

Schiffer, Hans-Wilhelm

**Article**

## Energiepolitik im Spiegel der letzten Jahrzehnte – Notwendigkeit zur Neuausrichtung der Energie- und Klimapolitik

ifo Schnelldienst

**Provided in Cooperation with:**

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

*Suggested Citation:* Schiffer, Hans-Wilhelm (2025) : Energiepolitik im Spiegel der letzten Jahrzehnte –  
Notwendigkeit zur Neuausrichtung der Energie- und Klimapolitik, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X,  
ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol.  
78, Iss. 02, pp. 62-69

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/314789>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

Hans-Wilhelm Schiffer\*

# Energiepolitik im Spiegel der letzten Jahrzehnte – Notwendigkeit zur Neuausrichtung der Energie- und Klimapolitik

## IN KÜRZE

In den vergangenen fünf Jahrzehnten haben sich alle Regierungskoalitionen, die auf Bundesebene bestanden, in der Energiepolitik zu den Zielen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit sowie Umwelt- und Klimaschutz bekannt – verknüpft mit der Aussage, dass diese Ziele gleichrangig zu verfolgen seien. Tatsächlich hat es diesen »Gleichklang« der Ziele nie gegeben. Konkrete Ereignisse oder politische Strömungen haben vielmehr zu einer wechselnden Priorisierung jeweils eines einzigen Ziels geführt. Parallel dazu hat sich die Eingriffsintensität des Staates in die Steuerung von Angebot und Nachfrage verändert. Die Ende der 1990er-Jahre erfolgte Liberalisierung der Energiemärkte ist inzwischen durch eine überbordende Regulierungsdichte abgelöst worden, die sich auf alle Sektoren der Energiewirtschaft erstreckt. Die neu formierte Bundesregierung sollte eine Neuausrichtung vornehmen und bei der Umsetzung der Ziele wieder vermehrt auf Marktkräfte setzen.

## ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE WEICHENSTELLUNGEN ZWISCHEN 1973 UND 2024

In der Regierungserklärung vom 18. Januar 1973 hatte die Bundesregierung (SPD/FDP-Koalition) erstmals in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland ein energiepolitisches Gesamtkonzept angekündigt. Dieses Vorhaben war mit Vorlage des Energieprogramms vom 26. September 1973 realisiert worden. In den vierzehn Legislaturperioden seit Ende 1972 erfolgten in unterschiedlichen Koalitions-Konstellationen insgesamt sieben Fortschreibungen bzw. Neuauflagen (vgl. Tab. 1). Darüber hinaus wurden Ziele der Energie- und Klimapolitik in Koalitionsvereinbarungen verankert, zuletzt durch den Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/DIE GRÜNEN und FDP vom 24. November 2021.

Die 1970er-Jahre waren durch die zwei Ölpreiskrisen 1973/74 und 1979/80 geprägt. Der Sicherung der Energieversorgung wurde eine höhere Priorität eingeräumt als je zuvor. Es wurde der Ausbau jener kostengünstigen Energieträger angestrebt, die zu einer Verminderung der Risiken im Mineralölbereich beizutragen in der Lage waren. Konkret sollte dieser Vorgabe durch eine verstärkte Nutzung von Erdgas,

\* Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer ist Lehrbeauftragter an der RWTH Aachen University.

Tab. 1

### Energieprogramme der Bundesregierung

	Datum der Vorlage	Zuständige(r) Minister	Regierungskoalition zur Zeit der Vorlage
Energieprogramm der Bundesregierung	26. September 1973	Dr. Hans Friderichs	SPD und FDP
Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung	23. Oktober 1974	Dr. Hans Friderichs	SPD und FDP
Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung	14. Dezember 1977	Dr. Otto Graf Lambsdorff	SPD und FDP
Dritte Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung	4. November 1981	Dr. Otto Graf Lambsdorff	SPD und FDP
Energiebericht der Bundesregierung	24. September 1986	Dr. Martin Bangemann	CDU/CSU und FDP
Energiepolitik für das vereinte Deutschland	11. Dezember 1991	Jürgen Möllemann	CDU/CSU und FDP
Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung	27. November 2001	Dr. Werner Müller	SPD und GRÜNE
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung	28. September 2010	Rainer Brüderle und Dr. Norbert Alois Röttgen	CDU/CSU und FDP

Quelle: Zusammenstellung des Autors.

© ifo Institut

Kernenergie und Braunkohle sowie durch vermehrte Anstrengungen zur Energieeinsparung Rechnung getragen werden. Als Minimalziel für die Kernenergie wurde die Installation von 45 000 MW bis 1985 genannt. Wünschenswert seien sogar 50 000 MW, um die Kernenergie mit einem Anteil von 45% an der gesamten Stromerzeugung zu beteiligen.

In den 1980er-Jahren standen der klassische Umweltschutz und die Reaktorsicherheit im Vordergrund, also die Reduktion der Schadstoffemissionen und die Begrenzung der mit der Nutzung von Kernenergie verbundenen Risiken. Auslöser für die veränderte Priorisierung bei der Zielausrichtung waren das Waldsterben, das Anfang der 1980er-Jahre eine öffentliche Debatte auslöste, sowie die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl in der Ukraine am 26. April 1986. Mit der Großfeuerungsanlagen-Verordnung und der Novellierung der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) hatte die damalige Bundesregierung die Anforderungen zur Luftreinhaltung u. a. bei Kraftwerken, bei Raffinerien und den übrigen Industrien seit 1983 verschärft. Ferner mussten als Folge der 1985 EU-weit verschärften Abgasgrenzwerte die Automobilhersteller Pkw mit Katalysatoren und die Mineralölwirtschaft unverbleites Benzin in den Markt bringen. Die Nutzung der Kernenergie wurde nicht in Frage gestellt.

