



**Position**

## **Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt**

Gemeinsame Position der deutschen  
Wirtschaft zu einem Kurzgutachten von  
Aurora Energy Research

**Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.  
Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.  
Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände e. V.**

## Kernergebnisse und Forderungen

### 1. Ein politischer Ausstieg aus der Kohleverstromung schafft zusätzliche Risiken für die deutsche Volkswirtschaft und erhöht bereits bestehende Unsicherheiten.

Je nach Entwicklung der Importpreise von Gas und Steinkohle liegt die zusätzliche Stromkostenbelastung durch eine kohlepolitische Maßnahme kumuliert zwischen **14 und 54 Mrd. Euro** bis 2030. Die große Bandbreite zeigt die wachsende Abhängigkeit von den weltweiten Energierohstoffpreisen. Zudem steigt das Risiko einer Unterdeckung der deutschen Spitzenlast. Der Standortnachteil Deutschlands wächst.

➔ **Aufgrund der hohen Unsicherheit sprechen sich BDA, BDI und DIHK gegen einen starren Abschaltplan aus. Stattdessen muss es umfangreiche Überprüfungen der energie-, klima-, industrie- und strukturpolitischen Lage in den Jahren 2023 und 2026 geben. Erst anhand solcher klar definierten „Checkpoints“ kann die Politik Entscheidungen zu weitergehenden Kraftwerksschließungen treffen.**

### 2. Ein beschleunigter Rückgang der Kohleverstromung führt zu signifikanten Strompreisstigerungen für alle Verbrauchergruppen.

Deutschland ist heute bei der Höhe der Strompreise Europameister. Eine vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken führt bis 2030 zu einem zusätzlichen Anstieg der Großhandelsstrompreise um bis zu **14 Euro/MWh** oder rund 30 Prozent im Vergleich zum heutigen Preisniveau. Diese Mehrbelastung betrifft alle Verbrauchergruppen. Der dämpfende Preiseffekt des beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien wird durch die deutlich höhere Strompreisstigerung überkompensiert.

➔ **Eine Kompensation der Strompreisstigerungen ist für die deutsche Wirtschaft Voraussetzung für die Zustimmung zu einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Ein Zuschuss aus dem Bundeshaushalt zu den Netzentgelten in Höhe von mindestens 2 Mrd. Euro pro Jahr kann die Strompreisstigerung abdämpfen. Diese Maßnahme würde einen diskriminierungsfreien Ausgleich für nahezu alle Verbrauchergruppen – von Industriebetrieben über den Mittelstand bis zu privaten Haushalten – ermöglichen.**

### 3. Ein politisch gewollter Ausstieg aus der Kohleverstromung verschärft die Standortnachteile Deutschlands für die stromintensive Industrie.

Für die stromintensiven Unternehmen fällt die Kostensteigerung mit bis zu **19 Euro/MWh** potenziell noch höher aus. Ein solcher Anstieg kommt in einer Zeit ohnehin steigender Stromkosten in Deutschland, die durch Netzausbau und zunehmende Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate getrieben werden.

➔ **Um die Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Wirtschaftsräumen auszugleichen, muss die Politik beihilferechtliche Voraussetzungen für ein neues, passgenaues Ausgleichsinstrument für die stromintensive Industrie schaffen. Zudem muss die Strompreiskompensation für indirekte Kosten des europäischen Emissionshandels über 2020 hinaus verlängert und erhöht werden.**

## Hintergrund der Studie

Die Strompreise in Deutschland gehören für die meisten Endverbrauchergruppen zu den höchsten in der Europäischen Union<sup>1</sup>. Dies ist in erster Linie den hohen Abgaben und Umlagen geschuldet. Aber auch der Großhandelsstrompreis ist seit Februar 2016 deutlich angestiegen: Im Dezember 2018 lag er bei durchschnittlich 46 Euro/MWh – eine Erhöhung um rund 60 Prozent im Vergleich zum Vorjahresmonat (28 Euro/MWh)<sup>2</sup>.

