WORLD ENERGY COUNCIL | WELTENERGIERAT DEUTSCHLAND

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2024

SCHWERPUNKTTHEMA

OFFSHORE-WINDENERGIE: EINE GLOBALE AUSBAU-RALLYE

Impressum

Energie für Deutschland 2024
Redaktionsschluss: Juni 2024

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
X WEC_Deutschland
in World Energy Council – Germany

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):
Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:
Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Isabelle Damminger, Maira Kusch, Dr. Roman Buss, Josefine Zurheide, Johannes Erler, Snjezana Tomic

Gender-Hinweis:
In der „Energie für Deutschland“ wird aus Gründen der Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sie bezieht sich auf Personen männlichen, weiblichen und diversen Geschlechts (mwd).

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Bildnachweise:
Titel: © Fokke Baarssen – stock.adobe.com
S. 126-129: © Weltenergierat – Deutschland e.V.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im letzten Jahr haben wir an dieser Stelle die Frage gestellt, ob es angesichts der vielen unterschiedlichen Krisen in der Energiewelt so etwas wie einen Normalzustand wieder in absehbarer Zeit geben kann. Zwar liegt die akute Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine mit ihren extremen Preisspitzen und drohenden Versorgungsengpässen mittlerweile glücklicherweise hinter uns. Jedoch ist dadurch der Blick frei geworden auf die strukturellen Herausforderungen des Standortes Deutschland – sei es bei dem mittelfristig erhöhten Gaspreisniveau, bei den limitierten Finanzierungsmöglichkeiten und -notwendigkeiten der Transformation in der ganzen Breite oder bei dem Erhalt der Versorgungssicherheit durch den Aufbau der notwendigen Gaskraftwerkskapazitäten, der im vergangenen Jahr politisch nicht gelöst werden konnte.

Während Deutschland an Wettbewerbsfähigkeit und Wachstum verliert, wird das geopolitische Umfeld ebenfalls unsicherer. Innerhalb Europas gewinnen die Kritiker einer engeren Zusammenarbeit an Einfluss, der stotternde deutsch-französische Motor der Integration verliert weiter an Kraft und in den USA wächst die Sorge vor einer Schwächung globaler Institutionen. Zugleich nimmt die internationale Blockbildung zu und durch internationale Institutionen garantierter Freihandel gerät unter Druck. Dabei sind die Vorteile einer engeren Zusammenarbeit global offensichtlich. Das zeigen auch die ersten Ergebnisse der beiden Szenarien des World Energy Council (WEC) *RIVERS* (freie Marktkräfte, hohes Innovationstempo) und *ROCKS* (noch stärkere politische Blockbildung, langsamere Transformation), die anlässlich des World Energy Congress des WEC im April in Rotterdam diskutiert wurden.

Im Schwerpunktkapitel unserer diesjährigen *Energie für Deutschland* nehmen wir uns des Themas Offshore-Wind genauer an, das deutliche Wachstumsperspektiven bietet – wenn es klug gemacht wird für Anlagenbauer, Ausrüster, Energieversorger und auch die Kunden. Das setzt jedoch die Bereitschaft voraus, bei der Infrastrukturplanung und dem notwendigen Regulierungsrahmen in Europa eng zusammenzuarbeiten und die Potenziale eines europäischen Energiebinnenmarktes synergetisch zu nutzen.

Europas Industrie wird durch asiatische, insb. chinesische, Anbieter immer stärker herausgefordert, die in ihrem Land einen sehr großen Binnenmarkt vorfinden sowie oft auch viel staatliche Unterstützung genießen. Dies gilt auch für die Offshore-Wind-Branche, welche trotz großem Wachstumspotenzial in Europa auf Herausforderungen beim Erhalt heimischer Wertschöpfungsketten stößt. Die neue europäische Führung in Kommission, Parlament und Rat hat die Verantwortung, die beschlossene Transformation in den kommenden Jahren nun auch wirtschaftlich zu einem Erfolg zu machen, damit sie nachhaltig Akzeptanz gewinnt – in Europa und weltweit. Wir werden als Weltenergierat diesen Prozess weiter eng begleiten und beständig auf die Vorteile einer engeren Kooperation hinweisen.

Wir wünschen Ihnen auch in diesem Jahr eine bereichernde und inspirierende Lektüre!

Ihr

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Ihr

Dr. Carsten Rolle
Geschäftsführer, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Offshore-Windenergie: Eine globale Ausbaurallye 7

Executive Summary 8

1.1 Einleitung 9

1.2 Technische Grundlagen der Offshore-Windenergie und ihrer Netzanbindung 11

1.3 Ausbau der Offshore-Windenergie 14

1.4 Herausforderungen für die Offshore-Windenergie 21

1.5 Lösungsansätze für die Offshore-Wind-Branche 29

1.6 Fazit und Ausblick für die Offshore-Windenergie 33

2. Energie in der Welt 35

2.1 Zahlen und Fakten 36

2.2 Preise für industriellen Energieverbrauch im internationalen Vergleich 49

2.3 Geogener Wasserstoff 56

2.4 Die Rolle der Pumpspeicherung im globalen Energiemix 59

3. Energie in der Europäischen Union 67

3.1 Zahlen und Fakten 68

3.2 Das europäische ETS-II für Emissionsreduktionen im Gebäude- und Straßenverkehrssektor 80

3.3 Reform des europäischen Strommarktdesigns 83

4. Energie in Deutschland 89

4.1 Zahlen & Fakten 90
4.2 Die nationale Kraftwerksstrategie 105
4.3 Strommarkt der Zukunft – die Plattform Klimaneutrales Stromsystem 109
4.4 Der Wärmemarkt vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen 115
4.5 Möglichkeiten und Grenzen der Treibhausgasminderungsquote 120

5. WEC intern 127

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V. 128
5.1 Publikationen 2023/2024 129
5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V. 132

Abkürzungsverzeichnis 135

Energieeinheiten 140

Schwerpunktthema:

Offshore-Windenergie: Eine globale Ausbaurallye

Der Weltenergierat – Deutschland e. V. dankt den Autoren des Schwerpunktkapitels Lara Schech (EnBW Energie Baden-Württemberg AG), Tatjana Bernert (GASCADE Gastransport GmbH), Marlen Sunnyi Bohne (Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE), Marco Lange (Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG) und Jörg Philp (Summit Renewable Power GmbH) herzlich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

Ein Dank gilt außerdem Mario Spitzmüller (TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG) und Dr. Paul Nahmmacher (50Hertz Transmission GmbH) für die Impulsbeiträge.

1

Executive Summary

Die Perspektiven für die Offshore-Windenergie sind weltweit vielversprechend. Die Branche hat global in den letzten zehn Jahren auf allen Ebenen ein starkes Wachstum verzeichnet. Allein die installierte Leistung hat sich in dem Zeitraum verzehnfacht. Weltweit setzen politische Stakeholder auf Offshore-Wind als grundlastnahe Stromerzeugung im Kampf gegen die Klimakrise und um ihre Energiesicherheit und -souveränität zu erhöhen. Industrieunternehmen sichern sich mit Stromabnahmeverträgen erneuerbaren Offshore-Strom, um ihre Dekarbonisierung voranzutreiben. In Forschung und Praxis ist zudem der zukünftige Beitrag der Offshore-Windenergie zum Aufbau einer auf erneuerbaren Energien basierenden Wasserstoffwirtschaft ein Thema.

Die Ausbauziele weltweit legen das Fundament für ein starkes Wachstum der Branche, bspw. in der Europäischen Union (EU) von rund 20 Gigawatt (GW) installierter Offshore-Leistung im Jahr 2023 auf 300 Gigawatt (GW) bis 2050.[1,2] Dennoch ist die Offshore-Windindustrie weltweit angeschlagen. Die COVID-19-Pandemie, der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, unterbrochene Lieferketten und steigende Rohstoff- und Finanzierungskosten haben der Branche in jüngerer Vergangenheit zugesetzt. Eine Ausrichtung auf niedrigste oder gar negative Gebote in den Ausschreibungen hat einen hohen Kostendruck aufgebaut und Margen bei Herstellern und in der Lieferkette schrumpfen lassen. Zeitweise fehlende Ausbauperspektiven durch politisch schwankende Unterstützung haben bspw. in Deutschland zu einem Verlust von Wertschöpfungstiefe geführt, was die europaweiten Engpässe bei Produktions-, Schiffs- und Hafenkapazitäten für den Ausbau bis 2030 verschärft. Zusätzlich geraten europäische Hersteller durch chinesische Wettbewerber unter Druck.

Um die Dekarbonisierung voranzutreiben, eine unabhängige europäische Energieversorgung zu sichern und die politisch vorgegebenen Ausbauziele zu erreichen, ist in Europa eine industriepolitische Strategie erforderlich, die den Offshore-Wind-Ausbau flankiert und Rahmenbedingungen für Planungssicherheit, Kapazitätsausbau und – auch wirtschaftliche – Nachhaltigkeit setzt.

Internationale Abstimmungen und Vereinheitlichungen bspw. beim Netzausbau oder bei Zertifizierungen, bei der Förderung von Investitionen in Produktion und Infrastruktur und der Entwicklung von Ausschreibungen hin zu qualitativen Kriterien sind mögliche Ansatzpunkte.

Die Planungen für das *grüne Kraftwerk Nordsee* sind bereits sehr weit fortgeschritten. Große Projektvolumina sind über Ausschreibungen an die Entwickler verteilt und Netzanbindungen geplant. Die nächsten Jahre werden entscheidend sein und zeigen, ob die fehlenden Investitionsentscheidungen getroffen und die entsprechenden Weichenstellungen erfolgen werden, um das Potenzial der Offshore-Windenergie vollumfänglich zu entfalten.

1 Vgl. Europäische Kommission: Sofortmaßnahmen für die europäische Windkraftindustrie, 24.10.2023, abrufbar unter https://germany.representation.ec.europa.eu/news/sofortmassnahmen-fur-die-europaische-windkraftindustrie-2023-10-24_de (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

2 Vgl. Suisse Éole: WindEurope: Windenergiezubau in Europa erreicht 2023 Rekordwert von 18.3 GW – Deutschland vor Niederlande und Schweden, 17.04.2024, abrufbar unter https://suisse-eole.ch/de/news/windeurope-windenergiezubau-in-europa-erreicht-2023-rekordwert-von-18-3-gw-deutschland-vor-niederlande-und-schweden/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.1 Einleitung

Die Offshore-Windenergie bietet weltweit großes Potenzial für eine klimaneutrale Energieversorgung und sektorübergreifende Dekarbonisierung. Auf See herrschen optimale Bedingungen für die Windenergie: Dort können Windenergieanlagen aufgrund starker und beständiger Winde im Durchschnitt größere Mengen an erneuerbarem (grünen) Strom produzieren als an Land. Mit je nach Standort und Windparkdichte bis zu 4.000[3] Betriebsstunden im Jahr (Volllaststunden) gilt die Offshore-Windenergie als eine grundlastnahe Erzeugungsform, welche unabhängig von der Jahreszeit grünen Strom erzeugt.

Offshore-Windenergieanlagen (WEA) werden zu mehreren in Offshore-Windparks gebündelt. Der Offshore-Windpark *Hornsea 2* im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland, der 2022 in Betrieb genommen wurde, verzeichnet bspw. 165 Anlagen von je 8 Megawatt (MW) Leistung, die gemeinsam eine Kapazität von 1,32 GW stellen.[4] Die Installationskosten für Offshore-WEA unterscheiden sich in verschiedenen Märkten beträchtlich. Dänemark, die Niederlande und China sind eher im unteren Spektrum anzusiedeln (zwischen rund 2,3 und 2,7 Mio. €/MW im Jahr 2022). Deutschland und das Vereinigte Königreich bewegen sich im Mittelfeld (rund 3,7 bzw. 4 Mio. €/MW) und in Märkten wie Japan und Südkorea übersteigen Offshore-Windkraftprojekte die 6 Mio. € pro MW[5]. Auch, wenn Kostenfaktoren, wie die Entfernung zum Land oder die Wassertiefe, für alle Projekte gleichermaßen gelten, wird bspw. die Netzanbindung in einigen Ländern, wie Deutschland, staatlich über die Übertragungsnetzbetreiber gestellt (bspw. in Deutschland) und in anderen Ländern muss sie eigenständig vom Parkentwickler im Rahmen des Projektes in Auftrag gegeben werden (bspw. in den Niederlanden).

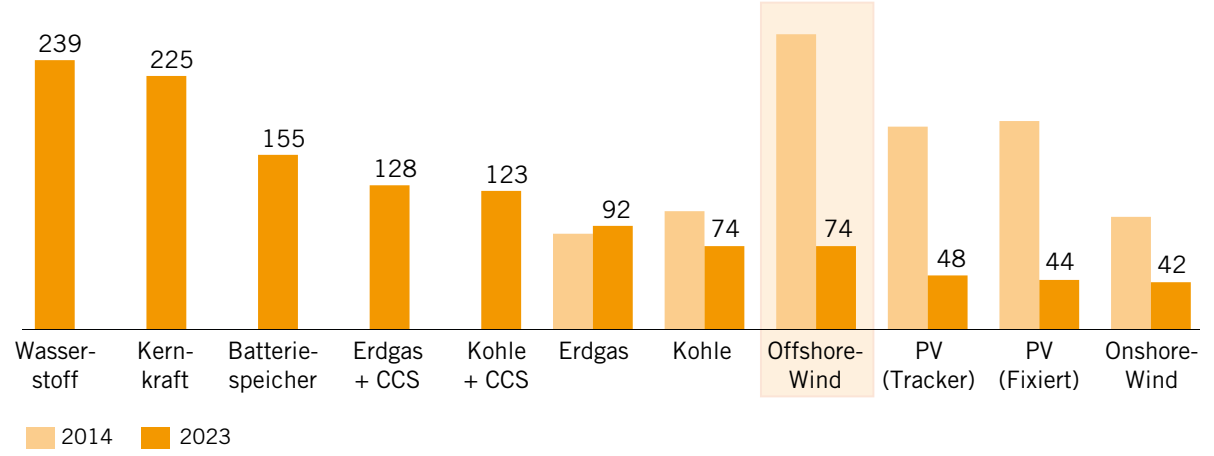
Den hohen Investitionskosten einer Offshore-WEA pro installierte MW Leistung stehen vergleichsweise niedrige Betriebskosten gegenüber. Steigende Leistung und Effizienz, zunehmende Industrialisierung und dadurch entstehende Skaleneffekte führen in Summe dazu, dass Offshore-Windenergie wettbewerbsfähig ist und niedrigere Stromgestehungskosten aufweist als fossile oder nuklear betriebene Kraftwerke. Offshore-Wind ist zwar teurer als Onshore-Wind und Solarenergie, liefert jedoch dank höherer Volllaststunden, höherer Nennleistung der Turbinen und besserer Windverhältnisse kontinuierlicher Energie und ergänzt Onshore-Wind und Solar im Wechsel der Tages- und Jahreszeiten.

3 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Juli 2022, abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2025).
Die genauen Volllaststunden sind je nach Offshore-Wind-Park von verschiedenen Faktoren abhängig, bspw. dem genauen Standort des jeweiligen Parks und dem Vorhandensein von benachbarten Parks. Die Volllaststunden können dadurch bspw. auch nur 3.100 betragen.

4 Vgl. Orsted: Hornsea 2 Offshore Wind Farm, Datum nicht verfügbar, abrufbar unter https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea2 (zuletzt abgerufen am 24.05.2024).

5 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA): Renewable Power Generation Costs 2022, August 2023, S. 125, abrufbar unter https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022 (zuletzt abgerufen am 27.05.2024), Umrechnung zu Kurs von 1 EUR = 1,05 USD (Durchschnittswert 2022).

Abbildung 1.1: Globale LCOE*-Benchmarks



In USD/MWh (2022 real)

*LCOE = Levelised Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Bloomberg New Energy Finance (BNEF)

Abbildung 1.2: Offshore-Wind-Wertschöpfung

Eigene Darstellung auf Basis von wind:research 2022

Über ihren energiewirtschaftlichen Nutzen hinaus bietet die Offshore-Windenergie weitere Vorteile, bspw. über die Schaffung von Arbeitsplätzen in Europa bis hin zu Innovationen im Bereich Umwelt- und Naturschutz.

Die Wertschöpfung durch die Offshore-Wind-Industrie erstreckt sich nicht nur auf Küstenregionen. Projektentwicklung, Produktion, Montage, Transport und Betrieb befinden sich in Deutschland zwar größtenteils im Norden. Aber auch andere Bundesländer sind, teils hochspezialisiert, an der Wertschöpfung beteiligt: Von Schmierstoffen aus Sachsen-Anhalt über Werkzeuge und Maschinen aus Baden-Württemberg bis zu Beleuchtungskomponenten aus Rheinland-Pfalz.[6] Insg. verzeichnete Deutschland im Jahr 2020 rund 900 Marktteilnehmer im Bereich der Offshore-Windenergie.[7]

In der Offshore-Windenergie kommt es, wie bei vielen maritimen Nutzungsformen, zu einer intensiven Beanspruchung mariner Ökosysteme, die durch den Klimawandel ohnehin bereits belastet sind. Die Branche ist dadurch insb. im Bereich Umwelt- und Naturschutz stark von Innovationen geprägt. So hat sich etwa zur Vermeidung des Schalleintrags bei der Installation der Gründungen der Einsatz eines sog. *Blasenschleiers* für das geräuscharme Rammen der Fundamente in den Meeresboden etabliert. Dabei werden rund um die Rammfläche von Schläuchen am Boden heraus Luftblasen entlassen, die den Schall der Rammung dämpfen und dadurch bspw. Schweinswale schützen. An Offshore-Fundamenten wurde zudem die Bildung künstlicher Riffe beobachtet, die ein reichhaltiges Nahrungsangebot für Schweinswale, Robben und weitere Meeresbewohner bieten können, was man durch ausgeklügeltes Fundament-Design inzwischen noch zu unterstützen versucht.[8]

Umweltschutzorganisationen und Energieunternehmen arbeiten teils gemeinsam an Lösungsansätzen. So haben bspw. der WWF und Orsted im Jahr 2022 mit einer auf fünf Jahre festgelegten, globalen Partnerschaft begonnen. Ziel dieser Partnerschaft ist es, mithilfe von Offshore-Windenergie einen Nettogewinn für die Biodiversität zu erzielen.[9]

In der breiten Öffentlichkeit genießt die Offshore-Windenergie hohe Zustimmungswerte.[10] Dies liegt auch an der weiten Entfernung der Windparks zu Wohngebieten an Land. In der deutschen Nord- und Ostsee liegen die Flächen mindestens 40 km von der Küste entfernt.[11] Gegenwehr in Form von *Not-in-my-backyard*-Proteste tritt daher selten bis gar nicht auf. Dennoch müssen Interessen des Umweltschutzes, der Fischerei, der Seeschifffahrt, der Marine oder des Tourismus in Planung und Entwicklung mitgedacht werden, wie auch Akzeptanzfragen des für den Transport des Offshore-Stroms notwendigen Netzausbaus an Land.

6 Vgl. Wind:Research: Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland, 2019, abrufbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/windresearch_Wertsch%C3%B6pfungsstudie%202019.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024), S. 6-9.

7 Vgl. Wind:Research: Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland, 03.03.2022, abrufbar unter https://www.wab.net/fileadmin/media/News/Pressemitteilungen/2022/03._Maerz_2022/Wertschoepfungsstudie_windresearch_2022.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

8 Vgl. Radtke, Katrin: Fundamente sollen Offshore-Windturbinen noch grüner machen, 05.07.2023, abrufbar unter https://w3.windmesse.de/windenergie/news/44680-danemark-fundament-offshore-windkraftanlage-windrad-windturbine-oresund-kabeljau-fisch-meeresbewohner-riff-kunstlich-hofor-arsleff (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

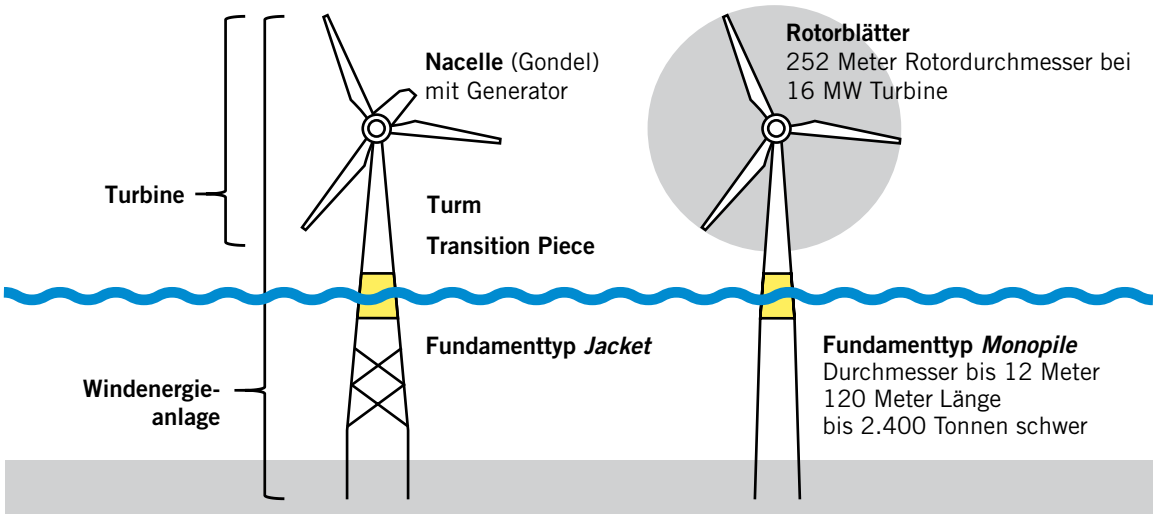
9 Vgl. Orsted: WWF International und Ørsted arbeiten gemeinsam an Maßnahmen zum Schutz von Klima und Meeresbiodiversität in neuer globaler Partnerschaft, 26.10.2022, abrufbar unter https://orsted.de/presse-media/news/2022/10/orsted-wwf-kooperation-biodiversitaet#:~:text=%C3%98rsted%20und%20der%20WWF%20werden,sondern%20auch%20die%20Artenvielfalt%20f%C3%B6rdern (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

10 Vgl. Deutsch-französisches Büro für die Energiewende, Studien zu Geräuschemissionen und Akzeptanz der Offshore-Windenergie veröffentlicht, 20.08.2014, abrufbar unter https://energie-fr-de.eu/de/windenergie/nachrichten/leser/studien-zu-geraeuschemissionen-und-akzeptanz-der-offshore-windenergie-veroeffentlicht.html (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

11 Vgl. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Offshore, Datum nicht verfügbar, abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/offshore_node.html (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.2 Technische Grundlagen der Offshore-Windenergie und ihrer Netzanbindung

Abbildung 1.3: Technische Grundlagen der Offshore-Windenergie

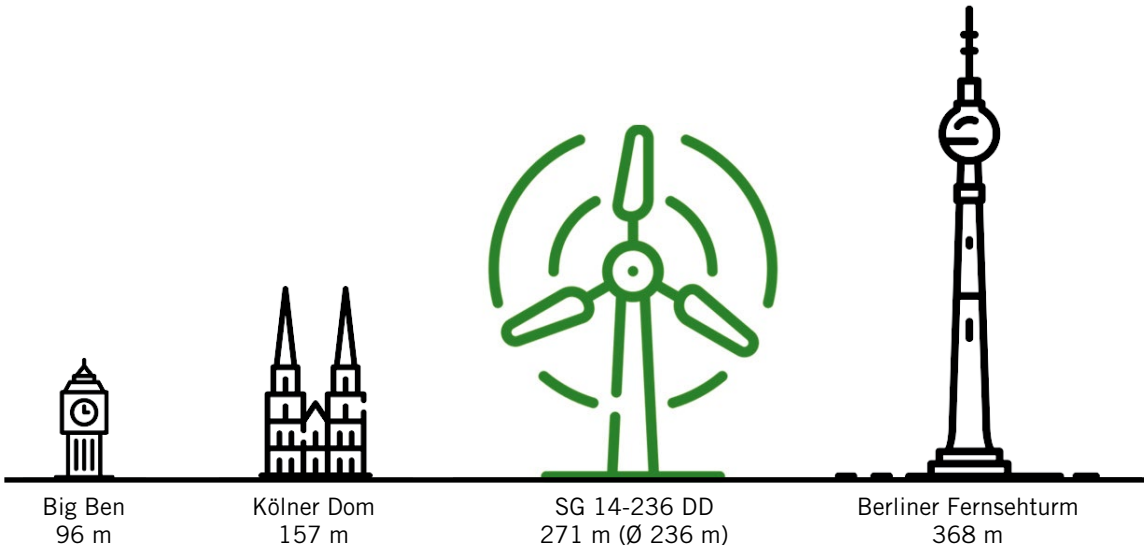


Quelle: Eigene Darstellung

Eine Offshore-WEA besteht am unteren Ende aus einem Fundament (Gründungsstruktur), das unter Wasser für einen sicheren Stand der Anlage sorgt. Für das Fundament gibt es verschiedene Ausgestaltungsarten: Ein *Monopile* ist ein einzelner langer Pfahl, der in den Boden eingebracht wird; ein *Jacket* ist eine Art Gitterstruktur, die in tieferen Gewässern und schwierigeren, bspw. schlammigen Bodenkonditionen, genutzt werden kann. Daneben gibt es weitere Varianten wie sog. *Floating* (schwimmende) Fundamente, bei denen Windenergieanlagen durch Seile am Boden verankert werden. Floating-Offshore-Windenergie eignet sich insb. für Meeresflächen, die tiefer als 60 m liegen, und die wiederum rund 80 % der weltweit für Offshore-Windenergie nutzbaren Meeresflächen ausmachen.

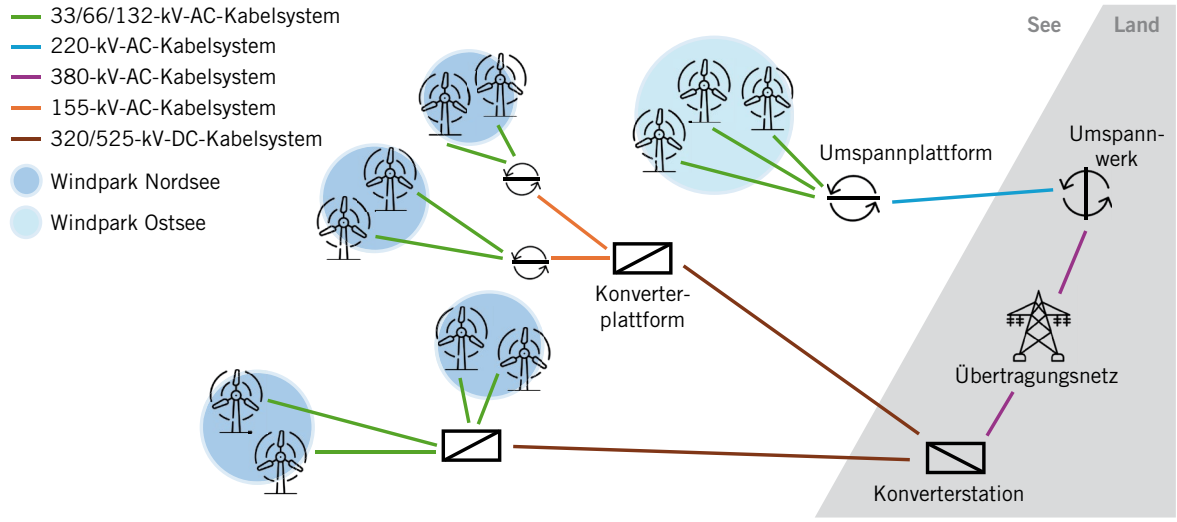
Oberhalb der Wasseroberfläche schließt an das Fundament das sog. *Transition Piece* an, das in der Regel mit

Abbildung 1.4: Offshore-Wind-Turbine im Größenvergleich



Beispielhaft, eigene Darstellung mit Piktogrammen von flaticon.com, Smashicons, Freepik

Abbildung 1.5: Netzanschlussarten von Offshore-Windparks



Schematische Darstellung auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom

einer kleinen Plattform versehen ist, die genutzt wird, um im Betrieb der Anlage Servicetechniker und Material aufzunehmen.

Ganz oben folgt die eigentliche Turbine mit Turm, Rotorblättern und Nacelle – auch Maschinenhaus oder Gondel genannt.[12] Turbinen werden immer größer und leistungsfähiger. Im Jahr 2000 verzeichneten sie noch eine Leistung von rund 2 Megawatt (MW) und einen Rotordurchmesser von unter 80 m.[13] Bei heutigen Projekten sind Turbinen mit einer Leistung von bis zu 15 MW und Rotordurchmesser von fast 240 m Standard.[14] Chinesische Hersteller haben bereits Turbinen mit 18 MW im Portfolio und absehbar soll auch die 20 MW Grenze überschritten werden.[15,16] Die 8 MW-Turbinen, die im Offshore-Windpark *Hornsea 2* verbaut sind, können mit einer einzelnen Rotation einen Haushalt für 24 Stunden mit Strom versorgen.[17]

Netzanbindung von Offshore-Windstrom

Netzanbindungssysteme sorgen dafür, dass der Offshore-Windstrom an Land, ins dortige Stromnetz und damit zu den Endverbrauchern gelangt. Grundsätzlich gibt es zwei Übertragungswege, auf denen der Stromtransport geschehen kann: Die Stromeinspeisung als Gleichstrom (Englisch: Direct-Current; DC-Netzanbindungssystem) oder als Wechselstrom/Drehstrom (Englisch: Alternating-Current; AC-Netzanbindungssystem). Die Bauplanung der Offshore-Netzanbindungssysteme wird in Deutschland alle zwei Jahre mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) festgestellt. Im aktuellen NEP 2037/2045 von 2023 wird dabei die Netzentwicklung anhand von drei Szenarien skizziert. Der NEP kommt zu dem Ergebnis, dass 20 neue Offshore-Netzanbindungssysteme mit einer Trassenlänge von rund 8.500 km notwendig seien und die damit verbundenen Investitionskosten sich auf rund 87 Mrd. € belaufen werden.[18] Für die jeweilige

12 Die Nacelle beschreibt die Kombination aus Nabe, Maschinenhaus und Generator.

13 Vgl. Orsted: Höher, größer, stärker, 30.09.2020, abrufbar unter https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/windenergie-entwicklung-turbinen-groesse-megawatt (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

14 Vgl. Becker, Marc, 05.02.2024, abrufbar unter https://www.linkedin.com/posts/marc-becker-3990826_offshorewind-europeanenergy-transition-renewableenergy-activity-7160268787705872384-ZkQl?utm_source=share&utm_medium=member_desktop (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

15 Vgl. Buljan, Adrijana: Danish Consortium setting up test lab for 20 MW floating wind turbines, 26.10.2023, abrufbar unter https://www.offshorewind.biz/2023/10/26/danish-consortium-setting-up-test-lab-for-20-mw-floating-wind-turbines/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

16 Vgl. de Vriez, Eize: No let up in scaling as rotor size and ratings records tumble, ohne Datum, abrufbar unter https://www.windpowermonthly.com/article/1857993/no-let-scaling-rotor-size-ratings-records-tumble (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

17 Vgl. Orsted: Hornsea 2 Offshore Wind Farm, Datum nicht verfügbar, abrufbar unter https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea2 (zuletzt abgerufen am 24.05.2024).

18 Vgl. Netzentwicklungsplan Strom: Offshore-Netzentwicklung, ohne Datum, abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/verstehen/offshore-netzentwicklung (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Netzanbindung sind in Deutschland die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion und TenneT zuständig.

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme mit Gleichstrom und Wechselstrom betrieben. Die jeweiligen Offshore-Windparks werden als einzelne Cluster verstanden. Die Windenergieanlagen eines Windparks sind mithilfe von Seekabeln an eine eigene Umspannplattform angebunden. Sie produzieren Wechselstrom, der zunächst auf den windparkeigenen Offshore-Plattformen gebündelt und dort auf eine Spannungsebene von 155 Kilovolt (kV) hochtransformiert wird. Im nächsten Schritt wird der Strom über ein AC-Kabelsystem an eine noch auf See befindliche Konverterplattform geleitet. Daneben gibt es aber auch Parks, die direkt mit einer Konverterplattform verbunden sind, sodass der Zwischenschritt über eine Umspannplattform entfällt. Von der Konverterplattform ausgehend, wird der Strom mehrerer räumlich einander nahestehender Windenergieanlagen gebündelt und von Wechsel- in Gleichstrom gewandelt (320 kV bzw. 320/525 kV). Anschließend wird der Gleichstrom per DC-Kabelsystem an eine Konverterstation an Land geleitet, von der aus der Strom mit 380 kV in das (AC-)Übertragungsnetz gelangt. Die DC-Technologie ermöglicht es, die Energiemengen über große Distanzen verlustarm zu transportieren und höhere Leistungen zu übertragen. Dadurch müssen in Summe deutlich weniger Kabel installiert werden, wenngleich im Gegenzug die Errichtung von Konverterstationen notwendig ist.

In der Ostsee ist der Prozess etwas anders. Die Anzahl der Windparks ist dort deutlich geringer und die Entfernung zur Küste kürzer, weshalb hier in der Regel eine AC-Netzanbindung eingesetzt wird. Bei dieser entfallen die zwischengeschalteten Konverterplattformen. Jede einzelne Windenergieanlage ist unmittelbar mit einer Umspannplattform verbunden. Dort wird der entsprechende Strom gebündelt und mittels 220-kV-AC-Anbindungen zum Umspannwerk an Land gebracht. Vom Umspannwerk wird der Strom mit 380.KV-Spannung ins Übertragungsnetz eingespeist.[19] [20] [21]

19 Vgl. Bundesamt für Naturschutz: Netzanbindung, ohne Datum, abrufbar unter https://www.bfn.de/netzanbindung (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

20 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Netzanbindung für Windenergieanlagen auf See, ohne Datum, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/netzanbindung-fuer-windenergieanlagen-auf-see.html#:~:text=Um%20den%20in%20Nord%2D%20und,Stromnetz%20an%20Land%20weiter%20transportiert (zuletzt abgerufen am 22.05.2024) sowie Netzentwicklungsplan Strom: Offshore-Netzentwicklung.

21 Vgl. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Netzanbindungssysteme, ohne Datum, abrufbar unter BSH – Netzanbindungssysteme (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.3 Ausbau der Offshore-Windenergie

Die europäischen Staaten haben erkannt, dass sie ihre CO_2-Reduktionsziele nur unter Einbeziehung massiv erhöhter Ausbauziele für die Offshore-Windenergie erreichen können. Hierzu gab es in jüngster Vergangenheit mehrere politische Initiativen auf europäischer und auf nationaler Ebene, um die dafür erforderlichen Rahmenbedingungen zu schaffen.

> Politische Stakeholder weltweit haben das Offshore-Wind-Potenzial erkannt und nutzen es zur Erreichung ihrer ambitionierten Energie- und Klimaziele.

Im April 2023 kamen die Regierungschefs und Energieminister von acht EU-Ländern und dem Vereinigten Königreich sowie die Präsidentin der EU-Kommission mit 100 CEOs der Offshore-Windindustrie in einer der bisher größten Initiativen für die Offshore-Windenergie zusammen. Sie beschlossen in der *Erklärung von Ostende*[22] ein gemeinsames Ziel von 120 GW installierter Leistung bis 2030 und 300 GW bis 2050. Die Nordsee soll damit zum *grünen Kraftwerk* werden, das ab 2030 bis zu 120 Mio. bzw. ab 2050 bis zu 300 Mio. Haushalte mit erneuerbarem Strom versorgen kann.[23]

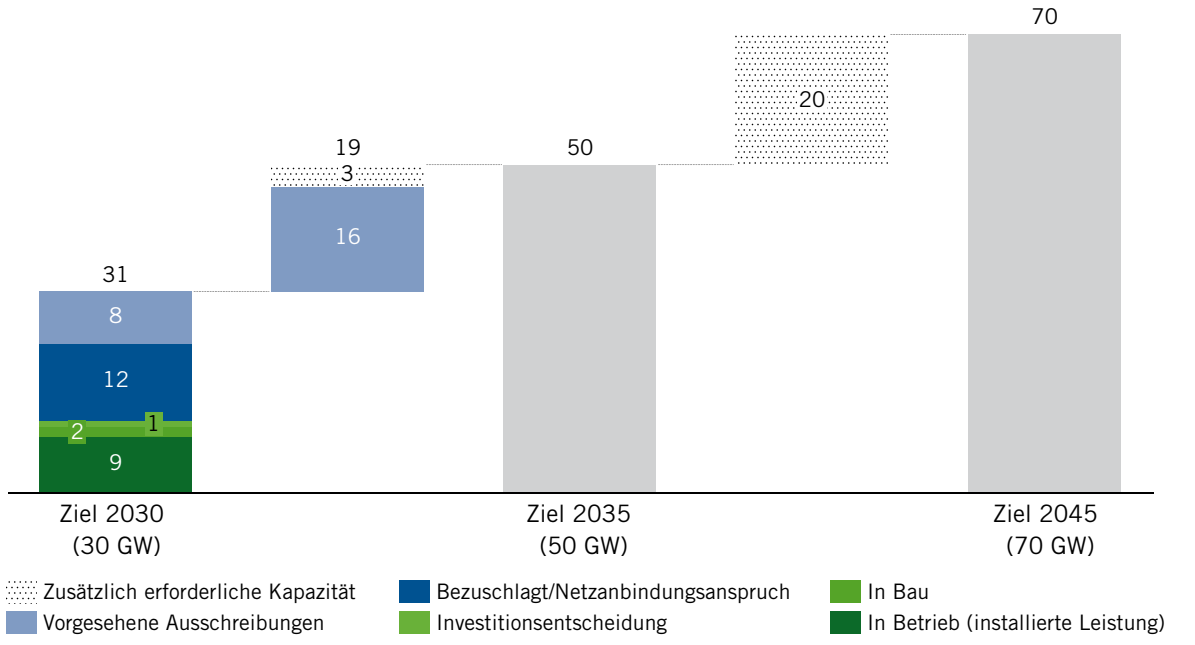
In Deutschland sieht das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) bis zum Jahr 2030 einen Ausbau auf 30 GW, bis 2035 auf mind. 40 GW und bis 2045 auf 70 GW installierter Offshore-Wind-Leistung vor. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) legt dafür im sog. Flächenentwicklungsplan (FEP) die Flächen, den erforderlichen Zeitrahmen, die grundsätzlichen technischen Rahmenbedingungen und die Anbindung ans Stromnetz fest.

Derzeit besteht in Deutschland eine Offshore-Kapazität von 8,5 GW. Dafür wurden seit dem ersten kommerziellen Offshore-Windpark *Baltic 1*, der 2011 ans Netz ging, bis 2023 in der deutschen Nord- und Ostsee 29 Projekte mit über 1.500 Anlagen in Betrieb genommen. Auf die Nordsee entfallen 7,1 GW. Insgesamt hat die Offshore-Windenergie in Deutschland im Jahr 2023 23,5 Terawatt-

22 Vgl. Bundesregierung: Ostend Declaration on the North Sea as Europe's Green Power Plant, 24.04.2023, abrufbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975228/2185832/293395d3dbdac350715a3652f96b2c93/2023-04-24-ostenede-nordsee-data.pdf?download=1 (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

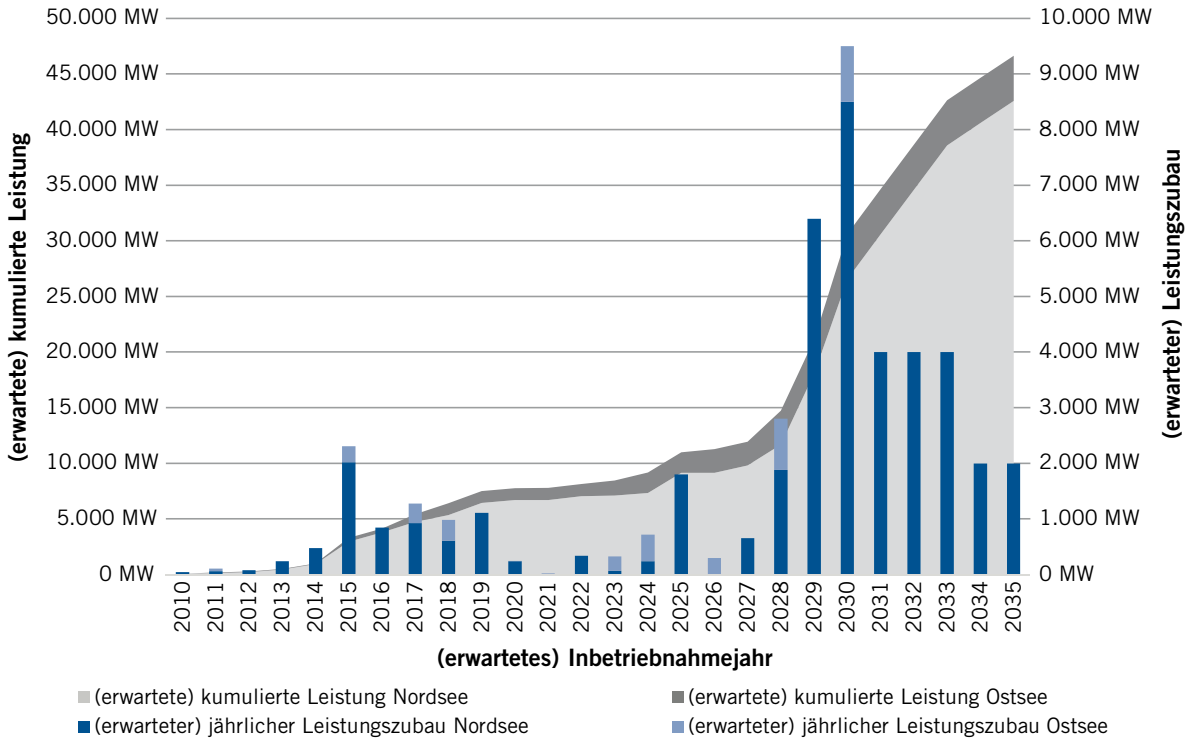
23 Vgl. Deutsche Welle: Nordsee als „grünstes Kraftwerk der Welt", 24.04.2023, abrufbar unter https://www.dw.com/de/nordsee-soll-gr%C3%BCnstes-kraftwerk-der-welt-werden/a-65421262 (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.6: Ausbauperspektive für Offshore-Wind in Deutschland



Daten: Deutsche WindGuard GmbH, 2024

Abbildung 1.7: Erwartete Ausbauentwicklung Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2035



Quelle: Deutsche WindGuard; Stand: 31.12.2023; Datenbasis: eigene Erhebungen, Marktstammdatenregister, Vorentwurf FEP (Sep. 2023);
Hinweis: Zukünftige Offshore-Windenergieprojekte sind mit der gesamten Leistung dem jeweiligen erwarteten Inbetriebnahmejahr zugeordnet.

stunden (TWh) Strom erzeugt und damit 5,2 % der Stromerzeugung abgedeckt.[24]

Laut dem aktualisierten FEP von Januar 2023 werden von 2025 bis 2030 jährlich durchschnittlich 4 GW Offshore-Wind-Leistung neu ausgeschrieben. In Betrieb genommen werden bis einschließlich 2030 rund 22 GW, wovon rund 19 GW ab 2021 vergeben werden. Von 2031 bis einschließlich 2035 sollen insg. weitere 16 GW in Betrieb gehen.

Der überwiegende Teil des Ausbaus soll in den Jahren 2029 und 2030 stattfinden und stellt die Industrie vor große Herausforderungen, diesen *Ausbauendspurt* zu bewerkstelligen – insb., da europäische Nachbarländer mit ähnlichen Zeitplanungen ebenfalls den Fokus auf das Ende des Jahrzehnts legen.

Weltweit hat sich die in Betrieb befindliche Offshore-Windkapazität zwischen 2013 und 2023 nahezu verzehnfacht.