In der zweiten Hälfte der 1990er-Jahre war die Liberalisierung der Gas- und Strommärkte eingeleitet worden. Mit der erfolgten Marktöffnung – unter Abkehr von zuvor bestehenden Gebietsmonopolen – war eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Versorgung durch Einführung von direktem Wettbewerb auf der Erzeugungs-, der Handels- und der Vertriebsstufe auch für diese leitungsgebundenen Energien angestrebt worden.

Das Jahr 2000 war durch Weichenstellungen zugunsten des Klimaschutzes gekennzeichnet. Es war ein Klimaschutzprogramm – verbunden mit konkreten Zielen zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen – verabschiedet worden. Ferner war das zuvor bestehende Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz abgelöst worden, mit dem – neben der finanziellen Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung – feste Zielvorgaben für zukünftige Beiträge der erneuerbaren Energien fixiert wurden.

Die Nutzung der Kernenergie hat in Deutschland eine wechselvolle Geschichte erfahren. Während in den 1970er-Jahren ein massiver Ausbau von Kernenergiekapazitäten angestrebt worden war, hatte sich in der Folge die öffentliche Akzeptanz dieser Technologie stark vermindert. Als Konsequenz war im Jahr 2000 eine Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgern zur Beendigung der Nutzung der Kernenergie getroffen worden, die mit der Novelle des Atomgesetzes im Jahr 2002 rechtsverbindlich umgesetzt wurde. Im Jahr 2010 war der »Atomkonsens« mit der Entscheidung zur Verlängerung der Laufzeit

der bestehenden Kernkraftwerke aufgekündigt worden. Die Reaktorkatastrophe von Fukushima vom 11. März 2011 leitete eine erneute Kehrtwende ein. Die Laufzeitverlängerung wurde mit der Entscheidung zur sofortigen Stilllegung von acht Kernkraftwerken und der schrittweisen Außerbetriebnahme der weiteren neun Kernkraftwerke bis Ende 2022 rechtsverbindlich durch eine erneute Novelle des Atomgesetzes umgesetzt.

Die Anwendung der Technologie der Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO<sub>2</sub> war im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 noch mit einer positiven Perspektive belegt worden. Die Betreiber von Braunkohlekraftwerken in Deutschland hatten in Pilotanlagen gezeigt, dass die Abscheidung von CO<sub>2</sub> technisch umsetzbar ist. Es bestanden zudem Pläne, Demonstrationsanlagen zu bauen, und es war beabsichtigt, die nötige Infrastruktur in Form von Pipelines zur Verbringung des CO<sub>2</sub> zu dafür geeigneten Speicherstätten in Norddeutschland zu schaffen. Aufgrund jahrzehntelanger Erfahrungen beispielsweise in Norwegen war zudem der Nachweis erbracht, dass eine sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> in dafür geeigneten unterirdischen Formationen machbar ist. Mit dem 2012 verabschiedeten Kohlendioxid-Speicherungsgesetz war die kommerzielle Anwendung der Technologie in Deutschland dennoch faktisch verboten worden.

Mit dem 2020 erlassenen Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurde die schrittweise und stetige Reduzierung und Beendigung der Erzeugung von Strom aus Kohle bis zum Jahr 2038 beschlossen. Für das Rheinische Revier erfolgte 2022 eine gesetzliche Regelung zum Ausstieg aus der Verstromung von Braunkohle bereits bis zum Jahr 2030. Hintergrund für diese Regelungen waren die nationalen Zielvorgaben zum Klimaschutz. Konkret wurde festgelegt, dass die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2030 um 65% gegenüber dem Stand des Jahres 1990 zu reduzieren seien. Treibhausgasneutralität soll Deutschland gemäß den aktuell gültigen Vorgaben im Jahr 2045 erreichen (vgl. Tab. 2).

Die durch den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine im Jahr 2022 ausgelöste Energiekrise hat den Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit erneut in den Fokus gerückt. In kürzester Zeit wurden LNG-Importterminals (Liquefied Natural Gas bzw. Flüssigerdgas) genehmigt und errichtet, um sich aus der zuvor hingegenommenen einseitigen Abhängigkeit von Russland durch eine breitere Diversifizierung der Lieferanten von Erdgas zu lösen. Erdgas wurde eine Brückenfunktion zugebilligt – verbunden mit der Ambition, die Energieversorgung in Deutschland künftig im Wesentlichen auf erneuerbare Energien zu stellen. Die politischen Maßnahmen zur Verwirklichung der klimapolitischen Ziele wurden auf die Elektrifizierung des Gebäude- und des Verkehrssektors sowie längerfristig die Nutzung von Wasserstoff – ebenfalls auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt – in den durch

Tab. 2

Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo

	2023	2024	2030	2040	2045	2050
	Ist		Zielvorgaben			
<b>Treibhausgasemissionen</b>						
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	- 46,1%	- 47,5%	mindestens- - 65%	mindestens - 88%	Netto-Treibhausgasneutralität	negative Treibhausgas-Emissionen
<b>Erneuerbare Energien</b>						
Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV)	19,4%	20,0%				
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	22,0%	<sup>a</sup>	45%			
Anteil am Bruttostromverbrauch	53,2%	55,4%	mind. 80%	<sup>b</sup>	<sup>b</sup>	<sup>b</sup>
Anteil am PEV Wärme und Kälte	18,8%	<sup>a</sup>	49%			
Anteil an Endenergieverbrauch Verkehr	7,3%	<sup>a</sup>	29%			
<b>Effizienz und Verbrauch</b>						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	- 26,1%	- 27,1%	- 39,3% <sup>c</sup>			
Endenergieverbrauch (ggü. 2008)	- 12,5%	<sup>a</sup>	- 26,5% <sup>c</sup>		- 45% <sup>c</sup>	

