiken für die ProjektentwicklerInnen und stabilisieren gleichzeitig die Strompreise für EndkundInnen, indem sie ProduzentInnen gegen fallende Strompreise absichern

<sup>4</sup> Wolf-Peter Schill, Alexander Roth und Adeline Guéret (2022): Ampel-Monitor zeigt: Energiewende muss deutlich beschleunigt werden. DIW Wochenbericht Nr. 27, 371–379 (online verfügbar).

Abbildung 1

**Veränderung der Ausschreibungsmengen durch die Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)**  
In Megawatt



<sup>1</sup> Im EEG des Jahres 2019 wurden für die Jahre 2026 bis 2028 bisher keine Ausschreibungsmengen für Wind auf See definiert. Im EEG 2022 wurde für das Jahr 2029 bisher keine Ausschreibungsmengen definiert.

Quellen: EEG 2019, EEG 2021

© DIW Berlin 2022

Durch die Maßnahmen des Osterpakets hat sich das Ausschreibungsvolumen für Wind- und Solarenergie vervielfacht.

und Mitnahmeeffekte bei hohen Strompreisen vermeiden. Somit ermöglichen sie eine einfache und kostengünstige Finanzierung für die notwendige Beschleunigung des Ausbaus. Zugleich wird das Risiko vermieden, dass begonnene Projekte aufgrund kurzfristiger Preisschwankungen nicht umgesetzt werden. Weiterhin kann durch die Ausgestaltung der Ausschreibungen sichergestellt werden, dass ProjektentwicklerInnen ausreichende Anreize für eine systemfreundliche Wahl von Standort und Ausrichtung ihrer Projekte haben. Das ist ein wichtiger Beitrag für die vollständige Umstellung des Stromsystems auf erneuerbaren Energien.

Im Folgenden soll anhand kürzlich erschienener Studien des DIW Berlin diskutiert werden, welche Chancen das Modell der Differenzverträge in dieser Hinsicht bietet und

Abbildung 2

**Unterschied von Erlösen und Stromgestehungskosten bei Differenzverträgen und gleitender Marktprämie**  
In Euro pro MWh



Quellen: Nils May, Karsten Neuhoff, Jörn Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. DIW Wochenbericht Nr. 28 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2022

Differenzverträge führen zu einem größeren Anteil an sicheren Einnahmen und senken so die Finanzierungskosten.

wie Differenzverträge zur Lösung der Probleme des aktuellen Förderregimes beitragen.

**Osterpaket nutzt Chancen von Differenzverträgen nicht**

Durch das kürzlich beschlossene Reformpaket („Osterpaket“) soll das Tempo des Ausbaus von erneuerbaren Energien deutlich gesteigert werden. Durch die im Paket enthaltenen Maßnahmen und Gesetzesänderungen wurde unter anderem das Ausschreibungsvolumen für erneuerbare Energien in allen Segmenten deutlich erhöht (Abbildung 1). Dazu werden Genehmigungsverfahren durch die Klassifizierung des Ausbaus als „von überragendem öffentlichen Interesse“ vereinfacht und es sollen weitere Flächen für Onshore-Windenergie durch die Festlegung des Ziels von zwei Prozent der Landesfläche bis 2032 erschlossen werden.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Lutz Gleiss (2022): Das Osterpaket – Eine Übersicht zur aktuellen energiepolitischen Gesetzesnovelle (online verfügbar).

Weitere Maßnahmen sind die Erleichterung des Ausbaus von Solaranlagen an Autobahnen und über Feldern sowie die Abschaffung der EEG-Umlage.<sup>6</sup> Die Vergütung der Produktion von erneuerbaren Energien über einen Zuschlag in den Auktionen und die sogenannte gleitende Marktprämie blieb im Osterpaket jedoch weitestgehend unberührt. Für den Bereich der Vergütung der erneuerbaren Energien findet sich dazu neben einer Reform der Förderung kleiner Solaranlagen (<1 Megawatt; MW) vor allem die Absicht, die Förderung der erneuerbaren Energien mit dem Abschluss des Kohleausstiegs im Jahr 2038 auslaufen zu lassen.<sup>7</sup>

