

# »» Raus aus der fossilen Stromerzeugung – wo steht Europa heute?

Nr. 459, 11. April 2024

Autoren: Dr. Daniel Römer, Telefon 069 7431-6326, [daniel.roemer@kfw.de](mailto:daniel.roemer@kfw.de)

Dr. Milena Schwarz, [milena.schwarz@svr-wirtschaft.de](mailto:milena.schwarz@svr-wirtschaft.de)

Bis 2050 möchte Europa als erster Kontinent klimaneutral sein. Gemäß den jüngst veröffentlichten Zwischenzielen strebt die Europäische Union an, den Stromsektor bereits bis zum Jahr 2040 nahezu vollständig zu dekarbonisieren. Wie ist es also aktuell um die Dekarbonisierung der Stromversorgung in Europa bestellt?

Es sind bereits wichtige Fortschritte zu verbuchen. So konnte in den letzten 30 Jahren der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck einer produzierten Kilowattstunde Strom halbiert werden. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten hat 2023 zu einem Rekordjahr gemacht: Fast die Hälfte des Stroms in Europa (44 %) wurde regenerativ erzeugt. Auch dass der europäische Strommarkt den wachsenden Anteil dezentraler und fluktuierender Erzeugungskapazitäten erfolgreich integrieren und den Wegfall russischen Erdgases kompensieren konnte, ist als Erfolg zu werten.

Die Stromerzeugung unterscheidet sich in den einzelnen europäischen Ländern teilweise recht deutlich. So gibt es Länder, in denen nie ein Kohlekraftwerk stand – und solche, die noch keinen Ausstieg aus der Kohle beschlossen haben. Auch mit Blick auf die Kernenergie gibt es unterschiedliche Herangehensweisen, die vom Ausstieg bis zum Neueinstieg reichen. Eines ist jedoch klar: Erneuerbare Energien müssen zukünftig die Hauptenergiequelle der europäischen Stromerzeugung sein – und in allen Ländern des Kontinents stärker ausgebaut werden. Die erneuerbar erzeugte Strommenge muss bis zum Jahr 2040 um 7,5 % pro Jahr ansteigen, gegenüber 5 % in den vergangenen 17 Jahren.

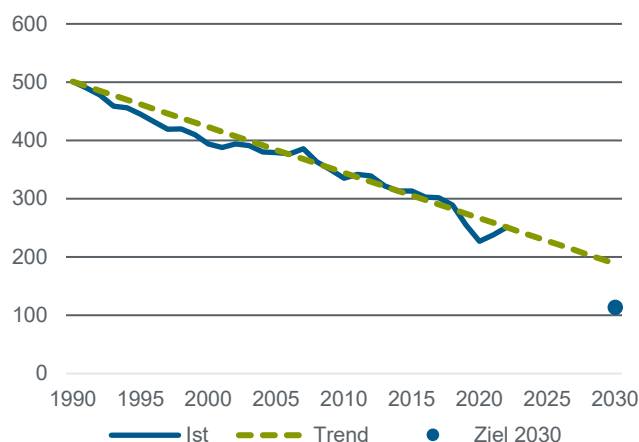
## Klimaneutrale Stromversorgung zentraler Baustein der Transformation

Das europäische Bekenntnis zur Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts erfordert als Herzstück eine grundlegende Transformation der Stromerzeugung – im Wesentlichen durch die Bereitstellung von Strom auf Basis von Sonne und Wind. Kürzlich hat die EU neue Zwischenziele für das Jahr 2040 kommuniziert. So sollen bis dahin die Treibhausgasemissionen um 90 % gegenüber 1990 gesenkt werden – und der Stromsektor nahezu vollständig dekarbonisiert sein.<sup>1</sup>

Europa hat sich bereits auf den Weg gemacht. Wurden im Jahr 1990 noch 500 g CO<sub>2e</sub> pro kWh Strom emittiert, waren es im Jahr 2022 nur noch 251 g – und somit etwa die Hälfte. Der rückläufige Trend seit 1990 ist dabei recht konstant. Nur während der Corona-Pandemie war die CO<sub>2e</sub>-Intensität aufgrund eines kurzzeitig reduzierten Strombedarfs etwas

stärker zurückgegangen, da hierdurch vor allem die teuren fossilen Kraftwerke zurückgefahren wurden (Grafik 1).

Grafik 1: CO<sub>2e</sub>-Intensität von Strom in der EU



Quelle: Eurostat

Dieser durchaus beachtliche Erfolg ist auch auf das im Jahr 2005 eingeführte europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS) zurückzuführen, das europaweit rund 9.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst. In Summe sind diese Anlagen für rund 40 % der Treibhausgasemissionen in Europa verantwortlich.<sup>2</sup>

Durch den Emissionshandel wurden bereits früh klare Signale gesetzt, dass eine fossile Stromerzeugung keine Zukunft hat. Spätestens als der Zertifikatspreis im letzten Jahr ein Niveau von 100 EUR pro Tonne CO<sub>2</sub> erreicht hatte, setzte er auch wirtschaftliche Anreize für einen Ausstieg aus der fossilen Stromversorgung. Wenngleich jüngst wieder deutliche Preisrückgänge zu verzeichnen waren, werden bis zum Ende des Jahrzehnts Preise von deutlich über 100 EUR pro Tonne erwartet.<sup>3</sup>

Bis zum Jahr 2039 ist eine Absenkung der Emissionsmengen auf null geplant, was zu weiteren Anstiegen des CO<sub>2</sub>-Preises führen dürfte.<sup>4</sup> Ein weiterer Preisanstieg wäre auch volkswirtschaftlich wichtig, da die globalen sozialen Kosten zuletzt mit rund 130 bis 300 EUR pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> beziffert wurden.<sup>5</sup>

Es zeigt sich aber auch: Das bisherige Tempo der Emissionsreduktion ist deutlich zu langsam, um das für das Jahr 2030 angestrebte Niveau von 110–118 g CO<sub>2e</sub> pro kWh zu

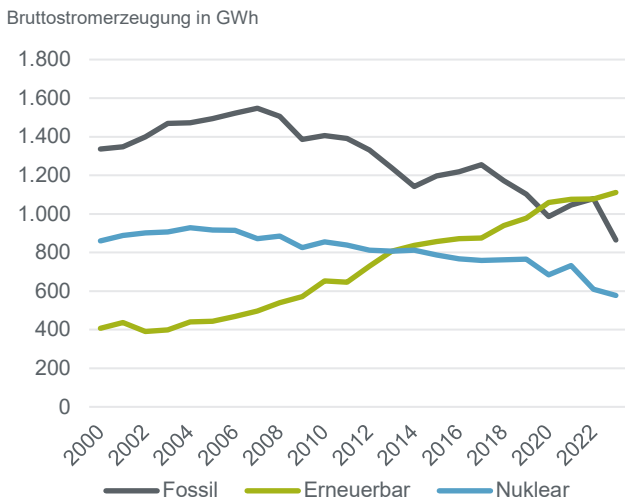
erreichen. Will Europa die eigenen Ziele erreichen, muss die jährliche Absenkung der CO<sub>2</sub>-Intensität bis zum Ende des Jahrzehnts mehr als doppelt so hoch ausfallen wie bisher.