<sup>a</sup> noch nicht verfügbar; <sup>b</sup> gemäß »Oster-Paket« aus 2022 soll die Stromversorgung bis 2035 zu nahezu 100% auf erneuerbaren Energien basieren; <sup>c</sup> gemäß Energieeffizienzgesetz vom 13. November 2023; BGBl. 2023, Nr. 39 vom 17. November 2023.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energiewirtschaft in Deutschland, Dezember 2024; BDEW, Die Energieversorgung 2024, Dezember 2024; Umweltbundesamt/AGEE-Stat, Aktuelle Schätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2024, Dezember 2024; EEG 2023 und RED II.

Strom nur schwer dekarbonisierbaren Bereichen ausgerichtet (vgl. Tab. 3).

Im Ergebnis ist festzuhalten: Eine ausgewogene Verfolgung der energiepolitischen Ziele hat zu keiner Zeit stattgefunden.

**WIDERSPRÜCHLICHKEIT DER ENERGIE- UND KLIMAPOLITIK IN DEN JAHREN SEIT 2010**

Das jüngste Energiekonzept einer Bundesregierung hatte die damals regierende Koalition aus CDU/CSU und FDP am 28. September 2010 vorgelegt. Darin heißt es u. a.: Wir setzen »auf eine ideologiefreie, technologieoffene und marktorientierte Energiepolitik«. Des Weiteren wird darin ausgeführt: »Die Diversifizierung von Energieträgern, Importländern und Importrouten gehört ebenso zu den zentralen Elementen deutscher Energieaußenpolitik wie die Flankierung grenzüberschreitender Energieinfrastruktur.« Das Gleichgewicht der Ziele – sicher, umweltschonend und bezahlbar – sollte beachtet werden. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit bei den Primärenergieträgern Öl und Erdgas sei sicherzustellen. Ferner wird die Bundesregierung, so der Wortlaut im Energiekonzept, »da-

her weiterhin die deutschen Unternehmen bei Infrastrukturprojekten, die der Diversifizierung der Energieversorgung dienen (z. B. Nordstream,...), politisch flankieren, um Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.«

Diesen Zielen ist die damalige Regierungskoalition aus CDU/CSU und FDP (2009 bis 2013) ebenso wenig gerecht geworden, wie die Koalitionen aus CDU/CSU und SPD (2013 bis 2021) sowie SPD, Bündnis 90/DIE GRÜNEN und FDP (2021 bis 2024). Paradox erscheint es aus heutiger Sicht vor allem, dass der Bau von Nord Stream als Maßnahme zur Diversifizierung und damit zur Erhöhung der Sicherheit der Energieversorgung deklariert wurde. Die durchgängige Widersprüchlichkeit der verfolgten Politiken kann exemplarisch mit einer Reihe weiterer zentraler Weichenstellungen der jeweiligen Regierungen belegt werden.

**Kernenergie: Ausstieg aus dem Ausstieg**

Die damalige Bundeskanzlerin hat den von ihr 2011 beschlossenen vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland mit dem Argument begründet, sie habe sich eine solche Katastrophe in einem

Tab. 3

Prioritäten der Energiepolitik im Spiegel der vergangenen Jahrzehnte: Fehlender Gleichklang der Ziele

Jahre	Priorität	Auslöser
1970er	<b>Versorgungssicherheit</b>	Ölpreiskrisen 1973/74 und 1979/80
1980er	<b>Klassischer Umweltschutz</b> mit Ziel einer Begrenzung der Schadstoffemissionen	Waldsterben
1990er	<b>Wirtschaftlichkeit</b>	Liberalisierungsinitiativen der EU zu den Strom- und Gasmärkten
Anfang 2000er bis 2021	<b>Klimaschutz</b>	Warnungen der Klimawissenschaftler vor einer drastischen Erhöhung der globalen Temperaturen
Seit 2022	<b>Versorgungssicherheit</b>	Angriffskrieg Russlands in Ukraine und <b>Klimaschutz</b> mit Wärmewende

Quelle: Zusammenstellung des Autors.

Hochtechnologieland wie Japan zuvor nicht vorstellen können. Diese Aussage kann jedoch nicht als sachgerechte Begründung für den U-Turn in der deutschen Kernenergiepolitik nach der Kernschmelze in Fukushima anerkannt werden. Der Tsunami übertraf die Auslegungsannahmen an dem Standort Fukushima deutlich. Es handelte sich also um Auslegungsdefizite und nicht um eine Katastrophe, die dem Restrisiko der Kernenergie zuordenbar wäre. Einem Tsunami, mit dem man in Japan an dem genannten Standort hätte rechnen müssen, kann Deutschland zudem nicht ausgesetzt werden. Hinzu kommt, dass wir weiterhin Strom aus unseren Nachbarländern beziehen, dessen Erzeugung zu großen Teilen auf Basis Kernenergie erfolgt. Dies gilt vor allem für Frankreich. 2023 basierten 65% der Stromerzeugung Frankreichs auf dem Einsatz von Kernenergie. Auch 2024 hat Deutschland, wie zuvor bereits 2023, mehr Strom importiert als in die Nachbarländer exportiert wurde. Im ersten bis dritten Quartal 2024 stand Frankreich im Kreis der Länder, aus denen Deutschland Strom bezogen hat, mit Lieferungen von etwa 15 TWh, an erster Stelle.