Der vom Bundesministerium für Energie und Klimaschutz vorgelegte Vorschlag des Osterpakets sah ursprünglich eine Verordnungsermächtigung für die Einführung von Differenzverträgen (Englisch: Contracts-for-Differences, CfDs) für Offshore-Windanlagen sowie die Option der Einführung neuer Vergütungsmechanismen für andere Erzeugungstechnologien vor. Beide Maßnahmen wurden gestrichen. Nach den Ausschussberatungen wurde die Anwendung von Differenzverträgen stark eingeschränkt. Sie sind jetzt nur noch für Windturbinen im Offshore-Bereich für zentral voruntersuchte Flächen vorgesehen.<sup>8</sup> Die umfassendere Nutzung von Differenzverträgen zur Vergütung erneuerbarer Energien könnte jedoch als wichtiges Instrument für die Preisstabilisierung genutzt werden, denn Verträge für EndkundInnen sind aus Wettbewerbsgründen auf zwei Jahre begrenzt. Vertragsrisiken und Auswirkungen auf die Kreditwürdigkeit begrenzen zudem die Verfügbarkeit von Langfristverträgen auf Strommärkten.<sup>9</sup>

**Festhalten an der gleitenden Marktprämie verteuert die Energiewende**

Im aktuellen Förderregime für erneuerbare Energien werden fast alle Windenergieanlagen und etwa ein Drittel des Ausbaus von Solarenergie über die gleitende Marktprämie finanziert (Kasten 1). Die gleitende Marktprämie stellt eine einseitige Absicherung zu Gunsten der stromproduzierenden Unternehmen dar, da diese Erlöse einbehalten können, wenn der Strompreis über dem anzulegenden Wert liegt.

In der Vergangenheit lagen die (erwarteten) Strompreise deutlich unter den Kosten der geförderten Wind- und Solaranlagen. Dies führte in den wettbewerblichen Ausschreibungen dazu, dass mögliche Erlöse über die Marktprämie hinaus kaum in den Geboten berücksichtigt wurden; dieser Fall trat nur in wenigen Stunden mit außergewöhnlich hohen

<sup>6</sup> Handelsblatt (2022): Bundestag beschließt Booster für erneuerbare Energie – und kippt Ökostrom-Ziel für 2035 (online verfügbar).

<sup>7</sup> Gleiss Lutz, a. a. O.

<sup>8</sup> Deutschlandfunk (2022): Wie die Bundesregierung den Offshore-Ausbau beschleunigen will (online verfügbar).

<sup>9</sup> Maere d'Aertrycke, Gauthier, Andreas Ehrenmann und Yves Smeers (2017): Investment with Incomplete Markets for Risk: The Need for Long-Term Contracts. Energy Policy 105, S. 571–583; Jacob Mays, David P. Morton, and Richard P. O'Neill (2019): Asymmetric Risk and Fuel Neutrality in Electricity Capacity Markets. Nature Energy 4 (11), S. 948–956.

Abbildung 3

### Konzept eines Differenzvertrags



Quelle: Eigene Darstellung

© DIW Berlin 2022

Durch mögliche Rückzahlungen aus den Differenzverträgen werden die KundInnen indirekt gegen hohe Strompreise abgesichert.

Preisen auf.<sup>10</sup> Mit fallenden Technologiekosten und steigenden Strompreisen werden Strommarkterlöse aus Perioden mit hohen Preisen jedoch in die Gebote eingepreist, bis diese auf null fallen. Dies ist in Ausschreibungen mit Wettbewerb auch für die fixe Marktprämie der Fall.

Die Instrumente verlieren damit ihre risikomindernde Wirkung und es entstehen Strompreisrisiken für ProduzentInnen und StromkundInnen. Für ProduzentInnen führt dies zu einer Erhöhung von Finanzierungskosten, da sichere Erlöse aus der Marktprämie zunehmend durch unsichere Erlöse aus dem Strommarkt ersetzt werden, was die Aufnahme von günstigem Fremdkapital zur Finanzierung der Projekte begrenzt. Im Extremfall eines Nullgebots bei einer Förderung durch die gleitende Marktprämie, in dem ProduzentInnen allein auf erhöhte Strommarktpreise setzen, erhöhen sich Finanzierungskosten und damit die Kosten für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie um bis zu 30 Prozent, verglichen mit den aktuell üblichen Finanzierungsbedingungen, wie eine Studie des DIW Berlin zeigt.<sup>11</sup>

Steigende Finanzierungskosten durch eine fehlende Risikoabsicherung und unzureichende Anreize für das Erreichen der Ausbauziele sind auch der Grund, warum eine Förderung für Wind- und Solarenergie zusätzlich zum CO<sub>2</sub>-Preis notwendig ist.<sup>12</sup> Private langfristige Lieferverträge (sogenannte Power Purchasing Agreements, PPAs) sind allein nicht geeignet, um die Ausbauziele von erneuerbaren Energien zu erreichen, da nur wenige Unternehmen in der Lage sind, langfristige PPAs einzugehen. Energieintensive Unternehmen und Energieversorger müssen aufgrund der Zahlungsverpflichtungen, die im Fall geringer Großhandelsstrompreise drohen und die nicht durch langfristige Abnahmeverträge für ihre Produkte gedeckt sind, mit einer Reduzierung ihrer Kreditwürdigkeit beim Abschluss von PPAs rechnen.<sup>13</sup> Darum

kann nur ein Bruchteil des Ausbaus erneuerbarer Energien mit PPAs abgesichert werden.<sup>14</sup>