Die Zielerreichung erfordert somit ausgehend vom heutigen Niveau einen deutlichen Ausbau klimafreundlicher Erzeugungskapazitäten. Auch hier stimmt die generelle Richtung. Weltweit stammten im Jahr 2022 beeindruckende 83 % des Kapazitätszuwachses in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, das sind insgesamt 295 GW. Immerhin 20 % hiervon entfallen auf den europäischen Kontinent (58 GW), das ist deutlich mehr als in Nordamerika (29 GW) und wird nur durch den massiven Ausbau in China übertroffen (141 GW).<sup>6</sup>

**Erneuerbare im Jahr 2023 erstmalig vor fossiler Energie**

In Europa lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung im Jahr 2020 erstmalig über dem Anteil der fossilen Energien. Im vergangenen Jahr 2023 haben die Erneuerbaren einen neuen historischen Höchstwert erzielt, nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa (Grafik 2).

**Grafik 2: Energieträgeranteile bei der europäischen Stromerzeugung seit 2000**



Quelle: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

Rund 44 % des in der EU erzeugten Stroms stammte im letzten Jahr aus erneuerbaren Energien, der Anteil der fossilen Energieträger lag bei 34 %. Die verbleibenden rund 23 % entfallen auf Strom aus Kernenergie.

Grafik 2 zeigt zudem klare Trends. Seit rund 15 Jahren ist die fossil erzeugte Strommenge rückläufig, ebenso wie die Leistung der Kernenergie.

Der Anteil der Erneuerbaren ist hingegen kontinuierlich ansteigend. Der Anstieg ist vor allem getrieben durch Wind und Solar, die im Jahr 2022 erstmalig einen größeren Anteil an

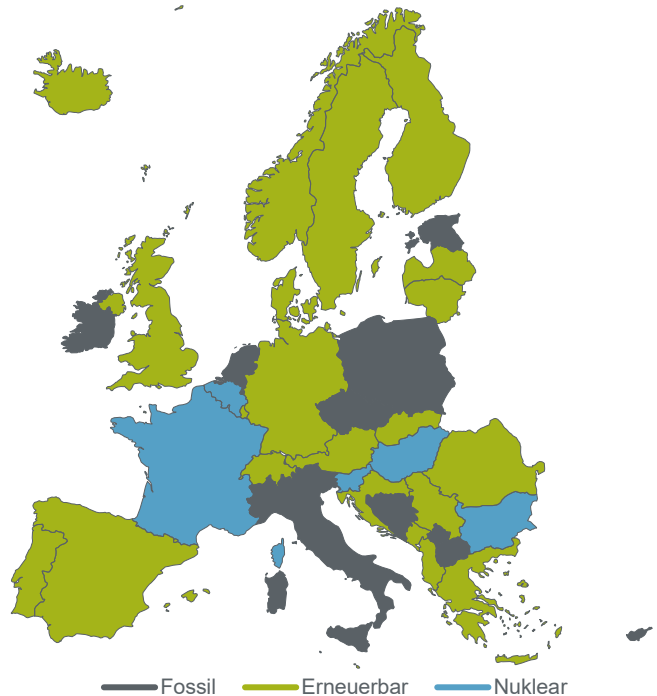
der Stromerzeugung hatten als die Gaskraftwerke – ein beachtlicher Erfolg des Ausbaus.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist hingegen eher stabil. Hier ist das Potenzial weitestgehend ausgereizt und wenig Zubau möglich.

**Gemischtes Bild mit Blick auf die Stromerzeugung in den verschiedenen europäischen Mitgliedsstaaten**

Die Stromerzeugung in den verschiedenen Ländern ist recht heterogen. Von den 27 EU-Mitgliedsstaaten erzeugt eine knappe Mehrheit von 14 Staaten den Strom hauptsächlich aus erneuerbaren Energien (Grafik 3). Von diesen Ländern sind 5 erst in den letzten vier Jahren dazugekommen: Griechenland, Spanien, Slowenien, Litauen – und Deutschland.