### Erdgas: Abhängigkeiten in Kauf genommen

Die Versorgung Deutschlands mit Erdgas war bis zum Jahr 2011 noch durch eine vergleichsweise ausgeglichene Verteilung auf verschiedene Lieferländer gekennzeichnet (vgl. Abb. 1). Im November 2011 hatte Nord Stream 1 den Betrieb aufgenommen. In der Folge hatte sich der Anteil Russlands an den Erdgasimporten Deutschlands von 32% im Jahr 2011 auf 52% im Jahr 2021 erhöht. Russland war damit nicht nur für Rohöl und Steinkohle sondern auch für Erdgas der für Deutschland mit Abstand wichtigste Energierohstofflieferant geworden. Eine Diversifizierung nach Lieferländern sieht anders aus. Im Jahr 2018, also nach der völkerrechtswidrigen Besetzung der Krim durch Russland im Jahr 2014, war der in Europa und insbesondere auch in den USA umstrittene Bau der Pipeline Nord Stream 2 von den zuständigen Behörden in Deutschland genehmigt worden. Mit der für 2022 vorgesehenen Inbetriebnahme dieses zusätzlichen Pipelinestrangs hätte sich die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Russland noch weiter vergrößert.

Als Konsequenz der kompletten Einstellung der Pipelinegaslieferung aus Russland Ende August 2022 mussten die Bezüge von Erdgas nach Deutschland neu geordnet werden. Dies wurde durch verstärkte Lieferungen von Pipelinegas aus Norwegen sowie durch massiv erhöhte Bezüge von LNG, zunächst insbesondere über die in Niederlande/Belgien/Nordfrankreich bestehenden und später ergänzend auch über die in Deutschland errichteten Importterminals geregelt. Nach Angaben des Bundesverbands der Gas- und Wasserwirtschaft (BDEW) stammten im Zeitraum 1. Januar bis 10. Dezember 2024 rund 87% der an

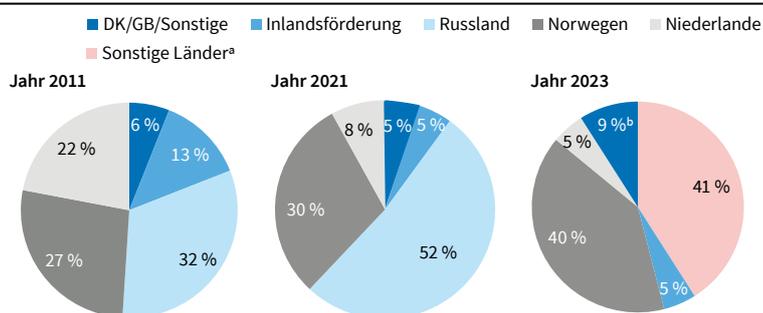
deutschen Küsten angelandeten LNG-Bezüge aus den USA (vgl. Abb. 2). Dabei handelt es sich um Erdgas, das zu weiten Teilen mittels der Fracking-Methode gefördert wird, deren Anwendung für die Gewinnung von Erdgas in Deutschland ausgeschlossen ist.

### Stromerzeugung: Schere zwischen Nachfrage und verfügbarer Leistung nimmt zu

Als entscheidender Grund für den gesetzlich geregelten Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland wird die Minderung der Treibhausgasemissionen genannt. Diese Begründung ist jedoch fragwürdig, da die Emissionen von CO<sub>2</sub> aus Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie durch das europäische Treibhausgas-Emissionshandelssystem (EU ETS-1) gedeckt sind. Die europäische Regelung garantiert eine sichere Einhaltung der Vorgaben. Die zusätzliche Anwendung von nationalem Ordnungsrecht mag zwar eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland bewirken. Ein wirksamer Beitrag zur Emissionsminderung im Geltungsraum des EU ETS-1 wird damit jedoch nicht erzielt. Vielmehr werden durch die Verhängung von nationalem Ordnungsrecht und einem EU-weit gültigen marktwirtschaftlichen Instrument zur Regelung

Abb. 1

#### Erdgasaufkommen zur Versorgung in Deutschland nach der Herkunft



<sup>a</sup> Nicht zuordenbare Importe via Belgien, Niederlande, Frankreich, Dänemark.

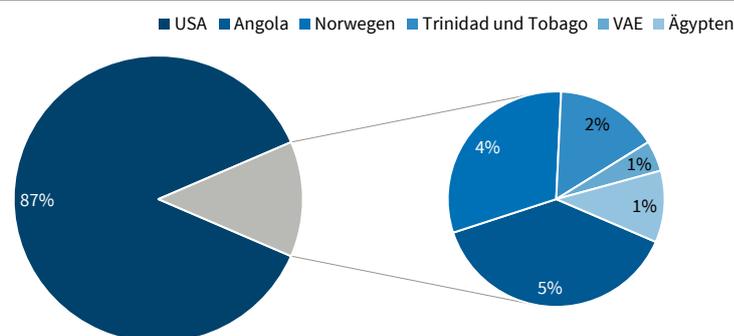
<sup>b</sup> In deutschen Häfen angelandete LNG-Importe.