### Differenzverträge senken die Finanzierungskosten der Energiewende

Differenzverträge würden hingegen eine symmetrische Absicherung von KonsumentInnen und ProduzentInnen ermöglichen. Im Unterschied zur gleitenden Marktprämie werden bei einer Förderung über Differenzverträge Erlöse über dem anzulegenden Wert abgeschöpft und zur Reduktion der Energiekosten weitergegeben (Abbildung 2). Dies könnte z.B. über eine Umlage auf Stromrechnungen erfolgen, und sich am Stromverbrauch orientieren, oder aber an Alternativen (z.B. Haushaltsgröße oder Vorjahresverbräuchen).

Die Einführung von Differenzverträgen erhält die in der Vergangenheit übliche Erlössicherheit für Investoren und die damit einhergehenden niedrigen Finanzierungskosten für erneuerbare Energien. Eine Studie des DIW Berlin zeigte bereits für die Ausbauziele der letzten Bundesregierung (vor dem Beschluss des Osterpakets), dass sich die jährlichen Einsparungen für StromkundInnen alleine durch niedrigere Finanzierungskosten von CfDs gegenüber der gleitenden Marktprämie auf 800 Millionen Euro im Jahr belaufen würden. Im Vergleich zum Szenario ohne Förderung wären es sogar 3,4 Milliarden Euro. Zusätzliche Vorteile durch Absicherung von Strompreisschwankungen und Vermeidung von Knappheitsrenten werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.<sup>15</sup>

Zudem können Differenzverträge den Ausbau der erneuerbaren Energien stärken, indem sie einen erwartbaren Zahlungsstrom für die ProduzentInnen sicherstellen. Dadurch vereinfachen sich die Finanzierungsbedingungen und ProjektentwicklerInnen haben die nötige Sicherheit, um in die langfristige Entwicklung neuer Projekte zu investieren und mit bestehendem Eigenkapital eine größere Zahl von Projekten zu realisieren. Gleichzeitig führt die Risikoreduktion

<sup>10</sup> Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn C. Richstein (2022): Financing renewables in the age of falling technology costs. *Resource and Energy Economics*, 101330 (online verfügbar).

<sup>11</sup> Neuhoff, May und Richstein (2022), a. a. O.

<sup>12</sup> DIW Econ und Greenpeace (2019): Grenzen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung: Dekarbonisierungsmaßnahmen jenseits eines CO<sub>2</sub>-Preises (online verfügbar).

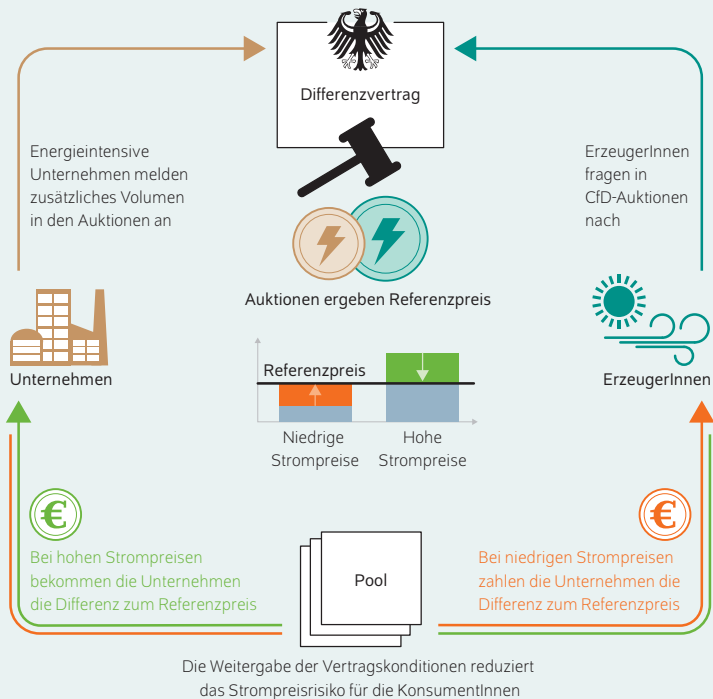
<sup>13</sup> Standard & Poor's (2017): Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry.

<sup>14</sup> Nils May und Karsten Neuhoff (2021): Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. *The Energy Journal* 42 (4) (online verfügbar).