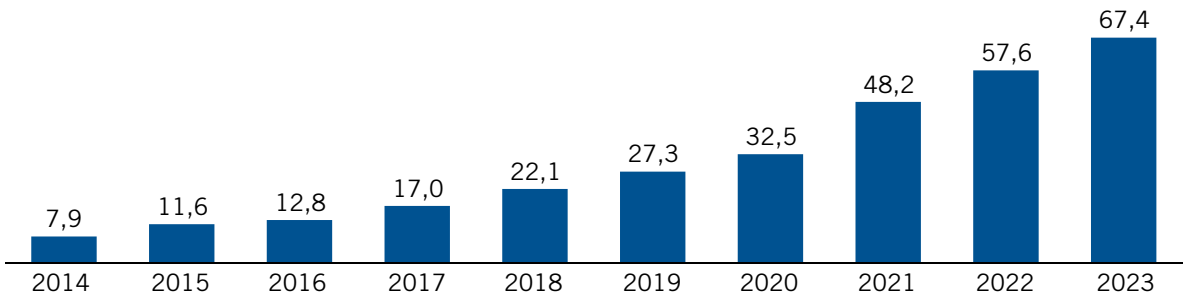
Während 2013 weltweit erst 14 Länder Offshore-Windprojekte verzeichneten, waren es zehn Jahre später bereits 39. Die sich weltweit in Betrieb befindliche Offshore-Windkapazität hat sich in demselben Zeitraum nahezu verzehnfacht.[25] 2023 waren weltweit rund 67 GW Offshore-Wind-Kapazität installiert, davon wurden 9,8 GW im Jahr 2023 zugebaut, 9,4 GW im Jahr 2022.[26] Lange wurde Offshore-Windenergie maßgeblich in Europa um-

24 Vgl. Deutsche WindGuard: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland Jahr 2023, 30.01.2024, abrufbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202023.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

25 Vgl. Statista: Offshore wind energy capacity worldwide from 2009 to 2023, 18.04.2024, abrufbar unter https://www.statista.com/statistics/476327/global-capacity-of-offshore-wind-energy/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

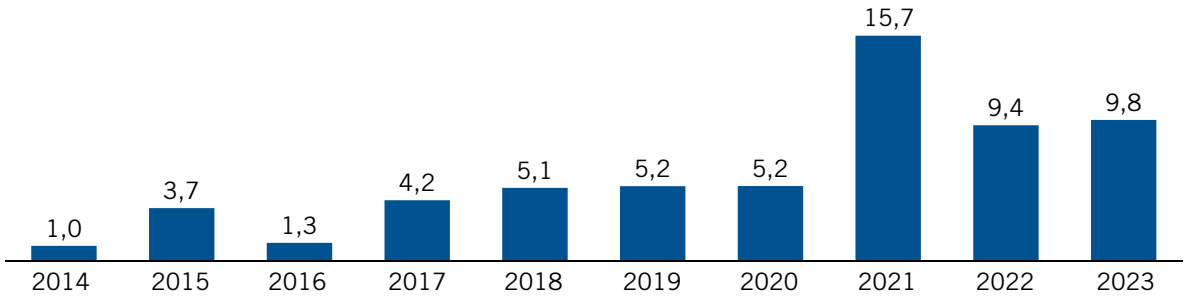
26 Vgl. World Forum Offshore Wind: Global Offshore Wind Report, April 2024, abrufbar unter https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2024/04/WFO-Report-2024Q1.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

Abbildung 1.8: Kumulative Offshore-Wind-Kapazität weltweit in GW



Quelle: World Offshore Forum Wind (WFO), 2024

Abbildung 1.9: Jährlicher Offshore-Wind-Zubau weltweit in GW



Quelle: World Offshore Forum Wind (WFO), 2024

gesetzt. Europa[27] macht von der derzeit weltweit installierten Offshore-Wind-Kapazität etwa die Hälfte aus.[28] Ab etwa 2015 weitete sich das Interesse jedoch stark in Richtung Asien und USA aus. China führte 2023 mit rund 47 % der Gesamtkapazität das Länder-Ranking an (rund 32 GW), noch weit vor dem Vereinigten Königreich auf dem zweiten Platz (mit rund 15 GW und damit rund 22 %).[29]

Während die EU auf rund 300 GW installierter Offshore-Kapazität bis 2050 abzielt, ziehen andere Länder mit ebenfalls hohen Ambitionen nach. Taiwan hat das Ziel ausgegeben, bis 2025 knapp 6 GW Offshore-Wind-Kapazität zu errichten[30], Japan visiert 10 GW bis 2030 und 30 bis 45 GW bis 2040 an[31]. Die USA wollen bis 2030 30 GW und bis 2050 über 110 GW Offshore-Wind-Kapazität erreichen[32]. Auch bei den Zubauzahlen ist der Trend erkennbar: 2023 lag der Zubau in Europa, inkl. Vereinigtem Königreich und Norwegen, bei rund 4,2 GW und in China bei rund 5 GW. Die restlichen rund 0,6 GW teilen sich auf Vietnam, Japan und Taiwan auf. In Bau waren Ende 2023 weltweit rund 16,3 GW Offshore-Wind-Kapazität, davon rund 6,5 GW in Europa inkl. Vereinigtem König-

27 Vereinigtes Königreich, Deutschland, Niederlande, Dänemark, Belgien, Frankreich, Schweden, Norwegen, Finnland, Italien, Portugal, Irland und Spanien.

28 Vgl. World Forum Offshore Wind: Global Offshore Wind Report, April 2024, abrufbar unter https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2024/04/WFO-Report-2024Q1.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

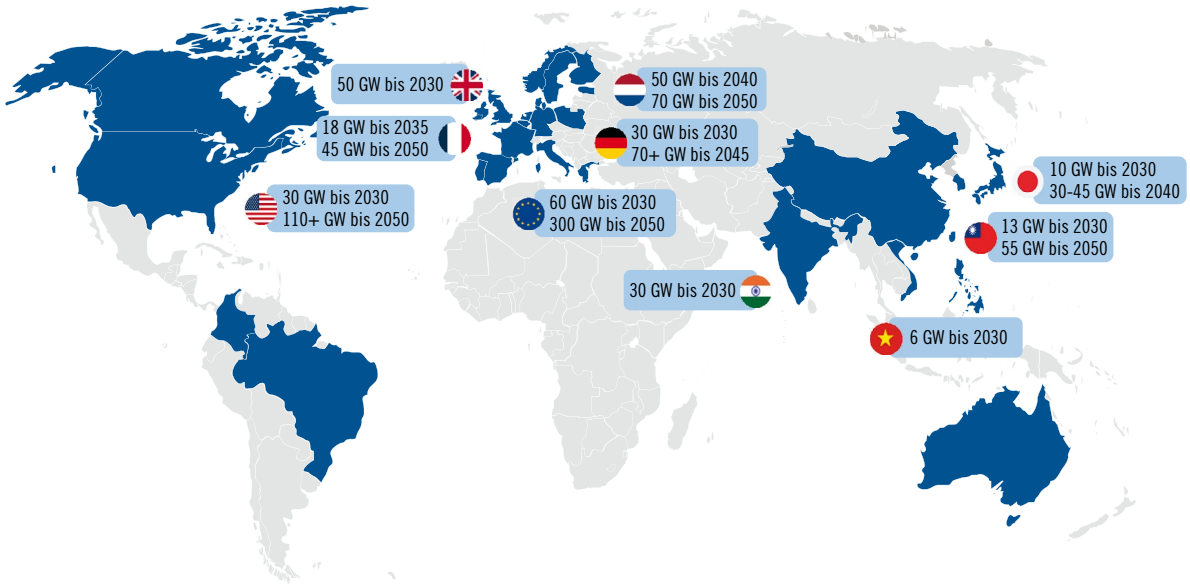
29 Vgl. World Forum Offshore Wind: Global Offshore Wind Report, April 2024, abrufbar unter https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2024/04/WFO-Report-2024Q1.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

30 Vgl. Department of Information Services, Executive Yuan: Offshore wind-power generation, 13.06.2019, abrufbar unter https://english.ey.gov.tw/News3/9E5540D592A5FECD/34ff3d6b-412e-458d-afe9-01737d2da52d#:~:text=Taiwan%27s%20goal%20is%20to%20raise,11.92%20million%20metric%20tons%20annually (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

31 Vgl. Memija, Adnan: Japan expands offshore wind development into Exclusive Economic Zone, 13.03.2024, abrufbar unter https://www.offshorewind.biz/2024/03/13/japan-expands-offshore-wind-development-into-exclusive-economic-zone/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

32 Vgl. U.S. Department of Energy: Advancing Offshore Wind Energy in the United States: Highlights, März 2023, abrufbar unter https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-03/advancing-offshore-wind-energy-highlights.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.10: Länder mit Offshore-Wind-Ambitionen, ausgewählte nationale Ausbau-Ziele



Eigene Darstellung auf Basis von 4C Offshore, 2023

reich, 6,3 GW in China, rund 2,4 GW in Taiwan und rund 0,9 GW in den USA. [33]

Einige Länder haben ihr Offshore-Wind-Potenzial identifiziert, aber noch keine nationalen Ausbauziele daraus abgeleitet. Brasilien bspw. hat ein Potenzial von rund 700 GW in Wassertiefen bis 50 m und unternimmt derzeit erste Schritte in Richtung Offshore-Wind-Regulatorik.[34] Teilweise gehen einzelne Regionen unabhängig von ihren Regierungen voran, bspw. führt in Australien der Bundesstaat Victoria die Offshore-Ausbauambitionen an und zielt auf 2 GW Kapazität bis 2032, 4 GW bis 2035 und 9 GW bis 2040.[35]

Viele international aktive Entwickler, wie Orsted, Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) und RWE, haben in den letzten Jahren stark in die neuen Märkte expandiert.[36] Für westliche Entwickler bleibt Europa absehbar dennoch der wichtigste Markt. Insb. Deutschland, die Niederlande, Dänemark und das Vereinigte Königreich erhalten mit ihrem etablierten regulatorischen Umfeld und neuen Ausschreibungen für nennenswerte Kapazitäten ihre Attraktivität für Entwickler.

Die Bandbreite der Akteure, die sich in Europa und weltweit an den Offshore-Ausschreibungen beteiligen, ist groß. Das Spektrum reicht von den klassischen Energieversorgungsunternehmen und Offshore-Wind-Entwicklern über globale Finanzinvestoren bis hin zu lokalen Stadtwerken. In den letzten Jahren drängen zunehmend auch Unternehmen der Öl- und Gasbranche auf den Markt, die sich mit ihren Projektvorhaben und Investitionen ambitioniert positionieren. In der deutschen Auktion für nicht voruntersuchte Flächen 2023 wurden bspw. von BP und TotalEnergies Offshore-Wind-Flächen mit einer Gesamtkapazität von 7 GW ersteigert. Dies stellt selbst die beachtliche Größe des Nordseeclusters der RWE weit in den Schatten, welches insg. 1,6 GW umfasst.

33 Vgl. World Forum Offshore Wind: Global Offshore Wind Report, April 2024, abrufbar unter https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2024/04/WFO-Report-2024Q1.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

34 Vgl. Buljan, Adrijana: Brazilian Government ramps up work on offshore wind, green hydrogen, 04.07.2023, abrufbar unter https://www.offshorewind.biz/2023/07/04/brazilian-government-ramps-up-work-on-offshore-wind-green-hydrogen/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

35 Vgl. Northon Rose Fulbright: Global offshore wind: Australia, 10.01.2024, abrufbar unter https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/ec2a685f/global-offshore-wind-australia (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

36 Der chinesische Markt entwickelte sich zwar ebenfalls schon früher, war aber im Wesentlichen sowohl auf der Seite der Lieferkette als auch auf der Seite der Entwickler und Betreiber lokal geprägt. Es gab nahezu keine internationale Verbindung, was sich derzeit jedoch auf der Seite der Lieferkette ändert, zumal viele Komponenten und Zulieferteile bereits aus China kommen.

Grundlagen von Offshore-Windenergie-Ausschreibungen

Voraussetzung für die stetige Entwicklung und den Bau von Offshore-Windprojekten ist ein klarer Rechtsrahmen. In Deutschland besteht dieser u. a. aus maritimen Raumordnungsverfahren, dem FEP, dem Netzentwicklungsplan, einer klar geregelten Umweltverträglichkeitsprüfung[37], Genehmigungsverfahren, Zertifizierungsverfahren und einem fairen Vergabeverfahren. Als solches Vergabeverfahren für die Rechte für Bau und Betrieb von Offshore-Windparks haben sich weltweit Ausschreibungen etabliert. Hierbei gibt es jedoch von Land zu Land Unterschiede in der Ausgestaltung. Bisher hat sich keines der unterschiedlichen Modelle als einzig zuverlässiges Instrument für das Erreichen eines gesicherten Ausbaupfads behauptet. Zusammenfassend haben sich im internationalen Vergleich bisher folgende Mechanismen bei Auktionen bewährt:

- **Präqualifikationsverfahren** stellen im Vorfeld von Auktionen durch eine strenge Vorauswahl sicher, dass nur Marktteilnehmer zur Auktion zugelassen werden, die nachweislich in der Lage sind, einen Offshore-Windpark erfolgreich zu realisieren. Dabei kommt es sehr auf Details der konkreten regulatorischen Ausgestaltung an, um bspw. kleineren Entwicklern nicht a priori den Marktzugang zu verwehren, sondern stets auch eine Bietervielzahl zu ermöglichen.

- **Staatliche Voruntersuchungen von Flächen** garantieren bei zentralen Auktionen gleiche Bedingungen für alle Teilnehmer. Dies sorgt für die größtmögliche Realisierungswahrscheinlichkeit des Offshore-Windparks. Zudem reduzieren einmalig durchgeführte Voruntersuchungen Entwicklungskosten, da Projektentwickler im Falle individuell zu erstellender Untersuchungen diese Kosten an anderer Stelle, sofern am Markt möglich, wieder einpreisen würden.

- **Bürgschaften und Anzahlungen** sollen gewährleisten, dass Projekte mit größtmöglicher Wahrscheinlichkeit realisiert werden. Bei Verzögerungen hat der Staat dann bspw. das Recht, diese teilweise oder, wenn der Windpark gar nicht gebaut wird, vollständig einzubehalten.

- **Faire Bezuschlagung** ist ein wesentlicher Grundsatz für die Vergabe von Offshore-Wind-Projekten. Projekte sollten rechtssicher und diskriminierungsfrei anhand eindeutiger und messbarer Kriterien vergeben werden.

Auktionsverfahren können sowohl ein- als auch zweistufig durchgeführt werden. In einstufigen Auktionsverfahren werden in einer einzigen Auktion das Seegebiet und alle zur Erlangung von Bau und Betrieb erforderlichen Genehmigungen sowie ggfs. eine Förderung vergeben. Dieses Verfahren ist gegenüber plötzlichen Veränderungen im Markt stabil und reduziert das Risiko von *Stranded Investments*. Allerdings besteht eine große zeitliche Differenz zwischen Auktion und Inbetriebnahme. Dadurch wird bspw. die Förderhöhe sehr frühzeitig festgelegt, was für den Projektentwickler Risiken mit sich bringen kann, z. B. falls Investitionskosten stärker als geplant ansteigen. Auch auf andere Schwankungen bei Marktparametern, wie bspw. Inflation oder Verfügbarkeiten in der Lieferkette, kann dadurch ggfs. nicht oder nicht ausreichend reagiert werden.

In zweistufigen Verfahren werden bspw. im Vereinigten Königreich zuerst die Flächen und erst später die Förderung für die Projekte auf diesen Flächen vergeben. Die Förderauktion ist dadurch dichter an der tatsächlichen Inbetriebnahme der Windparks und auf Marktpreisschwankungen kann eher reagiert werden. Zweistufige Verfahren verzögern jedoch den Prozess und die finale Planungssicherheit für Entwickler und bergen auch Risiken.

Individuelle Designfehler sind sowohl bei ein- als auch zweistufigen Auktionen möglich. Ein Beispiel dafür war die Förderauktion 2023 im Vereinigten Königreich, bei der der Höchstpreis für die Förderauktion zu niedrig angesetzt war und kein einziges Offshore-Wind-Projekt an der Auktion teilnahm.[38] Bei nahezu jeder Auktion besteht zudem das Risiko, dass überzogene wettbewerbliche Konditionen und negative Gebotskomponenten, bei denen Entwickler für den Zuschlag zahlen, den Kostendruck stark auf die Zulieferindustrie verlagern oder die zusätzlichen Zahlungen über einen erhöhten Strompreis umgelegt werden, sofern sich dieser im Markt realisieren

37 Die Bundesregierung hat im Kabinett im März 2024 beschlossen, die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für Offshore-Windparks abzuschaffen, um die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) der EU umzusetzen und den Ausbau der Offshore-Windenergie zu beschleunigen. Allerdings haben sowohl Umweltverbände als auch Windparkbetreiber für den Erhalt der Umweltverträglichkeitsprüfung Stellung bezogen. Die parlamentarische Beratung des Gesetzentwurfs ist zum Redaktionsschluss dieses Artikels noch nicht abgeschlossen.

38 Vgl. Windmesse: Letzte Offshore-Auktion in Großbritannien fällt durch, 13.09.2023, abrufbar unter https://w3.windmesse.de/windenergie/news/45397-windeurope-grossbritannien-floating-offshore-auktion-cfd-arbeitsplatz-wachstum-ausbau-ziel-windpark-gebot-netzanschluss-inflation-kosten (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

lässt. Deswegen müssen Auktionen neben dem Fairnessgebot immer eine ökonomisch sinnvolle Realisierung des Offshore-Windprojekts gestatten.

> Bei der gleitenden Marktprämie in Deutschland haben sich in den letzten Jahren zunehmend sog. Nullgebote etabliert.

Im Bereich der Förderung und Vergütung gibt es in der Offshore-Windenergie unterschiedliche Modelle. Etabliert haben sich hier im Wesentlichen einseitige und zweiseitige *Contracts for Difference (CfD)* sowie Stromabnahmeverträge *(Power Purchase Agreements, PPAs)*. Bei dem einseitigen CfD, in Deutschland *gleitende Marktprämie* genannt, bietet der Betreiber eines Offshore-Windparks auf einen bestimmten Strompreis als *strike price (floor price*; anzulegender Wert). Fällt der Marktpreis unter diesen Wert, erhält der Betreiber die Differenz vom Staat erstattet, liegt der Marktpreis darüber, behält der Betreiber den Mehrerlös. Der zweiseitige CfD wird bspw. im Vereinigten Königreich angewendet. Auch hier bietet der Betreiber wieder auf einen *strike price*, der Mechanismus ist jedoch symmetrisch: Liegt der Strommarkpreis oberhalb des CfD-Preises, zahlt der Betreiber den Mehrerlös zurück. Liegt der Marktpreis darunter, bekommt der Windparkbetreiber, wie beim einseitigen CfD, die Differenz erstattet. Bei beiden CfD-Varianten wird derjenige Bieter bezuschlagt, der den niedrigsten CfD-Preis bietet. Der Hauptanreiz für Entwickler besteht in der Stabilisierung der Einnahmen ihres Offshore-Windkraftprojekts und damit der Verringerung der mit der Entwicklung des Projekts verbundenen Risiken. Bei der gleitenden Marktprämie in Deutschland haben sich in den letzten Jahren zunehmend sog. *Nullgebote* etabliert. Dabei bieten Entwickler 0 Cent/MWh als *strike price* und verzichten dadurch vollständig auf eine Förderung bzw. Erlösabsicherung. Erstmals war dies bei einer Offshore-Wind-Auktion in Deutschland im Jahr 2017 der Fall.

Mit dem Verzicht auf eine staatlich gestützte Einspeisevergütung haben sich zunehmend privatwirtschaftliche PPAs etabliert, bei denen die Entwickler auf einen Stromabsatz in der Industrie setzen und selbst Stromabnahmeverträge mit Unternehmen abschließen. Heute stellt dies bspw. in Deutschland und den Niederlanden, also Märkten mit hohem Industrie-Strombedarf, einen gewissen Standard dar. In Deutschland bspw. werden PPAs bei Auktionen inzwischen sogar bevorzugt. Hier gehört der Abschluss eines PPAs mit vorgegebenem Umfang und Dauer zur Voraussetzung, um überhaupt ein Gebot für bestimmte Flächen abgeben zu dürfen.

Der Umfang von Offshore-PPAs ist in den letzten Jahren stark angestiegen. Zwischen 2013 und 2023 hat sich die Zahl von 11 auf 96 erhöht. Ihre Höhe kann von den üblichen Marktpreisen abweichen. Grund dafür ist zum einen die langfristig planbare Preisstabilität, die PPAs bieten, und zum anderen die Möglichkeit des Stromabnehmers, seine mit Einsatz von PPA produzierten Produkte teurer verkaufen zu können. Zusätzlich können Unternehmen durch den Grünstrombezug ihre Nachhaltigkeits- bzw. ESG-Bewertung (Environmental, Social, Governance) verbessern und damit für den inzwischen immer nachhaltiger orientierten Kapitalmarkt attraktiver werden. Solange erneuerbare Energien (EE) aufgrund von Ausbautempo und -volumen nur einen Teil des Strombedarfs abdecken, werden PPAs aus diesen Gründen ein wachsendes Geschäftsmodell bleiben.

Exkurs: Nutzung der Offshore-Windenergie für Wasserstoff

Aufgrund der hohen Volllaststundenzahl und wettbewerbsfähigen Kosten wird der Einsatz von Offshore-Wind auch für die Wasserstoffherstellung intensiv diskutiert.[39] Der daraus entstehende erneuerbare Wasserstoff ist für das Gesamtenergiesystem wichtig, um Engpässe im Stromnetz und Kaltdunkelflauten[40] zu umgehen. Zudem können so bestimmte Industriesektoren dekarbonisiert werden, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Dazu zählen Stahlindustrie sowie die Schiff- oder Luftfahrt.

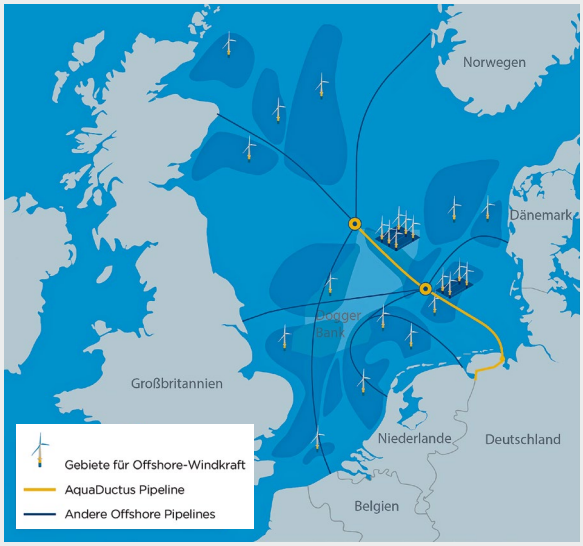
Die deutsche Bundesregierung kündigte mit der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie an, bis zum Jahr 2030 10 Gigawatt (GW) Elektrolysekapazität aufzubauen, davon 1 GW offshore.[41] In der *Erklärung von Ostende* nehmen sich die beteiligten Nordsee-Anrainerstaaten insg. 32 GW Elektrolyse-Kapazität vor. Bislang steckt die erneuerbare Wasserstofftechnologie zwar noch in den Kinderschuhen, aber bereits heute wird umfang-

39 Vgl. DNV: Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone, 17.02.2023, abrufbar unter https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

40 Während einer Kaltdunkelflaute scheint wenig Sonne, weht wenig Wind und es herrschen zusätzlich niedrige Außentemperaturen, wodurch der Stromverbrauch steigt.

41 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 26.07.2023, abrufbar unter https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html (zuletzt abgerufen am 24.01.2024).

Abbildung 1.11: Gebiete für Offshore-Windkraft in der Nordsee



Quelle: Gascade Gastransport GmbH

reich an Forschungsprojekten und Pilotanlagen gearbeitet, um die Technologie zur Marktreife zu bringen und die dafür notwendigen technologischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen.[42]

Insbesondere in küstenfernen Gebieten wie dem sog. *Entenschnabel*[43] oder der Doggerbank, der größten Sandbank in der Nordsee, bieten sich attraktive Bedingungen, um erneuerbaren Wasserstoff mit Offshore-Wind zu produzieren. Das Meer ist hier flach und die Windverhältnisse gut. Da die Gebiete weit von der Küste entfernt sind, ist eine Anbindung an das Stromnetz teuer. Würden hier Turbinen im *Inselmodus* – also ohne Stromnetzanbindung – operieren und die Windenergie direkt vor Ort in Elektrolyseure fließen, kann quasi vor der Haustür erneuerbarer Wasserstoff produziert und über eine Sammelpipeline an Land transportiert werden.[44] Eine einzige Pipeline – mit circa einem Meter Durchmesser – würde für 10 GW-Elektrolyseleistung ausreichen, während für die Stromübertragung fünf Hochspannungs-Gleichstrom-Kabel notwendig wären. Sobald technisch etabliert, wären solche Offshore-Wasserstoffprojekte in entlegenen Seegebieten schneller umzusetzen als Strom zu produzieren und per Kabel an Land zu transportieren.[45] Auch der kleinere ökologische Fußabdruck ist ein Argument, das in der engen deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)[46] nicht zu vernachlässigen ist.[47] Demgegenüber ist jeweils der Nachteil abzuwägen, dass die wertvolle (weil relativ kontinuierliche) Stromproduktion der Offshore-Windenergieanlagen und die Flexibilität der Elektrolyseure bei einer Offshore-Wasserstoffproduktion nicht in das Stromsystem integriert wären.

Die geplante Offshore-Pipeline *AquaDuctus* wird die erste ihrer Art sein.[48] Auf speziell ausgewiesenen Flächen nahe Helgoland soll produzierter Wasserstoff ab 2030 in das deutsche Wasserstoff-Kernnetz eingespeist werden. Zudem ist das Pipeline-Projekt, das die beiden Ferngasnetzbetreiber GASCADE (Deutschland) und Fluxys (Belgien) entwickeln, Kern einer europäisch vernetzten Offshore-Infrastruktur: In den 2030er-Jahren soll die dann gut 400 km lange Leitung auf See produzierten Wasserstoff von Windparks in weiter entfernt gelegenen Gebieten der deutschen AWZ sowie aus Nordsee-Anrainerstaaten einsammeln. Ähnliche Ideen gibt es mit dem *Baltic Sea Collector* auch für die Ostsee. Dieser umfasst den Bau von Onshore- und Offshore-Pipelines, um den bspw. in Finnland[49] produzierten Wasserstoff nach Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern zu bringen und ins deutsche Wasserstoff-Kernnetz einzuspeisen. Vorangetrieben wird dieses Projekt von den finnischen und schwedischen Gasnetzbetreibern Gasgrid Finland und Nordion Energi, dem schwedischen Windkraftentwickler OX2 und Copenhagen Infrastructure Partners.[50]

42 Beispielhaft genannt werden soll hier das deutsche Leitprojekt H2Mare, in Rahmen dessen direkt auf See erneuerbarer Strom genutzt wird, um daraus Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte herzustellen, vgl. H2Mare unter https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

43 Als Entenschnabel wird der äußerste Rand des zu Deutschland gehörenden Festlandsockels der Nordsee bezeichnet.

44 Die Ausschreibung der entsprechenden Fläche SEN-1 ist allerdings bislang noch nicht erfolgt.

45 AFRY Management Consulting verglich die Offshore-Elektrolyse mit dem Transport per Sammelleitung mit den beiden alternativen Optionen (Offshore-Elektrolyse und Schiffstransport sowie Offshore-Stromerzeugung und Onshore-Elektrolyse). Vgl. AFRY: Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft, März 2022, abrufbar unter aquaventus.org/wp-content/uploads/2022/08/AquaDuctusShortStudy_OffshoreHydrogenProduction_v130_DE.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

46 Meeresgebiet seewärts des Küstenmeeres (12-Seemeilen-Zone), das bis zu 200 Seemeilen von der Küste eines Staats entfernt liegt. Dieser Küstenstaat hat exklusive Nutzungsrechte für die AWZ, sie gehört jedoch nicht zu seinem Hoheitsgebiet.

47 Es geht um Flächen, die mehr als 125 km von der Küste entfernt liegen.

48 Vgl. AquaDuctus unter https://aquaductus-offshore.de/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

49 Finnland könnte zu einem wichtigen Wasserstofflieferanten in Europa werden: Das Exportpotenzial liegt bei jährlich 70 TWh Wasserstoff im Jahr 2050, was in etwa 2,1 Mio. Tonnen Wasserstoff entspricht. Vgl. DNV: Potential for a Baltic Hydrogen Offshore Backbone, 07.03.2024, abrufbar unter https://energycentral.com/c/cp/potential-baltic-hydrogen-offshore-backbone (zuletzt abgerufen am 16.5.2024).

50 Vgl. Baltic Sea Hydrogen Collector unter https://balticseahydrogencollector.com/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.4 Herausforderungen für die Offshore-Windenergie

International überbieten sich Staaten mit neuen Zielen für Offshore-Wind. Sie konkurrieren um die attraktivsten Marktbedingungen für Entwickler und versuchen, ihre heimische Wertschöpfung zu fördern und Offshore-Produktionskapazitäten weiter aufzubauen. Gleichzeitig herrschte in den meisten nationalen Ausschreibungsdesigns lange eine Fokussierung auf niedrigste Preise vor, während Rohstoff- und Finanzierungskosten stiegen. Das stellte die Branche vor große Herausforderungen, die durch die hohen Unsicherheiten und Marktturbulenzen in den vergangenen Jahren weiter verstärkt wurden. Um ihre Herausforderungen zu verstehen, ist das Wissen um drei Charakteristika der Offshore-Wind-Branche wesentlich:

Erstens haben Offshore-Wind-Projekte sehr lange Vorlauf- und Projektlebenszeiten. In Deutschland wurden 2023 Flächen vergeben, für die zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme rund fünfeinhalb bzw. siebeneinhalb Jahre liegen. Business Cases für Offshore-Wind-Projekte werden dadurch weit im Voraus auf der Basis einer Vielzahl von Annahmen, insb. zu Kostenentwicklungen, getroffen. Unerwartete, extreme Ausschläge aufgrund von Krisen sind nur schwer einzukalkulieren.

Zweitens ist die Offshore-Wind-Branche stark globalisiert. Geopolitische Entwicklungen wirken sich dadurch, wie in jeder globalisierten Industrie, immer auch auf die Offshore-Wind-Branche aus. Engpässe bei Rohstoffen oder Transportkapazitäten oder unterschiedliche Zinsentwicklungen in den Märkten können zu einer Priorisierung bestimmter Regionen führen und Ausbauziele in anderen Regionen gefährden.

Drittens ist die Offshore-Wind-Branche durch eine zunehmende Konzentration von Stakeholdern geprägt. Das betrifft sowohl Lieferanten als auch Entwickler. Die Branche und die ersten, noch vergleichsweise kleinen, Projekte wurden insb. in Deutschland und Europa lange Zeit auch von kleineren und mittleren Entwicklern entwickelt. Inzwischen zeichnet sich eine Konzentrierung auf große, finanzstarke Unternehmen ab. Diese haben eher die Ressourcen, um in den zunehmend kapitalintensiven Ausschreibungen für immer größer werdende Projekte erfolgreiche Gebote abzugeben und in neue Märkte einzusteigen, die mit höheren Risiken einhergehen. Auch die Lieferketten beschränken sich auf wenige Hersteller und Lieferanten. Offshore-Windkraftanlagen werden heute außerhalb Chinas im Wesentlichen von drei Unternehmen angeboten: Vestas, Siemens Gamesa und GE Vernova. Zusammen vereinen die drei Unternehmen in Europa einen Marktanteil bei Offshore-Windkraftanlagen von fast 90 % auf sich. Wenn auch nur ein Offshore-Player mit Herausforderungen kämpft, hat dies direkte Auswirkungen auf die restliche Branche, wo andere Akteure bspw. auf die Lieferung oder Abnahme von Komponenten angewiesen sind.

In der COVID 19-Pandemie zeigten sich erstmals die Risiken und Schwächen dieser Entwicklungen. Unterbrechungen in den Lieferketten führten zu Verzögerungen und Strafzahlungen, insb. bei den Turbinenherstellern, weil Projekte nicht fristgerecht realisiert werden konnten. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine verdeutlichte zusätzlich die hohen Risiken europäischer Importabhängigkeiten – was im Falle fossiler Energieimporte eher dazu führte, Offshore-Windenergie als Weg zu einer größeren Unabhängigkeit in der Energieversorgung zu sehen. Gleichzeitig besteht aber, wie in vielen Industriebereichen, auch bei der Offshore-Windenergie eine große Abhängigkeit von Rohstoffen und Vorprodukten aus China.

Kosten- und Zinssteigerungen und ihre Folgen für die Offshore-Branche

Die allgemeinen Inflationstendenzen und damit einhergehenden Kostensteigerungen trafen die Offshore-Wind-Branche in den letzten Jahren überproportional. In Deutschland lag die Jahresinflationsrate im Jahr 2021 bei 3,1 %[51], 2022 bei historischen 6,9 % und 2023 immerhin noch bei 5,9 %[52]. Offshore-Wind-Entwickler waren in dieser Zeit laut Barclays mit CAPEX[53]-Steigerungen von 40-50 % innerhalb von 18 Monaten konfrontiert.[54] Allein für das Jahr 2023 verweist die Finanzberatung Green Giraffe Advisory auf Offshore-Wind-CAPEX-Steigerungen zwischen 25 und 40 %.[55]

Neben den Kostensteigerungen im Einkauf war auch die Finanzierung von Offshore-Wind-Projekten von der Inflation betroffen. Für die Projektfinanzierungskosten aus-

51 Vgl. Statistisches Bundesamt: Inflationsrate 2021: +3,1 % gegenüber dem Vorjahr, 19.01.2022, abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/01/PD22_025_611.html (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

52 Vgl. Statistisches Bundesamt: Inflationsrate im Jahr 2023 bei +5,9 %, Pressemitteilung, 16.01.2024, abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/01/PD24_020_611.html#:~:text=WIESBADEN %20 %E2 %80 %93 %20Die %20Verbraucherpreise %20in %20Deutschland, %2B6 %2C9 %20 %25 %20gelegen (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

53 Investitionsausgaben bzw. -kosten, auf Englisch: capital expenditure.

54 Vgl. Barclays: Offshore wind: East wind blows, Equity research, European clean energy, 27.09.2023, S. 2.

55 Vgl. Vriens, Michiel: Offshore wind: Glimmers of hope (and not from where you'd expect), 17.11.2023, abrufbar unter https://green-giraffe.com/publication/blog-post/offshore-wind-glimmers-of-hope-and-not-from-where-youd-expect/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

schlaggebend ist neben der Marge, die Banken selbst festlegen, der risikofreie Zinssatz in Form der Zinsstrukturkurve, welcher die erwartete Entwicklung des risikofreien Zinssatzes widerspiegelt. Letzteres ist in der Eurozone der *Euribor*. Dieser stieg ab Herbst 2022 infolge der Inflation stark an, innerhalb eines Jahres von unter 0 % auf über 3,5 %.[56] Die höheren Zinsen in Europa und weltweit verteuerten Offshore-Projekte und damit auch die Offshore-Stromgestehungskosten (Englisch: levelized cost of electricity, kurz: LCOE), nachdem diese jahrelang gesunken waren. In den USA stiegen die Stromgestehungskosten bei Offshore-Windenergie zwischen 2021 und 2023 um 48 %. Drei Viertel dieser Steigerung lassen sich dabei auf Zinssteigerungen zurückführen – auch wenn die Gesamtwirkung steuerlich abgefedert wurde.[57]

Die Turbinenkosten stiegen 2021 und 2022 um 38 %.

Kostensteigerungen in Offshore-Wind-Projekten sind in erster Linie auf die Turbinen zurückzuführen, deren Kosten 2021 und 2022 um 38 % stiegen.[58] Dies liegt wiederum insb. an den Kosten für Stahl, der zusammen mit Eisen rund 90 % des Gewichts einer Turbine ausmacht. Nachdem der Stahlpreis 2012 bis 2020 relativ konstant zwischen 600 und 800 €/t lag, schnellte er im Herbst 2020 in die Höhe und erreichte im Frühjahr 2021 über 1800 €/t. Seit Anfang 2023 ist wieder ein Abwärtstrend zu erkennen, mit Werten über 1100 €/t liegen die Preise jedoch noch deutlich über dem Vorkrisenniveau. Auch andere Rohmaterialien, wie Kupfer, Nickel und Seltene Erden, verzeichneten starke Preissteigerungen.[59]

Für Entwickler bedeuten die höheren Stahlkosten teurere Projekte, und auch für die Turbinen-Hersteller bergen die Kostensteigerungen Risiken. Zwischen der finalen Investitionsentscheidung (FID) eines Projekts und der Lieferung der Komponenten liegen einige Jahre. In der Vergangenheit war es in der Windindustrie üblich, dass die Hersteller in dieser Zeit das Risiko möglicher Preisschwankungen allein trugen. Verträge wurden ohne

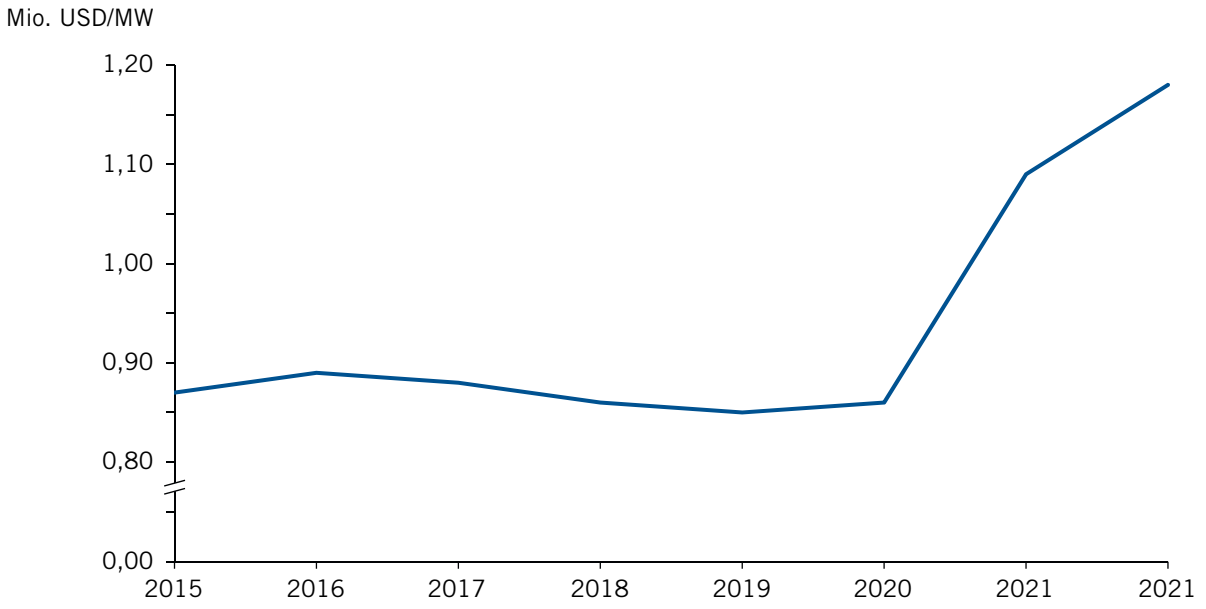
56 Vgl. Euribor rates: Euribor Grafiken – historische Euribor Werte, ohne Datum, abrufbar unter https://www.euribor-rates.eu/de/euribor-grafik/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

57 Vgl. Jain, Atin: Soaring costs stress US offshore wind companies, ruin margins, 01.08.2023, abrufbar unter https://about.bnef.com/blog/soaring-costs-stress-us-offshore-wind-companies-ruin-margins/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

58 Vgl. Ferris, Nick: Data insight: the cost of a wind turbine has increased by 38 % in two years, 25.04.2023, abrufbar unter https://www.energymonitor.ai/tech/renewables/data-insight-the-cost-of-a-wind-turbine-has-increased-by-38-in-two-years/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

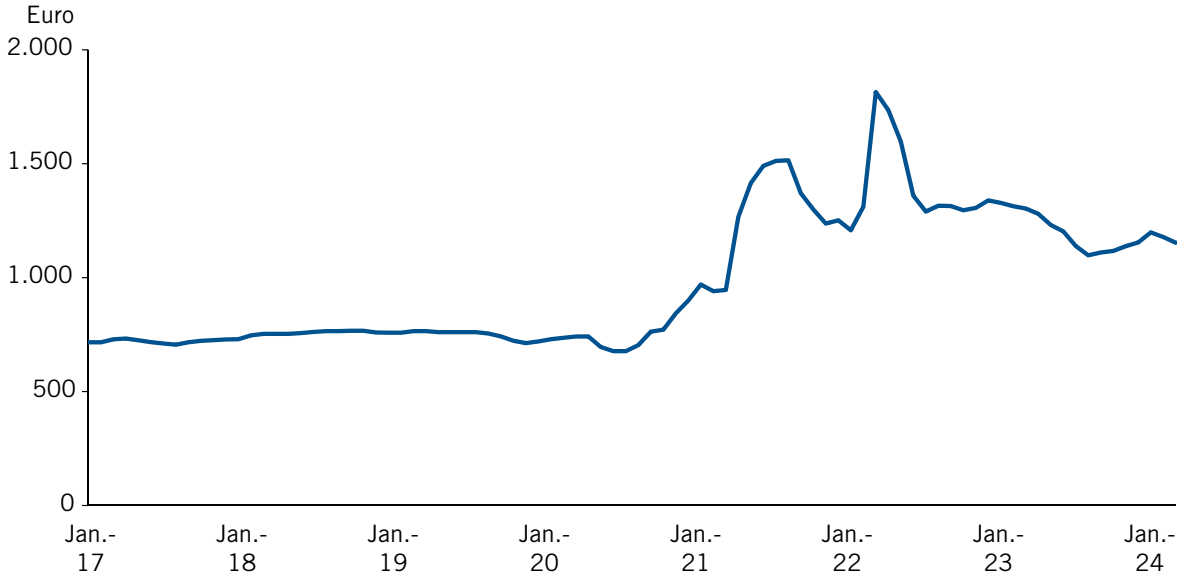
59 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.12: Windturbinen-Kosten



Quelle: GlobalData, Energy Monitor, 2023

Abbildung 1.13: Stahlpreise



Quelle: Schmelzer Stahlpreisindex

Preisgleitklauseln für Rohstoff- und Logistikkosten vereinbart. Im Zuge der Preisschwankungen durch die Pandemie und den Russland-Ukraine-Krieg wurde dies den Herstellern zum Verhängnis und die Praxis infolgedessen beendet. Heute setzen Hersteller auf indexierte Preise, um sich selbst abzusichern.

> Für Offshore-Entwickler werden Kostensteigerungen kritisch, wenn ihre Stromabnahme nicht ausreichend inflationsabgesichert ist.

Betreiber von Offshore-Wind-Projekten müssen ihre Projekte zu in der Regel einige Jahre im Voraus festgelegten Prämissen realisieren. Das betrifft neben den Kosten auch ihre Erträge. Kostensteigerungen über die getroffenen Annahmen hinaus werden für Projektentwickler daher riskant, wenn ihre Abnahmevereinbarungen, bspw. staatliche CfDs oder PPAs, nicht inflationsabgesichert sind. Kritisch sind auch Indexierungen, die unzureichend sind oder sich nicht ausreichend an Offshore-relevanten Kostenfaktoren orientieren. Dann kann der Fall eintreten, dass Projekte nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar sind.