Derzeit werden in der durch die Bundesregierung eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Maßnahmen für eine vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie ein Enddatum für die Kohleverstromung diskutiert. Die Herausnahme von Kohlekraftwerken aus dem Strommarkt wird zu einem zusätzlichen Anstieg der Großhandelsstrompreise führen<sup>3</sup>. Für eine umfassende Bewertung der Maßnahmen sind darüber hinaus die Effekte auf die Versorgungssicherheit, die Systemkosten und Förderkosten der erneuerbaren Energien sowie die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten einer Kohlemaßnahme zu betrachten.

Die Spitzenverbände der deutschen Wirtschaft haben daher durch Aurora Energy Research eine umfassende Analyse der zu erwartenden Auswirkungen eines politisch induzierten Kohleausstiegs auf den deutschen Strommarkt erstellen lassen. Betrachtet werden die Auswirkungen in den Jahren 2023 und 2030 für zwei möglichen Entwicklungspfade:

- Im **politischen Zielszenario** wird das Ziel von 65 Prozent erneuerbarer Energien am Stromverbrauch<sup>4</sup> im Jahr 2030 erreicht und die Rohstoffpreise folgen der heutigen Entwicklung.
- Im **Risikoszenario** vergrößert sich die Differenz zwischen internationalen Steinkohle- und Erdgaspreisen.<sup>5</sup> Dies fußt auf historischen Preissensibilitäten der Energierohstoffe. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt den EEG 2017-Pfaden (52 Prozent erneuerbare Energien am Stromverbrauch 2030, inkl. Sonderausschreibungen).

Für beide Szenarien wird eine vorzeitige, staatlich induzierte Abschaltung in einer Größenordnung von 10 GW Kohlekapazitäten<sup>6</sup> bis 2023 und eine weitere Reduzierung der Kohlekapazität auf 16 GW im Jahr 2030 modelliert. Dies wird mit der zu erwartenden marktlichen Entwicklung ohne politische Kohlemaßnahme verglichen.

---

<sup>1</sup> Nach Informationen des [Eurostat](#).

<sup>2</sup> Laut Angaben der Fraunhofer ISE ([Energy Charts](#)), Monatsdurchschnitt EPEX Spot Day-Ahead.

<sup>3</sup> Diese wird durch die Verschiebung in der Merit-Order verursacht. Aktuelle Gutachten erwarten auf Basis unterschiedlicher Annahmen und Berechnungsmodellen einen Preisanstieg von 1,4 bis 9 Euro/MWh.

<sup>4</sup> Zielsetzung nach dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2018).

<sup>5</sup> 15 % niedrigerer Steinkohle- und 40 % höherer Erdgaspreis im Vergleich zum politischen Zielszenario.

<sup>6</sup> 10 GW zusätzlich zur bestehenden Sicherheitsbereitschaft.

## Ergebnisse

### 1. Die Reduzierung inländischer Kohlekapazitäten erhöht das Kosten-Risiko der deutschen Wirtschaft gegenüber Importen von Energierohstoffen.

Der Wegfall von Kohlekraftwerken muss durch mehr Erzeugung aus verbleibenden konventionellen Kraftwerken (insbesondere Gas), Stromimporten aus dem EU-Ausland sowie sukzessive über den Zubau erneuerbarer Energien ersetzt werden. Die Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark führen dazu, dass der Großhandelsstrompreis vor allem durch den Erdgaspreis bestimmt wird. In anderen Wirtschaftsräumen bleibt hingegen der Weltmarktpreis für Steinkohle (z. B. in China) bzw. günstiges Schiefergas (in den USA) preissetzend.