Quelle: H.-W. Schiffer (Datenbasis: BAFA, Bruegel und eigene Schätzung für 2011 und 2021 sowie BDEW auf Basis ENTSOG und FNB für 2023).

© ifo Institut

Abb. 2

#### Verteilung der LNG-Liefermengen<sup>a</sup>



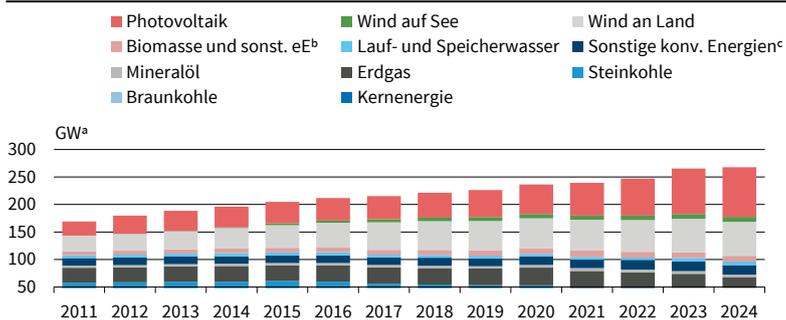
<sup>a</sup> Zeitraum: 1. Januar 2023 bis 10. Dezember 2024. Die Gesamtliefermenge basiert auf Daten der Fernnetzbetreiber und wird dann anhand der Ladekapazitäten der beobachteten LNG-Tanker und ihren Entsendehäfen den Herkunftsländern zugeordnet.

Quelle: Vesselfinder; BDEW; BGR; FNB.

© ifo Institut

Abb. 3

Installierte Nettonennleistung der Stromerzeugungsanlagen im deutschen Markt



<sup>a</sup> Jeweils zum 31. Dezember (Erneuerbare-Energien-Leistung 2024 zum 30. Juni 2024 erfasst).  
<sup>b</sup> 50 % des Abfalls als sonstige erneuerbare Energien gerechnet.  
<sup>c</sup> Pumpspeicher, 50 % des Abfalls, Grubengas, Wärme und sonstige Energieträger einschl. Batteriespeicher.  
 Quelle: Bundesnetzagentur. © ifo Institut

des gleichen Tatbestandes im Wesentlichen nur die Kosten des Klimaschutzes erhöht.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur mit Stand 21. November 2024 beträgt die installierte elektrische Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Markt 267,9 GW. Davon entfallen 178,1 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (vgl. Tab. 4). Deren Leistung hat sich in den vergangenen zehn Jahren verdoppelt. Demgegenüber ist die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl von 92,3 GW im Jahr 2014 auf 72,3 GW im Jahr 2024 gesunken (vgl. Abb. 3). Mit fortgesetztem Kohleausstieg vermindert sich die Leistung auf Basis dieser fossilen Energien, die den wesentlichen Anteil an der gesicherten Leistung ausmacht und zum Ausgleich der

fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis von Wind- und Solarenergie benötigt wird, in den nächsten Jahren weiter. Gleichzeitig ist aufgrund der wachsenden Elektrifizierung mit einer zunehmenden Nachfragelast zu rechnen. Damit öffnet sich die Schere zwischen der gesichert verfügbaren Leistung und der zu erwartenden Nachfrage.

Mit dem Kraftwerkssicherheitsgesetz, das 2025 erst noch in Kraft zu setzen ist, soll gewährleistet werden, dass der zur Bewahrung der Versorgungssicherheit notwendige Neubau an steuerbarer Kraftwerksleistung umgesetzt wird. Dabei wird auf Gaskraftwerke gesetzt, die für einen künftigen Betrieb ab der zweiten Hälfte der 2030er-Jahre für eine Umstellung auf den Einsatz von Wasserstoff geeignet sind. Dies erfordert einen Rückgriff auf erhebliche finanzielle Mittel aus dem Bundeshaushalt, um zum einen die vorzeitige Stilllegung der Kohlekraftwerke zu kompensieren und zum anderen die Errichtung von Gaskraftwerken zu gewährleisten. Dem Klimaschutz ist damit nicht gedient, da die Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle und Gas in Kraftwerken durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS-1) wirksam erfolgt. Mit diesem Instrument ist garantiert, dass die gesetzliche Vorgabe zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei den von diesem System erfassten Anlagen von 62% bis 2030 gegenüber dem Jahr 2005 sicher eingehalten wird. Allerdings sind die Methan- und CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Förderung des Erdgases und dessen Transport entstehen, vom EU ETS-1 nicht erfasst.

Tab. 4

Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2024

Energieträger	Installierte elektrische Nettoleistung in MW	Kraftwerke außerhalb des Strommarkts in MW	Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in MW
Braunkohle	15 190	-	15 190
Steinkohle	16 003	6 382	9 622
Erdgas	36 664	5 261	31 402
Mineralölprodukte	4 442	1 363	3 079
Pumpspeicher	9 870	-	9 870
Sonstige Energieträger <sup>a</sup>	5 019	8	5 010
Batteriespeicher	2 525	-	2 525
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>178 144</b>	<b>18</b>	<b>178 127</b>
davon:			
- Windkraft onshore	61 941	-	61 941
- Windkraft offshore	8 851	-	8 851
- Solare Strahlungsenergie	90 343	-	90 343
- Biomasse	9 491	12	9 479
- Wasser <sup>b</sup>	6 439	-	6 439
- Geothermie	50	-	50
- EE-Anteil am Abfall <sup>c</sup>	1 030	6	1 024
<b>Insgesamt</b>	<b>267 857</b>	<b>13 032</b>	<b>254 825</b>