**Grafik 3: Hauptenergieträger der Stromerzeugung in den europäischen Ländern im Jahr 2023**

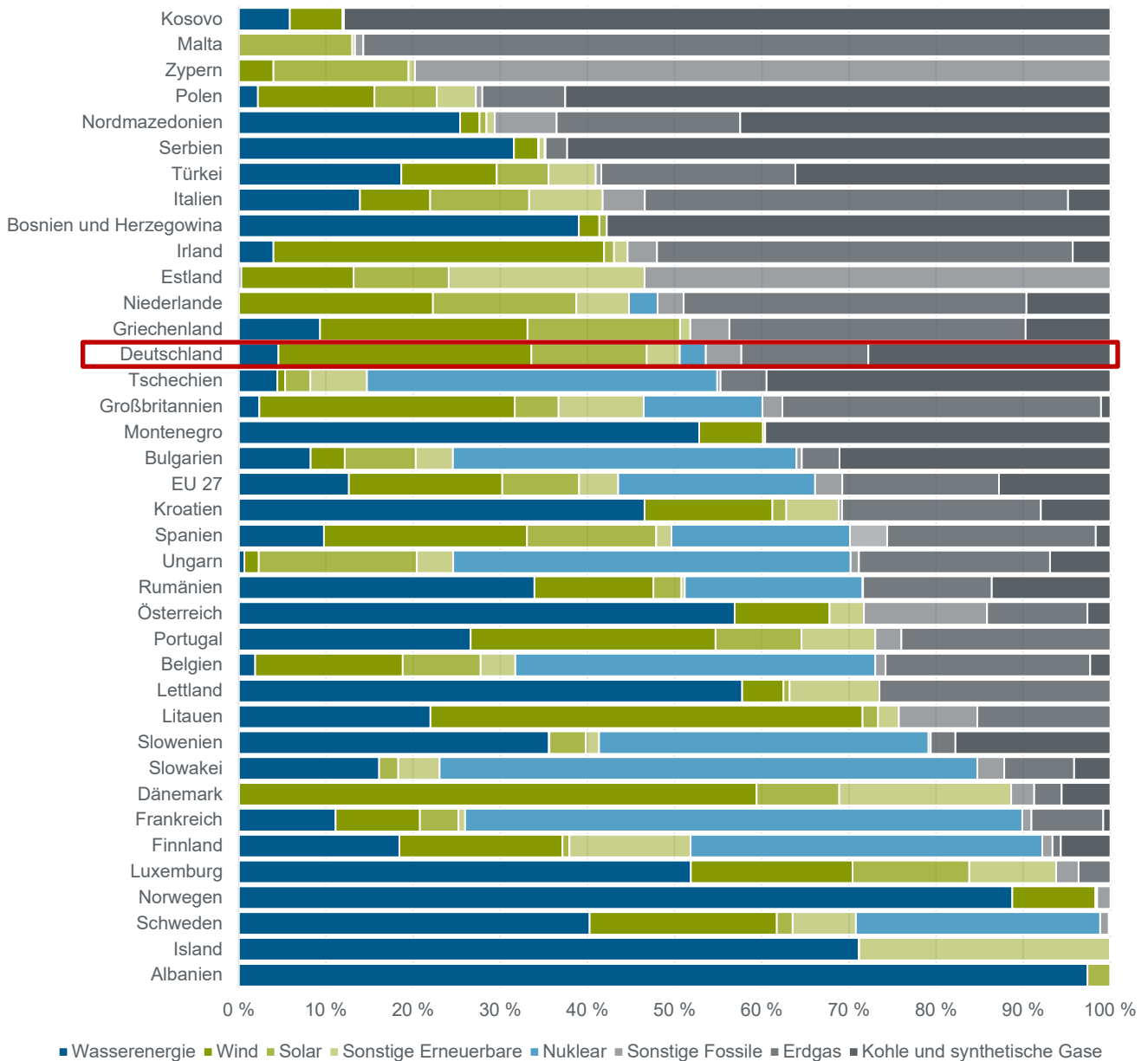


Quelle: Geographische Daten: © EuroGeographics 2024; Stromerzeugung: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

Von den Ländern mit erneuerbaren Energien als Hauptenergieträger gibt es solche mit historisch gewachsener großer Kapazität der Wasserkraft, wie Österreich (56 % der Stromerzeugung), Lettland (55 %), Luxemburg (51 %), Kroatien (45 %) oder Schweden (40%). In den anderen Ländern liegt das größte Gewicht auf Windkraftanlagen, mit den größten Anteilen in Dänemark (59 %), Litauen (49 %) und Portugal (28 %).

Grafik 4: Energiemix in der Stromerzeugung in europäischen Ländern im Jahr 2023

Anteile an der Nettostromerzeugung



Quelle: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023.

Solarenergie ist derzeit in keinem der Länder für mehr als 20 % der Stromversorgung verantwortlich. Daneben gibt es fünf weitere EU-Länder, die mehrheitlich Strom aus Kernenergie nutzen: Frankreich, Belgien, die Slowakei, Ungarn und Bulgarien. Insgesamt acht Länder, darunter Italien, die Niederlande und Polen, erzeugen ihren Strom noch hauptsächlich auf Basis fossiler Energieträger wie Kohle und Gas. Hier ist zugleich der größte Anpassungsbedarf des Stromsystems verortet.

### Der Kohleausstieg in Europa

In Grafik 4 wird der individuelle Strommix der europäischen Länder dargestellt, wobei diese nach den Anteilen der fossilen Stromerzeugung gelistet sind. Das europäische Spektrum in Bezug auf die aktuelle Kohleverstromung reicht dabei von Ländern ohne aktive Kraftwerke bis zu Ländern wie Polen mit

einem Kohlestromanteil von knapp zwei Dritteln. Deutschland reiht sich hierbei mit 28 % im Mittelfeld ein. Allerdings wurde auch im Jahr 2023 innerhalb der EU absolut betrachtet noch immer am meisten Kohle in Deutschland verbrannt: Rund 40 % des Kohlestroms der EU stammt aus Deutschland (Grafik 5).

Bis spätestens 2038 soll das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland vom Netz gehen. In Belgien ist der Ausstieg bereits 2016 erfolgt, in Österreich und Schweden sind die letzten Kohlekraftwerke im Jahr 2020 Jahr vorzeitig stillgelegt worden, und auch Portugal erzeugt Strom seit 2021 ohne Kohlekraftwerke. Bis 2030 wollen unter anderem Frankreich, Italien und Spanien folgen.

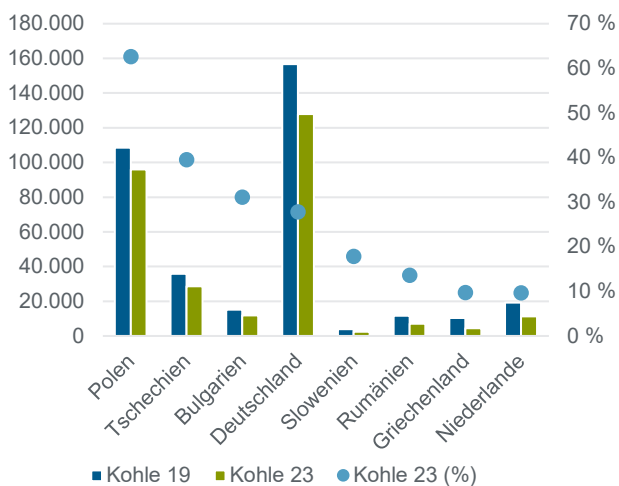
Ein Ausstieg in den 2030er-Jahren ist neben Deutschland inzwischen auch in Tschechien, Kroatien, Slowenien, Bulgarien und Rumänien geplant. Noch keine konkreten Ausstiegspläne gibt es unter anderem in Polen, wo in 2023 immerhin 30 % des europäischen Kohlestroms erzeugt wurde. Vielmehr ist derzeit noch geplant, den staatseigenen Kohleabbau bis zum Jahr 2049 zu fördern.<sup>7</sup> Seit dem Regierungswechsel Ende 2023 zeichnet sich allerdings ein politischer Umschwung in Richtung einer klimafreundlichen Stromerzeugung ab.<sup>8</sup> Hierbei gilt es, Interessenskonflikte durch den eigenen Kohleabbau beizulegen – wie dies etwa in Deutschland durch das Kohleausstiegsgesetz mit aufwändigen Entschädigungen erfolgte.

Weitere Länder mit relevanter Kohleverstromung sind Tschechien und Bulgarien, wo auch der Anteil am nationalen Strommix bei über 30 % liegt – nur in Polen ist er höher. Beide Länder verzeichneten jedoch zuletzt einen Rückgang der Kohle, der Ausstieg ist auf das Jahr 2033 (Tschechien) bzw. 2040 (Bulgarien) datiert. Insbesondere der späte Ausstieg in Bulgarien, wo zudem die ältesten und emissionsintensivsten Kraftwerke stehen, steht im Konflikt mit den europäischen Zielen und dürfte so nicht zu halten sein.