Somit wird der Erdgaspreis zu einem kritischen Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit<sup>7</sup> der deutschen Unternehmen und die Kosten der kohlepolitischen Maßnahme. Bei einem Anstieg der Gaspreise und einem Verfehlen des 65 Prozent-EE-Ziels verursacht die kohlepolitische Maßnahme eine Erhöhung der Strompreise um **8,4 Mrd. Euro** im Jahr 2030. Das entspricht einer Erhöhung der Großhandelsstrompreise um **14 Euro/MWh**. Kommt der Ausbau der Erneuerbaren schneller voran und fällt die Rohstoffpreisentwicklung günstiger aus, beträgt die zusätzliche Strompreissteigerung 2,3 Mrd. Euro im Jahr 2030 oder 4 Euro/MWh<sup>8</sup>. Für das Jahr 2023 ergibt sich bei einer politisch vorgegebenen Herausnahme von 10 GW Kohlekraftwerksleistung aus dem Markt je nach Szenario eine Mehrbelastung zwischen 1,2 und 5,1 Mrd. Euro<sup>9</sup>.

Diese Zahlen sind Punktbetrachtungen für die Jahre 2023 und 2030. Nimmt man eine lineare Kostenentwicklung zwischen den Jahren 2023 und 2030 an, beträgt die Gesamtsumme der in diesem Zeitraum anfallenden Brutto-Stromkosteneffekte rund **14 Mrd. Euro** im Zielszenario und **54 Mrd. Euro** im Risikoszenario.

Für die stromintensive Industrie fällt die Strompreissteigerung durch einen politischen Kohleausstieg potenziell sogar höher aus: So führt bereits die Abschaltung von 10 GW Kohlekapazitäten bis 2023 zu einer Preissteigerung von **3 Euro/MWh** im politischen Zielszenario und **11 Euro/MWh** im Risikoszenario. Im Jahr 2030 beträgt die Mehrbelastung entsprechend zwischen **7 und 19 Euro/MWh**. Hintergrund für den deutlich höheren Preiseffekt wäre die aus der politischen Kohlemaßnahme ggf. resultierende Anpassung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors bei der ETS Strompreiskompensation durch die EU-Kommission.

---

<sup>7</sup> Entscheidend ist hierbei, dass Deutschland Erdgas aus anderen Ländern importiert. So ist zum Beispiel auch für die USA Erdgas preissetzend für den Strompreis. Dort stellt es allerdings einen heimisch verfügbaren günstigen Rohstoff dar.

<sup>8</sup> Im politischen Zielszenario wird das 65 Prozent-EE-Ziel im Jahr 2030 erreicht; der Erdgaspreis beträgt 27 Euro/MWh im Jahr 2030 (38 Euro/MWh im Risikoszenario); der Kohlepreis beträgt 8,2 Euro/MWh im Jahr 2030 (6,9 Euro/MWh im Risikoszenario).

<sup>9</sup> Dies entspricht einer Steigerung in Höhe von 2 Euro/MWh im politischen Zielszenario und 8 Euro/MWh im Risikoszenario.

Die große Bandbreite potenzieller Strompreiseffekte im Jahr 2030 zeigt die stark erhöhte Sensibilität der Strompreise gegenüber globalen Energierohstoffpreisen auf, die der Kohleausstieg mit sich bringt. Auch die Zusammensetzung des Strommixes bzw. der Fortschritt beim Ausbau der erneuerbaren Energien spielt eine wichtige Rolle für die Entwicklung der Großhandelsstrompreise. Allerdings steigen bei einem rascheren Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Förderkosten (s. 2.). Zugleich demonstriert die aufgezeigte Bandbreite der Ergebnisse die hohe Unsicherheit in Bezug auf die zukünftige Entwicklung und das große Risiko, dem die deutschen Unternehmen durch einen politisch induzierten Kohleausstieg ausgesetzt werden.

