



ENERGIEKRISE UND STRUKTURWANDEL: PERSPEKTIVEN FÜR DIE DEUTSCHE INDUSTRIE

I. Einleitung

II. Angespante Lage auf den Energiemärkten

1. Ausgangslage vor dem Krieg
2. Anpassungsreaktionen infolge des Krieges

III. Neue Herausforderungen für die Industrie

1. Absolute und relative Energiepreissteigerungen
2. Verstärkte Notwendigkeit von Energieeinsparungen

IV. Implikationen für den Strukturwandel der Industrie und die Industriepolitik

1. Relevanz der Energiepreise für die deutsche Industrie
2. Auswirkungen der steigenden Energiekosten

V. Energiekrise überwinden und Perspektiven für die Industrie schaffen

Literatur

WICHTIGSTE BOTSCHAFTEN

- Die Energiepreise dürften in Europa mittelfristig wieder sinken, aber nicht zum Vorkrisenniveau zurückkehren. Energieintensive Wirtschaftszweige, die stark im Wettbewerb mit nicht-europäischen Wettbewerbern stehen, sind davon besonders betroffen.
- Dies wird den durch die Dekarbonisierung ohnehin anstehenden Strukturwandel in der Industrie beschleunigen, dürfte aber nicht zu einer breiten Deindustrialisierung führen.
- Staatliche Unterstützung sollte auf Unternehmen mit zukunftsfähigem Geschäftsmodell abzielen, nicht den Status quo erhalten. Der Ausbau erneuerbarer Energien sollte forciert werden.

DAS WICHTIGSTE IN KÜRZE

In den vergangenen Monaten hat der **starke Anstieg der Großhandelspreise für Energieträger** die **wirtschaftliche Situation in Europa belastet**. Die Industrie in Deutschland sieht sich aktuell mit Erdgas- und Strompreisen konfrontiert, die im August durchschnittlich um 265 % beziehungsweise etwa 200 % höher waren als noch vor einem Jahr. In Staaten wie den **USA oder China** fielen die Preiserhöhungen bei einigen Energieträgern **deutlich moderater** aus. Nimmt man die Futures-Preise zum Maßstab, werden die internationalen Preisniveauunterschiede auch bis Ende 2024 noch bestehen bleiben. Langfristig ist damit zu rechnen, dass sich die Großhandelspreise der verschiedenen Regionen wieder annähern, aber nicht vollkommen angleichen.

Die stark gestiegenen Preise – sowohl absolut als auch relativ zu vielen anderen Regionen – werden den durch die Dekarbonisierung ohnehin anstehenden **Strukturwandel in der Industrie beschleunigen**. Zwar ist der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten mit zwischen 2 bis 5 % für die meisten Wirtschaftsbereiche relativ gering. Für energieintensive Branchen sind die Kosten durch die Energiepreisanstiege jedoch deutlich gestiegen. **Am stärksten belastet sind besonders energieintensive Branchen und Produkte**, die gleichzeitig besonders stark im Wettbewerb mit nicht-europäischen Unternehmen stehen, wie etwa die Metallerzeugung und -bearbeitung und die Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden und Produkte der chemischen Grundstoffindustrie. In diesen Branchen könnte es zu einer Abwanderung von Teilen der Produktion kommen. Dabei dürfte aber **keine breite Deindustrialisierung zu erwarten** sein. Schon im vergangenen Jahrzehnt ist in Deutschland die Energieintensität der Industrie deutlich zurückgegangen. Dies lag einerseits an einer Veränderung der Industriestruktur, vor allem aber an einer Steigerung der Energieeffizienz in den einzelnen Wirtschaftsbereichen. Diese Entwicklung wird durch die aktuelle Krise weiter beschleunigt werden.

Als Reaktion auf die Energiekrise sind verschiedene **staatliche Maßnahmen** geplant, um kurzfristig die **Energiekosten zu reduzieren**. Die vorgeschlagenen Gas- und Strompreisbremsen sollten so ausgestaltet werden, dass sie die **Energiesparanreize erhalten**, um insbesondere einer Gas-mangellage vorzubeugen. Gleichzeitig sollte vermieden werden, dass es zu Mitnahmeeffekten bei Unternehmen kommt, die planen, ihre Produktion zu verlagern. In der kurzen Frist sollte das Energieangebot wo möglich ausgeweitet werden, um die Preise zu senken. Anders als etwa im Falle der Corona-Pandemie kann es bei den staatlichen Unterstützungsmaßnahmen nicht darum gehen, den Status quo zu erhalten, sondern sollte auf Unternehmen abzielen, die auch **mittel- und langfristig ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell** in Deutschland und Europa haben.

Mittelfristig wird die **Verfügbarkeit von günstiger, CO₂-armer Energie** die Energiekosten der Unternehmen senken und ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken. Dazu sind Maßnahmen zur Sicherung von Wasserstoffimporten, ein beschleunigter Ausbau von erneuerbaren Energien, der Ausbau der Energieinfrastruktur sowie die Flexibilisierung der Energienachfrage erforderlich.

I. EINLEITUNG

268. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die dadurch ausgelösten Verwerfungen auf den Energiemärkten haben erhebliche **Probleme in der deutschen Energieversorgung offenbart**. Dazu zählen starke Abhängigkeiten von Russland bei den Energieimporten sowie eine mangelnde Aufsicht und Abstimmung der Behörden bezüglich Infrastrukturen wie Gasspeichern. Die **Energiepreise in Deutschland sind seit dem vergangenen Jahr stark angestiegen**, was vor allem mit den rückläufigen Erdgaslieferungen aus Russland zusammenhängt, aber auch mit der gestiegenen Unsicherheit über die Energieversorgung insgesamt. So kann in diesem Winter und auch im Winter 2023/24 das Risiko möglicher **Versorgungsengpässe** bei Erdgas und Strom nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden. [↪ ZIFFERN 291 FF.](#) Eine Verknappung des Rohölangebots durch die OPEC+ und Transportschwierigkeiten wegen Niedrigwasser im Rhein haben ebenfalls zu Preissteigerungen beigetragen.
269. Viele andere EU-Staaten sind von den Energiepreissteigerungen ebenfalls stark betroffen. Die engen Verflechtungen zwischen den europäischen Energiesystemen machen ein **abgestimmtes Vorgehen innerhalb der Europäischen Union (EU)** erforderlich, um die erforderliche Anpassung von Lieferketten und Infrastruktur gemeinsam anzugehen. Vor dem Hintergrund der geopolitischen Entwicklungen muss dabei **zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit** neu abgewogen werden.
270. Durch die Anpassung von Lieferketten und Infrastruktur dürften sich die Energiepreise zwischen den Weltregionen zwar wieder annähern. Aufgrund der höheren Transport- und Produktionskosten, die mit der Substitution des russischen Erdgases durch flüssiges Erdgas verbunden sind, ist jedoch davon auszugehen, dass die **europäischen Erdgaspreise** relativ zu anderen Regionen **dauerhaft höher** sein werden, als dies vor der Krise der Fall war. [↪ ZIFFER 302](#)
271. Über die gravierenden kurzfristigen Herausforderungen für die Unternehmen hinaus wird die weitere **Entwicklung der relativen Energiepreise** deutliche Auswirkungen auf die langfristige **Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie** und die Tragfähigkeit einzelner Geschäftsmodelle haben. Die veränderten Energiepreise werden, neben der Dekarbonisierung (JG 2020 Ziffern 352 ff.; SG 2019 Ziffern 177 ff.) und der Digitalisierung (JG 2017 Ziffern 60 ff.; JG 2019 Ziffern 305 ff.), den Strukturwandel in der Industrie maßgeblich bestimmen. Die Auswirkungen können je nach Energieintensität der wirtschaftlichen Aktivität, der geografischen Verteilung der wichtigsten Wettbewerber sowie den bisher geplanten Dekarbonisierungspfaden sehr **unterschiedlich ausfallen**. Die Wirtschaftsbereiche Metallerzeugung und -bearbeitung und Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, sowie die Produkte aus der chemischen Grundstoffindustrie sind durch die aktuellen Entwicklungen besonders betroffen. [↪ ZIFFERN 315 FF.](#)

272. Gleichzeitig ist damit zu rechnen, dass sich die volkswirtschaftlichen **Dekarbonisierungspfade** ändern werden. Erdgas war vor dem Krieg und ist auch weiterhin als ein zentraler Energieträger für viele Brückentechnologien vorgesehen, etwa bei der Dekarbonisierung der Stahlherstellung. Die erhöhten Energiepreise und die Notwendigkeit, Erdgas einzusparen, könnten es in einigen Wirtschaftsbereichen attraktiver machen, schneller auf CO₂-arme Produktionsverfahren umzustellen. [↘ KASTEN 16](#)
273. Durch geeignete Rahmenbedingungen und zielgerichtete Maßnahmen in den Bereichen Energiepolitik, Industriepolitik und Klimaschutz sollte der Staat dazu beitragen, die **negativen Effekte der Energiekrise** auf tragfähige Unternehmen **abzufedern** und gleichzeitig den **notwendigen Strukturwandel voranzutreiben**. Vor allem kurzfristig sollten angebots- und nachfrageseitige Maßnahmen konsequent genutzt werden, um die Energiepreisanstiege zu dämpfen. Die geplante Gaspreisbremse wird die Belastungen in der Industrie in der kurzen Frist zwar teilweise reduzieren können, ohne dabei die Energiesparanreize zu verringern. Sie sollte aber von weiteren Instrumenten begleitet werden, die den mittel- und langfristigen Strukturwandel unterstützen und die industrielle Dekarbonisierung vorantreiben. Zudem müssen die Maßnahmen so gestaltet sein, dass der Anreiz zu Innovationen erhalten bleibt oder noch gesteigert wird. Die Erfahrungen nach früheren Energiekrisen, wie beispielsweise in Japan, legen nahe, dass sich die wirtschaftliche Struktur durch die Krise zwar verändert, aber auch bei höheren Energiepreisen keine allgemeine Deindustrialisierung zu erwarten ist. Die Energieintensität hat sich in Deutschland insbesondere im vergangenen Jahrzehnt durch eine Steigerung der Energieeffizienz in den einzelnen Wirtschaftszweigen und eine Veränderung der Industriestruktur bereits deutlich reduziert. Es ist zu erwarten, dass die aktuelle Krise diese Entwicklung beschleunigt. Schließlich sollte angesichts der **Energiekrise** der Umstieg auf erneuerbare Energien schneller vorangetrieben werden, um die **Klimaneutralität** im Jahr 2045 zu erreichen. [↘ ZIFFERN 343 FF.](#)

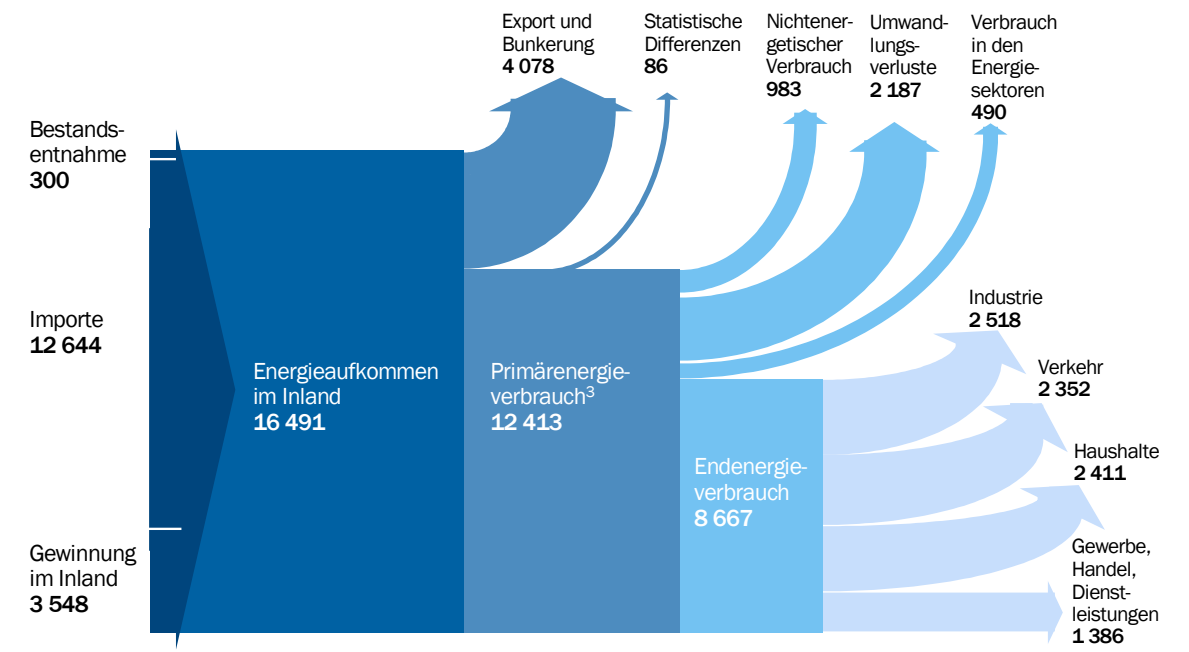
II. ANGESPANNTE LAGE AUF DEN ENERGIEMÄRKTEN

1. Ausgangslage vor dem Krieg

274. Schon vor Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stand die **Entwicklung der europäischen Energiesysteme** [↗ PLUSTEXT 13](#) im Zeichen der **Transformation hin zur Klimaneutralität**. Für die Senkung der CO₂-Emissionen ist eine tiefgreifende Veränderung von Energieversorgung und -verbrauch notwendig (Ariadne, 2022; BCG, 2021; dena, 2021). Es ist davon auszugehen, dass dabei Anpassungen des Energiemixes, Umschichtungen der Bezugsländer bei den Energieträgern, sowie Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen stattfinden werden. Für die **Transformation hin zur Klimaneutralität** ist die Industrie besonders relevant (BCG, 2021; dena, 2021). Sie ist mit einem Anteil von etwa 29 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland einerseits ein **wichtiger Energieverbraucher**. [↗ PLUSTEXT 13](#) [↗ ABBILDUNG 66](#) Andererseits ist sie ein wichtiger Energieerzeuger, da sie viele Sekundärenergieträger wie Strom oder Koks für den Eigenverbrauch erzeugt.

↗ ABBILDUNG 66

Energieflussbild für Deutschland im Jahr 2021¹
in Petajoule (PJ)²



1 – Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt. 2 – Peta = eine Billiarde. 3 – Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt bei 15,7 %. Der Primärenergieverbrauch erfasst sowohl Primär- als auch Sekundärenergieträger.

Quelle: AG Energiebilanzen
© Sachverständigenrat | 22-241-01

[Daten zur Abbildung](#)



➤ PLUSTEXT 13

Relevante Terminologie

Der **Primärenergieverbrauch** gibt den Energiegehalt aller im Inland verbrauchten **Primärenergieträger**, wie Rohöl, Erdgas, Kohle und erneuerbare Energien, sowie die Nettoimporte von Strom und Fernwärme an. Der Verbrauch der Primärenergieträger lässt sich in den **nichtenergetischen** und den **energetischen Verbrauch unterteilen**. Für den nichtenergetischen Verbrauch werden Energieträger als Rohstoffe in der Herstellung von Produkten wie etwa Kunststoffen oder Chemikalien verwendet. Beim energetischen Verbrauch werden die Energieträger zur Erzeugung von Wärme oder mechanischer Energie (zum Beispiel für Maschinen oder im Verkehr) verwendet. Dabei können die Primärenergieträger direkt eingesetzt oder zuvor in **Sekundärenergieträger** wie Strom, Fernwärme oder Kraftstoffe (etwa Benzin oder Diesel) umgewandelt werden. Bei der Umwandlung fallen Umwandlungsverluste an. Der **Endenergieverbrauch** gibt den Energiegehalt der Primär- und Sekundärenergieträger im Endverbrauch der Industrie, der Haushalte, des Verkehrs sowie des Bereichs Gewerbe, Handel und Dienstleistungen an. Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst zusätzlich alle Umwandlungs- und Übertragungsverluste (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2009). Die Endverbräuche in Industrie, Haushalten und Verkehr sind etwa gleich groß und etwa von der gleichen Größenordnung wie die Umwandlungsverluste bei der Sekundärenergieerzeugung.

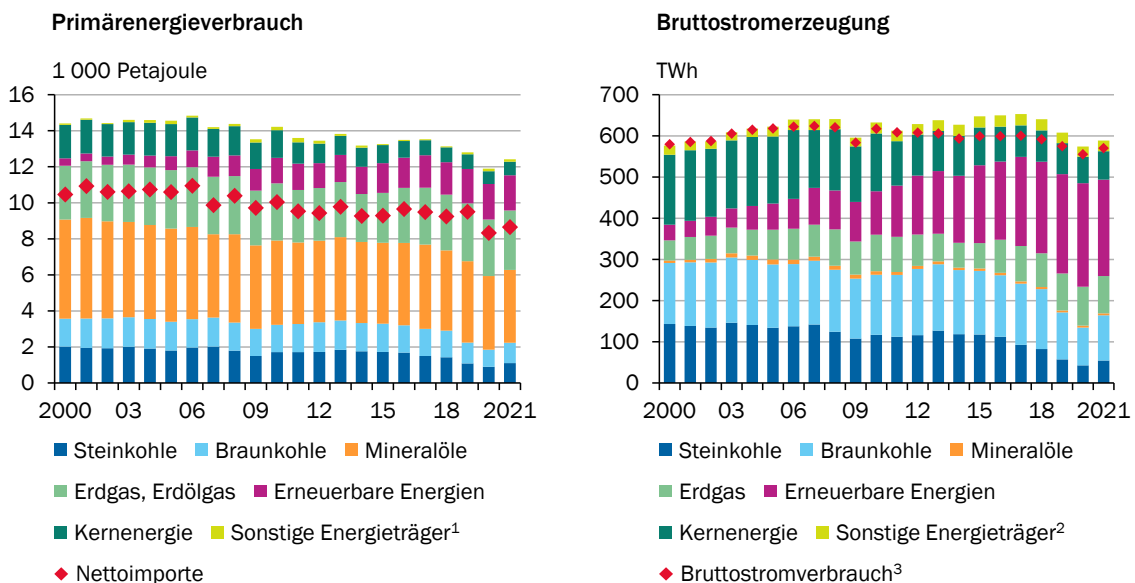
➤ ABBILDUNG 66

Rohöl bezeichnet den noch unbehandelten Energieträger **Erdöl**. Rohöl wird in einer Raffinerie weiterverarbeitet zu verschiedenen **Mineralölprodukten**, wie Benzin, Diesel oder Heizöl.

Die Standardeinheit zur **Messung des Energieverbrauchs** ist **Joule (J)**. Weitere gängige Maßeinheiten sind Wattstunde (Wh), Tonnen Rohöleinheit (tRÖL), und British thermal unit (Btu).

➤ ABBILDUNG 67

Energieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland



1 – Nicht-erneuerbare Abfälle, Sonstige Energieträger, Außenhandelssaldo Fernwärme, sonstige Gase und Außenhandels-saldo Strom. 2 – Pumpspeicher, nicht-erneuerbare Abfälle. 3 – Inklusive Pumpstromerzeugung; ohne Erzeugung aus natürlichem Zufluss.

Quellen: AG Energiebilanzen, eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-395-01

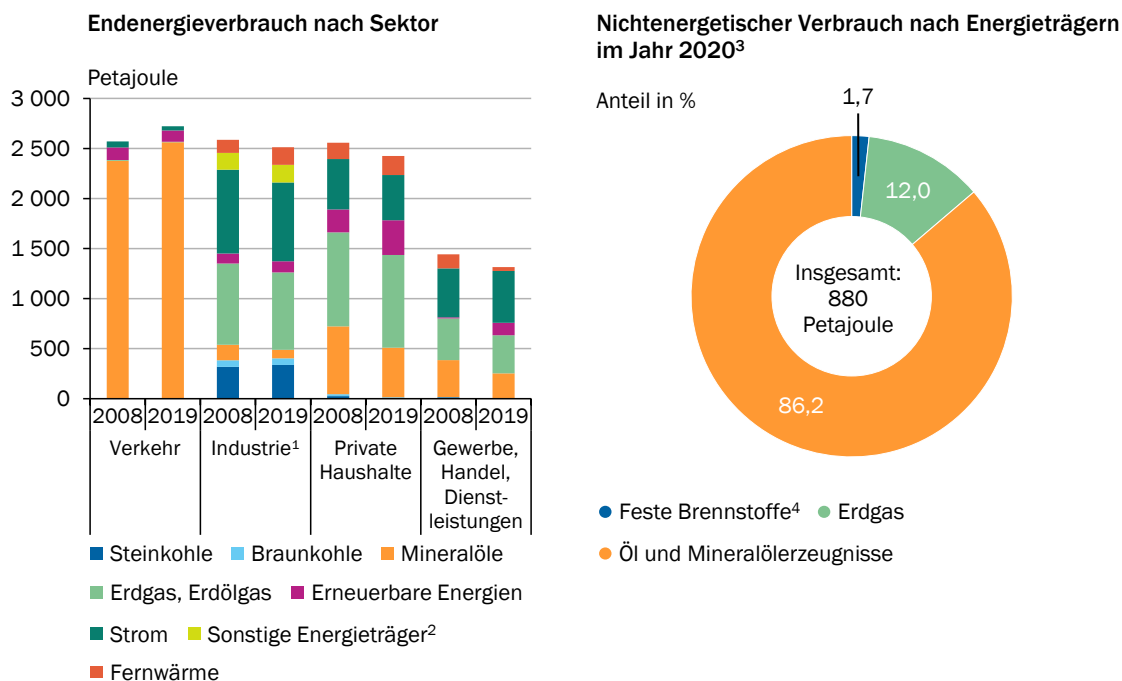
Daten zur Abbildung

Energiemix in Deutschland und der EU

275. Bislang werden etwa 70 % **des Primärenergieverbrauchs** in Deutschland und der EU durch die fossilen Energieträger **Mineralöle, Erdgas und Kohle** gedeckt. [↪ ABBILDUNG 67 LINKS](#) Im energetischen Verbrauch kommt Mineralöl insbesondere in Form von fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor oder in Form von Heizöl zur Wärmeerzeugung zum Einsatz. Erdgas wird hauptsächlich direkt im Endverbrauch zur Wärmeerzeugung verbraucht (AGEB, 2021a). [↪ ABBILDUNG 68 RECHTS](#) Der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland machte in den Jahren 2016 bis 2020 im Durchschnitt etwa 7,4 % des gesamten Primärenergieverbrauchs (AGEB, 2021b) aus und im Verarbeitenden Gewerbe etwa 13 % des Endenergieverbrauchs. Er umfasst insbesondere die **Nutzung von Mineralöl und Erdgas** in der **Herstellung chemischer Erzeugnisse** und macht gut ein Drittel des Energieverbrauchs in diesem Wirtschaftsbereich aus. [↪ ABBILDUNG 68 RECHTS](#) Insgesamt sind für den industriellen Endenergieverbrauch vor allem Erdgas und Strom relevant (jeweils ungefähr ein Drittel des Energieverbrauchs). [↪ ABBILDUNG 68 LINKS](#)
276. Im Einklang mit dem bisher geplanten Transformationspfad hin zur Klimaneutralität stammt ein **zunehmender Teil des Primärenergieverbrauchs** in Deutschland und der EU **aus erneuerbaren Energien**. [↪ ABBILDUNG 67 RECHTS](#) Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung auf 80 % (Bundesregierung, 2022a) und der Anteil am **Bruttoendenergieverbrauch** von knapp 20 % im Jahr 2021 auf 30 % steigen (AGEE-Stat, 2022;

[↪ ABBILDUNG 68](#)

Energieverbrauch in Deutschland nach Sektor und Nutzung



1 – Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden und Verarbeitendes Gewerbe. 2 – Nicht-erneuerbare Abfälle, Abwärme, sonstige Gase. 3 – Gemäß der Standardisierten internationalen Klassifikation der Energieprodukte (SIEC). Abweichungen in den Summen rundungsbedingt. 4 – Feste fossile Brennstoffe; enthält Braun- und Steinkohle.

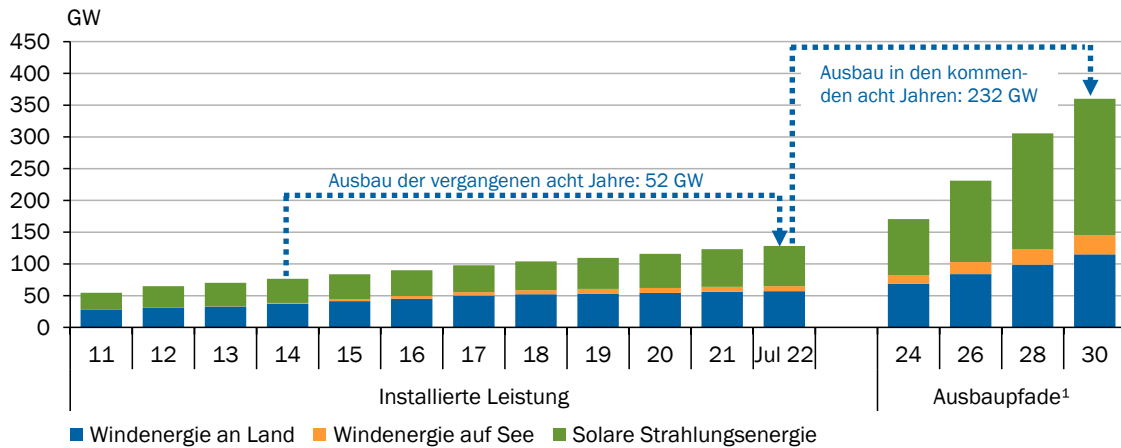
Quellen: AG Energiebilanzen, Eurostat, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-396-01

Daten zur Abbildung

▸ **ABBILDUNG 69**

Installierte Bruttoleistung von Wind- und solarer Strahlungsenergie sowie Ausbaupfade bis zum Jahr 2030 für Deutschland



1 – Da das WindSeeG keinen Ausbaupfad für Windenergie auf See in den Jahren vor 2030 festlegt, beruht der hier angenommene Ausbaupfad auf einer linearen Fortschreibung bis zum Zielwert von 30 GW im Jahr 2030.

Quellen: Bundesnetzagentur, Bundesregierung, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-357-01

Daten zur Abbildung

Bundesregierung, 2020). Bis dahin soll eine kumulierte Leistung von 360 Gigawatt (GW) Windenergie an Land und auf See sowie solarer Strahlungsenergie installiert sein (Bundesregierung, 2022a, 2022b). ▸ **ABBILDUNG 69** Ausgehend von der bereits installierten Leistung (rund 128 GW) ergibt sich bis zum Jahr 2030 ein zusätzlicher Genehmigungs- und Ausbaubedarf in Höhe von 232 GW. Das entspricht mehr als einer Vervielfachung der Ausbaumengen der vergangenen acht Jahre. Dazu dürften insbesondere Verbesserungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren zentral sein. ▸ **ZIFFER 338**

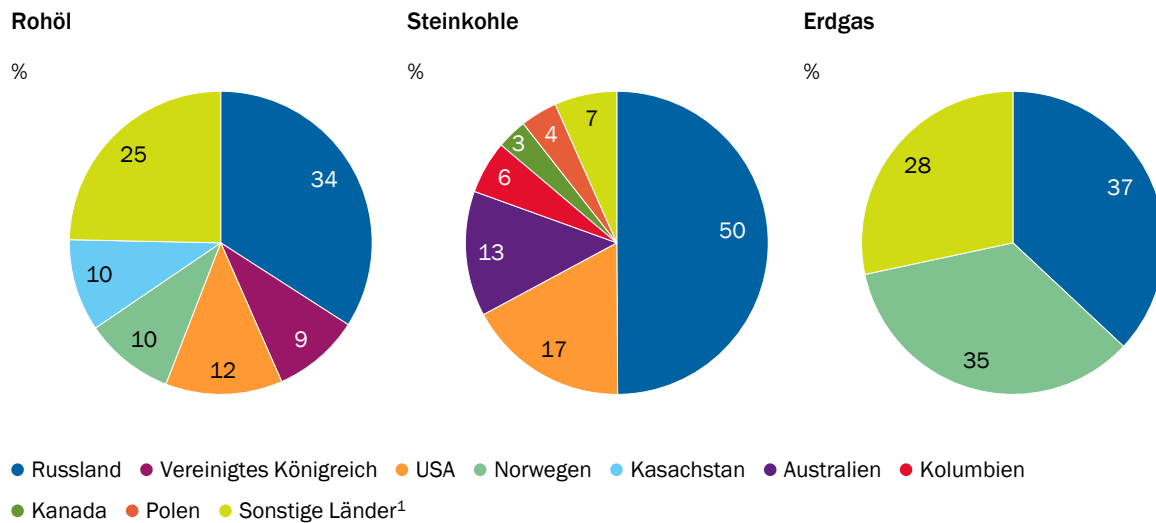
Zudem sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland 14 Terawattstunden (TWh) **Wasserstoff** mittels Elektrolyse hergestellt werden, was ungefähr 14 % des avisierten Bedarfs von 90 bis 110 TWh darstellt (BMW, 2020). Die restliche Menge soll über Importe beschafft werden (BMW, 2020).

Bezugsquellen der Energieträger

277. Zur **Deckung des inländischen Energieverbrauchs** ist Deutschland von Energieimporten abhängig. Im Jahr 2020 machten die **Nettoenergieimporte 70 % des Primärenergieverbrauchs** aus, womit Deutschland eine höhere Importabhängigkeit als die EU insgesamt (mit 58 %) aufweist. ▸ **ABBILDUNG 67 LINKS** Energie wird insbesondere in Form stofflicher Energieträger importiert. Die wichtigsten importierten Energieträger sind Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Uran.
278. Die Struktur der **Energieträgerimporte** ist für **die industriellen Endverbraucherpreise** relevant. Insbesondere in Wirtschaftsregionen wie der EU, in denen die heimische Förderung relativ begrenzt ist, haben die Importpreise einen hohen Einfluss auf die Energiegroßhandelspreise, die wiederum für die industriellen Endverbraucherpreise maßgebend sind. Bei Energieträgern wie Erdgas und

▸ **ABBILDUNG 70**

Deutschlands Energieimportabhängigkeit nach Lieferländern vor dem Angriffskrieg Russlands
Importe im Jahr 2021



1 – Die Zusammensetzung variiert in den einzelnen Kategorien.

Quellen: BAFA, BMWK, BMWK (2022b), BVEG, Norskpetroleum, Reuters, Verein der Kohleimporteure, eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-197-02

[Daten zur Abbildung](#)

Kohle, deren globale Märkte segmentiert sind, [▸ ZIFFER 300](#) kann deshalb eine Veränderung der Bezugsquellen die Energiekosten für die Industrie beeinflussen.

- 279.** Die **Rohölimporte** Deutschlands stammten im Jahr 2021 zu etwa **einem Drittel aus Russland**. [▸ ABBILDUNG 70 LINKS](#) Die Umwandlung von Rohöl in Mineralölprodukte findet größtenteils in Deutschland statt; nur 11,5 % des Absatzes an Mineralölprodukten wurden im Jahr 2021 netto importiert (BAFA, 2022a). Für die gesamte EU liegt der Anteil der russischen Importe an den Gesamtimporten von Rohöl und Mineralölprodukten bei 22,4 % für das Jahr 2021 (Eurostat, 2022a). Während Deutschland Nettoexporteur von Braunkohle ist, wurde der deutsche **Steinkohleabbau** im Jahr **2018 eingestellt**, sodass der inländische Steinkohleverbrauch seitdem vollständig aus Importen gedeckt werden muss, im Jahr 2021 stammten davon 50 % aus **Russland**. [▸ ABBILDUNG 70 MITTE](#) Im Jahr 2020 hat die EU 56 % der Steinkohleimporte aus Russland bezogen (Eurostat, 2022b). Der deutsche **Uranbedarf** konnte im Jahr 2020 vor allem aus **Lagerbeständen** und durch langfristige **Lieferverträge mit Kanada und den Niederlanden** gedeckt werden (BGR, 2022, S. 24). Andere relevante Uran-Exporteure in die EU sind Nigeria (20 %), Russland (20 %), Kasachstan (19 %) und Australien (13 %). Zusammen mit Kanada deckten diese Staaten im Jahr 2020 über 90 % des Uranbedarfs der EU ab (ESA, 2022, S. 19).
- 280.** Im Jahr 2021 bezog Deutschland 37 % seiner **Erdgasimporte** aus Russland, die EU 35,6 % (Eurostat, 2022a). [▸ ABBILDUNG 70 RECHTS](#) Die **übrigen Importe** stammen hauptsächlich aus **Norwegen**. Die Importinfrastruktur schränkt die Möglichkeiten ein, kurzfristig von russischen Lieferungen auf andere Bezugsquellen auszuweichen. [▸ KASTEN 14](#) Bisher hat Deutschland **keine eigenen Terminals**

zur Anlieferung und Regasifizierung von **Flüssigerdgas** (LNG), und die Pipelinekapazitäten zu anderen Lieferanten sind beschränkt. [KASTEN 14](#) Die heimische Förderung umfasst 5 % des Verbrauchs.