<sup>a</sup> Nicht erneuerbar (am Strommarkt): 50 % der Leistung auf Basis Abfall (1 024,5 MW) sowie Grubengas (125 MW), Wärme (690 MW) und sonstige Energieträger (3 171 MW); <sup>b</sup> ohne Pumpspeicher; <sup>c</sup> 50 % der Leistung auf Basis Abfall (1 024,5 MW).  
 Hinweis: Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarkts verteilt sich mit 8 569 MW auf Netzreserve (davon 6 372 MW Steinkohle, 1 340 MW Erdgas und 857 MW Mineralölprodukte), mit 1 790 MW auf vorläufig stillgelegte Anlagen (davon 1 558 MW Erdgas, 196 MW Mineralölprodukte, 10 MW Steinkohle, 12 MW Biomasse, 12 MW Abfall und 2 MW Wärme), mit 1 375 MW auf Kapazitätsreserve (Erdgas) und mit 1 298 MW auf »besonderes netztechnisches Betriebsmittel« (988 MW Erdgas und 310 MW Mineralölprodukte).  
 In den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt sind Anlagen, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen, enthalten (insgesamt 4 504 MW, davon 3 625 MW Pumpspeicher, 829 MW Wasser und 50 MW solare Strahlungsenergie).

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste mit Stand 21. November 2024.

## Erneuerbare Energien: Strom aus Wind und Solar bleibt volatil

Für den Ausbau erneuerbarer Energien wurden politisch konkrete Ausbauziele vor allem für Stromerzeugungsanlagen auf Basis Wind und Solar festgelegt. So soll sich die Leistung der Anlagen von Ende 2024 bis 2030 bei Solar von 96 GW auf 215 GW, bei Wind onshore von 63 GW auf 115 GW und bei Wind offshore von 9 GW auf 30 GW erhöhen. Bei Realisierung dieser Vorgaben würde sich die Leistung der in Deutschland installierten Solar- und Windanlagen bis 2030 auf 360 GW vergrößern und damit gegenüber dem gegenwärtigen Stand mehr als verdoppeln. Dabei sehen die bestehenden Fördermechanismen eine finanzielle Vergütung auch für den Strom aus den neu zugebauten Anlagen vor, der nicht gebraucht wird. Solche Situationen entstehen – und zwar künftig vermehrt – vor allem in sonnenreichen Mittagsstunden. Die Netzbetreiber dürfen Solar- und Windparks abregeln, um das Stromangebot zur Vermeidung einer Gefährdung der Netzstabilität zu verringern. Die Betreiber der Anlagen erhalten Entschädigungen für die hypothetisch produzierte, tatsächlich jedoch nicht erzeugte Strommenge. Nach Angaben der Bundesnetzagentur belief sich der geschätzte finanzielle Ausgleich an Anlagenbetreiber für die Abregelung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2023 auf rund 580 Mio. Euro. Das Überangebot an Strom, das durch die Einspeisung aus zusätzlich installierten Solarmodulen entsteht, führt in solchen Fällen zudem zu negativen Preisen auf dem Großhandelsmarkt. Auch Batteriespeicher im Keller bewirken vielfach keine wesentliche Entlastung, weil sie an sonnenreichen Tagen schnell voll sind. Das bedeutet: Für die Verwertung des überschüssigen Stroms – etwa durch Abnehmer im Ausland – muss Geld bezahlt werden. Und auch für diesen Strom, dessen gesamtwirtschaftlicher Wert negativ ist, trägt der Verbraucher die Kosten. Damit ist eine Umverteilung finanzieller Mittel von Verbrauchern in Mietwohnungen zugunsten der Eigentümer von Einfamilienhäusern, die Rooftop-Solarpanels installiert haben, verbunden.

Andererseits führen verstärkt vorkommende Dunkelflauten zu extrem hohen Preisen für Strom an den Großhandelsmärkten. Solche Situationen treten auf, wenn eine vergleichsweise hohe Nachfrage auf eine witterungsbedingt geringe Einspeisung von Strom aus Solar- und Windanlagen trifft. Beispielhaft kann die Zeit vom 5. bis 7. November 2024 genannt werden (vgl. Abb. 4). Diese Tage waren durch schwache Windverhältnisse und eine geringe Sonneneinstrahlung gekennzeichnet. Am 7. November erreichte der Börsenstrompreis in Deutschland am Day-Ahead-Markt zwischenzeitlich mehr als 800 Euro/MWh. Am Abend des 12. Dezember 2024 kletterte der Strompreis zwischen 17 und 18 Uhr auf 936 Euro/MWh und damit auf einen neuen Rekordwert, mit dem sogar die Spitzennotierungen zum Höhepunkt der Energiekrise im Jahr 2022 übertroffen wurden.