## **2. Ausbau der erneuerbaren Energien auf 65 Prozent am Stromverbrauch dämpft den Anstieg der Großhandelsstrompreise. Der höhere Förderbedarf für den EE-Ausbau übersteigt jedoch den dämpfenden Effekt.**

Das Erreichen des Ziels von 65 Prozent erneuerbare Energien am Stromverbrauch erlaubt es Deutschland auch bei einer vorzeitigen Reduzierung der Kohleverstromung im Jahr 2030 Stromnettoexporteur zu bleiben (31 TWh Nettoexport gegenüber ca. 50 TWh 2018<sup>10</sup>). Niedrige Grenzkosten der Erneuerbaren begrenzen den durch die politische Kohlemaßnahme verursachten Anstieg der Großhandelsstrompreise.

Allerdings werden bei einer isolierten Betrachtung des Großhandelsstrompreises die Förderkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien nicht berücksichtigt, da diese über das EEG-Konto umgelegt werden. So beträgt der Förderungsbedarf der erneuerbaren Energieanlagen zum Erreichen des 65 Prozent-Ziels im politischen Zielszenario **13,5 Mrd. Euro** im Jahr 2030. Beim Fortführen des derzeit noch gültigen Ausbaupfads liegt hingegen der Förderungsbedarf im Jahr 2030 im Risikoszenario mit **8,1 Mrd. Euro** knapp 40 Prozent niedriger<sup>11</sup>. In jedem Fall übertreffen die zusätzlichen Förderkosten der erneuerbaren Energien deren preissenkende Effekte am Großhandelsmarkt deutlich. Zusätzlich fallen entsprechend höhere Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement an. Diese Kosten wurden in der Analyse allerdings nicht bewertet.

Die allermeisten Industrieunternehmen in Deutschland zahlen die volle EEG-Umlage. Deshalb ist eine differenzierte Betrachtung der dämpfenden Kosteneffekte des verstärkten EE-Ausbaus bei einer vorzeitigen Schließung von Kohlekraftwerken zwingend.

---

<sup>10</sup> Laut jüngsten Zahlen von BDEW; Statistisches Bundesamt; BMWi; AGEB; ZSW; Statistik der Kohlenwirtschaft.

<sup>11</sup> Dieser Unterschied enthält auch die Annahmen zu der Variation der Rohstoffpreise.

### 3. Vorzeitiger Kohleausstieg erhöht das Risiko einer Unterdeckung der deutschen Spitzenlast.

In beiden Szenarien kann die nationale Spitzenlast im Jahr 2030 (86 - 89 GW) auch nach Einbeziehung der Nachfrageflexibilitäten und des grenzüberschreitenden Handels<sup>12</sup> im Markt bei ungünstiger Wetterlage nicht gedeckt werden. Um das heutige Niveau der Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten muss die bestehende Reservekapazität bis 2030 um mindestens **8 GW** im politischen Zielszenario und um bis zu **18 GW** im Risikoszenario ausgeweitet werden, was sich in zusätzlichen Kosten zwischen **300 und 600 Millionen Euro p. a.** im Jahr 2030 niederschlägt. Inklusiv der Basisgröße der Reserve im Jahr 2030<sup>13</sup> beträgt die dann notwendige Gesamtkapazität zur Absicherung der Spitzenlast 15 GW im politischen Zielszenario bzw. 20 GW im Risikoszenario. Dabei ist zu berücksichtigen: In normalen Wetterjahren kommt die Reserve nicht zum Einsatz. Dies illustriert die wachsende Abhängigkeit der Stromversorgung von Wettereffekten.

Die Größe der Reserve resultiert aus den Annahmen, die sich auf den Status quo stützen. Zum Beispiel werden für Biomasse, Speicher und Nachfrageflexibilität vergleichsweise geringe Werte von 3 bzw. 2 GW angesetzt. Diese Werte können bei entsprechenden Rahmenbedingungen deutlich höher ausfallen. Es handelt sich daher um eine konservative Betrachtung.