Für zahlreiche Offshore-Projekte in den USA wurde 2023 aus diesem Grund versucht, die Abnahmeverträge neu zu verhandeln. In den Bundesstaaten Massachusetts und New York betraf das 75 % bzw. 95 % der bis dahin vergebenen Projektkapazitäten.[60] Entwickler nahmen teils Pönalen, also Strafen, in Kauf, um PPAs frühzeitig zu beenden und auf Projekte in zukünftigen Auktionen neu bieten zu können.[61] Die potenziellen Konsequenzen für die Branche reichen von Projektverzögerungen über ausbleibende Investitionsentscheidungen entlang der Lieferkette bis hin zur Nichterreichung der staatlichen Ausbau- und Klimaziele. Darüber hinaus ist das spätere Nachverhandeln von in Auktionen erzielten Zuschlägen wettbewerbsrechtlich bedenklich, da die unterlegenen Konkurrenten aus den Auktionen ihr Angebot nicht nachjustieren können.

In den USA gab der Entwickler Orsted im August 2023 eine Wertminderung von bis zu 2,2 Mrd. € für die Projekte *Ocean Wind* 1 (1,1 GW), *Sunrise Wind* (0,9 GW) und *Revolution Wind* (0,7 GW) bekannt, sowie die Verschiebung ihrer geplanten Inbetriebnahme von 2025 auf 2026. Die Gründe waren hierfür u.a. die gestiegenen U.S.-Leitzinsen, Verzögerungen in der Lieferkette, CAPEX-Steigerungen durch gestiegene Produktionskosten der Turbine und die nur teilweise vorhandene Indexie-

60 Vgl. Jain, Atin, BloombergNEF, 2023.

61 Vgl. Crowley, Brendan: Avangrid cancels Park City wind contract, pays state $16 m penalty, 10.03.2023, abrufbar unter https://ctexaminer.com/2023/10/03/avangrid-cancels-park-city-wind-contract-pays-state-16 m-penalty/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

rung der Stromabnahmeverträge. Im November 2023 musste Orsted ein weiteres Mal nachsteuern: Die Entwicklung der Projekte Ocean Wind 1 und Ocean Wind 2 (jeweils 1,1 GW) wurde komplett eingestellt. Grund seien weitere Verzögerungen in der Lieferkette und Zinssteigerungen.[62]

Neben den USA gibt es solche Beispiele für Projektverzögerungen aus Kostengründen auch im Vereinigten Königreich. Das Projekt *Norfolk Boreas* (1,4 GW) des schwedischen Energiekonzerns Vattenfall AB vor der englischen Küste hatte seine Einnahmen mit einem CfD-Vertrag abgesichert, der sogar indexiert war. Tatsächlich übertrafen die Kostensteigerungen im Projekt, die sich aus Produktionskosten, Lieferkettenproblemen sowie den Auswirkungen des Russland-Ukraine-Kriegs ergaben, mit rund 40 % die Inflationsraten jedoch um ein Vielfaches. Das Projekt wurde deshalb im Sommer 2023 im Zuge der FID pausiert und Vattenfall wollte entsprechende Wertminderungen vornehmen. Beides konnte rückgängig gemacht werden, nachdem *Norfolk Boreas* Ende 2023 gemeinsam mit zwei weiteren Projekten an den deutschen Energiekonzern RWE verkauft wurde.[63] RWE plant nun die Wiederaufnahme des Projekts[64] und könnte an einer zukünftigen CfD-Ausschreibung wieder teilnehmen.[65]

Druck auf Hersteller von Offshore-Windanlagen

Nicht nur Offshore-Entwickler gelangten durch die Kostensteigerungen unter Druck. Zwischen 2013 und 2023 sank die Zahl der westlichen Hersteller von Offshore-Windturbinen von 9 auf 3 und läuft damit dem globalen Wachstum entgegen.[66] Vestas, Siemens Gamesa und GE Vernova erleben allesamt schon länger wirtschaftlich schwierige Zeiten. GE Vernova schreibt seit 2019 rote Zahlen, Siemens Gamesa seit 2020 und Vestas rutschte 2022 in die Verlustzone. Jenseits aller Unterschiede in den Unternehmen gibt es Gemeinsamkeiten in den Herausforderungen.

Erstens führten politische Entscheidungen, wie in Deutschland die 2017er Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) oder europaweit komplexe Genehmigungsverfahren, in den letzten Jahren zu einem Fadenriss im Offshore-Wind-Ausbau, wodurch Marktvolumen insb. im europäischen Kernmarkt ausblieb[67]. 2021 wurde keine einzige Offshore-Turbine in deutschen Gewässern installiert, in den Jahren 2020, 2022 und 2023 jeweils weniger als 500 MW.[68] Zum Vergleich: Der Offshore-Windpark *Hollandse Kust Zuid*, der 2023 in Betrieb genommen wurde, hat allein eine Leistung über 1.500 MW. Es wird geschätzt, dass in der deutschen Offshore-Windindustrie zwischen 2019 und 2022 rund 3.000 Arbeitsplätze verloren gegangen sind.[69]

> 2022 wurde in ganz Europa keine einzige Investitionsentscheidung im kommerziellen Offshore-Bereich getroffen.[70]

Inzwischen sind die Ambitionen umso größer, der beschleunigte Ausbau stellt die Offshore-Windbranche jedoch wiederum vor die Herausforderung, ihre Kapazitäten in Zeiten wirtschaftlicher Unsicherheiten massiv auszubauen.

62 Vgl. Orsted: Ørsted ceases development of its US offshore wind projects Ocean Wind 1 and 2, takes final investment decision on Revolution Wind, and recognises DKK 28.4 billion impairments, 01.11.2023, abrufbar unter https://orsted.com/en/company-announcement-list/2023/10/oersted-ceases-development-of-its-us-offshore-wind-73751 (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

63 Vgl. Manager Magazin: RWE kauft Windkraftanlagen von Vattenfall vor britischer Küste, 22.12.2023, abrufbar unter https://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/rwe-kauft-windkraftanlagen-von-vattenfall-vor-britischer-kueste-a-c940d00a-bd69-43b7-9101-938385ec781d (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

64 Vgl. Energie & Management: RWE übernimmt große Windprojekte in Großbritannien, 22.12.2023, abrufbar unter https://www.energie-und-management.de/nachrichten/alle/detail/rwe-uebernimmt-grosse-windprojekte-in-grossbritannien-205366 (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

65 Vgl. Buli, Nora: Vattenfall exploring "all options" for UK offshore wind projekts, 07.09.2023, abrufbar unter https://www.oedigital.com/news/507842-vattenfall-exploring-all-options-for-uk-offshore-wind-projects (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

66 Angaben ohne China.

67 Im EEG 2017 wurden die Ausschreibungsvolumen für Offshore-Windkraft in Deutschland um rund ein Drittel gekürzt. Das 2014 formulierte Ausbauziel von 25 GW Offshore-Windenergie bis 2030 in Deutschland wurde auf 15 GW reduziert.

68 Vgl. Statista: Neu installierte Offshore-Windenergieleistung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2023, 05.02.2024, abrufbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/273982/umfrage/zubau-der-installierten-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/#:~:text=Die %20Statistik %20zeigt %20die %20j %C3 %A4hrlich,installiert %20und %20ans %20Stromnetz %20angeschlossen (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

69 Vgl. Bundesverband WindEnergie: Offshore-Ausbau läuft wieder an – aber längst nicht rund!, 12.07.2022, abrufbar unter https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/offshore-ausbau-laeuft-wieder-an-aber-laengst-nicht-rund/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

70 Vgl. WindEurope: Europe invested €17bn in new wind in 2022, the lowest since 2009, 29.03.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/newsroom/press-releases/europe-invested-e17bn-in-new-wind-in-2022-the-lowest-since-2009/(zuletzt abgerufen am 31.01.2024).

Zweitens führte der Systemwechsel von der festen Einspeisevergütung hin zu in Ausschreibungen festgelegten Vergütungen zu einem *race to the bottom*. Entwickler gaben in Ausschreibungen zahlreiche erfolgreiche Nullgebote ab. Verzichten mehrere Bieter in einer Auktion auf eine Förderung, müssen weitere Kriterien über den Zuschlag entscheiden. In Deutschland wurde daher eine sog. dynamische oder negative Gebotskomponente eingeführt, bei der Entwickler gegenüber dem Staat eine Zahlung für die Projektrechte leisten müssen *(negative Gebotskomponente)*. So boten die erfolgreichen Bieter in Deutschland im Jahr 2023 für vier nicht voruntersuchte Flächen mit einem Projektvolumen von 7 GW insgesamt 12,6 Mrd. €. Die vier Flächen teilen sich dabei auf zwei Bieter auf, die damit in einer Auktion gemeinsam fast so viel Kapazität zugeteilt bekommen haben, wie in Deutschland insg. bisher installiert ist. Die Lieferkette befürchtet einen großen Kostensenkungsdruck und Branchenverbände warnen vor Realisierungsrisiken.

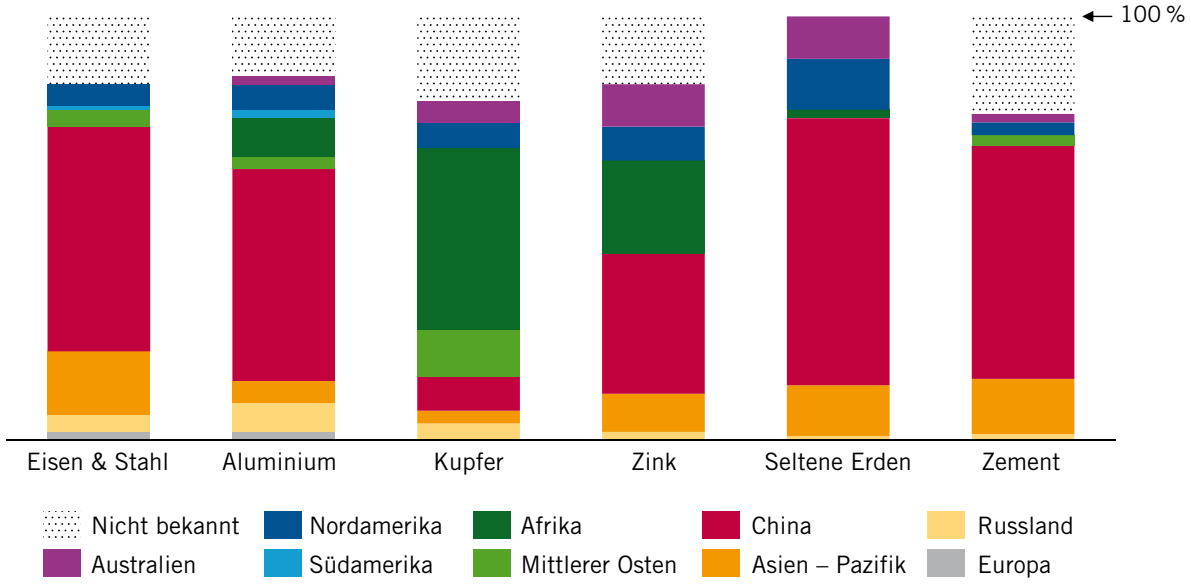
Eine Antwort auf den Kostendruck war in der Vergangenheit die Entwicklung von neuen Anlagen mit mehr Leistung und niedrigeren LCOE, was jedoch wiederum mit hohen Kosten verbunden ist. Die Hersteller lieferten sich einen intensiven technischen Wettbewerb, weil Entwickler in der Regel größere Turbinen mit höherer jährlicher Energieproduktion den Vorzug geben. So beschleunigten sich die Produktzyklen, während die Volumina oft nicht ausreichend hoch waren, um Skaleneffekte und Programme zur Kostenoptimierung der Produktion umzusetzen. Für Entwickler bot diese Marktsituation viele Vorteile, während es für die Hersteller zunehmend schwieriger wurde, nachhaltig wirtschaften zu können.

Heute betonen die Hersteller in der Regel, dass sie Erträge über Volumen stellen und selektiver anbieten. Siemens Gamesa gab Ende 2023 bekannt, die Preise für Offshore-Turbinen infolge der Krise um 20 % angehoben zu haben. Von den Turbulenzen der Jahre zuvor muss sich die Branche jedoch noch erholen. Der rasante Markthochlauf in den nächsten Jahren verschiebt die Balance von Angebot und Nachfrage zugunsten der Hersteller. Für Entwickler gilt es, sich Kapazitäten zu sichern. Gleichzeitig macht die hohe Nachfrage nach Turbinen in Verbindung mit den wirtschaftlichen Problemen westlicher Hersteller den europäischen Kernmarkt attraktiv für Konkurrenz aus China.

China hat für die globale Energiewende eine herausragende Bedeutung.[71] Bis 2030 will die Volksrepublik einen Anteil der Erneuerbaren von 28 % erreichen. Hierfür sind durchschnittlich Neuinstallationen von 101 GW Wind-

71 Vgl. Howe, Colleen: Explainer: The numbers behind China's renewable energy boom, 15.11.2023, abrufbar unter https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/numbers-behind-chinas-renewable-energy-boom-2023-11-15/#:~:text=In %202020 %2C %20China %20committed %20to,Paris %20Agreement %20targets %20by %202030 (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.14: Globale Rohstoffproduktion nach Region 2019



Quelle: WindEurope, Rystad Energy, 2023

und PV-Leistung pro Jahr erforderlich. 2022 erreichte China 170 GW und übererfüllte seine Ziele beim EE-Ausbau, während andere große Volkswirtschaften, wie die EU, die USA, das Vereinigte Königreich oder Indien, den benötigten Ausbau für die selbstgesteckten Ziele verfehlten. China ist nicht nur der mit Abstand größte Markt für Wind- und Solartechnik, sondern auch eine der wichtigsten Quellen für Vorprodukte.

Chinesische Hersteller profitieren von einem für westliche Hersteller abgeschotteten gigantischen Heimatmarkt und haben riesige Produktionskapazitäten aufgebaut.[72] Die Kosten für Offshore-Turbinen aus China werden auf rund 0,5 bis 0,6 Mio. €/MW geschätzt, bei westlichen Herstellern auf 0,9 bis 1,5 Mio. €/MW.[73] Chinesische Hersteller profitieren von niedrigeren Löhnen, höherer staatlicher Unterstützung[74] und dem Bezug von Rohstoffen oder veredelten Materialien, wie etwa den Seltenen Erden, aus dem eigenen Land.

> Insgesamt sind 64 % der globalen Windenergie-Lieferkette in China verortet.[75]

Komponenten und Vorprodukte für Rotorblätter stammen in der Windenergie zu mehr als 60 % aus China und nur zu 15 % aus Europa, bei den Gondeln ist die Aufteilung ähnlich.[76] Laut Global Wind Energy Council entfallen 2023 bis 2025 voraussichtlich rund 58 % der weltweiten Installationen auf China. Gleichzeitig wird geschätzt, dass die chinesischen Hersteller Überkapazitäten von jährlich 20 GW haben. Gestützt von einer stringenten industriepolitischen Strategie werden so *Local Champions* aufgebaut, die dann in Märkte außerhalb Chinas expandieren sollen.[77]

Kapazitätsprobleme durch starkes Offshore-Wachstum

Paradoxerweise stellt auch das enorme Wachstum der Offshore-Industrie selbst eine Herausforderung dar. Trotz der aktuellen wirtschaftlich schwierigen Lage muss die Branche die Weichen für die Zukunft stellen und Kapazitäten auf nahezu allen Ebenen der Wertschöpfungskette auf- und ausbauen. Gegenwärtig ist die Offshore-Windindustrie in Europa noch nicht in der Lage, die für den geplanten Ausbau und die Erfüllung aller nationalen Ausbauziele notwendigen Komponenten zu liefern. Treten das Ausbautempo und -volumen wie prognostiziert ein, ist mit Engpässen zu rechnen. Die Hersteller von Fundamenten sind bereits für die kommenden zwei Jahre ausgebucht. Bei Turbinen könnte 2026 die Kapazitätsgrenze erreicht sein.

Der Aufbau neuer Fertigung dauert in Europa wie in den USA mind. zwei Jahre. In der finanziell schwierigen Lage, durch Marktunsicherheiten und mangelnde Finanzierungsinstrumente, fällt es der Branche jedoch schwer, die dafür notwendigen Investitionsentscheidungen zu treffen. Siemens Gamesa schätzt, dass das Installationsvolumen von 2020 auf 2026 um das Dreieinhalbfache steigt. Der Offshore-Kabelbedarf steigt in der Folge bis 2030 um das Siebenfache *(Inter-array Cables[78])* bzw. das Vierzehnfache (Exportkabel). Der Bedarf an Stahl für Türme wird bis 2030 auf circa 4 Mio. t steigen, davon macht Offshore-Windenergie rund 1 Mio. t aus. Dem stehen heute in Europa Kapazitäten von etwas mehr als 2 Mio. t gegenüber.[79] Bei den *Monopiles* und Fundamenten wird einer Studie zufolge ab 2027 damit gerechnet, dass die Nachfrage die Herstellungskapazitäten in Europa übertrifft.

Für einen umfassenden Markteintritt chinesischer Hersteller wären das die idealen Bedingungen. Medienberichten zufolge hat sich der deutsche Entwickler RWE 2023 für sein Nordseecluster bereits Kapazitäten eines

72 Vgl. Knees, Lina: Wie Chinas Subventions-Netzwerk funktioniert, 17.04.2024, abrufbar unter https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/windkraft-wie-chinas-subventions-netzwerk-funktioniert/29757514.html (zuletzt abgerufen am 17.05.2024).

73 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State oft he European Wind Energy Sully Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

74 Agora Energiewende beziffert die Preisdifferenz bei 14 %. Marktakteure berichten laut VDMA aber auch von Preisen, die 40-50 % unter den gängigen europäischen Preisen liegen.

75 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

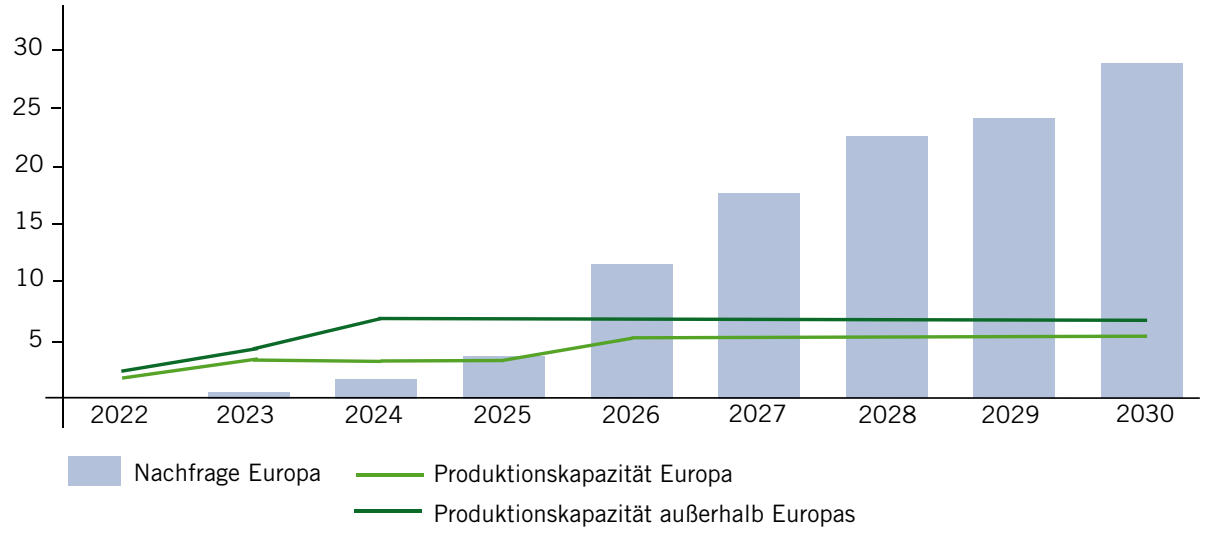
76 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

77 Vgl. Backwell, Ben: China's wind industry: Super-sized growth, super-sized challenges, 21.11.2023, abrufbar unter www.linkedin.com/pulse/chinas-wind-industry-super-sized-growth-challenges-ben-backwell-ddwje (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

78 Innere Parkverkabelung bezieht sich auf die Kabel zwischen den Turbinen und zwischen den Turbinen und der Konverterstation.

79 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.15: Produktionskapazität und -nachfrage für Windturbinen >12 MW in GW



Quelle: WindEurope, Rystad Energy, 2023

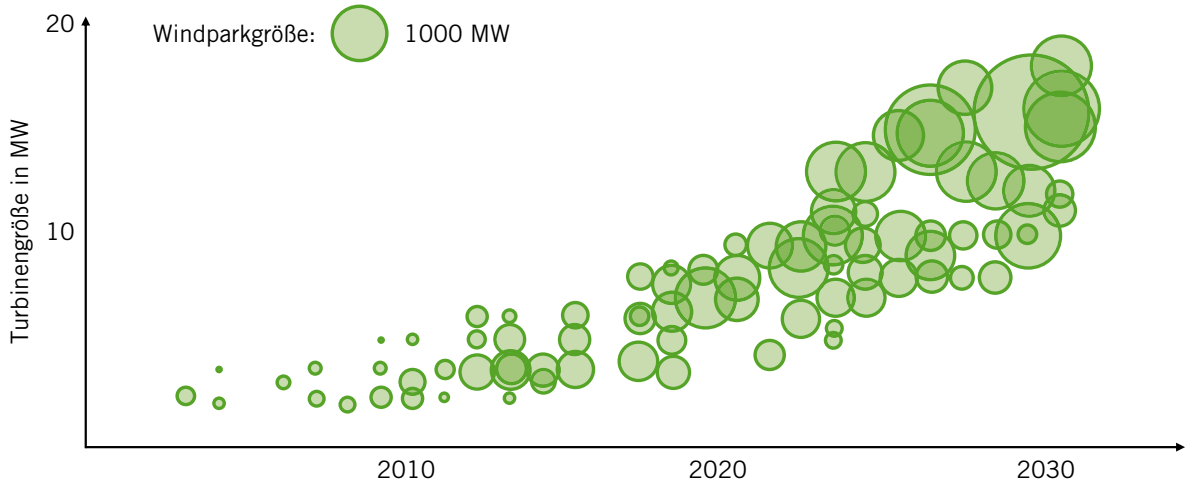
chinesischen Herstellers für Fundamente gesichert. Nicht die Kosten seien ausschlaggebend gewesen, sondern, dass das chinesische Unternehmen Zeitplan und Umfang des Bauprojektes einhalten könne.[80]

Auch Häfen und Schiffe sind von den Kapazitätsengpässen betroffen. Hier kommen insb. zwei Faktoren zum Tragen: Die Anzahl und Größe der Projekte steigen und gleichzeitig die Größe der Komponenten.

Weil die Offshore-Turbinen immer größer werden, steigt der Bedarf an Hafenflächen und schwerlastfähigen Kaikanten. In Deutschland wurde der Ausbau der Häfen in den letzten Jahren vernachlässigt und Projekte primär über ausländische Häfen in den Niederlanden und Dä-

80 Vgl. Hanke, Steven: Offshore-Wind hängt nun an Asien, 11.05.2023, abrufbar unter https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/offshore-wind-haengt-nun-an-asien (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Abbildung 1.16: Europäische Offshore-Windparks nach Inbetriebnahme, Parkgröße und Turbinengröße



Quelle: WindEurope, Rystad Energy, 2023, beispielhaft, keine vollständige Darstellung von Windparks

nemark versorgt. Dort wurden, industriepolitisch unterstützt, die notwendigen Investitionen in die Hafenbedingungen getroffen, während sich deutsche Häfen auf andere Geschäftsfelder, wie etwa den Ausbau von Flüssigerdgas *Liquefied Natural Gas, LNG*-Terminals und -infrastruktur konzentrierten. Trotzdem reichen auch die ausländischen Kapazitäten ab 2027 voraussichtlich nicht mehr aus, um neben dem dortigen nationalen Offshore-Ausbau auch den deutschen mit zu bedienen.

> In Deutschland fehlen bis 2027 mind. 50 ha schwerlastfähige Hafenflächen. Bis 2029 werden es 100 ha und ohne ausländische Hafenkapazitäten sogar bis zu 200 ha sein.

In Deutschland fehlen derweil bis 2027 mind. 50 ha, bis 2029 100 ha und ohne ausländische Hafenkapazitäten sogar bis zu 200 ha schwerlastfähiger Hafenflächen.[81] Da der Neubau solcher Flächen bis zu sieben Jahre dauert, kommen auch neue Planungen bereits zu spät. Engpässe sind deutlich absehbar. Einzig für den Hafen in Cuxhaven gibt es einen Planfeststellungsbeschluss und seit März 2024 steht auch die Finanzierung für einen Ausbau, nachdem die Bundesregierung zugesagt hat, die ausstehenden 100 Mio. € bereitzustellen.[82] Nachdem der Planfeststellungsbeschluss bereits seit 2020 vorliegt und bis Februar 2025 gültig ist, und das Land Niedersachsen und die Hafenwirtschaft bereits Anfang 2023 zugesagt hatten, zwei Drittel der Kosten zu übernehmen[83], konnte damit gerade noch rechtzeitig grünes Licht für 30 ha dringend benötigter zusätzlicher Fläche gegeben werden.[84]

Auch Installationsschiffe müssen immer größere und schwerere Komponenten transportieren. Da die Schiffe weltweit auf dem Markt aktiv sind, konkurrieren sämtliche Offshore-Märkte um dieselben knappen Schiffsressourcen. Dies betrifft nicht nur Transport und Installation, sondern bspw. auch die notwendigen Voruntersuchungen der Flächen auf See. Es wird geschätzt, dass ab 2025 nur 23 Installationsschiffe dem freien Weltmarkt (exkl. China) zur Verfügung stehen, und sich der Schiffsbedarf gleichzeitig verfünffacht.[85] Derzeit können in Europa nur zwei Schiffe Turbinen über 15 MW installieren, bis 2025 sollen es immerhin 14 Schiffe sein.[86] Der Neubau von 15-MW-fähigen Schiffen dauert bis zu vier Jahre, jedoch wird erwartet, dass die Nachfrage das Angebot ab 2026 übersteigt.[87] Grund hierfür ist u. a., dass große Projekte mit einem Volumen von deutlich mehr als 1 GW zwei Installationsschiffe gleichzeitig benötigen, um die Installation innerhalb einer Saison bewerkstelligen zu können. Manche Entwickler gehen daher bereits so weit, das Schiffsrisiko mit langfristigen Charterverträgen abzusichern. So sicherte sich RWE 2023 das aktuell größte Hubschiff, die 2022 gebaute Voltaire mit einer Krankapazität von 3.200 t für vier Jahre sowie ein Spezialschiff für Fundamente für über fünf Jahre. RWE beruft sich dabei selbst auf “strategische Überlegungen in dem derzeit schwierigen Marktumfeld.”[88]

81 Vgl. Stiftung Offshore Windenergie: Der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland scheitert ohne Investitionen in & Ertüchtigung der Seehäfen, 2023, abrufbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/2023_Stiftung_Offshore_Windenergie_Seeh%C3%A4fen_f%C3%BCr_die_Offshore_Energiewende_Bedarfe_Kosten_politische_Handlungsempfehlungen.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

82 Vgl. Stadt Cuxhaven: Energiewende im Cuxhavener Hafen – Bund gibt Finanzierungszusage für die Liegeplätze 5 bis 7, 22.03.2024, abrufbar unter https://www.cuxhaven.de/aktuelle-nachrichten/flaschenpost/flaschenpost-1/energiewende-im-cuxhavener-hafen-bund-gibt-finanzierungszusage-fuer-die-liegeplaetze-5-bis-7.html (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

83 Vgl. Täglicher Hafenbericht: „Wir könnten sofort loslegen“, 18.01.2023, abrufbar unter https://www.thb.info/rubriken/haefen/detail/news/wir-koennten-sofort-loslegen.html (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

84 Die Branche hat vorgeschlagen, die Einnahmen aus der Versteigerung der Flächen zu verwenden.

85 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

86 Vgl. Janipour, Zahra: The bottlenecks challenging growth in the EU offshore wind supply chain, 13.03.2023, abrufbar unter https://www.rabobank.com/knowledge/d011354306-the-bottlenecks-challenging-growth-in-the-eu-offshore-wind-supply-chain (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

87 Vgl. WindEurope/Rystad Energy: The State of the European Wind Energy Supply Chain, 25.04.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/ (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

88 Vgl. RWE Offshore Wind GmbH: RWE baut künftig Offshore-Windparks mit Installationsschiffen von Jan De Nul – langfristiger Charter-Vertrag unterschrieben, 12.06.2023, abrufbar unter https://www.rwe.com/presse/rwe-offshore-wind-gmbh/2023-06-12-rwe-und-jan-de-nul-langfristiger-chartervertrag-fuer-zwei-installationsschiffe/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.5 Lösungsansätze für die Offshore-Wind-Branche

Ungeachtet der Herausforderungen, vor der die Offshore-Windindustrie steht, geben die prognostizierten Wachstumsraten der Branche Zuversicht. Die politischen Ziele sind vorgezeichnet und ambitioniert. Die vielen Engpässe in der Branche und globale Abhängigkeiten können bei weltweiten Turbulenzen und geopolitischen Spannungen den Ausbau der Offshore-Windenergie jedoch gefährden. Die Verfügbarkeit kritischer Komponenten, die Verlässlichkeit von Lieferketten und der Bedarf an Fachkräften stellt alle wesentlichen Akteure, von den Offshore-Entwicklern über die Industrie oder Übertragungsnetzbetreiber bis hin zu Genehmigungsbehörden, vor ähnliche Herausforderungen.

> Für die Erfüllung der politischen Ziele bedarf es noch einiger Weichenstellungen.

Zur Erfüllung der politischen Ziele bedarf es daher noch einiger Weichenstellungen, für die Wirtschaft, Politik und Gesellschaft an einem Strang ziehen müssen. Die Anstrengungen der Branche sollten industriepolitisch flankiert werden, indem sich die EU und ihre Mitgliedstaaten bereit erklären, den zusätzlichen Wert für höhere Resilienz und Wertschöpfung in Europa anzuerkennen und sich auf dem globalen Markt für ein Level-Playing-Field einzusetzen. Nur so kann die Offshore-Windindustrie die politisch gesetzten Ausbauziele quantitativ und auch qualitativ – bspw. in Bezug auf den Erhalt von Wertschöpfung, Knowhow und Technologieführerschaft in Europa – erreichen.

Interne Weichenstellungen bei den Herstellern

Die Hersteller reagieren bereits mit einer Reihe von Maßnahmen und bereiten den Kapazitätsausbau vor. Durch die Einführung von Preisgleitklauseln, die Erhöhung der Preise sowie eine Anpassung der Verträge werden Risiken zwischen Herstellern und ihren Kunden gleichmäßiger verteilt. Standardisierungen zwischen den Herstellern, bspw. beim Transport für Türme, sparen Kosten und steigern die Effizienz. Produktzyklen werden verlängert, um durch größere Stückzahlen Skaleneffekte realisieren zu können. Werden mehr Anlagen pro Turbinengeneration gebaut, tragen Industrialisierung, Automatisierung und Digitalisierung zur Verringerung von Taktzeit und zur Steigerung von Qualität und Effizienz bei. Analysen von DNV[89] und der Internationalen Energieagentur (IEA)[90] gehen einhellig davon aus, dass trotz des mittelfristigen Anstiegs der Stromgestehungskosten in allen Regionen bis 2030 und darüber hinaus bis 2050 langfristig wieder von sinkenden Preisen für Strom aus Offshore-Windenergie auszugehen ist. Die IEA geht im Vergleich zu 2022 sogar davon aus, dass sich bis 2050 die Stromgestehungskosten im Offshore-Bereich mehr als halbieren werden.

Industriepolitisches Bekenntnis zur Offshore-Windenergie

In Europa gab es in den letzten Jahren mehrere Initiativen und Beschlüsse, die den strategischen Wert der Offshore-Windenergie deutlich anerkennen und daraus industriepolitische Ambitionen ableiten. Im Dezember 2023 verpflichteten sich 26 EU-Länder und 300 Unternehmen der Windindustrie in der EU *Wind Charter*[91], alles zu unternehmen, um die aktuellen jährlichen Ausbauraten zu verdoppeln. Schwerpunkt der Vereinbarung sind die Beschleunigung der Genehmigungsprozesse, Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Finanzierung von Windparks sowie kostenreduzierende Auktionsmodelle. Konkret wird bspw. die Europäische Kommission 4 Mrd. € in Form eines *Clean Tech*-Innovations-Fund beisteuern.

Durch strategische Handelsabkommen und die Förderung heimischer Vorproduktion für kritische Rohstoffe kann die EU die Resilienz ihrer Lieferketten weiter stärken. Unternehmen unterstützen dies bereits aktiv durch eine Diversifizierung ihrer Lieferketten. Siemens Gamesa hat sich bspw. bis zu 400 t der Seltenen Erden Neodym und Praseodym aus Australien gesichert, das zur Fertigung von Permanentmagneten in den Generatoren des Herstellers gebraucht wird und bislang fast ausschließlich in China verarbeitet wird. Ebenso wichtig ist jedoch, dass es sich nicht um Abschottungsmechanismen handelt. Die europäische Windindustrie betont, den Wettbewerb mit chinesischen Konkurrenten nicht zu scheuen, solange dieser unter fairen Wettbewerbsbedingungen stattfindet. Heute bestehen diese fairen Wettbewerbsbe-

89 Vgl. DNV: Energy Transition Outlook 2023, S.70, ohne Datum, abrufbar unter https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download (zuletzt abgerufen am 27.05.2024).

90 Vgl. IEA: World Energy Outlook 2023, 2023, S. 301; abrufbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf (zuletzt abgerufen am 27.05.2024).

91 Vgl. Europäische Kommission: European Wind Charter, 19.12.2023, abrufbar unter energy.ec.europa.eu/system/files/2023-12/Charter_logos_final_02.pdf (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

dingungen zwischen europäischen und chinesischen Herstellern nicht. Industriepolitisch betrachtet, kann Europa jedoch kaum Interesse an einer Schwächung der europäischen Offshore-Wind-Industrie haben. Die Auswirkungen der Gaskrise[92] infolge der Importabhängigkeit von Russland zeigen die großen Risiken solcher Abhängigkeiten auf dem Weltmarkt, während der Niedergang der europäischen Solarindustrie deutlich macht, welche Folgen es hat, wenn die Politik nicht gegensteuert. Dreh- und Angelpunkt wird die Zahlungsbereitschaft für eine klimaneutrale und unabhängige Energieversorgung sein.

Wesentlich wird auch die Sicherung von Finanzierung für Investitionen. 2023 fehlten perspektivisch rund 20 Produktionslinien für Rotorblätter und sechs für Nacelles, um das Volumen für die Ziele im Jahr 2030 in Europa abdecken zu können. Die Investitionskosten schätzt WindEurope auf fast 9 Mrd. €. In etwa die gleiche Summe veranschlagt der Branchenverband für den Ausbau der Hafeninfrastruktur.

> Um das Erreichen der Ausbauziele abzusichern und Investitionen in den Ausbau der Lieferkette zu unterstützen, bedarf es einfacher und schneller Finanzierungshilfen.

Erste positive Signale sind im Markt erkennbar. Vestas hat den Bau zweier Fabriken im polnischen Stettin für Rotorblätter und Nacelles angekündigt. Siemens Gamesa investiert in den Ausbau seines Fertigungsnetzwerkes in Cuxhaven (Nacelles), im britischen Hull (Rotorblätter) und im dänischen Aalborg (Rotorblätter). Auch in anderen Bereichen der Lieferkette nimmt der Hochlauf Fahrt auf. In den Niederlanden, Dänemark und dem Vereinigten Königreich entstehen insg. drei neue Werke für Fundamente. In Danzig entsteht eine neue Fertigung für Türme und für den Bau von Offshore-Konverterstationen, eine Werft im spanischen Cadiz wird erweitert und eine Produktionsstätte in Warnemünde errichtet. Um das Erreichen der Ausbauziele abzusichern und Investitionen in den Ausbau der Lieferkette zu unterstützen, bedarf es einfacher und schneller Finanzierungshilfen. Vorbildlich wäre hier der *Inflation Reduction Act (IRA)*[93] aus den USA.

Neben dem Kapitalbedarf für Investitionen stellt die Absicherung bestehender Aufträge die Industrie vor Herausforderungen, weil die Banken das benötigte Volumen nicht allein zur Verfügung stellen können. Hier können staatliche Finanzierungsinstrumente zur Förderung von CAPEX-Investitionen, staatliche Garantien und Rückversicherungen zur Absicherung der Volumina unterstützend wirken. Das ist sowohl in den USA durch den IRA gewährleistet, aber auch in China gängige Praxis. In Europa hat die Europäische Investment Bank (EIB) im Kontext der EU Wind Charter ein Programm für Rückbürgschaften in Höhe von 5 Mrd. € aufgesetzt. Geschäftsbanken können so das Risiko absichern, das sie durch die Übernahme eigener Bürgschaften für Windenergieprojekte eingehen. Laut EIB könnten damit 80 Mrd. € Investitionskapital abgesichert werden.[94]

Beschleunigung und Harmonisierung von Genehmigungsverfahren

Für Offshore-Wind-Entwickler ist eine langfristige Planbarkeit von großer Bedeutung. Auch industrielle Abnehmer brauchen Gewissheit über die Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie, um ihre Produktion umstellen und dekarbonisieren zu können. Wichtig ist deshalb eine umfassende und gleichmäßig verteilte Projekt-Pipeline, um Investitionen in den Kapazitätsausbau entlang der Lieferkette stemmen zu können. Eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren würde dem Markt schnell Volumen hinzufügen. Zusätzlich würde sie die Zeit zwischen Zuschlag in den Ausschreibungen und der finalen Investitionsentscheidung – und damit das Risiko von Preisschwankungen – reduzieren. Bisher liegt die Verfahrensdauer von Ausschreibung bis Baubeginn für einen Offshore-Windpark in Deutschland bei bis zu 10 Jahren. Von den 2023 vergebenen 9 GW deutscher Offshore-Windenergieleistung wird kein Projekt vor 2028 in Betrieb gehen. Mit einer FID wird bei den voruntersuchten Flächen nicht vor Ende des Jahres 2026 gerechnet und bei den nicht voruntersuchten Flächen nicht vor Ende 2027.

92 Infolge des Angriffs Russlands auf die Ukraine blieben im Laufe des Jahres 2022 zunehmend Gaslieferungen aus Russland nach Europa aus, bis diese schließlich nahezu vollständig eingestellt wurden. Aufgrund dessen stiegen die Gaspreise in Nordwesteuropa von ihrem langjährigen Niveau von ca. 20 €/MWh auf zeitweise ca. 300 €/MWh im August 2022.

93 Im Rahmen des IRA werden Klimaschutzmaßnahmen und Investitionen in den Aufbau von klimafreundlichen Zukunftstechnologien mit 369 Mio. USD über Steuergutschriften bzw. Darlehen gefördert.

94 Vgl. WindEurope: EIB delivers its bit of the Wind Power Package with counter-guarantees for wind energy manufacturing, 14.12.2023, abrufbar unter https://windeurope.org/newsroom/press-releases/eib-delivers-its-bit-of-the-wind-power-package-with-counter-guarantees-for-wind-energy-manufacturing/(zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

Mit dem deutschen WindSeeG soll der Ausbau beschleunigt werden, etwa durch eine Vereinfachung der Projektzertifizierung. Hier waren bisher drei Freigabestufen bis zum Bau vorgesehen. In Zukunft soll neben der Plangenehmigung und Planfeststellung nur noch eine Hürde bis zum Baubeginn bleiben. Auch wurde das Gesamtgutachten vereinheitlicht, um schnellere Plausibilisierungen[95] durch das zuständige Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) zu erreichen. Nun vorgeschrieben sind konkrete Einreichungs- und Plausibilisierungszeiträume. Nach Einschätzung deutscher Zertifizierer wären u. a. mit konsequenter Umsetzung dieser Vorgaben Verfahrenszeiten von künftig drei Jahren zwischen Ausschreibung und Baubeginn möglich.

International ist ein Trend zur Harmonisierung von Genehmigungsanforderungen und -verfahren zu erkennen. Bisher gibt es von Land zu Land teilweise erhebliche Unterschiede bei Prüftiefe, Detailnorm und den vorgegebenen, prüfbeteiligten Parteien. In Deutschland gilt bspw. das *6-Augen-Prinzip* (Ersteller, Zertifizierer, Behörden). In den Niederlanden vertraut die Genehmigungsbehörde hingegen ohne weitere technische Prüfung auf das vorgelegte Zertifikat. Inzwischen setzt sich ein von der International Electrotechnical Commission Renewable Energy (IECRE) initialisiertes Zertifizierungssystem mehr und mehr durch[96]. Für Offshore-Entwickler und Zertifizierer bedeutet die Harmonisierung mehr Effizienz und damit auch mehr Geschwindigkeit im Entwicklungs- und Genehmigungsprozess, weil sie nach größtenteils bekannten und etablierten Verfahren arbeiten können.

Anpassungen im Ausschreibungsdesign

Schon in Ausschreibungen und bei der Projektvergabe können Themen wie Resilienz berücksichtigt werden. Zunächst betrifft das die finanziellen Komponenten, also insb. die Art der Förderung oder die durch Entwickler zu tätigenden Zahlungen. Inflationsausgleichsmechanismen, die bereits in den Ausschreibungen in den monetären Komponenten zum Tragen kommen, bieten der Windindustrie die Sicherheit, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projekts erhalten bleibt, wenn sich externe Faktoren ändern.

Im Vereinigten Königreich zeigte sich zuletzt, wie Regulierer auch kurzfristig auf aktuelle Gegebenheiten reagieren können. Dort wurde im Jahr 2023 kein einziges Gebot in der Auktionsrunde AR5 abgegeben. Das war nicht nur auf die höhere Inflation und die gestiegenen Entwicklungskosten zurückzuführen, sondern auch darauf, dass der angekündigte CfD-Basispreis von 44 Britischen Pfund (GBP)/MWh als viel zu niedrig angesehen wurde. Die Regierung reagierte und beschloss im November 2023 u. a., die max. Basispreise um 66 % auf 77 GBP/MWh zu erhöhen, für Floating-Offshore-Wind um 52 % auf 176 GBP/MWh. Selbst mit dieser Erhöhung bleibt Energie aus Offshore-Wind wettbewerbsfähig im Vergleich zu Gas als Energieträger.

Ein weiteres Werkzeug, das den Kostendruck aus Offshore-Projekten nehmen und die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen könnte, wäre der Verzicht oder die Deckelung von negativen Gebotskomponenten. Zahlen Betreiber hohe Summen für die Entwicklung eines Offshore-Windparks, müssen diese Summen im Betrieb wieder erwirtschaftet werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass der Kostendruck auf die Lieferkette weitergegeben wird, und hier die Basis für nachhaltiges Wirtschaften erodiert.

> Einige Länder, wie die Niederlande, Deutschland oder Japan, haben in den letzten Jahren zusätzlich zu Preisgeboten preisunabhängige, qualitative Kriterien eingeführt.

Einige Länder, wie die Niederlande, Deutschland oder Japan, haben in den letzten Jahren zusätzlich zu Preisgeboten preisunabhängige, qualitative Kriterien eingeführt. Diese Kriterien sollen über die Bezuschlagung bei der Vergabe von Offshore-Windparks mitentscheiden und werden insb. genutzt, um weitere, bspw. technologische, soziale oder nachhaltige, Anforderungen an Offshore-Wind-Projekte durchzusetzen. Im Februar 2024 unterstützte auch das Europäische Parlament im *Net Zero Industry Act*[97] den Übergang von rein preisrelevanten Auktionsmodellen hin zu qualitativen Kriterien. Wichtige Vergabekriterien sollen zukünftig Nachhaltigkeit, In-

95 Der Begriff stammt aus dem Gesetzestext und verdeutlicht, dass keine detaillierte Prüfung seitens des BSH vorgenommen wird, sondern das Gesamtgutachten lediglich auf logische Stimmigkeit und Nachvollziehbarkeit der Angaben geprüft wird.