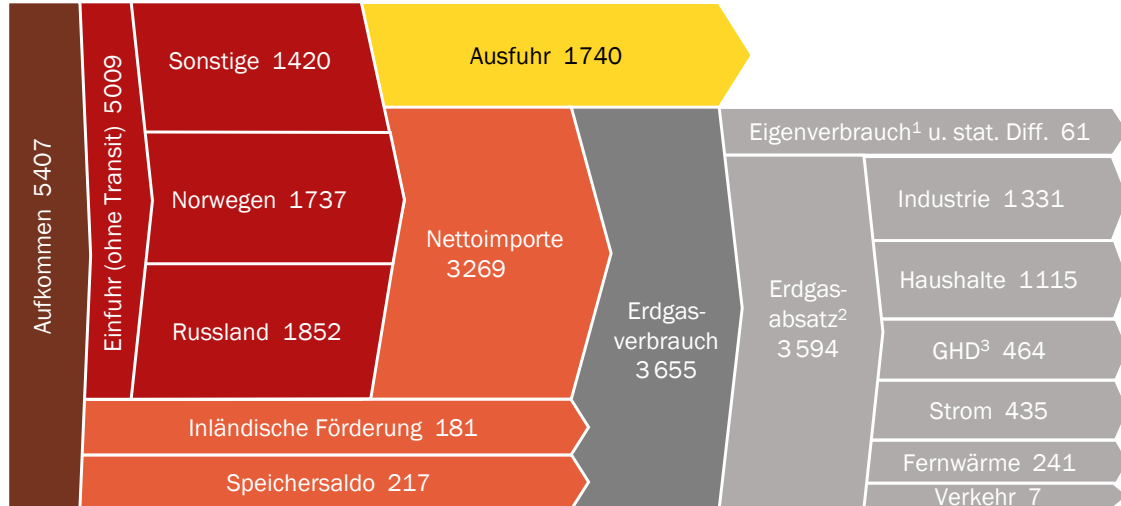
PLUSTEXT 14

Die Relevanz von russischem Erdgas für die Versorgungssicherheit in Deutschland

In der Diskussion um die Relevanz der Erdgasimporte aus Russland für die deutsche Versorgung wird die aus Russland importierte Menge ins Verhältnis zu unterschiedlichen Kennzahlen gesetzt, wodurch ein uneinheitliches Bild der Erdgasabhängigkeit entsteht. Bezogen auf die **importierte Menge** machten im Jahr 2021 russische Erdgasimporte 37 % aus. Bezogen auf das **Aufkommen**, das die Importe, die heimische Förderung und Ausspeicherung umfasst, betrug der russische Anteil 34 %. [ABBILDUNG 71](#) Bezogen auf den deutschen **Verbrauch** lagen die russischen Importe bei 51 %, darin sind jedoch Mengen enthalten, die wieder exportiert werden. Deutschland exportiert ungefähr ein Drittel der importierten Gasmenge wieder an andere EU-Mitgliedstaaten, insbesondere an Tschechien (Bundesnetzagentur, 2022a). Es gibt keine öffentlich verfügbaren Daten darüber, ob das russische Erdgas überwiegend inländisch verbraucht oder weiter exportiert wird.

ABBILDUNG 71

Erdgasfluss im Jahr 2021 in Deutschland in Petajoule



1 – Eigenverbrauch der Gaswirtschaft. 2 – Kleine Differenzen zwischen den Quellen. 3 – Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Quellen: BAFA, BDEW, BMWK, Norskipetroleum, Reuters, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-347-01

[Daten zur Abbildung](#)

▸ KASTEN 14

Importinfrastruktur für Energieträger

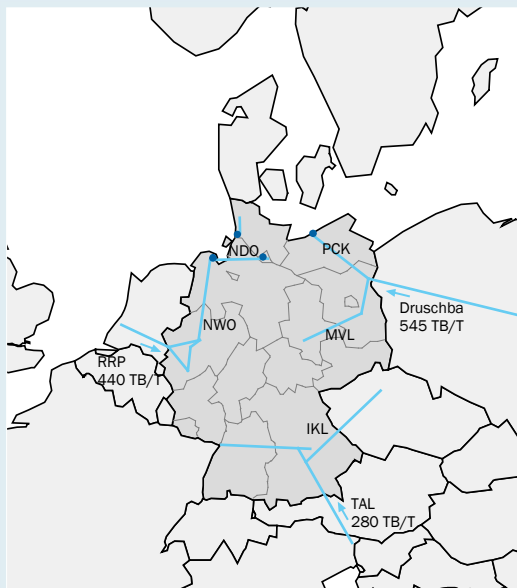
Rohöl wird zum einen über den **Seeweg** nach Deutschland importiert. Von den Seehäfen verlaufen Anschlusspipelines zur mineralölverarbeitenden Industrie. Zum anderen werden drei **grenzüberschreitende Rohölpipelines** zum Import genutzt. ▸ **ABBILDUNG 72 LINKS** Über die Druschba-Pipeline wurde russisches Rohöl importiert und zu Raffinerien in Schwedt und Leuna geleitet. Rohöl aus den nord- und westafrikanischen Staaten, dem Mittleren Osten und dem Kaukasus wird auf dem Seeweg nach Triest geliefert und zum Teil über die Transalpine Rohölpipeline (TAL) nach Süddeutschland importiert. Eine weitere Pipeline-Verbindung besteht über die Rotterdam-Rhein-Pipeline (RRP) zwischen dem Rotterdamer Europoort und deutschen Raffinerien im Rhein-Ruhr-Gebiet (IEA, 2020).

Ein Großteil der **Steinkohleimporte** erfolgt über den **Seeweg**. Ein weiterer Teil wird über den **Schienerverkehr** aus Russland, Polen und der Ukraine importiert (Bardt et al., 2014). Im Jahr 2014 wurden 46,3 % der Steinkohleimporte über Binnenschiffe aus Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen, 28,3 % über den Schienenverkehr und 25,4 % über die deutschen Seehäfen importiert (VdKi, 2015).

▸ **ABBILDUNG 72**

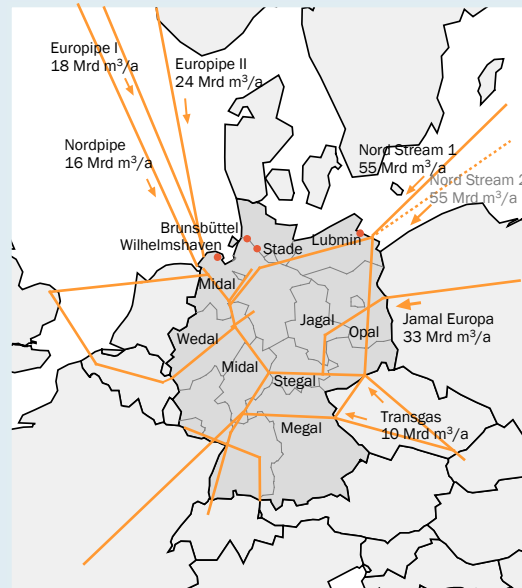
Wesentliche Infrastruktur für den Import von Rohöl und Erdgas¹

Importinfrastruktur Rohöl



● Tanker-Terminals
— Pipeline — Importwege

Importinfrastruktur Erdgas



● Standorte der geplanten LNG-Terminals
— Pipeline — Importwege

1 – Die Abbildung zeigt ungefähre Verläufe und Verbindungen der Pipelines und erhebt keinen Anspruch auf geografisch korrekte Lagen. Kapazitäten: TB/T - Tausend Barrel pro Tag; m³/a - Kubikmeter im Jahr.

Quellen: EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen, ENTSOG, IEA
© Sachverständigenrat | 22-341-01

Erdgas wurde bislang über drei Pipelinesysteme aus Russland nach Deutschland importiert: Die Pipeline Nord Stream 1, die direkt mit Russland verbunden ist und über die größte Kapazität verfügt; die Jamal-Europa-Pipeline von der Jamal-Halbinsel in Sibirien nach Deutschland; die Transgas-Trasse (IEA, 2020). ▸ **ABBILDUNG 72 RECHTS** Weitere drei Pipelines verbinden Deutschland und Norwegen. Darüber hinaus ist der Handel von **Pipeline-Gas** über das Pipelinennetzwerk

auf dem europäischen Festland möglich (ENTSOE, 2021). LNG kann bisher nicht direkt nach Deutschland importiert werden, sondern nur über die Pipelineverbindungen zu den LNG-Terminals in den Niederlanden, Belgien und Frankreich (IEA, 2020).

In Reaktion auf den Angriffskrieg auf die Ukraine wurde der **Ausbau schwimmender und landgebundener LNG-Terminals in Deutschland** beschleunigt. ↘ ZIFFER 285 Um russisches Gas möglichst schnell zu ersetzen, sollen zunächst fünf schwimmende LNG-Terminals von der öffentlichen Hand gechartert werden. Bereits zum Jahreswechsel 2022/23 sollen zwei Terminals in Wilhelmshaven und Brunsbüttel sowie ein privates Terminal in Lubmin in Betrieb genommen werden (BMWK, 2022a). Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die geplanten LNG-Terminals ab Januar 2023 über 25 % der im Jahr 2021 aus Russland importierten Menge von 511 TWh ersetzen können (BMWK, 2022b; Bundesnetzagentur, 2022a). Bis Ende 2023 sollen drei weitere Terminals in Stade, Lubmin und Wilhelmshaven folgen. Bis zum Jahr 2026 ist für den Standort Brunsbüttel der Ausbau zu einem landgebundenen Terminal und eine Steigerung der Kapazität auf 80 TWh geplant (RWE, 2022). Zudem soll das LNG-Terminal Stade bis zum Jahr 2026 über eine Kapazität von 130 TWh verfügen (HEH, 2022). Insgesamt wird Deutschland über eine LNG-Import-Kapazität von rund 500 TWh verfügen, wenn alle geplanten schwimmenden und landgebundenen Terminals in Betrieb genommen sind.

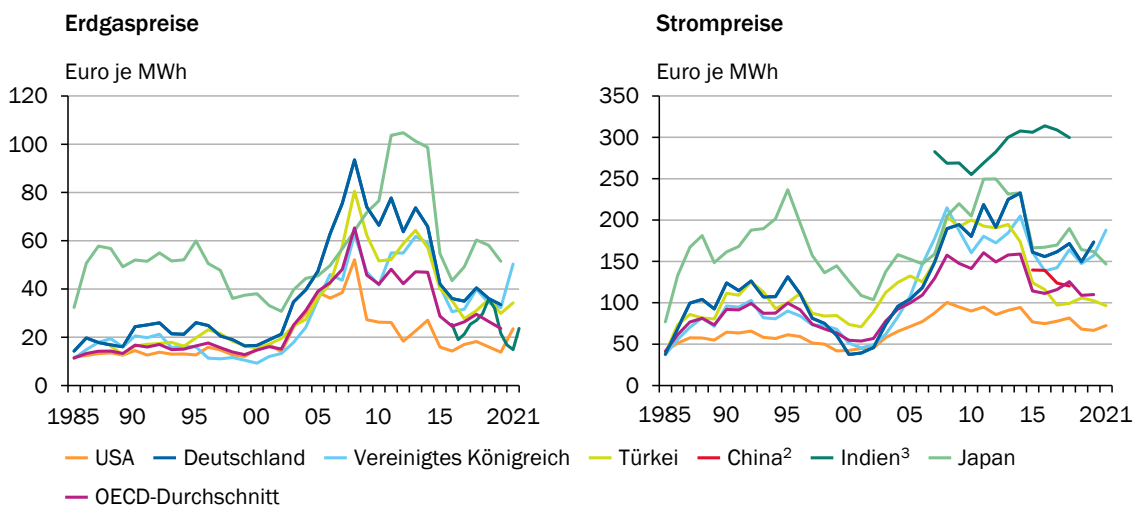
Um Spanien und Portugal an das europäische Pipelinenetz anzuschließen, werden Gespräche über die Midcat Pipeline geführt, die Spanien und Frankreich verbinden soll (Europäisches Parlament, 2022). Algerien, Niger und Nigeria haben zudem ein Abkommen geschlossen, um eine Pipeline von Nigeria nach Algerien zu bauen und diese dann an die bestehende Mittelmeerpipeline nach Italien anzubinden (AHK Algerien, 2022). Eine **weitere geplante Pipeline** soll von Nigeria entlang der Atlantikküste nach Marokko und dann weiter nach Spanien führen (ECOWAS, 2022). Die Fertigstellung der Pipelines aus Nigeria soll 10 Jahre in Anspruch nehmen.

Preisentwicklungen vor Kriegsbeginn

281. Im internationalen Vergleich waren die **Preise im Energiegroßhandel in der EU lange niedrig** (Rademaekers et al., 2020), die **deutschen und europäischen Endenergiepreise** waren **dagegen relativ hoch** (Europäische Kommission, 2019; Rademaekers et al., 2020). Das lag vor allem an hohen nicht erstattungsfähigen Steuern und Abgaben (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022). Für die Industrie, insbesondere für die großen und energieintensiven Unternehmen, galten jedoch umfangreiche Ausnahmen, sodass ihre Energiepreise vergleichbar mit denen in anderen Weltregionen waren. ↘ ABBILDUNG 73 Betriebe mit einem Stromverbrauch von weniger als 20 Megawattstunden (MWh), die nicht von diesen Ausnahmen profitierten, haben in den letzten zwei Jahren zwischen 70 % und 150 % mehr pro Stromeinheit bezahlt als Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 150 000 MWh und mehr.

▾ **ABBILDUNG 73**

Effektive Erdgas- und Strompreise für industrielle Abnehmer bis zum Jahr 2021¹



1 – Die Zahlen bilden Durchschnittswerte ab, die teilweise heterogen sind. 2 – Keine Erdgaspreise verfügbar. 3 – Erdgaspreise entsprechen der Preisobergrenze; Halbjahreswerte.

Quellen: Government of India, IEA, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Refinitiv Datastream, eigene Berechnungen
 © Sachverständigenrat | 22-281-02

Daten zur Abbildung

2. Anpassungsreaktionen infolge des Krieges

- 282. Die Verringerung der Energieimporte aus Russland erfordert Anpassungen der Energieversorgung.** Es werden schnellstmöglich alternative Lieferanten fossiler Energieträger als Ersatz benötigt. [▾ ZIFFER 285](#) Zudem werden kurzfristige Energieeinsparungen bei den Endverbrauchern erforderlich sein. [▾ ZIFFER 293](#) Die Industrie hat bereits Erdgas in größerem Umfang gespart, unter anderem durch Fuel Switch von Gas hin zu Öl oder den Verzicht auf die Umstellung von Kohle auf Gas (Menzel, 2022). Schon jetzt ist eine Veränderung des Energiemixes und des Energieverbrauchs in Deutschland zu beobachten. [▾ ZIFFER 293](#)
- 283. Beim Erdgas hat Russland bereits im Oktober 2021 den Verkauf am Spotmarkt eingestellt.** Seit Kriegsbeginn schränkte Russland die Pipeline- und Flüssiggaslieferungen in die EU zunehmend ein. Bis August machte der Anteil der direkten Lieferungen aus Russland 30 % der importierten Menge in Deutschland aus, seit September 2022 fließt kein Gas mehr direkt von Russland nach Deutschland (Bundesnetzagentur, 2022b). Ob und zu welchen Kosten die beschädigten Pipelines Nord Stream 1 und 2 repariert werden können, kann aufgrund der behördlich auferlegten Sperrzone und der noch nicht abgeschlossenen Begutachtung der Schäden nicht zuverlässig abgeschätzt werden. (Nord Stream, 2022; Reuters, 2022).
- 284. Zusätzlich sind die Importe anderer Energieträger aus Russland aufgrund von EU-Sanktionen gegen Russland zurückgegangen.** Diese betreffen unter anderem den **Import von Kohle** ab August 2022 (Rat der Europäischen Union, 2022a) **und Rohöl** auf dem Seeweg ab Dezember 2022 (Rat der Europäischen

Union, 2022a). Da Polen und Deutschland auch Ölimporte über die Rohölpipeline Druschba ablehnen, [↘ KASTEN 14](#) dürften bis Ende 2022 etwa 93 % der russischen Ölimporte in die EU wegfallen (CREA, 2022). Zusätzlich haben die britischen und US-amerikanischen Sanktionen sowie eigene Initiativen von Unternehmen dazu geführt, dass viele private Akteure schon zu Beginn des Jahres teilweise auf russische Energieimporte verzichtet haben, darunter auch einige Energieversorgungskonzerne.

285. Als Ersatz für russische Gasimporte konnten zunächst Pipeline-Importe aus den Niederlanden und Norwegen gesteigert sowie LNG-Importe über die Niederlande gesichert werden (BMWK, 2022a). Um eine schnellere Diversifizierung der Gasimporte zu erreichen, ist am 1. Juni 2022 das **LNG-Beschleunigungsgesetz** in Kraft getreten. Dieses Gesetz soll das Zulassungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Vergabe öffentlicher Aufträge für die Errichtung schwimmender und landgebundener LNG-Terminals in Deutschland beschleunigen (BMWK, 2022c). [↘ KASTEN 14](#) Die Beschaffung von ausreichend LNG soll durch neue Kooperationen mit Partnern wie Israel und Ägypten erreicht werden (Europäische Kommission, 2022a).
286. Um die **Energieversorgung** zu gewährleisten, soll eine Verlängerung des Betriebs von drei Kernkraftwerken bis zum 15. April 2023 ermöglicht werden. Zudem wurde eine befristete Rückkehr von Kohlekraftwerken aus der Reserve bis Mitte 2023 für Braunkohle beziehungsweise bis Anfang 2024 für Steinkohle an den Strommarkt beschlossen (BMWK und BMUV, 2022a). Darüber hinaus wurde vereinbart, die Laufzeit von zwei Braunkohle-Kraftwerksblöcken über das Jahresende 2022 hinaus bis ins Frühjahr 2024 zu verlängern (BMWK et al., 2022).

Längerfristige Anpassungen der Energieversorgung

287. Im Mai 2022 hat die Europäische Kommission den **REPowerEU-Plan** vorgelegt. Dieser soll in Reaktion auf den russischen Angriffskrieg die **Abhängigkeit der EU von Energieimporten aus Russland beenden** und die Transformation hin zur Klimaneutralität unterstützen. Der Plan umfasst vier Handlungsfelder: Energieeinsparungen, Diversifikation der Bezugsquellen, einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energiequellen sowie Investitionen in die Energieinfrastruktur (Europäische Kommission, 2022b). Hierbei sind Infrastrukturinvestitionen wie der Ausbau der LNG- und Wasserstoff-Infrastruktur unverzichtbar. [↘ KASTEN 26](#) Darüber hinaus wurde die Genehmigung über den Bau und Betrieb einer Plattform zur Förderung von Erdgas in der Nordsee zwischen Deutschland und den Niederlanden beantragt (LBEG, 2022; ONE-Dyas, 2022). Bei Investitionen in die fossile Energieinfrastruktur sollten unerwünschte Nebeneffekte, etwa der verzögerte Ausbau erneuerbarer Energien, Carbon-Lock-In-Effekte und die Entwertung von Vermögenswerten (stranded assets) [↘ GLOSSAR](#) berücksichtigt werden (Löffler et al., 2019; Brauers et al., 2021). Daher sollte schon in der Planungsphase darauf geachtet werden, dass beispielsweise neue LNG-Terminals und das dafür notwendige Pipelinennetz rechtzeitig für die zukünftig steigenden Wasserstoffimporte umgerüstet werden können.

288. Für die Diversifizierung der Bezugsquellen müssen **neue Beschaffungsverträge** geschlossen werden. [↪ KASTEN 14](#) [↪ ZIFFER 301](#) Während Deutschland angesichts der angestrebten Dekarbonisierung eine kurze Vertragsbindung anstrebt, verlangen Lieferanten wie Katar Verträge für 20 Jahre und mehr (Rashad, 2022). Diese unterschiedlichen Interessen erschweren die Abstimmung der **Vertragsdauer**. Die Ausgestaltung der Lieferverträge ist von zentraler Bedeutung und es werden verschiedene Klauseln, darunter Destination Clauses und Ausstiegsklauseln, eine Rolle spielen (Shi und Variam, 2016). [↪ ZIFFER 301](#) Auch die **optimale Lieferantenkonzentration** muss sorgfältig abgewogen werden. Zwar verbessert eine Diversifizierung der Lieferanten die Versorgungssicherheit und erlaubt es, zukünftige Schocks besser abzufedern. Gleichzeitig geht eine starke Diversifizierung der Energiequellen mit zusätzlichen Kosten einher, etwa durch höhere Transportkosten und geringere Skaleneffekte. [↪ ZIFFER 303](#) Eine **gemeinsame europäische Beschaffung** könnte die Skaleneffekte heben und somit Kosten senken. Dabei entstehen jedoch zusätzliche Herausforderungen für die Koordination und Fragen zur Ausgestaltung (Boltz et al., 2022).

In der langen Frist können neue Lieferquellen erschlossen und damit die Abhängigkeiten von einzelnen Lieferquellen reduziert werden. Die Herausforderung wird sein, ein **Portfolio an Exportländern** zu finden, das angesichts der Kosten der Diversifizierung den **optimalen Versicherungswert** bietet (Zhang et al., 2013; van Moerkerk und Crijns-Graus, 2016). Hier kann die gemeinsame Beschaffung der Energieträger durch die EU zusätzliche Vorteile bieten, da die damit verbundene erhöhte Verhandlungsmacht zur Kostensenkung beitragen kann.

[↪ PLUSTEXT 15](#)



[↪ PLUSTEXT 15](#)

Konzentration auf dem Markt für Energieträger

Die Förderung fossiler Energieträger ist von einer Gruppe ressourcenreicher Länder dominiert (JG 2021 Abbildung 134). Dies zeigt sich in der Verteilung der weltweiten Exporte fossiler Energieträger: Russland bedient mit etwa 26 Exajoule knapp 15 % des Welthandels, die USA und Australien liefern mit je etwa 15 Exajoule knapp 9 % der weltweiten Exporte (BP, 2022). Für die einzelnen Energieträger fällt die Angebotskonzentration auf den Weltmärkten unterschiedlich aus. [↪ ABBILDUNG 74](#) Gemessen am **Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)**, mit einem Minimum von Null bei einer großen Anzahl von Anbietern gleicher Größe und einem Maximum von 10 000 Punkten bei einem einzigen Anbieter) ist der Weltmarkt für Erdgas kaum konzentriert (HHI 982 Punkte), der Markt für Kohle mäßig konzentriert (HHI 1 925 Punkte), und der Weltmarkt für Rohöl, unter Berücksichtigung der **OPEC+-Staaten** als gemeinsam auftretendes Kartell, hoch konzentriert (HHI 4 933 Punkte).

289. Verglichen mit den Märkten für Energieträger sind **Abhängigkeiten** einzelner Staaten bei **Rohstoffen**, die für den Ausbau von neuen Technologien zur Energieerzeugung notwendig sind, noch schwerer zu vermeiden. So kontrolliert China etwa 60 % der globalen Förderung der Seltenen Erden und befindet sich in der Verarbeitung einzelner Mineralien sogar in einer quasi-monopolistischen Stellung (Brüggemann und Levinger, 2022). [↪ ZIFFERN 486 FF](#). Diese Dominanz setzt sich

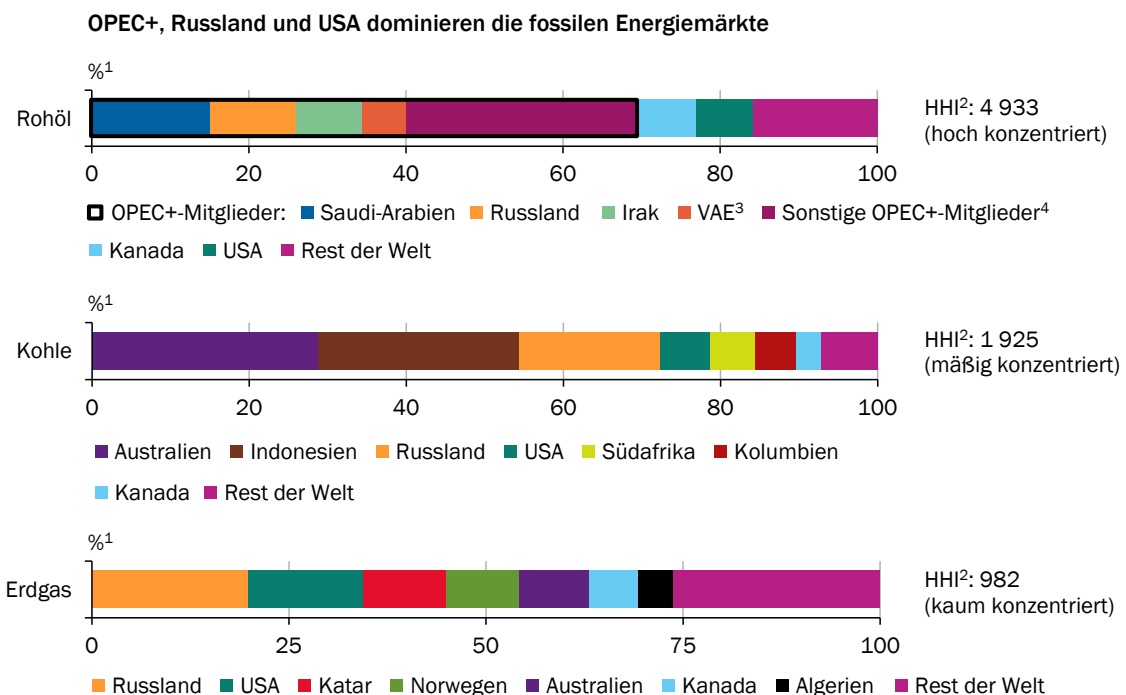
entlang der Wertschöpfungskette fort, etwa für **Komponenten der Photovoltaikanlagen und Windturbinen**, zumal China als weltweit größter Verbraucher den Markt auch nachfrageseitig beeinflussen kann (Brüggemann und Levinger, 2022).

Dies könnte es in den kommenden Jahren erschweren, die Ausbauziele für erneuerbare Energien und somit auch die Sicherung der Energieversorgung zu erreichen. Darüber hinaus könnten Preisschwankungen, **geopolitische Einflussnahme** und Versorgungsunterbrechungen für seltene Mineralien wie Kupfer, Lithium, Nickel, Kobalt und Seltene Erden den **Wechsel hin zu erneuerbaren Energien deutlich verlangsamen und verteuern** (IEA, 2021a). [ABBILDUNG 75](#) [ZIFFER 486](#) Andererseits sind mit der im Juli 2022 beschlossenen Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes viele regulatorische Hemmnisse beim Ausbau der erneuerbaren Energien, etwa beim Naturschutz, reduziert worden (Bundesregierung, 2022c). [ZIFFER 338](#)

290. Zusätzliche Herausforderungen bei der Transformation der Energiesysteme ergeben sich aus der wachsenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und Speicher sowie der Flexibilisierung des Verbrauchs, die eine **Optimierung, Verstärkung und den weiteren Ausbau bestehender Stromnetze erfordern** (acatech et al., 2020). Die zunehmende Vernetzung der Akteure, etwa über das Internet der Dinge und die Anwendung künstlicher Intelligenz, macht eine

[ABBILDUNG 74](#)

Exporteure von Kohle, Erdgas und Rohöl an den Weltmärkten im Jahr 2021



1 – Weltmarktanteil in % des Exports nach Energiegehalt. 2 – Herfindahl-Hirschman-Index: Berechnet aus der Summe der quadrierten Anteile (in % * 10 000); kann einen Maximalwert von 10 000 Punkten erreichen. Zur Berechnung des HHIs des Marktes für Rohöl wurden die OPEC-Staaten als ein Anbieter zusammengefasst. 3 – Vereinigte Arabische Emirate. 4 – Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Bahrain, Brunei, Gabun, Iran, Kongo, Kuwait, Libyen, Malaysia, Mexiko, Nigeria, Oman, Sudan, Südsudan, Venezuela.

Quellen: BP (2022), OPEC (2022), eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-276-03

[Daten zur Abbildung](#)

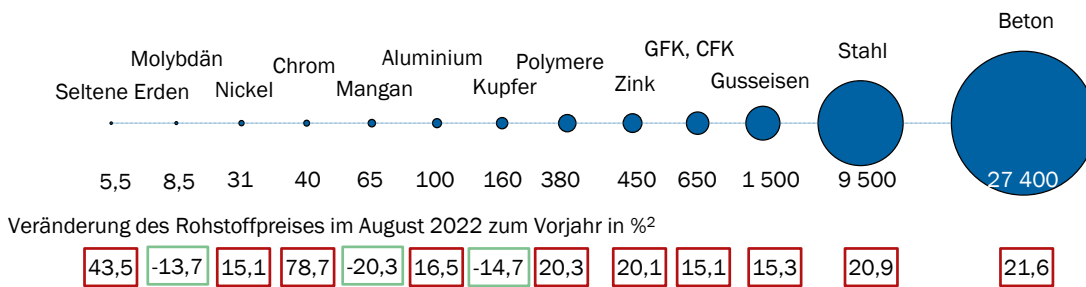
schnelle **Digitalisierung des Energiesystems** unverzichtbar (Mayer und Brunekreeft, 2021). Mit mehr dezentralen Akteuren könnte die Resilienz des Gesamtsystems sinken, wenn diese unzureichend geschützt und daher einem höheren Gefährdungspotenzial durch **Cyber-Angriffe** ausgesetzt sind. Sobald dezentrale Anlagen für einen teilautonomen Betrieb ertüchtigt und geeignete Sicherheitsmaßnahmen eingeführt sind, könnte die Resilienz des Gesamtsystems durch eine Dezentralisierung jedoch auch erhöht werden (Mayer und Brunekreeft, 2021).

▾ **ABBILDUNG 75**

Verteuerung der Rohstoffe erhöht die Kosten beim Ausbau von erneuerbaren Energien

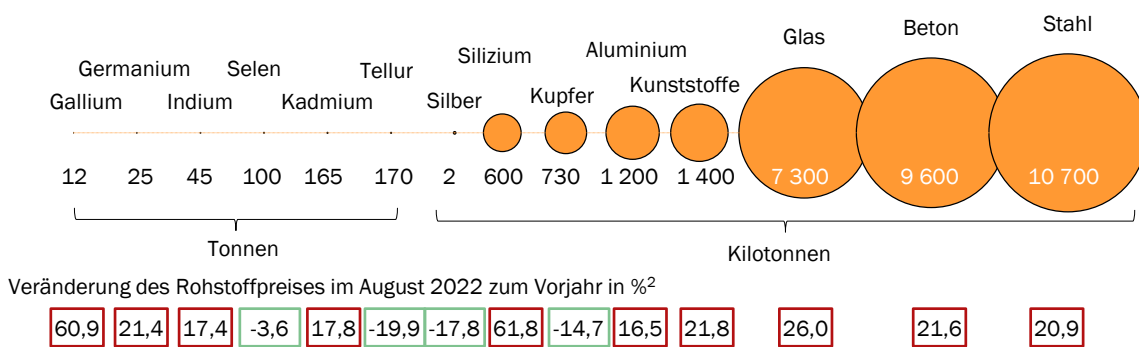
Kumulativer Rohstoffbedarf für Nettozubau (82 GW¹) von Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030

Kilotonnen



Kumulativer Rohstoffbedarf für Nettozubau (161 GW¹) von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2030

Kilotonnen bzw. Tonnen



1 – Geplante Netto-Zubaumengen zwischen den Jahren 2021 und 2030 gemäß EEG 2023. 2 – Es werden die globalen Preisentwicklungen betrachtet, außer bei Beton, Glas, Gusseisen, Kunststoffen, Polymeren und Stahl (Erzeugerpreise in Deutschland).

Quellen: BLS, DERA, Refinitiv Datastream, Statistisches Bundesamt, Trading Economics, eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-300-01

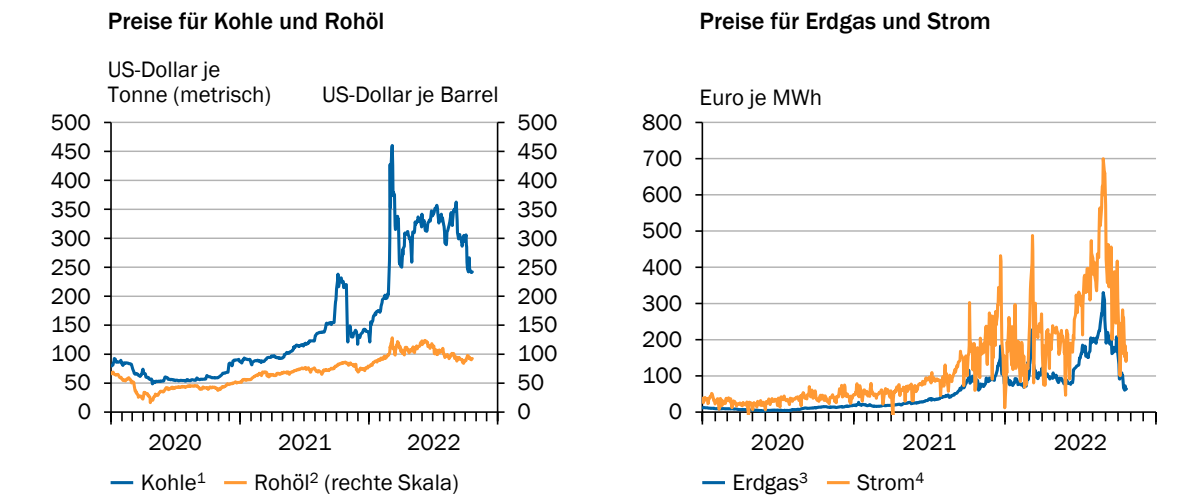
[Daten zur Abbildung](#)

Preisentwicklungen nach Kriegsbeginn

291. Die **Großhandelspreise für Energie haben sich in den vergangenen Monaten erhöht**. Nachdem die Energiepreise während der Corona-Pandemie aufgrund geringer Nachfrage in 2020 gesunken sind, sind die Preise insbesondere für Erdgas, Strom und Kohle im Laufe des Jahres 2022 stark gestiegen. [↘ ABBILDUNG 76](#) [↘ KASTEN 15](#) Diese Entwicklung spiegelt sich in einem Anstieg der Kosten für Energieträgerimporte zwischen Januar und Juli 2022 um 136,9 % im Vergleich zum selben Zeitraum im Jahr 2021 wider (BAFA, 2022b, 2022c). Die Erdgaspreise sind in den vergangenen Wochen aufgrund hoher Speicherstände und milder Witterung gesunken, die Futures-Preise für die Lieferung im Winter sind weiterhin hoch.