<sup>15</sup> Neuhoff, May und Richstein (2018), a. a. O.

Abbildung 4

### Weitergabe der Konditionen des Differenzvertrages an Unternehmen



Quellen: Konzept nach Karsten Neuhoff, Jörn Richstein und Mats Kröger (2022): Erneuerbaren-CFD-Pool für Industrie-strom (online verfügbar). Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2022

Durch die Weitergabe der Konditionen von Differenzverträgen kommt es zur gleichzeitigen Absicherung von energieintensiven Unternehmen und Stromerzeugern.

im Kontext hoher Strompreisvolatilität dazu, dass die Realisierungsraten hoch sind. In diesem Fall sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte, bei denen EntwicklerInnen auf eine positive Strompreisentwicklung spekuliert haben, bei tatsächlich fallenden Strompreisen eingestellt werden.

### Differenzerträge sichern KundInnen gegen Strompreisschwankungen ab

Die Einführung von Differenzverträgen führt auch zu einer Absicherung aller StromkundInnen, sowohl der privaten Haushalte als auch der Unternehmen, und reduziert deren Rechnungen in Phasen hoher Strompreise (Abbildung 3). Wären die bisherigen Investitionen in erneuerbare Energien mit Differenzverträgen anstelle der gleitenden Marktprämien vergütet worden, so wären die Stromkosten im Jahr 2021 um 1,7 Milliarden Euro geringer ausgefallen. Die hohen Strompreise hätten im Falle von Differenzverträgen zu deutlichen Rückzahlungen für StromkundInnen geführt.<sup>16</sup> In Anbetracht der anhaltend hohen Strompreise

<sup>16</sup> Jörn C. Richstein, Frederik Lettow und Karsten Neuhoff (2022): Marktprämie beschert Betreibern erneuerbarer Energien Zusatzgewinne – Differenzverträge würden VerbraucherInnen entlasten. DIW Aktuell Nr. 77 (online verfügbar).

hätten sich allein von Januar bis Juli 2022 die Stromrechnungen um fünf Milliarden Euro reduziert ohne zu einer Belastung des Staatshaushalts zu führen, wie es durch die derzeitigen Entlastungsmaßnahmen (Tankrabatt, Energiegeld) der Fall ist.<sup>17</sup> Bei Terminmarktpreisen von Strom zum Stand Mitte August 2022 würde sich von August bis Jahresende 2022 eine weitere Reduktion der Stromrechnungen von circa 15 Milliarden Euro ergeben. In Großbritannien, wo bereits im Jahr 2014 Differenzverträge eingeführt wurden, kam es durch die hohen Preise im letzten Quartal 2021 erstmals zu einer Rückzahlung an Versorgungsunternehmen und KundInnen. Für die kommenden eineinhalb Jahre werden Rückzahlungen von bis zu 1,5 Milliarden Euro erwartet.<sup>18</sup> Trotz dieser Rückzahlungen war die Beteiligung an den Offshore-Wind-Ausschreibungen in Großbritannien weiterhin hoch.<sup>19</sup> Das unterstreicht die Attraktivität des Absicherungsinstruments selbst bei hohen Strompreisen gegenüber unsicheren zukünftigen Preisentwicklungen. Auch aus sozialer Sicht ist diese Absicherung für KundInnen relevant, da anderfalls sowohl die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien<sup>20</sup> als auch die momentanen Energiepreissteigerungen<sup>21</sup> zu einer relativ starken Belastung der unteren Einkommensgruppen führen.

Weitere Vorteile für energieintensive Unternehmen könnten sich durch eine Weitergabe der Konditionen der Differenzverträge an Unternehmen ergeben (Abbildung 4). Bei diesem Modell können Unternehmen ihre Nachfrage in den staatlichen Auktionen zur Förderung der erneuerbaren Energien anmelden. Für dieses zusätzliche Volumen würde ein Vertrag zwischen den industriellen AbnehmerInnen und dem „Pool“ der ProduzentInnen definiert, dessen Zahlungen vom Bund garantiert würden. Die Zahlungen der Unternehmen werden dabei basierend auf dem stündlichen Erzeugungsprofil und dem durchschnittlichen Referenzpreis der Anlagen im Pool definiert, die durch einen Differenzvertrag vergütet werden.<sup>22</sup> Die Unternehmen profitieren so einerseits von langfristig abgesicherten Strompreisen und können gleichzeitig ihre internen Klimaziele durch die zertifizierte Beschaffung von Grünstrom erreichen.