Fraglich ist, ob rein nationale Reserven im zweistelligen Gigawattbereich im Jahr 2030 und ohne Einbeziehung von Nachfrageflexibilitäten beihilferechtlich zulässig sein werden. Daher müssen ggf. andere Instrumente zum Einsatz kommen, die voraussichtlich deutlich höhere Kosten verursachen. Diese Kosten wurden allerdings im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt. Aus Sicht der deutschen Wirtschaft ist es aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig, bessere Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilitäten inklusive Eigenerzeugung sowie den Einsatz von Speichern zu schaffen. Dies stellt gegenüber umfassenden Absicherungsmaßnahmen zusätzlich zum europäischen Strommarkt die volkswirtschaftlich günstigere Lösung dar.

---

<sup>12</sup> 2 GW und 10 Prozent der Kapazität von Interkonnektoren.

<sup>13</sup> Die angenommene Basisgröße der Reservekapazitäten im Jahr 2030 ist 7 GW im politischen Zielszenario bzw. 2 GW im Risikoszenario.

#### **4. Die Stilllegung deutscher Kohlekraftwerke führt zur Verlagerung von Emissionen ins europäische Ausland und verursacht hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.**

Ein vorzeitiger Kohleausstieg in Deutschland schafft regulatorische Verzerrungen im Europäischen Emissionshandelssystem. Um einen CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt der deutschen Kohlemaßnahme im europäischen Energiebinnenmarkt zu erzielen, müsste Deutschland CO<sub>2</sub>-Zertifikate stilllegen. Ob die Verlagerung der Emissionen ins europäische Ausland komplett vermieden werden kann, hängt von der Ausgestaltung dieser Stilllegungsmaßnahme ab. Bei einer Stilllegung in Höhe des Stromaustauschsaldos, die in der Studie angenommen wurde, würden 2030 mehr als 40 Prozent<sup>14</sup> der in Deutschland vermiedenen Emissionen ins EU-Ausland verlagert. Dahinter steht eine höhere Auslastung fossiler Kraftwerke in anderen Mitgliedstaaten in Folge der Kohlemaßnahme.

Um dieser Emissionsverlagerung entgegenzuwirken, müssten CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Höhe der Netto-Emissionsminderung in Deutschland stillgelegt werden<sup>15</sup>. Diese Maßnahme würde die mit den Kohlemaßnahmen verbundenen Kosten – auch zu Lasten der anderen EU-Mitgliedstaaten – noch einmal deutlich erhöhen.

Aus dem Verhältnis der Kosten für die Kohlemaßnahmen einerseits und der damit erreichten Emissionsreduktion andererseits ergeben sich die **CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten**. Im politischen Zielszenario liegen bei rein nationaler Betrachtung die Vermeidungskosten der Kohlemaßnahme im Jahr 2030 bei **40 Euro/tCO<sub>2</sub>**. Unter Berücksichtigung der EU-weit tatsächlich erreichten Emissionsreduzierung liegen diese allerdings bei **68 Euro/tCO<sub>2</sub>** und damit deutlich über den bis 2030 erwarteten Emissionshandelspreisen.

Die hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind noch deutlicher im Risikoszenario. Hier betragen die Kosten im Jahr 2030 **79 Euro/tCO<sub>2</sub>** bei nationaler Betrachtung und **141 Euro/tCO<sub>2</sub>** unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Verlagerungen ins europäische Ausland. Laut BDI-Studie Klimapfade für Deutschland 2018 liegen die Vermeidungskosten der meisten Maßnahmen im 80 Prozent-Klimapfad unter 100 Euro/tCO<sub>2</sub>. Kohlepolitische Maßnahmen in der ohnehin durch den Europäischen Emissionshandel regulierten Stromerzeugung sind somit im Vergleich zu anderen, zur Verfügung stehenden Klimaschutzmaßnahmen teuer.

---

<sup>14</sup> 41 Prozent im politischen Zielszenario und 44 Prozent im Risikoszenario. Beispiel: Wird ein Kohlekraftwerk in Deutschland mit einem jährlichen Ausstoß von 6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> stillgelegt, würden 2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> in anderen EU-Mitgliedstaaten anfallen. Diese werden nicht der deutschen CO<sub>2</sub>-Bilanz zugerechnet.