Hierbei wird auch die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise relevant sein. Denn ein Ausstiegsdatum für Kohle reduziert zwar die Unsicherheit für die Marktteilnehmer, muss aber nicht zwangsläufig politisch festgelegt werden. Das EU-EHS macht in allen Nationen insbesondere Braunkohlekraftwerke bei hinreichend hohen CO<sub>2</sub>-Preisen unwirtschaftlich. In Deutschland ist dies bereits ab einem Preis von 60 EUR je Tonne CO<sub>2</sub> gegeben.<sup>9</sup> Es ist somit davon auszugehen, dass die Kohle auf längere Sicht vollkommen verschwinden wird, zumal die EU in ihren Klimazielen für 2040 eine Kohleausstieg festgehalten hat.<sup>10</sup>

**Grafik 5: EU-Länder mit den größten Kohlestromanteilen**

Hinweis: Links erzeugter Strom in GWh, rechts Anteil am nationalen Strommix



Quelle: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

**Erdgas im Brückeneinsatz**

Im europäischen Vergleich hat die gasbasierte Stromerzeugung in Deutschland zwar absolut betrachtet großes

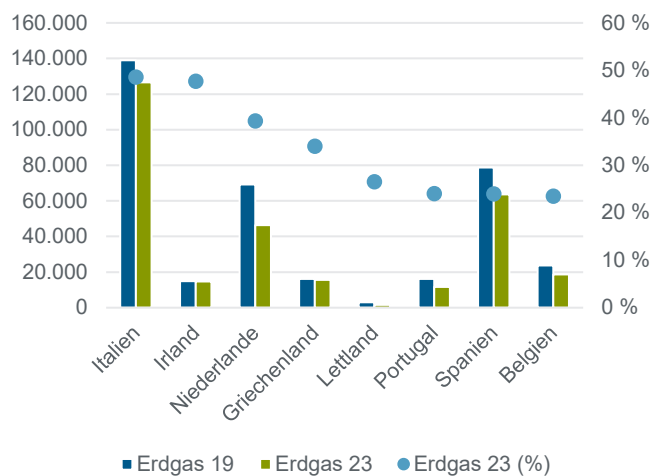
Gewicht, nur in Spanien und Italien wird mehr Strom auf Basis von Gas erzeugt (Grafik 6). Der relative Anteil am nationalen Strommix liegt allerdings mit 14,6 % in Deutschland unter dem europäischen Durchschnitt. Gas ist der einzige Energieträger, der ausnahmslos in allen europäischen Ländern eingesetzt wird. Auch in Zypern, wo bisher fast ausschließlich auf Basis von Schweröl Strom erzeugt wurde, wurde im Jahr 2021 mit dem Bau eines Gaskraftwerkes begonnen.<sup>11</sup>

Erdgas genießt einen Ruf als Brückentechnologie zur Klimaneutralität. Durch den Ukraine-Krieg ist ein neues Verhältnis zu Gas entstanden, da Russland als verlässlicher und günstiger Gaslieferant weggefallen ist. In Reaktion wurde der Aufbau von LNG-Terminals in Europa und auch in Deutschland beschleunigt. Durch die aufwändigeren Importe über LNG-Tanker ist Gas auch teurer geworden. Zudem besitzt es die zweithöchste CO<sub>2</sub>-Intensität, die je nach Fördermethode und Transportweg sich sogar dem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Kohle annähert. Daher müssen Gaskraftwerke perspektivisch wasserstofffähig („H<sub>2</sub>-ready“) sein, um auch noch Mitte des Jahrhunderts zum Einsatz kommen zu können.

Die Stärke der Gaskraftwerke liegt dabei im Gegensatz zu Kohle- oder Nuklearstrom in ihrer kurzfristigen Steuerbarkeit. Hierdurch sind sie eine gute und notwendige Ergänzung zur Kompensation der fluktuierenden Energieerzeugung auf Basis von Sonne und Wind. In Deutschland wurde gerade im Rahmen der Kraftwerksstrategie der Neubau von modernen und wasserstofftauglichen Gaskraftwerken im Umfang von 10 GW beschlossen.

**Grafik 6: EU-Länder mit den größten Erdgasanteilen**

Hinweis: Links erzeugter Strom in GWh, rechts Anteil am nationalen Strommix



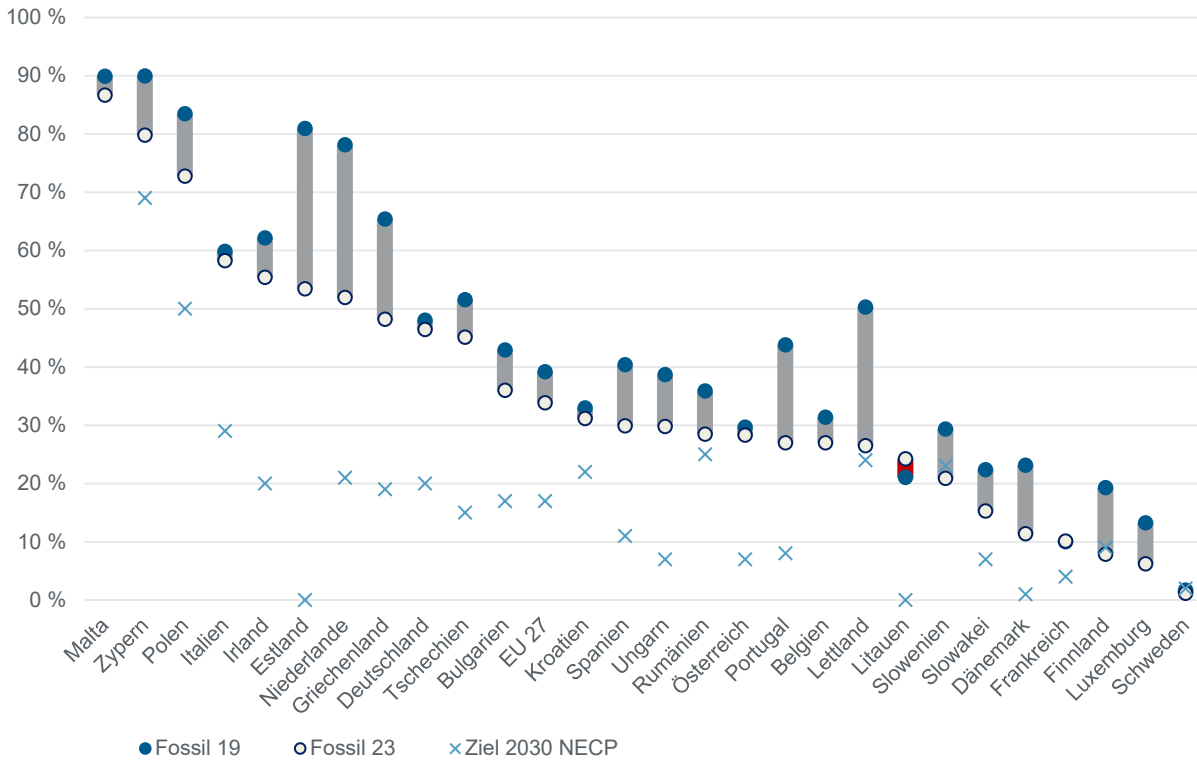
Quelle: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

**Genereller Rückgang fossiler Energieträger**

Insgesamt zeigt sich, dass viele europäische Länder ihren fossilen Anteil an der Stromerzeugung deutlich reduzieren konnten. Gab es vor vier Jahren noch acht Länder mit mindestens 60 % Strom aus fossilen Energieträgern, sind es heute noch drei: Zypern, Malta und Polen (Grafik 7).

**Grafik 7: Rückgang fossiler Energieträger**

Hinweis: Anteile fossiler Energieträger an der nationalen Stromerzeugung, Rückgang in grau, Anstieg in rot gekennzeichnet.