96 Vgl. IECRE: IECRE OD-502, Edition 1.0, Operational Document, 11.10.2018, abrufbar unter https://www.iecre.org/resource/rules-operational-documents-guides (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

97 Vgl. Europäische Kommission: The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality, Datum nicht verfügbar, abrufbar unter https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

tegration von Energiesystemen und Widerstandsfähigkeit der Lieferkette sein.

Die Länder können auf nationaler Ebene qualitative Bewertungsmaßstäbe in ihren Offshore-Wind-Ausschreibungen einführen. Im Vereinigten Königreich wurde bspw. zusammen mit der CfD-Basispreis-Änderung angekündigt, dass ab 2025 Projekte auch danach bewertet werden, inwieweit sie in der Lage sind, die CO_2-Eissionen in ihren Lieferketten zu reduzieren und positive soziale Auswirkungen auf die lokalen Gemeinden nachzuweisen. Wichtig bei all diesen Kriterien ist, dass sie fair, transparent, rechtssicher und eindeutig sind, um in den Ausschreibungen als Unterscheidungskriterium wirksam werden zu können. Auch sollten sie mit geringstmöglichem bürokratischem Aufwand erreicht werden und europäisch gelten, um einen Flickenteppich unterschiedlicher nationalstaatlicher Kriterien zu vermeiden. Nicht zuletzt sind nur quantitative Angaben eindeutig miteinander vergleichbar, es müssen also auch für technologische oder Nachhaltigkeits-Kriterien Zahlenangaben von Bietern nebeneinandergelegt werden können. Reine Beschreibungen von Vorhaben sind nicht ausreichend vergleichbar.

Die genaue Ausgestaltung von qualitativen Kriterien bleibt aus diesen Gründen schwierig. Immer verbleibt ein Risiko der Interpretation über die Einhaltung bzw. Nichterfüllung der Kriterien, Klagen anderer Marktteilnehmer eingeschlossen. Außerdem wirken qualitative Kriterien oft auch als Kostentreiber für Offshore-Wind-Projekte. Teilweise sind allgemeingültige Kriterien, wie z. B. die Fähigkeit zum Recycling von Rotorblättern oder Vorgaben zu Cybersicherheit, sinnvoller direkt im Präqualifikationsverfahren, im Genehmigungsverfahren oder als grundsätzlicher Standard etabliert, sodass sie auktionsunabhängig für alle Projektvorhaben gelten.

Harmonisierung von Offshore-Wind- und Netzausbau

Schließlich sind auch pünktliche Offshore-Netzanschlüsse und ein beschleunigter Ausbau des Stromnetzes unerlässlich, um die Potenziale der Offshore-Windenergie voll zu nutzen. Da in Deutschland ein Großteil der Industrie – und damit der Stromnachfrage – nicht küstennah, sondern vor allem im Süden des Landes liegt, werden für einen möglichst effizienten Stromtransport und eine bedarfsgerechte Verteilung zukünftig die Netze an Land weiter verstärkt und ausgebaut, auch ins Landesinnere. Die Gesamtlänge der für die Offshore-Netzanschlusssysteme bis 2045 zu installierenden Stromkabel beträgt laut Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber über 14.000 km. Dabei ist bereits berücksichtigt, dass sich neue Stromverbraucher wie Elektrolyseure zukünftig vermehrt im Norden Deutschlands ansiedeln und so den Netzausbaubedarf reduzieren.

> Internationale Kooperation ist für eine optimale Nutzung der europäischen Offshore-Potenziale unerlässlich.

Internationale Kooperation ist für eine optimale Nutzung der europäischen Offshore-Potenziale unerlässlich und insb. für ein zukünftiges Stromimportland wie Deutschland von hoher Bedeutung. Neben direkten Stromverbindungen (Interkonnektoren) sind auch sog. *hybride* Offshore-Verbindungen dazu geeignet, den Stromaustausch zwischen Marktgebieten zu ermöglichen. Bei Hybridprojekten wird das Stromkabel zum Anschluss eines Offshore-Windparks gleichzeitig als Interkonnektor zu einem anderen Marktgebiet genutzt. Dadurch sind gegenüber der separaten Realisierung mit zwei Stromkabeln (eines für den Anschluss des Windparks und eines für den Handel mit einem anderen Markt) massive Kosteneinsparungen möglich.[98]

Bislang existiert mit der *Kriegers Flak Combined Grid Solution* von 50Hertz und Energinet erst ein einziges solcher Hybridprojekte. Einige weitere sind zwar inzwischen in Planung, für eine breite Umsetzung gibt es jedoch ebenfalls noch viele Herausforderungen, wie die sinnvolle Ausgestaltung des Marktdesigns. In Diskussion ist hier die Einführung von separaten Offshore-Marktgebieten (sog. *Offshore Bidding Zones*), die zusätzlich zu den üblichen Marktgebieten bestehen. Teilweise können Hybridprojekte im Vergleich zu ihren Kosten zwar für die direkt angeschlossenen Länder keinen ausreichenden Mehrwert bieten, wohl aber einen positiven gesamteuropäischen Nettonutzen. Ein europäischer Finanzierungs- und Kostenteilungsmechanismus kann hier helfen, Hybridprojekte dennoch umzusetzen. Bis die entsprechenden Rahmenbedingungen gesetzt wurden, ist auch hier eine politische Unterstützung der kommenden Hybridprojekte durch die Regierungen der beteiligten Länder umso wichtiger.

98 Vgl. Europäische Kommission: Hybrid projects: How to reduce costs and space of offshore developments, 24.05.2019, abrufbar unter https://energy.ec.europa.eu/publications/hybrid-projects-how-reduce-costs-and-space-offshore-developments_en (zuletzt abgerufen am 22.05.2024).

1.6 Fazit und Ausblick für die Offshore-Windenergie

Trotz gestiegener Inflation, Engpässen bei Lieferketten oder langer Entwicklungszeiten ist die Energieerzeugung auf dem Meer heute fester Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie vieler Länder. Die Höhen der nationalen Ausbauziele bis 2030 belegen dies eindrücklich.

Die Vorteile von Offshore-Wind liegen im Vergleich zu anderen Erneuerbaren v. a. in der grundlastnahen Stromerzeugung sowie in der kostengünstigeren Nutzbarkeit in der Sektorenkopplung, also der Stromversorgung im Mobilitäts- und Gebäudesektor. Die großen Kapazitäten mit bis zu 2 GW pro Windpark tragen zur Deckung des steigenden Strombedarfs bei, beschleunigen den EE-Zubau insg. und können Kohle, Öl oder Erdgas im Strommix somit schneller und nachhaltiger substituieren. Als heimische Energiequelle leistet die Offshore-Windenergie in Europa einen Beitrag zu Energiesicherheit und -souveränität. Zudem kann Offshore-Wind einen hohen wirtschaftlichen Zusatznutzen in Form von neuen Arbeitsplätzen oder länderübergreifender Kopplung der Stromnetze bieten.

Während die immer noch vergleichsweise junge Offshore-Windindustrie ihren Kinderschuhen entwächst, geht ihre Entwicklung rasant weiter voran. Das Potenzial für Windenergie auf dem Meer beschränkt sich nicht allein auf küstennahe Regionen. So werden zunehmend *Floating*-Projekte mit schwimmenden Windturbinen in Tiefwasserregionen geplant und gebaut. *Floating*-Fundamente können dabei Flächen bis zu 10.000 m^2 einnehmen. Schwimmende (dynamische) Kabel erfordern ein sehr langlebiges Design. Die Instandhaltung dieser Projekte bringt völlig neue logistische Herausforderungen mit sich. Dennoch übersteigt das Potenzial dieser schwimmenden Windfarmen dabei alles, was bisher in küstennahen Regionen geplant oder entwickelt wird, da schwimmende Windparks in Regionen mit noch stärkeren Winden als in Küstenregionen gebaut werden können.

> Die Zukunft der Offshore-Windenergie ist vernetzt und sektorübergreifend.

Auch die Planungen für den Weitertransport der auf hoher See gewonnenen Energie gehen immer neue Wege. Neben der traditionellen Kabelverbindung werden Wasserstoffpipelines und sogar völlig autonom arbeitende Windparks entwickelt, bei denen der offshore erzeugte Wasserstoff unter Einsatz von Tankschiffen abtransportiert werden kann. Hybridprojekte können Märkte optimiert miteinander verbinden und zu höherer Effizienz und Kosteneinsparungen beitragen. Die Zukunft der Offshore-Windenergie ist vernetzt und sektorübergreifend.

Nicht zuletzt ist Offshore-Windenergie ein steter Innovationstreiber in der Energiebranche. Seit der Inbetriebnahme des ersten Offshore-Windparks der Welt 1991 hat sich der Bereich Offshore-Wind zu einer hochmodernen Industrie entwickelt. Modernste Berechnungsverfahren kommen bei der Auslegung von Windturbinen, deren Fundamenten, Kabeln, Türmen und Rotorblättern zum Einsatz. Zehntausende von Daten werden sekündlich erfasst und für einen optimalen Energieertrag bei maximaler Lebensdauer analysiert. Die Zustandsermittlung von Rotorblättern erfolgt mit dem Einsatz von Drohnen und einer KI-gestützten Bildauswertung. Servicetechniker arbeiten mit moderner Technologie und gleichzeitig stets unter größtmöglichen Sicherheitsstandards, die die Arbeit auf hoher See erfordert.

Drei Punkte sind zentral, um sicherzustellen, dass die Offshore-Windenergie langfristig ein fester Bestandteil der Branche bleibt und ihren Beitrag zur Energiewende in Deutschland, Europa und weltweit zuverlässig leisten kann:

1.) Ein verlässlicher und langfristig festgelegter Ausbaupfad, der Entwicklern und der Zulieferindustrie Investitionssicherheit bietet.

2.) Ein Auktionsregime, das (i) nicht allein auf maximale Auktionserlöse ausgerichtet ist, sondern ein auskömmliches Wirtschaften bis in die Zulieferindustrie ermöglicht und (ii) ausschließlich solche qualitativen Kriterien fordert, die der Branche tatsächlichen Nutzen stiften.

3.) Eine industriepolitische Strategie, die Energiesouveränität inklusive europäischer Wertschöpfung und Werte wie Nachhaltigkeit anerkennt und fördert.

Mit diesen Rahmenbedingungen kann die Offshore-Windenergie auch bei bewegter See lange und sicher ihren Kurs zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und Gesellschaft halten.

Energie in der Welt

2.1 Zahlen & Fakten
2.2 Preise für industriellen Energieverbrauch im internationalen Vergleich
2.3 Geogener Wasserstoff
2.4 Die Rolle der Pumpspeicherung im globalen Energiemix

2

2.1 Zahlen und Fakten

- ***Nach der COVID-19-Pandemie und der anschließenden wirtschaftlichen Erholung in den Jahren 2021-2022 kehrten das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und der Energieverbrauch in den G20-Ländern zu ihren historischen Trends zurück. Die Öl-, Kohle- und Gaspreise sanken, blieben aber aufgrund der geopolitischen Unsicherheiten über ihrem Vorkrisenniveau.***
- ***In der Europäischen Union (EU) und den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) brach die Kohlenachfrage ein, während sie insbesondere in China und Indien konstant blieb.***
- ***Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg weiter an (+15 %), befördert durch Rekordinstallationen von Solar- und Windenergieanlagen in China.***

Im Jahr 2023 kehrten Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch zu ihrem Niveau vor der COVID-19-Pandemie zurück. Das BIP der G20[1] stieg um 3 % – entsprechend dem Jahr 2022 und dem Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019. Der G20-Energieverbrauch wuchs 2023 um 2 % an.[2]

Das Wirtschaftswachstum zog in den meisten G20-Ländern an – insb. in China, Indien und den USA, während es sich in der EU aufgrund eines leichten Rückgangs in Deutschland verlangsamte.

Der Ölverbrauch stieg im Jahr 2023 um 2 %, angetrieben durch den Absatz von China, Indien, den USA und Brasilien, trotz eines deutlichen Rückgangs in der EU, Japan und Südkorea. Die globalen Energiepreise waren im Jahr 2023 sehr volatil und lagen weiterhin um mehr als 30 % über dem Niveau vor der COVID-19-Pandemie.

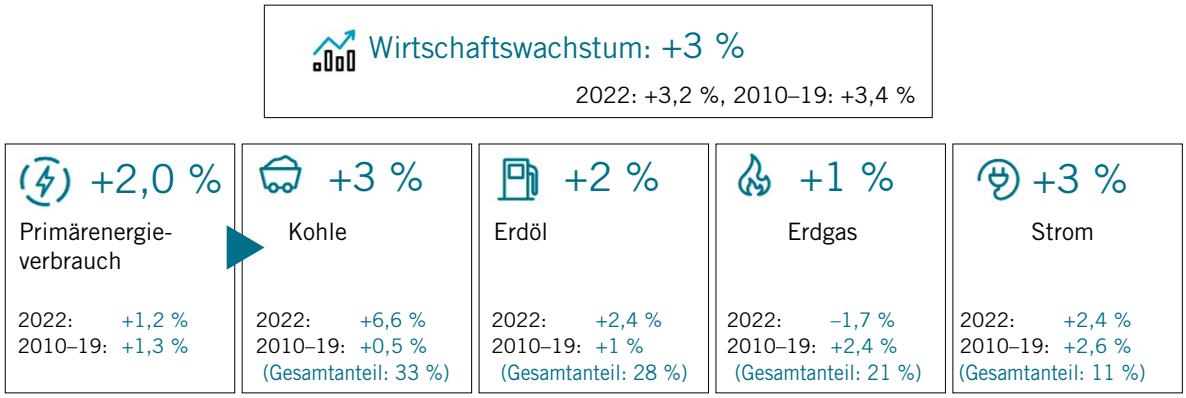
Der Kohleverbrauch in den G20-Staaten stieg 2023 weiter an, wenn auch deutlich langsamer als 2022 (+3 %). Ein rasches Wachstum in den asiatischen Förderländern (vor allem China, Indien und Indonesien) wurde teilweise durch starke Rückgänge in der EU, den USA und der Türkei ausgeglichen. Die weltweiten Kohlepreise sind im Laufe des Jahres stark gesunken, lagen aber weiterhin deutlich über dem Niveau von 2020.

Der Erdgasverbrauch (+1 %) wurde von China, Russland und Indien angekurbelt, während er in den USA nur leicht anstieg. In der EU, in Japan und Südkorea ging er wieder zurück. Die globalen Gaspreise sanken 2023 deutlich, nachdem sie 2022 ein Rekordniveau erreicht hatten. In Japan und Europa blieben sie deutlich über dem Vorkrisenniveau.

1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU27), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland und die Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Sie decken fast 80 % des weltweiten Energieverbrauchs ab.

2 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2023



Quelle: Enerdata

Der Stromverbrauch in der G20 stieg um fast 3 % und kehrte damit zu seinem historischen Trend zurück – mit einem starken Wachstum von jeweils 7 % in China und Indien, aber Rückgängen in Europa, den USA, Japan und Südkorea.

> China steht an der Spitze des weltweiten EE-Zubaus und hat im Jahr 2023 annähernd so viel Kapazität installiert wie die gesamte Welt im Jahr 2022.

Wie in den Vorjahren, stieg die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie 2023 erneut um 10 % bzw. 25 % an. Ihr Anteil am G20-Strommix erreichte 2023 15 %. China steht weiterhin an der Spitze des weltweiten Zubaus an erneuerbaren Energien (EE) und hat 2023 annähernd so viel Erneuerbaren-Kapazitäten installiert wie die gesamte Welt im Jahr 2022.

Wirtschaftswachstum

Das globale Wirtschaftswachstum stabilisierte sich 2023 bei etwa +3 %, nach starken Schwankungen in den Jahren 2020 und 2021 (-2,9 % aufgrund der COVID-19-Pandemie, gefolgt von einem Wiederanstieg um 6,5 %).

Nach einem Anstieg um 3 % im Jahr 2022 zog das Wirtschaftswachstum in China 2023 um 5 % an, dank eines Anstiegs des privaten Verbrauchs Anfang 2023 infolge der Aufhebung der COVID-bedingten Beschränkungen. Das Wachstum wurde jedoch durch den Abschwung auf dem Immobilienmarkt, das immer noch schwache Verbrauchervertrauen und die schwachen Exportmärkte gebremst. Auch, wenn sich das Wachstum im Vergleich zum Zeitraum 2010-2019 verlangsamt hat, entfielen auf China 2023 immer noch 24 % des BIP der G20.

> Das Wirtschaftswachstum erreicht in den G20-Ländern mit +3 % wieder das Vorkrisenniveau.

In den USA, auf welche 19 % des globalen BIP entfallen, wuchs das BIP bei gleichbleibenden Verbraucherausgaben um 2,5 %. Dies entspricht dem Trend vor der COVID-19-Pandemie. Auf die EU entfallen 17 % des globalen BIP. Geopolitische Unsicherheiten, die anhaltende Inflation und hohe Zinsen trugen dazu bei, dass sich das Wirtschaftswachstum 2023 auf 0,5 % verlangsamte und damit deutlich unter seinem historischen Trend lag (+1,6 % p.a. im Zeitraum 2010-2019). Deutschland verzeichnete, vor dem Hintergrund einer schwächeren Inlands- und Auslandsnachfrage, sogar einen leichten BIP-Rückgang. Der schleppende private Verbrauch und die geringeren Exporte brachten das Wirtschaftswachstum nach einem Plus von 4 % im Jahr 2022 auch im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland zu einem Stopp.

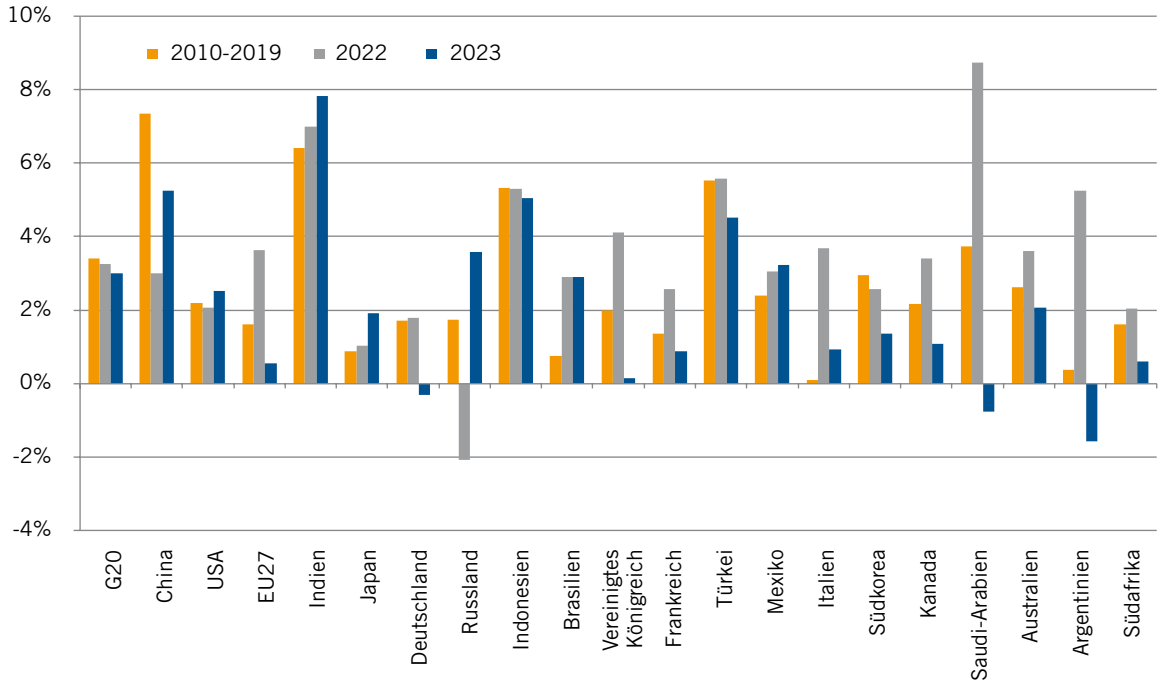
Die indische Wirtschaft ist 2023 um über 8 % gewachsen – und damit schneller als 2022 sowie in der Zeit vor der COVID-19-Pandemie. Befördert wurde diese Entwicklung durch öffentliche Investitionen im Vorfeld der Parlamentswahlen im Frühjahr 2024 und gestiegenen privaten Konsum. Auch die indonesische Wirtschaft wuchs 2023 weiterhin um 5 %, was dem Niveau von 2022 und dem historischen Trend entspricht.

In Japan trugen der Aufschwung nach der COVID-19-Pandemie und höhere Automobilexporte zur Ankurbelung des Wirtschaftswachstums bei. Mit einem Plus von 2 % wuchs es schneller als im historischen Trend. Eine schwächere Inlandsnachfrage, eine verzögerte Erholung in China und eine Verlangsamung der globalen Nachfrage beeinträchtigten dagegen auch 2023 die Exporte und das BIP Südkoreas. Mit +1 % stieg es deutlich langsamer als im historischen Trend.

Die russische Wirtschaft wuchs nach einem Rückgang von 2 % im Jahr zuvor um 4 % in 2023, angetrieben durch erhebliche steuerliche Unterstützung und zusätzliche Militärausgaben – obwohl die Ölproduktion und die Exporte leicht zurückgingen. Brasilien verzeichnete 2023, ebenso wie in 2022, ein stetiges Wachstum von rund 3 %, das weit über dem historischen Trend lag. Zurückzuführen ist dies auf eine höhere landwirtschaftliche Produktion sowie einen Anstieg von Exporten und des privaten Konsums. Im Gegensatz dazu litt Argentinien unter einer schweren Dürre, welche die Agrarexporte einschränkte, einer steigenden Inflation und einer Währungsabwertung. Das BIP schrumpfte, trotz höherer Staatsausgaben in Wahljahr 2023, um fast 2 %.

In der Türkei trugen der dynamische Privatkonsum und die öffentlichen Investitionen in den Wiederaufbau nach dem Erdbeben dazu bei, das Wachstum anzukurbeln – wenn auch langsamer als in den Vorjahren: +4 % im Jahr 2023 gegenüber +5 % p.a. im Zeitraum 2010-2019 und im Jahr 2022. Dies ist nicht zuletzt auf die restriktive Finanz- und Geldpolitik und die steigende Inflation zurückzuführen.

Abbildung 2.2: Wirtschaftswachstum in ausgewählten G20-Staaten (% p.a.)



	G20	China	USA	EU27	Indien	Japan	Deutschland	Russland	Indonesien	Brasilien	Vereinigtes Königreich	Frankreich	Türkei	Mexiko	Italien	Südkorea	Kanada	Saudi-Arabien	Australien	Argentinien	Südafrika
% G20	24 %	19 %	8 %	9 %	5 %	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	

Quelle: Enerdata, basierend auf Daten des Internationalen Währungsfonds

Insgesamt wuchs das BIP in allen G20-Ländern, außer in Argentinien, Saudi-Arabien und Deutschland.

Primärenergieverbrauch

Der Energieverbrauch der G20 stieg 2023 um 2 % und damit schneller als 2022 und als der Trend von 2010 bis 2019. Tatsächlich stieg der Energieverbrauch Chinas bis 2023 um fast 7 % (das Doppelte des Durchschnitts von 2010 bis 2019) und damit schneller als das BIP-Wachstum. Das Land blieb mit 33 % des Energieverbrauchs der G20 der größte Energieverbraucher der Welt. Es verbrauchte fast 90 % mehr Energie als die USA.

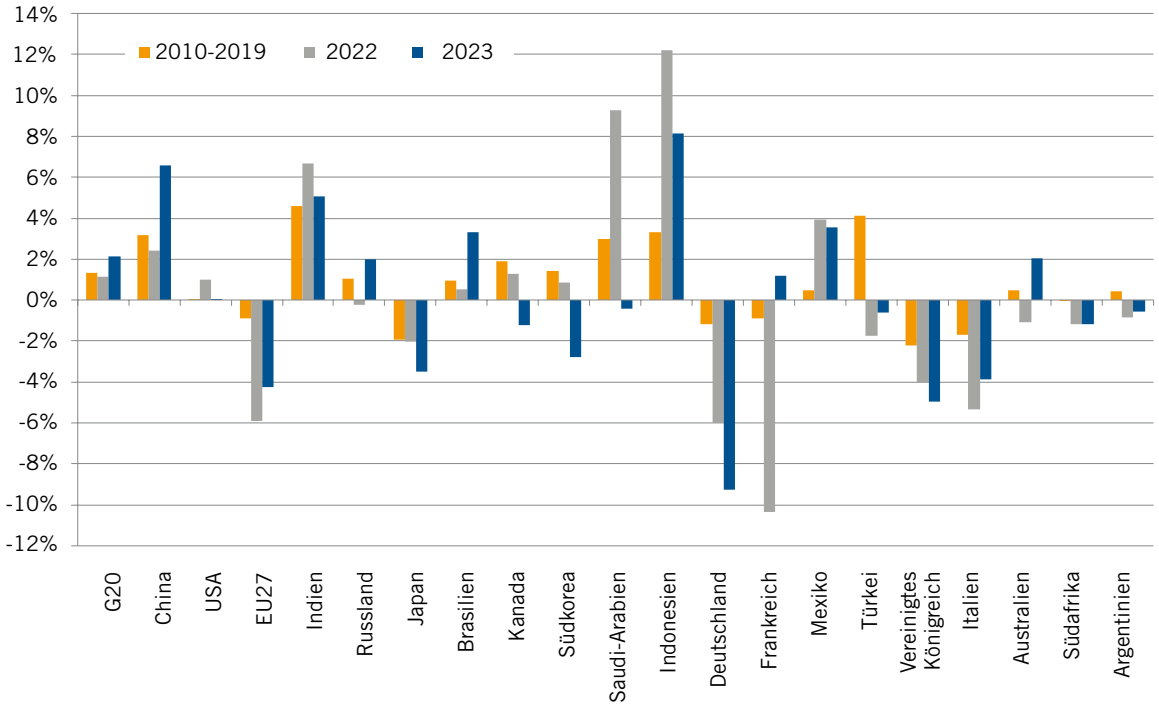
> Der Primärenergieverbrauch der G20-Länder stieg 2023 wieder an (+2 %), angetrieben von Nicht-OECD-Ländern.

Der Primärenergieverbrauch stieg auch in Indonesien um 8 %, in Indien um 5 %, in Mexiko um 4 %, in Brasilien um 3 % und in Russland – trotz westlicher Sanktionen – um 2 %, ebenso in Australien. In vielen OECD-Ländern folgte der Energieverbrauch dem Aufwärtstrend nicht. In den USA und Saudi-Arabien blieb er stabil, während er in der EU um 4 % sank – darunter um 9 % in Deutschland. In Japan und Südkorea verringerte er sich ebenfalls jeweils um 3 %, in Kanada und der Türkei jeweils um 1 %.

Fossile Brennstoffe dominierten weiterhin den globalen Energiemix und deckten 2023 über 80 % des Primärenergieverbrauchs der G20. Der Anteil von Kohle ist seit 2000 um 6 Prozentpunkte auf 33 % im Jahr 2023 gestiegen, zu Lasten des Anteils an Öl, welcher auf 28 % gesunken ist. Die Anteile von Gas, Primärstrom[3] und anderen Energieträgern (Biomasse und erneuerbare Wärme) sind mit 21 %, 11 % bzw. 7 % weitgehend stabil geblieben.

3 Primärstrom: Wasserkraft, Kernenergie, Windkraft, Solarenergie und Geothermie.

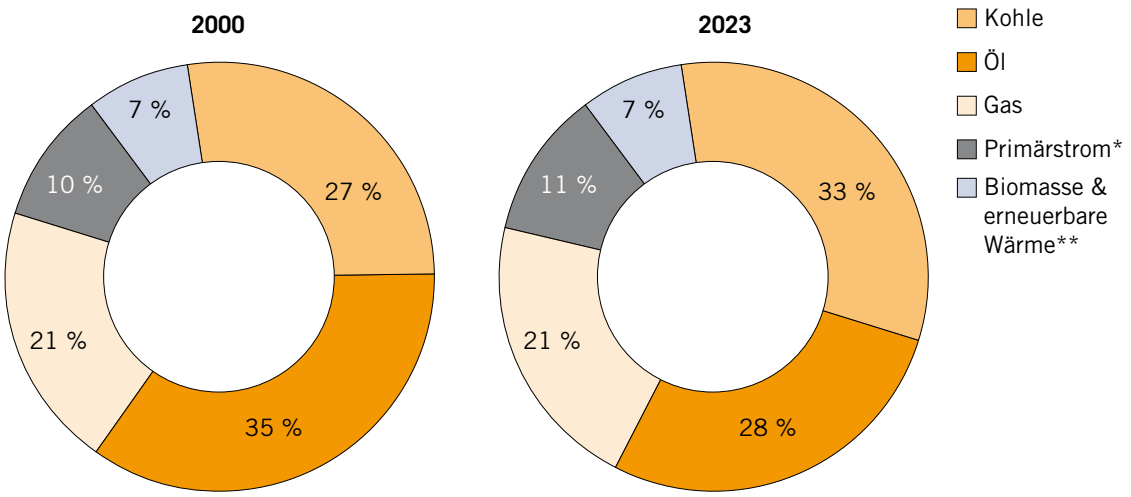
Abbildung 2.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (% p.a.)



% G20	33 %	18 %	10 %	9 %	7 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2000 und 2023



* Primärenergie zur Stromerzeugung: Kernkraft, Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Geothermie
** 95 % Biomasse-Anteil; mit erneuerbarer Wärme ist Solar- und Erdwärme gemeint

Quelle: Enerdata

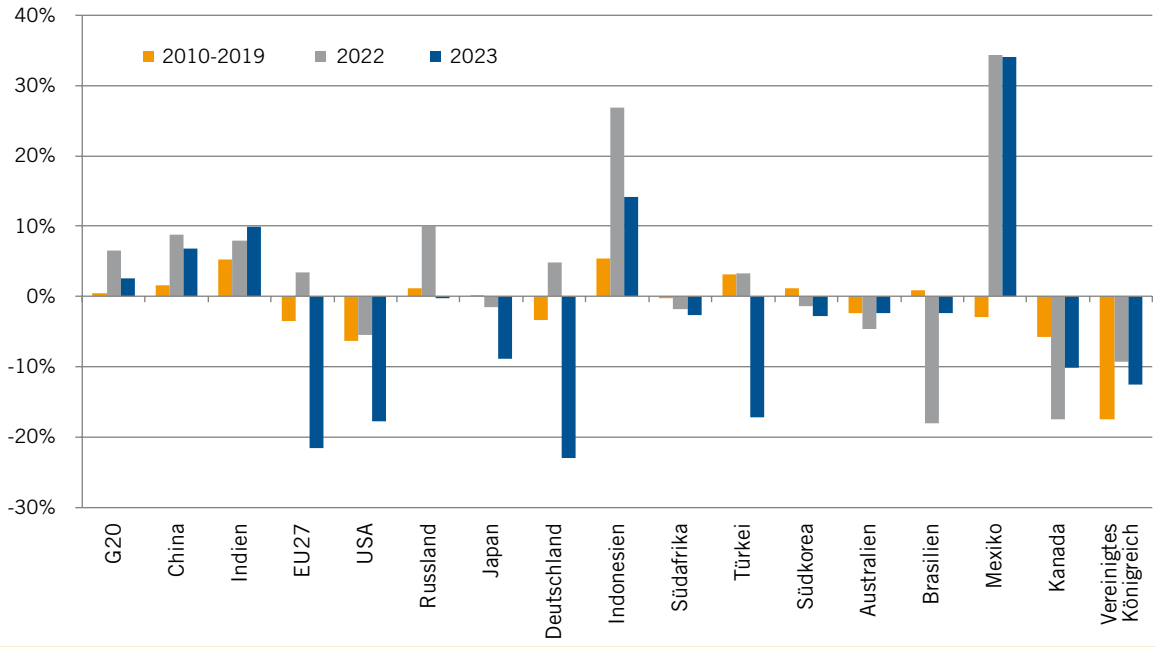
Kohle

Der Kohleverbrauch in den G20-Staaten verlangsamte sich und stieg im Jahr 2023 um weniger als 3 % an. Das entspricht der Hälfte des Wachstums von 2022. Der Verbrauch stieg dennoch immer noch deutlich schneller als das durchschnittliche Wachstum zwischen 2010 und 2019. So stieg der Kohleverbrauch in China und Indien weiter an, während er in den USA und in Europa drastisch zurückging. In China stieg der Kohleverbrauch 2023 im zweiten Jahr der Erholung nach der COVID-19-Pandemie um fast 7 %, angetrieben durch die Nachfrage des Stromsektors und der Industrie. Zwar ist diese Wachstumsrate niedriger als diejenige in 2022, jedoch immer noch deutlich höher als der Wachstumstrend von 2010-2019 (+1,6 % p.a.). Steigende Preise und eine geringere Qualität der heimischen Kohle ließen die chinesischen Kohleimporte bis 2023 um über 60 % ansteigen. Auch in Indien nahm der Kohleverbrauch um fast 10 % zu, was auf ein starkes Wirtschaftswachstum, eine hohe Nachfrage aus dem Energiesektor und eine robuste inländische Produktion zurückzuführen ist. In beiden Ländern trug auch eine geringere Wasserkrafterzeugung zur Steigerung der Kohlenachfrage bei.

› Wie in den Vorjahren, nahm der Kohleverbrauch in China, Indien und Indonesien weiter zu, während er in den USA zurückging.

In den USA hat die kontinuierliche Umstellung des Stromsektors von Kohle auf Gas den Kohleverbrauch erneut um 18 % gegenüber dem Vorjahr gesenkt. In Europa kehrte der Kohleverbrauch nach zwei Ausnahmejahren zu seinem Abwärtstrend aus der Zeit vor der Krise zurück. Eine schwache Industrietätigkeit – insb. in energieintensiven Branchen – und niedrigere Gaspreise trugen dazu bei, dass die Kohlenachfrage in der EU 2023 um 22 % sank, insb. in Deutschland um 23 %. In anderen OECD-Ländern ging der Kohleverbrauch wegen der höheren Stromerzeugung aus Kernkraft zurück, so etwa in Japan um 9 % und in Südkorea um 3 %. In Australien sank er aufgrund einer Rekord-Stromerzeugung aus Erneuerbaren. Im Gegensatz dazu stieg er in Indonesien um 14 %, angetrieben durch den Energiesektor und die Nickelproduktion. In Lateinamerika stieg der Kohleverbrauch in Mexiko, vor dem Hintergrund einer geringeren Wasserkrafterzeugung, um 34 % an, während er in Brasilien um 2 % zurückging.

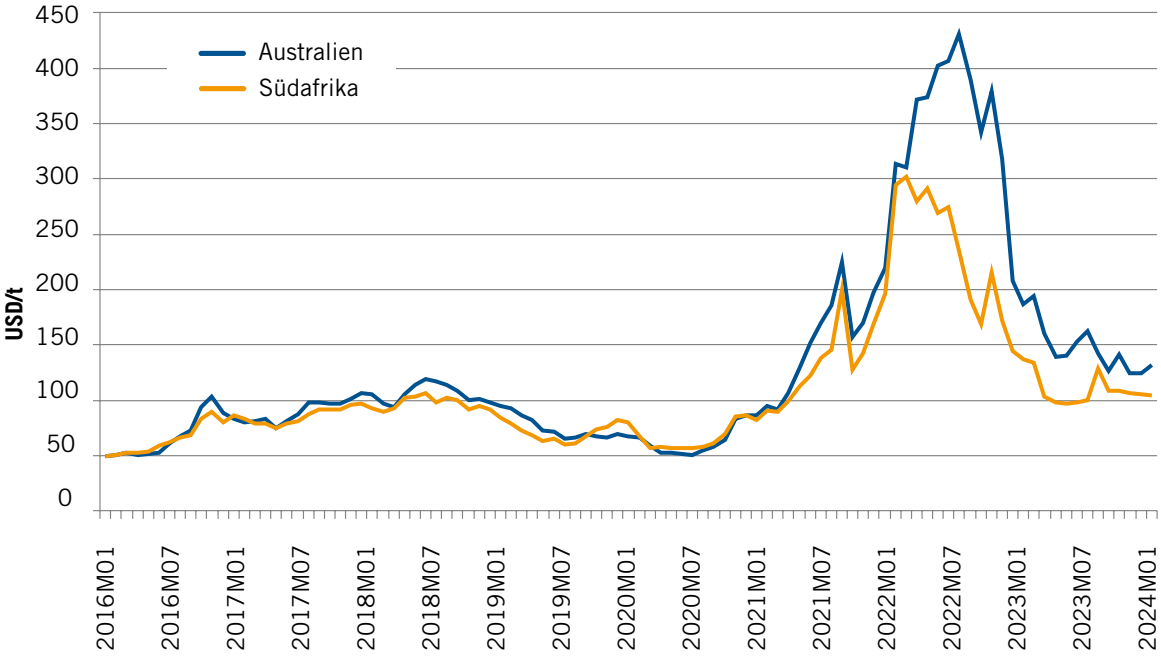
Abbildung 2.5: Entwicklung des Kohleverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (% p.a.)



	G20	China	Indien	EU27	USA	Russland	Japan	Deutschland	Indonesien	Südafrika	Türkei	Südkorea	Australien	Brasilien	Mexiko	Kanada	Vereinigtes Königreich
% G20	61 %	16 %	5 %	5 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.6: Entwicklung der Kohlepreise 2016–2024



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbank

In Südafrika trugen anhaltende Probleme in Kohlekraftwerken und das langsame Wirtschaftswachstum zu einem erneuten Rückgang des Kohleverbrauchs um 3 % bei. Aufgrund anhaltender Probleme bei der Kohletransportinfrastruktur und geringer Verfügbarkeit von Kohlekraftwerken sank auch die Kohleproduktion in Südafrika.

Im Jahr 2023 stieg die chinesische Kohleproduktion erneut an, zwar langsamer als in den Vorjahren (+3 % gegenüber +10 % im Jahr 2022), aber dennoch schneller als im Zeitraum 2010 bis 2019. Auch in Indonesien wuchs die Produktion um 10 %, angetrieben durch Exporte nach China und Indien. In Indien nahm die Kohleproduktion um 11 % zu. Dagegen ging sie in Deutschland um 22 %, in den USA aufgrund eines geringeren inländischen Kohleverbrauchs um 2 % und in Russland um 1 % zurück.

Im Jahr 2023 führte die geringere Kohlenachfrage zu einem Rückgang der Kohlepreise, welche nach Angaben der Weltbank aber mit über 100 USD/t weiterhin deutlich über dem Niveau von 2020 lagen.Die wirtschaftliche Erholung nach der COVID-19-Pandemie hatte die Kohlepreise im Jahr 2021 in die Höhe getrieben. Darüber hinaus hat eine Kombination aus geopolitischen Faktoren, angebotsseitigen Beschränkungen und anhaltender Nachfrage aus dem europäischen und japanischen Energiesektor 2022 zu einem Anstieg der weltweiten Kohlepreise geführt. Die geopolitischen Faktoren waren etwa Russlands Angriffskrieg gegen die Ukraine und das Embargo russischer Kohleimporte durch die EU sowie Chinas inoffizielles Verbot australischer Kohleimporte. Die angebotsseitigen Beschränkungen waren etwa das einmonatige Kohleexportverbot in Indonesien, Infrastrukturprobleme in Südafrika sowie die Überschwemmungen in australischen Kohlefördergebieten, welche zu einer Verachtfachung der australischen Preise zwischen September 2020 und September 2022 führten.

Erdöl

Der Ölverbrauch der G20-Staaten blieb mit einem Anstieg um 2 % auf dem Niveau des Vorjahres. Der chinesische Ölverbrauch stieg 2023 auf ein Rekordhoch von +8 %, angetrieben durch einen starken Aufschwung im inländischen Luftverkehr nach Aufhebung der COVID-19-Beschränkungen Ende 2022. Dieser Anstieg des Ölverbrauchs in China wurde jedoch teilweise durch eine geringere Nachfrage aus der Industrie gebremst, u. a.

aufgrund einer Verlangsamung des Ölabsatzes im Baugewerbe und unsicherer Perspektiven im verarbeitenden Gewerbe. In Bezug auf den Ölverbrauch hat China mit den USA gleichgezogen und ist nun fast gleichauf mit dem größten Ölverbraucher der Welt.

Der Ölverbrauch in den USA ist um 1 % gestiegen (gegenüber +2 % im Jahr 2022), was vor allem auf das höhere Aufkommen im Straßenverkehrsbereich zurückzuführen ist, aber teilweise durch Verbesserungen der Energieeffizienz ausgeglichen wurde.

Der Ölverbrauch stieg in China und Australien mit einem starken Aufschwung des Flugverkehrs im Jahr 2023 an.

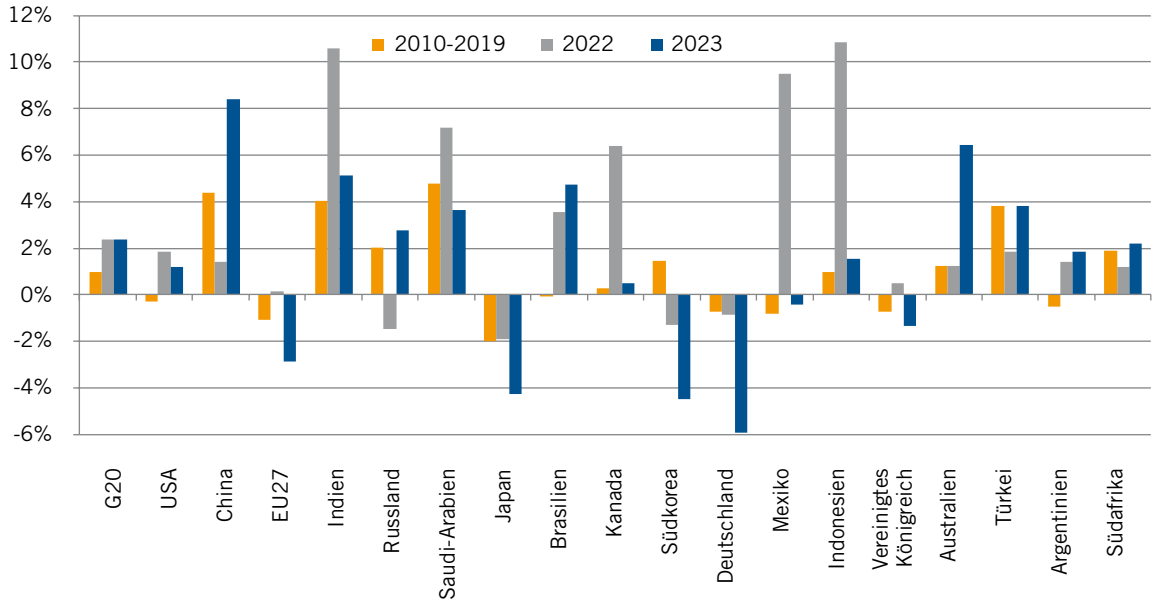
Die Ölnachfrage nahm auch in folgenden Staaten zu: in Südafrika um 2 %, in Russland um 3 %, in Saudi-Arabien und der Türkei um 4 %, in Brasilien, beflügelt durch das Wirtschaftswachstum um 5 % sowie in Australien wegen des steigenden Treibstoffverbrauchs in der Luftfahrt um 6 %. In Indonesien, Kanada und Mexiko blieb der Ölverbrauch, nach einem starken Wachstum im Jahr 2022, nahezu stabil. In Indien verlangsamte sich der Anstieg mit einem Plus von 5 % jedoch. Die indische Ölnachfrage halbierte sich im Vergleich zum Jahr 2022, lag aber dennoch deutlich über dem historischen Trend. In der EU ging der Ölverbrauch mit -3 % erneut zurück, darunter um 6 % in Deutschland. Letzteres ist auf verschlechterte wirtschaftliche Rahmenbedingungen und eine deutlich geringere Nachfrage der energieintensiven Industrien zurückzuführen. Auch in Japan und Südkorea sank der Verbrauch um jeweils 4 %.