↘ ABBILDUNG 76

Entwicklung der Großhandelspreise für Energie



1 – Preis für Kraftwerkskohle aus Südafrika (API4) geliefert an die Häfen Amsterdam, Antwerpen und Rotterdam.
 2 – Preis für die Rohölsorte Brent. 3 – Day-Ahead-Preis für Erdgas im Title Transfer Facility (TTF). 4 – Täglicher Preisindex für Grundlast am Strom-Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (Phelix base).

Quellen: EEX, EIA, ICE, Refinitiv Datastream
 © Sachverständigenrat | 22-407-01

[Daten zur Abbildung](#)

↘ KASTEN 15

Wie funktionieren Strommärkte?

In **Deutschland** wurden im Jahr **2020 rund 502,6 TWh ins Stromnetz eingespeist** (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022). Vor der Einspeisung wird jede Stromeinheit im Durchschnitt mehrmals über Strommärkte gehandelt.

Ein wichtiger Bestandteil des Strommarkts ist der **börsliche Day-Ahead-Handel**, bei dem mit Hilfe von zentralisierten Auktionen Energieprodukte für jede Stunde des Folgetags gehandelt werden. Im Jahr 2020 lag das Day-Ahead-Handelsvolumen für Deutschland bei rund 231,2 TWh. Das bei der Auktion verwendete Preisbestimmungsprinzip wird oft als **Merit-Order-Prinzip** bezeichnet. Die angebotenen Mengen der Kraftwerke und anderer Energiequellen werden nach ihren Geboten, die wiederum größtenteils durch ihre Grenzkosten bestimmt werden,

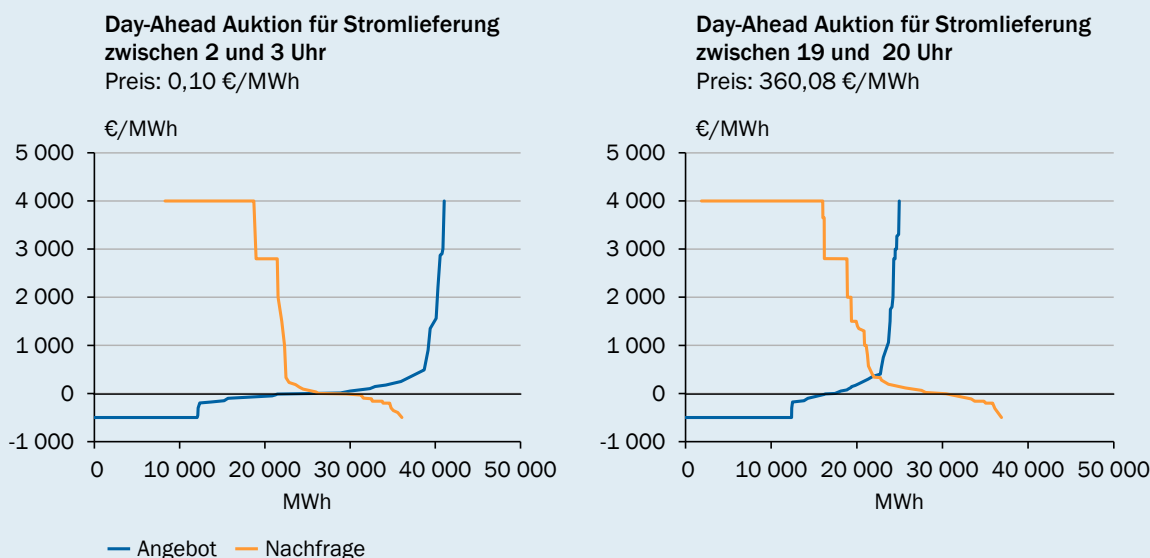
geordnet. Das letzte in Anspruch genommene Gebot setzt den einheitlichen Preis für alle gehandelten Energieeinheiten. Demnach ergibt sich der Markträumungspreis für die einzelnen Stunden aus dem Schnittpunkt von nachgefragter und angebotener Menge. Ändern sich die Einkaufspreise der Primärenergieträger, so verschieben sich Teile der Angebotskurve und somit gegebenenfalls auch der Markträumungspreis.

Es ist auch möglich, am Tag des Lieferbeginns Strom börslich zu kaufen. Im **Intraday-Handel** wird Strom für Viertelstunden- bis zu Stundenblöcken gehandelt. Dabei kommt es zu einer Transaktion, sobald ein Gebot und ein Angebot zusammenpassen (pay-as-you-bid Preisbestimmung). Im Jahr 2020 wurden auf diesem Weg 68,52 TWh Strom gehandelt (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022).

↳ **ABBILDUNG 77**

Merit-Order Preisbildung am deutschen Strommarkt

Auktionspreise am 5. Oktober 2022 für den nächsten Tag



Quellen: EPEX SPOT, eigene Darstellung
© Sachverständigenrat | 22-367-01

[Daten zur Abbildung](#)

Die Beteiligung am Day-Ahead- und Intraday-Handel birgt ein großes Preisrisiko. Da Erzeugungskapazitäten und Verbrauch saisonal und im Tagesverlauf schwanken, unterliegen die Strombeschaffungskosten starken Fluktuationen. ↳ **ABBILDUNG 77** Die Marktakteure können jedoch **zahlreiche Finanzinstrumente** verwenden, um **sich gegen die Strompreisschwankungen abzusichern**, und das sogar für mehrere Jahre im Voraus. Die populärsten Stromderivate sind Futures (1 416 TWh gehandelt im Jahr 2020 in Deutschland) – verbindliche Terminkontrakte, die den Handel einer bestimmten Menge an Strom zu einem festgelegten Preis und Zeitpunkt finanziell abbilden. Neben solchen generellen Finanzinstrumenten kann auf hochspezialisierte Produkte zurückgegriffen werden, wie etwa Wind-Power-Futures, die sowohl das Preis- als auch das Volumenrisiko senken können, das sich bei der volatilen Erzeugung der Windenergie ergibt. Alternativ können Parteien direkte Verkaufsvereinbarungen außerhalb der Börse schließen (**Over the counter, OTC**). Diese Geschäfte sind nicht öffentlich einsehbar, ihr Volumen übersteigt aber deutlich den börslichen Handel. So wurden im Jahr 2020 insgesamt rund 5 702 TWh von elf in einer Datenerhebung berücksichtigten Brokern vermittelt, wovon 45 % auf Kontrakte für das Jahr 2021 fielen (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022).

Der deutsche Strommarkt ist Teil eines übergeordneten europäischen Systems. Am Day-Ahead-Markt findet zum Beispiel eine Market-Coupling-Auktion statt, bei der ein zentraler Auktionsalgorithmus Energieflüsse zwischen verschiedenen europäischen Zonen berechnet, um

die europäischen Gesamtkosten der Strombeschaffung zu minimieren. Infolgedessen sind beispielsweise die deutschen Stromexporte nach Frankreich sprunghaft angestiegen, als die französische Stromerzeugung aus Kernenergie knapp wurde (ENTSO-E Transparency Platform). Da die Transportkapazitäten bislang ein beschränkender Faktor für den **grenzüberschreitenden Stromhandel** sind, ist angesichts der bis 2030 angestrebten Verdopplung der Kapazität der internationalen Stromtrassen in Europa (Dehaut und Grouthier, 2022) zu erwarten, dass die grenzüberschreitenden Stromflüsse zukünftig deutlich zunehmen werden.

Die starken Preisanstiege im börslichen Stromhandel haben eine Diskussion über das Marktdesign und insbesondere die Merit-Order als Preisbestimmungsprinzip ausgelöst (Moussu, 2022a; Liboreiro, 2022; von der Leyen, 2022; Le Maire, 2022). Es wurden eine **Reihe von Reformvorschlägen für den börslichen Handel** gemacht, einige der Vorschläge wurden bereits beschlossen (Europäische Kommission, 2022c, 2022d; Liebreich, 2022; Rat der Europäischen Union, 2022b). Während sich die Vorschläge im Detail voneinander unterscheiden, sehen sie generell eine (partielle) Abkopplung der von individuellen Anbietern erhaltenen Preise von den Geboten anderer Anbieter vor. So wird die EU zum Beispiel die Preise für manche Kraftwerke, darunter Kraftwerke, die mit erneuerbaren Energien, Kohle und Kernkraft betrieben werden, bei 180 Euro je MWh deckeln, für andere hingegen nicht. Sollten die erhaltenen Preise den Deckel überschreiten, wird die Preisdifferenz abgeschöpft und den Endkunden gutgeschrieben (Europäischer Rat, 2022). In Spanien und Portugal sind wiederum die Börsenpreise gedeckelt. Allerdings erhalten die fossilen Stromerzeuger Zuschüsse, um ihre Energieträgerkosten zu decken und so trotz des Strompreisdeckels wirtschaftlich zu bleiben.

Parallel dazu wurde vorgeschlagen, für Kraftwerke mit hohen Gewinnen eine Zusatzbesteuerung (Excess profits tax; Übergewinnsteuer; **Zufallsgewinnsteuer**) einzuführen. In Italien, Rumänien und Griechenland wurde eine solche Steuer schon umgesetzt, während in Deutschland zurzeit an einem Umsetzungskonzept gearbeitet wird.

Die Diskussion über die Wirkung der potenziellen Eingriffe in die Funktionsweise der Strommärkte wird kontrovers geführt. So verweisen einige Studien auf die Effizienz des aktuellen europäischen Strommarktdesigns und des Merit-Order-Prinzips (Ockenfels et al., 2008; Tierney et al., 2008; ACER, 2022; Monopolkommission, 2022). Es wird aktuell insbesondere diskutiert, ob die Anwendung des Merit-Order-Prinzips ursächlich für die Strompreisentwicklungen ist. Allerdings werden im Intraday-Handel, der das oft vorgeschlagene pay-as-you-bid-Prinzip verwendet, ähnliche Preise wie im Day-Ahead-Handel erzielt. Die aktuellen Preissteigerungen werden laut ersten Analysen hauptsächlich durch Sprünge in den Erdgaspreisen in Verbindung mit einer Verknappung des Stromangebots durch Wetterfaktoren wie die niedrigen Wasserstände in vielen europäischen Flüssen im Sommer 2022 sowie durch Probleme bei der französischen Stromversorgung erklärt (ACER, 2022).

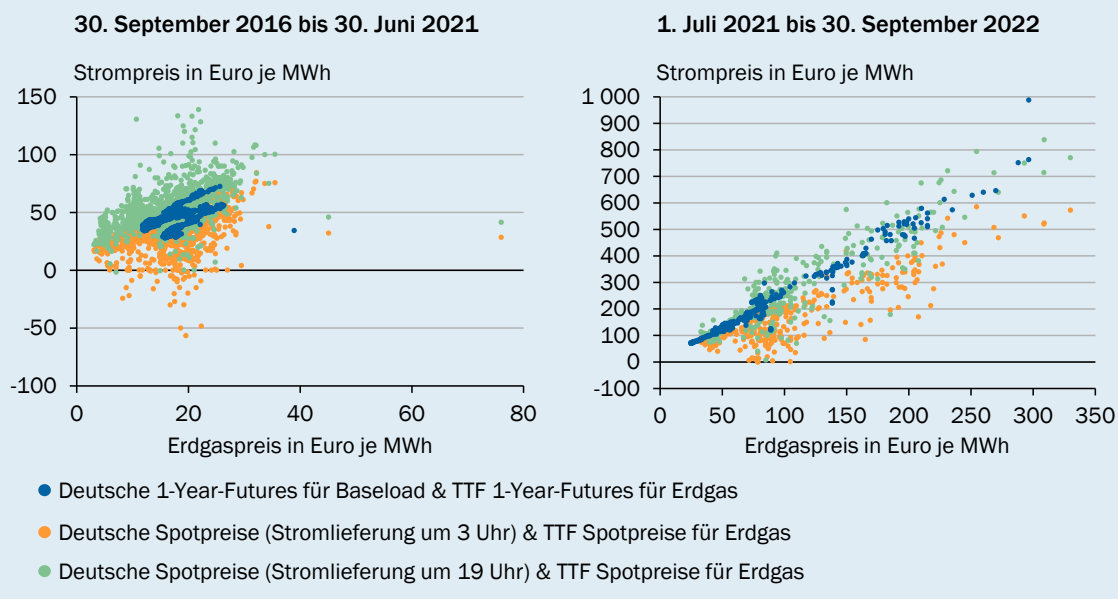
Auch wenn die **vorgeschlagenen Eingriffe in den Markt** kurzfristig die Preise senkten, würden sie langfristig die **Signale für eine effiziente Erzeugung** und Investitionen in den Kapazitätsaufbau sowie kurzfristig die Signale für notwendiges Stromsparen **unterdrücken**. Unilaterale Maßnahmen könnten außerdem zur Steigerung der Stromexporte führen, was wiederum die Kosten der Maßnahmen erhöht und Knappheiten verschärft. Auf der iberischen Halbinsel wurden zum Beispiel nach der Einführung der Reformen etwa 60 %-ige Anstiege in der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verzeichnet, was sowohl auf den erhöhten inländischen Verbrauch als auch auf höhere Exporte nach Frankreich zurückzuführen war (Hirth, 2022). Außerdem zielen die Marktreformen auf den Day-Ahead-Markt ab. Dieser dient zwar als ein wichtiger Referenzpunkt, ist jedoch im Vergleich zu anderen Strommarktsegmenten relativ klein. Es ist noch nicht abzusehen, wie die Vorschläge mit den OTC- und den Futures-Märkten interagieren, insbesondere wie sie sich auf die bestehenden Verträge auswirken könnten.

In Deutschland fällt die **Übertragung der Gaspreisschocks auf die Strompreise** besonders stark aus (Uribe et al., 2022). Dies wird durch die sehr hohe Korrelation zwischen Erdgaspreisen

und Strompreisen, insbesondere für die Tageszeiten mit dem höchsten Stromverbrauch, deutlich. [↪ ABBILDUNG 78](#) Vor dem Jahr 2021 war diese Korrelation schwächer. [↪ ABBILDUNG 78](#) Das kann darauf hindeuten, dass damals Erdgas weniger oft preissetzend war, etwa wegen höherer Kapazitäten der Kernkraftwerke oder weil die relativen Kosten einiger Gaskraftwerke unter den Kosten anderer Kraftwerke, wie solchen, die mit Biomasse, Öl oder Kohle betrieben werden, lagen.

[↪ ABBILDUNG 78](#)

Korrelationen zwischen Strom- und Erdgaspreisen in Deutschland



Quelle: Refinitiv Eikon

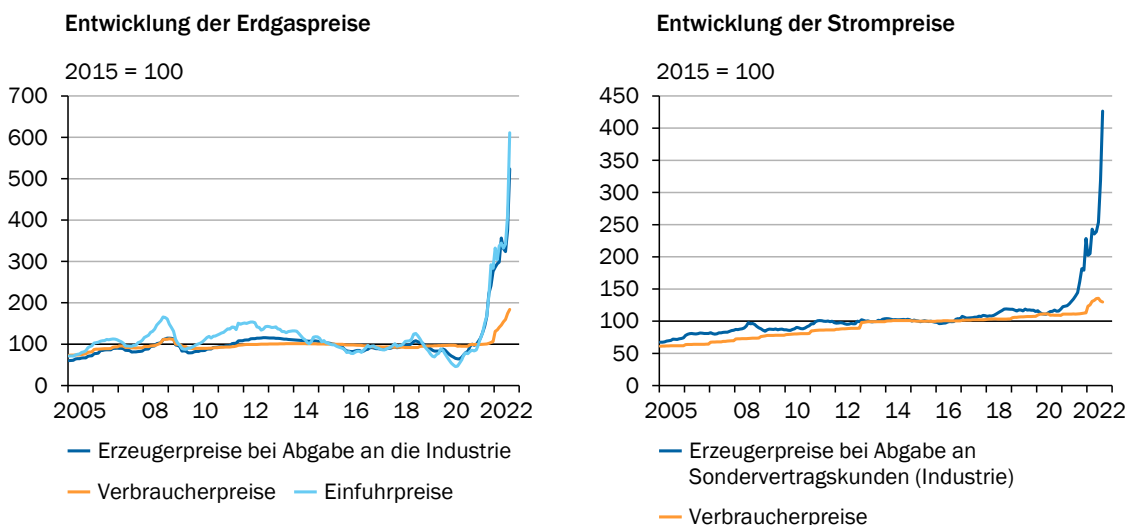
© Sachverständigenrat | 22-364-01

[Daten zur Abbildung](#)

292. Die gestiegenen Preise auf den Großhandelsmärkten wurden bislang nur **teilweise an die Endverbraucher weitergegeben**. Bisher sind insbesondere industrielle Abnehmer von den hohen Steigerungen des Erdgaspreises betroffen. [↪ ABBILDUNG 79 LINKS](#) Manche Haushalte profitieren hingegen noch von langlaufenden Verträgen. Hinzu kommt, dass der Anteil der Beschaffungskosten an den Endverbraucherpreisen bei privaten Haushalten geringer ist, sodass eine Veränderung der Beschaffungskosten weniger ins Gewicht fällt. Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei der Entwicklung der Strompreise ab. Die Preise für Industriekunden mit sehr hohem Verbrauch haben sich mehr als verdoppelt, während die Preise bei Haushalten deutlich weniger stark gestiegen sind, was an längerfristigen Verträgen liegen dürfte. [↪ ABBILDUNG 79 RECHTS](#)

➤ **ABBILDUNG 79**

Die Energiepreisanstiege sind am stärksten in der Industrie angekommen



Quelle: Statistisches Bundesamt
© Sachverständigenrat | 22-243-01

[Daten zur Abbildung](#)

Veränderungen des Energieverbrauchs seit Kriegsbeginn

293. Die hohen Energiepreise haben in Verbindung mit energiepolitischen Maßnahmen wie dem Gasauktionsmodell und Ausschreibungen von sogenannten Strategic Storage Based Options (SSBO) ➤ [PLUSTEXT 16](#) sowie Anpassungsreaktionen der Verbraucher bereits zu einer **Änderung des Energieverbrauchs** geführt. Erdgas wurde durch Steinkohle und sämtliche Mineralölprodukte substituiert – im 1. Halbjahr 2022 ist der Verbrauch dieser Energieträger gestiegen. ➤ [ABBILDUNG 80](#)

Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, den **Erdgasverbrauch um 15 %** im Vergleich zum Verbrauch im Zeitraum vom 1. August bis zum 31. März der vorangegangenen fünf Jahre zu reduzieren. Dieses Ziel wurde **für den Zeitraum vom 1. August 2022 bis zum 31. März 2023** beschlossen. Mögliche Maßnahmen umfassen die Verringerung der Gasverstromung, die Förderung der Umstellung auf andere Brennstoffe, nationale Informationskampagnen sowie gezielte Verpflichtungen zur Verringerung der Wärme- und Kälteerzeugung (Rat der Europäischen Union, 2022c).



➤ **PLUSTEXT 16**

Inländische Instrumente zur Vermeidung des Erdgasmangels

Zusätzlich zu den internationalen Bemühungen um neue Erdgaslieferungen wurden im Inland Instrumente eingesetzt, um das Risiko des Erdgasmangels zu verringern. So wurde basierend auf dem **Gesetz zur Einführung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen** eine Kombination von Instrumenten entwickelt, um die Befüllung der Gasspeicher zu sichern. Dazu gehören Füllstandsvorgaben samt Bereitstellungsmechanismen für ungenutzte Speicherkapazitäten sowie Maßnahmen zur marktbasiernten Befüllung von Speicherkapazitäten wie die Ausschreibung von stra-

tegischen Optionen (Strategic Storage Based Options, dena, 2022). Bei SSOs werden Speicherkontingente ausgeschrieben. Die Anbieter verpflichten sich, vorgegebene Füllstandsvorgaben einzuhalten und jederzeit eine Teilmenge des Gases zum Abruf bereitzuhalten. Die Vergütung für Gasspeicherbetreiber wird durch die Gasspeicherumlage finanziert. Sollte es dennoch zu regionalen gegebenenfalls kurzfristigen Engpässen kommen, kann mithilfe des seit Anfang Oktober laufenden **Gasauktionsmodells** entgegengewirkt werden. Beim Gasauktionsmodell geben Industriekunden ein Gebot ab, zu welchem Preis sie bereit sind, ihren Gasverbrauch vorübergehend zu reduzieren. Die Vergütung für die Gasreduktion wird aus der Bilanzierungsumlage finanziert.

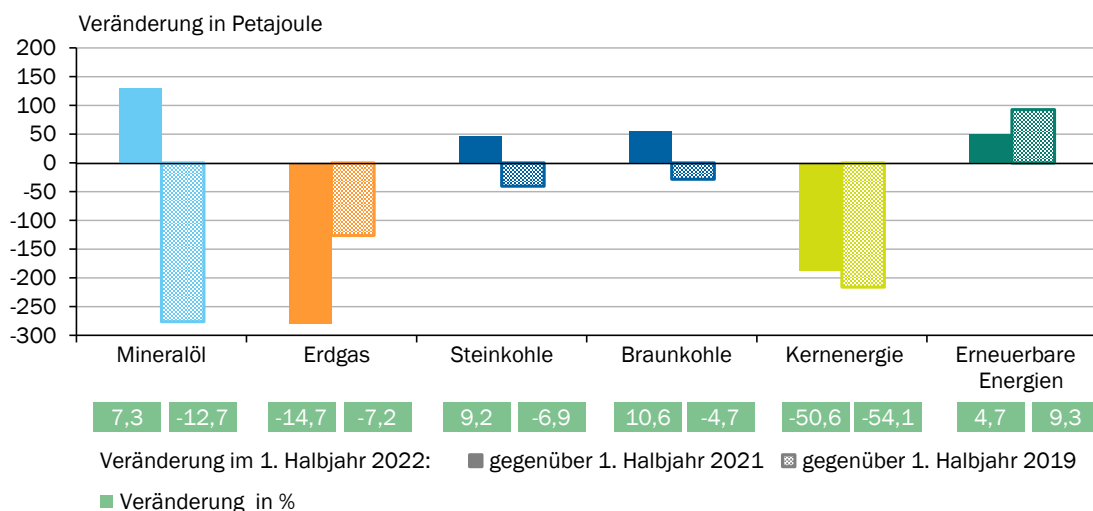
294. Laut Bundesnetzagentur lag der Erdgasverbrauch in Deutschland bis einschließlich September 2022 knapp 10 % unter dem Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2021 zum selben Zeitraum. Für den Zeitraum Januar bis Mai 2022 ist jedoch knapp die Hälfte des Rückgangs (6,4 % versus 14,3 %) auf eine **mildere Witterung** zurückzuführen (BDEW, 2022a). Der **größte Beitrag zu Erdgaseinsparungen wurde** bislang **von der Industrie** erzielt, deren Verbrauch in Deutschland im September 2022 rund 19 % unter dem September-Mittelwert der Jahre 2018 bis 2021 lag. Im August hatte die Einsparung sogar 21 % betragen (Bundesnetzagentur, 2022a). [ABBILDUNG 81](#)

295. **Energieeffizienzmaßnahmen** und der **Fuel Switch**, das heißt eine Umstellung weg vom Erdgas hin zu anderen Energiequellen, haben bei dem Verbrauchsrückgang eine Rolle gespielt. Daneben haben auch **Produktionsdrosselungen**, insbesondere in energieintensiven Industriezweigen, zu den Energieeinsparungen beigetragen. [ZIFFER 59](#) Der genaue Beitrag der einzelnen Maßnahmen lässt sich aufgrund fehlender Daten jedoch nicht quantifizieren.

296. Der Gasverbrauch der privaten Haushalte und Gewerbekunden ist bis einschließlich Ende September 2022 um 8 % niedriger als im Durchschnitt des gleichen Zeitraums der Jahre 2018 bis 2021. Hier ist jedoch ein Vergleich schwieriger, da

[ABBILDUNG 80](#)

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach Energieträgern

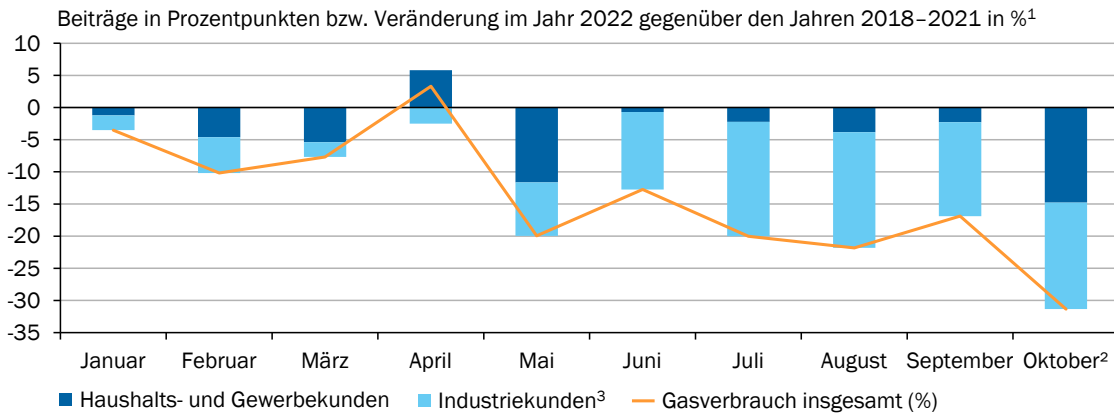


Quellen: AG Energiebilanzen, BDEW, eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-191-04

[Daten zur Abbildung](#)

↳ **ABBILDUNG 81**

Fallender Erdgasverbrauch in Deutschland



1 – Abweichung vom Durchschnitt der Jahre 2018–2021. 2 – Anhand der vorliegenden Wochenwerte bis KW 42 wurde ein Durchschnittsverbrauch für den Oktober geschätzt. 3 – Industriekunden sind Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1,5 GWh pro Jahr. Beinhaltet den Gasverbrauch durch Stromerzeugung.

Quellen: Bundesnetzagentur, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-279-02

[Daten zur Abbildung](#)

der Verbrauch stark von der Außentemperatur abhängig ist. Zudem waren die Preise im 1. Quartal 2022, als noch mehr geheizt wurde, noch nicht stark angestiegen. [↳ ABBILDUNG 79 LINKS](#) Mit Beginn der neuen Heizperiode für Haushalte wird sich zeigen, wie groß die Einsparungen in den Bereichen **private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen** sein werden. Damit Deutschland nicht in eine Gasmangellage kommt, müssen gegenüber dem Vorjahr mindestens 20 % (Bundesnetzagentur, 2022c) an Erdgas eingespart werden. Alternativ müsste die Industrie einen noch größeren Beitrag leisten. Erste Schätzungen legen nahe, dass die Kunden im privaten wie im gewerblichen Bereich witterungsbereinigtes Gas sparen (DIW, 2022; Luderer et al., 2022).

III. NEUE HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE INDUSTRIE

297. Aufgrund der geplanten Umstellung auf CO₂-arme Energieträger **befand sich die Energieversorgung der deutschen Industrie bereits vor dem Angriffskrieg Russlands im Umbruch**. Die meisten Wirtschaftszweige blickten einer Elektrifizierung oder einer Umstellung auf Wasserstoff entgegen, während manche sich auch auf die CO₂-Abscheidung und -Speicherung [↪ GLOSSAR](#) bei Verwendung von fossilen Energieträgern vorbereiteten. [↪ KASTEN 16](#) Zugleich waren Veränderungen in den Energiepreisen absehbar, da der Ausbau der erneuerbaren Energien die Variation der Strompreise im Tagesverlauf verändern würde (Härtel und Korpås, 2021; Böttger und Härtel, 2022). Ob die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Elektrizität aufgrund der Transformation in der kurzen und mittleren Frist steigen (De Vita et al., 2021; Pototschnig et al., 2022) oder sinken würden (Böttger et al., 2021), war jedoch umstritten.
298. Die insbesondere in Europa seit vergangenem Herbst beobachteten starken und abrupten Preisanstiege haben die **Sorge** ausgelöst, dass die industrielle **Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Regionen geschwächt** werden könnte. [↪ ABBILDUNG 79](#) [↪ ZIFFER 304](#) Die hohen Preise und das reduzierte Erdgasangebot zwingen die Industrie, kurzfristig den Energieverbrauch deutlich zu reduzieren. Es wird daher nach Möglichkeiten gesucht, die Energieeffizienz zu steigern, Fuel Switching zu erweitern [↪ KASTEN 16](#) und die Energienachfrage zu flexibilisieren. [↪ ZIFFER 313](#) In einigen Branchen wurden Produktionsrückgänge verzeichnet. [↪ ZIFFERN 57 UND 59](#)

[↪ KASTEN 16](#)

Hat der Krieg die Transformationspfade der Industrie geändert?

Angesichts der hohen CO₂-Emissionen der Industrie – sie betragen 24 % der deutschen Gesamtemissionen im Jahr 2021 (UBA, 2022) – wurden Dekarbonisierungspfade entwickelt, die mit dem Ziel der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 kompatibel sind (EWI, 2021). [↪ ABBILDUNG 82](#) Das wichtigste Element der Dekarbonisierung stellt der **Wechsel zu emissionsarmen Energieträgern** dar. Die angestrebten Transformationspfade setzten in der kurzen Frist auf Erdgas als Brückentechnologie und langfristig auf einen Markthochlauf des Wasserstoffs (Somers, 2022). Bereits ab dem Jahr 2025 plant die Stahlindustrie, zu einem bedeutenden Abnehmer von Wasserstoff zu werden (ArcelorMittal, 2022; Salzgitter AG, 2022; thyssenkrupp, 2022). Mit einem jährlichen Verbrauch von 9 TWh würde dieser Wirtschaftszweig bereits im Jahr 2030 etwa 64 % der gesamten in Deutschland geplanten Jahresproduktion an Wasserstoff (14 TWh) verbrauchen (BMW, 2020; EWI, 2021). Es wurde erwartet, dass ab dem Jahr 2045 allein die deutsche **Stahlindustrie** jährlich 32 TWh Wasserstoff direkt und zusätzlich 40 TWh indirekt über ihren Strombedarf verbrauchen würde (EWI, 2021). Für die deutsche **Zementindustrie** wurde ab dem Jahr 2045 mit einem jährlichen Wasserstoffverbrauch von 5,3 bis 11 TWh gerechnet (VDZ, 2020; EWI, 2021). [↪ ABBILDUNG 82](#)

Die geplanten Transformationspfade sahen außerdem die **zunehmende Elektrifizierung der Produktionsprozesse** vor, die zukünftig zu einer Verdopplung des industriellen Stromverbrauchs führen könnte (BMW, 2022d). Für eine vollständige Dekarbonisierung von Prozessen,

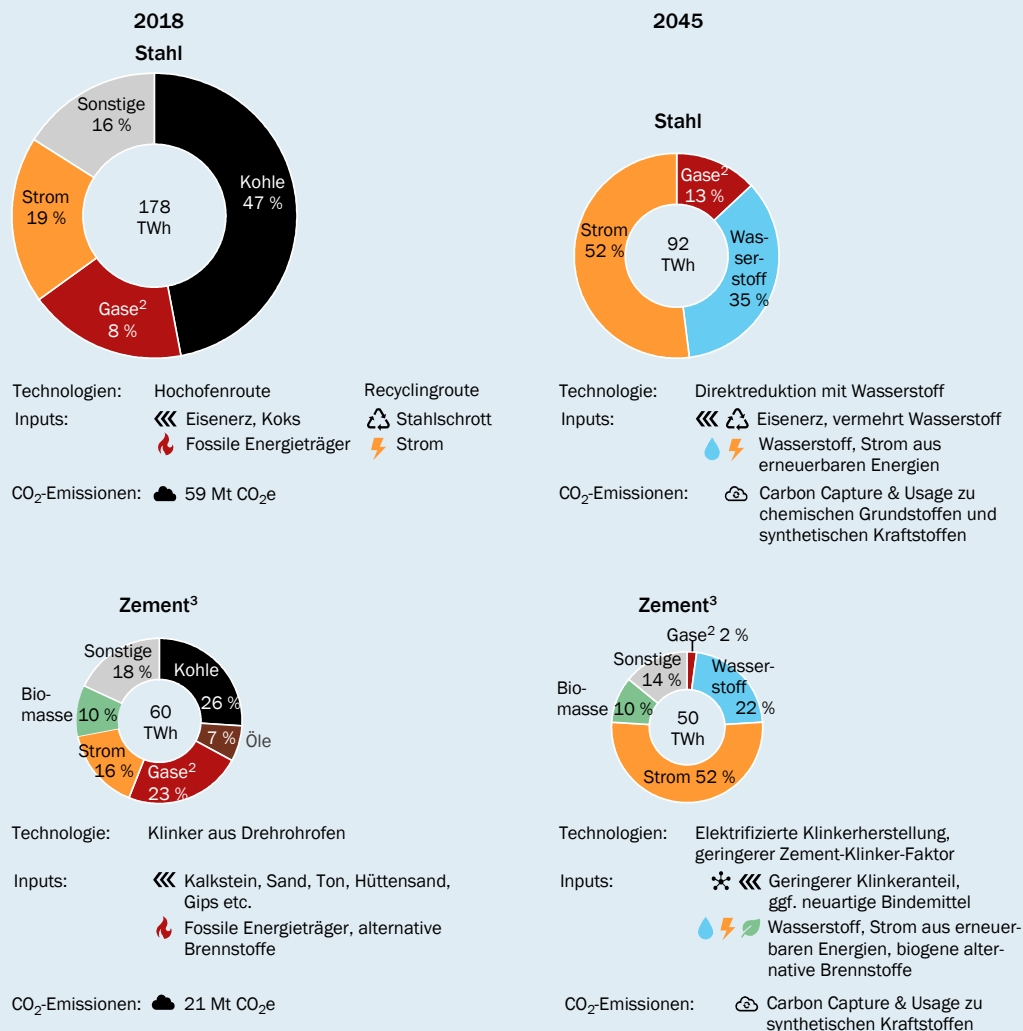
bei denen die Substitution fossiler Energieträger besonders schwierig oder teuer ist, sollten die verbleibenden Emissionen durch **Abscheidung und Speicherung beziehungsweise Nutzung von CO₂** [↗ GLOSSAR](#) eingespart werden. So kann das in der Stahlindustrie abgeschiedene CO₂ zur Herstellung chemischer Grundstoffe oder das in der Stahl- und Zementindustrie abgeschiedene CO₂ für synthetische Kraftstoffe verwendet werden (VDZ, 2020; Somers, 2022).