Quellen: National Energy and Climate Plans (NECPs) der Europäische Kommission, wenn verfügbar; Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

Mit Blick auf Deutschland zeigt sich, dass der Ausbau der Erneuerbaren in den letzten vier Jahren vor allem zur Kompensation der wegfallenden Kernkraft genutzt wurde und der Anteil der fossilen Energie nur leicht gesunken ist. In Österreich und Italien war der Rückgang der fossilen ähnlich gering.

Ein weiteres Fortschreiten des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird jedoch künftig Kohle und Gas verdrängen und den fossilen Anteil in Deutschland deutlich unter die 50%-Marke drücken – und unter den EU-Durchschnitt. Dies ist auch angesichts der nationalen Ziele für das Jahr 2030 erforderlich. Bis dahin möchte Deutschland seinen Strom zu 80 % auf Basis erneuerbarer Energien erzeugen.

Die Nationalen Energie- und Klimapläne geben Hinweise darauf, wie die weitere Entwicklung bis 2030 aussehen wird. Hier zeigt sich ein weiterer deutlicher Rückgang der fossilen Energieträger ab.

**Unterschiedliche Wege bezüglich Kernenergie**

Mit Blick auf die Kernenergie verfolgen die Länder in Europa sehr unterschiedliche Strategien. Einige Länder wie Italien, Portugal oder Österreich haben bisher von der Nutzung von Kernkraftwerken abgesehen. In Österreich beispielsweise ist die politische Haltung Ergebnis eines Volksentscheides aus dem Jahr 1978, als sich eine knappe Mehrheit gegen die Inbetriebnahme eines bereits fertiggestellten Kernkraftwerkes aussprach.<sup>12</sup>

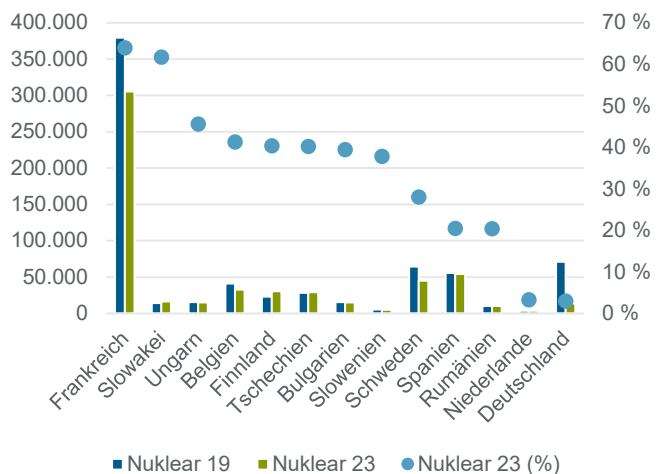
In Deutschland ist im letzten Jahr der letzte Kernreaktor vom Netz gegangen. Das Risiko von Reaktorkatastrophen wie 2011 in Fukushima sowie die ungelöste Herausforderung der

Endlagerung haben dazu geführt, dass Deutschland seine Energie in Zukunft ohne Kernkraft erzeugen will und in der Energieversorgung in erster Linie auf Erneuerbare setzt, abgesichert durch Gaskraftwerke.

Nach dem Kernenergieausstieg Deutschlands erzeugen noch 12 EU-Länder Strom aus Kernkraftwerken. Insgesamt stehen in der EU 100 Kernreaktoren mit einer installierten Gesamtleistung von rund 100 GW (Grafik 8).<sup>13</sup>

**Grafik 8: EU-Länder mit Kernkraftwerken**

Hinweis: Links erzeugter Strom in GWh, rechts Anteil am nationalen Strommix



Quelle: Eurostat, 2023 enthält die Monate Dez 2022 bis Nov 2023

Aus der Riege dieser Länder sehen nur Spanien und Belgien einen Atomausstieg politisch vor, wenn auch erst im Jahr 2035. Die Niederlande und Schweden sind von einem Ausstiegskurs sogar wieder auf den Neubau weiterer Reaktoren umgeschwenkt.

Insgesamt elf Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben sich auf eine verstärkte Kooperation geeinigt und im Februar 2023 eine europäische Nuklearallianz gegründet. Dazu zählen Frankreich, die Niederlande, Polen, Finnland, Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Rumänien, Slowenien und die Slowakei. Inzwischen hat sich auch Schweden angeschlossen. In einer gemeinsamen Erklärung dieser Staaten wird Kernenergie als eines von verschiedenen Werkzeugen angesehen, um die Klimaziele zu erreichen.<sup>14</sup>

### **Kernkraft als Übergangstechnologie**

In zwei Ländern befinden sich derzeit neue Reaktoren im Bau, in Frankreich (1,65 GW) und in der Slowakei (0,5 GW). Fünf weitere Länder planen neue Kapazitäten für Kernkraft im Umfang von rund 7 GW, darunter auch das bislang noch ohne Atomkraft auskommende Polen. Die konkreten Bauvorhaben neuer Kernreaktoren würden somit neue Stromerzeugungskapazitäten von knapp 10 GW ermöglichen.

Für weitere 30 GW gibt es bereits erste Pläne in einem sehr frühen Stadium, darunter 10 GW allein in Frankreich. Die Länder der europäischen Nuklearallianz sehen die Möglichkeit, die installierte Leistung an Kernenergie bis 2050 um 50 GW auf 150 GW zu erweitern.<sup>15</sup> Bis dahin erwartet die europäische Elektrizitätswirtschaft eine Verdopplung der Stromnachfrage.<sup>16</sup> Demnach würde der Anteil der Kernenergie weiter zurückgehen: von heute europaweit 23 % (Grafik 1) auf rund 17 %. Dies zeigt, dass Kernkraft zwar Teil der Lösung sein kann, aber als Brücke und mit rückläufigen Anteilen.

Drei limitierende Faktoren sind hierbei relevant. Erstens sind die Planungs- und Bauzeiten von Kernreaktoren sehr lang: Allein die reine Bauzeit der in 2022 weltweit fertiggestellten Kraftwerke betrug im Schnitt 8,8 Jahre (Median: 7,4 Jahre),<sup>17</sup> mit Unterschieden in den verschiedenen Ländern. Während die Reaktoren in China im Schnitt nach 6 Jahren fertig gestellt waren, dauerte der Bau des einzigen in Europa fertiggestellten Reaktors rund 10 Jahre (Olkiluoto 3 in Finnland). Die Planungen des sich noch im Bau befindlichen französischen Reaktors (Flamanville) wurde sogar bereits im Jahr 2004 begonnen. Die Inbetriebnahme ist nun für 2024 geplant – 20 Jahre nach Planungsbeginn.<sup>18</sup>

Zweitens birgt die Kernkraft deutlich größere Risiken als die regenerative Stromerzeugung. Gefährdungen von Mensch und Umwelt bestehen insbesondere durch eine mögliche Freisetzung von radioaktiver Strahlung, etwa durch Störfälle, Terrorangriffe oder bei der Lagerung radioaktiver Abfälle. Bis heute steht in Deutschland kein betriebsbereites genehmigtes Endlager zur Verfügung, weshalb radioaktive Abfälle bisher zeitlich begrenzt in Zwischenlagern aufbewahrt werden.<sup>19</sup> Zudem beinhaltet der Betrieb auch Lieferkettenrisiken durch eine deutlich größere Importabhängigkeit. In Europa wurden zuletzt nur 0,15 % des eingesetzten Urans gefördert. Knapp die Hälfte wurde aus ehemaligen Ländern der Sowjetunion importiert (47 %). Größte Importländer waren Kasachstan (27 %),

Niger (25 %) und Kanada (22 %). Russland hatte im Jahr 2022 noch immer einen Anteil von 17 %.