Im Jahr 2023 verstärkte die OPEC+[4] die 2022 beschlossenen Produktionskürzungen. Eine höhere Produktion in anderen Nicht-OPEC+-Ländern, wie den USA oder dem Iran, glich den Produktionsrückgang jedoch teilweise aus.

Vor dem Hintergrund einer geringeren Nachfrage in Europa, den USA und China sowie sinkender Ölpreise im Zeitraum Juni 2022 bis Juni 2023 kündigte die OPEC+ neue freiwillige Ölförderkürzungen von 1,65 Mio. Barrel pro Tag (mb/d) an. Damit sollte die Stabilität des globalen Ölmarktes ab Mai 2023 bis Ende 2023 unterstützt werden – zusätzlich zu der bereits im November 2022 ange-

4 OPEC+ umfasst die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) plus weitere Förderländer, wie Russland, Kasachstan, Mexiko und Oman.

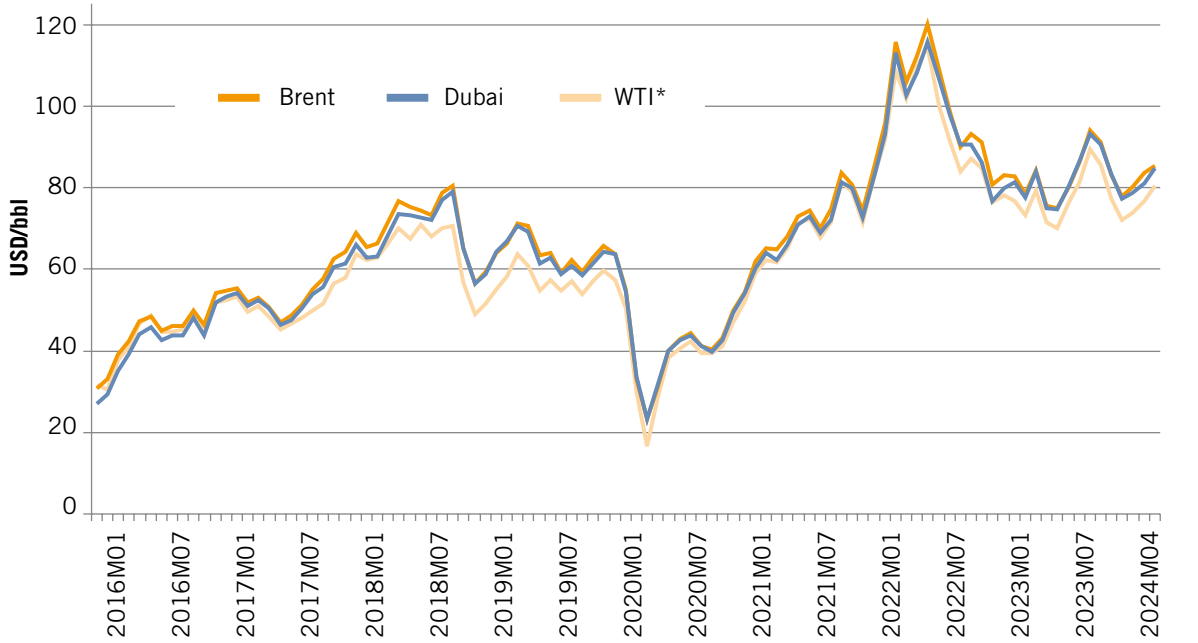
Abbildung 2.7: Entwicklung des Erdölverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



	G20	USA	China	EU27	Indien	Russland	Saudi-Arabien	Japan	Brasilien	Kanada	Südkorea	Deutschland	Mexiko	Indonesien	Vereinigtes Königreich	Australien	Türkei	Argentinien	Südafrika
% G20	23 %	22 %	13 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1%

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.8: Entwicklung der Rohölpreise



* West Texas Intermediate

Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbank

kündigten Förderkürzung von 2 mb/d bis Ende 2023. Diese Kürzungen wurden im Juni 2023 bis Ende 2024 verlängert. Darüber hinaus haben sich acht OPEC+-Erzeuger im November 2023 auf freiwillige Produktionskürzungen von insg. rund 2,2 mb/d für das erste Quartal 2024 geeinigt, um die Preise zu stützen und den Markt zu stabilisieren.

Dagegen stieg die Ölproduktion in China um 2 %, in Mexiko um 3 %, in den USA um 9 %, in Brasilien um 12 % und sogar in einigen OPEC-Ländern, wie dem Iran, Libyen und Venezuela, weiter an.

Die weltweiten Rohölpreise waren im Jahr 2023 besonders volatil: Sie sanken in der ersten Jahreshälfte, erholten sich bis September 2023 und sanken dann im Zuge des Nahostkonflikts bis Ende 2023 wieder. Insgesamt lagen die weltweiten Rohölpreise nach Angaben der Weltbank im Jahr 2023 immer noch um über 30 % über dem Niveau vor der COVID-19-Pandemie.

Erdgas

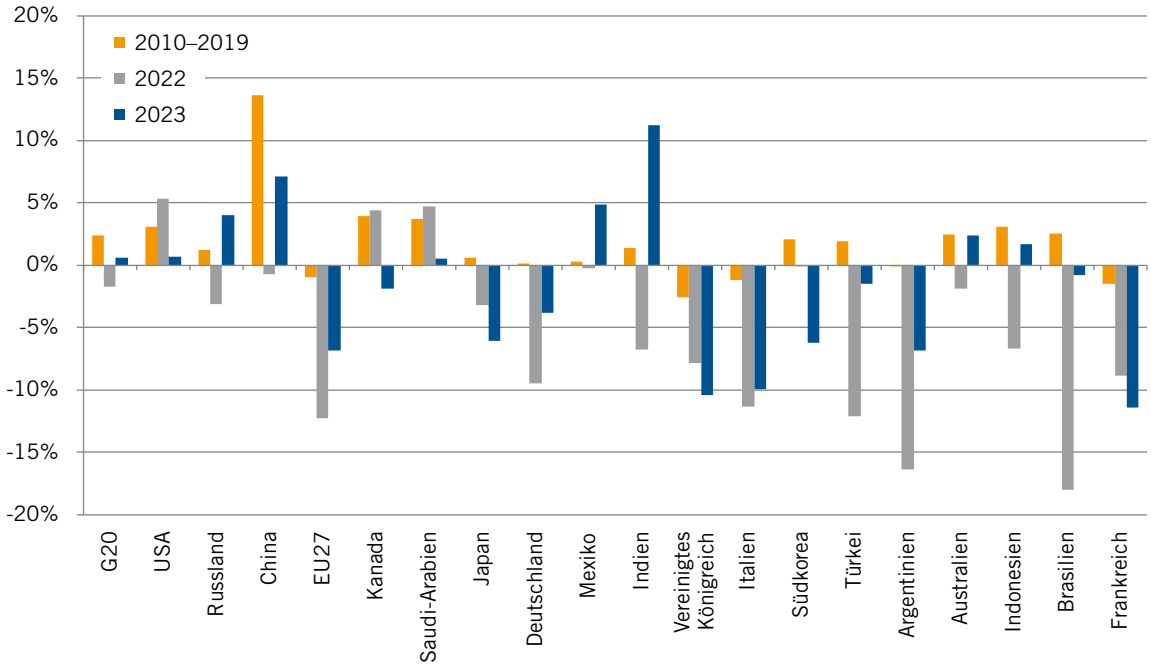
Nach einem Rückgang um 2 % im Jahr 2022 stieg der Erdgasverbrauch 2023 wieder um 1 % an. Er blieb jedoch unter dem durchschnittlichen Trend der Jahre 2010 bis 2019 und auch unter dem Niveau von 2021. In den USA – dem weltweit größten Gasverbraucher – stieg der Erdgasverbrauch mit +1 % 2023 leicht an. Dies geschah vor dem Hintergrund eines zunehmenden inländischen Angebots, relativ niedriger Gaspreise und des Ausbaus der Gaskraftwerkskapazitäten um 9 Gigawatt (GW), welcher die Umstellung des Stromsektors von Kohle auf Gas beschleunigte.

Nach einem Rückgang um 1 % im Jahr 2022 stieg der chinesische Erdgasverbrauch 2023 wieder um 7 %, angetrieben durch das Wirtschaftswachstum und gelockerte Pandemiebeschränkungen. Die Gasimporte des Landes stiegen um 10 % und die Importe von verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG)* um 12 %, wodurch China wieder zum größten LNG-Importeur weltweit wurde.

> Ein Anstieg des Erdgasverbrauchs um 7 % machte China erneut zum größten LNG-Importeur.

In Indien erholte sich der Gasverbrauch nach einem Rückgang von 7 % im Jahr 2022 stark. Er stieg 2023 um 11 %, um den Bedarf des Energiesektors zu decken. In

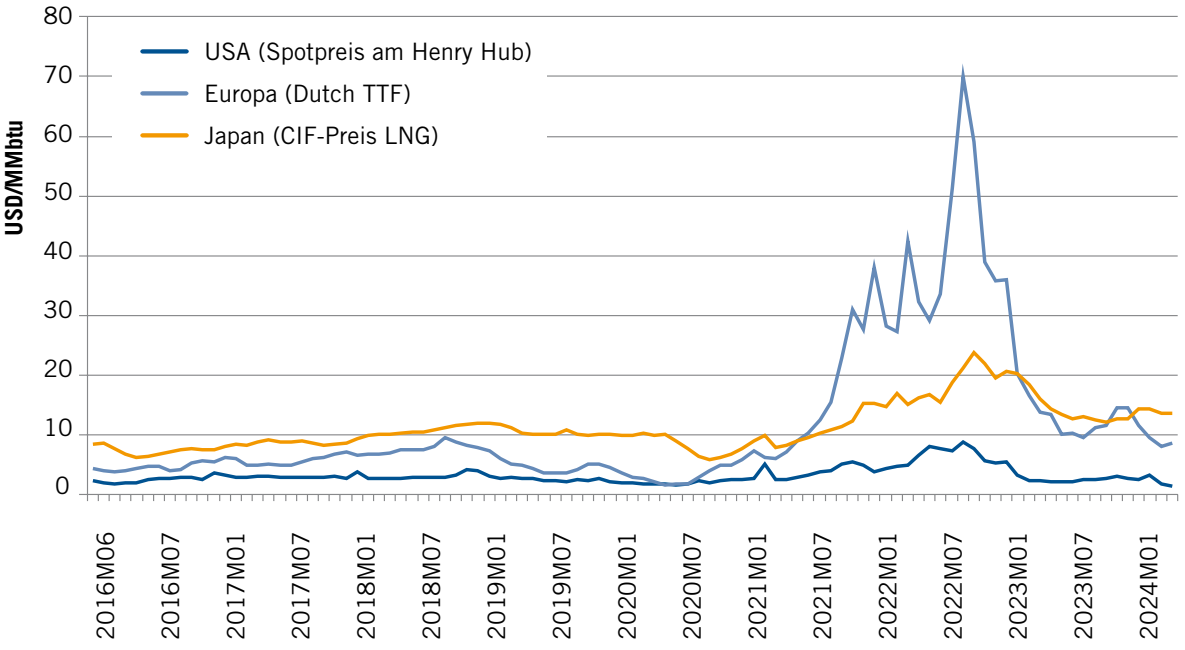
Abbildung 2.9: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



	G20	USA	Russland	China	EU27	Kanada	Saudi-Arabien	Japan	Deutschland	Mexiko	Indien	Vereinigtes Königreich	Italien	Südkorea	Türkei	Argentinien	Australien	Indonesien	Brasilien	Frankreich
% G20	30 %	17 %	14 %	11 %	5 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.10: Entwicklung des Erdgaspreises 2016–2024



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbank

Indonesien erholte er sich nach drei Jahren des Rückgangs mit einem Plus von 2 % ebenfalls. Auch in Australien stieg der Erdgasverbrauch um 2 %. In Japan und Südkorea verringerten die sinkende Stromnachfrage und die verbesserte Verfügbarkeit von Kernenergie die Gasnachfrage des Stromsektors um jeweils 6 %. Während der Gasverbrauch in Brasilien infolge einer höheren Stromerzeugung aus Wasserkraft und erneuerbaren Energiequellen zurückging, wuchs er in Mexiko aufgrund einer gestiegenen Nachfrage des Energiesektors um 5 %. In Argentinien reduzierten mildere Temperaturen den Heizbedarf, trotz höherer Nachfrage aus der Industrie und dem Energiesektor. In Europa ging der Erdgasverbrauch aufgrund der höheren Stromerzeugung aus Erneuerbaren und Kernenergie erneut zurück: in der EU um –7 %, einschließlich -4 % in Deutschland im Jahr 2023 und -10 % jeweils in Italien sowie dem Vereinigten Königreich.

Nachdem die Gaspreise 2022 ein Rekordniveau erreicht hatten, gingen sie 2023 weltweit deutlich zurück – um mehr als 60 % in den USA und Europa und um mehr als 20 % in Japan. Sie lagen jedoch in Japan und Europa weiterhin deutlich über dem Vorkrisenniveau. Auf den europäischen und asiatischen LNG-Märkten trug der geringere Gasverbrauch dazu bei, die Preise nach unten zu treiben. Das Gasangebot blieb aber vor allem in Europa knapp, da der Anstieg der LNG-Produktion nicht ausreichte, um den Rückgang der russischen Gaspipeline-Importe auszugleichen. In den USA wurden die Gaspreise durch einen starken Anstieg der inländischen Gasproduktion und mildere Wintertemperaturen gedämpft.

Elektrizität

Der Stromverbrauch stieg 2023 weiter um 2 % an – wie bereits 2022 und im Einklang mit seinem durchschnittlichen Wachstum von 2010 bis 2019). Wie in den Vorjahren, war China für den größten Teil des Anstiegs des G20-Stromverbrauchs im Jahr 2023 verantwortlich. Chinas Stromverbrauch kehrte 2023 zu seinem historischen Wachstum von 7 % zurück, da das Ende der pandemiebedingten Beschränkungen das Wirtschaftswachstum ankurbelte, insb. im Dienstleistungssektor und in der verarbeitenden Industrie und trotz einer Verlangsamung in der Bauindustrie.

In den USA trugen mildere Temperaturen und eine abgeschwächte Tätigkeit im verarbeitenden Gewerbe zu einem Rückgang des Stromverbrauchs um 1 % bei. In Europa wurde die Stromnachfrage durch die schwache Industrietätigkeit beeinträchtigt: In der EU ging sie daher um 3,5 % zurück, darunter um 5 % in Deutschland sowie um je 3 % in Frankreich, Italien und dem Vereinigten Königreich. Auch in Japan und Südkorea ging der Stromverbrauch um 6 % bzw. 1 % zurück, was auf eine geringere industrielle Nachfrage in beiden Ländern zurückzuführen ist.

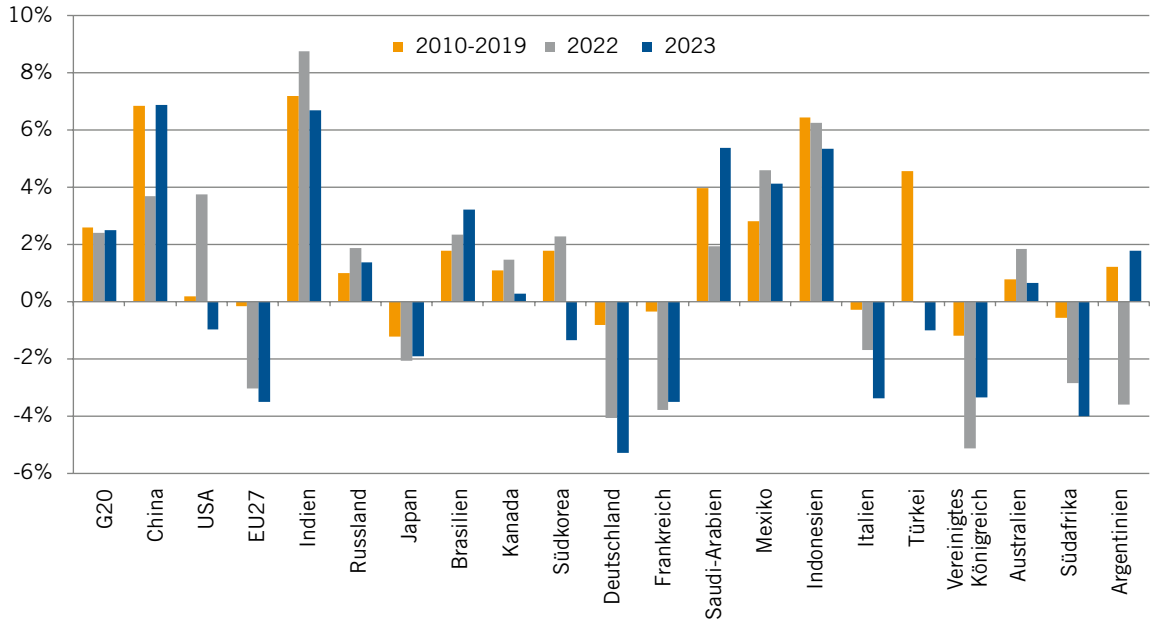
Dagegen stieg der Stromverbrauch in Indien (+7 %) und in Brasilien (+3 %) aufgrund des stetigen Wirtschaftswachstums und der hohen Nachfrage nach Raumkühlung in beiden Ländern. Er stieg auch in Mexiko um 4 % aufgrund eines starken Absatzwachstums in der Industrie, im Dienstleistungssektor und in der Landwirtschaft. In Indonesien und Saudi-Arabien stieg der Stromverbrauch um jeweils 5 %, in Russland und in Australien je um 1 %. Anhaltende technische Probleme trugen hingegen dazu bei, dass der Stromverbrauch in Südafrika erneut um 4 % zurückging.

Fossile Brennstoffe blieben im Strommix der G20 mit einem Anteil von 62 % im Jahr 2023 dominant. Dieser Anteil ist jedoch seit 2010 (68 %) rückläufig, da die thermische Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien deutlich langsamer gestiegen ist – um 1,7 % p. a. im Zeitraum 2010-2023 – als die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie mit einem Anstieg von 16 % p. a. bzw. 34 % p. a. Der Anteil von Wind- und Solarenergie am Strommix der G20 ist von 2 % im Jahr 2010 auf 15 % im Jahr 2023 gestiegen (9 % Wind- und 6 % Solarenergie). Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist seit 2010 stabil geblieben. Ihr Anteil am G20-Strommix hat sich von 14 % im Jahr 2010 auf 10 % im Jahr 2023 verringert.

> Die Stromerzeugung der G20 wurde erneut durch den Solar- (+25 %) und Windenergieausbau (+10 %) vorangetrieben. Ihr Anteil beträgt nun 15 % am Strommix der G20.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist seit 2010 um durchschnittlich 1,5 % pro Jahr gestiegen. Ihr Anteil ist jedoch leicht von 15 % auf 13 % im Jahr 2023 gesunken.

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromverbrauchs der G20-Staaten (% p.a.)



% G20	38 %	19 %	11 %	6 %	5 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %

Quelle: Enerdata

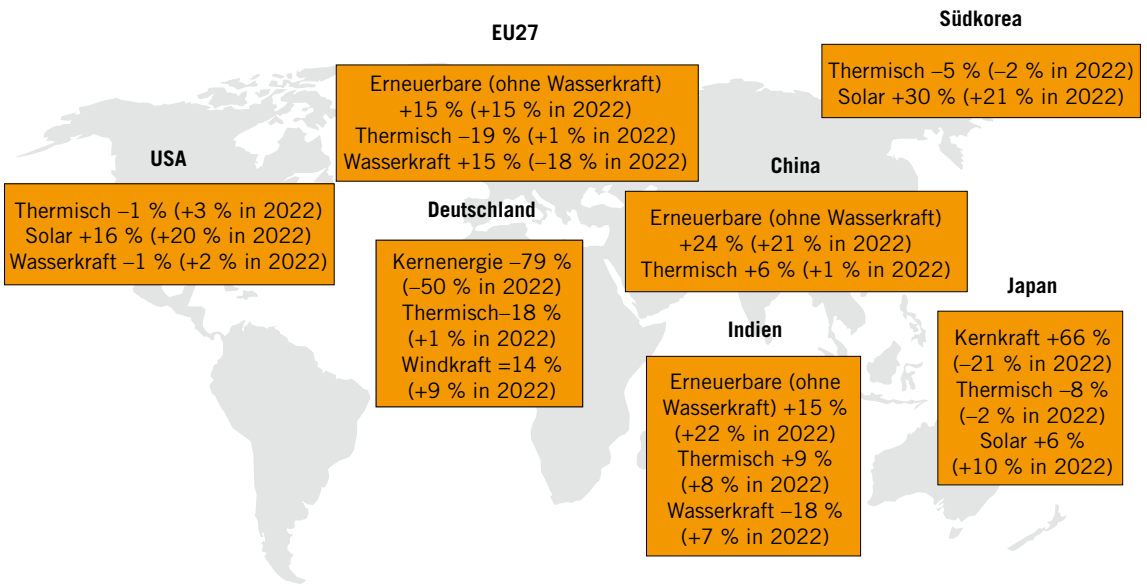
Im Jahr 2023 stieg die Stromerzeugung in den G20-Ländern mit der historischen Rate von 2,5 %, Wie in den Vorjahren, war die EE-Stromerzeugung der Haupttreiber (+25 % bei der Solarenergie und +10 % bei der Windenergie). Der größte Teil des Wachstums fand mit 37 % bzw. 16 % in China statt, in der EU (+16 % bzw. +14 %) und in Indien (+13 % bzw. +16 %) statt. In den USA stieg die Solarstromerzeugung ebenfalls um 16 %, während die Windstromerzeugung um 2 % zurückging.

Die Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe nahm ebenfalls weiter um 1,1 % zu, wobei das starke Wachstum in China um 7 % und Indien um 9 % durch einen Einbruch von 19 % in der EU ausgeglichen wurde. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ging aufgrund geringerer Erzeugung in China, Indien und den USA um 3 % zurück – teilweise ausgeglichen durch eine höhere Wasserkrafterzeugung in der EU und Brasilien. Die Stromerzeugung aus Kernenergie nahm um 2 % zu, was auf eine höhere Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in China, Japan und Südkorea zurückzuführen ist.

Nach Angaben der Internationalen Agentur für erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency, IRENA) beschleunigte sich der weltweite Zubau von Kapazitäten im Bereich der Erneuerbaren im Jahr 2023 mit 473 GW gegenüber 295 GW im Jahr 2022 auf über 3.800 GW. Dieses Wachstum wurde durch einen starken Anstieg der Solarkapazität um 346 GW auf rund 1.400 GW angetrieben. Das entspricht einem Anstieg um 32 %. Der Ausbau der Windkapazität stieg um 13 % also um 116 GW auf über 1.010 GW. Die Kapazität der Wasserkraft stieg um 7 GW bzw. 1 %, die der Bioenergie um 4,4 GW bzw. 3 % und die der Geothermie um rund 200 Megawatt (MW).

Wie schon in den Vorjahren, war China mit 63 % des gesamten Zubaus an Erneuerbaren (298 GW von 473 GW) weltweit führend. 63 % des weltweiten Zubaus an Solarkapazität (+217 GW) und 65 % des weltweiten Zubaus an Windkraft (+76 GW) entfielen auf das Land. Insgesamt hat China im Jahr 2023 annähernd so viele EE-Anlagen installiert wie die gesamte Welt im Jahr 2022 (308 GW). In Europa wurden 71 GW an neuen Kapazitäten installiert (davon fast 18 GW in Deutschland), in Nordamerika rund 35 GW (davon über 31 GW in den USA) und in Südamerika über 22 GW (davon über 17 GW in Brasilien und 3 GW in Chile). Indien installierte fast 13 GW an neuer erneuerbarer Kapazität, Japan 6 GW, Australien über 5 GW, der Nahe Osten 5 GW und Afrika fast 3 GW.

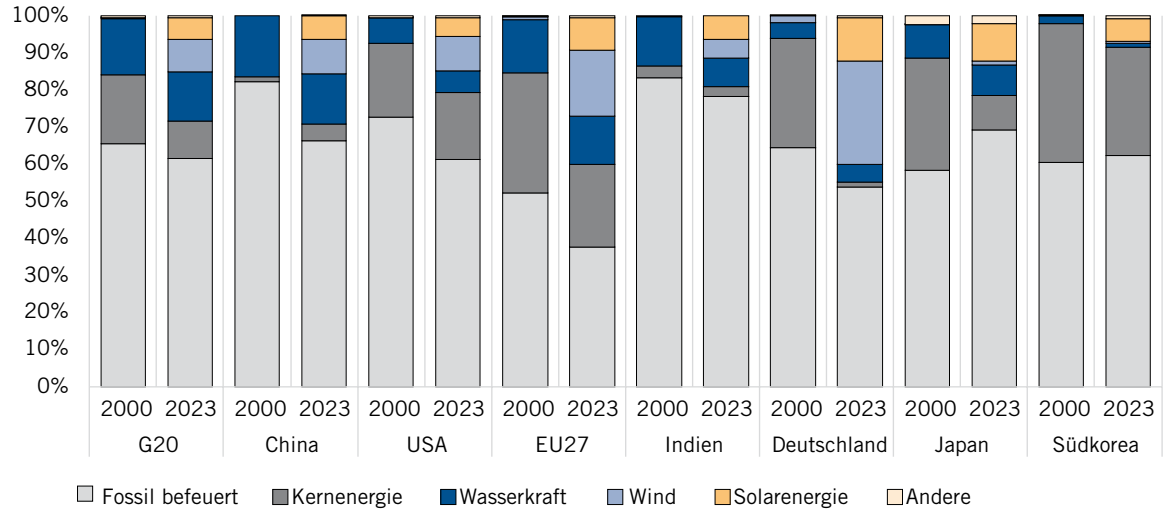
Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zwischen 2022 und 2023 in ausgewählten G20-Staaten



G20: Erneuerbare (ohne Wasserkraft) +15 % in 2023 (+18 % in 2022), Thermisch +1,1 % (+1,3 % in 2022)

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.13: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in ausgewählten G20-Staaten



	G20	China	USA	EU27	Indien	Deutschland	Japan	Südkorea
% G20-Erzeugung	36 %	18 %	12 %	7 %	2 %	4 %	2 %	

Quelle: Enerdata

CO_2-Emissionen

Die energiebedingten CO_2-Emissionen stiegen 2023 weiter um 2 % an – angetrieben durch ein weltweites Defizit bei der Wasserkrafterzeugung und einen Anstieg des weltweiten Verkehrs, insb. des Flugverkehrs. In China erhöhten sich die CO_2-Emissionen um 5 %. Der Anstieg war damit mehr als doppelt so hoch wie im Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019. Zurückzuführen ist dies auf eine geringere Wasserkrafterzeugung, gelockerte Verkehrsbeschränkungen, die den Personenverkehr ankurbelten, eine verstärkte Industrietätigkeit in energieintensiven Sektoren und einen gestiegenen Kohleverbrauch.

In Indien trieben der rasche Wirtschaftsaufschwung und der schwache Monsun, welcher die Wasserkrafterzeugung beeinträchtigte und den Stromverbrauch erhöhte, die CO_2-Emissionen um 8 % in die Höhe. Die CO_2-Emissionen stiegen auch in Russland um 3 %. In Mexiko wuchsen sie aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Wasserkraft, welche die thermische Stromerzeugung ankurbelte, um 5 %. In Brasilien ließ eine höhere Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken die Emissionen um 3 % steigen. In Australien bewirkte ein gestiegener Ölverbrauch im Luftfahrtsektor ein CO_2-Plus von 3 %.

In der Zwischenzeit gingen die CO_2-Emissionen in den USA, dank der Umstellung von Kohle auf Gas und milderer Temperaturen, welche den Strom- und Wärmebedarf in Gebäuden verringerten, weiter um 2 % zurück. Auch in Japan und Südkorea gingen die CO_2-Emissionen aufgrund eines geringeren Verbrauchs fossiler Energieträger um 8 % bzw. 4 % zurück. In der EU sanken die CO_2-Emissionen 2023 gegenüber 2022 um 8 %, mit einem deutlichen Rückgang von 10 % in Deutschland. Zurückzuführen ist dies auf eine höhere Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Kernenergie, auf im Vergleich zum Vorjahr mildere Temperaturen, welche den Strombedarf verringerten und auf reduzierte industrielle Nachfrage. Letztere beruht v. a. auf einer geringeren Industrietätigkeit, einer Erhöhung der Energieeffizienz und der Brennstoffumstellung von Fossilen auf Erneuerbare.

2.2 Preise für industriellen Energieverbrauch im internationalen Vergleich

- ***Massiver Anstieg der Energiepreise in der Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine.***
- ***Deutschland hat einen höheren Industrieanteil an der gesamten Wertschöpfung im Vergleich zu anderen europäischen Staaten und den USA.***
- ***Energiepreise sind ein zentraler Standortfaktor für energieintensive Produktionen. Der Standort Deutschland ist stark betroffen, vor allem bei Produktionen, die dem globalen Wettbewerb unterliegen.***

Die bereits vor dem Russland-Ukraine-Krieg angespannte Situation auf den Energiemärkten wurde durch den Angriffskrieg Russlands weiter verschärft. Dies hat nicht nur Fragen der Versorgungssicherheit aufgeworfen, sondern auch die Grenzen der Belastbarkeit von Verbrauchern durch die gestiegenen Energiepreise auf die politische Agenda gerückt. Das gilt v. a. für europäische Staaten, die von den Preisausschlägen in bisher nie dagewesener Stärke betroffen sind. Die Energiepreise hatten sich 2022 aufgrund der Verknappung der Energielieferungen aus Russland – das Land gehörte zu den wichtigsten Exporteuren von Öl, Erdgas und Steinkohle nach Europa und Deutschland – und im Jahr 2023 durch die Auswirkungen der Sanktionen gegen Russland deutlich erhöht.

Die Kosten privater Haushalte für Kraftstoffe, Strom und Erdgas, und damit der Anteil der Energiekosten an deren gesamten verfügbaren Einkünften, haben als Folge dieser Entwicklung stark zugenommen. Für kleine und mittelständische Betriebe sind die Energiekosten teils zu einer Existenzfrage geworden. Für Industrieunternehmen sind die Preise für Elektrizität und Erdgas zudem wichtige Standortfaktoren. In Deutschland entfällt etwa ein Fünftel der gesamten Wertschöpfung auf die Industrie. Dies ist ein höherer Anteil als in anderen europäischen Staaten und in den USA. Die in Deutschland – gemessen an der Bruttowertschöpfung – wichtigsten Branchen sind die Automobilindustrie, der Maschinenbau, die Elektroindustrie, die Metallbranche und die chemische Industrie.

Die in diesen Branchen hergestellten Erzeugnisse sind zu weiten Teilen dem globalen Wettbewerb ausgesetzt. Da es sich in vielen Fällen um energieintensive Produktionsprozesse handelt, spielt die Höhe der Energiepreise eine entscheidende Rolle im internationalen Standort-Wettbewerb. Vor allem bei energieintensiven Produkten, wie etwa Kupfer, Aluminium oder chemischen Grundstoffen, orientieren sich Investitionsentscheidungen sehr stark an den existierenden und künftig zu erwartenden Preisen für Strom und Erdgas.

Status der Industriepreise für Energie in OECD-Staaten

Die Energiepreise für die Industrie bewegen sich aufgrund der unterschiedlichen Abnahmemengen und -strukturen auf einem niedrigeren Niveau als die Preise für private Haushalte. Innerhalb der Industrie gibt es eine breite Spanne bei den Energiepreisen. Gemäß einer Analyse, die der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) gemeinsam mit der Boston Consulting Group (BCG) und dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) im Dezember 2023 vorgelegt hat, reichen die Strompreise in Deutschland (Anteil der industriellen Wertschöpfung 2022 am Bruttoinlandsprodukt (BIP) 18,4 %) von ca. 80 €/Megawattstunde (MWh) für maximal entlastete Unternehmen, wie z. B. Aluminiumproduzenten, bis zu ca. 190 €/MWh für Unternehmen mit geringer Strompreisentlastung (z. B. im Fahrzeugbau).

Preisnachteile der Industrie in Deutschland, die gegenüber China und den USA, aber auch im Vergleich zu Kanada und Australien (Anteil der industriellen Wertschöpfung am BIP 9,3 % bzw. 5,4 %) sowie zu anderen europäischen Staaten, wie vor allem Norwegen (Anteil der industriellen Wertschöpfung am BIP 4,8 %) bestehen, werden durch die regelmäßigen Veröffentlichungen der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency, IEA) bestätigt. So weist die IEA für die Industrie für das zweite Quartal 2023 Strompreise aus, die in Deutschland in etwa doppelt so hoch sind wie in Norwegen und in den USA, aber selbst im Vergleich zu Japan und Korea (Anteil der industriellen Wertschöpfung am BIP 20,5 % bzw. 25,6 %) deutlich höher sind. Besondere Relevanz haben die Strompreise für energieintensive Unternehmen, die mit ihren Produktionen der internationalen Konkurrenz ausgesetzt sind.

Bei Erdgas stellen sich die Preisunterschiede zwischen den USA und Kanada auf der einen Seite und EU-Staaten, wie Deutschland, Frankreich und Italien auf der anderen Seite, noch deutlicher dar. So hat die IEA Daten auf Basis von Meldungen der Mitgliedstaaten für das zweite Quartal 2023 veröffentlicht, die in Deutschland, in Frankreich und Italien, aber auch im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland dem Fünf- bis Sechsfachen der in USA und Kanada abgerufenen Vergleichswerte entsprachen. Staaten, wie die USA, Kanada und das Vereinigte Königreich, können im Gegensatz zu den europäischen Beispielen einen beträchtlichen Teil des Erdgasbedarfs aus eigener Förderung decken und sind somit Preisentwicklungen auf den internationalen Märkten weniger ausgesetzt.

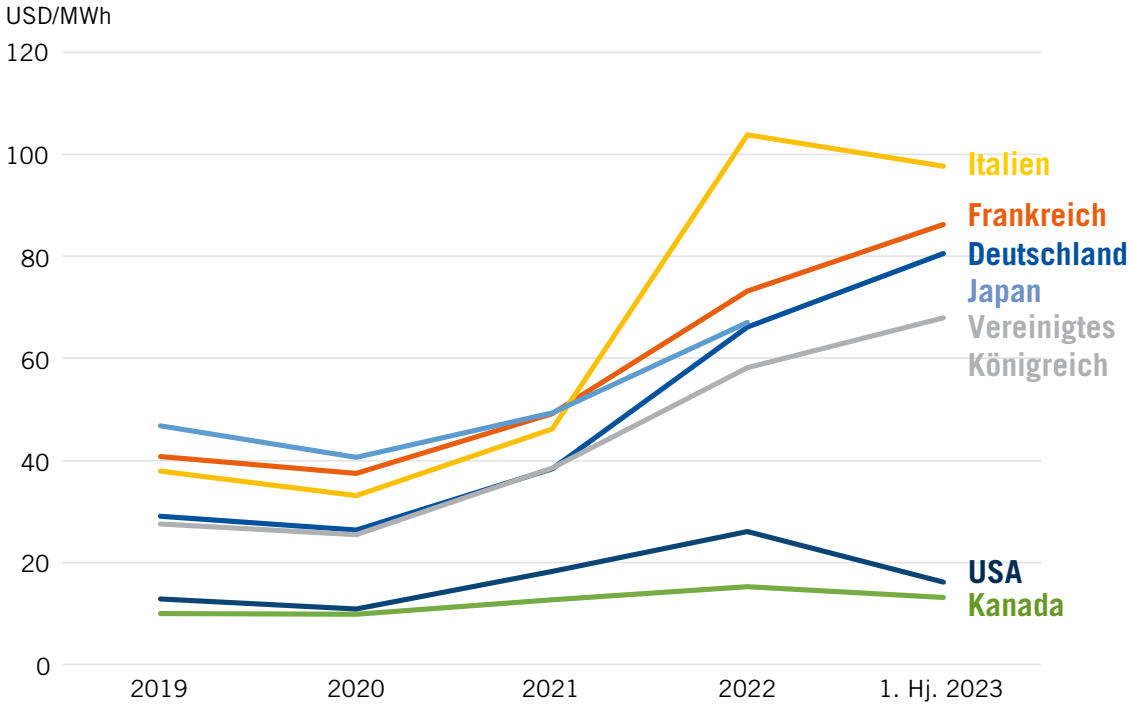
Die Kosten für die Strombeschaffung stellen bspw. für die Aluminiumindustrie den größten Anteil an den gesamten Produktionskosten dar. Auch die Herstellung von Kupfer ist mit hohen Energiekosten verbunden. Dies gilt in vergleichbarer Weise für die Gas- und Strombezugskosten im Falle chemischer Grundstoffe, die – ebenso wie Aluminium und Kupfer – im internationalen Wettbewerb stehen.

Die große Bedeutung des Faktors Energie kann am Beispiel von drei Unternehmen in Deutschland und ihren Stromverbräuchen verdeutlicht werden. Die deutsche Kupferhütte Aurubis beziffert den Stromverbrauch des Jahres 2021 auf 0,83 Terawattstunden (TWh). Diese Menge entspricht dem Jahresstromverbrauch aller Einwohner von Hannover. Der Aluminium-Produzent Trimet hat 2021 in Deutschland 5,5 TWh Strom verbraucht. Dies entspricht dem Stromverbrauch aller Haushalte pro Jahr in Berlin. Die BASF SE hat 2021 allein an ihrem Hauptstandort Ludwigshafen 6,0 TWh Strom verbraucht. Das ist so viel wie der Bedarf aller Haushalte in Hamburg, Duisburg und München zusammengerechnet. Für 2022 nennt die BASF einen jährlichen Stromverbrauch am Standort Ludwigshafen von 5,3 TWh.

Neben den *traditionellen* Industrien sind jedoch auch die digitalen Industrien beachtliche Stromverbraucher: In Deutschland stieg der Verbrauch von Rechenzentren von 12,4 TWh (2016) auf 16 TWh (2020). Bestimmte digitale Dienstleistungen können in Zukunft auch verstärkt einem Wettbewerb um günstige Strompreise unterliegen: In einer Umfrage unter 253 Rechenzentrumsexperten aus dem Vereinigten Königreich gaben mehr als 60 % der Befragten an, dass ihre Stromrechnungen in den letzten drei Jahren um bis zu 40 % gestiegen sind, 3 % der Befragten nannten sogar Preissteigerungen von über 50 %. Auch weltweit werden Datenzentren, künstliche Intelligenz und der Kryptowährungssektor als Wachstumsfelder identifiziert. Der globale Stromverbrauch von Datenzentren könnte sich, so die IEA, bis 2026 auf mehr als 1.000 TWh im Vergleich zum heutigen Stand verdoppeln.

Zu den größten Gasverbrauchern in Deutschland zählen die Grundstoffchemie, die Ernährungsindustrie, das Papiergewerbe, die Metallerzeugung, Glas- und Keramiksektor sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden und die Metallbearbeitung. Mit einem Anteil von rund drei Vierteln ist Erdgas am gesamten Energieverbrauch von Glas und Keramik beteiligt. Die BASF SE hat 2021 allein

Abbildung 2.14: Entwicklung der Gaspreise der Industrie in den G7-Staaten 2019 – 2023



Quelle: IEA, Energy Prices Database, Januar 2024

am Standort Ludwigshafen 37 TWh Erdgas als Rohstoff für die chemische Produktion und zur Erzeugung von Strom und Dampf in eigenen Gas-und-Dampf-Kraftwerken verwendet. Das entspricht dem Jahresverbrauch von etwa drei Mio. Wohnungen mit einer Fläche von 90 m^2, die Erdgas für die Heizung und Warmwasserbereitung nutzen. Die Gaspreise haben somit – ebenso wie die Strompreise – eine enorme Wettbewerbsrelevanz für die beispielhaft genannten Unternehmen und Branchen. Im Jahr 2022 ist der Erdgasverbrauch der BASF am Standort Ludwigshafen auf 24 TWh zurückgegangen. Davon entfielen etwa 50 % auf die zentrale Strom- und Dampferzeugung. Diese Entwicklung dürfte im Wesentlichen auf Produktionseinbußen und, in geringerem Umfang, auf Effizienzsteigerungen und Substitutionseffekte zurückzuführen sein.

Bereits in der Vergangenheit bestehende Preisnachteile in Europa gegenüber Standorten in Nordamerika, aber auch im Vergleich zu Schwellenländern wie China haben sich nach Ausbruch der Energiekrise im Gefolge des Kriegs in der Ukraine weiter intensiviert. Hinzu kommt, dass die traditionellen Energiepreis-Vorteile Europas gegenüber Standorten in Japan oder auch Südkorea deutlich geschmolzen sind bzw. inzwischen nicht mehr bestehen.

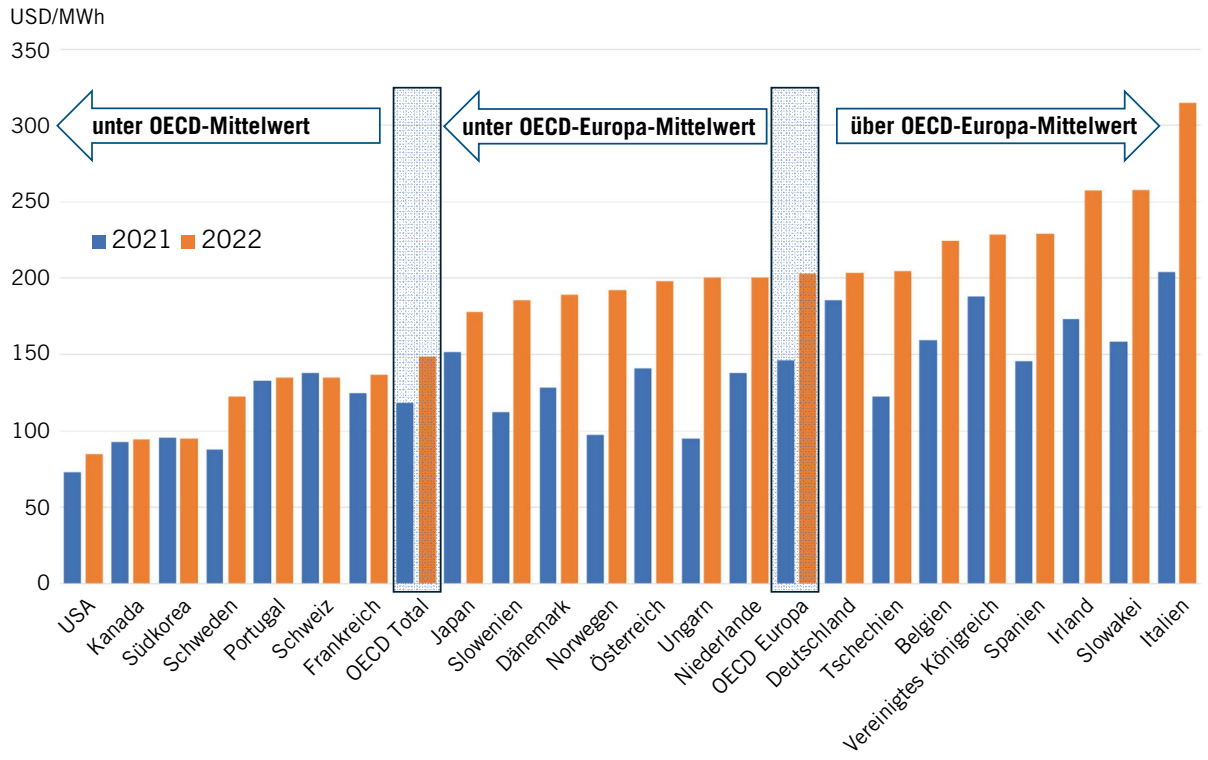
CO_2-Bepreisung als Wettbewerbsfaktor

Da CO_2 zunehmend weltweit bepreist wird, spielt die CO_2-Intensität der erbrachten Wirtschaftsleistung ebenfalls eine wichtige Rolle im Standortwettbewerb.