Angesichts der veränderten Situation auf den Energiemärkten ist zu erwarten, dass sich die Wirtschaftlichkeit der anvisierten Transformationspfade ändern wird. Einerseits erhöhen die steigenden Strom- und Gaspreise die Anreize für den **Ausbau erneuerbarer Energien**, die **Verbesserung der Material- und Energieeffizienz** sowie den **Import von erneuerbaren Energieträgern**, was die Dekarbonisierung beschleunigen könnte. Andererseits könnte der Einsatz anderer fossiler Energieträger verlängert werden, die sich nicht so stark verteuert haben und keiner

↗ ABBILDUNG 82

Dekarbonisierung in der Stahl- und Zementindustrie

Werte im Kreis: Endenergieverbrauch¹



1 – Endenergieverbrauch gemäß dena (2021) Leitstudie und EWI (2021) Gutachterbericht. 2 – Gase sind methanbasiert, inklusive synthetischer und biogener Anteile, und beinhalten Flüssiggase. 3 – In der Quelle wird die dazugehörige Industriebranche als Steine & Erden bezeichnet und enthält die Herstellung von Kalk und Zement als Prozesse.

Quellen: dena (2021), EWI (2021), eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-356-01

Daten zur Abbildung

ähnlich niedrigen Versorgungssicherheit unterliegen (Luderer et al., 2022). Für Reduktionspfade, in denen **Erdgas als Übergangstechnologie** eingeplant wurde, könnte früher direkt mit Wasserstoff dekarbonisiert werden, wenn Wasserstoff in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Wenn dies nicht gelingen sollte, müsste Erdgas trotz höherer Preise als Brückentechnologie eingesetzt oder es müssten Produktionskapazitäten stillgelegt werden. In der Stahlindustrie wurde beispielsweise bisher mit einem graduellen Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff gerechnet (Somers, 2022). Außerdem erhöhen die gestiegenen Strompreise die inländischen Herstellungskosten von Wasserstoff (Ariadne, 2022), während die sich verschlechternde finanzielle Lage der Betriebe und die generelle Unsicherheit über die Zukunft die Investitionen der Unternehmen reduzieren und so die **Transformation verlangsamen** könnten. In Industrien wie der Stahlerzeugung wurde zwar bisher an den **Dekarbonisierungsplänen festgehalten** (thysenkrupp, 2022), gemäß einer BDI-Befragung fühlen sich jedoch rund 40 % der Unternehmen gezwungen, **Investitionen in die ökologische und digitale Transformation zurückzustellen** (BDI, 2022).

Laut einer vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) durchgeführten Szenarioanalyse (Luderer et al., 2022) könnte die Notwendigkeit der sinkenden europäischen Importabhängigkeit zu einer früheren Dekarbonisierung trotz des Rückgangs von CO₂-Preisen führen. Die durch den frühzeitigen Austausch der Produktionsanlagen beschleunigte Elektrifizierung soll dabei eine entscheidende Rolle spielen. Darüber hinaus prognostiziert die Studie **Produktionsdrosselungen sowie eine Erhöhung der Importe** von synthetischem Naphtha und den Wasserstoff-Derivaten Ammoniak und Methanol, was den inländischen Bedarf an Wasserstoff senkt. Dennoch können vorübergehend negative Emissionseffekte entstehen, etwa aufgrund des verstärkten Einsatzes von Heizöl und Biomasse im Bereich Dampf- und Warmwasser durch Fuel Switch oder aufgrund des langsameren Rückgangs der Kohlenutzung. Mittel- und langfristig dürfte jedoch die Transformation der Produktionsprozesse von der **Lebensdauer der existierenden Produktionsanlagen**, der **Verfügbarkeit von Fachkräften** in relevanten Berufsgruppen und der weltweiten **Kapazität von Elektrolyseuren** abhängen (Luderer et al., 2021, 2022).

1. Absolute und relative Energiepreissteigerungen

299. Trotz der bisherigen Anpassungen bei Energieversorgung und -verbrauch sind die **europäischen Energiepreise** sowohl **für Erdgas** als auch **für Kohle im Großhandel hoch**, im historischen Vergleich wie auch relativ zu anderen Wirtschaftsregionen. ↘ ZIFFER 291 Diese internationalen Unterschiede lassen sich teilweise durch die unterschiedlichen Sanktionsregimes gegenüber russischen Importen erklären. Rohölimporte aus Russland in die EU sowie in die USA, nach Japan und in die Republik Korea sind zum Juli 2022 um zwei Drittel zurückgegangen (IEA, 2022). Dafür haben jedoch andere Staaten die Ölimporte aus Russland erhöht, zum Beispiel Indien zwischen März und August 2022 auf das Dreifache des Vorjahres (Verma, 2022). Das ist nicht zuletzt darauf zurückzuführen, dass die Preisdifferenz zwischen der Ölsorte Brent aus den USA und dem russischen Uralöl zeitweise 35 USD pro Barrel beziehungsweise 35 % betrug (Gornostay, 2022).
300. Besonders auffällig sind die **unterschiedlichen Preisentwicklungen auf den europäischen und US-amerikanischen Erdgasmärkten**. Energiemärkte, auch wenn sie geografisch separiert sind, können über die verfügbare

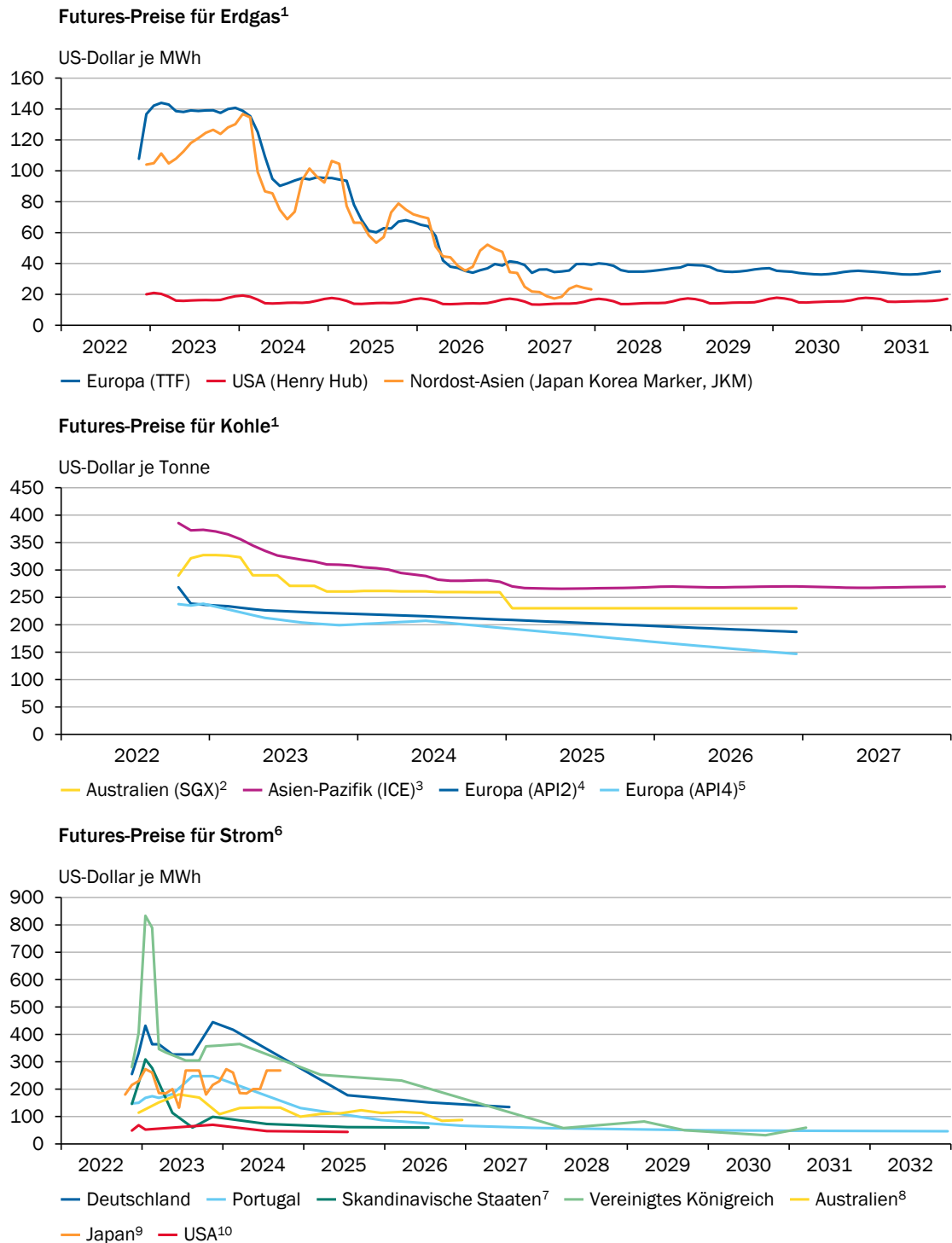
Transportinfrastruktur miteinander gekoppelt sein, sodass sich Preise aufgrund von Arbitrage annähern (Oglend et al., 2020; Li et al., 2014). In den vergangenen Jahren ist die Integration der Erdgasmärkte gestiegen (Garaffa et al., 2019), wodurch eigentlich eine stärkere Preiskopplung zu erwarten wäre. Der mit der Drosselung russischer Erdgaslieferungen verbundene Schock ist allerdings so stark, dass die vorhandene Infrastruktur die Arbitragemöglichkeiten begrenzt und die Preise in den vergangenen Monaten stark divergierten.

301. Das liegt an **eingeschränkten Exportkapazitäten** in den Staaten mit größerer Erdgasverfügbarkeit, vor allem an mangelnden Anlagen zur Gasverflüssigung, die für LNG-Exporte benötigt werden. [↪ KASTEN 14](#) Daher sind Großhandelspreise zurzeit vor allem dort niedriger, wo Gas gefördert wird und Exportmöglichkeiten eingeschränkt sind. Dies trifft auf die USA zu, aber auch innerhalb Europas können Preisunterschiede entstehen. So sind die Transportmöglichkeiten zwischen Regionen, die im Gebiet unterschiedlicher Gas-Hubs [↪ GLOSSAR](#) liegen – zum Beispiel zwischen Deutschland und Spanien – stark begrenzt. Zudem binden die bestehenden langfristigen Lieferverträge für LNG einen Großteil der Verflüssigungsanlagen – im Jahr 2021 wurden 63,4 % des Welthandels von langfristigen Verträgen bestimmt – über mehrere Jahre und verlangsamten Anpassungen. Diese Verträge sehen grundsätzlich keine Ausstiegsklauseln vor, um kurzfristig Lieferungen an Länder mit höheren Preisen umzulenken (GIIGNL, 2022). Vertragliche Ausstiegsklauseln haben es allerdings erlaubt, dass im Dezember 2021 mindestens zehn LNG-Ladungen mit einem Zielhafen in Asien während der Fahrt nach Europa umgeleitet wurden (Rashad, 2021).
302. Der Ausbau der Export- und Transportinfrastruktur ist sehr zeitaufwendig – die gesamte Planungs- und Bauperiode für Nord Stream 1 betrug etwa 6 Jahre. Deshalb ist damit zu rechnen, dass die **Erdgaspreise zwar mittelfristig sinken, aber noch deutlich über dem Vorkrisenniveau** liegen werden. Durch die engen Verflechtungen zwischen Strom- und Erdgasmärkten werden **außerdem höhere Strompreise erwartet**. Das legen sowohl die Preise für Futures als auch Szenarienrechnungen nahe (Egerer et al., 2022b; EWI, 2022; Mier, 2022; Prognos, 2022a). [↪ ABBILDUNG 79](#) **Die regionalen Preisunterschiede** dürften sich ebenfalls **verringern, aber nicht verschwinden**. [↪ ABBILDUNG 83](#) Wie schnell dies geschehen wird, hängt davon ab, wie schnell die Überschussnachfrage in Europa abgebaut werden kann, also von Nachfragereduktionen, [↪ ZIFFER 306](#) neuen Energiequellen und dem Ausbau von Transport- und Erzeugungskapazitäten. [↪ ZIFFERN 282 FF.](#) Dabei ist zu beachten, dass die europäischen Märkte eng verflochten bleiben und dass die EU auf das Solidaritätsprinzip achtet (Europäische Kommission, 2022e). Denn nicht nur die Situation in Deutschland, sondern in der gesamten EU ist für die Preiskonvergenz entscheidend.

Die Futures legen nahe, dass die US-amerikanischen Erdgaspreise in den kommenden Jahren zu den Werten von vor dem Jahr 2020 zurückkehren, während die **europäischen Erdgaspreise sich bis zum Jahr 2026 auf dem Niveau von rund 40 Euro je MWh einpendeln** werden. [↪ ABBILDUNG 83](#) Dies übersteigt das Preisniveau der Jahre 2010 bis 2021 von 5 bis 30 Euro je MWh deutlich. Ähnliches ist aktuell für Steinkohle zu beobachten. Nach den Markterwartungen

ABBILDUNG 83

Markterwartungen der zukünftigen Preise für Erdgas, Strom und Kohle im internationalen Vergleich



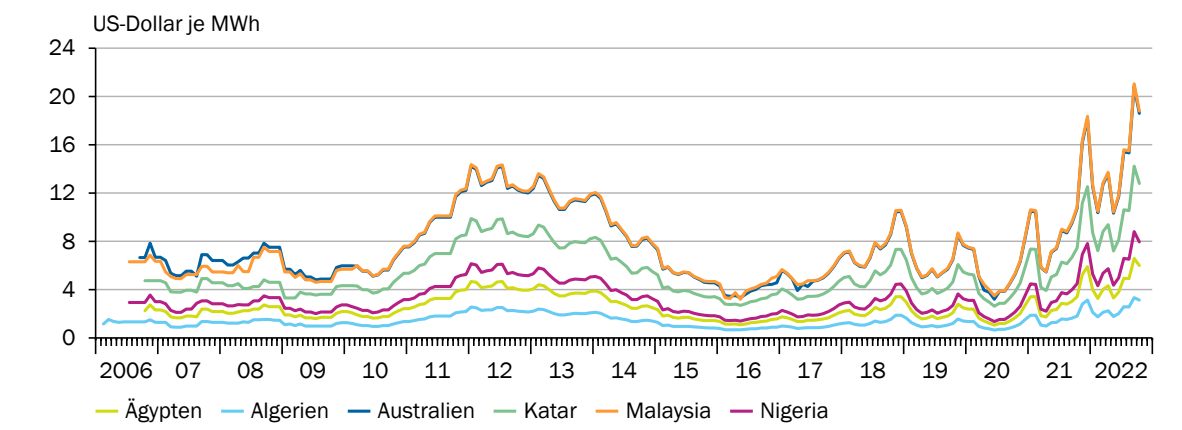
1 – Stand: 27. Oktober 2022. 2 – FOB Australien Premium-Kokskohle. 3 – Newcastle Coal: Thermalkohle auf dem Seeweg im asiatisch-pazifischen Raum. 4 – Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen gelieferte Kohle aus Südamerika. 5 – Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen gelieferte Kraftwerkskohle aus Südafrika. 6 – Stand: für Deutschland 28. Oktober 2022 und die übrigen Staaten 27. Oktober 2022. 7 – Nord Pool system price. 8 – SFE-NSW Base-Load. 9 – Japanese Power (Day-Ahead) Tokyo Base-Load. 10 – US Electricity PJM Off Peak.

Quellen: CME Group, Intercontinental Exchange (ICE), Refinitiv Datastream, Refinitiv Eikon, eigene Berechnungen
 © Sachverständigenrat | 22-278-03

Daten zur Abbildung

▸ **ABBILDUNG 84**

Heterogenität der Frachtkosten für LNG-Importe¹



1 – Frachtkosten für LNG-Importe nach Belgien je nach Herkunftsland. Preis in US-Dollar je MMBtu (1 million British thermal units) umgerechnet in US-Dollar je MWh.

Quelle: Refinitiv Datastream

© Sachverständigenrat | 22-231-01

[Daten zur Abbildung](#)

würden die Steinkohlepreise in der EU im Jahr 2026 das Niveau der Importpreise aus Südamerika und Südafrika des vergangenen Jahrzehnts um rund 143 % übersteigen, während sie in den USA ungefähr gleich blieben.

- 303.** Die erwarteten hohen Preise sind etwa durch die **Mehrkosten**, die bei der **Umstellung von Erdgasimporten über Pipelines auf LNG-Lieferungen** wegen der Verflüssigungs- und Regasifizierungsprozesse entstehen, zu erklären. Diese betragen in der Vergangenheit etwa 3 bis 6 USD je MWh (Team Consult, 2017; Tsafos, 2019). Zusätzlich entstehen bei weiter entfernten Lieferanten erhöhte Transportkosten. [▸ ABBILDUNG 84](#) Insbesondere **bei Erdgas sind die Transportkosten wesentlich**, aufgrund variierender Schiffskapazität aber auch sehr volatil. In der Vergangenheit haben diese Kosten bis zu 50 % der gesamten Beschaffungskosten ausgemacht (Hafner und Luciani, 2022, S. 23).
- 304.** Die unterschiedlichen Großhandelspreise in den Wirtschaftsregionen tragen maßgeblich zu den **international unterschiedlichen Endverbraucherpreisen für Energie** bei. So sind zum Beispiel die von der EIA geschätzten Preissteigerungen, die die industriellen Kunden in den USA in den vergangenen Monaten in Kauf nehmen mussten (EIA, 2022), deutlich kleiner als die entsprechenden Preissteigerungen in Deutschland. [▸ ZIFFER 292](#) Die Energiekrise stellt deshalb die deutsche und europäische **Industrie vor eine doppelte Herausforderung**. Die Produktionskosten sind nicht nur absolut gestiegen, was bei einer Weitergabe der Kosten den Absatz verringert. Die Kosten sind auch relativ zu vielen internationalen Wettbewerbern viel stärker gestiegen, was eine verringerte Wettbewerbsfähigkeit erwarten lässt. Dieser relative Nachteil wird in den kommenden Jahren zurückgehen, aber nicht gänzlich verschwinden. [▸ ZIFFER 314](#)

2. Verstärkte Notwendigkeit von Energieeinsparungen

305. Preissignale und mögliche Engpässe auf den Energiemärkten erhöhen den Druck auf Unternehmen, ihre Energieeffizienz zu steigern. Darüber hinaus kann eine Verringerung des Energieverbrauchs **die Anfälligkeit gegenüber Energieanbotsschocks verringern** und liegt somit im langfristigen Interesse der Unternehmen. Acurio Vásconez et al. (2015) und Katayama (2013) zeigen, dass durch die zunehmende Energieeffizienz seit den 1970er-Jahren die makroökonomischen Auswirkungen von Ölpreiskrisen abgenommen haben. Ähnliche Effekte könnten auf der Unternehmensebene erwartet werden.
306. **Energieeinsparungen** können durch eine Verbrauchssenkung oder eine Steigerung der Effizienz erreicht werden. [▶ PLUSTEXT 17](#) Entweder kann bei gegebener Nachfrage die gleiche Menge an Produkten und Dienstleistungen mittels einer höheren Energieeffizienz produziert werden, zum Beispiel durch den Einsatz neuer Produktionstechnologien. Alternativ kann bei gegebener Effizienz eine Verschiebung der Nachfrage hin zu weniger energieintensiven Produkten und Dienstleistungen oder ein Verzicht auf Konsum eine Verringerung des Verbrauchs bewirken.



▶ PLUSTEXT 17

Energieeffizienz

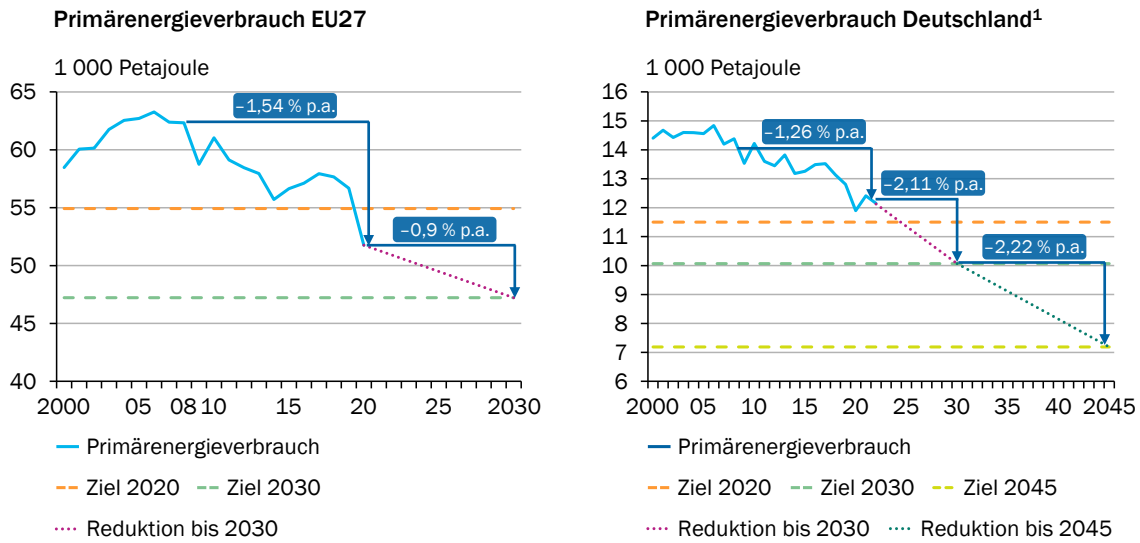
Energieeffizienz wird in der Literatur als der **Energieaufwand zur Erreichung eines bestimmten Nutzens**, der Energiedienstleistung, definiert. Eine Steigerung der Energieeffizienz führt allerdings nicht zwangsläufig zu Energieeinsparungen. Wenn die Kosten für Energiedienstleistungen durch eine höhere Effizienz sinken, kann der Gesamtverbrauch konstant bleiben oder sogar steigen (Rebound-Effekt). Schätzungen für die Höhe des Rebound-Effektes sind uneinheitlich (Gillingham et al., 2016). Während eine Erhöhung der Energieeffizienz essenziell ist sowohl in der aktuellen Energiekrise als auch für die Dekarbonisierung (IEA, 2021b), ist eine Minimierung der verbrauchten Menge an Energie kein ökonomisch sinnvolles Ziel an sich. Die **ökonomisch effiziente Lösung** ist diejenige, die kosteneffizient ist, und nicht zwingend diejenige, die am wenigsten Energie verbraucht. So vergrößert zum Beispiel die Nutzung von Lithium-Batterien und anderen Speicher den Primärenergiebedarf, was an Verlusten liegt, die beim Laden entstehen. Trotzdem kann der Einsatz der Speicher für bestimmte Anwendungen ökonomisch sinnvoll sein.

Energieeffizienzsteigerungen in Deutschland

307. Die **Steigerung der Energieeffizienz** ist eine von fünf Dimensionen der Strategie für die Energieunion der EU. Diese umfassen außerdem die Sicherheit der Energieversorgung, den Energiebinnenmarkt, die Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2018a). Die EU hat schon im Jahr 2007 die ersten Energieeffizienzziele beschlossen. Im Jahr 2018 wurde als neues Ziel eine Reduktion

▸ **ABBILDUNG 85**

Ziele der EU und Deutschlands für den Energieverbrauch



1 – Wert für 2022 wurde extrapoliert.

Quellen: AG Energiebilanzen, Eurostat, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-224-03

Daten zur Abbildung

des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 um 32,5 % gegenüber der Projektion des künftigen Verbrauchs aus dem Jahr 2008 festgelegt (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2018b). Die neue europäische **Energieeffizienzrichtlinie** sieht vor, das **Reduktionsziel** für den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 39 % anzuheben, was eine Reduktion von 9 % gegenüber dem Jahr 2020 bedeuten würde. Die EU27 haben, nicht zuletzt wegen des Rückgangs des Primärenergieverbrauchs während der Corona-Pandemie, ihr Ziel für 2020 erreicht. ▸ **ABBILDUNG 85 LINKS** Insgesamt haben die EU-Mitgliedstaaten ihren Verbrauch gegenüber dem Jahr 2008 um 17 % reduziert. Auf EU-Ebene hatte Deutschland sich zu einer Reduktion von 14 % verpflichtet, um das europäische Ziel zu erreichen.

308. Neben den Zielen auf EU-Ebene haben die Mitgliedstaaten zusätzliche nationale Einsparziele. Die Bundesregierung hatte sich für das Jahr 2020 das ambitioniertere Ziel gesetzt, den **Primärenergieverbrauch in Deutschland** gegenüber dem Jahr 2008 um 20 % zu reduzieren, was über die Zusage an die EU hinausging. Mit einer Einsparung um 17 % wurde das nationale Reduktionsziel der Bundesregierung trotz des pandemiebedingt niedrigeren Energieverbrauchs verfehlt. Im Jahr 2021 stieg der Primärenergieverbrauch wieder an und lag 6 % über dem Zielwert für das Jahr 2020. Das deutsche **Klimaschutzgesetz** des Jahres 2021 sieht eine Reduktion um 30 % (50 %) bis zum Jahr 2030 (2045) gegenüber dem Jahr 2008 vor. Um diese Ziele zu erreichen, wäre ab dem Jahr 2021 (2030) eine jährliche Reduktion des Primärenergieverbrauchs um gut 2,1 % (2,2 %) erforderlich. ▸ **ABBILDUNG 85 RECHTS** Vom Jahr 2008 bis zum Jahr 2020 lag die jährliche Reduktion bei 1,26 %. Bei der Bewertung der bisherigen Entwicklung ist zu beachten, dass ein großer Teil des bisherigen Rückgangs des Primärenergieverbrauchs auf Maßnahmen zur Umwandlung zurückgeht und nicht auf technische, organi-

satorische oder strukturelle Effizienzsteigerungen (EWK, 2021). Bei der Verbrennung und Umwandlung von fossilen Energieträgern zu Strom geht ein Teil der Energie als Abwärme verloren. Bei Braunkohlekraftwerken liegt der elektrische Wirkungsgrad bei bis zu rund 45 % (DIW et al., 2018). Bei erneuerbaren Energien hingegen wird standardmäßig ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen, also, dass 1 Kilowattstunde (kWh) Strom mit 1 kWh Primärenergie erzeugt wird.

309. Die **Energieintensität im Verarbeitenden Gewerbe** (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung) hat seit 1995 abgenommen. [↘ ABBILDUNG 86 OBEN](#) Es gibt zwei mögliche Treiber für diese Entwicklung. Einerseits kann sich die **Komposition** der einzelnen **Wirtschaftszweige** verändert haben. Andererseits kann die Reduktion durch eine **Verringerung der Energieintensität** in den einzelnen Wirtschaftszweigen getrieben sein.

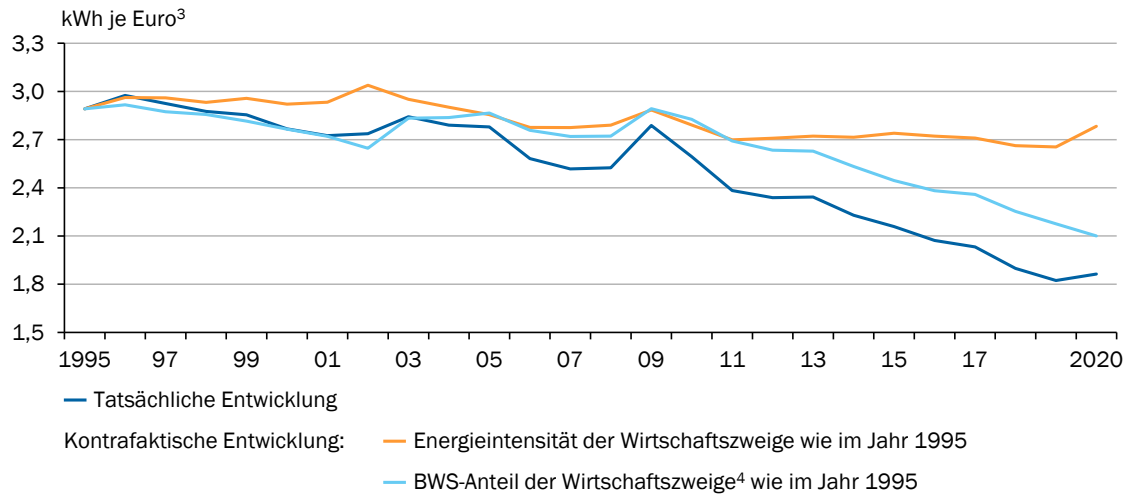
Eine hypothetische Betrachtung der Entwicklung unter der Annahme, dass die Energieintensität der einzelnen Wirtschaftszweige konstant geblieben wäre, zeigt, dass es eine **Verschiebung der Bruttowertschöpfung hin zu weniger energieintensiven Wirtschaftszweigen gab**. So hat der Anteil der Herstellung von Kraftwagen an der Bruttowertschöpfung zugenommen, der Anteil der Herstellung von chemischen Erzeugnissen hingegen abgenommen. Diese Veränderung in der Struktur hat die Energieintensität leicht verringert.

Eine hypothetische Betrachtung der Entwicklung unter der Annahme, dass sich die Komposition der Wirtschaftszweige nicht verändert hätte, zeigt, dass das Verarbeitende Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung) insgesamt weniger energieintensiv geworden ist. [↘ ABBILDUNG 86 OBEN](#) In den **energieintensiven Wirtschaftszweigen** Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, sowie in der Metallerzeugung und -bearbeitung hat die **Energieintensität abgenommen**. In der Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik und Verarbeitung von Erden und Steinen hingegen ist die Energieintensität konstant geblieben. [↘ ABBILDUNG 86 UNTEN LINKS](#)

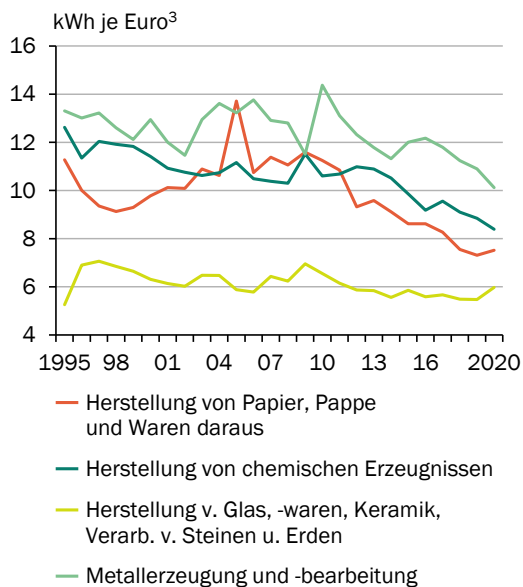
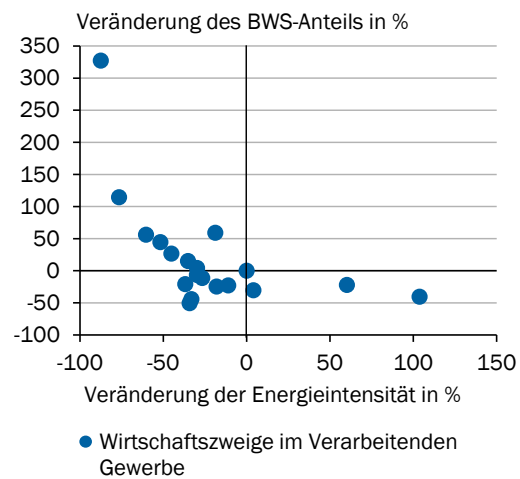
310. Die Veränderung der Anteile an der Bruttowertschöpfung und die Veränderung in der Energieintensität weisen eine **negative Korrelation** auf. [↘ ABBILDUNG 86 UNTEN RECHTS](#) Die Wirtschaftszweige, die zwischen den Jahren 1995 und 2019 ihre Energieintensität besonders stark reduziert haben, haben im Jahr 2019 tendenziell einen höheren Anteil an der Bruttowertschöpfung als im Jahr 1995.