Drittens ist nuklear erzeugter Strom, wenn man den Kraftwerksbau mit einbezieht, teurer als die Stromherstellung aus Windkraft oder Sonnenenergie.<sup>20</sup> Die Kosten der beiden zuletzt in Europa gebauten Kernkraftwerke mussten immer wieder angepasst werden und kosteten letztendlich mit 11 bzw. 13 Mrd. EUR etwa viermal so viel wie geplant.<sup>21</sup> Steigende Wartungskosten für einen alternden Kernkraftwerkpark und steigende Temperaturen mit potenziellem Kühlwassermangel, wie zuletzt 2022 in Frankreich, sind weitere Faktoren, die negativ auf die Kosten der Kernkraft einzahlen, während bei erneuerbaren Energien weitere Kostendegressionen erwartet werden.<sup>22</sup> Bei den nun geplanten kleinen modularen Reaktoren (Small Modular Reactors, SMRs) werden zwar ebenfalls Lerneffekte erwartet, allerdings ist dies aufgrund der begrenzten Erfahrung mit der Technik mit deutlich mehr Risiko behaftet.<sup>23</sup> Im Fall von SMR wird zudem eine noch aufwändiger Endlagerung erwartet.<sup>24</sup> Somit erscheint es wahrscheinlich, dass Kernkraftwerke langfristig allein aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten aus dem Markt gedrängt werden.

Durch ihre konstante Stromproduktion sind Kernkraftwerke zudem ungeeignet, fluktuierende Energieerzeugung auszugleichen. Die bestehenden bzw. sich im Bau befindlichen Kraftwerke könnten allerdings beim Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft eine Brückenfunktion ausüben. Elektrolyseure arbeiten unter Vollast am effizientesten. Wasserstoff auf Basis von Erneuerbaren („renewable hydrogen“) und solcher auf Basis von Kernenergie („low carbon hydrogen“) haben hierdurch in Europa weitestgehend ähnliche Kosten.<sup>25</sup> Die Länder der Nuklearallianz streben daher auch an, die beiden Wasserstoffvarianten auf europäischer Ebene gleichzustellen. Da jedoch die genannten limitierenden Faktoren und Risiken fortbestehen, ist hier eher eine Übergangsnutzung zu erwarten. Bei einem zu umfangreichen Ausbau drohen Lock-In-Effekte, wenn die Kernkraftwerke für das Erreichen der Klimaziele zu spät fertiggestellt werden und dann in Konkurrenz zu den erneuerbaren Energien stehen.

### **Klimaneutralität erfordert weiterhin Ausbau erneuerbarer Stromquellen**

2023 wurden in der EU rund 44 % des Stroms erneuerbar erzeugt. Im Jahr 2040 sollen mindestens 90 % des Stroms auf Basis nicht-fossiler Quellen erzeugt werden. Bei der erwarteten Entwicklung der Stromnachfrage und des Kernkraftausbaus müssten rund drei Viertel des Stroms bzw. mindestens 3700 TWh durch Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt werden.<sup>26</sup> Das ist mehr als dreimal so viel wie im Jahr 2023 (1111 TWh) und erfordert ein Wachstum von jährlich 7,5 %. Seit 2006 wuchs die regenerativ erzeugte Strommenge ausgehend von 487 TWh um gut 5 % im Jahr. Der jährliche Anstieg muss somit ab jetzt 50 % größer ausfallen als bisher.

Der aktuelle Stand des Ausbaus der Erneuerbaren fällt in der EU deutlich auseinander. Mit Dänemark, Luxemburg und Litauen haben im Jahr 2023 drei EU-Mitglieder mehr als 75 % des Stroms erneuerbar produziert. Weitere 10 Länder haben Anteile zwischen 50 und 75 %, darunter neben Österreich, Schweden und Portugal auch Deutschland. Begünstigend für hohe EE-Anteile wirkt besonders die Wasserkraft. Schweden, Österreich, sowie die Nicht-EU-Länder Schweiz und

Norwegen sind durch hohe Verfügbarkeit von Wasserkraft führende Grünstromnationen. Auch Rumänien und Kroatien, die noch auf unbestimmte Zeit Kohle verstromen, können auf Potenzial von Strom aus Wasserkraftwerken zurückgreifen. Länder wie Deutschland, Dänemark oder Portugal, die über wenig Wasserkraft verfügen, aber dennoch ambitionierte Ausbau-Ziele verfolgen, setzen in erster Linie auf Windkraft.

Das Potenzial von PV ist indes noch in keinem europäischen Land ausgereizt.<sup>27</sup> Dies gilt insbesondere für die sonnenreichen Länder Südeuropas – aber auch für Deutschland, wo derzeit nur jedes achte Ein- oder Zweifamilienhaus eine PV-Anlage trägt.<sup>28</sup> Gleiches gilt für die Windkraft, insbesondere in den nördlichen Küstengebieten.<sup>29</sup> Norwegen will Mitte des Jahrhunderts den Anteil von Offshore-Windkraftanlagen massiv ausbauen, von derzeit gut 10 auf 80 % – auch um die Stromexporte zu steigern.<sup>30</sup> Kürzlich wurde gezeigt, dass Europa sogar bis 2030 seine Stromerzeugung komplett auf erneuerbare Energien umstellen könnte.<sup>31</sup>

Viele Länder der europäischen Nuklearallianz, wie Tschechien, Polen, Bulgarien, Ungarn oder Frankreich haben einen Grünstromanteil von weniger als 30 %. Auch in vielen dieser Länder gibt es noch ungenutzte Potenziale für grünen Strom. Polen bspw. könnte sich 2040 zu 80 % mit Strom aus Wind und Sonne versorgen, insbesondere mit Offshore-Windkraftanlagen in der Ostsee.<sup>32</sup>

### Deutschland 2023 wieder Nettostromimporteuer

Die Energiewende hat auch Einflüsse auf den innereuropäischen Stromhandel. So war der Stromaustauschsaldo Deutschlands im Jahr 2023 erstmals seit 2002 wieder von einem Importüberschuss gekennzeichnet, in Höhe von insgesamt 11,7 TWh.<sup>33</sup> Im vorangegangenen Jahr hatte Deutschland noch einen Exportüberschuss von rund 27 TWh aufgewiesen. Die Struktur des Stromaustauschs hat sich dabei auch im Jahresverlauf verändert: Anfang und Ende 2023 war Deutschland Netto-Exporteur von Strom. In den warmen Monaten von Mai bis Oktober zeigte sich dann ein deutlicher Importüberschuss. Im laufenden Jahr 2024 verzeichnet Deutschland bisher ein nahezu ausgeglichenes Handelssaldo (Exportüberschuss von 0,5 TWh).<sup>34</sup>

Der grenzüberschreitende Handel ist im Wesentlichen ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. Höhere Stromimporte in den Sommermonaten bedeuten weder eine größere Abhängigkeit vom europäischen Ausland noch sind sie eine Indikation für Knappheiten in Deutschland. Sie zeigen schlicht, dass im benachbarten Ausland Erzeugungsoptionen zur Verfügung standen – insbesondere aus erneuerbaren Energien, aber auch aus Kernkraftwerken – die günstiger waren als die nationalen Stromerzeuger.