> Die CO_2-Bepreisung ist weltweit unterschiedlich. Je Tonne kostete die Emission in der Spitze in den USA 30 USD, in der EU über 100 USD

Die CO_2-Bepreisung ist weltweit nicht einheitlich gestaltet: Während für Deutschland, Frankreich, Italien und auch das Vereinigte Königreich die Preise aus dem Emissionshandel der Europäischen Union (EU) relevant sind (in der Spitze im Jahr 2023 über 100 USD/t) lagen die

Abbildung 2.15: Entwicklung der Industriestrompreise 2021 und 2022 in ausgewählten Staaten



Quelle: IEA, Energy Prices Database, Januar 2024

Preise in den regionalen U.S.-Systemen in der Spitze bei knapp 30 USD/t *(California Cap and Trade)* bzw. rund 10 USD/t. In regionalen kanadischen Systemen gab es in der Spitze Preise um 40 USD/t. In China wurde zwar 2021 ebenfalls eine CO_2-Bepreisung eingeführt. Allerdings war der Preis, der insb. für die Stromerzeugung zur Anwendung kommt, auf weniger als 10 USD/t CO_2 begrenzt. Durch den im Oktober 2023 in der EU eingeführten CO_2-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) könnten diese Preisdifferenzen beim Import der davon erfassten Güter in die EU künftig zumindest teilweise kompensiert werden.

Entwicklung der Energiepreise seit 2021

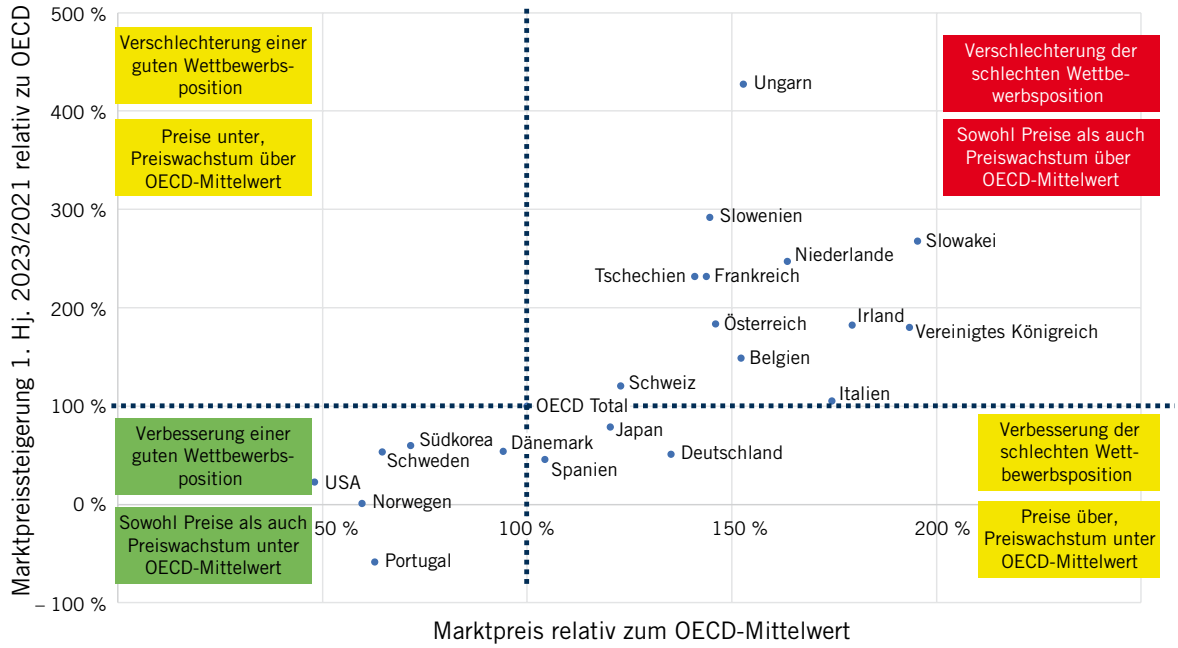
Für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie ist nicht so sehr die absolute Höhe der Energiepreise von Bedeutung. Vielmehr entscheiden die bestehenden und sich verändernden Preisrelationen über die Attraktivität von Standorten, vor allem für die energieintensive Industrie. Ein Vergleich der Entwicklung der Industriepreise für Strom und Erdgas seit 2021 zeigt, dass in Europa eine deutlich stärkere Aufwärtsbewegung zu verzeichnen war, als in Nordamerika oder auch in China.

Entwicklung der Strompreise für die Industrie

Lagen die Strompreise in Deutschland in den Jahren 2019 bis 2021 in etwa doppelt so hoch wie in den USA und Kanada, beträgt die Relation USA und Kanada zu Deutschland (aber auch zu anderen europäischen Staaten) inzwischen 3:1. Auch im Vergleich zum Durchschnitt der Mitgliedstaaten der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Cooperation and Development, OECD) zeigt sich, dass der Preisnachteil europäischer Staaten gegenüber Nordamerika sich seit 2021 signifikant vergrößert hat.

Die Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation werden besonders deutlich, wenn man die Länder verschiedenen Quadranten zuordnet. Dabei trägt man das Preisniveau eines Landes im Verhältnis zum Durchschnitt der OECD gegenüber der Marktpreissteigerung in den OECD-Ländern ab. Am ungünstigsten stellt sich die Situation für Staaten dar, in denen sowohl die Höhe der Strompreise als auch der Preisanstieg den OECD-Mittelwert überschreiten. In dieser Kategorie finden sich unter den OECD-Mitgliedern ausschließlich europäische Staaten. Umgekehrt stellt sich die Situation für Staaten dar, in denen sowohl die absolute Höhe der Strompreise als auch

Abbildung 2.16: Veränderung der Strompreissituation der Industrie nach Staaten im 1. Halbjahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2021 gegenüber dem OECD-Mittelwert



Quelle: IEA, Energy Prices Database, Januar 2024

der Preisanstieg bis zum 1. Halbjahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2021 unter dem OECD-Mittelwert lag. Dieser Rubrik sind v. a. die USA und Kanada, aber auch Südkorea sowie die skandinavischen Staaten, allen voran Norwegen, zugeordnet.

Entwicklung der Gaspreise für die Industrie

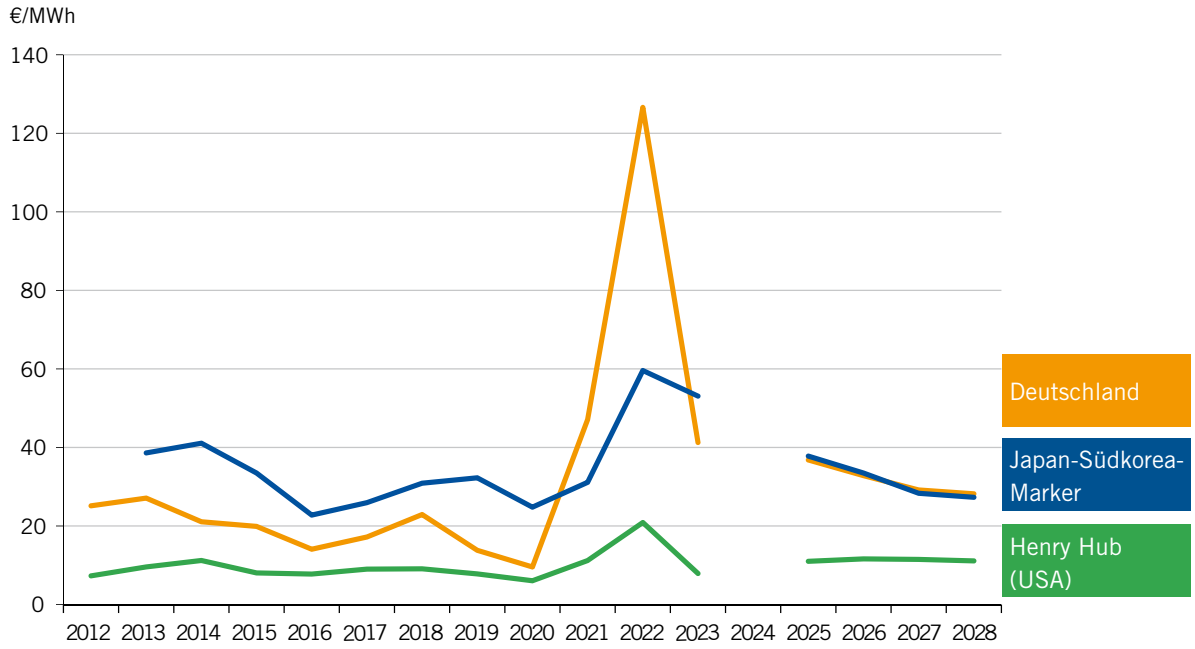
Für die Gaspreise zeigen sich ähnliche Verhältnisse wie bei den Strompreisen. Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2021 hatten sich die Erdgaspreise der Industrie in Europa, aber auch in Japan, in etwa verdreifacht. Demgegenüber war in den USA und Kanada, bezogen auf ein dort deutlich niedrigeres Ausgangsniveau, lediglich eine Verdoppelung verzeichnet worden.

Vor allem in den USA und in Kanada haben sich die Spotpreise auf den Großhandelsmärkten seit dem 4. Quartal 2022 wieder deutlich abgeschwächt. Sie liegen dort inzwischen auf einem Niveau, das in etwa der Ausgangssituation in der Zeit bis Mitte 2021 entspricht. An den europäischen Märkten hat sich zwar seit dem vierten Quartal 2022 ebenfalls ein starker Preisverfall eingestellt. Gleichwohl waren die Preise auch 2023 noch in etwa doppelt so hoch wie in der Zeit bis Mitte 2021. Der Japan-Südkorea-Marker (der Spotpreisindex für Lieferungen von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) in Nordostasien), der bis 2020 deutlich über den Großhandelspreisen in Deutschland notiert worden war, hatte sich 2022 ebenfalls erhöht – ohne allerdings die extremen Ausschläge mitzumachen, die für die europäischen Märkte kennzeichnend waren. Im Zuge der Abschwächung der Preise, die auch dort eingetreten ist, haben sich die Notierungen auf ein Niveau eingependelt, das sich nicht mehr signifikant von den Verhältnissen auf dem deutschen Großhandelsmarkt unterscheidet.

> Im 1. Halbjahr 2021 verdreifachten sich die Erdgaspreise der Industrie in Europa und Japan.

Bei Zuordnung der Staaten zu verschiedenen Quadranten wird auch für Erdgas ein mit der Strompreissituation vergleichbares Bild erkennbar. In der Kategorie, die sowohl durch höhere Preise als auch einen stärkeren Preisanstieg im Vergleich zum OECD-Durchschnitt gekennzeichnet ist, finden sich fast ausschließlich europäische Staaten, u. a. auch Deutschland. Im Gegensatz dazu ordnen sich die USA und Kanada in den Quadranten ein, dem Länder zugeordnet sind, in denen sowohl die Höhe der

Abbildung 2.17: Vergleich jahresdurchschnittl. Erdgas-Spotpreise 2012 – 2023 und -Futures 2025 – 2028



Quelle: Börsenpreise der European Energy Exchange AG (EEX) und Chicago Mercantile Exchange (CME)

Erdgaspreise der Industrie als auch der Preisanstieg unter dem OECD-Mittelwert – gemessen an der Entwicklung von 2021 bis zum 1. Halbjahr 2023 – liegen. Auch bezogen auf die Versorgung mit Erdgas hat sich somit die bereits zuvor ungünstige Wettbewerbsposition europäischer Staaten gegenüber Nordamerika weiter verschlechtert.

Verlagert sich die energieintensive Industrie?

Im Vergleich zu den USA und Kanada zeigt Deutschland seit geraumer Zeit höhere Energiepreise. Konsequenterweise reduziert sich das Bruttoanlagevermögen in Deutschland in den Aktivitäten mit hohem Energieverbrauch. Während der Kapitalstock der Industrie in den investitionsstarken Jahren insgesamt zunahm, war in den energieintensiven Sektoren Papier, Glas/Keramik, Chemie, Metallerzeugung und -bearbeitung eine Reduktion zu verzeichnen. Seit 2002 ist die Veränderung des realen Bruttoanlagevermögens negativ zum jeweiligen Vorjahr. Die Investitionen sind also nicht mehr bestandserhaltend (Bandbreite zwischen -0,2 % und -1,8 %).

Neben den Energiekosten gibt es weitere Faktoren zur Standort- und Investitionsentscheidung. Dazu gehören nicht nur Lohn- und Lohnnebenkosten, sondern auch direkte oder indirekte staatliche Subventionen oder Steuererleichterungen, die Verfügbarkeit qualifizierten Personals, Rechtssicherheit, eine sichere und unterbrechungsfreie Energieversorgung, Flächenverfügbarkeit, eine nachhaltige Verkehrsinfrastruktur, verfügbare Anschlüsse an das Transportsystem oder der Digitalisierungsgrad. Ingesamt wird jedoch immer wieder auf den Inflation Reduction Act (IRA) der USA verwiesen, um politisch gegen eine Abwanderung energieintensiver Industrieunternehmen vorzugehen.

Schlussfolgerungen

Die deutlichen Preiserhöhungen auf den Energiemärkten, die weltweit bereits seit dem Sommer 2021 v. a. bei LNG sichtbar wurden, zusammen mit den Lieferein-schränkungen, die seit dem Russland-Ukraine-Krieg besonders Europa sehr stark treffen, haben die Themen Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit von Energie bzw. Wettbewerbsfähigkeit wieder stärker auf die politische Agenda gesetzt.

Innerhalb der G7 sind die Folgen v. a. für die USA und Kanada erfreulich: Beide Länder konnten den bisherigen Wettbewerbsvorteil in Bezug auf Energiekosten ausbauen. Damit erfahren nicht nur Industrieunternehmen Investitionsanreize, sondern die Haushalte haben auch Zugang zu bezahlbarer Energie – und damit mehr Geld für anderweitige Konsum- oder Investitionsausgaben zur Verfügung.

Prinzipiell ist es möglich, auch bei hohen Energiepreisen eine führende Industrienation zu sein. Das zeigt das Beispiel Japan seit einigen Jahrzehnten. Entscheidend dabei sind Energieeffizienz und eine Konzentration auf bestimmte Teile der Wertschöpfungskette. Allerdings bleiben die Energiepreise einer der zentralen Standortfaktoren. Japan hat mit einer Wiederinbetriebnahme von Kernkraftwerken, die nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima stillgelegt worden waren, für eine Entspannung im Strommarkt gesorgt. Die LNG-Importe für die Verstromung konnten dort als Folge dieser Maßnahme deutlich zurückgefahren werden.

In Deutschland und in der EU ließe sich eine Entlastung der gegenwärtig hohen Preise ebenfalls durch eine Ausweitung des Angebots, flankiert durch eine Dämpfung der Nachfrage durch Verbesserung der Effizienz, erreichen. Die Bundesregierung hat allerdings seit Ausbruch der Krise mit der Strom- und Gaspreisbremse v. a. auf kurzfristig wirksame finanzielle Maßnahmen zugunsten der Verbraucher gesetzt, mit denen für die Industrie kein Beitrag zu einer langfristig nachhaltigen Lösung geleistet wird. Das Angebot wird mit dem im April 2023 vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie und dem bis 2030 angestrebten Ausstieg aus der Kohleverstromung eingeschränkt. Damit ist, anders als in Japan, ein Anstieg der LNG-Nachfrage verbunden. Der Import von LNG aus den USA und Katar, der Bau und die Inbetriebnahme mehrerer LNG-Terminals, die Teilverstaatlichung von Erdgas- und LNG-Importeuren und Speicherbetreibern, sind jedoch von der Industrie eingeforderte Maßnahmen der Bundesregierung, die der Versorgungssicherheit längerfristig dienen sollen.

Energieexporteure können sich zudem zu einer vertikalen Integration entschließen. Unter vertikaler Integration wird eine Form der Unternehmenskonzentration verstanden, bei der die Fertigungstiefe erhöht wird, indem sich mehrere Unternehmen mit aufeinanderfolgenden Verarbeitungs- oder Handelsstufen vereinigen. Dies zeigt etwa das Beispiel Petrochemie historisch oder Wasserstoffanwendungen perspektivisch. Dem kann am besten durch Konzentration auf höhere Stufen der Wertschöpfungskette begegnet werden und dabei durch das Setzen auf Bildung, Digitalisierung und Innovation Wettbewerbsvorteile zu generieren. Mit den dann erzeugten Wettbewerbsvorteilen können unter Umständen die Preisnachteile lokaler Produktion kompensiert werden, wenn dies mit Vorteilen in Bezug auf die Verfügbarkeit von Gütern verbunden ist.

2.3 Geogener Wasserstoff

- **Natürlich gebildeter Wasserstoff kann sich im geologischen Untergrund ansammeln.**
- **Geogener Wasserstoff bildet sich v. a. beim Prozess der *Serpentinisierung* und bei der *Radiolyse*.**
- **Es besteht jedoch noch erheblicher Forschungsbedarf hinsichtlich der angesammelten Mengen an natürlichem Wasserstoff.**

Wasserstoff (H_2) wird in Zukunft weltweit eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems einnehmen. Viele Länder haben sich ehrgeizige Ziele gesetzt, bis 2030 signifikante Mengen an kohlenstoffarmem Wasserstoff zu produzieren. Der globale H_2-Bedarf liegt heute bei rund 95 Mio. t und soll sich bis zum Jahr 2030 auf 180 Mio. t nahezu verdoppeln.[5] In Deutschland beläuft sich der gegenwärtige H_2-Verbrauch auf rund 1,4 Mio. t jährlich. Der Wasserstoff wird dabei bislang überwiegend aus Erdgas durch Dampfreformierung gewonnen, ohne dabei das anfallende CO_2 abzuscheiden und untertägig zu speichern. Der Anteil der emissionsarmen H_2-Produktion liegt gegenwärtig sowohl global als auch in Deutschland bei unter 1 %.[5]

Die Kosten für Wasserstoff variieren je nach Herstellungsverfahren zwischen 1 €/kg für Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen und >4 €/kg für kohlenstoffarmen Wasserstoff aus Elektrolyse.[5] Natürlicher Wasserstoff aus dem Untergrund – häufig auch als weißer Wasserstoff bezeichnet – könnte eine kostengünstige Alternative darstellen. Erste Abschätzungen spekulieren mögliche Produktionskosten von <1 €/kg Wasserstoff.[6] Aufgrund der derzeit noch hohen Kosten für kohlenstoffarmen Wasserstoff ist das wissenschaftliche und kommerzielle Interesse an natürlichen H_2-Vorkommen im geologischen Untergrund gestiegen.

Der französische Präsident Emmanuel Macron hat 2023 in einer Rede während der Veranstaltung *France 2030* in Toulouse angekündigt, Frankreich zum Vorreiter für natürlichen Wasserstoff machen zu wollen. In den USA hat das Energieministerium 2024 angekündigt, auf Bundesebene Forschung zu natürlichem Wasserstoff mit bis zu 20 Mio. USD fördern zu wollen.[7] Beides unterstreicht, dass natürlicher Wasserstoff im Fokus sowohl von Wissenschaft als auch Politik liegt.

Natürlicher, oder geogener, Wasserstoff entsteht im Untergrund durch eine Reihe chemischer Reaktionen und physikalischer Prozesse. Die wichtigsten sind:

- Die sog. *Serpentinisierung* umfasst die Oxidation von Eisen (Fe2+) in eisenreichen Gesteinen mit geringem Silikatanteil unter Einwirkung von Wasser.[8] Als Nebenprodukt entsteht hierbei Wasserstoff. Der optimale Temperaturbereich der Serpentinisierung liegt bei 200-300 °C.[9] Entsprechende Gesteine sind vor allem im oberen Erdmantel und auch in Kollisionszonen von tektonischen Platten zu finden, wo z. B. alte ozeanische Kruste in ein Gebirge integriert wurde (*Ophiolithkomplex*). Serpentinisierung findet häufig entlang von Plattengrenzen statt, wie z. B. an mittelozeanischen Rücken und Kollisionszonen.

- Die Oxidation von Eisen unter Einwirkung von Wasser (ähnlich der Serpentinisierung) kann auch in eisenreichen Sedimenten vorkommen. Wasserstoff entsteht daher, unter den richtigen Bedingungen, in Bändereisenerzen und in Eisensulfiden (z. B. Pyrit). Solche Gesteine kommen in Sedimentbecken vor, die sich im frühen Erdzeitalter (älter als 540 Mio. Jahre) gebildet haben. Damals war auf der Erde noch nicht viel Sauerstoff vorhanden, sodass die Gesteine unter Umständen noch nicht oxidiert wurden.

- Die *Radiolyse* ist die Aufspaltung einer chemischen Bindung, wie z. B. von Wasser unter Einwirkung ionisierender Strahlung. Sie findet bei Anwesenheit von Wasser in kontinentalen Gesteinen mit hohem Anteil an radioaktiven Elementen, wie z. B. im Granit, statt.[10] Die Energie des radioaktiven Zerfalls ist hoch genug, um die Wassermoleküle in ihre Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zu zerlegen. Durch den radioaktiven Zerfall im Gestein entsteht u. a. auch Helium.

5 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Global Hydrogen Review 2023, Paris 2023, S. 176.

6 Vgl. Rigollet, C./Prinzhofer, A., Natural Hydrogen, A New Source of Carbon-Free and Renewable Energy That Can Compete With Hydrocarbons: First Break, v. 40, 2022, S. 78–84.

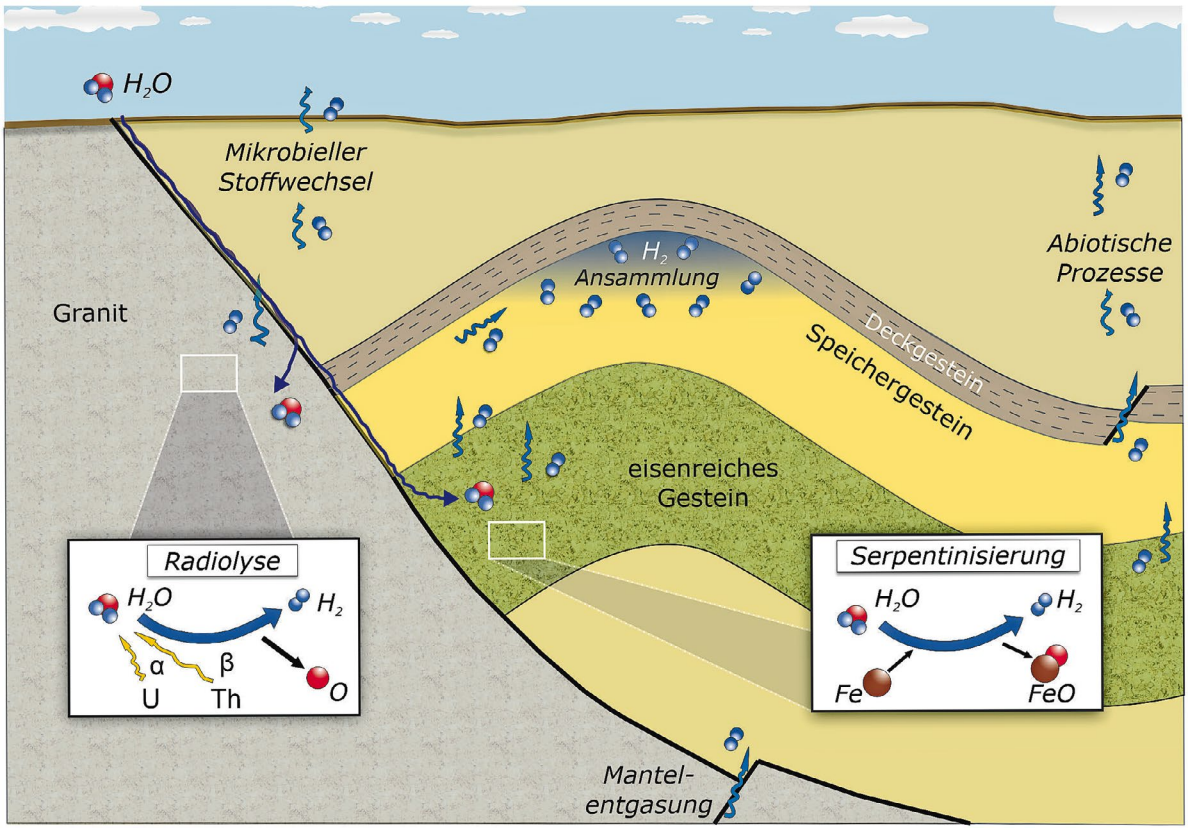
7 Vgl. Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E), U.S. Department of Energy Announces $20 Million to Develop Cost-Effective, Highly Accurate Hydrogen Detection and Quantification Technologies, 25.04.2024, abrufbar unter https://arpa-e.energy.gov/news-and-media/press-releases/us-department-energy-announces-20-million-develop-cost-effective (zuletzt abgerufen am 19.06.2024).

8 Vgl. Frost, B.R./Beard, J.S., On Silica Activity and Serpentinization: Journal of Petrology, v. 48, 2007, S. 1351–1368.

9 Vgl. Berndt, M.E./Allen, D.E./Seyfried, W.E., Reduction of CO_2 during serpentinization of olivine at 300 °C and 500 bar: Geology, v. 24, 1996, S. 351–354 sowie Huang, R./Sun, W./Ding, X./Zhao, Y./Song, M., Effect of pressure on the kinetics of peridotite serpentinization: Physics and Chemistry of Minerals, v. 47, 2020, S. 33.

10 Vgl. Milkov, A. V., Molecular hydrogen in surface and subsurface natural gases: Abundance, origins and ideas for deliberate exploration: Earth-Science Reviews, v. 230, 2022, S. 104063.

Abbildung 2.18: Überblick über die Bildung und mögliche Ansammlung von geogenem Wasserstoff



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

- Wasserstoff kann im Untergrund auch durch weitere abiotische Prozesse und durch mikrobiellen Stoffwechsel entstehen.[11]

Aktuellen Schätzungen zufolge entweichen etwa 20 Mio. t natürlichen Wasserstoffs pro Jahr aus dem Untergrund in die Atmosphäre.[12] Während die Reaktionen und Prozesse der H_2-Bildung gut verstanden sind, besteht noch erheblicher Forschungsbedarf hinsichtlich der Bedingungen, unter denen sich Wasserstoff in signifikanten Mengen im Untergrund ansammeln könnte. Wasserstoff ist sehr reaktionsfreudig und wird im geologischen Untergrund, z. B. durch Reaktionen mit Mineralen als auch durch biologische Aktivität, abgebaut. Darüber hinaus ist Wasserstoff das kleinste bekannte Molekül und bedarf daher besonders undurchlässigen Gesteins (z. B. Salz), unter welchem er sich ansammeln kann. Lange Zeit ging man davon aus, dass natürliche H_2-Vorkommen nicht gebildet werden können. Im Vergleich zu Erdgaslagerstätten wurden bisher keine größeren Ansammlungen geogenen Wasserstoffs gefunden.

Kommerzielle Wasserstoffprojekte weltweit

Deutschland

In Deutschland sind bisher keine kommerziellen Projekte mit natürlichem Wasserstoff bekannt. Heliumvorkommen könnten auf Radiolyse im tiefen Untergrund und somit auch auf H_2-Bildung hindeuten. Einige Erdgaslagerstätten im Norddeutschen Becken weisen erhöhte Helium-

11 Vgl. Gregory, S.P./Barnett, M.J./Field, L.P./Milodowski, A.E., Subsurface microbial hydrogen cycling: Natural occurrence and implications for industry: Microorganisms, v. 7, 2019 sowie Sanz, J.L./Rodriguez, N./Escudero, C./Carrizo, D./Amils, R., Biological production of H2. CH4 and CO_2 in the deep subsurface of the Iberian Pyrite Belt: Environmental Microbiology, v. 23, 2021, S. 3913–3922.

12 Vgl. Zgonnik, V., The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review: Earth-Science Reviews, 2020, S. 203.

konzentrationen auf.[13] Helium wurde in der ehemaligen DDR in Rüdersdorf östlich von Berlin bei der Erdgasförderung produziert.

Mali

In Bourakebougou befindet sich ein H_2-Vorkommen, das 1987 zufällig bei einer Grundwasserbohrung entdeckt wurde. Im Jahr 2012 wurde das Bohrloch wieder geöffnet. Dabei wurden H_2-Konzentrationen von 98 % und eine Flussrate von 1500 m³/Tag gemessen.[14] Der gewonnene Wasserstoff wurde genutzt, um ein Dorf mittels eines Generators mit Strom zu versorgen. Auch, wenn die angegebene Flussrate mit Vorsicht zu betrachten ist, ergäbe diese rund 50 t pro Jahr, was – verglichen mit dem jährlichen H_2-Verbrauch in Deutschland von ca. 1,4 Mio. t – einer geringen Menge entspricht.

Frankreich

Im Lothringer Becken wurden bei der Auswertung einer Bohrung 15 % Wasserstoff in einer Tiefe von 1.093 m gemessen. Das französische Energieunternehmen Française de l'Énergie (FDE) hat eine Genehmigung für eine Erkundungsbohrung beantragt. Außerdem wurden H_2-Konzentrationen von 0,1 % im Aquitaine-Becken und bis zu 5 % im Juravorland gemessen. Heliumvorkommen im Juravorland deuten auf Radiolyse als Bildungsprozess im Untergrund hin.

Spanien

Bohrungen aus den 1960er Jahren weisen auf H_2-Vorkommen in der Provinz Aragon in den Pyrenäen hin. Eine saline Formation könnte die Ansammlung natürlichen Wasserstoffs begünstigen. Die Vorkommen werden vom Unternehmen Helios Aragon auf 5 bis 10 Mio. t geschätzt. Das Unternehmen hat eine Erkundungslizenz beantragt und plant eine Bohrung für 2024. Sollte sich das Volumen bestätigen, ist eine Produktion über 20 bis 30 Jahre mit max. 55.000 bis 70.000 t pro Jahr geplant. Die Projektkosten würden laut Firmenangabe durch einen H_2-Preis von weniger als 1 €/kg gedeckt werden.

USA

Es gibt Erkundungen am Nemaha Ridge in Kansas und im Holbrookbecken in Arizona. In Nebraska wurde im Jahr 2023 die weltweit erste Bohrung nach Wasserstoff durchgeführt. Diese wurde jedoch laut Firmenangaben wegen nicht spezifizierter technischer Probleme zeitweilig eingestellt.

Australien

Australien hat mit dem Renewable Energy Act den Erwerb von Lizenzen von H_2-Bohrungen vereinfacht. Bei einer Bohrung auf der York-Insel wurden Konzentrationen von 73 % Wasserstoff und 3,6 % Helium gemessen. Es wird momentan eine zweite Bohrung durchgeführt, um die Größe des Reservoirs zu bestimmen. Weitere wissenschaftliche Untersuchungen werden im Amadeusbecken (bis zu 11,5 % radiogener Wasserstoff und bis zu 9 % Helium), im Officerbecken (noch keine Messungen) und im Cooperbecken (noch keine Messungen) durchgeführt.

Fazit

Ob und in welchem Umfang natürlich gebildeter Wasserstoff im 21. Jahrhundert als Brennstoff genutzt werden kann, ist gegenwärtig nicht abschließend zu beurteilen. Der Schlüssel zur Beantwortung dieser Frage liegt im geologischen Verständnis möglicher H_2-Systeme im Untergrund. Forschungsergebnisse zeigen, dass H_2-Vorkommen existieren. Ein kürzlich gemeldetes Vorkommen an Wasserstoff im Untergrund einer albanischen Mine ist im Vergleich zu Erdgaslagerstätten nicht groß.[15] Diese Entdeckung eröffnet jedoch die Möglichkeit, dass es unter der Erde noch bedeutendere Vorkommen geben könnte. Der Fund zeigt, dass signifikante Mengen an Wasserstoff natürlich vorkommen und wird mindestens die Forschungstätigkeit in Richtung natürlichem Wasserstoff deutlich bestärken. Um zukünftig große Mengen an Wasserstoff zu gewinnen, erscheint global gesehen jedoch die Erzeugung durch Elektrolyse, Dampfreformierung oder eventuell Methanpyrolyse derzeit die wahrscheinlichere Option zu sein.

13 Vgl. Elsner, H., DERA Rohstoffinformationen 39. Edelgase – Versorgung wirklich kritisch?, 2018, S. 197.

14 Vgl. Maiga, O./Deville, E./Laval, J./Prinzhofer, A./Diallo, A.B., Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. Scientific Reports 13(1), 2023, S. 1–13.

15 Vgl. Truche, L./Donzé, FV./Goskolli, E./Muceku, B./Loisy, C./Monnin, C./Dutoit, H./Cerepi, A., A deep revervoir for Hydrogen drives intense degassing in the Bulqizë ophiolite: Science 383, 2024, S. 618-621.

2.4 Die Rolle der Pumpspeicherung im globalen Energiemix

- ***Wasserkraft ist mit nahezu der Hälfte des generierten erneuerbaren Stroms die wichtigste erneuerbare Energiequelle weltweit.***
- ***Pumpspeicher sind dazu in der Lage, Strom in sehr großen Mengen zu speichern.***
- ***Hohe Flexibilitätskapazitäten durch Pumpspeicher weltweit könnten eine Blaupause für Deutschland sein.***

Wasserkraft in der Welt

Mit einem Anteil von 14 %[16] an der globalen Stromerzeugung ist Wasserkraft aktuell die wichtigste erneuerbare Energiequelle weltweit. Ihr Beitrag war 2022 höher als derjenige der Kernenergie sowie der aller anderen erneuerbaren Energien (EE) zusammen, einschließlich Wind, Photovoltaik (PV), Bioenergie und Geothermie. Die Wasserkraft leistet einen verlässlichen Beitrag zur Erzeugung kohlenstoffarmer Elektrizität. 2023 entfiel auf sie weltweit fast die Hälfte des erneuerbaren (grünen) Stroms.[17] Wasserkraft spielt daher eine wichtige Rolle in der globalen Energiewende. Es handelt sich grundsätzlich um eine ausgereifte, planbare und preislich wettbewerbsfähige Technologie. Neben niedrigen CO_2-Emissionen weist die Technologie einen hohen Wirkungsgrad und eine besonders lange Anlagenlebensdauer von rund 80 Jahren auf. Als flexible und (netz-)stabilisierende Energiequelle kann insb. der Pumpspeicherbetrieb die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Quellen, wie Wind- und Solarenergie, unterstützen.

> Fast die Hälfte der erneuerbaren Stromerzeugung entfiel 2023 auf die Wasserkraft.

Potenziale als Speicher

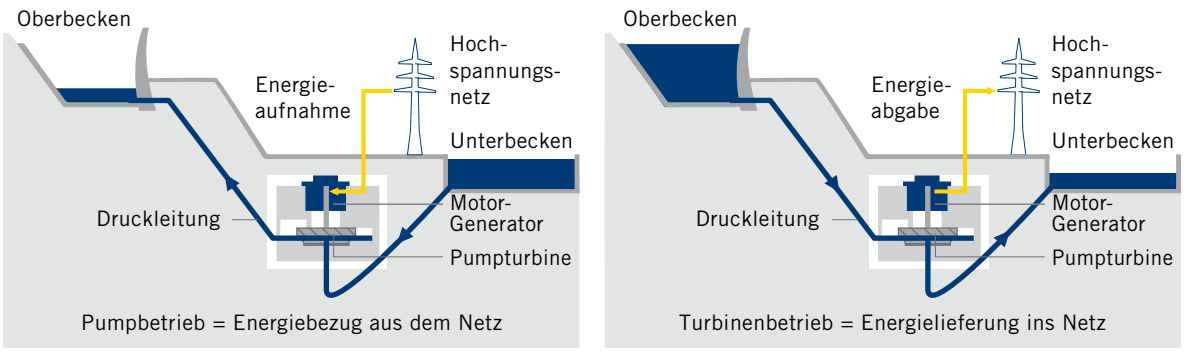
Die Wasserkraft zeichnet sich u. a. durch ihre Speicherfähigkeit aus. Die Pumpspeichertechnologie ist bislang die einzige langfristig technisch erprobte und kostengünstige Möglichkeit, Energie im großen Maßstab zu speichern und innerhalb weniger Sekunden zur Verfügung zu stellen. Auch klassische Speicherkraftwerke, welche nicht mit Pumpturbinen ausgerüstet sind, leisten einen Beitrag zur Stromspeicherung, da das zufließende Wasser nur bei Bedarf verstromt wird. Bei Speicherkraftwerken wird das Wasser von natürlichen Gewässern in einem oberen Stausee mittels einer Staumauer angesammelt. Die Stromproduktion erfolgt auf Abruf.

Die gesamte weltweit installierte Batteriespeicherkapazität – also stationäre Batteriespeicher inklusive aller Batterien in Elektrofahrzeugen – betrug laut der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency, IEA) im

16 Vgl. Energy Institute, London 2024.

17 Vgl. REN 21, Renewables 2024. Global Status Report, abrufbar unter https://www.ren21.net/gsr-2024/ (zuletzt abgerufen am 04.07.2024).

Abbildung 2.19: Funktionsprinzip eines Pumpspeichers



Quelle: Voith Hydro

Ein Pumpspeicherkraftwerk ist ein Lageenergiespeicher. Im sog. Pumpbetrieb wird links elektrische Energie aus dem Netz entnommen, um einen Motor zu speisen, der eine Pumpe mechanisch antreibt. Das Wasser wird aus dem Unterbecken in das obere Becken gepumpt. Im sog. Turbinenbetrieb fließt das Wasser den Berg hinunter und treibt dabei eine Turbine an und diese wiederum den Generator, sodass elektrische Energie zurück ins Netz gespeist wird.

Jahr 2021 weniger als 1 Terawattstunde (TWh). Zum Vergleich: Der jährliche Energiebedarf in Form von Elektrizität beträgt in Deutschland ca. 500 TWh. D. h., alle Batterien der Welt könnten den Strombedarf in Deutschland für rund einen halben Tag abdecken. Die Gesamtspeicherkapazität von Pumpspeichern ist 13-mal größer ist als die Batteriekapazität. Wenn man diese beiden Zahlen mit den klassischen Wasserspeicherkraftwerken vergleicht, ergibt sich ein anderes Bild. Deren Speicherkapazität beträgt 1.500 TWh und ist damit um den Faktor 2.200 größer als alle chemischen Batteriespeicher zusammen.

In ihrem *Hydropower Special Market Report* von 2021 hat die IEA neben diesem Vergleich folgende Fakten hervorgehoben:

1. Bestehende und neue Speicherkraftwerke sowie Pumpspeicher sind bislang die erschwinglichsten Quellen von Flexibilität im Stromsektor.
2. Wasserkraft ist die einzige verfügbare CO_2-arme Stromerzeugungstechnologie, die in der Lage ist, Strom in großen Mengen saisonal zu speichern.
3. Diese Fähigkeiten werden für einen kosteneffizienten und sicheren Betrieb von intermittierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsysteme der Zukunft unerlässlich sein.

Viele Länder haben dieses Potenzial für sich erkannt. Spitzenreiter hinsichtlich bestehender Pumpspeicherkapazitäten innerhalb der Europäischen Union (EU) ist Italien mit 7,2 Gigawatt (GW).[18] Außerhalb Europas führen China (51 GW), Japan (22 GW) und die USA (17 GW) die Liste jedoch mit einem Vielfachen der italienischen Kapazität an.[19] In Deutschland bleiben umfängliche Maßnahmen zum Ausbau oder der Modernisierung von Wasserkraftanlagen und insb. der Pumpspeicher dagegen bislang aus.

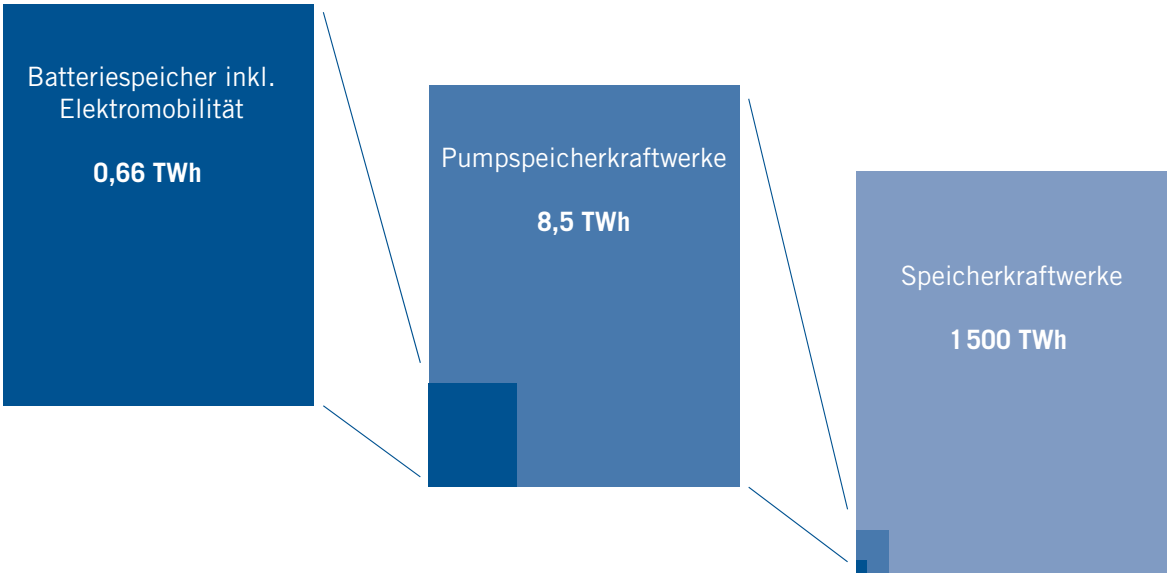
Globale Herausforderungen

Elektrizitätssysteme mit einem hohen Anteil an Wind und PV werden aufgrund deren Volatilität mit neuen Herausforderungen konfrontiert und benötigen zusätzliche Flexibilität. Der Bedarf an Flexibilität steigt durch den Zubau von Erneuerbaren und durch extreme Wetterereignisse kontinuierlich an. Netzbetreiber in Deutschland und welt-

18 Vgl. Europäische Kommission, Hydropower and Pumped Hydropower Storage in the European Union, 2023, abrufbar unter https://setis.ec.europa.eu/hydropower-and-pumped-hydropower-storage-european-union_en (zuletzt abgerufen am 26.06.2024).

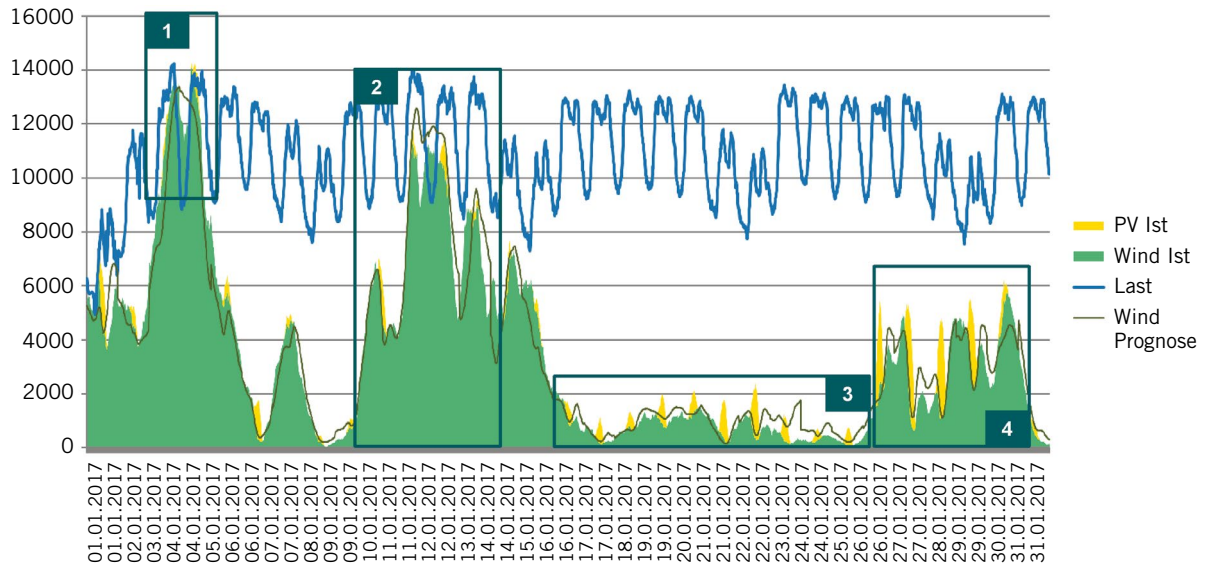
19 Vgl. Statista GmbH, Global pumped storage capacity by country 2023, abrufbar unter https://www.statista.com/statistics/689667/pumped-storage-hydropower-capacity-worldwide-by-country/#:~:text=Published%20by%20Statista%20Research%20Department%2C%20Apr%2023%2C%202024,21.8%20gigawatts%20and%2016.7%20gigawatts%20of%20capacity%20respectively (zuletzt abgerufen am 26.06.2024).