Lutz et al. (2017) zeigen, dass es im deutschen Verarbeitenden Gewerbe trotz einer Reduktion der **Energieintensität noch Verbesserungspotenzial** gibt. In manchen Industriezweigen befinden sich viele Unternehmen weit weg vom Benchmark des effizienten Verbrauchs. Die höchste Effizienz weisen exportorientierte und innovative Firmen auf.

ABBILDUNG 86

Energieintensität im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland¹Zerlegung der Energieintensität²

Entwicklung der Energieintensität in ausgewählten Wirtschaftszweigen

Korrelation der Veränderung des BWS-Anteils⁴ und der Energieintensität zwischen den Jahren 1995 und 2019

1 – Umfasst die Wirtschaftszweige 10–18 und 20–32 gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Analyse auf 2-Steller-Ebene. 2 – Die tatsächliche Entwicklung der Energieintensität im Verarbeitenden Gewerbe kann in zwei Effekte zerlegt werden. Der reine Struktureffekt gibt an, wie sich die Energieintensität des Verarbeitenden Gewerbes entwickelt hätte, wenn sich nur die Bruttowertschöpfungsanteile der einzelnen Wirtschaftszweige verändert hätten, deren Energieintensität aber auf dem Stand von 1995 verblieben wäre. Der reine Energieintensitätseffekt gibt an, wie sich die Energieintensität des Verarbeitenden Gewerbes entwickelt hätte, wenn sich nur die Energieintensität der einzelnen Wirtschaftszweige verändert hätte, deren Bruttowertschöpfungsanteil aber auf dem Stand von 1995 verblieben wäre. 3 – Verhältnis zwischen Endenergieverbrauch und Bruttowertschöpfung in konstanten Preisen von 2015. 4 – Anteil der Bruttowertschöpfung des angegebenen Wirtschaftszweigs an der Bruttowertschöpfung aller Wirtschaftszweige.

Quellen: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-194-04

[Daten zur Abbildung](#)

↳ KASTEN 17

Erfahrung aus vergangenen Energiekrisen

Die Ölpreiskrisen der 1970er-Jahre

Im Herbst 1973 drosselte die Organisation der arabischen Erdöl-exportierenden Staaten (OAPEC) die Ölfördermengen erheblich (JG 1974 Ziffer 2), was zum **ersten Ölpreisschock** führte. Der weltweite Ölpreis stieg innerhalb von wenigen Monaten von rund drei US-Dollar pro Barrel im Juli 1973 auf mehr als das Dreifache im April 1974 (Weltbank, 2022). Im Laufe der 1970er-Jahre normalisierte sich der Ölpreis nur leicht, bevor er im Zuge des **zweiten Ölpreisschocks in den Jahren 1979 bis 1980** noch stärker anstieg (JG 1980 Ziffer 4). [↳ ABBILDUNG 87 OBEN LINKS](#) Beide Schocks stürzten die von Erdölimporten abhängigen Staaten wie Deutschland, die USA und Japan in eine tiefe **Wirtschaftskrise** (JG 1974 Ziffern 1 ff.; JG 1980 Ziffern 1 ff.). [↳ ABBILDUNG 87 OBEN RECHTS](#)

Viele betroffene Staaten ergriffen **drastische Maßnahmen**. In der Bundesrepublik **Deutschland** wurde nach der ersten Ölpreiskrise das **Energiesicherungsgesetz** verabschiedet, was unter anderem zu allgemeinen Fahrverboten an ausgewählten Sonntagen, Geschwindigkeitsbegrenzungen sowie zu der jährlichen Umstellung auf die Sommerzeit führte. In den **USA** wurden Kraftstoffe rationiert, Geschwindigkeitsbegrenzungen verhängt und das Fahren am Wochenende eingeschränkt. Die USA haben seitdem hohe finanzielle Mittel in die Forschung zur Energieeffizienz investiert sowie Energieeffizienzstandards für viele Produkte und Anlagen eingeführt (Geller et al., 2006). Das Corporate Average Fuel Economy (CAFE)-Gesetz aus dem Jahr 1975 begrenzte den Flottenverbrauch bei Kraftfahrzeugen und trug dazu bei, dass diese in den USA sparsamer wurden, insbesondere durch geringeres Gewicht und kleinere Größe sowie effizientere Motoren. Zwischen den Jahren 1975 und 1984 konnte der Kraftstoffverbrauch für konstant bleibende Leistung um 62 % reduziert werden (Transportation Research Board und National Research Council, 2002). In Folge der Krise wurden also drastische und langfristig wirkende Maßnahmen ergriffen, die die Energieintensität in der Wirtschaft dauerhaft gesenkt haben. [↳ ABBILDUNG 87 UNTEN](#)

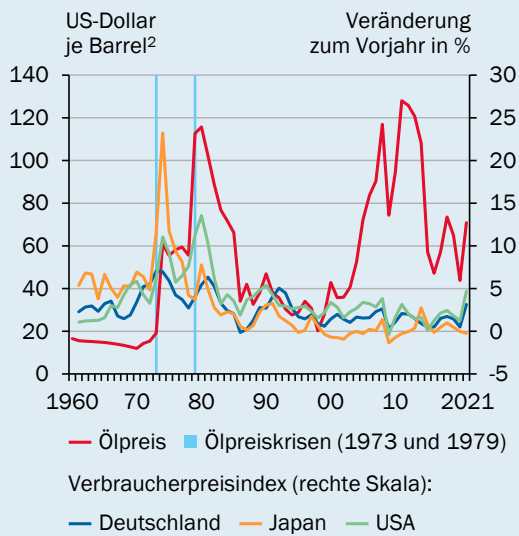
Japan war von der Ölpreiskrise 1973 besonders betroffen, weil es kaum über eigene Förderung von fossilen Energieträgern verfügte und besonders stark von Ölimporten abhängig war. Ölimporte machten vor der Krise im Jahr 1973 wertmäßig 15 % der Importe von Japan aus, während es in anderen Industriestaaten etwa 10 % waren (Yamakoshi, 1986, S. 55). Da vor der ersten Ölpreiskrise in Japan Strom zu einem großen Teil in ölverbrennenden Kraftwerken erzeugt wurde, stiegen die Strompreise in der Krise stärker an als in anderen fortgeschrittenen Volkswirtschaften (Mihut und Daniel, 2012). Die Inflation war in Japan ebenfalls deutlich stärker als in den USA und Deutschland. [↳ ABBILDUNG 87 OBEN LINKS](#) Neben einer Korrektur seiner außenpolitischen Haltung zugunsten der arabischen Staaten reagierte die japanische Regierung mit umfangreichen **Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz**. Im Jahr 1979 wurde dazu das **Energieeinsparungsgesetz** (zunächst Gesetz über die rationale Nutzung von Energie) erlassen. Das Gesetz wurde seither mehrmals überarbeitet und spielt bis heute eine zentrale Rolle für die Energieeffizienzpolitik Japans (Geller et al., 2006; IEA, 2016). Im Rahmen dieses Gesetzes wurden etwa im Jahr 1983 die ersten **Mindestnormen für die Energieeffizienz** von Kühlschränken und Klimaanlage eingeführt. In den 1990er-Jahren wurde es auf weitere Bereiche wie Fernseher, Kopiermaschinen und Computer ausgeweitet und um **Strafen** bei Nichterfüllen der Normen ergänzt. In der Folge sank der durchschnittliche Stromverbrauch von neuen Kühlschränken im Zeitraum zwischen den Jahren 1979 und 1997 um 15 %, obwohl deren durchschnittliche Größe um 90 % anstieg (Geller et al., 2006). Des Weiteren wurde im Jahr 1998 das Top Runner Programme eingeführt, unter dem neue Produkte das Effizienzniveau des effizientesten Produkts in dieser Produktklasse erreichen mussten. In einigen Fällen lag die erforderliche Effizienzverbesserung bei über 50 % (Geller et al., 2006).

Nach den Ölpreiskrisen verlagerte sich in Japan die **Wertschöpfung weg von der Industrie und hin zu Dienstleistungen** (Yamakoshi, 1986, S. 66), wobei nicht quantifiziert werden kann, wie viel davon kausal auf den Ölpreisschock und wie viel auf den säkularen Trend zurückzuführen ist, der allgemein in fortgeschrittenen Volkswirtschaften zu beobachten war. Gleichzeitig

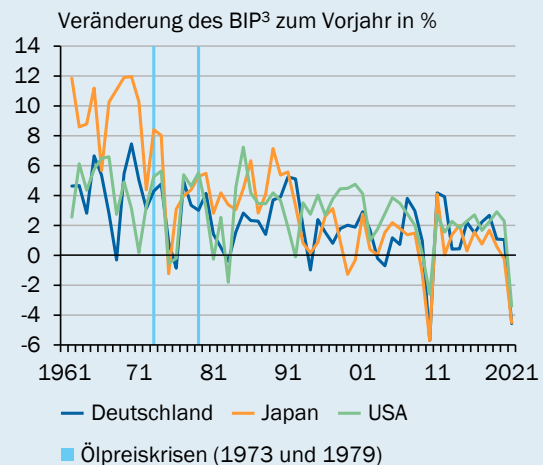
▸ **ABBILDUNG 87**

Entwicklung der Energieindikatoren und wirtschaftlichen Indikatoren nach den Ölpreiskrisen der 1970er-Jahre in Deutschland¹, Japan und den USA

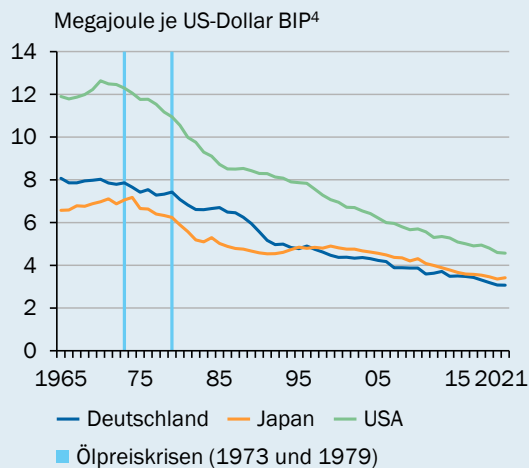
Ölpreis- und Verbraucherpreisentwicklung seit dem Jahr 1960



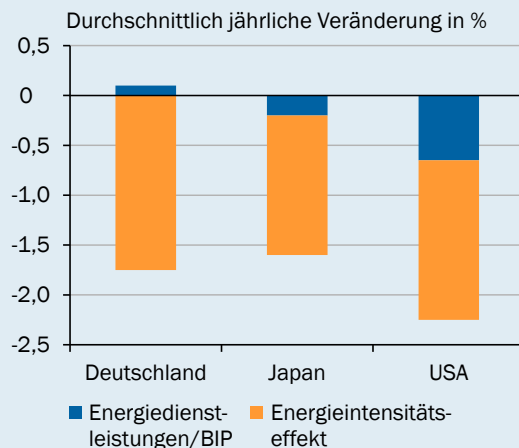
Wirtschaftlicher Einbruch in den Ölpreiskrisen der 1970er-Jahre



Energieintensität des BIP seit den 1970er-Jahren deutlich gesunken
Primärenergieverbrauch in Relation zum BIP



Zerlegung der Änderung der Energieintensität des BIP zwischen den Jahren 1973 und 1998 in Änderung der Energiedienstleistungen/BIP und Energieintensitätseffekt⁵



1 – Bis 1990 früheres Bundesgebiet. 2 – Deflationiert mit dem Verbraucherpreisindex der USA (2021 = 100).

3 – In Preisen von 2010. 4 – In konstanten Preisen und Kaufkraftstandards von 2015. 5 – Zu den Erläuterungen der Zerlegung siehe OECD und IEA (2004, S. 46).

Quellen: BP (2022), Europäische Kommission, IEA, OECD, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-230-01

[Daten zur Abbildung](#)

veränderte sich die **Industriestruktur** Japans dahingehend, dass stark von Erdöl abhängende Industrien, wie die petrochemische Industrie, die Aluminiumherstellung und der Schiffbau, zurückgedrängt wurden, während beispielsweise die Automobil- und Elektronikindustrie einen bleibenden Aufwärtstrend erlebten (Yamakoshi, 1986). Hier nahm die Nachfrage nach kleinen, sparsamen japanischen Autos im Ausland zu, was die Exporte Japans stärkte (Yamakoshi, 1986, S. 65).

Insgesamt ist die **Energieintensität des Bruttoinlandsprodukts (BIP)**, also der Energieverbrauch je Werteinheit des BIP, in fortgeschrittenen Volkswirtschaften wie Japan, Deutschland und den USA seit den Ölpreiskrisen **erheblich gesunken**, wenn auch unterschiedlich stark. [↪ AB-BILDUNG 87 UNTEN LINKS](#) Der Energieverbrauch relativ zum BIP hängt nicht nur von der Energieeffizienz von Prozessen ab, sondern auch von Faktoren wie der Wirtschaftsstruktur, der Gebäudefläche je Einheit Wertschöpfung im Dienstleistungsbereich, dem Warentransport (der wiederum mit der Größe der Landesfläche zusammenhängt), der Wohnfläche pro Kopf und dem Klima eines Landes. Mit einer **Dekompositionsanalyse** lässt sich abschätzen, inwiefern das Absinken der Energieintensität des BIP in einem Land auf Änderungen der Energieintensität zurückzuführen ist und inwiefern auf eine Änderung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen (OECD und IEA, 2004). Die **Nachfrage nach Energiedienstleistungen** wird dabei durch das Aktivitätslevel (gemessen zum Beispiel in Tonnen-Kilometer Warentransport) und die Struktur (zum Beispiel Anteil der verschiedenen Transportmittel) bestimmt. Die **Energieintensität** ist der Endenergieverbrauch je Aktivitätseinheit in den einzelnen Subsektoren (also zum Beispiel der Energieverbrauch pro Tonnen-Kilometer Lkw-Transport). **Die Energieintensität ist also eher als Effizienzindikator interpretierbar als der Energieverbrauch je Einheit BIP.** Der Vergleich zwischen den Staaten zeigt, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen relativ zum BIP in Japan und den USA zurückgegangen ist und damit zur gesunkenen Energieintensität des BIP beiträgt (OECD und IEA, 2004). [↪ AB-BILDUNG 87 UNTEN RECHTS](#) Zu einem größeren Teil ist der gesunkene Energieverbrauch je BIP aber auf eine **gesunkene Energieintensität** zurückzuführen. In Deutschland ist die Nutzung von Energiedienstleistungen relativ zum BIP angestiegen und der gesunkene Energieverbrauch je BIP ist (mehr als) vollständig auf eine gesunkene Energieintensität zurückzuführen.

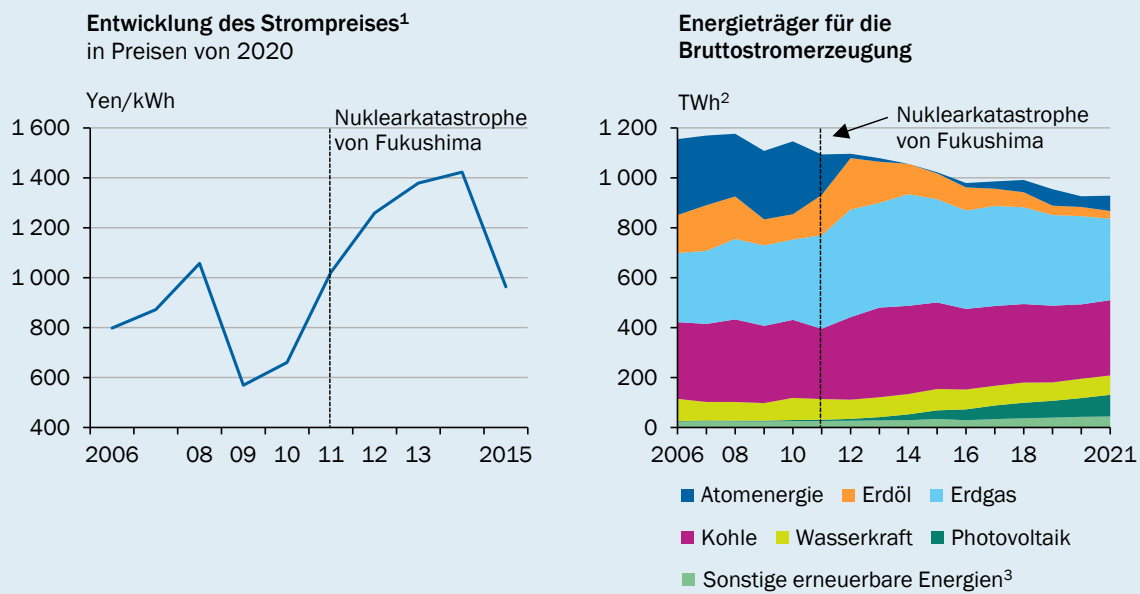
Die Nuklearkatastrophe von Fukushima 2011 in Japan

Nach den Ölpreiskrisen hat die Kernenergie für die Stromerzeugung in Japan an Bedeutung gewonnen. Im März 2011 erfuhr die Energieversorgung in Japan durch die Nuklearkatastrophe in **Fukushima** jedoch eine weitere Krise. Nachdem alle Kernkraftwerke Japans sukzessive ihren Betrieb einstellen mussten, entstand eine Lücke für die Elektrizitätsversorgung von etwa 30 % (IEA, 2016). Diese wurde hauptsächlich durch kostenintensivere fossile Energieträger wie LNG, Öl und Kohle gedeckt (IEA, 2016; Kiso et al., 2022). [↪ AB-BILDUNG 88 RECHTS](#) Da die Energiekrise nur Japan und innerhalb Japans nur eine Region betraf, konnten LNG-Lieferungen innerhalb Japans und auf dem Weltmarkt, etwa von der Republik Korea, umgelenkt werden (Miyamoto et al., 2012). Insgesamt entwickelte sich der LNG-Markt in dieser Zeit stark (Yep und Foo, 2021). Stromsparaufrufe (die Setsuden-Bewegung) stellten unterstützt durch die Regierung und die Medien Handlungshinweise wie etwa das Vermeiden von Standby-Modi, das Verwenden von Ventilatoren statt Klimaanlage und das Anbringen energiesparender Glühbirnen bereit. Von Juli bis September 2011 wurden für große Betriebe und Bürogebäude verpflichtende Stromsparziele von 15 % relativ zum Vorjahr für bestimmte Tageszeiten und Regionen festgesetzt, die Blackouts im Sommer vermeiden sollten. Viele Unternehmen stellten ihre Arbeitszeiten so um, dass freie Tage gleichmäßig über die Woche verteilt lagen und damit Spitzen des Stromverbrauchs verringert wurden. Beschäftigte wurden ermuntert, wettergerechte und damit weniger formale Kleidung am Arbeitsplatz zu tragen, damit Raumheizung und -kühlung reduziert werden konnten (BBC, 2011). Öffentliche Verkehrsmittel fuhren langsamer, Rolltreppen und

beleuchtete Reklame wurden abgeschaltet. Die für den Sommer 2011 befürchteten Stromausfälle konnten vermieden werden (Golden, 2013) und die Strompreisanstiege in den Jahren nach dem Unglück haben für einen anhaltenden Sparanreiz gesorgt (Kiso et al., 2022). [↪ ABBILDUNG 88 LINKS](#) Es wurden deutliche **Anstrengungen** unternommen, die **Energieeffizienz** weiter zu **erhöhen** und **erneuerbare Energien zu fördern** (Zhu et al., 2020). Die japanische Regierung erarbeitete etwa gemeinsam mit Wissenschaft und Industrie eine Strategie zur Förderung von Innovationen im Bereich der Energietechnologien (2016 National Energy and Environment Strategy for Technological Innovation towards 2050 – NESTI 2050) (IEA, 2016). Das Top Runner Programme wurde im Jahr 2013 auf den Bereich der Baumaterialien ausgeweitet (IEA, 2016, S. 45). Nach dem Unglück in Fukushima hat die Regierung zudem für Energiemanagementsysteme in Büro- und Wohngebäuden geworben, die Echtzeit-Informationen über den Energieverbrauch und Energiekosten sowie Energiesparhinweise bereitstellen. Unternehmen erhielten finanzielle Anreize zur Anschaffung solcher Systeme (IEA, 2016, S. 46).

[↪ ABBILDUNG 88](#)

Auswirkungen der Nuklearkatastrophe von Fukushima auf die Stromversorgung in Japan



1 – Jahresdurchschnitt über die Tagespreise an der japanischen Strombörse (Japan Electric Power eXchange - JEPX) für Strom 24 Stunden im Voraus, deflationiert mit dem Verbraucherpreisindex (2020 = 100). 2 – Terawattstunden. 3 – Biomasse, Erdwärme, Windkraft und Sonstige Energieträger.

Quellen: BP (2022), JEPX, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-229-01

[Daten zur Abbildung](#)

Energieeinsparpotenziale in der Industrie

311. Es ist zu erwarten, dass die gestiegenen Energiepreise zu einer Reduktion des industriellen Energieverbrauchs führen werden. Kurzfristig wird diese Reduktion voraussichtlich über **Verhaltensänderungen** sowie über die **Reduzierung der Produktion** stattfinden (Prognos, 2022b). Letzteres findet schon jetzt bei einigen energieintensiven Aktivitäten statt. [↪ ZIFFER 59](#)

312. Mittel- und langfristig können durch optimierte Produktionsprozesse, energieeffizientere Anlagen sowie energiesparende Technologien weitere Einsparungen erreicht werden. **Energiepreise** wurden empirisch als **der wichtigste Bestimmungsfaktor für die Energieintensität der europäischen Industrie** identifiziert (Ajayi und Reiner, 2020). Dabei ist jedoch absehbar, dass dieser Effekt nicht nur durch Effizienzgewinne innerhalb einzelner Unternehmen passiert, sondern auch durch Marktaustritt der am wenigsten effizienten Betrieben in Perioden mit hohen Energiepreisen. Im Jahr 2021 schätzte die Europäische Kommission, dass sich der Endenergieverbrauch der deutschen Industrie bis zum Jahr 2030 um 23,5 % reduzieren lässt, mit Maßnahmen, die für die Unternehmen wirtschaftlich vorteilhaft wären, insbesondere indem sie Prozesswärme nutzen (Strug et al., 2021). Der aktuelle Preisanstieg erhöht den Anreiz, in Energieeffizienzmaßnahmen zu investieren, weiter. [↘ KASTEN 17](#)

Die **Schätzungen der Energieeinsparpotenziale** in der Industrie **unterscheiden sich jedoch stark** (BDEW, 2022b; Prognos, 2022b). Unklar ist auch, wie schnell die Energieeffizienz signifikant gesteigert werden kann. Viele Industrien stehen aufgrund der Dekarbonisierung ohnehin vor einer grundsätzlichen technologischen Umstellung, was einerseits die Bereitschaft verringern könnte, kurzfristig in die Verbesserung auslaufender Technologien zu investieren, andererseits aber die Umstellung auf neue Technologien beschleunigen könnte. [↘ KASTEN 16](#)

313. Auch eine **zeitliche Flexibilisierung des Energieverbrauchs**, insbesondere des Stromverbrauchs, kann die industriellen **Energiekosten senken** und so zur Bewältigung der Energiekrise beitragen. Das Strommarktdesign muss durch Preissignale Anreize schaffen, Strom zu konsumieren, wenn dieser reichlich vorhanden ist, und dafür sorgen, dass sich die dafür notwendigen Investitionen in Flexibilität und Speicherung lohnen. [↘ KASTEN 18](#)

[↘ KASTEN 18](#)

Flexibilisierung der Stromnachfrage

Die Stromnachfrage in Deutschland für den Endverbrauch dürfte bis zum Jahr 2030 um mehr als 30 % gegenüber dem Jahr 2021 steigen, von 588 TWh auf 750 TWh (Bundesregierung, 2022a). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll im selben Zeitraum von 42 % auf 80 % steigen. Die Stromnachfrage dürfte nach dem Jahr 2030 weiter steigen (Wuppertal Institut et al., 2021). Die Steigerung der Stromnachfrage ab dem Jahr 2021 ist vor allem getrieben durch die Herstellung von Wasserstoff und die weitere Elektrifizierung, etwa durch den Einsatz von Wärmepumpen, die Elektromobilität und besonders stark durch die Elektrifizierung industrieller Prozesse (Lechtenböhmer et al., 2016). [↘ KASTEN 16](#) **Die gleichzeitige Steigerung der Stromnachfrage und der erneuerbaren Stromerzeugung erfordert neue Maßnahmen, um eine verlässliche Stromversorgung zu gewährleisten.** Neben dem Ausbau der Stromnetze und Speicherkapazitäten wird eine Flexibilisierung der Nachfrage empfohlen (Bundesnetzagentur, 2017).

Der Strommarkt ist bislang so aufgebaut, dass die Stromerzeugung an die Nachfrage angepasst wird. In Zeiten hoher Nachfrage werden zusätzliche Kraftwerke hochgefahren, um die

nachgefragte Menge an Strom zu produzieren. Die **Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist allerdings sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf volatil und inflexibel**. Im Sommer können generell größere Mengen an Strom durch Photovoltaik erzeugt werden, im Winter durch Windenergie. Allerdings ist die tagesaktuelle Menge der erneuerbaren Erzeugung **witterungsbedingt nur schwer planbar**. [↪ ABBILDUNG 89](#) Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden wesentlich stärker in der Fläche verstreut als dezentrales Erzeugungssystem gebaut. Zusammen machen die räumliche und zeitliche Divergenz von Angebot und Nachfrage eine Erhöhung der Transport- und Verteilkapazitäten erforderlich (Guidehouse et al., 2022).

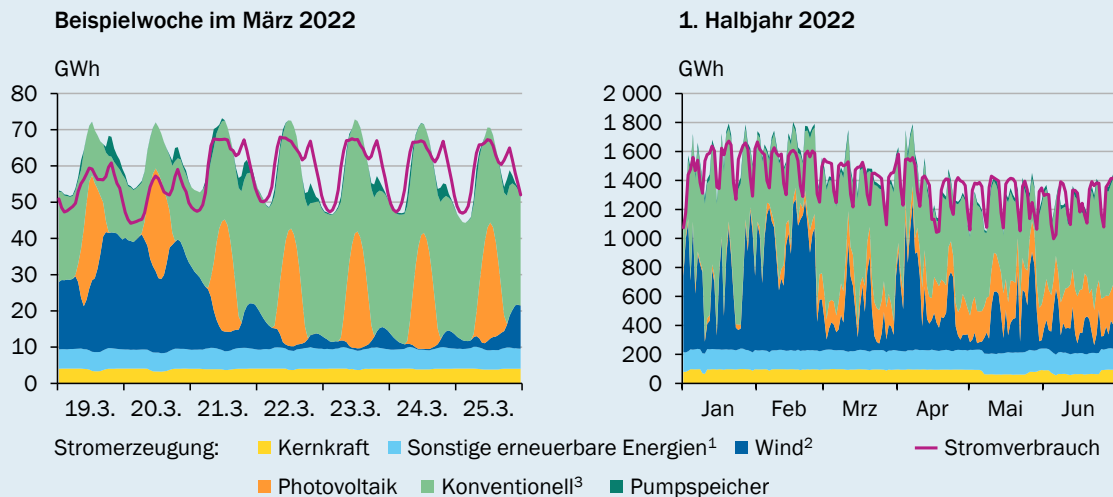
Eine **Flexibilisierung der Stromnachfrage** kann einen wichtigen Beitrag leisten, um eine **stabile Stromversorgung zu gewährleisten** und die **Versorgungskosten niedrig zu halten**, da weniger Anlagen als Netzreserve vorgehalten werden müssen und sich der Ausbaubedarf an Transportkapazität verringert (Ambrosius et al., 2018; WIK et al., 2019). Dazu müssten entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, etwa durch Beseitigung regulatorischer Unsicherheit und die Verbesserung der technischen Voraussetzungen der Netze (Navigant Energy Germany et al., 2020).

Um **Anreize** für Unternehmen zu schaffen, in eine **Flexibilisierung ihrer Nachfrage zu investieren**, sind eine Reform der Netzentgelte sowie Umlagen und Abgaben erforderlich. Auslastungsorientierte Entgelte könnten Anreize schaffen, bei einer geringen Auslastung der Netze Strom zu beziehen (Leopoldina et al., 2020).

Nach der Metastudie von Eisenhauer et al. (2018) hat die Industrie das Potenzial, ihre Verbräuche flexibel um bis zu 600 Megawatt (MW) zu erhöhen und bis zu 1 630 MW zu reduzieren. Damit **Industriekunden einen hinreichenden Anreiz haben**, in die Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage zu investieren, zum Beispiel durch den Aufbau von Lagerhaltung, um in Zeiten niedriger Stromkosten auf Vorrat zu produzieren (Ambrosius et al., 2018), braucht es **Transparenz bei der Preisgestaltung und Planungssicherheit**.

[↪ ABBILDUNG 89](#)

Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland



1 – Biomasse, Wasserkraft, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. 2 – Offshore und Onshore. 3 – Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, abgeleitetes Gas aus Kohle, Mineralöl, Abfall, Gichtgas, Hochofengas, Raffineriegas, Gas mit hohem Wasserstoffanteil, sonstige Reststoffe aus Produktion und Gemisch aus mehreren Brennstoffen.

Quellen: Bundesnetzagentur | SMARD.de, eigene Berechnungen
© Sachverständigenrat | 22-257-01

[Daten zur Abbildung](#)

IV. IMPLIKATIONEN FÜR DEN STRUKTURWANDEL DER INDUSTRIE UND DIE INDUSTRIEPOLITIK

314. Welche Auswirkungen werden die aktuellen international asymmetrischen Energiepreissteigerungen auf die künftige Wirtschaftsstruktur in Deutschland haben? Bleibt es bei **temporären Produktionsdrosselungen** in einigen Unternehmen, oder sind in größerem Maße Betriebsschließungen zu erwarten? Zwar ist damit zu rechnen, dass die Erdgaspreise wieder deutlich unter das derzeitige Niveau fallen, aber nicht auf das Vorkrisenniveau zurückgehen. Gleichzeitig befindet sich die Industrie in einer Transformation hin zur verstärkten Nutzung emissionsarmer Energieträger. [↪ KASTEN 16](#) Auch die Preise für Strom dürften mittelfristig hoch bleiben. Die Unsicherheit über die künftige Wirtschaftsentwicklung könnte private Investoren zurückhaltender bei der Bereitstellung von Finanzmitteln werden lassen.

1. Relevanz der Energiepreise für die deutsche Industrie

315. Wie stark einzelne **Unternehmen und Produkte von den steigenden Energiekosten betroffen** sein werden, hängt wesentlich von **ihrem Energiekostenanteil** ab (Kahn und Mansur, 2013). Um einen **Einblick in die Relevanz der Energiekosten für die Unternehmen** des Verarbeitenden Gewerbes zu bekommen, hat der Sachverständigenrat **empirische Studien**, die auf AFiD-Daten basieren, [↪ PLUSTEXT 18](#) aufgearbeitet, insbesondere Lutz et al. (2017), Rottner und von Graevenitz (2020), Berner et al. (2022), Rottner und von Graevenitz (2022a, 2022b) sowie Mertens et al. (2022). Zusätzlich hat der Sachverständigenrat eine **eigene Auswertung der AFiD-Daten** vorgenommen.

Um den **Einfluss der aktuellen Preisentwicklungen auf Produktebene** abschätzen zu können, hat der Sachverständigenrat außerdem **eine Expertise an Müller und Mertens (2022)** vergeben.



[↪ PLUSTEXT 18](#)

Amtliche Firmendaten für Deutschland

Eine detaillierte Auskunft über den **Verbrauch der Energieträger** in der deutschen Industrie bieten die Amtlichen Firmendaten für Deutschland („AFiD-Daten“) an. Diese Daten werden vom Statistischen Bundesamt für **alle Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland** mit über 20 Beschäftigten erhoben und sind aktuell bis zum Jahr 2018 verfügbar. Darüber hinaus liefert das Kostenstruktur-Modul des AFiD-Datensatzes für eine Stichprobe von (je nach Jahr) bis zu 18 000 Unternehmen aus dem Verarbeitenden Gewerbe Informationen zum Umsatz, den eingesetzten Produktionsfaktoren und der Wertschöpfung (Statistisches Bundes-

amt, 2019). Bei der eigenen Analyse wurden Unternehmen aus dem Verarbeitenden Gewerbe betrachtet, die in den Jahren 2016 bis 2018 an der Kostenstrukturerhebung teilgenommen haben. Die ausgewertete Stichprobe umfasst etwa 12 000 Unternehmen. Die Erhebung zur Energieverwendung erfolgt auf Betriebsebene und wird auf Unternehmensebene aggregiert. Die Energieverwendung wurde nach der Methodik von Rottner und von Graevenitz (2022b) analysiert, um Umwandlungsverluste und Doppelzählungen zu korrigieren. Bei Unternehmen, die Brennstoffe zur Stromerzeugung verwenden, würden sonst die Brennstoffe sowie der daraus selbst-erzeugte Strom doppelt gezählt.