Der Importanstieg lag zum einen an der Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland und der im Vergleich zum Vorjahr höheren Verfügbarkeit der Kernenergie in Frankreich. Zum anderen schreitet aber auch der Ausbau der erneuerbaren Energien im europäischen Ausland voran und sorgte dort in den sonnenreichen Monaten, aber auch in Phasen mit hohem Windaufkommen, für ein größeres kostengünstiges Grünstromangebot. Rund drei Viertel des importierten Stroms wurde CO<sub>2</sub>-frei erzeugt.<sup>35</sup> In Deutschland wurden hierdurch zum größten Teil fossile Stromerzeugung aus Kohle

substituiert. Hierdurch wirkte der Stromimportüberschuss nicht nur kostensenkend, sondern auch emissionsmindernd für die deutsche CO<sub>2</sub>-Bilanz.

### Europäisches Netz könnte EE-Produktion glätten

Die beschriebenen Vorteile sind umso größer, je besser die nationalen Stromnetze ausgebaut und in Europa miteinander verknüpft sind. Diese Verknüpfung wird relevanter, wenn in Zukunft in Europa deutlich mehr Wind- und PV-Strom produziert wird. Im Optimalfall können dann witterungsungünstige Phasen in einem Land durch Überschüsse an anderer Stelle kompensiert werden.

Die Marktintegration wird seit Jahren vorangetrieben, unter anderem durch Ertüchtigung von Grenzkuppelstellen und einer Optimierung der Preissignale.<sup>36</sup> Die EU-Kommission hat nun weiteren Handlungsbedarf identifiziert und im November 2023 einen Aktionsplan vorgelegt, in dem 14 konkrete Maßnahmen zur Stärkung der europäischen Stromnetze genannt werden, etwa durch Beschleunigung laufender Vorhaben, neuen Finanzierungsprogrammen und Anreizoptimierung.<sup>37</sup>

Nach Schätzungen der EU-Kommission sind bis 2030 umfangreiche Investitionen in die Stromnetze von insgesamt 584 Mrd. EUR erforderlich.<sup>38</sup> Rund 40 % der europäischen Verteilnetze sind älter als 40 Jahre und müssen modernisiert werden, um eine Überwachung in Echtzeit, eine Regulierung aus der Ferne und Cybersicherheit zu gewährleisten. Den größten Investitionsbedarf sehen die europäischen Stromnetzbetreiber daher auch auf Ebene der Verteilnetze, mit rund 400 Mrd. EUR bis 2030.<sup>39</sup> Insbesondere von grenzüberschreitenden Vorhaben verspricht sich die EU-Kommission hier Vorteile. Investitionskosten in grenzüberschreitende Kapazitäten und Speicherung in Höhe von jährlich 6 Mrd. EUR bis 2040 steht eine erwartete Senkung der Erzeugungskosten um jährlich 9 Mrd. EUR entgegen.<sup>40</sup> Die Vorteile entstehen durch die Integration und den Transport großer Mengen regenerativ erzeugten Stroms, durch den an anderer Stelle die Nutzung von teureren fossilen Energieträgern reduziert werden kann.

### Fazit

Die Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, dass Europa sich auf den Weg gemacht hat, seinen Stromsektor zu dekarbonisieren. Der europäische Strommarkt war dabei bisher in der Lage, sowohl die neuen fluktuierenden Stromerzeuger zu integrieren als auch den Wegfall des russischen Erdgases zu kompensieren. Importe und Exporte innerhalb Europas funktionieren hinreichend gut. Die Versorgungssicherheit ist derzeit gewährleistet, da die europäischen Länder über genügend Notfallreserven für die Stromerzeugung verfügen. Die Marktanreize sorgen dafür, dass importiert wird, wenn der Strom im Nachbarland günstiger ist. Dieser stammt dann in der Regel aus Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten, vor allem aus erneuerbaren Energien, aber auch aus Kernkraft. Hierdurch wirkt sich der Handel im Regelfall positiv auf den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Stromerzeugung in Europa aus. Ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis wird diesen Mechanismus verstärken.

Die grüne Transformation bedeutet aber nicht nur eine Dekarbonisierung des aktuellen Strombedarfs, sondern auch eine deutliche Ausweitung der Stromnachfrage. Studien zeigen, dass Europa das Potenzial hat, sich Mitte des Jahrhunderts eigenständig mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Der

Ausbau der erneuerbaren Energien muss jedoch nun noch einmal mindestens 50 % schneller erfolgen als bisher.

Ein wichtiger Schritt auf diesem Weg ist der Ausstieg aus der Kohle, der in den meisten europäischen Ländern politisch verankert ist und auch aus rein wirtschaftlichen Gründen voraussichtlich bis zum Jahr 2040 erfolgen wird.

Ein weiteres Element ist die Rolle der Gaskraftwerke. Diese sind weniger CO<sub>2</sub>-intensiv als Kohlekraftwerke – und können zudem durch ihre flexible Steuerbarkeit die fluktuierende Erzeugung auf Basis von Wind und Sonne punktuell ausgleichen. Es werden daher auch weiterhin Gaskraftwerke benötigt. Diese Kraftwerke sind jedoch schnellstmöglich in eine Back-Up-Rolle zu überführen – und perspektivisch auf einen Betrieb mit Wasserstoff oder biogenen Gasen umzustellen, um eine klimaneutrale Stromerzeugung zu ermöglichen. In Deutschland wurde dies mit der geplanten Ausschreibung von rund 10 GW wasserstofffähigen Gaskraftwerken angestoßen. Zumindest auf europäischer Ebene wird dieser Prozess im Jahr 2040 allerdings noch nicht abgeschlossen sein, sodass die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gaskraftwerken abgetrennt und gespeichert werden müssen (Carbon Capture and Storage, CCS).

Ebenso werden Kernkraftwerke Mitte des Jahrhunderts noch im Einsatz sein. Ein umfangreicher Ausbau der Kernkraft ist zu vermeiden, da hierdurch Lock-In-Effekte drohen. Sowohl fossil befeuerte Kraftwerke mit CCS als auch Kernkraftwerke erfüllen nicht den Anspruch an Nachhaltigkeit und Generationengerechtigkeit. Beide sind daher nach derzeitigem Stand nur als Brücke zu sehen in eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und wasserstofffähigen Gaskraftwerken.