Abbildung 2.20: Weltweit installierte Speicherkapazität im Strom- und Mobilitätsbereich



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Internationalen Energieagentur (IEA), 2021

Abbildung 2.21: Beispielhafter Lastgang, Wind- und PV-Einspeisung im Januar 2019 in Megawatt (MW)

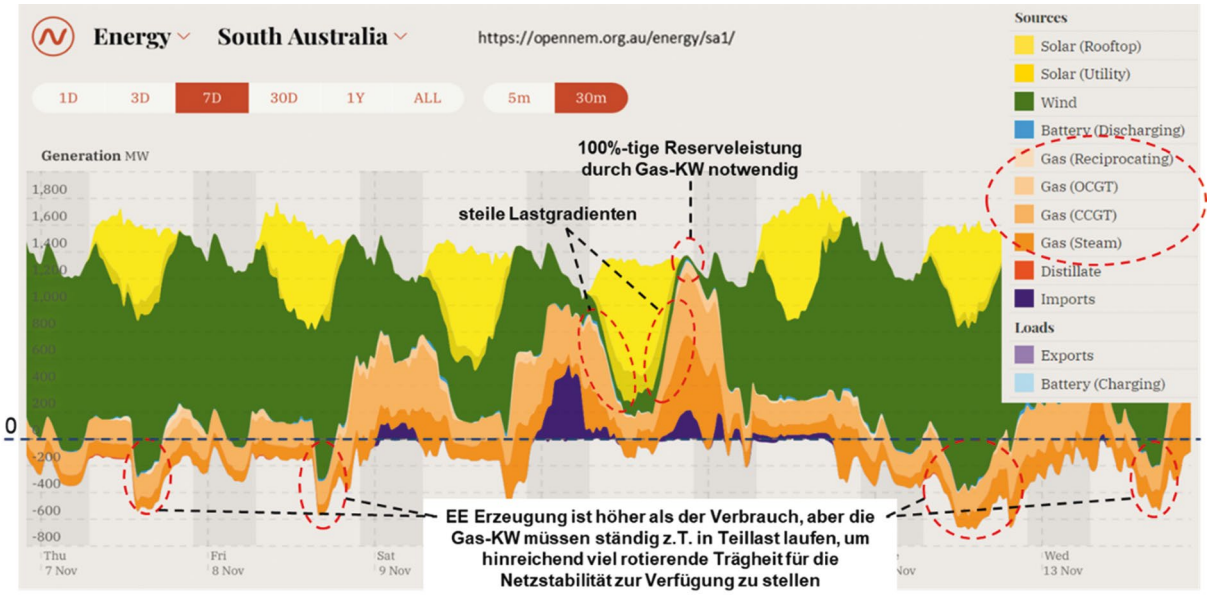


Quelle: Vattenfall, 2019

weit müssen daher einen Umgang mit unterschiedlichen Situationen finden. Beispielhaft können etwa folgende Situationen genannt werden:

- Situation 1: Die EE-Einspeisung übersteigt die Lastnachfrage für Hunderte von Stunden pro Jahr.
- Situation 2: Es gilt, sehr steile positive und negative Lastgradienten zu beherrschen.

Abbildung 2.22: Wochenlastgang mit EE-Einspeisung und Gaskraftwerken in Südaustralien



Quelle: Matt Stocks, Australian National University, World Hydropower Congress, Sep 2021

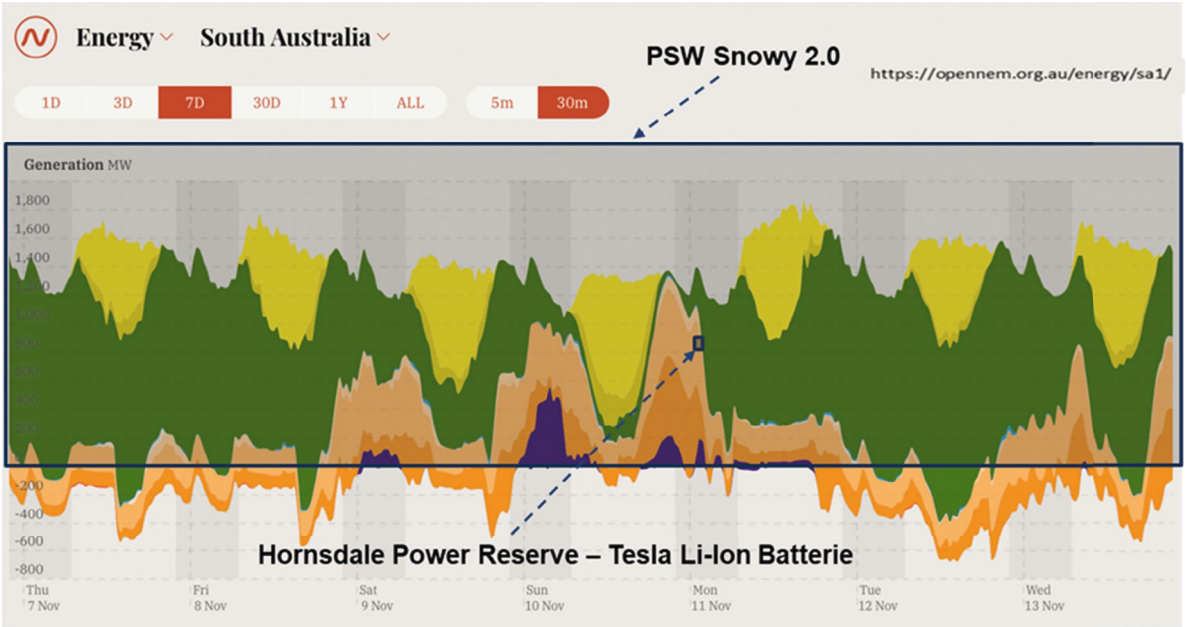
- Situation 3: Eine geringe Einspeisung von Wind und PV über Tage und Wochen (sog. „Dunkelflauten“) ist auszugleichen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- Situation 4: Auf Vorhersagefehler für Wind und PV durch unerwartete besondere Wetterbedingungen ist zu reagieren.[20]

Ein weiteres Beispiel derartiger Herausforderungen ist in Abb. 2.22 illustriert. Darin wird die aktuelle Situation im Bundesstaat Südaustralien für eine repräsentative Woche im November mit erheblicher Einspeisung von Wind- und Solarstrom aufgezeigt. Der Bundesstaat hat in jüngerer Vergangenheit alle eigenen Kohlekraftwerke abgeschaltet, den Anteil der Erneuerbaren kontinuierlich und schnell erhöht und infolgedessen für Zeiten geringer EE-Erzeugung massiv gasbefeuerte Anlagen installiert und eingesetzt.

In Gelb ist die aktuelle PV- und in Grün die Wind-Einspeisung dargestellt. Die verschiedenen orangen Töne stellen Gaskraftwerke dar, die als Flexibilitäten kontinuierlich und parallel zu den volatilen regenerativen Energien laufen müssen, selbst wenn Wind und PV den Lastbedarf komplett decken könnten. In diesen Fällen wird überschüssige Energie in benachbarte Bundesstaaten exportiert, manchmal zu negativen Energiepreisen. Hauptgrund hierfür ist die Aufrechterhaltung eines Minimums an kritischer rotierender mechanischer Trägheit im Falle von Netz- oder Erzeugungsausfällen. Ein weiterer Grund für diese Fahrweise der Gaskraftwerke besteht darin, dass diese die Volatilität von Wind und PV 24 Stunden pro Tag an 365 Tagen im Jahr ausgleichen müssen, um den Verbrauch und die Frequenzhaltung jederzeit sicher zu stellen. In der Mitte des Lastgangs lassen sich zudem sehr steile Lastgradienten und auch andere Extremsitua-

20 Vgl. International Hydropower Association (IHA), Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs, 2021.

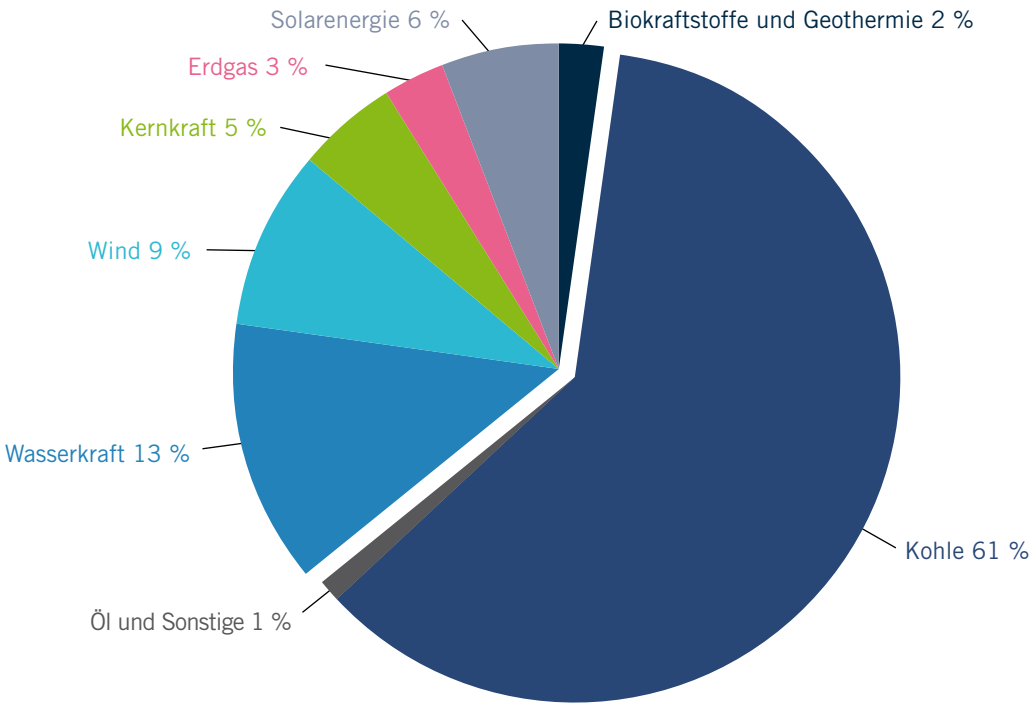
Abbildung 2.23: Speicherbeitrag des Pumpspeicherkraftwerks Snowy 2.0 in Südaustralien im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterie



Quelle: Matt Stocks, Australian National University, World Hydropower Congress, Sep 2021

Das kleine Rechteck veranschaulicht den Beitrag der großen Tesla-Batterie von Hornsdale mit 100 MW und 129 Megawattstunden (MWh) Maximalleistung und -kapazität. Der zukünftige Beitrag des *Snowy 2.0* Pumpspeicherkraftwerks mit seiner Leistung von 2 GW und einer Speicherkapazität von 350 Gigawattstunden (GWh) ist durch das große Rechteck illustriert, welches die gesamte maximale Speicherkapazität darstellt. Die Speicherkapazität von *Snowy 2.0* ist um den Faktor 2.500 höher als die der Tesla-Batterie und kann Strom statt für knapp eine Stunde daher bis zu einer Woche ohne Sonnenschein und ohne Wind ausspeichern. Man kann sich diese Fläche im Pumpbetrieb auch auf der negativen y-Achse nach unten gespiegelt vorstellen. Insgesamt ermöglicht *Snowy 2.0* einen Flexibilitätsbereich von -2 bis +2 GW.

Abbildung 2.24: Strommix in China im Jahr 2023



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Energy Institute

tionen erkennen, in denen es keine Wind- und PV-Einspeisung gab. Pumpspeicherkraftwerke können aufgrund der großen Speicherkapazität und Flexibilität die Volatilität sehr effektiv ausgleichen und eine vom Lastverteiler gewünschte Stromlieferung oder -speicherung sehr zuverlässig folgen.

Aktuell befinden sich in Australien bereits mehrere Pumpspeicherkraftwerke im Bau. Eines davon ist das Projekt Snowy 2.0. Mit dieser Flexibilität und der Rotationsträgheit von bis zu sechs Pumpspeichereinheiten ist es möglich, viele Gaskraftwerke in dieser Region abzuschalten und auch potenziell die Stromkosten für Verbraucher zu senken.

> China plant, die Pumpspeicherkapazität bis 2030 auf 120 GW zu erhöhen.

Dekarbonisierungsaktivitäten in China und Indien

Andere Länder stehen mit Blick auf die Energiewende, ihre Dekarbonisierungsbemühungen und die EE-Integration vor ähnlichen Herausforderungen. China hat sich nach dem Pariser Klimaabkommen dazu verpflichtet, bis 2030 den Peak seiner Treibhausgasemissionen zu erreichen und diese danach deutlich zu reduzieren. Das Land wird dieses Ziel jedoch voraussichtlich bereits wesentlich früher erreichen. Neben einem massiven EE-Ausbau ist dies auf einen Zubau an Kernkraftwerken und einen starken Ausbau der Pumpspeicherflotte zurückzuführen. Diese nimmt im Land zukünftig eine besondere Rolle ein. Der Ausbauplan für Pumpspeicher sieht eine Vervierfachung von 30 GW im Jahr 2019 auf 120 GW im Jahr 2030 vor. Im Jahr 2023 wurden allein 10 Pumpspeicherprojekte am Markt vergeben, 2024 sollen gemäß Voith Hydro weitere 12 folgen.

Seit über 20 Jahren ist in der chinesischen Energiewirtschaft klar definiert, wer die Pumpspeicher baut und sie fortan betreibt: die beiden Investoren, Betreiber und staatlichen Netzbetreiber State Grid (SGCC) und China

Southern Power Grid (CSPG). Auch die Refinanzierung und Vergütung der Kraftwerke ist klar und durch zwei Komponenten gekennzeichnet: Neben der Vergütung der gelieferten Energiemenge im Turbinenbetrieb gibt es Kapazitätszahlungen, welche wichtige Dienstleistungen wie Frequenz- und Spannungsregelung und Schwarzstartfähigkeit abdecken.

Im Nordosten und Nordwesten Chinas übernehmen bestehende und neue Pumpspeicheranlagen die Integration der volatilen Erneuerbaren. Das beinhaltet die Glättung des intermittierenden Lastgangs, die Spannungsregelung sowie die Bereitstellung von rotierenden Massen für die Netzstabilität. Im restlichen China übernehmen Pumpspeicheranlagen häufig die Spitzenlastkappung und die Netzfrequenzhaltung. Dadurch werden fossil betriebene Spitzenlastkraftwerke (häufig mit Kohle) und Smog in und um Ballungszentren vermieden.

Ähnlich wie in China, erfolgt in Indien ein starker Ausbau an Solar-, Wind- und Wasserkraft. Um die Stabilität des indischen Netzes bei diesem Ausbau zu gewährleisten, wird die indische Pumpspeicherflotte sukzessive ausgebaut. Ende 2022 befanden sich landesweit 23 Pumpspeichervorhaben mit einer Gesamtleistung von 25,6 GW in der Projektpipeline.[21] Darüber hinaus ist auch der Ausbau von netzdienlichen 5 Stunden-Batteriespeichern zur Glättung der Volatilität und zur Zwischenspeicherung von Erneuerbaren vorgesehen. Begleitet werden diese Maßnahmen durch eine weitere Netzverstärkung im Mittel- und Hochspannungsbereich.

In den USA befinden sich aktuell keine Pumpspeicher im Bau; es werden jedoch Anlagen modernisiert. Einige neue Pumpspeicher sind in der Genehmigungsphase.

Pumpspeicherung in Deutschland

In Deutschland fokussiert die am 18. Dezember 2023 veröffentlichte Stromspeicherstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf Kurzzeitspeicher, v.a. im Batteriebereich. Der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten ist darin nicht vorgesehen. Wie bei Infrastrukturprojekten üblich, erfordert auch der Bau von Wasserkraftwerken einen Ausgleich zwischen den Interessen aller Beteiligten. Neben dem Neubau liegt zusätzliches Potenzial darin, bestehende Anlagen wieder in Betrieb zu nehmen oder zu erweitern. Im Juni 2024 kündigte Uniper bspw. ein Investment von 250 Mio. € für die Wiederinbetriebnahme des Pumpspeichers Happurg mit einer Leistung von 160 MW an.[22]

Die Frage, ob internationale Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen auf Deutschland übertragbar sind, hat eine wissenschaftliche Studie[23] der RWTH Aachen im Auftrag von Voith Hydro bereits 2014 aufgeworfen: Darin wurden der Zubau von 8 GW an Pumpspeichern bis 2030 mit einem EE-Anteil von 60 % sowie ein Szenario mit 16 GW bis 2040 mit 80 % EE-Anteil in Deutschland untersucht.

- **15 GW Pumpspeicherung** (7 GW Bestand + 8 GW Neubau) können bis zu 13 GW an thermischen Kraftwerken ersetzen. Darüber hinaus können jährlich 6.000 GWh an Überschüssen bei der EE-Erzeugung in die Wasserspeicher integriert werden und Stunden später in Netz zurück gespeist werden (Vermeidung von EE-Abregelung).

- **23 GW Pumpspeicherung** (7 GW Bestand + 16 GW Neubau) können bis zu 16,6 GW an thermischen Kraftwerken substituieren. In diesem Szenario kann eine Abregelung von insgesamt 17.600 GWh von EE-Erzeugung vermieden werden.

Die Haupterkenntnisse gewinnen mit steigendem EE-Anteil nun wieder an Relevanz: Potenzialstudien für konfliktarme Standorte für neue Pumpspeicher haben für Thüringen 5,5 GW mit 44 GWh und für Baden-Württemberg weitere 13 Standorte mit 19 GW ergeben.[24] Ein weiteres Beispiel ist Bayern mit 16 besonders geeigneten Standorten mit 11 GW und einem Gesamtarbeitsvermögen von rund 66 GWh.[25] Der Ausbau der Erneuerbaren und eine Erweiterung der Pumpspeicherflotte kann die Kapazitätsreserve von Wärmekraftwerken verringern und die Abregelung erneuerbarer Energien reduzieren. Ein EE-Ausbau ohne signifikante Energiespeicherung kann diese Kapazitätsreserve nicht verringern. Aktuell werden nach wie vor signifikante Erneuerbaren-Anteile abgere-

21 Vgl. Alex, Boris, Indien benötigt Stromspeicher für die Energiewende, 13.10.2023, abrufbar unter https://www.gtai.de/de/trade/indien/branchen/indien-benoetigt-stromspeicher-fuer-die-energiewende-1041230 (zuletzt abgerufen am 26.06.2024).

22 Vgl. Uniper SE, Uniper nimmt Pumpspeicherkraftwerk Happurg für rund 250 Millionen Euro wieder in Betrieb, 20.06.2024, abrufbar unter https://www.uniper.energy/news/de/uniper-nimmt-pumpspeicherkraftwerk-happurg-fuer-rund-250-millionen-euro-wieder-in-betrieb (zuletzt abgerufen am 01.07.2024).

23 Vgl. Krüger, K./Rotering N., Energiewende erfolgreich gestalten durch Pumpspeicherausbau. VGB PowerTech, 9/2014, S. 37-44 sowie Wasserkraft und Energie, 2/2015, S. 23-36.

24 Vgl. Schmid, Stefan/Achatz, Robert, Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke: Studien für Thüringen und Baden-Württemberg, Wasser-Wirtschaft 5, 2013.

25 Bayerisches Landesamtes für Umwelt, Endbericht. Analyse der Pumpspeicherpotentiale in Bayern, 2016.

gelt. Im Jahr 2022 waren es 8.071 GWh. Dies entspräche bspw. der jährlichen Stromproduktion von 800 Onshore-Windrädern mit je einer Leistung von 5 MW und 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Ein solches Onshore-Windrad kostet ca. 1 Million € pro MW. Die Abregelung von 8.017 GWh an Windkraft würde bedeuten, dass 4 Milliarden € für 800 Windtürme investiert werden, die gebaut werden, um dann abgeregelt zu werden.[26]

So behält die RWTH-Studie bis heute ihre Gültigkeit. Darüber hinaus hielt sie bereits 2014 fest, dass ein Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke auch die Abhängigkeit von Gasimporten deutlich reduzieren kann.

Um die Energiesicherheit zu gewährleisten und derweil die Klimaziele zu erreichen, stehen in Deutschland noch Potenziale zur Verfügung, die vor dem Hintergrund aufwendiger Planungs- und Genehmigungsverfahren schnellstmöglich geprüft und bewertet werden sollten. Um die genannten Potenziale heben zu können, sind Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sowie Anreize für Betreiber erforderlich, um so die Dekarbonisierung und Netzstabilität in Deutschland zeitnah voranzutreiben.

26 Vgl. Statista GmbH, Entwicklung der Ausfallarbeit durch Abregelung der EE-Stromeinspeisung in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2022, 2024, https://de.statista.com/statistik/daten/studie/617949/umfrage/einspeisemanagement-in-deutschland/#:~:text=Im%20Jahr%202022%20wurden%208,erzeugten%20Strom%20abzutransportieren%20(Netzengpassmanagement (zuletzt abgerufen am 26.06.2024).

Energie in der Europäischen Union

3.1 Zahlen & Fakten
3.2 Der europäische ETS-II für Emissionsreduktionen im Gebäude- und Straßenverkehrssektor
3.3 Reform des europäischen Strommarktdesigns

3

3.1 Zahlen und Fakten

- ***2023 wurde erstmals mehr als ein Viertel des Stroms in der Europäischen Union (EU)[1] (27 %) aus Wind- und Sonnenenergie erzeugt. Kombiniert mit einer Erholung der Wasserkraft, trieb der Zuwachs an Wind- und Solarstrom den Anteil des erneuerbaren Stroms am EU-Strommix auf ein Rekordhoch von 44 %.***
- ***Bedingt durch den Nachfrageeinbruch im Stromsektor, fiel der Verbrauch von Stein- und Braunkohle in der EU im Vergleich zu 2022 um fast ein Viertel.***
- ***Die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern brach im Jahr 2023 um einen Rekordwert von 19 % ein. Erstmalig machten Kohle und Gas weniger als ein Drittel des EU-Strommixes aus.***
- ***Die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung in der EU sind im Jahr 2023 ebenfalls um den Rekordwert von 19 % gefallen.***

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaft der Europäischen Union (EU) entging in der zweiten Jahreshälfte 2023 nur knapp einer technischen Rezession[2] (Q1: 0,1 %; Q2: 0,1 % Q3: –0,1 % und Q4: 0,1 % saisonales und kalenderbereinigtes Wachstum)[3]. Die Wirtschaftstätigkeit im Jahr 2023 stagnierte vor dem Hintergrund des steigenden Zinsniveaus und der gleichzeitigen Rücknahme einiger fiskalpolitischer Unterstützungsmaßnahmen der EU-Regierungen. Dadurch bewegten sich Konsum und Investitionen kaum und blieben hinter den Erwartungen zurück. Hohe Krankheitsstände in der Gruppe der Erwerbstätigen und auch der Abbau von Lagerbeständen belasteten das Wirtschaftswachstum zusätzlich.

Gesamtbruttoenergiebedarf

Der Energiemix in der EU setzt sich maßgeblich aus fünf Quellen zusammen: Erdöl und Erdölprodukte, Erdgas, erneuerbare Energien (EE), Kernenergie und feste fossile Brennstoffe. Erdöl und die daraus gewonnenen Derivate sind trotz eines langfristigen Abwärtstrends weiterhin die wichtigste Energiequelle für die europäische Wirtschaft, gefolgt von Erdgas. Der Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zum Energiemix befindet sich auf einem stetigen Aufwärtstrend.

› Erdölerzeugnisse haben den größten Anteil am Energiemix der EU.

Verbrauch von Erdöl, Erdgas, und festenfossilen Brennstoffen

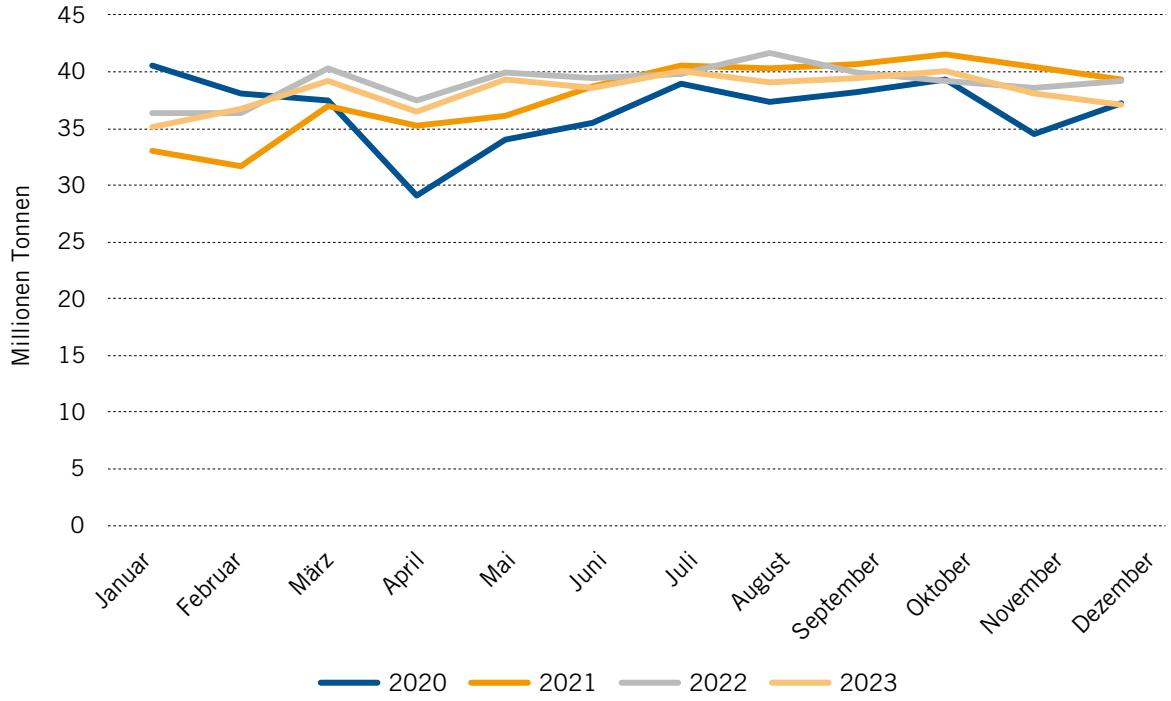
Zahlen der EU-Statistikbehörde Eurostat zufolge war die Nachfrage nach allen fossilen Energieträgern im Jahr 2023 niedriger als im Vorjahr. Während der Verbrauch von Mineralöl und Mineralölprodukten nur 2 % unter der Vorjahresmenge lag, war der Minderverbrauch von Kohle und Erdgas deutlich stärker ausgeprägt. Der Jahresbedarf an Stein- und Braunkohle ging 2023 um fast ein Viertel (–23 %) zurück, der Verbrauch von Erdgas sank um 7 %. Ein Hauptgrund für die geringeren Bedarfe an Kohle und Erdgas war die sinkende Bedeutung der beiden Energieträger für die Stromerzeugung. Darüber hinaus dämpften mildes Wetter und ein Produktionsrückgang in der energieintensiven Industrie die Nachfrage.

1 Mit EU sind in diesem Beitrag durchgehend die EU-27 gemeint.

2 Eine technische Rezession liegt vor, wenn das Bruttoinlandsprodukt (BIP) in zwei aufeinanderfolgenden Quartalen schrumpft.

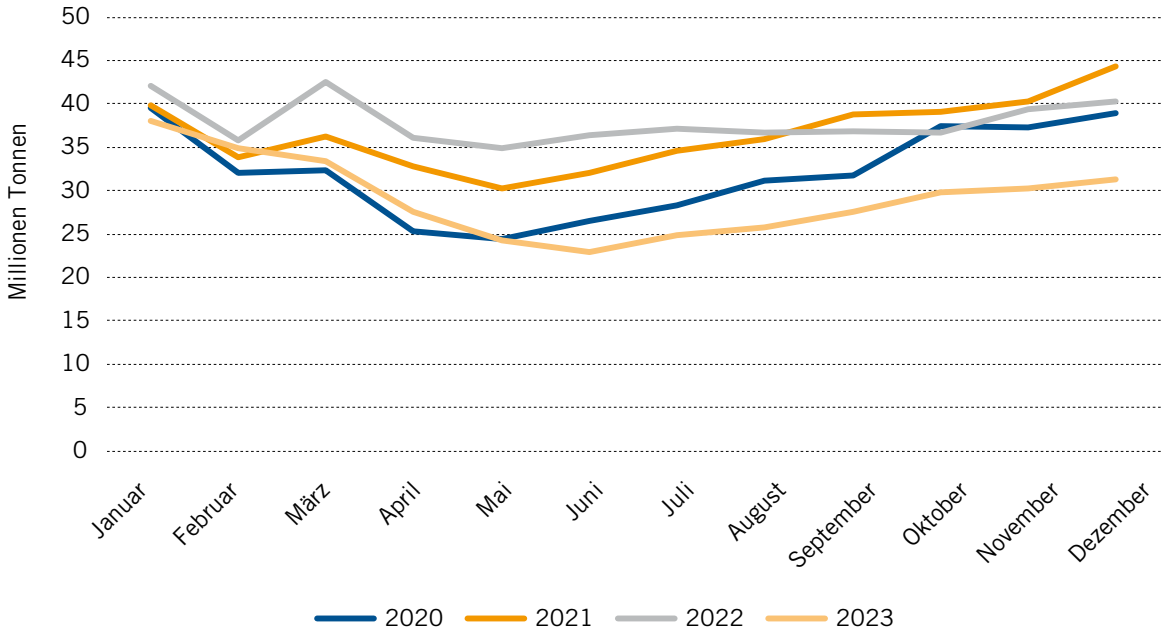
3 Vgl. Eurostat, Schnelleinschätzung des BIP und der Erwerbstätigkeit für das vierte Quartal 2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/18507488/2-14022024-AP-DE.pdf/bcbe5116-b73f-a433-f528-4019e44e0b07 (zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

Abbildung 3.1: Monatlicher Verbrauch an Rohöl und Ölprodukten in der EU von 2020 bis 2023 (in Mtoe) Abweichung der Stromproduktion und -nachfrage im Vergleich zum Jahr 2021 (in TWh)



Quelle: Eurostat[4]; Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.2: Monatlicher Verbrauch an Steinkohle und Braunkohle in der EU von 2020 bis 2023 (in Mtoe)



Quelle: Eurostat[5]; Aurora Energy Research, 2024

Der Verbrauch an festen fossilen Brennstoffen in der EU brach im Vergleich zu 2022 um fast ein Viertel ein.

Seit der Aggression Russlands gegen die Ukraine versucht die EU, ihre Bezugsquellen für Energierohstoffe zu diversifizieren und die Abhängigkeit vom ehemals wichtigsten Energielieferanten Russland zu reduzieren[7]. Nachdem die Einfuhr von Kohle aus Russland bereits im Jahr 2022 komplett gestoppt wurde, gelang im letzten Jahr nach der Verhängung von Embargos auch für Mineralölerzeugnisse ein starker Rückgang. Im vierten Quartal 2022 war Russland, gemessen am Handelswert, noch der drittwichtigste Mineralöllieferant mit einem Anteil von 10,2 % (ein Jahr zuvor lag Russland mit einem Anteil von 24,8 % auf Platz eins). Bis zum vierten Quartal 2023 sank der Anteil auf 3,5 %. Die wichtigsten Bezugsländer für Erdöl im Q4 2023 waren nach Handelswert die USA (17,0 %), Norwegen (13,1 %), Kasachstan (9,2 %), Libyen (7,9 %), der Irak (7,1 %), Nigeria (7,0 %) und Aserbaidschan (3,8 %).[8]

4 Vgl. Eurostat, Datensatz *Supply and transformation of oil and petroleum products – monthly data (nrg_cb_oilm)*, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database (zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

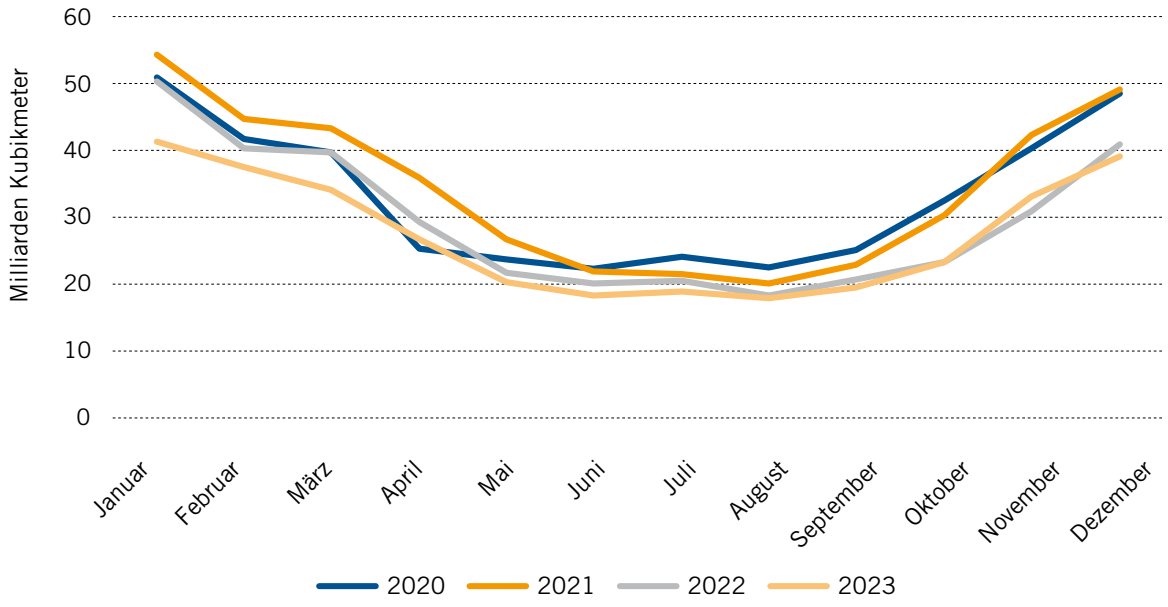
5 Vgl. Eurostat, Datensatz *Supply and transformation of solid fossil fuels – monthly data (nrg_cb_sffm)*, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database (zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

6 Vgl. Eurostat-Datensatz *Supply, transformation and consumption of gas – monthly data (nrg_cb_gasm)*, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database (zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

7 Noch bis zum vierten Quartal 2021 war Russland das Land mit den höchsten Anteilen an den Importen von Erdöl, Erdgas und Kohle in der EU-27.

8 Vgl. Europäische Kommission, EU imports of energy products. latest developments, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=571112 (zuletzt abgerufen am 18.05.2024).

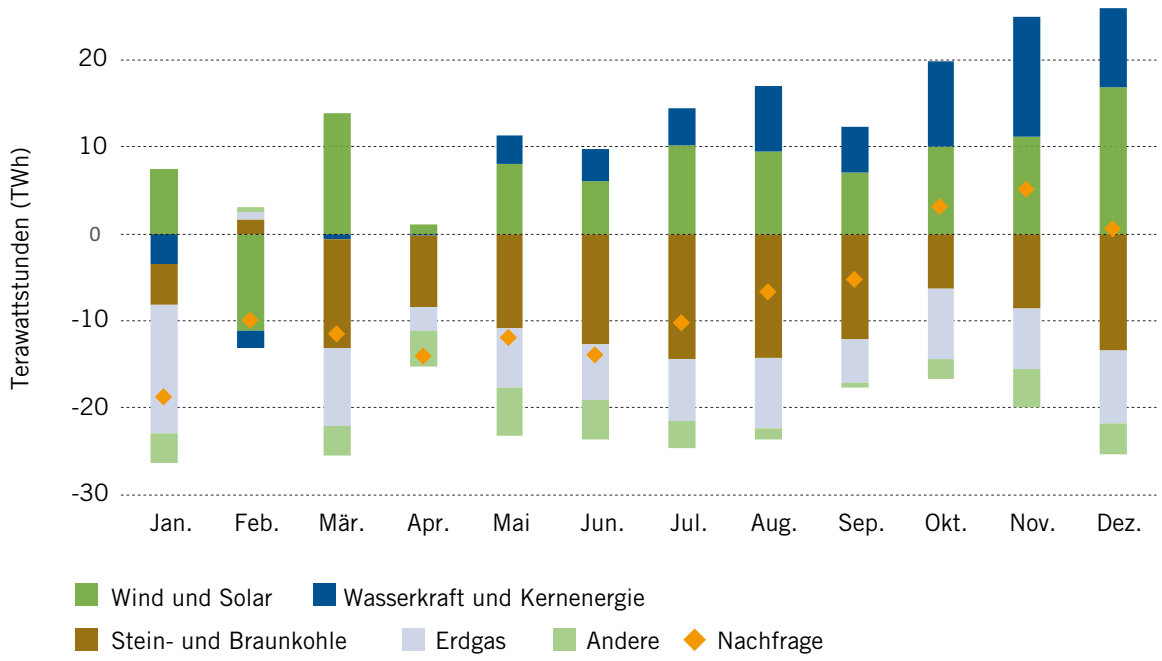
Abbildung 3.3: Monatlicher Verbrauch an Erdgas in der EU von 2020 bis 2023 (Mrd. m³)



Quelle: Eurostat[6]; Aurora Energy Research, 2024

Entwicklung der Stromerzeugung und -nachfrage im Überblick

Abbildung 3.4: Abweichung der Stromproduktion und -nachfrage im Vergleich zum Jahr 2022 (in TWh)



Quelle: Ember[9]; Aurora Energy Research, 2023

Rückgang der Stromnachfrage

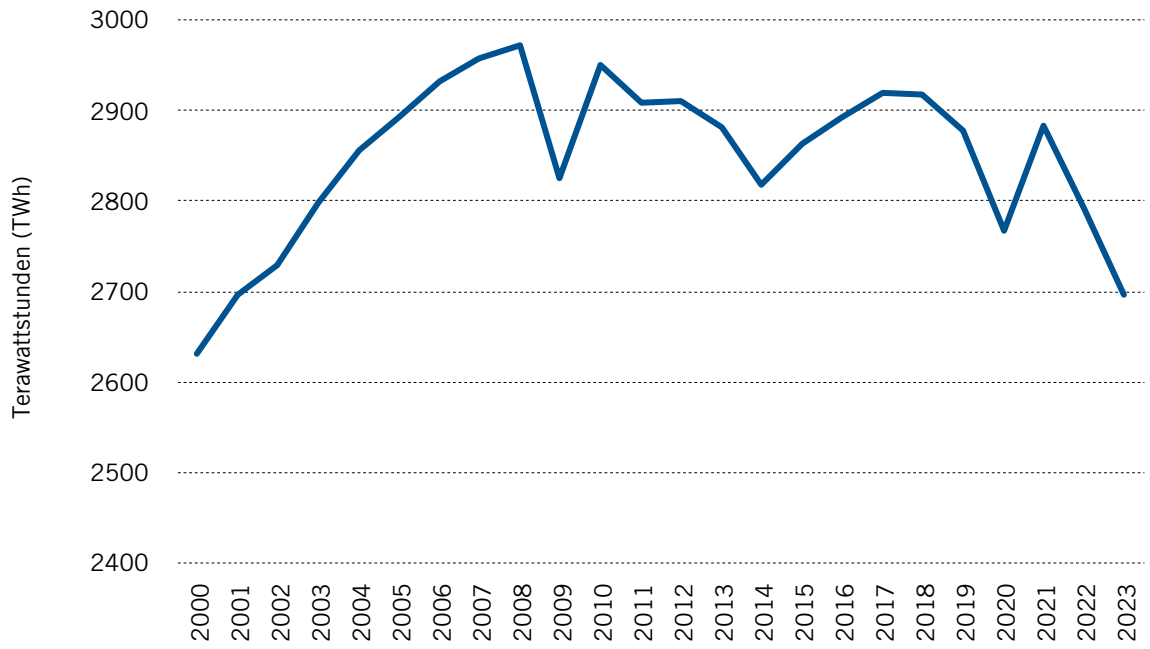
Der Gesamtstromverbrauch der EU lag im Jahr 2023 bei 2.697 Terawattstunden (TWh) und damit 3,4 % (–94 TWh) unter dem Vorjahresverbrauch (2.790 TWh). Damit sank die Stromnachfrage zum zweiten Jahr in Folge auf den nun niedrigsten Stand seit 2001 (2.696 TWh). Der Stromverbrauch war in 22 der 27 EU-Mitgliedstaaten rückläufig. Lediglich Dänemark, Irland, Zypern, Litauen und Malta verzeichneten einen Anstieg. Relativ zur länderspezifischen Gesamtnachfrage fiel der Rückgang in Österreich am stärksten aus (–7,6 %), gefolgt von Slowenien (–6,2 %) und der Slowakei (–5,9 %). In Deutschland war der Rückgang mit –25 TWh absolut am größten.

Der Rückgang des Stromverbrauchs ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Laut einer Auswertung des Think Tanks Ember zu den Ursachen des Nachfragerückgangs in den letzten zwei Jahren lässt sich mehr als ein Drittel (38 %) durch eine nachlassende Produktion in energieintensiven Industriesektoren, wie der Stahl-, Chemie-, und Papierindustrie, erklären. Der Einbruch der energieintensiven Industrieproduktion ist eine Reaktion auf den starken Anstieg von Gas- und Strompreisen, ausgelöst durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine. Milderes Wetter trug ebenfalls signifikant zum Rückgang des Stromverbrauchs bei. Laut *Ember* gehen 27 % des Nachfragerückgangs zwischen 2021 und 2023 darauf zurück. 2023 war das zweitwärmste Jahr in Europa seit Beginn der Wetteraufzeichnungen.[10] Vor allem im Winter haben die Temperaturen eine große Auswirkung auf den Stromverbrauch, da in vielen Ländern elektrische

9 Vgl. Ember (Hrsg.), European Electricity Review 2024, 07.02.2024, abrufbar unter https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2024/#supporting-material (zuletzt abgerufen am 09.03.2024).