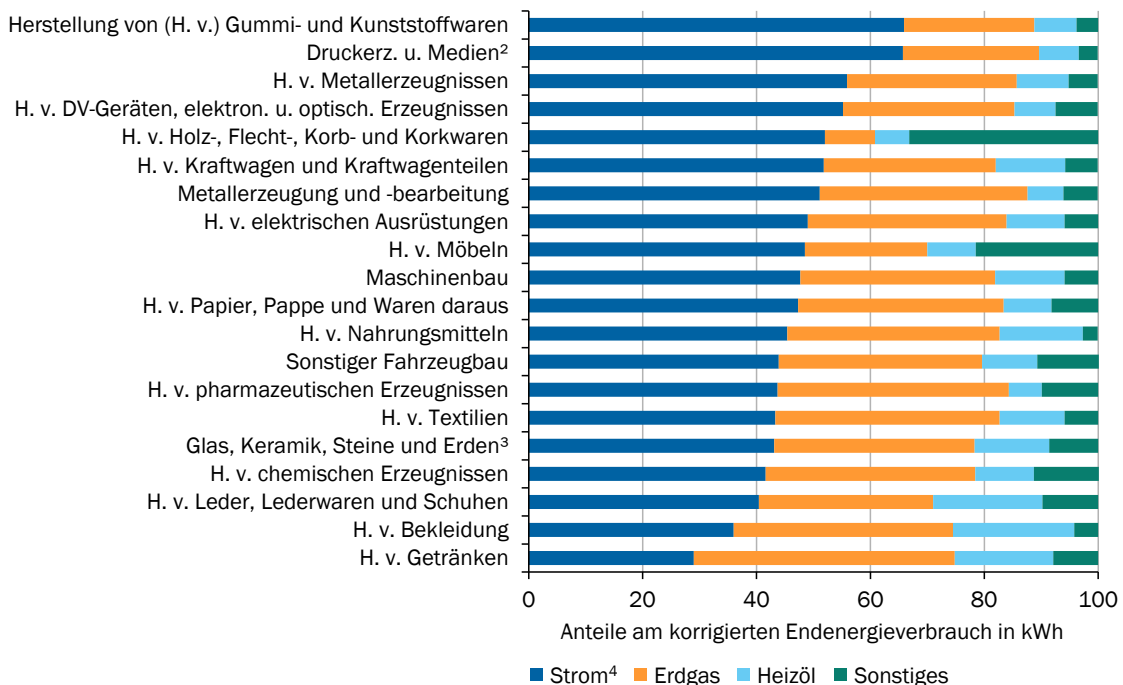
Bedeutung verschiedener Energieträger für die Industrie

- 316.** Die der Analyse des Sachverständigenrates zugrunde liegenden Energiedaten zeigen, dass **Strom eine herausragende Bedeutung** für die Industrie hat. [ABBILDUNG 90](#) In allen Industrien, mit Ausnahme der Herstellung von Getränken, macht Strom 35 % oder mehr der eingesetzten Menge an Energie aus. Dabei wird Strom häufig direkt durch die Betriebe selbst erzeugt. Dabei ist der Anteil an selbsterzeugtem Strom in den Jahren 2003 bis 2014 von 14 % auf 21 % gestiegen (Rottner und von Graevenitz, 2020). Rund 70 % der Betriebe nutzen Erdgas, und in allen Industrien außer in der Herstellung von Holz- und Holzwaren überschreitet der Anteil von Erdgas am gesamten Energieverbrauch 22 %. Ein Drittel der Betriebe verwendet Heizöl.

▸ **ABBILDUNG 90**

Energieverbrauch von Unternehmen nach ausgewählten Wirtschaftszweigen im Verarbeitenden Gewerbe¹

Basierend auf Durchschnittswerten aus den Jahren 2016–2018



1 – Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). 2 – H. v. Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild-, Datenträgern. 3 – H. v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden. 4 – Der Stromanteil beinhaltet eine Schätzung für den selbsterzeugten Strom einzelner Unternehmen.

Quellen: FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AFID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AFID-Modul Energieverwendung 2005–2018, eigene Berechnungen

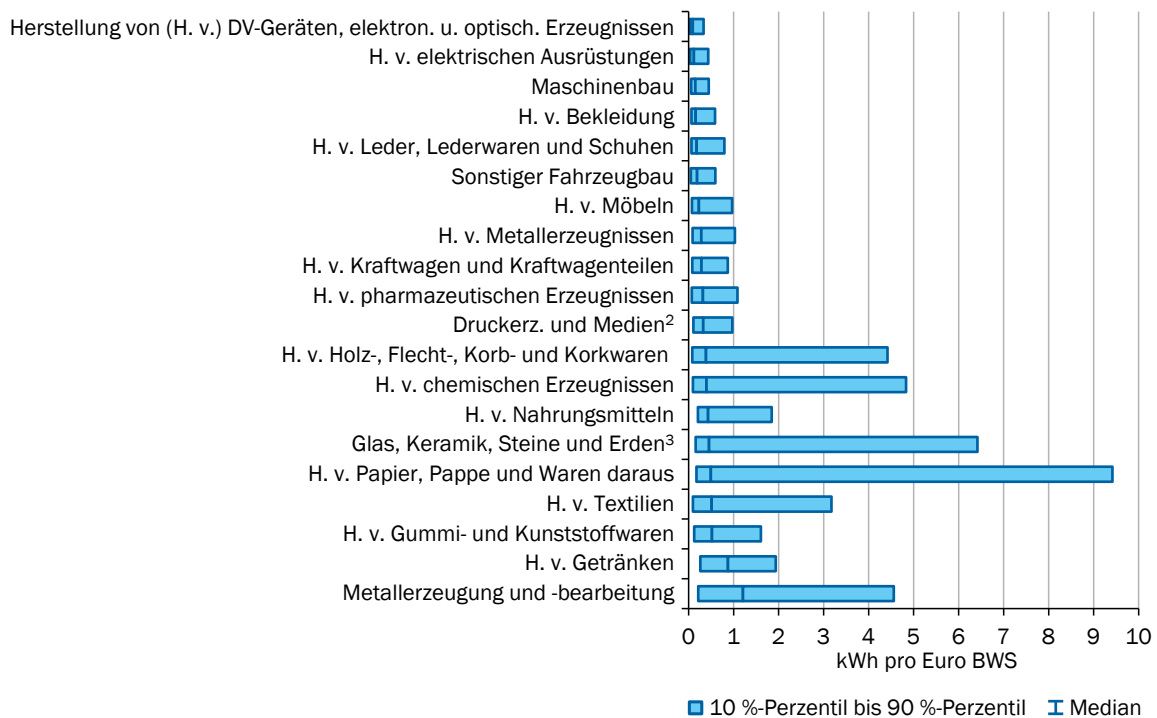
© Sachverständigenrat | 22-406-02

Daten zur Abbildung

317. Die **Energieintensität**, gemessen an der eingesetzten Energie in kWh pro Euro Bruttowertschöpfung (BWS), **unterscheidet sich** innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes **sowohl zwischen den Wirtschaftszweigen als auch innerhalb eines Wirtschaftszweiges sehr stark**. [↪ ABBILDUNG 91](#) Die niedrigste Energieintensität weist die Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen auf. Die höchste Intensität liegt in der energieintensiven Metallherzeugung und -bearbeitung vor. Innerhalb der chemischen Industrie gibt es große Unterschiede. Die Energieintensität liegt in der chemischen Grundstoffindustrie im Median bei 1,3 kWh je Euro BWS, bei der Herstellung von Anstrichmitteln, Druckfarben und Kittungen hingegen nur bei 0,3 kWh je Euro BWS. Innerhalb der Papierindustrie ist die Energieintensität bei der Herstellung von Holz- und Zellstoff, Papier, Karton und Pappe am höchsten mit 6,8 kWh je Euro BWS.

[↪ ABBILDUNG 91](#)

Energieintensität nach ausgewählten Wirtschaftszweigen im Verarbeitenden Gewerbe¹
 Basierend auf Durchschnittswerten aus den Jahren 2016–2018



1 – Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). 2 – H. v. Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild-, Datenträgern. 3 – H. v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden.

Quellen: FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AFID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AFID-Modul Energieverwendung 2005–2018, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-400-02

[Daten zur Abbildung](#)

Energiekostenintensität verschiedener Wirtschaftszweige

- 318.** Die **Bedeutung der Energiekosten** lässt sich durch ihren Anteil **an den Materialkosten des Unternehmens** (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe) illustrieren **oder** dadurch, **wie hoch die Energiekosten im Vergleich zum Umsatz sind**. Im Durchschnitt liegt dieser Anteil bei den betrachteten Unternehmen bei 8,5 % beziehungsweise 2,3 %. Jedoch ist der Energieverbrauch zwischen den Betrieben sehr heterogen und schief verteilt: Der durchschnittliche Verbrauch ist höher als der Verbrauch im 90. Perzentil, [↘ GLOSSAR](#) das heißt der durchschnittliche Verbrauch ist stark von den 10 % Unternehmen mit dem größten Verbrauch getrieben. Beim Median-Unternehmen, [↘ GLOSSAR](#) machen Energiekosten nur 4,7 % (1,6 %) der Materialkosten (des Umsatzes) aus.

Besonders hoch ist der **Energiekostenanteil** bei Wirtschaftszweigen **wie Getränkeherstellung, Metallherzeugung und -bearbeitung sowie Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden**. Dabei weisen die Keramikbetriebe mit 8,7 % den höchsten Energiekostenanteil auf, der Anteil am Umsatz beträgt für sie 8,1 %. Innerhalb der chemischen Erzeugnisse weist die Grundstoffchemie mit einem Energiekostenanteil von 7,5 % den höchsten Wert aus. Die Wirtschaftszweige wie die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen oder Maschinenbau haben hingegen nur geringe Energiekosten.

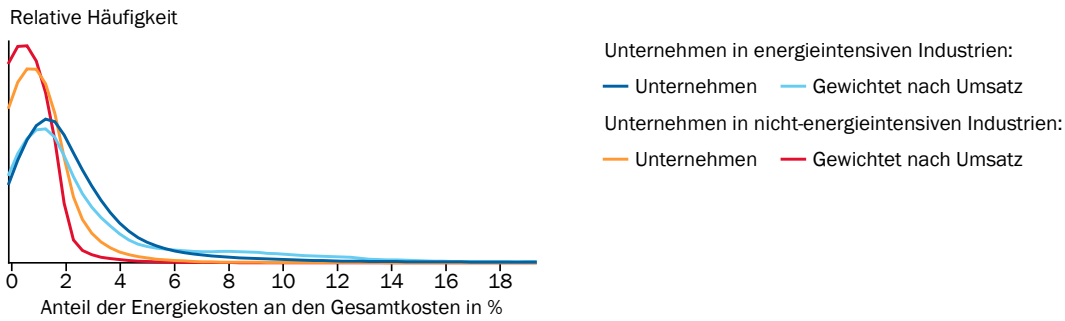
- 319.** Die **Heterogenität zwischen und auch innerhalb der Industriezweige** ist besonders gut erkennbar, wenn die komplette Verteilung der Kostenanteile abgebildet wird. Während der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten für viele Unternehmen bei bis zu 1 % liegt, gibt es in jeder Industrie einzelne Unternehmen, für die der entsprechende Anteil bei 8 % liegt und in manchen Fällen sogar 15 % übersteigt. [↘ ABBILDUNG 92 UNTEN](#) Die 300 Unternehmen mit dem höchsten Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten, sind für 40 % des Gasverbrauchs in der betrachteten Stichprobe der Industrie verantwortlich.

Dabei hängen die relativen Energiekosten auch von der Unternehmensgröße ab. Die umsatzstärksten Unternehmen in den energieintensiven Wirtschaftszweigen tendieren dazu, relativ mehr Energie zu verwenden, während der Zusammenhang für nicht-energieintensive Wirtschaftszweige umgekehrt ist. [↘ ABBILDUNG 92 OBEN LINKS](#) Das kann zum Teil an **unterschiedlichen Technologien** liegen, **die von Unternehmen von verschiedenen Größen angewandt werden**. So spezialisieren sich kleinere Betriebe in der Stahlindustrie auf Sekundärstahl, der auf recyceltem Stahl basiert und somit weniger Energie als Primärstahl benötigt. [↘ ABBILDUNG 92 OBEN RECHTS](#)

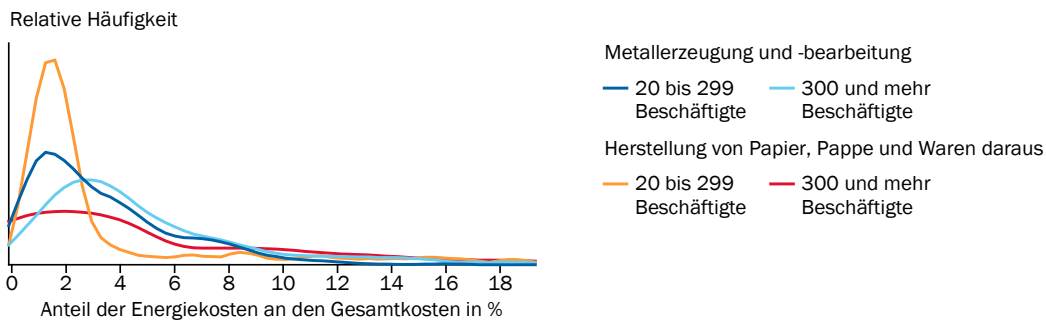
ABBILDUNG 92

Industriebetriebe in Deutschland weisen sehr unterschiedliche Energieintensität auf¹

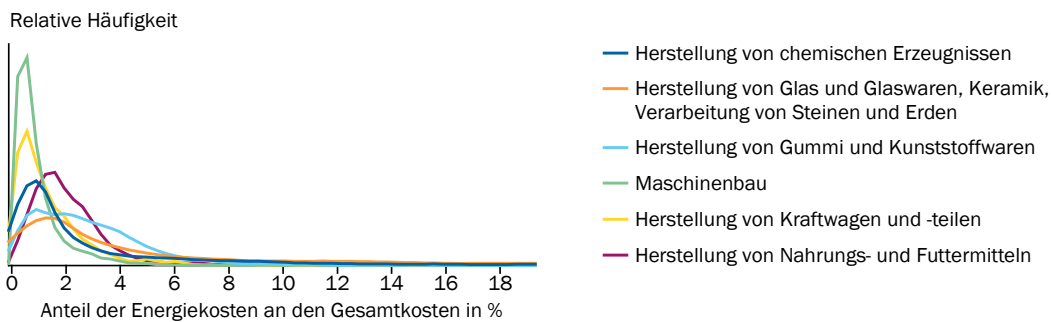
Energieintensität von Unternehmen²



Unternehmen in den Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und -bearbeitung sowie Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus



Unternehmen in weiteren ausgewählten Wirtschaftszweigen



1 – Die Abbildungen zeigen die Verteilung der Energiekostenanteile von Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Die Verteilungen basieren auf Kernel-Dichteschätzungen. 2 – Die nicht-energieintensiven Industrien umfassen hier die Wirtschaftszweige 14, 26, 27, 28, 29 und 30. Die energieintensiven Industrien sind die Wirtschaftszweige 10, 11, 13, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 24, 25 und 31. Die Aufteilung basiert auf der durchschnittlichen Energieeffizienz in den jeweiligen Wirtschaftszweigen.

Quelle: FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AfID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AfID-Modul Energieverwendung 2005–2018, eigene Berechnungen
 © Sachverständigenrat | 22-386-04

Daten zur Abbildung

Gasintensität verschiedener Produkte

320. Die Unterschiede in den Energiekosten innerhalb der einzelnen Wirtschaftszweige liegen zudem daran, dass einzelne Betriebe Produkte mit sehr unterschiedlicher Energieintensität herstellen. In einer Expertise für den Sachverständigenrat zeigen Müller und Mertens (2022), dass die **300 gasintensivsten Produkte je Euro Umsatz** in den Jahren von 2015 bis 2017 für **90 % des gesamten Gasverbrauchs** im deutschen Verarbeitenden Gewerbe stehen und 45 %

↘ TABELLE 17

Gasverbrauch der 300 gasintensivsten Produkte auf 6-Steller-Ebene¹

Basierend auf Durchschnittswerten aus den Jahren 2015 bis 2017

	Beobachtungen	Mittelwert	Standardabweichung	Minimum	Maximum
Gasverbrauch (TWh)	300	1,03	1,15	0,19	6,58
Umsatz (Mrd Euro)	286	2,70	6,59	0,02	69,30
Gasintensität (kWh/Euro)	286	1,50	2,75	0,02	26,60
Inverse Imports substituierbarkeit (inländischer Verbrauch/Welthandel ohne Deutschland)	249	0,23	0,51	0	5,85
Inverse Imports substituierbarkeit (inländischer Verbrauch/Welthandel ohne EU) ²	249	0,43	1,01	0	8,86

1 – Gemäß Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP2009). 2 – Exporte bereinigt um Reexporte aus der EU. Daten zu Reexporten sind unvollständig, spielen jedoch insgesamt eine untergeordnete Rolle.

Quelle: Müller und Mertens (2022)
© Sachverständigenrat | 22-382-01

[Daten zur Tabelle](#)

des Umsatzes im Verarbeitenden Gewerbe ausmachen. Für die Herstellung dieser Produkte wurden 310 TWh Gas jährlich verwendet. Die Gasintensität der einzelnen Produkte reicht von 0,02 kWh bis zu 26 kWh je Euro Umsatz. ↘ TABELLE 17 Die Produkte mit der höchsten Gasintensität stammen aus der Grundstoffchemie. Zur Abschätzung, wie hoch bei einer Einschränkung der Produktion die Umsatzausfälle sind, müssen Umsätze und Gasintensität gemeinsam betrachtet werden. Müller und Mertens (2022) zeigen, dass umsatzstarke Produkte eine relativ geringe Gasintensität aufweisen, sodass bei einer Einschränkung der gasintensiven Produktion die direkten Umsatzausfälle nicht besonders hoch sind. Hierbei werden allerdings keine weiteren Folgen in der Lieferkette betrachtet, die durchaus potenziell große Auswirkungen haben können.

2. Auswirkungen der steigenden Energiekosten

321. Die Energiekosten sind in der jüngeren Vergangenheit signifikant angestiegen. Hätten die Betriebe im Jahr 2021 den gleichen Energieverbrauch wie im Jahr 2017, würden die gestiegenen Preise bei Erdgas und Strom, die zwischen der ersten und zweiten Jahreshälfte 2021 beobachtet wurden, für die untersuchten Unternehmen **Zusatzkosten in Höhe von 1,79 Mrd Euro** verursachen. Die Zuwächse sind bei großen Unternehmen besonders hoch ausgefallen: Während die Kunden mit dem kleinsten Energieverbrauch im betrachteten Zeitraum rund 3 % mehr pro kWh zahlen mussten, haben sich die Preise für Kunden mit einem Verbrauch von über 150 Gigawattstunden (GWh) um 50 % erhöht.

Implikationen der Energiekostenanstiege für Bruttomarge und Produktmix

322. Um zu verstehen, wie stark die Unternehmen durch die gestiegenen Energiepreise beeinträchtigt sind, hat der Sachverständigenrat **Simulationen** durchgeführt. Sie zeigen, wie hoch die **zusätzliche Belastung relativ zur Bruttomarge**,

▸ TABELLE 18

Anteil der Kostensteigerung an der Bruttomarge im Verarbeitenden Gewerbe¹
%

		Erhöhung der Kosten für Gas						
		+ 100 %	+ 200 %	+ 300 %	+ 400 %	+ 500 %	+ 600 %	+ 700 %
Erhöhung der Kosten für Strom	+ 100 %	32	37	42	47	52	58	63
	+ 150 %	45	50	55	60	66	71	76
	+ 200 %	58	63	69	74	79	84	89
	+ 250 %	72	77	82	87	92	97	103
	+ 300 %	85	90	95	100	105	111	116
	+ 350 %	98	103	108	114	119	124	129

1 – Basierend auf Durchschnittswerten aus den Jahren 2016–2018. Rot zeigt eine stärkere, gelb eine mittlere und grün eine geringere Erhöhung der Kosten an.

Quellen: FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AFID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AFID-Modul Energieverwendung 2005–2018, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-402-01

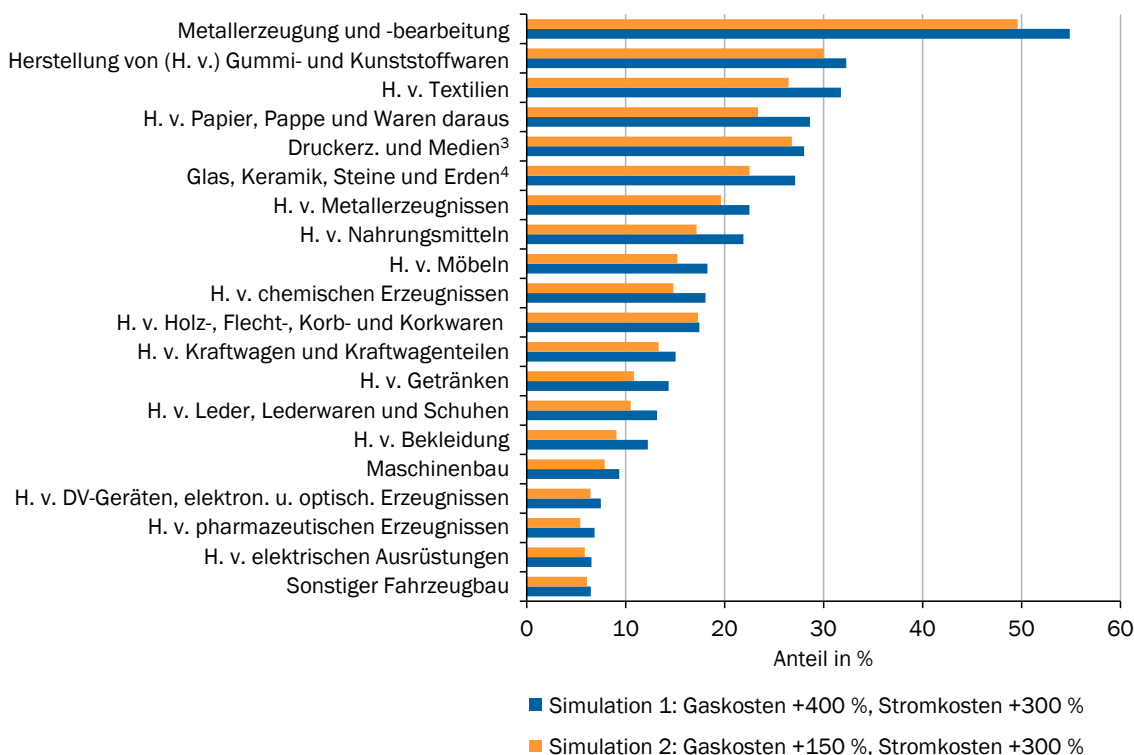
[Daten zur Tabelle](#)

dem geschätzten EBITDA, ▸ GLOSSAR bei einer Steigerung der Strom- und Gaskosten ausfällt. Hierbei wird sehr vereinfachend angenommen, dass der Kostenanstieg nicht durch Preiserhöhungen weitergegeben werden kann. Dies stellt somit eine Worst-Case-Betrachtung der direkten Effekte der Energiepreissteigerung dar. In der ersten Simulation wird anhand der Entwicklung der Preisindizes für Industriekunden ▸ ABBILDUNG 79 von einer Steigerung der Stromkosten um 300 % und der Gaskosten um 400 % ausgegangen. In diesem Fall würden die zusätzlichen Kosten für alle betrachteten Unternehmen durchschnittlich 100 % der Bruttomarge ausmachen. ▸ TABELLE 18 Bei der Betrachtung der verschiedenen Wirtschaftsbereiche wird deutlich, wie unterschiedlich die Unternehmen von einer solchen Steigerung betroffen wären. Im Wirtschaftszweig **Metallerzeugung** würde ein solcher Kostenanstieg ohne Überwälzung der Kosten dazu führen, dass **55 % der Unternehmen eine negative Bruttomarge aufweisen**, die zuvor eine positive Bruttomarge hatten. ▸ ABBILDUNG 93 Ebenso stark betroffen wären die energieintensiven Industrien zur Herstellung von Glas und Keramik, zur Herstellung von Papier sowie zur Herstellung von Textilien. Im direkten Vergleich dazu wurde in der **zweiten Simulation** ein Anstieg der Gaskosten um nur 150 % angenommen, was die Einführung einer Gaspreislöscher bei rund 12 Cent je kWh simuliert. Die Stromkosten werden mit einer Steigerung von 300 % simuliert. Gegenüber der ersten Simulation zeigt sich hier eine Reduktion der Anzahl von Unternehmen mit einer negativen Bruttomarge. Die Simulation macht deutlich, dass eine Erhöhung der Strompreise die Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe stark belastet.

- 323. Auf Produktebene schätzen Müller und Mertens (2022), dass bei einer Vervierfachung der Gaspreise gegenüber den Jahren 2015 bis 2017 die **Gaskosten** im Durchschnitt **um 0,12 Euro je Euro Umsatz** steigen. Bei Produkten, die leicht durch Importe ersetzbar sind, würden Kostensteigerungen dieser Größenordnung zu Produktionsrückgängen führen. Ein vollständiger **Produktionsstopp**

ABBILDUNG 93

Anteil der Unternehmen¹ in ausgewählten Wirtschaftszweigen des Verarbeitenden Gewerbes² mit einer negativen Bruttomarge aufgrund des simulierten Kostenanstiegs
Basierend auf Durchschnittswerten aus den Jahren 2016–2018



1 – Von Unternehmen, die in den Jahren 2016–2018 im Durchschnitt eine positive Bruttomarge hatten. 2 – Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). 3 – H. v. Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild-, Datenträgern. 4 – H. v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden.

Quellen: FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AFID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AFID-Modul Energieverwendung 2005–2018, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-403-02

Daten zur Abbildung

der gasintensivsten und durch **Importe leicht substituierbaren Produkte** würde zu einem Rückgang **des Gesamtgasverbrauchs** der Industrie von 26 % führen. Der **Umsatz** würde jedoch nur um 3 % fallen. Ein solcher Produktionsstopp könnte mit deutlichen Friktionen verbunden sein, weil die Importsubstitution Such- und Transaktionskosten verursachen würde.

324. Aus den Daten wird deutlich, dass die aktuelle Entwicklung der Energiepreise die Produktionskosten insbesondere in den **Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und Herstellung von Glas und Keramik, Papier und Textilien** in die Höhe treiben kann. Kurzfristig können die Kosten zwar durch Sicherungsgeschäfte stabilisiert werden. Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zeigen, dass mit 64 Euro pro MWh im Juni und rund 104 Euro pro MWh im Juli die durchschnittlichen Gasimportpreise deutlich unter dem Börsenpreis lagen (BAFA, 2022c). Je länger die Preise jedoch erhöht bleiben, desto kleiner ist der Anteil der durch lange Lieferverträge geschützten Unternehmen. Inwieweit die Kostensteigerungen die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Unternehmen beeinträchtigen werden, wird von der Situation ihrer Wettbewerber abhängen. Wenn diese ähnlichen Preissteigerungen ausgesetzt sind, kann die Wettbewerbssituation unverändert bleiben.

Internationales wettbewerbliches Umfeld

325. Da **Energiepreise innerhalb der EU relativ stark aneinander gekoppelt** sind, **anders als etwa zwischen Deutschland und den USA**, dürften die Wettbewerbseffekte der aktuellen Preisentwicklungen innerhalb der EU relativ moderat ausfallen. Eine Verlagerung der Produktion zwischen den EU-Mitgliedstaaten ist trotzdem nicht auszuschließen. Zum Beispiel haben sich die französischen Aluminium-Hersteller über den Wettbewerbsnachteil relativ zu spanischen Produzenten durch veränderte Preisbildung auf dem spanischen Strommarkt (Moussu, 2022b) beschwert.



➤ PLUSTEXT 19

Wettbewerbliches Umfeld

Um das wettbewerbliche Umfeld in einzelnen Wirtschaftszweigen zu verstehen, hat der Sachverständigenrat anhand von Eurostat-Daten die **Herkunftsstaaten für die Importe nach Deutschland** ermittelt. Außerdem wurden die **Exportmärkte für die deutschen Unternehmen** identifiziert und für diese Märkte die Herkunft der anderen darauf aktiven Exporteure ermittelt. Dabei wurde unterschieden, ob die Wettbewerber aus der EU oder aus dem nicht-europäischen Ausland kommen. Die Ausgesetztheit gegenüber nicht-europäischen Wettbewerbern wurde als aggregierter Marktanteil der nicht-europäischen Wettbewerber quantifiziert (im Fall von Exporten gewichtet mit dem Exportvolumen der deutschen Unternehmen in die einzelnen ausländischen Märkte). ➤ TABELLE 19

326. **Kernfaktoren**, die die potenzielle **Betroffenheit durch aktuelle Energiepreisschocks beeinflussen**, sind: Energieintensität, Relevanz des Erdgasverbrauchs (gemessen als Anteil der Erdgaskosten an Energiekosten), Spielraum zur Deckung der zusätzlichen Kosten (gemessen als Bruttomarge) sowie die Ausgesetztheit zu nicht-europäischen Wettbewerbern. ➤ TABELLE 19 Die in der Tabelle rot hinterlegten Felder markieren die Industrien, die anhand der individuellen Kernfaktoren die höchsten Risiken tragen. Die Tabelle zeigt außerdem die wirtschaftliche Relevanz der einzelnen Industriezweige, gemessen an ihrem jährlichen Umsatz sowie der Anzahl der Unternehmen. Industriespezifische Besonderheiten, wie etwa die Auswirkungen der Verbundproduktion (chemische Erzeugnisse) oder Überkapazitäten (Stahlindustrie) auf die Betroffenheit können hier nicht berücksichtigt werden.
327. Betrachtet man ausschließlich die **Energieintensität** und den **Anteil der Erdgaskosten** an den gesamten Energiekosten, so sieht man, dass für die Unternehmen aus energieintensiven Branchen wie der Herstellung von Getränken, Textilien, der Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Papier, Glas und Keramik sowie der Metallerzeugung und -bearbeitung zurzeit besonders starke Kostensteigerungen zu erwarten sind. Sie könnten somit als besonders betroffen eingestuft werden.

Grundsätzlich können Unternehmen versuchen, diese zusätzlichen Kosten an ihre Kunden zu überwälzen. Das ist vor allem für Unternehmen mit niedrigen **Margen** relevant, die ansonsten unmittelbar Verluste realisieren würden. Es ist zu er-

warten, dass insbesondere der Grad der **Ausgesetztheit zu nicht-europäischen Wettbewerbern** den Spielraum für eine Kostenweitergabe in der aktuellen Situation begrenzt. Es gibt Industriezweige, die zwar von den hohen Energiekosten betroffen sind, die Kosten jedoch möglicherweise weitergeben können, ohne Marktanteile an nicht-europäische Wettbewerber zu verlieren. So ist beispielsweise die Herstellung von Getränken und Nahrungsmitteln aufgrund der

TABELLE 19

Indikatoren für die potenzielle Betroffenheit im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland¹

Wirtschaftsbereich im Verarbeitenden Gewerbe ²	Umsatz Mrd Euro (Anzahl Unternehmen) ³		Energieintensität ⁴	Anteil Erdgas-kosten an Energiekosten ⁵	Bruttomarge ^{5,6}	Ausgesetztheit zu nicht-EU-Wettbewerbern ⁷	
						Ausländische Märkte ⁸	Heimischer Markt ⁹
			kWh / Euro BWS	%			
H. v. Nahrungs- u. Futtermitteln	168,13	(5 070)	0,43	20,0	14,8	33,9	20,9
Getränkeherstellung	22,64	(472)	0,87	30,3	23,4	27,1	13,2
Herstellung von Textilien	12,14	(670)	0,51	26,7	13,4	47,5	48,8
Herstellung von Bekleidung	7,49	(226)	0,16	25,0	20,4	37,9	51,5
H. v. Leder-, -waren u. Schuhen	3,89	(119)	0,18	28,6	16,1	37,7	36,3
H. v. Holz-, Flecht-, Korbwaren ¹⁰	21,45	(1 022)	0,39	2,1	11,0	35,5	23,5
H. v. Papier, Pappe u. Waren dar.	43,57	(771)	0,48	22,5	15,6	23,3	15,5
H. v. chemischen Erzeugnissen	166,21	(1 288)	0,39	20,0	30,3	41,2	28,4
H. v. pharmazeut. Erzeugnissen	62,53	(287)	0,31	18,8	28,3	32,4	26,5
H. v. Gummi-, Kunststoffwaren	90,04	(2 976)	0,52	7,1	17,9	36,4	31,9
H. v. Glas-, -waren u. Keramik ¹¹	47,69	(1 576)	0,45	31,7	17,3	42,4	37,2
Metallerzeugung, -bearbeitung	108,00	(922)	1,19	20,9	7,5	43,9	31,5
H. v. Metallerzeugnissen	124,32	(7 388)	0,28	17,4	13,8	38,9	37,7
Herst. v. DV-Geräten ¹²	89,14	(1 738)	0,09	9,1	19,5	50,5	40,9
Herst. v. elektr. Ausrüstungen	121,21	(1 974)	0,12	11,1	21,1	55,1	47,2
Maschinenbau	289,03	(5 542)	0,15	10,0	17,0	40,1	42,9
H. v. Kraftwagen u. -teilen	509,37	(1 054)	0,28	14,3	29,6	41,5	22,7
Sonstiger Fahrzeugbau	49,81	(296)	0,18	21,4	9,0	44,5	49,6
Herstellung von Möbeln	19,49	(949)	0,23	4,5	10,9	33,2	32,5

1 – Das Farbschema richtet sich nach den Terzilen der Verteilung in den einzelnen Spalten, wobei rot/gelb/grün einer starken/mittleren/geringen Betroffenheit entspricht. Angaben, mit Ausnahme der Ausgesetztheit zu nicht-EU-Wettbewerbern, beziehen sich auf das arithmetische Mittel der einzelnen Wirtschaftsbereiche. 2 – Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). 3 – Stand 2018. 4 – Medianwerte der Jahre 2016 bis 2018. 5 – Durchschnittswerte der Jahre 2016 bis 2018. 6 – Quotient aus EBITDA und Umsatz. 7 – Stand 2021. 8 – Durchschnitt über alle Staaten: Anteil der Importe aus nicht-EU27-Staaten an den Gesamtimporten, gewichtet mit den jeweiligen Importen aus Deutschland. 9 – Anteil von Importen aus nicht-EU27-Staaten an den gesamten Importen Deutschlands. 10 – Sowie Korkwaren (ohne Möbel). 11 – Sowie Verarbeitung von Steinen und Erden. 12 – Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen.