<sup>15</sup> Eine Stilllegung in Höhe der Nettoemissionen ist unwahrscheinlich, da dem Bundeshaushalt durch Nichtauktionierung Einnahmen verloren gehen.

## **Politische Einordnung vor dem Hintergrund der Beratungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“**

### **Es bedarf fester Haltepunkte – „Check-Points“ – zur Ausgestaltung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung.**

Die Studienergebnisse machen eines deutlich – die Auswirkungen einer kohlepolitischen Maßnahme sind in Bezug auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise heute nicht sicher absehbar. Die Entscheidung über die vorzeitige Schließung von Kohlekraftwerken bis 2030 ist mit einem hohen Risiko für den Industriestandort Deutschland behaftet. Aus diesem Grund sollte heute kein fester Ausstiegspfad bis 2030 und darüber hinaus festgelegt werden.

Die deutsche Wirtschaft fordert deshalb feste Haltepunkte – „Check-Points“ – als Bewertungsmaßstab der bis dahin durchgeführten und Entscheidungsgrundlage für die weitergehenden kohlepolitischen Maßnahmen in den Jahren 2023 und 2026:

- **2023:** Im Jahr 2023 erfolgt eine Bewertung der bis zu diesem Jahr umgesetzten Maßnahmen mit Bezug auf Versorgungssicherheit, ein international wettbewerbsfähiges Strompreisniveau, Klimaschutz, Weiterentwicklung des EU-Beihilferechts, Strukturentwicklung. Dies ist erforderlich, um die Folgen des bis 2022 erfolgten Kernenergieausstiegs und der bis dahin umgesetzten Kohlemaßnahmen angemessen abschätzen zu können.
- **2026:** Die Folgenabschätzung im Jahr 2026 ist die Grundlage für die Entscheidung, ob und in welchem Umfang die Bundesregierung zusätzliche Maßnahmen in den Jahren 2027 bis 2030 mit Blick auf das Klimaziel 2030 in der Energiewirtschaft beschließen kann. So kann die Wirkungsmacht der Reform des EU-Emissionshandels angemessen berücksichtigt werden.

### **Jede vorzeitige Reduzierung der Kohlekapazitäten in Deutschland muss mit konkreten Maßnahmen zur Dämpfung des Strompreisanstiegs einhergehen.**

Eine vorzeitige Stilllegung von bis zu 10 GW Kohlekapazitäten bis 2023 bedeutet eine spürbare Kostenbelastung für die Wirtschaft. Im Jahr 2030 führt der politisch induzierte Kohleausstieg zu jährlichen Mehrbelastungen in Milliardenhöhe. Diese staatlich induzierte Preiserhöhung kommt on top zu den bestehenden und absehbaren Belastungen und verschärft den Kosteneffekt der ohnehin steigenden Großhandelsstrompreise.

Zahlreiche makroökonomische Risiken dämpfen derzeit die Wachstumsaussichten der deutschen Industrie. Auch hat Deutschland bereits



heute laut der aktuellen Untersuchung der EU-Kommission<sup>16</sup> die höchsten Industriestrompreise in der EU. Die Politik muss dieser risikoreichen Entwicklung entgegenwirken und darf sie nicht zusätzlich befeuern.

Die Politik trägt die Verantwortung für die Entscheidung, aus Klimaschutzgründen die deutschen Kohlekapazitäten vorzeitig stilllegen zu wollen und sich somit von einem heimisch verfügbaren Energieträger mit geringem Preisrisiko zu verabschieden. Es bedarf daher Maßnahmen zur Reduzierung des Strompreisanstiegs. Ohne konkrete Maßnahmen kann die deutsche Wirtschaft die Entscheidung für einen vorzeitigen Kohleausstieg nicht mittragen.