Neben den Erzeugungskapazitäten sind auch die Integration der nationalen Strommärkte und die physikalischen Fähigkeiten des Stromtransportes entscheidend für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung. Der Ende 2023 vorgelegte Aktionsplan der EU-Kommission zur Stärkung der europäischen Stromnetze ist daher zu begrüßen. Wird der Stromverbund weiter gestärkt und das Strommarktdesign zudem um Kapazitätsmärkte ergänzt, die nicht nur Speicherlösungen und eine Nachfrageflexibilisierung berücksichtigen, sondern auch europäisch gedacht werden, sind weitere Effizienzgewinne möglich. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die europäischen Klimaziele dann effizient erreicht werden, wenn Synergien genutzt und Emissionen dort vermieden werden, wo dies am günstigsten möglich ist. Dies gilt insbesondere für Netzwerke wie die Stromversorgung.

Folgen Sie KfW Research auf [Twitter](#).

Oder abonnieren Sie unseren kostenlosen E-Mail-Newsletter, und Sie verpassen keine Publikation.

[Zur Anmeldung](#)

<sup>1</sup> Vgl. Europäische Kommission: [Mitteilung zu Europas Klimaziel für 2040](#), 6. Februar 2024.

<sup>2</sup> Vgl. UBA (2023): [Der Europäische Emissionshandel | Umweltbundesamt](#).

<sup>3</sup> Vgl. Pahle et al. (2022): [The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions](#).

<sup>4</sup> Vgl. [Agora Energiewende \(2024\): EU Big Picture2024](#).

<sup>5</sup> Vgl. Krichene et al. (2023): [The social costs of tropical cyclones](#), *Nature Communications*, 14.

<sup>6</sup> Vgl. IEA/IRENA (2023): [Renewable capacity statistics 2023](#).

<sup>7</sup> Vgl. IEA (2023): [Hard Coal Mining Phase Out 2049 – Policies - IEA](#).

<sup>8</sup> Vgl. Power Technology (2024): [Poland to plan coal phase-out](#).

<sup>9</sup> Vgl. Agora Energiewende (2021): [Deutsche Braunkohlenwirtschaft](#).

<sup>10</sup> Vgl. EU-Kommission (2024): [Communication on Europe's 2040 climate target](#).

<sup>11</sup> Vgl. Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2021): [Erdgas statt Schweröl: Siemens Energy baut Gaskraftwerk auf Zypern](#).

<sup>12</sup> Vgl. Wikipedia: [Volksabstimmung in Österreich über die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf](#).

<sup>13</sup> Vgl. World Nuclear Association (2023): [Nuclear Power in the European Union](#).

<sup>14</sup> Vgl. Tagesschau (2023): [Elf EU-Staaten vereinbaren Nuklear-Allianz](#).

<sup>15</sup> Vgl. European Nuclear Alliance (2023): [Paris 16 May 2023 draft statement](#).

<sup>16</sup> Vgl. Eurelectric (2024): [Europe's 2040 climate target & path to climate neutrality by 2050](#). Der Wert liegt zwischen anderen Szenarien, z. B. EU Energy Outlook (64 %) oder ESO (140%).

<sup>17</sup> Vgl. World Nuclear Association (2023): [World Nuclear Report 2023](#).

<sup>18</sup> Vgl. Wikipedia: [Kernkraftwerk Flamanville](#).

<sup>19</sup> Vgl. Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE, 2023): [Endlagersuche - Hochradioaktive Abfälle](#).

<sup>20</sup> Vgl. Duan et al. (2022): [Stylized least-cost analysis of flexible nuclear power in deeply decarbonized electricity systems considering wind and solar resources worldwide](#), *Nature Energy* 7, 260-269. Kernkraft kann wettbewerbsfähig sein, wenn die Stromerzeugung bereits zu 80% emissionsfrei ist und wenn es keine kostengünstige Möglichkeit zur Nachfrageflexibilisierung gibt.



- <sup>21</sup> Vgl. IEEFA (2023): [European Pressurized Reactors](#).
- <sup>22</sup> Vgl. Fraunhofer ISE (2021): [Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies](#).
- <sup>23</sup> Vgl. Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE, 2023): [Small Modular Reactors \(SMR\)](#). Erste SMRs werden bereits in Indien, China und Russland betrieben, vgl. World Nuclear Association (2024): [Small nuclear power reactors](#). Der erste Reaktor in der „westlichen Welt“ soll im Jahr 2029 in Ontario, Canada in Betrieb genommen werden. Der Antrag zum Bau dieses Reaktors wurde 2022 eingereicht, was einer Bauzeit von 7 Jahren entspräche. Vgl. Power Technology (2023): [Construction of SMRs to contribute C\\$15.3bn to Canada's GDP](#).
- <sup>24</sup> Vgl. Krall et al. (2022): [Nuclear waste from small modular reactors](#). PNAS 119 (23).
- <sup>25</sup> Vgl. OECD und Nuclear Energy Agency (2022): [The Role of Nuclear Power in the Hydrogen Economy](#).
- <sup>26</sup> Vgl. Eurelectric (2023): [Europe's 2040 climate target & path to climate neutrality by 2050](#).
- <sup>27</sup> Vgl. z. B. Solar Power Europe (2023): [National Energy and Climate Plans](#).
- <sup>28</sup> Vgl. Rode (2024): [Das Potenzial für Haushaltsphotovoltaik in Deutschland](#). Fokus Volkswirtschaft Nr. 457, KfW Research.
- <sup>29</sup> Für eine grafische Übersicht der Windkraftpotenziale vgl. den [New European Wind Atlas](#).
- <sup>30</sup> Vgl. DNV (2023): [Energy Transition Norway 2023](#).
- <sup>31</sup> Barner et al. (2023): [Executive Summary EU Power Sovereignty through Renewables by 2040](#).
- <sup>32</sup> Vgl. McKinsey (2030): [Carbon Neutral Poland 2050](#).
- <sup>33</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2024): [Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2023](#). Pressemitteilung vom 03.01.2024.
- <sup>34</sup> Vgl. [www.energy-charts.de](#).
- <sup>35</sup> Vgl. Agora Energiewende (2024): [Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023](#).
- <sup>36</sup> Bspw. durch das so genannte „Flow-based market coupling“, vgl. Next Kraftwerke: [Market Coupling: How the European electricity market is linked](#).
- <sup>37</sup> Vgl. EU (2023): [Stromnetze, das fehlende Bindeglied – Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze](#), Mitteilung der Kommission vom 28.11.2023.
- <sup>38</sup> Vgl. EU-Kommission (2023): [Opening address at the 9th Energy Infrastructure Forum](#).
- <sup>39</sup> Vgl. VDI-Nachrichten (2024): [Offshore-Wind in Europa braucht 400 Mrd. € für Netzausbau bis 2050](#).
- <sup>40</sup> Vgl. EU-Kommission (2023): [Fragen und Antworten zum EU-Aktionsplan für Netze](#).