Durch die hohe Kreditwürdigkeit des Staates werden die Nachteile von Finanzierungskosten der PPAs vermieden. Indem die Konditionen vereinheitlicht und auch kleinteilige Verträge möglich sind, können sich mehr Unternehmen als bei privaten PPAs beteiligen. Dem Staatshaushalt entstehen jedoch wie im Falle privater PPAs auch bei einer Weitergabe

<sup>17</sup> Stefan Bach und Jakob Knautz (2022): Hohe Energiepreise: Ärmere Haushalte werden trotz Entlastungspaketen stärker belastet als reichere Haushalte. DIW Wochenbericht Nr. 17, 243–251 (online verfügbar).

<sup>18</sup> Energy & Climate Intelligence Unit (2022): New analysis, wind power "bonus" cut cut bills by £25 this winter, and £45 next winter (online verfügbar).

<sup>19</sup> Renewables Now (2022): All Round 4 CfDs signed in UK, Hornsea 3 included (online verfügbar).

<sup>20</sup> Karsten Neuhoff et al. (2013): Distributional effects of energy transition: impacts of renewable electricity support in Germany. Economics of Energy & Environmental Policy 2, S. 41–52.

<sup>21</sup> Mats Kröger et al. (2022): The Costs of Natural Gas Dependency: Price Shocks, Inequality, and Public Policy. DIW Discussion Paper Nr. 2010 (online verfügbar).

<sup>22</sup> Karsten Neuhoff, Mats Kröger und Jörn Richstein (2022): Erneuerbaren-CFD-Pool für Industrie-strom (online verfügbar).

Kasten 2

Das Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell ist ein Bonus-Malus-System im Auktionssystem für Onshore-Windenergie. Sein Ziel ist, Anreize für eine gleichmäßigere geographische Verteilung der Anlagen zu schaffen. Dazu wird für jede Anlage der Ertrag am geplanten Standort berechnet und durch die Volllaststundenzahl geteilt, die dieselbe Turbine am sogenannten Referenzstandort mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf einer Höhe von 100 Metern erzielen würde. Aus dem Quotienten der beiden ergibt sich der Gütefaktor. Anhand des Gütefaktors wird in einem weiteren Schritt ein Korrekturfaktor berechnet, durch den das Gebot in den Auktionen geteilt wird (Tabelle). Der anzulegende Wert, der die Förderung bestimmt, wird nach dem Ende der Auktion wiederum mit dem Korrekturfaktor multipliziert, sodass Anlagen an Schwachwindorten eine höhere Förderung erzielen können. Das Referenzertragsmodell erhöht so die Attraktivität von Schwachwindstandorten in der Auktion, während es gleichzeitig zu einer Reduktion der Erträge an Standorten mit einer hohen Volllaststundenanzahl in der Betriebsphase führt. In Auktionen mit Wettbewerb führt es daher zu einer geographischen Verschiebung der Anlagen, indem mehr Turbinen an Schwachwindorten zum Zuschlag kommen (Abbildung).

Tabelle

Gütefaktoren und Korrekturfaktoren<sup>1</sup>

Gütefaktoren in Prozent des Referenzertrags, zulässiges Höchstgebot nach Gütefaktor für die Auktion im Mai 2022

Gütefaktor	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,35	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Zulässiges Höchstgebot	7,94	7,59	6,82	6,29	5,88	5,53	5,23	5	4,76	4,65

1 nach EEG 2021; wurde in EEG 2022 angepasst und auf Gütefaktor 50 erhöht.

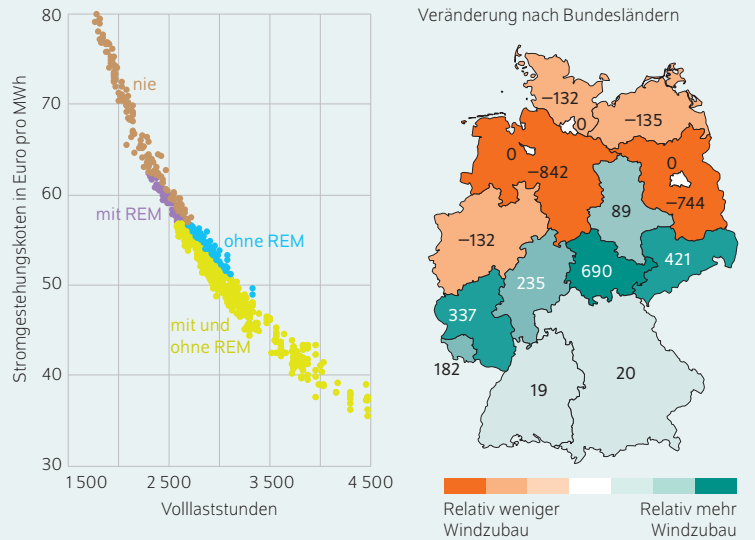
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis des EG 2022 und der Bundesnetzagentur.