Quellen: Eurostat, FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, AfID-Panel Industrieunternehmen 2001–2018 sowie AfID-Modul Energieverwendung 2005–2018, Statistisches Bundesamt, UN Comtrade, eigene Berechnungen

© Sachverständigenrat | 22-387-03

Daten zur Tabelle

hohen Energieintensität zwar potenziell stark betroffen, aber keinem hohen Wettbewerbsdruck im In- oder Ausland ausgesetzt. Daher ist zu vermuten, dass sie die gestiegenen Kosten an die Endkunden größtenteils weitergeben kann. Bei der Herstellung von chemischen Erzeugnissen sind dagegen relativ hohe Margen zu beobachten. Allerdings sind die Unternehmen in diesem Wirtschaftszweig nicht-europäischen Wettbewerbern stark ausgesetzt.

- 328.** In **allen** Bereichen stark betroffen sind die **Metallerzeugung und -bearbeitung**, die **Herstellung von Glas und Keramik** sowie in etwas geringerem Umfang die Herstellung von Metallerzeugnissen. Bei der Metallerzeugung und -bearbeitung handelt es sich um drei Bereiche: Eisenmetalle, insbesondere Stahl, um die Nichteisenmetalle, wie Aluminium, Kupfer oder Zink, sowie Gießereien. Insbesondere bei den Gießereien wird eine hohe Menge Energie verwendet. Die Bruttomargen in diesem Wirtschaftszweig sind besonders niedrig und der Wettbewerbsdruck ist sowohl im In- als auch im Ausland hoch. Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei der Herstellung von Glas und Keramik ab. Diese umfasst neben der Glasherstellung insbesondere die Herstellung von Keramik und Porzellan sowie von Erzeugnissen aus Zement, Gips und Beton. Der Wirtschaftszweig weist eine besonders hohe Energieintensität auf und steht unter einem relativ hohen Wettbewerbsdruck gegenüber nicht-europäischen Wettbewerbern. Die Herstellung von Textilien ist ebenfalls in allen Bereichen stark betroffen, vom Umsatz her aber vergleichsweise klein.
- 329.** Bei der Bewertung der künftigen Attraktivität Deutschlands als Standort für das Verarbeitende Gewerbe ist zu berücksichtigen, dass **Energiepreise nur einer von vielen Standortfaktoren sind** und andere Faktoren, wie zum Beispiel Kundennähe, bei hochspezialisierten Produkten den Ausschlag geben können. Dies kann ein Grund für den in der ökonomischen Literatur gefundenen schwachen Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Wettbewerbsfähigkeit sein. [↪ KASTEN 19](#) Hinzu kommt, dass in der langen Frist eine internationale Angleichung der Preise für Energieträger zu erwarten ist und dass die Industrie zu dekarbonisierten Technologien wechseln könnte. [↪ KASTEN 16](#)

[↪ KASTEN 19](#)

Erkenntnisse aus empirischen Studien über den Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen

Der **Zusammenhang zwischen Energiepreisen und verschiedenen Indikatoren der Wettbewerbsfähigkeit ist Gegenstand zahlreicher empirischer Studien**. So wurde unter anderem untersucht, wie Energiepreise sich auf Rentabilität (Rentschler und Kornejew, 2017), Investitionen (Ratti et al., 2011), Produktivität (Marin und Vona, 2021) und Beschäftigung (Hille und Möbius, 2019; Marin und Vona, 2021; Bijmans et al., 2022) auswirken. Diese Studien zeigen häufig einen **negativen Zusammenhang, der jedoch sehr klein oder sogar insignifikant** ist (Venmans et al., 2020).

Eine **Verlagerung der Wirtschaftsaktivität** aufgrund der Energiekosten wurde bislang nur in wenigen empirischen Studien untersucht. Auch hier scheinen jedoch die Energiepreise nicht zu den Haupttreibern der globalen Handelsflüsse zu zählen. So zeigen zum Beispiel Sato und Dechezleprêtre (2015), dass ein 10 %-iger Anstieg im Unterschied zwischen Energiepreisen in

zwei Staaten die Importe in den einzelnen Wirtschaftszweigen des Verarbeitenden Gewerbes nur gering (durchschnittlich um 0,2 %) erhöht hat.

Die **geschätzten Effekte sind allerdings sehr heterogen**, mit besonders starken Effekten in energieintensiven Wirtschaftszweigen (Sato und Dechezleprêtre, 2015; Hille und Möbius, 2019; Marin und Vona, 2021; Bijmans et al., 2022; Rottner und von Graevenitz, 2022a). Manderson und Kneller (2020) zeigen zum Beispiel, dass Schließungen von Produktionsanlagen infolge eines relativen Anstiegs der Energiepreise im Vereinigten Königreich vor allem in den energieintensivsten Industrien aufgetreten sind.

In vielen Studien bleibt unklar, ob nur die Preisentwicklung im eigenen Land betrachtet wurden oder zusätzlich das Preisniveau bei den Wettbewerbern kontrolliert wurde. Bei Analysen, die eindeutig **asymmetrische Energiepreisveränderungen** berücksichtigen, fallen die geschätzten Effekte tendenziell stärker negativ aus. So zeigen Marschinski et al. (2020), dass die Schließungen von Ö Raffinerien in der EU in den Jahren 2009 bis 2013 vor allem auf den Anstieg der Energiepreise in Europa relativ zum Rest der Welt zurückzuführen waren. Garsous et al. (2020) schätzen, dass bei börsennotierten Unternehmen eine relative Erhöhung der inländischen Energiepreise um 1 % mit einer absoluten Steigerung der ausländischen Vermögenswerte um knapp 0,7 % assoziiert ist. Da die bisherigen Direktinvestitionen dieser Unternehmen relativ gering sind, ist auch die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivität relativ gering.

Bei der Interpretation der Studienergebnisse muss beachtet werden, dass die Schätzmodelle **lineare Effekte annehmen**. Sollten sie mit der Preisveränderung überproportional steigen, würden die empirischen Studien daher eine Untergrenze der möglichen Effekte abbilden. Auch waren die Variationen in realisierten Preisschwankungen in den Jahren, auf die sich die meisten Studien beziehen, deutlich moderater als die aktuellen Preisasymmetrien.

Ein weiterer Vorbehalt ist, dass die bisherigen Studien vorwiegend **nicht zwischen transitorischen und persistenten Preissteigerungen unterscheiden**, diese jedoch unterschiedlich starke Effekte haben können. Da bei den aktuellen Entwicklungen ein länger anhaltender Preisanstieg zu erwarten ist, dürften die Studien die Auswirkungen der Preissteigerung tendenziell unterschätzen. [↪ ZIFFER 302](#)

330. Durch Änderungen in Herstellungsprozessen, Technologiewechsel oder Fuel Switching können die Unternehmen den mit der Energiepreiserhöhung verbundenen **Kostenanstieg teilweise abfedern** und so der Verschlechterung ihrer Wettbewerbsfähigkeit entgegenwirken. So zeigen Rottner und von Graevenitz (2022a) empirisch, dass deutsche Unternehmen bei steigenden Netzentgelten ihre Produktion zu Anlagen verschieben, die von Kostensteigerungen weniger stark betroffen sind. Zusätzlich erzeugen die Anlagen vermehrt eigenen Strom. Eine Erhöhung der Netzentgelte um einen Cent verringert den industriellen Strombezug aus dem Stromnetz um 3 %.

Anpassungen können auch bei der **Zusammenstellung der Produktionsfaktoren** vorgenommen werden. Vor allem in der langen Frist wird fossile Energie durch Kapital und Arbeit substituiert, wie Modelle zu den Ölkrisen der 1970er-Jahre illustrieren (Hassler et al., 2021). Unternehmen können die steigenden Energiekosten auch durch Verringerung anderer Kosten kompensieren. So schätzen Mertens et al. (2022) anhand von AFiD-Daten, dass eine Erhöhung der Energiepreise um 10 % in deutschen Unternehmen im Mittel mit einer Verringerung der durchschnittlichen Gehälter um 2,7 % einhergeht.

331. **Langfristig können Forschung und Entwicklung** und die dadurch ausgelösten **Innovationen die Anpassungsmöglichkeiten verbessern**. Eine Vielzahl an Studien belegt einen positiven Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Innovationen, insbesondere im Bereich Energieeffizienz (Popp, 2002) sowie im Gebäudesektor (Constantini et al., 2017). Das zeigt sich unter anderem in einer höheren Patentaktivität – ein Effekt, der konsistent über verschiedene Industrien und Länder hinweg festzustellen ist (Ley et al., 2016). Somit können die Preisentwicklungen die Richtung des technologischen Fortschritts beeinflussen (Aghion et al., 2016). Nach den Ölpreisschocks der 1970er-Jahre stieg die Rate des energiesparenden technologischen Fortschritts stark an (Hassler et al., 2021; Gemeinschaftsdiagnose, 2022).

Die Vielfalt an Standortfaktoren sowie die Möglichkeiten zur Anpassung erschweren eine **Abschätzung**, ob und in welchem Umfang die aktuellen Energiepreisentwicklungen zu einer **Verlagerung der industriellen Wertschöpfung** führen werden. Nach Auswertungen des IW Köln zählt Deutschland zu den weltweit besten Industriestandorten: Insbesondere bei der Tiefe und Größe des Marktes und der Qualität der Infrastruktur, aber auch in Dimensionen wie Staat, Ressourcen und Wissen gehört Deutschland zu den führenden Volkswirtschaften (Bähr und Bardt, 2021). [↘ KASTEN 22](#) Zukünftig wird es darauf ankommen, durch einen Ausbau dieser Vorteile, beispielsweise durch Sicherung von Fachkräften, [↘ ZIFFER 355](#) die negativen Effekte der Energiepreise zumindest teilweise auszugleichen.

V. ENERGIEKRISE ÜBERWINDEN UND PERSPEKTIVEN FÜR DIE INDUSTRIE SCHAFFEN

332. Nach dem starken Anstieg der Energiepreise wurde vermehrt die **Sorge** geäußert, dass es zu einer **Deindustrialisierung Deutschlands** kommen könne (Gillespie et al., 2022; The Economist, 2022). Die Produktion ist in einigen energieintensiven Bereichen deutlich gesunken. ↘ ZIFFER 59 Seit dem Sommer hat sich die Lage zunehmend eingetrübt. Der ifo Index zur Einschätzung der eigenen Wettbewerbssituation für Industriezweige hat sich ebenfalls deutlich verschlechtert. ↘ ZIFFER 57 Die ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme hat Maßnahmen zur Begrenzung der Gaskosten vorgeschlagen, die die Gaskosten für ein Verbrauchskontingent für alle Unternehmen auf das mittel- bis langfristig zu erwartende Niveau senken sollen. ↘ ZIFFER 345 Damit soll den Unternehmen, die bei diesen langfristig höheren Preisen über ein tragfähiges Geschäftsmodell verfügen, die Überbrückung der kurzfristig deutlich höheren Gaspreise erleichtert werden.

Maßnahmen in der Energiepolitik

333. Die extrem hohen Energiepreise in Europa und Asien ergeben sich aus der aktuellen Verknappung fossiler Energieträger in diesen Weltregionen, die noch bis mindestens Frühjahr 2024 anhalten dürfte. ↘ ABBILDUNG 83 Verschiedene Maßnahmen zur **Stärkung des Energieangebots** und zur **Senkung der Energienachfrage** können dazu beitragen, den immensen Preisdruck abzubauen. Der beschleunigte Aufbau einer LNG-Importinfrastruktur war bereits ein wichtiger Schritt zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. ↘ KASTEN 14 Nun muss die Beschaffung von LNG vorangetrieben werden, damit die LNG-Terminals möglichst gut ausgelastet werden. Hierzu bedarf es entsprechender Lieferverträge mit neuen Lieferanten. ↘ ZIFFERN 282 UND 301 Eine **gemeinsame Beschaffung** mit weiteren EU-Mitgliedstaaten könnte aufgrund der größeren Beschaffungsvolumina eine stärkere Diversifikation zu besseren Konditionen erlauben. Bei Verträgen ohne Destinationsklausel ↘ ZIFFER 288 könnten lange Vertragslaufzeiten in Kauf genommen werden, da in der EU langfristig nicht mehr benötigtes Gas in anderen Weltregionen zum Einsatz kommen kann.
334. Um die Gaskraftwerke am Strommarkt zu verdrängen und dadurch gleichzeitig Gas einzusparen sowie die Strompreise zu senken, sollten **kurzfristig möglichst umfassend Kraftwerkskapazitäten** mobilisiert werden. Dadurch würden die aktuell teuren Gaskraftwerke in der Merit Order ↘ KASTEN 15 weiter nach außen verschoben, sodass diese seltener preissetzend sind. Dazu könnten in der kurzen Frist ein Erreichen der ambitionierten Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien, die Mobilisierung der Kohlekraftwerke aus der Reserve und der Betriebsbereitschaft sowie eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke (AKW) beitragen. Zu den Auswirkungen auf den Strompreis liegen unterschiedliche Abschätzungen vor.

335. Egerer et al. (2022b) kommen in einer Kurz- und Mittelfristanalyse des europäischen Strommarkts bis zum Jahr 2027 zu dem Ergebnis, dass diese Maßnahmen den **durchschnittlichen Strompreis** in Deutschland und auch in den Nachbarländern um bis zu 15 % **reduzieren** könnten. Allein die AKW-Laufzeitverlängerung könnte demnach die Preise um 8 bis 12 % (Egerer et al., 2022b) absenken. Mier (2022) ermittelt dagegen nur eine Preissenkung von etwa 4 % im Jahr 2023 und von knapp 2 % in den beiden Folgejahren. Eine Laufzeitverlängerung der AKWs würde gemäß den Studien außerdem in den kommenden Jahren zu einer deutlichen Reduktion der Kohleverstromung und somit der CO₂-Preise beitragen (Egerer et al., 2022b; Mier, 2022). Eine Laufzeitverlängerung über den 15. April 2023 hinaus würde also zu einer Entspannung des Strommarktes beitragen. Für eine solche Verlängerung wären umfangreiche Sicherheitsüberprüfungen notwendig (BMWK und BMUV, 2022b). Laut TÜV Süd (2022) stünden einem Weiterbetrieb des AKW Isar 2 allerdings keine sicherheitstechnischen Bedenken entgegen und etwaige sicherheitsrelevante Maßnahmen könnten betriebsbegleitend umgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund sollte die Bundesregierung sorgfältig prüfen, ob eine Laufzeitverlängerung über den 15. April 2023 hinaus möglich ist.
336. Egerer et al. (2022b) betrachten ebenfalls die Auswirkungen verschiedener Ausbaupfade für erneuerbare Energien auf den Strompreis im Jahr 2024 und im Jahr 2027. Eine Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die dazu führen würde, dass die Ausbauziele des Osterpakets (BMWK, 2022e) erreicht würden, würde den Strompreis im Jahr 2024 zwar nur um 1,6 % bis 2,5 % reduzieren. Im Jahr 2027 würde das Erreichen der Ziele des Osterpakets den Strompreis aber deutlich um bis zu 13 % gegenüber dem Referenzszenario senken. Dies verdeutlicht, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien ein wichtiger **Hebel zur Begrenzung der Strompreisanstiege** ist, aber in der kurzen Frist nur bedingt zur Entspannung auf dem Strommarkt beitragen kann. Zentral ist zudem, den **Ausbau der erneuerbaren Energien europaweit voranzutreiben**.
337. Um den Ausbau zu beschleunigen und die vorübergehende Nutzung von Kohle- und Kernkraftwerken schnell zu beenden, sollten **regulatorische Unsicherheiten**, etwa durch umfangreiche Pläne zur Anpassung des Energiemarktdesigns, **für Investoren vermieden** werden. ↘ **KASTEN 15** Befördert werden könnten Investitionen in neue Erzeugungsanlagen, wenn Investitionsausgaben bei der geplanten Abschöpfung von Zufallsgewinnen (Bundesregierung, 2022d) vom abzuschöpfenden Gewinn abgezogen werden können oder neue Anlagen von der Abschöpfung ausgenommen werden. Bei Erreichen der Ausbauziele aus dem Osterpaket der Bundesregierung könnte auch der Kohleausstieg 2030 wie im Koalitionsvertrag angestrebt erreichbar sein (Egerer et al., 2022a). Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung kann mittelfristig eine Senkung der Preise erreicht werden.
338. Durch **Verbesserungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren** (JG 2020 Kasten 10; JG 2021 Ziffer 203) kann der Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt werden (Krüger et al., 2020; BDEW, 2021; Schäfer et al., 2022). Die Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren etwa mit dem Investitionsbeschleunigungsgesetz sowie dem Osterpaket des Jahres 2022 bereits zielfüh-

rende Maßnahmen wie einen verkürzten Rechtsweg oder einen **Vorrang erneuerbarer Energien in der Schutzgüterabwägung** beschlossen. Darüber hinaus könnte eine **Konzentration der Zuständigkeit** für Genehmigungsverfahren, etwa auf übergeordneter Ebene wie der Regierungsbezirks- oder Landesebene oder in dedizierten Task-Forces, zur Beschleunigung beitragen. Zudem könnte eine Vollständigkeitsfiktion den Beginn von Genehmigungsverfahren und eine Genehmigungsfiktion nach Ablauf behördlicher Fristen den Beginn von Vorhaben beschleunigen (BDEW, 2021). Neben einer Beschleunigung der Verfahren ist eine **Ausweitung der für erneuerbare Energien nutzbaren Flächen** wichtig. Die im Osterpaket erfolgte Einschränkung der Länderöffnungsklausel in § 249 BauGB bei Nichterreichen der Ausbauziele ist dabei zielführend. Eine Hinwirkung des Bundes auf die Abschaffung der 10-H-Regel in Artikel 82 BayBO könnte ebenfalls zu einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen.

339. Zusätzlich sollten **Maßnahmen zur Senkung der Energie- und insbesondere der Gasnachfrage** ergriffen werden, um die hohen Energiepreise – und somit auch die Belastung der Industrie – zu reduzieren. Unternehmen schränken zwar bereits aufgrund der hohen Preise ihren Gasverbrauch ein und setzen verstärkt Energieeffizienzmaßnahmen um. [↪ ZIFFER 306](#) Die Haushalte dürften jedoch nicht vollumfänglich auf die preislichen Anreize reagieren, etwa da sie als Mieter die hohen Preise erst im Zuge der Jahresabrechnung zu spüren bekommen. Unternehmen mit längerfristigen Verträgen mit Versorgungsunternehmen, etwa im Einzelhandel oder den Dienstleistungen, sowie die öffentliche Verwaltung könnten derzeit ebenfalls noch geringe Anreize zur Reduktion des Gasverbrauchs haben. Zeitnah sollten daher auch in diesen Bereichen weitere Maßnahmen mit nachfragesenkender Wirkung umgesetzt werden, um einer Gasmangellage vorzubeugen. Geeignet sind etwa Maßnahmen, die Akteure in diesen Bereichen zu Gaseinsparungen motivieren, sie informieren und zum Gassparen befähigen, sowie regulatorische Vorgaben mit Blick auf den Gasverbrauch. Letzteres könnte Absenkungen der Heiztemperaturen, verpflichtende Kontrollen der Einstellung von Heizungsanlagen umfassen. Auch die Einführung von Gasspar-Prämien könnte erwogen werden. Falls die Sparanreize nicht stark genug wirken, wären einige der Maßnahmen, wie sie in Japan nach der Katastrophe in Fukushima angewendet wurden, denkbar. So könnten angeordnete Energiesparziele für individuelle Akteure in einem solchen Fall einen Lösungsbeitrag darstellen. [↪ KASTEN 17](#)
340. Die Zukunftsperspektiven der Industrie am Standort Deutschland hängen maßgeblich von der Energiepolitik ab und nicht zuletzt von der Verfügbarkeit von günstigen, klimafreundlichen Energieträgern. Da zukünftig fast alle Industrien entweder erneuerbaren Strom, grünen Wasserstoff oder eine Mischung aus beiden verwenden werden müssen, werden **Maßnahmen, die langfristig niedrige Kosten für diese Energieträger sichern, von herausragender Bedeutung für die Industrie** sein. [↪ KASTEN 16](#) Die Ausweitung des Angebots durch einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien, die Flexibilisierung der Stromnachfrage und der Ausbau der Wasserstoff- und Strominfrastruktur können zur Senkung der Energiepreise beitragen. [↪ KASTEN 18](#) Beim Infrastrukturausbau sollten nicht nur die Übertragungs- sondern auch die Verteilnetze [↪ GLOSSAR](#) berücksichtigt werden. Schon heute wird häufig die Installation von Photovol-

taikanlagen durch begrenzte Kapazitäten des Verteilnetzwerks verhindert (Müller, 2022). Zudem muss vermehrt eine integrierte Energieinfrastrukturplanung stattfinden (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2020; EWK, 2021; dena, 2022), statt einzelne Energieträger unabhängig voneinander zu betrachten. [↘ KASTEN 15](#) Für den Staat wird beim Infrastrukturausbau vor allem im europäischen Kontext eine regulatorische und koordinierende Rolle anfallen, da die Infrastrukturplanung möglichst auf EU-Ebene erfolgen soll (Altgelt und Albicker, 2022).

341. Bereits vor der Energiekrise waren die relativen Energiepreise durch Steuern und Abgaben verzerrt, wodurch die fossilen Energieträger relativ zu Strom begünstigt wurden (SG 2019 Ziffern 72 ff.) und die Elektrifizierung der Industrie verlangsamt wurde. Die Abschaffung der EEG-Umlage ist ein richtiger Schritt zum **Abbau von Preisverzerrungen und der Sektorenkopplung**. Ein nächster Schritt könnte die Absenkung der Stromsteuer auf den europäischen Mindeststeuersatz sein (JG 2020 Ziffer 391).

Direkte Unterstützungsmaßnahmen für Unternehmen

342. Angesichts der stark gestiegenen Energiepreise mehrten sich die Rufe nach **staatlichen Unterstützungsmaßnahmen für die Industrie**. Anders als etwa im Fall der Corona-Pandemie sollte es aber bei der Unterstützung der Unternehmen **nicht** darum gehen, **den Status quo zu erhalten**. Die Instrumente sollten vielmehr die **Transformation** zu einem neuen Gleichgewicht **flankieren**. So sollten sich Entlastungsinstrumente an zukünftigen erwarteten Preisen, etwa Futures-Preisen, orientieren, nicht an den bisherigen Energiepreisen.
343. Bisher setzte die Regierung neben Finanzierungsinstrumenten (staatlichen Bürgschaften und Margining-Finanzierungsinstrumenten [↘ GLOSSAR](#)) und vereinfachten Genehmigungsverfahren für Fuel Switch vor allem Instrumente ein, die die Energiekosten direkt senken sollen. So **reduzieren** die **Abschaffung der EEG-Umlage**, die Verlängerung des Spitzenausgleichs, [↘ GLOSSAR](#) das Energiekostendämpfungsprogramm sowie die vorgeschlagenen **Strom- und Gaspreisbremsen die effektiven Kosten vieler Energieträger**.
344. **Entlastungsmaßnahmen, die die Energiegrenzkosten reduzieren, senken die Sparanreize** und erhöhen dadurch die Knappheit auf dem Erdgas- und Strommarkt. Pauschale Zahlungen, etwa in Abhängigkeit vom (wetterbereinigten) Energieverbrauch im Jahr 2021, wären daher vorteilhafter. Zwar sind im Energiekostendämpfungsprogramm Regelungen vorgesehen, die Zahlungen auf die Einführung von Energiemanagementsystemen beziehungsweise auf die Umsetzung von wirtschaftlichen Energieeffizienzmaßnahmen konditionieren (BAFA, 2022d). Inwieweit diese Maßnahmen zusätzliche Energieeinsparungen auslösen, insbesondere bei großen, energieintensiven Unternehmen, ist jedoch unklar. Zugleich verursachen solche Auflagen neben einem erheblichen administrativen Aufwand bei den staatlichen Behörden auch zusätzlichen Aufwand für Unternehmen, weil in vielen Fällen neue Kostenrechnungen für Energieeffizienzmaßnahmen auferlegt werden (BAFA, 2022d).

345. Die Vorschläge der ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme sehen vor, dass **große Unternehmen** mit einer Registrierenden Leistungsmessung (RLM), also einem Jahresverbrauch von über 1,5 Mio kWh, ein **subventioniertes Kontingent** in Abhängigkeit vom Vorjahresverbrauch erhalten (ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme, 2022). Dieses Kontingent in Höhe von 70 % ihres Vorjahresverbrauchs sollen die Kunden zu Beschaffungskosten von 7 Cent je kWh erhalten. Hinzu kommen noch ungefähr 5 Cent je kWh für Abgaben, Steuern und Entgelte. Die Unternehmen können ihr Kontingent selbst nutzen oder am Markt verkaufen. Für Unternehmen, die Gas über mehrere Versorger beziehen oder direkt am Gasmarkt beschaffen, ist die Abwicklung über den Versorger nicht möglich, da die Unternehmen nur selbst über die notwendigen Daten zur Ermittlung der Subvention verfügen. Der Weg über Anträge der Unternehmen bei einer staatlichen Behörde ist daher unvermeidbar (ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme, 2022).
346. Die Kontingente erhalten für Unternehmen den vollen **Anreiz zur Energieeinsparung** nur dann, wenn der **tatsächliche Verbrauch oberhalb des Kontingents** liegt, oder wenn Unternehmen die **Möglichkeit** haben, ihr **Kontingent am Markt zu veräußern**. Bei der von der Kommission vorgesehenen Ausgestaltung, die ein Kontingent von 70 % sowie die Möglichkeit der Veräußerung am Markt vorsieht, sollte der Einsparanreiz grundsätzlich ausreichen, um die bisherigen Einsparungen der Industrie von 20 % [ABBILDUNG 81](#) aufrechtzuerhalten.
347. Die von der ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme (2022) **vorgeschlagenen Bedingungen für eine Inanspruchnahme** der Gaspreisbremse sehen für mitbestimmte Unternehmen eine **Standort- und Transformationsvereinbarung** vor. Nicht-mitbestimmte Unternehmen müssen mindestens 90 % der Arbeitsplätze für mindestens ein Jahr über das Ende der Inanspruchnahme der Gaspreisbremse hinaus erhalten. Diese Bedingungen sind zu begrüßen, da sie verhindern, dass Unternehmen unterstützt werden, die unter den voraussichtlich höheren Preisen in der Zukunft ihre Produktion sowieso verlagern wollen.

Weitere Bedingungen sind in der Diskussion und **sollten sorgsam abgewogen werden**. So wäre eine **Einschränkung der Dividenden und Bonuszahlungen** analog zu den Bedingungen der Corona-Hilfen möglich. Dafür würde sprechen, dass so sichergestellt würde, dass nur Unternehmen die Hilfen in Anspruch nehmen, die die Gaskrise aus eigener Kraft nicht bewältigen können. Dagegen würde sprechen, dass Entscheidungsträgerinnen und -träger bei einer solchen Regelung einem persönlichen Kalkül folgen könnten, anstatt das Wohl des Unternehmens vollumfänglich zu berücksichtigen. Daraus könnte sich eine Ablehnung von staatlichen Hilfen ergeben, obwohl sie aus Sicht des Unternehmens oder der Gesamtwirtschaft geboten wären.

Zuletzt könnte in Erwägung gezogen werden, eine **Obergrenze** einzuführen, **bis zu der der Rabatt gezahlt wird**, um sicherzustellen, dass Entscheidungsträgerinnen und -träger die Beschaffungskosten nicht in die Höhe treiben. Eine Obergrenze für die Zuschüsse legt auch der beihilferechtliche Krisenrahmen der EU fest, dessen Überarbeitung Ende Oktober 2022 veröffentlicht wurde, um den

besonderen Herausforderungen der Energiekrise Rechnung zu tragen (Temporary Crisis Framework, Europäische Kommission, 2022f). Darin sind auch Konditionalitäten festgelegt. Demnach sind Unternehmen beispielsweise beihilfeberechtigt, wenn sie ein negatives EBITDA aufweisen oder ihr EBITDA um 40 % niedriger ist als im Jahr 2021. Darüber hinaus wurden der Anteil der beihilfefähigen Energiekosten sowie die Obergrenzen für die Beihilfen ausgeweitet. Die Gaspreisbremse müsste mit dieser Regelung in Einklang gebracht werden.

348. Basierend auf Auswertungen der AFiD-Daten, liegen ungefähr 75 % der Industrieunternehmen aus der Stichprobe mit ihrem Gasverbrauch unterhalb der Schwelle von 1,5 Mio kWh, so dass ihr Verbrauch wie bei Haushalten oder Unternehmen in Gewerbe und Handel nicht über RLM, sondern über **Standardlastprofile** (SLP) [↪ GLOSSAR](#) gemessen wird. In diesem Fall sieht der Vorschlag der ExpertInnen-Kommission für die **Gaspreisbremse** vor, dass ein **Kontingent von 80 % der Jahresverbrauchsprognose, die dem Abschlag aus dem September 2022 zugrunde liegt**, zu einem reduzierten Preis von 12 Cent je kWh bezogen werden kann. Die Ausgestaltung unterscheidet sich nicht von derjenigen für Haushalte, sodass **Gassparanreize im Wesentlichen gewährleistet** sind. [↪ ZIFFER 62](#) Es ist jedoch im Gegensatz zur Regelung für die RLM-Kunden nicht vorgesehen, dass der von den Versorgern an die Verbraucherinnen und Verbraucher gezahlte Rabatt auf das Jahr gerechnet die Gasrechnung übersteigt. Somit ist der **Sparanreiz für Unternehmen, die ihren Verbrauch stark reduzieren, nur begrenzt gegeben**. Insbesondere würden die Anreize für einen Fuel Switch, der den Gasverbrauch möglicherweise auf 0 kWh reduzieren würde, deutlich verringert. Dies liegt daran, dass die Investitionskosten eines Fuel Switch anfallen würden, aber im Fall einer umfassenden Reduktion des Gasverbrauchs keine Entlastung durch die Gaspreisbremse gewährt würde. Um dies zu kompensieren, könnten spezifische Förderprogramme aufgelegt werden, die aber wiederum mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden wären.
349. Sowohl **pauschale Zahlungen** als auch eine **generelle Senkung der Energiekosten** sind **nur in einigen Dimensionen zielgenau**. Unternehmen, die nur begrenzt unter den Preisänderungen leiden, da sie die zusätzlichen Kosten vollständig überwälzen können, bekommen dann weitgehend die gleiche Unterstützung wie solche, die die Kostenanstiege durch geringere Renditen abfangen müssen. Während das Energiekostendämpfungsprogramm diese Ineffizienz teilweise adressiert, indem Betriebe mit und ohne Betriebsverlust andere Förderungsstufen erhalten, wird bei der Gas- und Strompreisbremse eine gewisse Differenzierung aufgrund des überarbeiteten beihilferechtlichen Krisenrahmens der EU vorgenommen werden müssen. Eine mangelnde Zielgenauigkeit der Zuschüsse ist angesichts der mangelnden Administrierbarkeit einer zielgerichteteren Lösung verständlich, aber mit Blick auf begrenzte Finanzierungsmittel unbefriedigend.

Klimapolitische Unterstützungsmaßnahmen

350. Auch Maßnahmen, die die **Transformation weg von fossilen Energieträgern beschleunigen**, können einen wichtigen Beitrag zur Bewältigung der Krise leisten. Dazu gehören Instrumente der Innovationspolitik (JG 2019 Ziffern

253 ff.) wie die staatliche Förderung von Demonstrations- und Pilotprojekten (Kotchen und Costello, 2018) sowie Förderungen und Anreize im Bereich Energieeffizienz. [↪ KASTEN 17](#)

351. So könnten Investitionszuschüsse die **Umstellung auf klimafreundliche Energieträger beschleunigen**, um schneller vom teuren Erdgas wegzukommen. Differenzverträge (Carbon Contracts for Differences, CCfD) könnten, je nach Ausgestaltung, sowohl bei den Investitionskosten als auch bei den Betriebskosten Unterstützung bieten. Allerdings sind die regulatorischen Herausforderungen, die mit CCfD verbunden sind, groß (JG 2020 Ziffer 467).
352. Um eine Beschleunigung der Transformation zur Klimaneutralität zu erreichen, sollten regulatorische Hürden weiter abgebaut werden. Es fehlt bisher eine **überzeugende Zertifizierung für grüne Produkte**, wie grünen Wasserstoff oder grünen Stahl. Solche Zertifizierungen würden Planungssicherheit bei Investitionsentscheidungen gewährleisten, sodass Unternehmen, die jetzt schon auf neue Technologien umsteigen wollen, später keine unerwarteten Anpassungen vornehmen müssen.