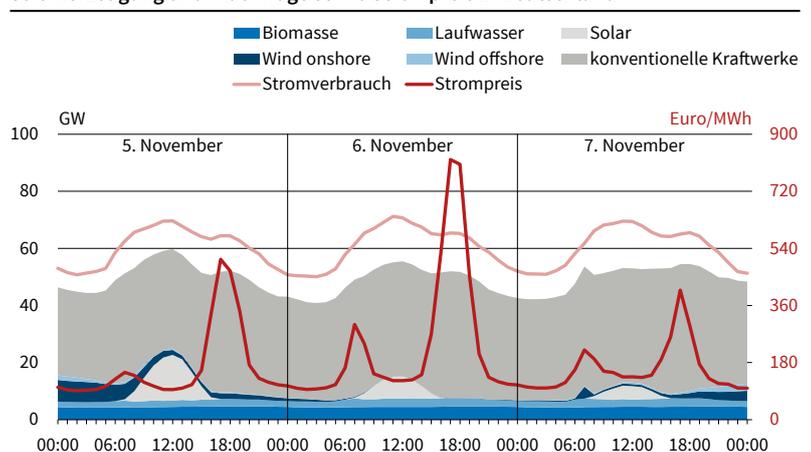
## EU ETS-2 ergänzt EU ETS-1

Zur Einhaltung des Klimaziels der Europäischen Union, das auf eine Minderung der gesamten Treibhausgasemissionen der Gemeinschaft um 55% bis 2030 im Vergleich zu 1990 ausgerichtet ist (Fit-for-55-Paket), ist in Ergänzung zu dem bestehenden EU ETS-1 ein neues Emissionshandelssystem zur Begrenzung der Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Energien in Gebäuden, im Straßenverkehr und in zusätzlichen Sektoren geschaffen worden (EU ETS-2). Dieses EU ETS-2 soll im Jahr 2027 starten. Im Dezember 2024 hat die Europäische Kommission eine Entscheidung zur Festlegung der EU-weiten Menge an Emissionszertifikaten für dieses neue System getroffen. Danach wird sich die Obergrenze für das Jahr 2027 auf 1 036 288 784 Zertifikate (ein Zertifikat entspricht einer Tonne CO<sub>2</sub>) belaufen. Diese Berechnung basiert auf den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in den ETS-2-Sektoren in den Jahren 2016 bis 2018. Die Emissionsobergrenze für das Jahr 2028 soll zu einem späteren Zeitpunkt festgelegt werden. Nach Angaben der EU-Kommission sollen hierfür die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Jahren 2024 bis 2026 berücksichtigt werden. Die Scharfschaltung des EU ETS-2 kann einmalig auf 2028 verschoben werden, wenn die Gas- und Ölpreise sehr hoch sein sollten.

Das EU ETS-2 gilt nicht nur für die EU-Mitgliedstaaten, sondern auch für die Länder des Europäischen Wirtschaftsraums und der Europäischen Freihandelsassoziation. Anders als das EU ETS-1 knüpft das EU ETS-2 nicht an den Emissionen der Anlagen an; Verpflichtungen zur Abgabe von Zertifikaten unterliegen vielmehr diejenigen Unternehmen, die Gas und Öl in Verkehr bringen. Diese geben die damit verbundene Belastung im Produktpreis an die Verbraucher weiter. Es ist beabsichtigt, ab 2027 die vorgesehene Zertifikatmenge jedes Jahr linear um 5,10% beziehungsweise ab 2028 um 5,38% gegenüber der Referenzmenge zu senken. Damit soll gewährleis-

Abb. 4

### Stromerzeugung und -nachfrage sowie Strompreis in Deutschland<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Zeitraum: 5. bis 7. November 2024

Quelle: Agora Energiewende, Agorameter.

© ifo Institut

tet werden, dass die Gesamtmenge an Emissionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr bis 2030 im Vergleich zu 2005 um 43% zurückgeht, in den übrigen Sektoren um 42%.

Das in Deutschland bestehende nationale Brennstoffemissionshandelssystem (nEHS), das 2021 mit Festpreisen für CO<sub>2</sub> eingeführt worden war, soll in dieses europäische System integriert werden, wobei im Unterschied zum nEHS im EU ETS-2 weder Festpreise noch ein Preiskorridor vorgesehen sind. Im Ergebnis ist also die Einhaltung der europäischen Klimaziele, vor allem des 55%-Ziels bis 2030, durch dieses marktwirtschaftliche Instrumentarium gewährleistet. Die Belastungen für die Verbraucher, die sich mit den zu erwartenden steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen erhöhen dürften, sollten durch Auszahlung eines Klimageldes, das sich aus den Einnahmen für die versteigerten Zertifikate speist, ausgeglichen werden. Mit einheitlicher Bemessung pro-Kopf der Bevölkerung könnte zudem ein sozialer Ausgleich geleistet werden, da finanziell besser gestellte Bevölkerungsschichten in der Regel einen höheren Brenn- und Treibstoffverbrauch haben als finanziell schwächer aufgestellte Kreise.

Auch Kompensationsmaßnahmen zugunsten der Wirtschaft könnten aus den Einnahmen der Treibhausgas-Emissionshandelssysteme finanziert werden, um Wettbewerbsnachteile auszugleichen, die durch Produktion in der EU aufgrund höherer CO<sub>2</sub>-Kosten im Vergleich zu Standorten außerhalb der Gemeinschaft bestehen. Bisher erhalten die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen den überwiegenden Teil der im Rahmen des EU ETS-1 benötigten Zertifikate kostenlos. Diese kostenlose Zuteilung soll ab 2026 über einen Zeitraum von neun Jahren schrittweise reduziert werden und bis zum Jahr 2034 komplett entfallen. Zur Vermeidung von *Carbon Leakage*, also der Verlagerung von Emissionen aufgrund der in Drittstaaten nicht oder geringer bepreisten CO<sub>2</sub>-Emissionen, ist zum 1. Oktober 2023 ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem (*Carbon Border Adjustment Mechanism* – CBAM) eingeführt worden. Mit dem CBAM soll erreicht werden, dass für Treibhausgasemissionen bestimmter, in die EU eingeführter Güter der gleiche Kohlenstoffpreis bezahlt wird wie im EU ETS-1.