der Konditionen keine Kosten aus den Ausgleichszahlungen, da er nur als Clearing-Stelle zwischen den Ausgleichszahlungen der Unternehmen auftritt. Die Beteiligung einer breiten Gruppe von Unternehmen wird dadurch unterstützt, dass den Unternehmen unter bestimmten Bedingungen, beispielsweise bei Einstellung der Produktion, der Austritt aus dem Vertrag möglich ist (Exit Option). Kosten beziehungsweise Erlöse für den Staat können je nach Strompreisentwicklung entstehen, wenn Unternehmen diese Exit Option nutzen.<sup>23</sup> Schließlich könnte die Definition des gepoolten

<sup>23</sup> Die Möglichkeiten eines solchen doppelseitigen Differenzvertrages sollen demnächst in einer Ausschreibung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz begutachtet werden, welche sich auf das Konzept des DIW Berlins bezieht, vgl. Tagesspiegel Background (2022): BMWK untersucht Industriestrompreis-Optionen (online verfügbar).

Abbildung

Geförderte Anlagen und geografische Verteilung nach Bundesländern für den Fall mit und ohne Referenzertragsmodell (REM) Kosten in Euro pro MWh, Verteilung in MW



Quelle: Mats Kröger, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Papers Nr. 2013.

Durch das Referenzertragsmodell kommt es zur verstärkten Auswahl von Projekten an windschwächeren Standorten und einer Verschiebung von Anlagen nach Süden.

Portfolios aller Differenzverträge als ein standardisiertes Produkt auch zu einer Weiterentwicklung der Stromterminmärkte führen, indem relativ zum standardisierten Terminprodukt komplementäre Produkte zur Absicherung des Profilirisikos entwickelt werden. Hierdurch können Erlösströme von Flexibilitätsoptionen abgesichert und die notwendigen Investitionen generiert werden, um diese Flexibilität zu erschließen.

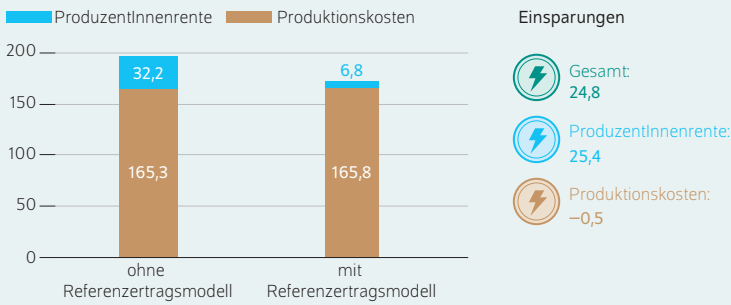
Ausgestaltung der Differenzverträge fördert den gezielten und systemfreundlichen Ausbau erneuerbarer Energien

Ein zukunftsfähiges Vergütungssystem sollte auch Anreize für einen systemfreundlichen Ausbau der erneuerbaren

Abbildung 5

**Einsparungen für KonsumentInnen durch das Referenzertragsmodell für die Ausschreibungen in den Jahren 2023 bis 2030**

Barwert in Milliarden Euro



Quelle: Mats Kröger, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Papers Nr. 2013.

© DIW Berlin 2022

Das Referenzertragsmodell führt zu einer deutlichen Reduktion der Produzentenrente bei nur geringfügigem Anstieg der Produktionskosten.

Energien setzen. Systemfreundlich sind Anlagen, die in Zeiten vermehrt Strom erzeugen, in denen insgesamt weniger Strom verfügbar ist. Das volatile Erzeugungsprofil von Wind- und Solarenergie stellt das Stromnetz hingegen besonders dann vor Herausforderungen, wenn bedingt durch ähnliche Standort- und Technologieauswahl die Anlagen zeitgleich produzieren.

Eine gleichmäßigere geographische Verteilung der Produktion kann durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells (Kasten 2) erreicht werden. Die erhöhten Ausschreibungsvolumina der kommenden Jahre können nur erreicht werden, wenn auch weniger windige Standorte für den Windausbau im Landesinneren genutzt werden. Das Osterpaket erkennt dies an, indem es für die Flächenländer bundeslandspezifische Ziele von 1,8 bis 2,2 Prozent der Landesfläche definiert, die für die Windenergie ausgewiesen werden sollen. Dieses politische Ziel kann durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells unterstützt werden. Denn durch die Korrekturfaktoren erhöhen sich faktisch die zulässigen Höchstgebote für Schwachwindstandorte. Gleichzeitig führt die Schwelle von 60 Prozent des Referenzertrags, unter der keine Erhöhung der Anpassung mehr stattfindet, zu einer verringerten Attraktivität von Standorten unter diesem Schwellenwert. Sollten Bundesländer das Zwei-Prozent-Ziel verfehlen, so könnte eine Absenkung der unteren Schwelle oder eine Änderung der Korrekturfaktoren dazu führen, dass weitere Flächen mit geringen Windgeschwindigkeiten attraktiv werden.