Unterstützung strategisch bedeutsamer Wirtschaftszweige

353. Es ist davon auszugehen, dass die aktuell geplanten Entlastungsmaßnahmen für manche energieintensive Industrien nicht ausreichen werden, um ihre Wirtschaftsaktivitäten in Deutschland zu erhalten. Sollten davon **Wirtschaftsbereiche betroffen sein, die strategische Bedeutung haben**, könnten gezielte industriepolitische Maßnahmen zum Erhalt dieser Wirtschaftsbereiche angezeigt sein (JG 2019 Ziffern 267 ff.). [↪ KASTEN 22](#) Die große Herausforderung wird allerdings sein, die **strategisch relevanten Industrien und Produkte zu identifizieren, ohne dabei von Partikularinteressen vereinnahmt zu werden**. Geopolitische Aspekte dürften dabei, ähnlich wie beim European Chips Act zur Ansiedlung einer modernen Halbleiterindustrie in Europa, eine wichtige Rolle spielen. [↪ ZIFFER 504](#) Die Kriterien, anhand derer die strategische Relevanz identifiziert wird, sollten in einem öffentlichen Konsultationsprozess sorgfältig ausgearbeitet werden. Nach der Wahl der Kriterien sind diese offenzulegen und ausführlich zu begründen. Eine solche Unterstützung sollte darauf konditioniert werden, dass die Produktion am Standort Europa erhalten bleibt.
354. Bei der Betrachtung strategisch relevanter Industrien sollte die **Resilienz der europäischen Lieferketten, nicht notwendigerweise die Resilienz nationaler Lieferketten** das relevante Ziel sein. [↪ ZIFFERN 507 FF.](#) Eine Abwanderung bestimmter Industrien oder der Produktion bestimmter Produkte aus dem Inland zu verhindern, wenn diese Industrien in anderen EU-Staaten erhalten bleiben, könnte ineffizient sein. Innerhalb der EU gibt es bindende Verträge, die rechtlich durchsetzbar sind. Das Beihilferecht auf EU-Ebene stellt zudem sicher, dass es nicht zu Wettbewerbsverzerrungen kommt. Eine **Koordination auf der europäischen Ebene** ist daher anzuraten.

LITERATUR

[acatech](#), Leopoldina, und Akademienunion (2020), Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung, Stellungnahme, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, München, Halle (Saale), Mainz.

[ACER](#) (2022), ACER's final assessment of the EU wholesale electricity market design, April 2022, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana.

[Acurio Vázquez](#), V., G. Giraud, F. Mc Isaac und N.-S. Pham (2015), The effects of oil price shocks in a new-Keynesian framework with capital accumulation, *Energy Policy* 86, 844–854.

[AGEB](#) (2021a), Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken, Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2019 und 2020 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für Jahre von 2010 bis 2020, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.

[AGEB](#) (2021b), Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2020, Stand: September 2021, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.

[AGEE-Stat](#) (2022), Informationsportal Erneuerbare Energien – Aktuelle Informationen: Erneuerbare Energien im Jahr 2021, Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Aktuelle-Informationen/aktuelle-informationen.html, abgerufen am 6.10.2022.

[Aghion](#), P., A. Dechezleprêtre, D. Hémous, R. Martin und J. Van Reenen (2016), Carbon taxes, path dependency, and directed technical change: Evidence from the auto industry, *Journal of Political Economy* 124 (1), 1–51.

[AHK Algerien](#) (2022), Transsahara-Gaspipeline: Unterzeichnung einer Absichtserklärung zwischen Algerien, Niger und Nigeria, Presseinformation, Deutsch-Algerische Industrie- und Handelskammer, Algier, 1. August.

[Ajayi](#), V. und D. Reiner (2020), European industrial energy intensity: Innovation, environmental regulation, and price effects, *Energy Journal* 41 (4), 105–128.

[Altgelt](#), F. und M. Albicker (2022), Infrastrukturpläne europaweit koordinieren, um die Gasversorgung zu sichern und fossile Lock-Ins zu vermeiden, dena-Gastkommentar, Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

[Ambrosius](#), M., V. Grimm, C. Sölch und G. Zöttl (2018), Investment incentives for flexible demand options under different market designs, *Energy Policy* 118, 372–389.

[ArcelorMittal](#) (2022), German federal government commits its intention to provide €55 million of funding for ArcelorMittal's hydrogen DRI plant, Pressemitteilung, Hamburg, 7. September.

[Ariadne](#) (2022), Wasserstoff und die Energiekrise – fünf Knackpunkte, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam.

[BAFA](#) (2022a), MineralölINFO Dezember 2021 (Mineralölabsatz), Monatliche Veröffentlichung der Amtlichen Mineralöl-daten 12/2021, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.

[BAFA](#) (2022b), RohölINFO Juli 2022, Monatliche Veröffentlichung der Amtlichen Rohöl-daten 07/2022, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.

[BAFA](#) (2022c), Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1999, Entwicklung des deutschen Gasmarktes, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.

[BAFA](#) (2022d), Merkblatt zum Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP), Merkblatt Stand: 26.08.2022, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.

[Bähr](#), C. und H. Bardt (2021), Standort Deutschland nach der Großen Koalition. Eine Bewertung mit dem IW-Standortindex, *IW-Trends* 48 (3), Institut der deutschen Wirtschaft, Köln, 111-125.

[Bardt](#), H., E. Chrischilles, M. Grömling und J. Matthes (2014), Abhängigkeit gleich Verletzlichkeit? Energieimporte in Deutschland und Europa, *IW-Gutachten*, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln.

[BBC](#) (2011), Shortages force Japan to impose new energy restrictions, <https://www.bbc.com/news/business-13985726>, abgerufen am 30.9.2022.

- BCG** (2021), Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Gutachten für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Boston Consulting Group, Berlin.
- BDEW** (2022a), Sinkender Gasverbrauch: Ein Drittel weniger Gas als im Vorjahr wurde im Mai 2022 verbraucht, Zahl der Woche, Pressemitteilung, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 30. Juni.
- BDEW** (2022b), BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022, Haushalte und Industrie, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin.
- BDEW** (2021), Energiewende ermöglichen – 25 Vorschläge für mehr Tempo bei Planung und Genehmigung, Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin.
- BDI** (2022), BDI-Blitzumfrage zum Lagebild im industriellen Mittelstand, Bundesverband der Deutschen Industrie, <https://bdi.eu/artikel/news/bdi-blitzumfrage-zum-lagebild-im-industriellen-mittelstand/>, abgerufen am 7.9.2022.
- Berner, A., S. Lange und A. Silbersdorff** (2022), Firm-level energy rebound effects and relative efficiency in the German manufacturing sector, *Energy Economics* 109, 105903.
- BGR** (2022), BGR Energiestudie 2021 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, 24, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Bijmans, G., J. Konings und S. Vanormelingen** (2022), The impact of electricity prices on European manufacturing jobs, *Applied Economics* 54 (1), 38–56.
- BMWi** (2020), Die Nationale Wasserstoffstrategie, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWK** (2022a), Dritter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin.
- BMWK** (2022b), Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat März 2022 – Frage Nr. 37, Antwort von Staatssekretär (im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) Dr. Patrick Graichen an den Bundestagsabgeordneten Dr. Dietmar Bartsch, 10. März.
- BMWK** (2022c), Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin.
- BMWK** (2022d), Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkung mit dem Energiesektor, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin.
- BMWK** (2022e), Kabinett verabschiedet mit Osterpaket zentrale Gesetzesnovelle für Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus, Pressemitteilung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, 6. April.
- BMWK und BMUV** (2022a), Kabinett beschließt Novelle des Atomgesetzes, Pressemitteilung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Berlin, 19. Oktober.
- BMWK und BMUV** (2022b), Prüfung des Weiterbetriebs von Atomkraftwerken aufgrund des Ukraine-Kriegs, 7. März 2022, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Berlin.
- BMWK, Wirtschaft NRW, und RWE** (2022), Eckpunktepapier zum vorgezogenen Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier – Politische Verständigung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, dem Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen und der RWE AG zum vorgezogenen Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier, Berlin.
- Boltz, W. et al.** (2022), How to make the EU energy platform an effective emergency tool, *Policy Contribution* 10/22, Bruegel, Brüssel.
- Böttger, D. und P. Härtel** (2022), On wholesale electricity prices and market values in a carbon-neutral energy system, *Energy Economics* 106, 105709.
- Böttger, D.D. et al.** (2021), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Becker Büttner Held, Kassel, Freiburg, Berlin.
- BP** (2022), *Statistical review of world energy 2022*, 71st edition, BP p.l.c, London.
- Brauers, H., I. Braunger und J. Jewell** (2021), Liquefied natural gas expansion plans in Germany: The risk of gas lock-in under energy transitions, *Energy Research & Social Science* 76, 102059.

Brüggemann, A. und H. Levinger (2022), Rohstoffbedarf und -sicherheit in Zeiten der grünen und digitalen Transformation, KfW Research – Fokus Volkswirtschaft 399/22, KfW Bankengruppe, Frankfurt am Main.

Bundesnetzagentur (2022a), Lagebericht Gasversorgung Stand: 26.08.2022, Bonn.

Bundesnetzagentur (2022b), Lagebericht Gasversorgung Stand: 01.09.2022, Bonn.

Bundesnetzagentur (2022c), Gasverbrauch der Haushalte steigt im Moment zu stark an, Pressemitteilung, Bonn, 29. September.

Bundesnetzagentur (2017), Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, Diskussionspapier, Bonn.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), Monitoringbericht 2021, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 8. März 2022, Bonn.

Bundesregierung (2022a), Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (EEG 2021), Drucksache 20/1630, Berlin, 2. Mai.

Bundesregierung (2022b), Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergieauf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften, Drucksache 20/1634, Berlin, 2. Mai.

Bundesregierung (2022c), Osterpaket für Energiewende vom Bundesrat gebilligt, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>, abgerufen am 8.7.2022.

Bundesregierung (2022d), Wirtschaftlicher Abwehrschirm gegen die Folgen des russischen Angriffskrieges, Berlin, 22. September.

Bundesregierung (2020), Energiewende – Nationaler Energie- und Klimaplan beschlossen, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energiewende-1758720>, abgerufen am 6.10.2022.

Constantini, V., F. Crespo und A. Palma (2017), Characterizing the policy mix and its impact on eco-innovation: A patent analysis of energy-efficient technologies, *Research Policy* 46 (4), 799–819.

CREA (2022), Financing Putin's war: Fossil fuel imports from Russia in the first 100 days of the invasion, 13 June 2022, Centre for Research on Energy and Clean Air.

De Vita, A. et al. (2021), EU reference scenario 2020 – Energy, transport and GHG emissions: Trends to 2050, Europäische Kommission, Generaldirektionen Energie, Klimapolitik sowie Mobilität und Verkehr, Brüssel.

Dehaudt, L. und C. Grouthier (2022), System needs study – Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040, Ten-Year Network Development Plan TYNDP 2022, ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brüssel.

dena (2022), dena-Netzstudie III, Abschlussbericht, Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

dena (2021), Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, Abschlussbericht der dena-Leitstudie, Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

DIW (2022), Ampel-Monitor Energiewende #3: Aktuelle Daten zum Erdgasverbrauch, https://www.diw.de/de/diw_01.c.856100.de/nachrichten/ampel-monitor_energiewende__3__aktuelle_daten_zum_erdgasverbrauch.html, abgerufen am 13.10.2022.

DIW, Wuppertal Institut, und Ecologic Institut (2018), Die Beendigung der Energetischen Nutzung von Kohle in Deutschland, Ein Überblick über Zusammenhänge, Herausforderungen und Lösungsoptionen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.

ECOWAS (2022), ECOWAS, Nigeria and Morocco sign a memorandum of understanding for the Nigeria-Morocco gas pipeline megaproject, Pressemitteilung, Commission of the Economic Community of West African States, Rabat, 17. September.

Egerer, J., V. Grimm, L.M. Lang und U. Pfefferer (2022a), Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen, Kurzstudie 12. Juli 2022, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie, Nürnberg.

Egerer, J., V. Grimm, L.M. Lang, U. Pfefferer und C. Sölch (2022b), Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt: Kurz- und mittelfristige Preiseffekte, Kurzstudie 07. Oktober 2022, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie, Nürnberg.

EIA (2022), Electric power monthly – Average price of electricity to ultimate customers, Report, U.S. Energy Information Administration, Washington, DC.

Eisenhauer, S., M. Reichart, A. Sauer, S. Weckmann und F. Zimmermann (2018), Energieflexibilität in der Industrie – Eine Metastudie, Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Universität Stuttgart.

ENTSOG (2021), The European natural gas network 2021, Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, Brüssel.

ESA (2022), Annual report 2021, Euratom Supply Agency, Luxemburg.

Europäische Kommission (2022a), Memorandum of understanding on cooperation related to trade, transport, and export of natural gas to the European Union between the European Union represented by the European Commission, the Arab Republic of Egypt by the ministry of petroleum and mineral resources, the state of Israel represented by the ministry of energy, Memorandum, Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, Kairo.

Europäische Kommission (2022b), Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the regions: REPowerEU plan, COM(2022) 230, Brüssel, 18. Mai.

Europäische Kommission (2022c), Proposal for Council regulation on an emergency intervention to address high energy prices, COM(2022) 473, Brüssel.

Europäische Kommission (2022d), State aid: Commission approves Spanish and Portuguese measure to lower electricity prices amid energy crisis, Pressemitteilung IP/22/3550, Brüssel, 8. Juni.

Europäische Kommission (2022e), Secure gas supplies, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/secure-gas-supplies_en, abgerufen am 17.10.2022.

Europäische Kommission (2022f), Temporary crisis framework for State aid measures to support the economy following the aggression against Ukraine by Russia, Communication C(2022) 7945 final, Brüssel, 28. Oktober.

Europäische Kommission (2019), Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the regions: Energy prices and costs in Europe, COM(2019)1 final, Brüssel.

Europäischer Rat (2022), Council agrees on emergency measures to reduce energy prices, Pressemitteilung, Brüssel, 30. September.

Europäisches Parlament (2022), Entschließung des Europäischen Parlaments vom 15. September 2022 zur Umsetzung der aktualisierten neuen Industriestrategie für Europa: Anpassung der Ausgaben an die Politik (2022/2008(INI)), P9_TA(2022)0329, Straßburg.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2018a), Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, 2018/1999, Straßburg, 11. Dezember.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2018b), Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, Straßburg, 11. Dezember.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2009), Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009/28/EG, Straßburg, 23. April.

Eurostat (2022a), From where do we import energy?, <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/info-graphs/energy/bloc-2c.html>, abgerufen am 5.10.2022.

Eurostat (2022b), Coal production and consumption statistics, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal_production_and_consumption_statistics#Import_dependency_of_hard_coal, abgerufen am 2.5.2022.

EWI (2022), Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern, Studie Im Auftrag des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

EWI (2021), dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems, Gutachterbericht im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

EWK (2021), Stellungnahme zum achten Monitoringbericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019, A. Löschel, V. Grimm, B. Lenz und F. Staiß, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart.

- [ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme](#) (2022), Sicher durch den Winter – Abschlussbericht, 31.10.2022, Berlin.
- [Garaffa, R., A. Szklo, A.F.P. Lucena und J.G. Féres](#) (2019), Price adjustments and transaction costs in the European natural gas market, *Energy Journal* 40 (1), 171–188.
- [Garsous, G., T. Kozluk und D. Dlugosch](#) (2020), Do energy prices drive outward FDI? Evidence from a sample of listed firms, *Energy Journal* 41 (3), 63–80.
- [Geller, H., P. Harrington, A.H. Rosenfeld, S. Tanishima und F. Unander](#) (2006), Policies for increasing energy efficiency: Thirty years of experience in OECD countries, *Energy Policy* 34 (5), 556–573.
- [Gemeinschaftsdiagnose](#) (2022), Klimaschutz ohne Produktionseinbußen: Die Rolle energiesparenden technischen Fortschritts, Hintergrundpapier zur Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022, Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Kiel.
- [GIIGNL](#) (2022), The LNG industry – GIIGNL Annual Report 2022, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, Neuilly-sur-Seine.
- [Gillespie, T., S. Nicola und M. Raymunt](#) (2022), Germany risks a factory exodus as energy prices bite hard, *Bloomberg*, 19. August.
- [Gillingham, K., D. Rapson und G. Wagner](#) (2016), The rebound effect and energy efficiency policy, *Review of Environmental Economics and Policy* 10 (1), 68–88.
- [Golden, M.](#) (2013), Sacrifice and luck help Japan survive without nuclear power, Stanford visiting scholar says, *Stanford Report*, January 4, 2013, Stanford University, Stanford, CA.
- [Gornostay, E.](#) (2022), Discounted Russian oil prices have started recovering, maintaining Moscow's revenues, *PIIE Charts*, Peterson Institute for International Economics, Washington, DC.
- [Guidehouse](#), ifok, OFFIS-Institut für Informatik, RE-xpertise, Wuppertal Institut, und AIT Austrian Institut of Technology (2022), *Blaupausen für die Energiewende: Executive Summary der 5 Ergebnissynthesen zum Förderprogramm SINTEG*, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin.
- [Hafner, M. und G. Luciani](#) (2022), *The Palgrave Handbook of international energy economics*, Springer International Publishing, Cham.
- [Härtel, P. und M. Korpás](#) (2021), Demystifying market clearing and price setting effects in low-carbon energy systems, *Energy Economics* 93, 105051.
- [Hassler, J., P. Krusell und C. Olovsson](#) (2021), Directed technical change as a response to natural resource scarcity, *Journal of Political Economy*, The University of Chicago Press 129 (11), 3039–3072.
- [HEH](#) (2022), Hanseatic Energy Hub startet verbindliche LNG-Kapazitätsbuchungen in Stade und stellt organisatorische Weichen, *Pressemitteilung, Hanseatic Energy Hub, Stade*, 16. Juni.
- [Hille, E. und P. Möbius](#) (2019), Do energy prices affect employment? Decomposed international evidence, *Journal of Environmental Economics and Management* 96, 1–21.
- [Hirth, L.](#) (2022), The gas price impact of the Iberian instrument: A back-of-the-envelope calculation, *Neue Energieökonomik*, Berlin.
- [IEA](#) (2022), *Oil market report – August 2022*, Internationale Energieagentur, Paris.
- [IEA](#) (2021a), *The role of critical minerals in clean energy transitions, World Energy Outlook Special Report, aktualisierte Version von März 2022*, Internationale Energieagentur, Paris.
- [IEA](#) (2021b), *Energy efficiency 2021, Report*, Internationale Energieagentur, Paris.
- [IEA](#) (2020), *Germany 2020: Energy policy review*, Internationale Energieagentur, Paris.
- [IEA](#) (2016), *Energy policies of IEA countries – Japan 2016, Review*, Internationale Energieagentur, Paris.
- [Kahn, M.E. und E.T. Mansur](#) (2013), Do local energy prices and regulation affect the geographic concentration of employment?, *Journal of Public Economics* 101, 105–114.
- [Katayama, M.](#) (2013), Declining effects of oil price shocks, *Journal of Money, Credit and Banking* 45 (6), 977–1016.
- [Kiso, T., R.H. Chan und Y. Arino](#) (2022), Contrasting effects of electricity prices on retrofit and new-build installations of solar PV: Fukushima as a natural experiment, *Journal of Environmental Economics and Management* 115, 102685.

- Kotchen**, M.J. und C. Costello (2018), Maximizing the impact of climate finance: Funding projects or pilot projects?, *Journal of Environmental Economics and Management* 92, 270–281.
- Krüger**, J.-A., R. Habeck und O. Krischer (2020), Maßnahmenvorschläge zur Beschleunigung des naturverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land, Strategisches Arbeitspapier von NABU und Bündnis 90/Die Grünen.
- LBEG** (2022), Niederländisches Erdgasprojekt bei Borkum: ONE Dyas B.V. beantragt Bohrungen und Erdgasförderung im deutschen Sektor der Nordsee, Pressemitteilung, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover, 10. Oktober.
- Le Maire**, B. (2022), Déclaration de M. Bruno Le Maire, ministre de l'économie, des finances et de la relance, sur la politique de l'énergie, Rede, Conseil national de l'hydrogène, Paris, 30. September.
- Lechtenböhrer**, S., L.J. Nilsson, M. Åhman und C. Schneider (2016), Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand, *Energy* 115 (3), 1623–1631.
- Leopoldina**, acatech, und Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften (2020), Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, Stellungnahme Oktober 2020, Nationale Akademie der Wissenschaften, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, München, Halle (Saale), Mainz.
- Ley**, M., T. Stucki und M. Woerter (2016), The impact of energy prices on green innovation, *Energy Journal* 37 (1), 41–75.
- von der Leyen**, U. (2022), 2022 State of the Union address by president von der Leyen, Rede, Europäische Kommission, Speech 22/5493, Straßburg, 14. September.
- Li**, R., R. Joyeux und R.D. Ripple (2014), International natural gas market integration, *Energy Journal* 35 (4), 159–179.
- Liboreiro**, J. (2022), Energy crisis: Ursula von der Leyen calls for „emergency intervention“ in electricity market, <https://www.euronews.com/my-europe/2022/08/29/energy-crisis-ursula-von-der-leyen-calls-for-emergency-intervention-in-electricity-market>, abgerufen am 30.8.2022.
- Liebreich**, M. (2022), UK energy crisis - time to split the power market?, <https://www.linkedin.com/pulse/uk-energy-crisis-time-split-power-market-michael-liebreich/>, abgerufen am 6.10.2022.
- Löffler**, K., T. Burandt, K. Hainsch und P.-Y. Oei (2019), Modeling the low-carbon transition of the European energy system - A quantitative assessment of the stranded assets problem, *Energy Strategy Reviews* 26, 100422.
- Luderer**, G. et al. (2022), Deutschland auf dem Weg aus der Gaskrise: Wie sich Klimaschutz und Energiesouveränität vereinen lassen, Ariadne-Kurzdossier, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam.
- Luderer**, G., D. Sörgel und C. Kost (2021), Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich, Ariadne-Report, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam.
- Lutz**, B.J., J. Massier, K. Sommerfeld und A. Löschel (2017), Drivers of energy efficiency in German manufacturing: A firm-level stochastic frontier analysis, ZEW Discussion Paper 17–068, ZEW - Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- Manderson**, E.J. und R. Kneller (2020), Energy endowments and the location of manufacturing firms, *Journal of Environmental Economics and Management* 101, 102301.
- Marin**, G. und F. Vona (2021), The impact of energy prices on socioeconomic and environmental performance: Evidence from French manufacturing establishments, 1997–2015, *European Economic Review* 135, 103739.
- Marschinski**, R., J. Barreiro-Hurle und R. Lukach (2020), Competitiveness of energy-intensive industries in Europe: the crisis of the oil refining sector between 2008 and 2013, *Economics of Energy & Environmental Policy* 9 (1), 167–184.
- Mayer**, C. und G. Brunekreeft (2021), Resilienz digitalisierter Energiesysteme Blackout-Risiken verstehen, Stromversorgung sicher gestalten, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München.
- Menzel**, S. (2022), Umrüstung auf Erdgas kommt später – VW verbrennt in seinen Kraftwerken länger Kohle, Handelsblatt, Düsseldorf, 22. September.

- Mertens, M., S. Müller und G. Neuschäffer (2022), Identifying rent-sharing using firms' energy input mix, IWH Discussion Paper 19/2022, Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle.
- Mier, M. (2022), Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst 75 (9), 20–26.
- Mihut, M.I. und D.L. Daniel (2012), First oil shock impact on the Japanese economy, Procedia Economics and Finance 3, 1042–1048.
- Miyamoto, A., C. Ishiguro und M. Nakamura (2012), A realistic perspective on Japan's LNG demand after Fukushima, Paper NG 62, Oxford Institute for Energy Studies.
- van Moerkerk, M. und W. Crijns-Graus (2016), A comparison of oil supply risks in EU, US, Japan, China and India under different climate scenarios, Energy Policy 88, 148–158.
- Monopolkommission (2022), Strommärkte weiterentwickeln, Preisbremse wettbewerbskonform ausgestalten, Policy Brief 10, Oktober, Bonn.
- Moussu, N. (2022a), France leads calls to reform 'absurd' EU energy market, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/france-leads-the-way-in-reforming-absurd-energy-market/>, abgerufen am 10.3.2022.
- Moussu, N. (2022b), French aluminium industry wants 'anti-dumping' measures over Spain's cheap electric, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/france-leads-the-way-in-reforming-absurd-energy-market/>, abgerufen am 29.9.2022.
- Müller, R. (2022), Stromleitungen in Deutschland: Das Netz ist voll, Abendzeitung München, München, 17. Juni.
- Müller, S. und M. Mertens (2022), Wirtschaftliche Folgen des Gaspreisanstiegs für die deutsche Industrie, Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 4/2022, Wiesbaden.
- Navigant Energy Germany, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, und BBG und Partner (2020), Identifikation neuer Anforderungen aus zukünftigem Strommarktdesign – Flexibilität und Eigenerzeugung, Bericht an Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Nord Stream (2022), Incident on the nord stream pipeline (updated 04/10/2022), Pressemitteilung, Zug, 4. Oktober.
- Ockenfels, A., V. Grimm und G. Zoetl (2008), Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Universität zu Köln.
- OECD und IEA (2004), Oil crises and climate challenges – 30 years of energy use in IEA countries, OECD Publishing, Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung und Internationale Energie-Agentur, Paris.
- Oglend, A., P. Osmundsen und T. Selland Kleppe (2020), Time commitments in LNG shipping and natural gas price convergence, Energy Journal 41 (2), 29–46.
- ONE-Dyas (2022), Final investment decision for North Sea gasfield development N05-A, Pressemitteilung, Amsterdam, 27. September.
- OPEC (2022), Annual Statistical Bulletin, 57th Edition, Wien.
- Popp, D. (2002), Induced innovation and energy prices, American Economic Review 92 (1), 160–180.
- Pototschnig, A., J.-M. Glachant, Leonardo Meeus, und P.R. Ortigosa (2022), Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition, Policy Brief 2022/05, Florence Schhol of Regulation, Florenz.
- Prognos (2022a), Neue Strompreisprognose bis 2040, im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, München.
- Prognos (2022b), Folgen einer Lieferunterbrechung von russischem Gas für die deutsche Industrie, vbw Studie, Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, München.
- Rademaekers, K. et al. (2020), Study on energy prices, costs and their impact on industry and households, Final Report OJ L 330, Europäische Kommission, Generaldirektion Energie.
- Rashad, M. (2022), Explainer: Should Europe use more long term LNG contracts?, <https://www.reuters.com/business/energy/should-europe-use-more-long-term-lng-contracts-2022-02-07/>, abgerufen am 7.2.2022.

- Rashad, M. (2021), LNG cargoes diverted toward Europe from Asia as gas prices soar, <https://www.reuters.com/markets/europe/lng-cargoes-diverted-toward-europe-asia-gas-prices-soar-2021-12-21/>, abgerufen am 22.12.2021.
- Rat der Europäischen Union (2022a), Verordnung zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 833/2014 über restriktive Maßnahmen angesichts der Handlungen Russlands, die die Lage in der Ukraine destabilisieren, 2022/576, Brüssel, 8. April.
- Rat der Europäischen Union (2022b), Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices – Information from the Greek delegation, Information Note 11398/22, Brüssel.
- Rat der Europäischen Union (2022c), Mitgliedstaaten verpflichten sich, den Gasverbrauch im nächsten Winter um 15 % zu reduzieren, Pressemitteilung 717/22, Brüssel, 26. Juli.
- Ratti, R.A., Y. Seol und K.H. Yoon (2011), Relative energy price and investment by European firms, *Energy Economics* 33 (5), 721–731.
- Rentschler, J. und M. Kornejew (2017), Energy price variation and competitiveness: Firm level evidence from Indonesia, *Energy Economics* 67, 242–254.
- Reuters (2022), Russian deputy PM says restoration of Nord Stream possible, TASS reports, <https://www.reuters.com/business/energy/russian-deputy-pm-says-its-possible-restore-nord-stream-pipelines-tass-2022-10-02/>, abgerufen am 2.10.2022.
- Rottner, E. und K. von Graevenitz (2022a), Do manufacturing plants respond to exogenous changes in electricity prices? Evidence from administrative micro-data, ZEW Discussion Paper 22–038, Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- Rottner, E. und K. von Graevenitz (2022b), What drives carbon emissions in German manufacturing: Scale, technique or composition?, ZEW Discussion Paper 21–027, Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- Rottner, E. und K. von Graevenitz (2020), Energy use patterns in German manufacturing since 2003, ZEW Discussion Paper 20–008, Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- RWE (2022), Wichtiger Schritt für ein deutsches LNG-Terminal in Brunsbüttel, <https://www.rwe.com/presse/newsletter-rwe-ag/newsletter-2022/05-2022/brunsbuettel>, abgerufen am 28.7.2022.
- Salzgitter AG (2022), Starkes Signal für Transformationsprogramm SALCOS® der Salzgitter AG, Pressemitteilung, Salzgitter, 15. September.
- Sato, M. und A. Dechezleprêtre (2015), Asymmetric industrial energy prices and international trade, *Energy Economics* 52, S130–S141.
- Schäfer, J., R. Weidinger und P. Eschenhagen (2022), Ein guter Plan für die Energiewende – Maßnahmen zur Beschleunigung des EE-Ausbaus, IKEM Kurzpapier, Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität, Berlin.
- Shi, X. und H.M.P. Variam (2016), Gas and LNG trading hubs, hub indexation and destination flexibility in East Asia, *Energy Policy* 96, 587–596.
- Somers, J. (2022), Technologies to decarbonise the EU steel industry, JRC Technical Report 127468, Europäische Kommission – Joint Research Centre, Luxemburg und Petten.
- Statistisches Bundesamt (2019), Qualitätsbericht: Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Wiesbaden.
- Strug, K. et al. (2021), Technical assistance services to assess the energy savings potentials at national and European level, Summary of EU results, Europäische Kommission, Luxemburg.
- Team Consult (2017), A glimpse at the landscape of European LNG regasification infrastructure, Market Study, Berlin.
- The Economist (2022), Germany faces a looming threat of deindustrialisation, <https://www.economist.com/business/2022/09/11/germany-faces-a-looming-threat-of-deindustrialisation>, abgerufen am 25.10.2022.
- thyssenkrupp (2022), thyssenkrupp beschleunigt grüne Transformation: Bau der größten deutschen Direktreduktionsanlage für CO₂-armen Stahl entschieden, Pressemitteilung, Duisburg, 8. September.
- Tierney, S.F., T. Schatzki und R. Mukerji (2008), Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: Does it make a difference?, Working Paper, Analysis Group, New York ISO.

Transportation Research Board und National Research Council (2002), Effectiveness and impact of Corporate Average Fuel Economy (CAFE) standards, The National Academies Press, Washington, DC.

Tsafos, N. (2019), How much does U.S. LNG cost in Europe?, Center for Strategic and International Studies, <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/how-much-does-us-lng-cost-europe>, abgerufen am 6.10.2022.

TÜV Süd (2022), Brief an das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz zur Bewertung der konkreten erforderlichen technischen Maßnahmen für einen Weiterbetrieb des KKI 2 bzw. eine Wiederinbetriebnahme des Blocks C des KRB II, 7. April.

UBA (2022), Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2021 gemäß Bundesklimaschutzgesetz, Begleitender Bericht, Kurzfassung vom 10. März 2022, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Uribe, J.M., S. Mosquera-López und O.J. Arenas (2022), Assessing the relationship between electricity and natural gas prices in European markets in times of distress, Energy Policy 166, 113018.

VdKi (2015), Jahresbericht 2015: Fakten und Trends 2014/2015, Verein der Kohlenimporteure, Berlin.

VDZ (2020), Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien, Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie, Verein Deutscher Zementwerke, Düsseldorf.

Venmans, F., J. Ellis und D. Nachtigall (2020), Carbon pricing and competitiveness: Are they at odds?, Climate Policy 20 (9), 1070–1091.

Verma, N. (2022), Saudi overtakes Russia to be India's No. 2 oil supplier in August, <https://www.reuters.com/business/energy/saudi-overtakes-russia-be-indias-no-2-oil-supplier-august-2022-09-15/>, abgerufen am 15.9.2022.

Weltbank (2022), Commodity markets, <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>, abgerufen am 17.10.2022.

WIK, B E T, und Ernst & Young (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berichtsjahr 2018, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Ernst & Young, Berlin.

Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2020), Öffentliche Infrastruktur in Deutschland: Probleme und Reformbedarf, Gutachten, Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.

Wuppertal Institut, Prognos-AG, und Öko-Institut (2021), Klimaneutrales Deutschland 2045, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin.

Yamakoshi, A. (1986), A study on Japan's reaction to the 1973 oil crisis, Dissertation, University of British Columbia, Vancouver.

Yep, E. und K. Foo (2021), How the Fukushima crisis led to a revolution in LNG trading, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/Ing/031121-fukushima-crisis-japan-Ing-trading-revolution-jkm>, abgerufen am 30.9.2022.

Zhang, H.-Y., Q. Ji und Y. Fan (2013), An evaluation framework for oil import security based on the supply chain with a case study focused on China, Energy Economics 38, 87–95.

Zhu, D., S.M. Mortazavi, A. Maleki, A. Aslani und H. Yousefi (2020), Analysis of the robustness of energy supply in Japan: Role of renewable energy, Energy Reports 6, 378–391.