Ab 2026 müssen Importeure für direkte, herstellungsbedingte (graue) Emissionen von bestimmten Einfuhrgütern, wie Zement, Strom, Düngemittel, Wasserstoff, Eisen und Stahl sowie Aluminium, sowie auch für indirekte Emissionen von Strom, Zement und Düngemitteln einen finanziellen Ausgleich zahlen, soweit CO<sub>2</sub> im Herkunftsland niedriger bepreist wird als in der EU. Damit soll neben der Schaffung eines *Level-Playing-Fields* ein Anreiz zur Stärkung der Klimaschutzbemühungen in Drittländern und zur Anwendung von emissionsärmeren Technologien durch die Herstellung von Erzeugnissen geschaffen werden, die für die EU bestimmt sind. Das System kommt, sofern es Bestand hat, allerdings zunächst nur für die ausgewählten Güter zur Anwendung. Zudem bietet

das Instrument in der gegenwärtig vorliegenden Ausgestaltung keinen Ausgleich beim Export von Gütern aus der EU in Drittländer.

Im Verkehrssektor erübrigt sich mit Einführung des EU ETS-2 die Notwendigkeit, die für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bestehenden Vorgaben zu Flottengrenzwerten aufrecht zu erhalten. Bei Abschaffung dieses Systems würden ansonsten anfallende Strafzahlungen bei Überschreiten der Grenzwerte in Höhe mehrerer Hundert Millionen Euro vermieden und damit Schaden von den Herstellern von Fahrzeugen abgewendet. Mit Fortführung des EU ETS-2 über 2030 hinaus kann auch die ordnungsrechtliche Vorgabe in Frage gestellt werden, der zufolge ab 2035 neu zugelassene Pkw kein CO<sub>2</sub> mehr ausstoßen dürfen. Das marktwirtschaftliche Instrument des *Cap and Trade*, das die Höhe der Emissionen verlässlich begrenzt, ist dem Ordnungsrecht in Bezug auf Kosteneffizienz deutlich überlegen. Vergleichbar gilt dies auch für die nationale Vorgabe gemäß Gebäudeenergiegesetz, der zufolge bei Neubau oder Heizungs austausch 65% des Heizenergiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken sind.

### **EU-Bestimmungen machen nationale Vorgaben entbehrlich**

Grundsätzlich, also nicht nur in diesem Bereich, sollte gelten, dass nationale Vorgaben sich erübrigen, wenn EU-Bestimmungen einen Sachverhalt wirksam regeln. Das stellt auch die nationalen Ziele in Frage, denen zufolge die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2030 um 65% im Vergleich zum Stand des Jahres 1990 zu begrenzen sind und Klimaneutralität bis 2045 hergestellt werden soll. Das genannte *Fit-for-55*-Paket sieht Klimaneutralität für die Europäische Union bis 2050 vor. Wenn Deutschland Klimaneutralität zu einem früheren Termin erreicht, was aus heutiger Sicht nicht unbedingt realistisch erscheint, wird es für die anderen Staaten der Gemeinschaft leichter, ihre Anstrengungen auf das EU-Ziel auszurichten. Dem Klimaschutz wäre insoweit mit einer nationalen Vorreiterrolle Deutschlands nicht gedient.

### **SCHLUSSFOLGERUNGEN**

Die nach der am 23. Februar 2025 anstehenden Wahl zum 21. Deutschen Bundestag gebildete Bundesregierung sollte eine Neuausrichtung der Energie- und Klimapolitik vornehmen. Leitlinie muss die gleichrangige Verfolgung der Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit sowie Umwelt- und Klimaschutz sein. Dabei sollte auf mehr Markt anstelle zunehmender Staatseingriffe, wie Verbote oder Gebote für bestimmte Technologien, gesetzt werden. Soweit europäische Regelungen bestehen, kann auf zusätzliches national angelegtes Mikromanagement verzichtet werden. Bei der Energierohstoffversorgung ist eine breite Diversifizierung nach Energien sowie nach

Herkunftsländern anzustreben. Eine Absicherung der Versorgung mit kritischen mineralischen Rohstoffen, die für die Transformation der Energieversorgung eine zunehmende Rolle spielen, ist ebenfalls von zentraler Bedeutung. Es wäre geboten, das inzwischen entstandene Übermaß an quantitativen Zielen zu durchforschten und auf EU-weit harmonisierte Vorgaben auszurichten. Der Schwerpunkt sollte auf die Umsetzung der Ziele statt auf immer weitere Verschärfungen gelegt werden. Zur Sicherung der Stromversorgung ist die Einführung eines technologieoffenen, wettbewerblich und europaweit harmonisierten Kapazitätsmarktes von zentraler Bedeutung. Das Design der Förderung

erneuerbarer Energien ist an die veränderten Verhältnisse anzupassen. Die Flexibilisierung und Digitalisierung müssen verstärkt werden. Möglichkeiten zur Begrenzung der Strompreise sollten genutzt werden – etwa durch Bau von Freileitungen beim notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze. Bei internationalen Klimaverhandlungen sollte der Fokus auf eine globale Bepreisung von Kohlendioxid gelegt werden, um Wettbewerbsnachteilen von Unternehmen in Europa zu begegnen. Die neu formierte Bundesregierung sollte unter Berücksichtigung der genannten Eckpunkte mit der Erstellung eines Energieprogramms ein konsistentes energie- und klimapolitisches Konzept vorlegen.