Darüber hinaus reduziert das Referenzertragsmodell die Konsumentenkosten für Windenergie deutlich (Abbildung 5). Durch die Korrektur der Gebote werden Produzentenrenten reduziert, die BetreiberInnen oder LandeigentümerInnen an Standorten mit hohen Volllaststunden

erzielen können.<sup>24</sup> Ein Diskussionspapier des DIW Berlins zeigt, dass das Referenzertragsmodell bei der Einführung von Differenzverträgen zu einer deutlichen Reduktion der Kosten für die KonsumentInnen führt. In einer Simulation der künftigen Ausschreibungen bis zum Jahr 2030 führt das Referenzertragsmodell unter Annahme von gleichbleibenden Finanzierungskosten zu einer Reduktion der Kosten aus dem Bezug erneuerbarer Energien von ca. 25 Milliarden Euro oder 13 Prozent.<sup>25</sup>

Bezüglich der Anreize für eine systemfreundliche Technologiewahl, enthält das bestehende Förderregime unzureichende Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen wie Windturbinen mit einem größeren Anteil der Erzeugung bei geringeren Windgeschwindigkeiten.<sup>26</sup> Ebenso besteht im Bereich der Solarenergie grundsätzlich ein zu starker Anreiz, diese nach Süden auszurichten. Es kommt daher in Zeiten hoher Produktionsvolumina zu Abschaltungen von Anlagen, während die erneuerbaren Energien ihr mögliches Marktwertpotenzial bei geringen Windstärken sowie in den Morgen- und Abendstunden nicht voll ausschöpfen.

Bei der Einführung von Differenzverträgen könnten unterschiedliche Mechanismen zur Unterstützung der Systemfreundlichkeit in Betracht gezogen werden. Eine Möglichkeit wäre die Weiterführung des existierenden Systems der monatlichen Referenzperiode. ProduzentInnen werden dabei basierend auf dem Durchschnittspreis des vergangenen Monats und dem anzulegenden Wert vergütet, der sich aus den Auktionen ergibt. Anlagen, deren Produktion von der durchschnittlichen Erzeugungskurve abweicht, erhalten dadurch eine höhere Vergütung, denn sie produzieren verstärkt in Stunden mit einem niedrigen Angebot an erneuerbaren Energien und hohen Strompreisen. Diese zusätzlichen Erlöse der Systemfreundlichkeit, die durch die vermehrte Produktion in Hochpreisstunden entstehen, werden in kommenden Jahren durch den höheren Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion steigen. Ihr Einfluss auf die Investitionsentscheidung ist allerdings dadurch begrenzt, dass sie zum Investitionszeitpunkt noch als unsicher bewertet werden und in der Zukunft liegen. Sie werden daher stark abdiskontiert. Es entstehen also unzureichende Anreize für systemfreundliche Investitionen.<sup>27</sup> Ein zusätzlicher Nachteil der monatlichen Referenzperiode sind die einhergehenden Erlös- und damit Finanzierungsrisiken. Denn die Erlöse einzelner ProduzentInnen können bei einer hohen negativen Korrelation zwischen Preis und Produktionsmenge deutlich unter dem anzulegenden Wert liegen.

<sup>24</sup> Eine hohe Produzentenrente der Anlagenbetreiber führt zu Mitnahmeeffekten, wie Landrenten. Vgl. Peter Haan und Martin Simmler (2018): Wind electricity subsidies — A windfall for landowners? Evidence from a feed-in tariff in Germany. *Journal of Public Economics* Vol. 159, 16–32.

<sup>25</sup> Mats Kröger, Karsten Neuhoff und Jörn C. Richstein (2022): Discriminatory Auction Design for Renewable Energy. DIW Discussion Paper Nr. 2013 (online verfügbar).

<sup>26</sup> Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Economics* 65, 343–354.

<sup>27</sup> Karsten Neuhoff et al. (2018): Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie (online verfügbar).