Die deutsche Wirtschaft plädiert deshalb für eine spürbare Entlastung bei den Netzentgelten in Höhe von mindestens 2 Mrd. Euro pro Jahr<sup>17</sup>. Ein pauschaler Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten aus öffentlichen Mitteln ist dabei der bevorzugte Weg. Dieses Modell ist unkompliziert und kann schnell seine Entlastungswirkung entfalten. Eine Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte sorgt dafür, dass sowohl die Wirtschaft als auch Privathaushalte entlastet werden.

Eine besondere Belastung ergibt sich jedoch vor allem für die stromintensive Industrie. Der Zuschuss aus dem Bundeshaushalt zu den Netzentgelten hilft nur bedingt, da diese Unternehmensgruppe in der Regel für ihre netzstabilisierende Abnahme reduzierte Netzentgelte erhält. Deshalb muss die Bundesregierung im Hinblick auf die Neufassung der post 2020-Beihilfeleitlinien bei der EU-Kommission (DG Wettbewerb) engagiert dafür eintreten, dass die Beihilfeintensität (75 Prozent in den Jahren 2019 und 2020) bei der Strompreiskompensation ab 2021 angehoben wird. Zudem sollte der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Komponente im Strompreis künftig für die gekoppelten Marktgebiete aus den strompreissetzenden Grenzkraftwerken ermittelt werden. Schließlich muss im Gesetz über den Energie- und Klimafonds die gegenwärtige Deckelung der Kompensationssumme (500 Mio. €/a) aufgehoben werden. Selbst diese Maßnahmen werden jedoch nicht ausreichen, um die Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Wirtschaftsräumen auszugleichen. Ein Ausgleich für Preissteigerungen, die die internationalen Wettbewerber nicht tragen, muss deshalb erfolgen.

---

<sup>16</sup> Energy prices and costs in Europe, REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, 07.01.2019, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-prices-and-costs>

<sup>17</sup> Diese Summe entspricht in etwa der durchschnittlichen jährlichen Mehrbelastung der kohlepolitischen Maßnahmen, die in dem Zeitraum zwischen 2023 und 2030 in Form von Strompreissteigerungen im politischen Zielszenario anfällt.

Aus Sicht der deutschen Wirtschaft ist es aus Gründen der Versorgungssicherheit zudem notwendig, bessere Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilitäten inklusive Eigenerzeugung sowie den Einsatz von Speichern zu schaffen. Dies stellt gegenüber umfassenden Absicherungsmaßnahmen zusätzlich zum europäischen Strommarkt die volkswirtschaftlich günstigere Lösung dar.

## Impressum

### **Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)**

Breite Straße 29, 10178 Berlin

[www.bdi.eu](http://www.bdi.eu)

T: +49 30 2028-0

#### **Ansprechpartner**

Dr. Carsten Rolle

[c.rolle@bdi.eu](mailto:c.rolle@bdi.eu)

Jekaterina Grigorjeva

[j.grigorjeva@bdi.eu](mailto:j.grigorjeva@bdi.eu)

Philipp Nießen

[p.niessen@bdi.eu](mailto:p.niessen@bdi.eu)

### **Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)**

Breite Straße 29, 10178 Berlin

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

T: +49 30 20308-0

#### **Ansprechpartner**

Dr. Hermann Hüwels

[huewels.hermann@dihk.de](mailto:huewels.hermann@dihk.de)

Dr. Sebastian Bolay

[bolay.sebastian@dihk.de](mailto:bolay.sebastian@dihk.de)

Jakob Flechtner

[flechtner.jakob@dihk.de](mailto:flechtner.jakob@dihk.de)

### **Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände (BDA)**

Breite Straße 29, 10178 Berlin

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

T: +49 30 2033-0

#### **Ansprechpartner**

Dr. Oliver Perschau

[o.perschau@arbeitgeber.de](mailto:o.perschau@arbeitgeber.de)