Eine Alternative, mit der diese Nachteile vermieden werden können, ist daher die Umstellung auf eine stündliche Referenzperiode, bei der für jede Stunde eine separate Differenzzahlung bestimmt wird und diese am Ende des Monats summiert wird. Da nun jede produzierte Kilowattstunde mit dem anzulegenden Wert vergütet wird, werden Erlösrisiken durch den künftigen Ausbau von erneuerbaren Energien, Stromnetzen oder die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vermieden und somit Finanzierungs- und Stromgestehungskosten reduziert. Zugleich werden auch die lediglich partiellen Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen einer monatlichen Referenzperiode vermieden. Damit können geeignete Mechanismen genutzt werden, um die vollen Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen sicher zu stellen.

Für angemessene Anreize in den Bau von Schwachwindturbinen wäre dabei ein Marktwertmodell geeignet. Analog zu der bisherigen Praxis im Referenzertragsmodell wird die Produktion einer Windturbine dabei relativ zu einem Referenzertrag bestimmt. Dazu wird ein Strompreisprofil vorgegeben, für den der Marktwert der zu errichtenden Turbine mit dem erwarteten Marktwert einer Standardturbine am selben Standort verglichen wird. So wird eine Anpassung der Zahlung berechnet, die die Systemfreundlichkeit abbildet und bei den Ausschreibungen berücksichtigt wird.<sup>28</sup> Im Fall von kleineren Solaranlagen ließe sich der Anreiz zu

<sup>28</sup> Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn C. Richstein (2017): Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell. DIW Wochenbericht Nr. 42, S. 929–938 (online verfügbar).

**Mats Kröger** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | [mkroeger@diw.de](mailto:mkroeger@diw.de)

**Karsten Neuhoff** ist Leiter der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | [kneuhoff@diw.de](mailto:kneuhoff@diw.de)

JEL: Q40, Q41 Q42,Q48, D44, G32

Keywords: Contracts for Differences, Renewable Energy, Support Mechanisms

einer verstärkten Ost-West-Ausrichtung der Anlagen auch durch eine Pauschale erhöhen, die für alle Anlagen basierend auf ihrer Ausrichtung bestimmt wird.

### Fazit: Vorteile einer symmetrischen Aufteilung des Strompreisisikos sollten genutzt werden

Der Zubau erneuerbarer Energien und die gleichzeitige Unterstützung von Preisstabilität am Strommarkt werden in den kommenden Jahren eine zentrale energiepolitische Herausforderung für die Bundesregierung und die StrommarktregulatorInnen sein. Differenzverträge für erneuerbare Energien können dieses Ziel unterstützen, indem sie StromproduzentInnen und KonsumentInnen gleichermaßen gegen Preisschwankungen absichern und gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Durch die Ausgestaltung der Differenzverträge könnten außerdem weitere energie- und klimapolitische Ziele erreicht werden. Erstens könnte die Weitergabe der gepoolten Differenzverträge zu einer gleichzeitigen Absicherung von Industrie und ProduzentInnen erneuerbarer Energien führen und Förderkosten reduzieren. Zweitens könnten durch eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells zusätzliche Flächen erschlossen werden und Mitnahmeeffekte durch hohe Produzentenrenten an windreichen Standorten reduziert werden, ohne dass Anreize für eine effiziente Auswahl der Standorte vollständig eliminiert werden. Drittens könnte die Einführung eines vereinfachten Marktwertmodells die Systemfreundlichkeit des Zubaus erhöhen. Der Bundesregierung wird daher empfohlen die Ausschreibungen von Erneuerbaren zeitnah auf Differenzverträge umzustellen.

**Jörn C. Richstein** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | [jrichstein@diw.de](mailto:jrichstein@diw.de)

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 35+36/2022:



## IMPRESSUM

---



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

[www.diw.de](http://www.diw.de)

Telefon: +49 30 897 89-0 Fax: -200

89. Jahrgang 31. August 2022

### Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Sabine Fiedler; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.;  
Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander S. Kritikos;  
Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Dr. Stefan Liebig; Prof. Dr. Lukas  
Menkhoff; Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Carsten Schröder;  
Prof. Dr. Katharina Wrohlich

### Chefredaktion

Prof. Dr. Pio Baake; Claudia Cohnen-Beck; Sebastian Kollmann;  
Kristina van Deuverden

### Lektorat

Dana Kirchem, Ph.D.

### Redaktion

Marten Brehmer; Rebecca Buhner; Dr. Hella Engerer; Petra Jasper;  
Kevin Kunze; Sandra Tubik

### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg

[leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)

Telefon: +49 1806 14 00 50 25 (20 Cent pro Anruf)

### Gestaltung

Roman Wilhelm, Stefanie Reeg, Eva Kretschmer, DIW Berlin

### Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

### Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

### Druck

USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit  
Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den  
Kundenservice des DIW Berlin zulässig ([kundenservice@diw.de](mailto:kundenservice@diw.de)).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter  
unter [www.diw.de/newsletter](http://www.diw.de/newsletter)