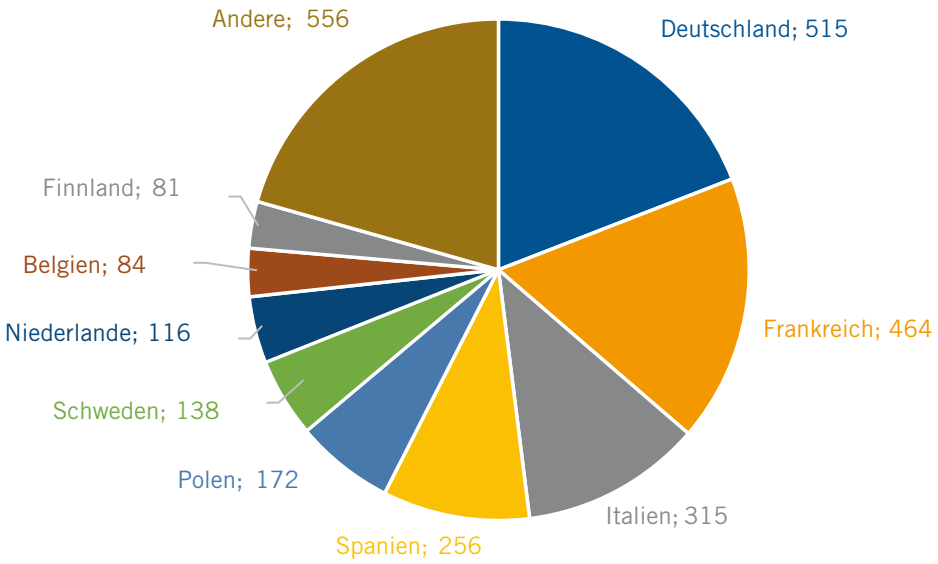
10 Vgl. European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), Pressemitteilung vom 09.01.2024, abrufbar unter https://climate.copernicus.eu/copernicus-2023-hottest-year-record#:~:text=2023%20was%20the%20second%2Dwarmest,the%20warmest%20September%20on%20record (zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

Abbildung 3.5: Jahresstromverbrauch in der EU von 2000-2023 (in TWh)



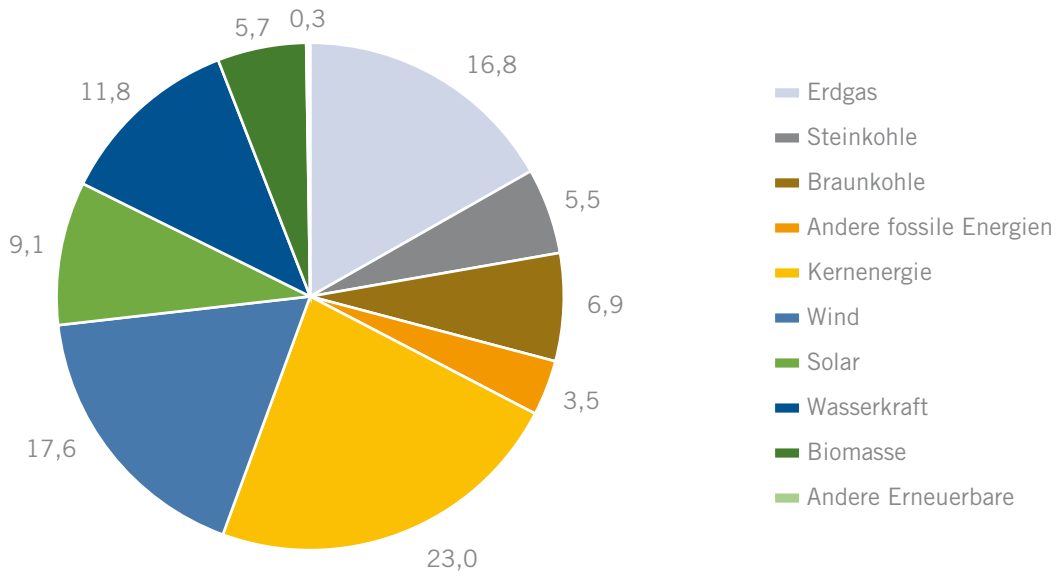
Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.6: Bruttostromerzeugung der EU 2023 nach Mitgliedstaaten (in TWh)



Quelle: Ember, Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.7: Bruttostromerzeugungsanteile nach Energiequellen in der EU im Jahr 2023 (in %)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Energie zum Heizen verwendet wird. Weitere Faktoren für den Nachfragerückgang sind Energieeinsparungen in anderen Sektoren. Auch hierfür war die Energiepreiskrise in Folge der russischen Invasion maßgeblich verantwortlich. Konsumenten reagierten mit verhaltenem Kaufverhalten auf steigende Preise und sowohl die EU selbst als auch die Mehrzahl der Mitgliedstaaten erließen Notfallmaßnahmen, um Energieeinsparungen anzureizen und Energieeffizienzmaßnahmen zu fördern.

Trotz des gesamtwirtschaftlichen Rückgangs des Stromverbrauchs zeigt die Analyse von *Ember* auch, dass die Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren sowie der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft bereits eine messbare Auswirkung auf die Stromnachfrage haben. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Elektrolyseuren stieg von 2021 auf 2023 um etwa 37 TWh an. Bei gleichbleibender Nachfrage aus anderen Verbrauchsquellen hätte dies eine Steigerung des EU-Stromverbrauchs um 1,3 % bedeutet.

Stromproduktion

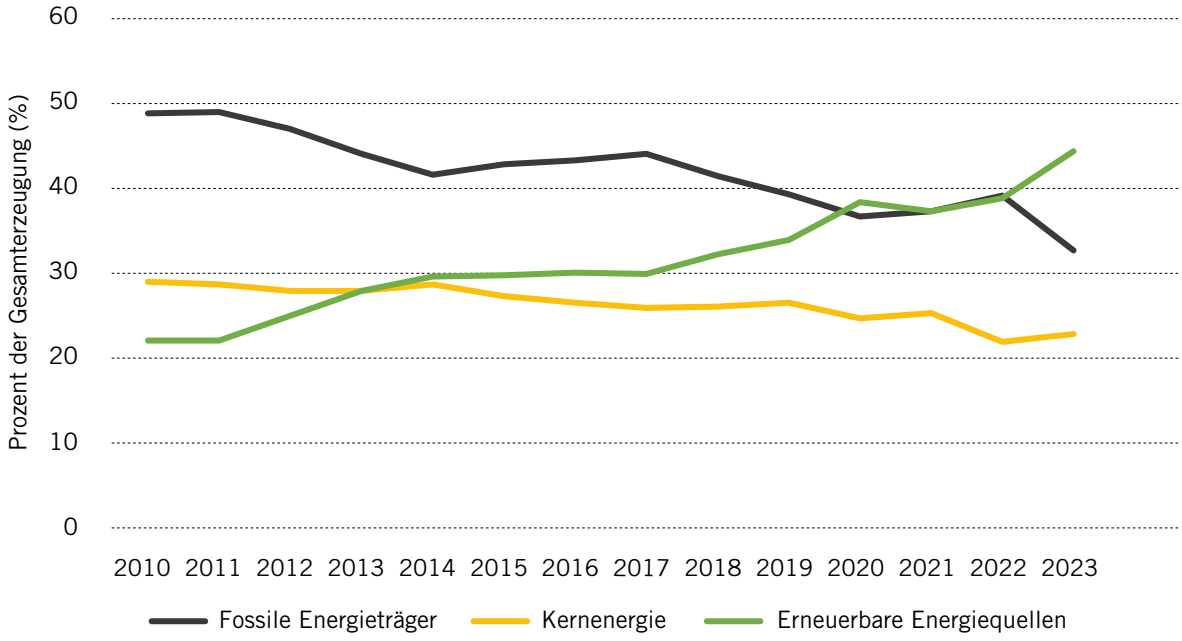
Die Gesamtstromproduktion in der EU im Jahr 2023 belief sich auf 2.696 TWh. Zuzüglich wurde netto eine Terawattstunde Strom aus Drittstaaten in die EU eingeführt. Mit 1.616 TWh entfiel mehr als die Hälfte (58 %) der Stromerzeugung auf die vier Mitgliedstaaten Deutschland, Frankreich, Italien und Spanien. Die Energiequelle mit dem größten Beitrag zur Stromversorgung war die Kernenergie mit 23 % der Gesamterzeugung, gefolgt von Windenergie (17,6 %), Erdgas (16,8 %), Kohle[11] (12,4 %), Wasserkraft (11,8 %), Solarenergie (9,1 %) und Biomasse (5,7 %).

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

Die von Erneuerbaren eingespeiste Bruttostromerzeugung erreichte im vergangenen Jahr 1.197 TWh und lag damit um 118 TWh (+11 %) über dem Niveau des Jahres 2022 (1.079 TWh). Der Anteil der Erneuerbaren an der Gesamtstromerzeugung lag bei 44,4 % (2022: 38,9 %) und überstieg damit den Anteil der fossilen Energieträger deutlich (32,7 %).

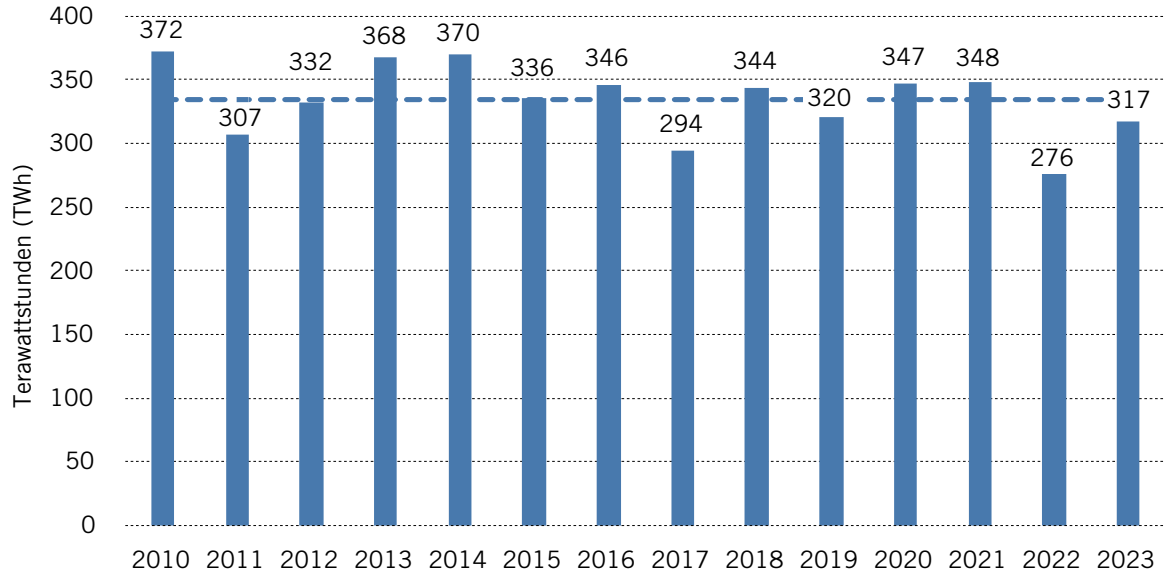
11 Stein- und Braunkohle.

Abbildung 3.8: Entwicklung der Anteile von Kernenergie, fossilen Energieträgern und Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung der EU (in %)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.9: Jährliche Stromerzeugung und durchschnittliche Erzeugungsmenge von Wasserkraftwerken in der EU von 2010–2023 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

2023 ist das erste Jahr, in dem der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung deutlich (+12 %) über dem Anteil der fossilen Energieträger lag.

Der Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung geht maßgeblich auf die Wind- und Solarenergie zurück. Zum zweiten Mal in Folge erzielte der Anstieg des Wind- und Solarstroms im Vergleich zum Vorjahr einen Rekordwert (90 TWh). Die Erzeugung aus Wind- und Solarenergie erreichte 721 TWh und steuerte damit zum ersten Mal mehr als ein Viertel (26,7 %) zur Gesamtproduktion bei.

Die erzeugte Strommenge aus Windenergie betrug 475 TWh, was einem Anstieg um 55 TWh (13 %) im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Damit übertraf der jährliche Erzeugungszuwachs den bisherigen Rekord von 2017 um 8 TWh. Windenergie ist die erneuerbare Energiequelle mit dem größten Einzelbeitrag zur Gesamtstromerzeugung (17,6 %). Zum ersten Mal lag der Anteil von Windstrom an der Gesamterzeugung über jenem der Erdgasverstromung (16,8 %).

Erstmals wurde mehr als ein Viertel des Stroms aus Wind- und Solarenergie erzeugt und zum ersten Mal lag der Anteil von Windstrom an der Gesamterzeugung über jenem der Erdgasverstromung.

Die Stromerzeugung aus Solarenergie wuchs um 36 TWh (17 %), von 211 TWh im Jahr 2022 auf 246 TWh im Jahr 2023. Der Zuwachs fiel damit geringer aus als im Vorjahr (48 TWh). Beim Ausbau der Erzeugungskapazität wurde allerdings ein Rekordzuwachs erzielt. 56 GW an neuen Solaranlagen wurden im Jahr 2023 zugebaut, 15 GW mehr als im Jahr 2022. Der Rückgang des Erzeugungszuwachses ist also nicht strukturell bedingt, sondern geht auf eine im Jahresschnitt geringere Sonneneinstrahlung zurück[12]. Deutschland war mit 62 TWh der bedeutendste Erzeuger (+0,7 TWh gegenüber 2022). Insgesamt erreichten 24 der 27 Mitgliedstaaten im Jahr 2023 den historisch höchsten Anteil der Solarenergie an ihrem Strommix.

Wasserkraft steuerte mit 317 TWh nach der Windkraft die zweitgrößte Menge an erneuerbarem Strom bei (11,8 % der Gesamterzeugung). Im Vorjahresvergleich bedeutet dies einen Zuwachs um 15 % (45 TWh). Anders als bei der Wind- und Solarenergie liegt die Zunahme der Stromproduktion nicht in einem Ausbau der Erzeugungskapazität begründet.[13] Vielmehr geht der Zuwachs darauf zurück, dass das Vorjahr 2022 aufgrund einer langanhaltenden Dürreperiode ein historisch schlechtes Jahr für die Wasserkraft war. Trotz der Erholung im Jahr 2023 lag die Erzeugungsmenge noch immer unter der mittleren jährlichen Erzeugung von 2010–2023 (334 TWh). Der rückläufige Trend verdeutlicht, dass die Wasserkraft in der EU wohl auch in Zukunft durch vom Klimawandel bedingte Trockenperioden eine weniger konstante und verlässliche Energiequelle sein wird als in der Vergangenheit.

Die Stromerzeugung aus Biomasse war in der EU im letzten Jahr mit 153 TWh rückläufig (–12,6 TWh) und fiel auf das niedrigste Niveau seit 2017. Nachdem im Jahr 2021 ein Höhepunkt bei der Stromproduktion aus Biomasse erreicht wurde, sank die Erzeugung nun zum zweiten Jahr in Folge. Der Rückgang erfolgte vor dem Hintergrund strengerer EU-Vorschriften zur Biomassenutzung in der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III). Weitere Gründe für den Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse im letzten Jahr waren die Verdrängung durch günstigere Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie sowie die niedrige Stromnachfrage. Deutschland produzierte mit 47 TWh mit Abstand den meisten Strom aus Bioenergie, gefolgt von Italien (16 TWh) und Schweden (12 TWh). In Dänemark hat Biomasse mit 21 % den größten Anteil am Strommix, gefolgt von Finnland (13 %).

Konventionelle Stromerzeugung

Im Gegensatz zu den Erneuerbaren war die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 2023 in der EU stark rückläufig. Kernkraft, Kohle- und Gasverstromung sowie sonstige fossile Erzeugungstechnologien produzierten zusammengenommen 1.498 TWh Strom (55,6 %

12 Laut einer Datenauswertung von Ember lag der kapazitätsgewichtete Durchschnitt der Sonneneinstrahlung 3,4 % unter dem Niveau von 2022.

13 Die Gesamtkapazität von Wasserkraftwerken in der EU ist seit dem Jahr 2000 nahezu unverändert geblieben und, abgesehen vom *Repowering*, bei dem alte gegen neue und ggf. technisch leistungsfähigere Anlagenteile ersetzt werden, ist das Potenzial für zusätzliche Energie aus Wasserkraft in der EU begrenzt.

der Gesamterzeugung). Das entsprach einer Reduktion von 200 TWh (–12 %) im Vergleich zum Jahr 2022.

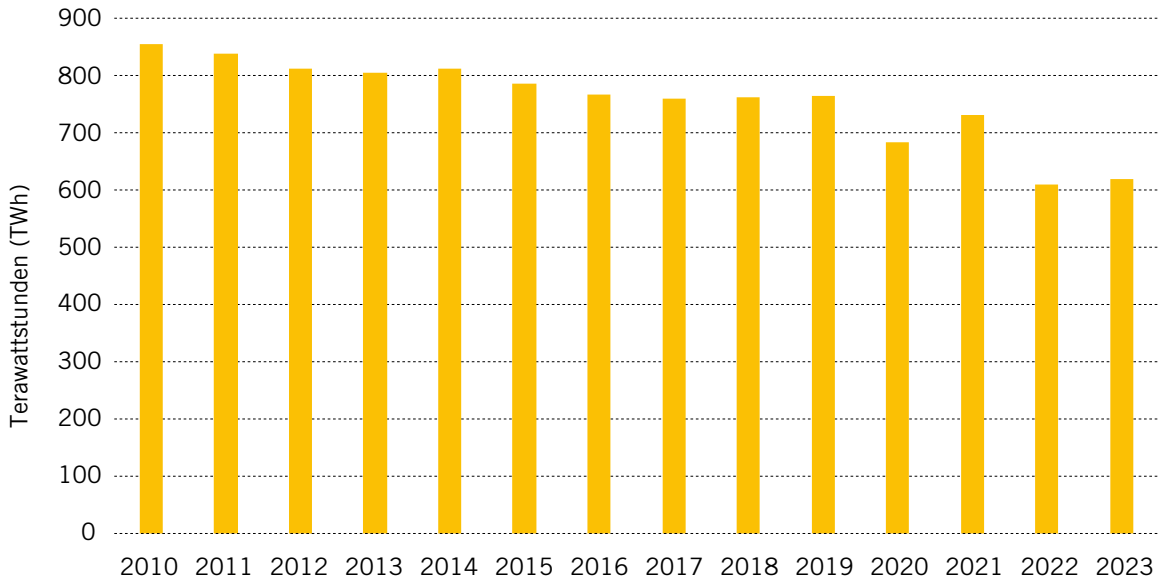
Mit 23 % (619 TWh) der Stromerzeugung blieb die Kernenergie die bedeutendste einzelne Erzeugungstechnologie im Strommix der EU im Jahr 2023. Gegenüber dem Vorjahr, in dem die Erzeugungsmenge aufgrund einer außergewöhnlich geringen Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke auf das niedrigste Niveau seit 30 Jahren gesunken war, trat eine leichte Erholung ein. Eine höhere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke und die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke in Finnland und der Slowakei überkompensierten die Abschaltung der letzten drei deutschen Kernkraftwerke im April 2023, sodass die in der EU aus Kernkraft erzeugte Strommenge um 9 TWh (2 %) anstieg. Damit blieb die Erzeugung jedoch mit Blick auf den längerfristigen Trend weiterhin auf einem unterdurchschnittlich niedrigen Niveau.

Frankreich ist mit Abstand das Land mit der höchsten Erzeugung von Strom aus Kernenergie. Mit einer Strommenge von 336 TWh im Jahr 2023 wurde über die Hälfte (54 %) des Atomstroms in der EU in Frankreich produziert. Spanien (57 TWh) und Schweden (48 TWh) sind die zweit- und drittwichtigsten Erzeugungsländer.

Die Kohleverstromung erreichte ein Allzeittief, wobei der Rückgang in Deutschland (–48 TWh) mehr als 40 % des gesamten Rückgangs in der EU ausmachte.

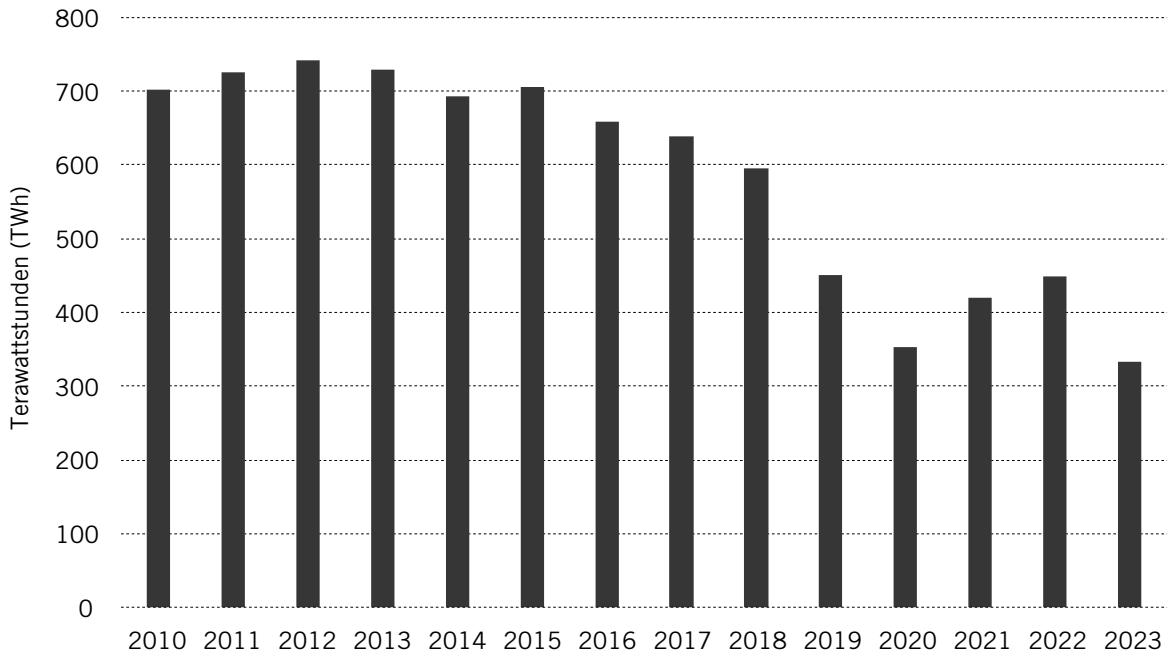
Die Kohleverstromung wurde im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurückgefahren. Die Produktionsmenge der EU belief sich auf 333 TWh (12 % der Gesamterzeugung) – was einem Rückgang von 26 % (–116 TWh) im Vergleich zu 2022 entspricht. Damit wurde der bisherige Tiefststand bei der Stromerzeugung aus dem Jahr 2020 (352 TWh) untertroffen. Nach zwei aufeinanderfolgenden Jahren mit einem Anstieg der Erzeugung – angetrieben durch den wirtschaftlichen Aufschwung nach der COVID-19-Pandemie im Jahr 2021 und der Energiepreiskrise im Jahr 2022 – hat die Entwicklung der Kohleverstromung 2023 wieder an den Trend der Jahre bis 2020 angeknüpft. Der Rückgang liegt maßgeblich in der Verdrängung durch günstiger angebotenen erneuerbaren Strom aus Wind- und Solarkraft, sowie der niedrigen Stromnachfrage begründet.

Abbildung 3.10: Jährliche Stromerzeugung von Kernkraftwerken in der EU von 2010–2023 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.11: Jährliche Stromerzeugung von Kohlekraftwerken in der EU von 2010–2023 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Am größten war der absolute Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland (–48 TWh; –27 %). gefolgt von Polen (–22 TWh; –17 %). Dennoch blieb Polen mit Abstand der EU-Mitgliedstaat mit der größten Bedeutung von Kohle für die Stromerzeugung. Dies spiegelt sich dort in einem Kohleanteil von 61 % am gesamten Erzeugungsmix wider (gefolgt von Tschechien mit 40 % Kohlestrom im Erzeugungsmix). Nur in Deutschland wurde, absolut betrachtet, mehr Kohle verstromt (Deutschland: 132 TWh, Polen: 103 TWh).

Die Stromerzeugung aus Erdgas ging so stark zurück wie nie zuvor und erreichte das niedrigste Niveau seit 2016.

Erdgasverstromung steuerte im Jahr 2023 mit einer Gesamterzeugung von 452 TWh 17 % zur Stromproduktion in der EU bei. Im Vorjahresvergleich fiel die Erzeugungsmenge um 15 % (–82 TWh) – noch nie wurde ein größerer Rückgang zwischen zwei Jahren verzeichnet. Ähnlich wie bei der Kohleverstromung erklärt sich der Rückgang maßgeblich durch eine Verdrängung durch Wind- und Solarkraft im Strommarkt sowie durch die niedrige Nachfrage. Außerdem haben viele Mitgliedstaaten seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und der darauffolgenden Energiekrise Initiativen ergriffen, um ihre Abhängigkeit von Erdgas zu verringern.

Die meisten EU-Länder verzeichneten 2023 einen Rückgang der Stromerzeugung aus Gas. Am größten waren die Rückgänge in Spanien (–23 TWh), Italien (–22 TWh) und Frankreich (–14 TWh). Auf die drei Länder zusammen entfielen 72 % des Rückgangs der Gaserzeugung in der EU. Das einzige Land mit einem nennenswerten Anstieg war Polen (+3,4 TWh). Italien ist Spitzenreiter bei der Gasverstromung. Nur in Irland ist die Bedeutung von Erdgaskraftwerken für den Strommix größer (Irland: 50 %, Italien: 45 %). Drei Viertel der in der EU aus Erdgaskraftwerken erzeugten Strommenge entfielen auf die fünf bedeutendsten Erzeugerländer: Italien (120 TWh), Deutschland (79 TWh), Spanien (63 TWh), die Niederlande (46 TWh) und Frankreich (31 TWh).

Entwicklung der CO_2-Emissionen

Laut Analysen des *Centre for Research on Energy and Clean Air* (CREA) gingen die CO_2-Emissionen der EU im Jahr 2023 insgesamt um 8 % zurück[14]. Dies ist der zweitstärkste Rückgang seit dem historischen Emissionsrückgang im Jahr 2020, der stark von der COVID-19-Pandemie beeinflusst wurde. Die CO_2-Emissionen der EU aus Kohle haben sich seit 2015 halbiert und sind im Vergleich zum Vorjahr um 25 % gesunken. Die gasbedingten Emissionen gingen im Vergleich zum Vorjahr um 11 % und die ölbedingten Emissionen um 2 % zurück.

Mehr als die Hälfte des Gesamtrückgangs (56 %) geht auf die Dekarbonisierung im Stromsektor zurück. Die Stromerzeugung in der EU verursachte im Jahr 2023 653 Mio. t CO_2, was einem Rückgang von 19 % (–157 Mio. t CO_2) im Vergleich zum Vorjahr und damit der historisch größten Minderung innerhalb eines Jahres entsprach. Die durchschnittliche CO_2-Intensität der Stromerzeugung in der EU betrug 242 g CO_2/kWh. Die deutliche Emissionsminderung steht im Zusammenhang mit den Rückgängen bei der emissionsintensiven Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas.

Die CO_2-Emissionen des EU-Stromsektors fielen im Vorjahresvergleich um 19 % und damit so stark wie nie zuvor.

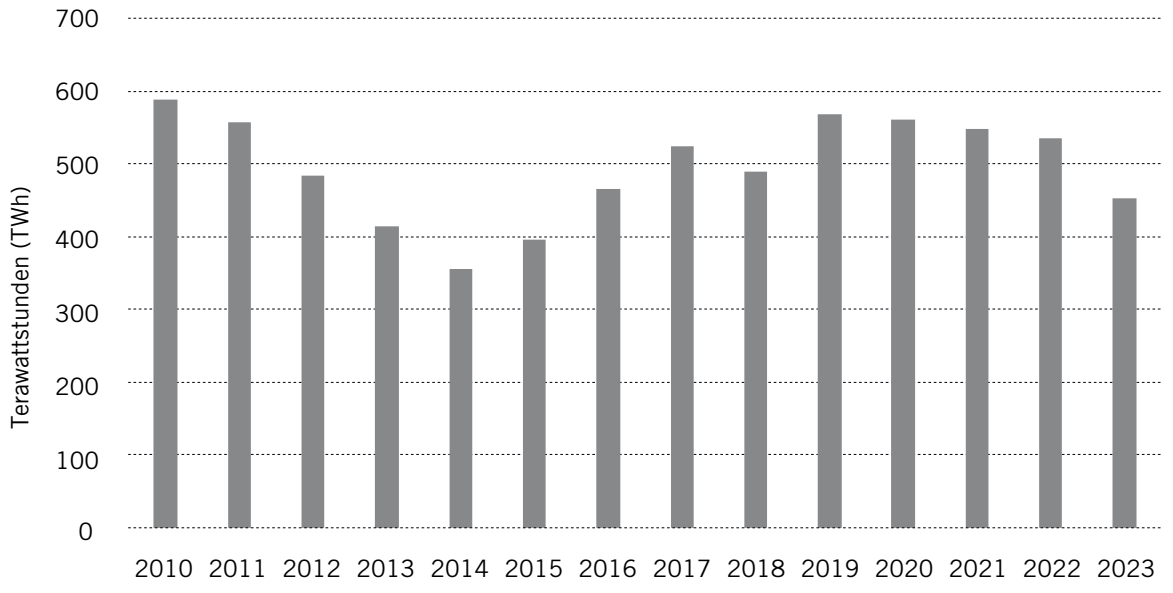
Zusammenfassung und Ausblick

Die EU-Mitgliedstaaten haben den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen im Energiesektor im Jahr 2023 mit einem Rekordrückgang der Kohle- und Gasverstromung beschleunigt. Der Anteil der fossilen Brennstoffe an der Stromerzeugung in der EU sank um 19 % auf den niedrigsten Stand aller Zeiten und liegt bei weniger als einem Drittel der Stromerzeugung in der EU. Der EE-Anteil am Strommix hat zum ersten Mal die Marke von 40 % überschritten (44 %). Wind- und Solarenergie waren weiterhin die treibenden Kräfte des Wachstums der erneuerbaren Energien.

Der Anteil der CO_2-neutralen Erzeugung insgesamt am Strommix ist mit mehr als zwei Dritteln doppelt so hoch wie der Anteil der fossilen Energieträger. Neben dem

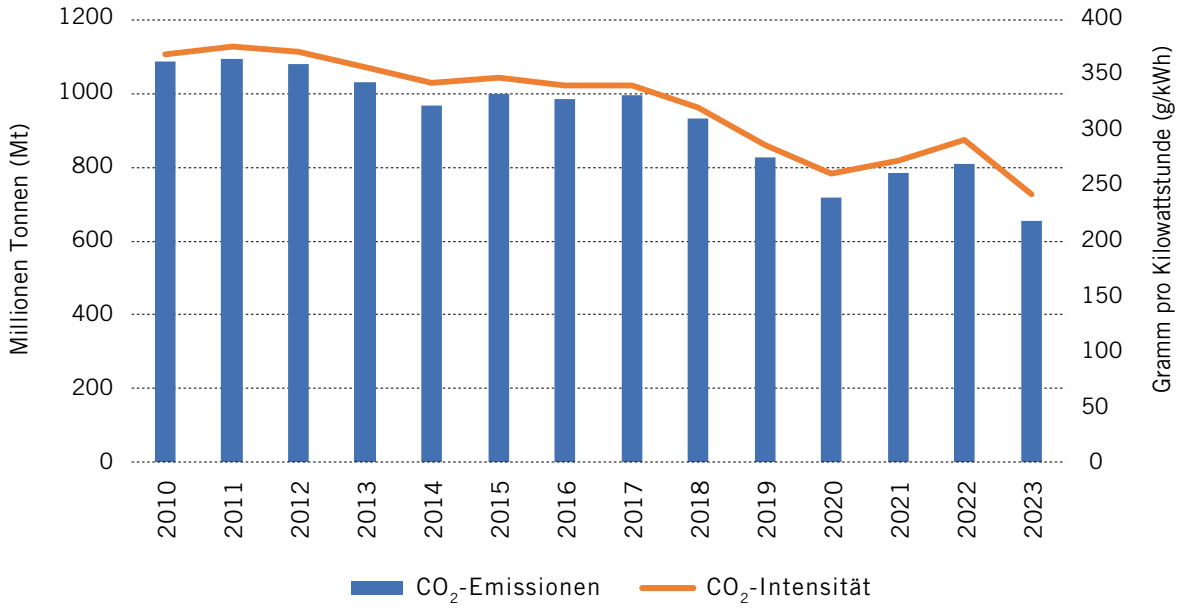
14 Vgl. Centre for Research on Energy and Clean Air (Hrsg.), EU's CO_2 emissions from fossil fuels drop 8 % to reach lowest levels in 60 years, 24.01.2024, abrufbar unter https://energyandcleanair.org/publication/eus-co2-emissions-from-fossil-fuels-drop-8-to-reach-lowest-levels-in-60-years/(zuletzt abgerufen am 21.04.2024).

Abbildung 3.12: Jährliche Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken in der EU von 2010-2023 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2024

Abbildung 3.13: Entwicklung der CO_2-Emissionen des Stromsektors und der CO_2-Intensität der Stromerzeugung in der EU



Quelle: Ember, Aurora Energy Research, 2024

Wachstum bei der Wind- und Solarenergie ist dies auch auf eine Erholung bei der Wasserkraft und Kernenergie zurückzuführen.[15] Neben dem Wachstum der CO_2-neutralen Stromerzeugung trug auch die sinkende Stromnachfrage zum Rückgang der fossilen Stromerzeugung bei. Die Nachfrage sank im Jahr 2023 um 3,4 % (–94 TWh) gegenüber 2022 und lag 6,4 % (–186 TWh) unter dem Niveau von 2021.

Auch im laufenden Jahr 2024 wird die Substitution fossiler Stromerzeugung vorangehen. Insb. steht eine Welle von Kohlekraftwerksschließungen bevor. Die Erzeugung aus Erdgas wird den Wegfall der Kohlekraftwerke teilweise kompensieren. Trotzdem wird sich angesichts des starken EE-Zuwachses auch der rückläufige Trend bei der Gasverstromung weiter fortsetzen. Es ist hingegen unwahrscheinlich, dass der Trend der abnehmenden Stromnachfrage weiter anhalten wird. Zwar deutet die Winterprognose der EU-Kommission für das BIP-Wachstum im Jahr 2024 nicht auf einen deutlichen konjunkturellen Aufschwung hin.[16] Mit zunehmender Elektrifizierung von industriellen Prozessen, des Verkehrssektors und der Wärmeerzeugung wird die Nachfrage aber dennoch mittelfristig ansteigen.

Um die Verbrennung fossiler Brennstoffe so schnell zu reduzieren, wie es zur Erreichung der EU-Klimaziele nötig ist, werden die Erneuerbaren mit der steigenden Nachfrage Schritt halten müssen. Neben einer weiteren Beschleunigung des Ausbaus von Wind- und Solarenergie werden der Netzausbau, die Stromspeicherung, Energieeffizienzsteigerungen und eine Flexibilisierung der Stromnachfrage den EU-Stromsektor der Zukunft bestimmen.

15 Im Vorjahr fiel die Stromerzeugung aus Wasser- und Kernkraft aufgrund einer Dürreperiode und Ausfällen bei Kernkraftwerken in Frankreich auf einen historischen Tiefstand.

16 Vgl. Europäische Kommission, Winterprognose zur wirtschaftlichen Entwicklung, abrufbar unter https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/winter-2023-economic-forecast-eu-economy-set-avoid-recession-headwinds-persist_en (zuletzt abgerufen am 18.05.2024).

3.2 Das europäische ETS-II für Emissionsreduktionen im Gebäude- und Straßenverkehrssektor

- ***Im Zuge des Fit for 55-Pakets der Europäischen Union (EU) wird das ETS-II als Emissionsreduktionsmaßnahme für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren eingeführt.***
- ***Der Upstream-Ansatz verpflichtet Unternehmen, die Brennstoffe für die betroffenen Sektoren in Verkehr bringen, dazu, am ETS-II teilzunehmen und die Preissignale an die Verbraucher weiterzugeben.***
- ***Die Erlöse aus dem EU-ETS-II werden in Teilen in einen Klimasozialfonds eingezahlt, mit dem klima- und sozialrelevante Maßnahmen finanziert werden sollen.***

Das *Fit for 55*-Paket der EU stärkt den Emissionshandel als Anreizsystem für eine möglichst effektive und kostengünstige Emissionsreduktion.[17] Diese Reform[18] hat im Kern drei Komponenten:

- Stärkung des bisherigen EU-Emissionshandelssystems (EU Emission Trading System, ETS I) durch eine ambitionierte Verknappung der Emissionszertifikate, der Integration der Seeverkehrsemissionen und der Reform des Regelwerks für den Luftverkehr.

- Einführung eines neuen EU-Emissionshandelssystems für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren (ETS-II).

- Einführung eines EU-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) für den Import von bestimmten Produkten, bei deren Herstellung CO_2 emittiert wurde.

Das Ziel des ETS-II ist es, Emissionsreduktionen effektiv zu gewährleisten, indem die erlaubte Emissionsmenge jährlich reduziert wird *(Cap)*. Die Emissionsreduktion wird durch den Zertifikatehandel auf effiziente Weise angereizt *(Trade)*. Denn der Handel führt zu Emissionsreduktionen in den Bereichen, in denen der Wechsel zu einer emissionsärmeren Technologie für Verbraucher kostengünstiger ist *(Cap and Trade)*. Schließlich sollen die Mehrbelastungen für Verbraucher über einen Klimasozialfonds sozialverträglich adressiert werden.

Das ETS-II als effektive und anreizbasierte Klimaschutzmaßnahme

Im Jahr 2027 soll das ETS-II starten. Ab dem Jahr 2024 beginnt die Berichtspflicht als Bestandteil der dreijährigen Vorbereitungsphase. Sollten sich die Gas- und Ölpreise auf einem hohen Preisniveau befinden, dann kann der Start einmalig auf das Jahr 2028 verschoben werden.[2]

Das ETS-II soll dazu beitragen, im Einklang mit dem europäischen Klimaziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mind. 55 % im Vergleich zu 1990 zu senken. Dabei soll die Emissionsminderung in den beiden Sektoren Gebäude und Straßenverkehr im Jahr 2030 bei 43 % im Vergleich zum Jahr 2005 liegen. In den zusätzlich vom ETS-II erfassten Sektoren soll die Emissionsminderung ein Minus von 42 % betragen.[2]

Die Emissionsobergrenze für die jeweiligen Mitgliedstaaten folgt der Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation). Die Emissionszertifikate sollen entsprechend der jeweiligen Verfügbarkeit vollständig versteigert werden. Eine Verschränkung mit dem ETS-I ist nicht vorgesehen. Zertifikate können also zwischen den beiden Systemen nicht ausgetauscht werden.

Mitgliedstaaten mit vergleichbaren nationalen CO_2-Bepreisungssystemen können bis Ende 2030 in gewissen Fällen Gebrauch von einer *Opt-out*-Option machen. Gleichermaßen haben sie die Möglichkeit, zusätzliche Sektoren in das europäische System einzubeziehen. Deutschland plant, von der zweiten Option Gebrauch zu machen und das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) in das ETS-II zu überführen.[19]

Damit bei der Einführung im Jahr 2027 die Preisbelastung abgemildert wird, soll ein *Frontloading*-Mechanismus die Lernphase des Systems unterstützen, indem die Anzahl der Zertifikate im ersten Jahr des Zertifikatehandels um 30 % erhöht wird. Ab dem Jahr 2027 soll die Zertifikatsmenge jährlich linear um 5,10 % sinken.[2] Sollte der ETS-II im Jahr 2028 starten, dann beträgt die jährliche Minderungsrate 5,38 %.[2] Der Emissionsminderungspfad gewährleistet die Effektivität des ETS-II.

Anders als das ETS-I, welches direkt die Emittenten der CO_2-Emissionen bepreist, ist das ETS-II als *Upstream-System* konzipiert. Das bedeutet, dass die Verpflichtung für diejenigen Unternehmen gilt, die kohlenstoff-

17 Vgl. COM(2021) 550 final vom 14.07.2021.

18 Vgl. Richtlinie (EU) 2023/959 vom 10.05.2023.

19 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, Art. 1 Nr. 5 zur Änderung des § 4 Abs. 6, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/entwurf-eines-zweiten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes-stand-juni-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (zuletzt abgerufen am 11.06.2024).

basierte Brennstoffe verkaufen, anstatt für jeden Haushalt, der heizt oder Auto fährt. Sie sollen die Preissignale an die Verbraucher weitergeben. Dadurch werden Investitionen in emissionsärmere Technologien angereizt.

Der Zertifikatehandel und die Marktstabilisierung zur Entlastung der Verbraucher

Der Zertifikatehandel reizt die Emissionsminderung in den kostengünstigsten Bereichen an. Verbraucher investieren in die kostengünstigsten Technologien zur Emissionsreduktion, da sie auf diese Weise ihre Kostenbelastung am vorteilhaftesten senken können. Wenn ein Unternehmen dadurch weniger Brennstoff verkauft und somit weniger Zertifikate benötigt, werden die Zertifikate von denjenigen Unternehmen erstanden, die Brennstoffe für eine Technologie verkaufen, welche sich nicht so leicht austauschen lässt. Dadurch führt der Zertifikatehandel zu den geringstmöglichen Kosten für die Verbraucher.

Um zu verhindern, dass die Preise zu stark ansteigen oder sinken, wird ein Marktstabilitätsmechanismus implementiert. Im Gegensatz zum nationalen Emissionshandelssystem werden also keine festen Preise oder Preiskorridore vorgegeben, sondern es wird ein Weg gewählt, der die Menge an handelbaren Zertifikaten bei Bedarf anpasst. Die Marktstabilitätsreserve wird zu Beginn des ETS-II im Jahr 2027 mit 600 Mio. Zertifikaten ausgestattet. Die folgenden Maßnahmen sind gemäß EU-Emissionshandelsrichtlinie (EHRL) zur Marktstabilisierung vorgesehen:

- Wenn der durchschnittliche Zertifikatepreis in zwei aufeinanderfolgenden Monaten über 45 € liegt, werden 20 Mio. zusätzliche Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve ausgegeben.

- Sollte ein Überschuss an Zertifikaten bestehen, fließen 100 Mio. Zertifikate aus dem jährlichen Auktionsbudget in die Marktstabilitätsreserve. Das ist der Fall, wenn mehr als 440 Mio. Zertifikate im Umlauf sind.

- Sollten auf der anderen Seite weniger als 210 Mio. Zertifikate im Umlauf sein, werden bis zu 100 Mio. Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve ausgegeben.

- Wenn in drei aufeinanderfolgenden Monaten der Zertifikatepreis mehr als 100 % über dem sechsmonatigen Durchschnitt liegt, werden 50 Mio. Zertifikate ausgeschüttet.

- In den Jahren 2027 und 2028 werden bereits 50 Mio. Zertifikate ausgeschüttet, wenn der durchschnittliche Zertifikatepreis in drei aufeinanderfolgenden Monaten mehr als 50 % über dem sechsmonatigen Durchschnitt liegt.

- Sollte der durchschnittliche Zertifikatepreis hingegen über 200 % über dem sechsmonatigen Durchschnitt liegen, werden 150 Mio. Zertifikate in Umlauf gebracht.

Wenn aufgrund einer dieser Regelungen Zertifikate ausgeschüttet wurden, darf frühestens nach zwölf Monaten eine erneute Ausschüttung erfolgen. Eine Ausnahme ist möglich, wenn der Preis erneut 45 € übersteigt. In diesem Fall kann eine erneute Ausschüttung beschlossen werden.

> Der Handel im ETS-II soll gemeinsam mit der Marktstabilitätsreserve die Balance zwischen effektiver Emissionsreduktion auf der einen Seite und Kosteneffizienz und Verbrauchschutz auf der anderen Seite herstellen.

Verwendung der Erlöse für klima- und sozialrelevante Maßnahmen

Ein Jahr vor dem Start des ETS wird von der EU-Kommission ein Klimasozialfonds aufgesetzt, der bei Einführung des ETS-II sofortige soziale Hilfe ermöglichen soll. Zunächst wird er mit dem Erlös von 50 Mio. Zertifikaten aus dem ETS-I finanziert.[20] Ab 2027 bis 2032 werden dem Klimasozialfonds ein Teil der Erlöse aus dem ETS-II zugeführt, die restlichen Erlöse verbleiben bei den Mitgliedstaaten.

Zwischen 2026 und 2032 sollen den Mitgliedstaaten maximal 65 Mrd. € zur Verfügung gestellt werden. Neben dem Ausgleich sozialer Härten sollen die Mittel für klima-

20 Vgl. Kapitel II, Art. 10a Abs. 8b, Verordnung (EU) 2023/955 vom 10. Mai 2023.

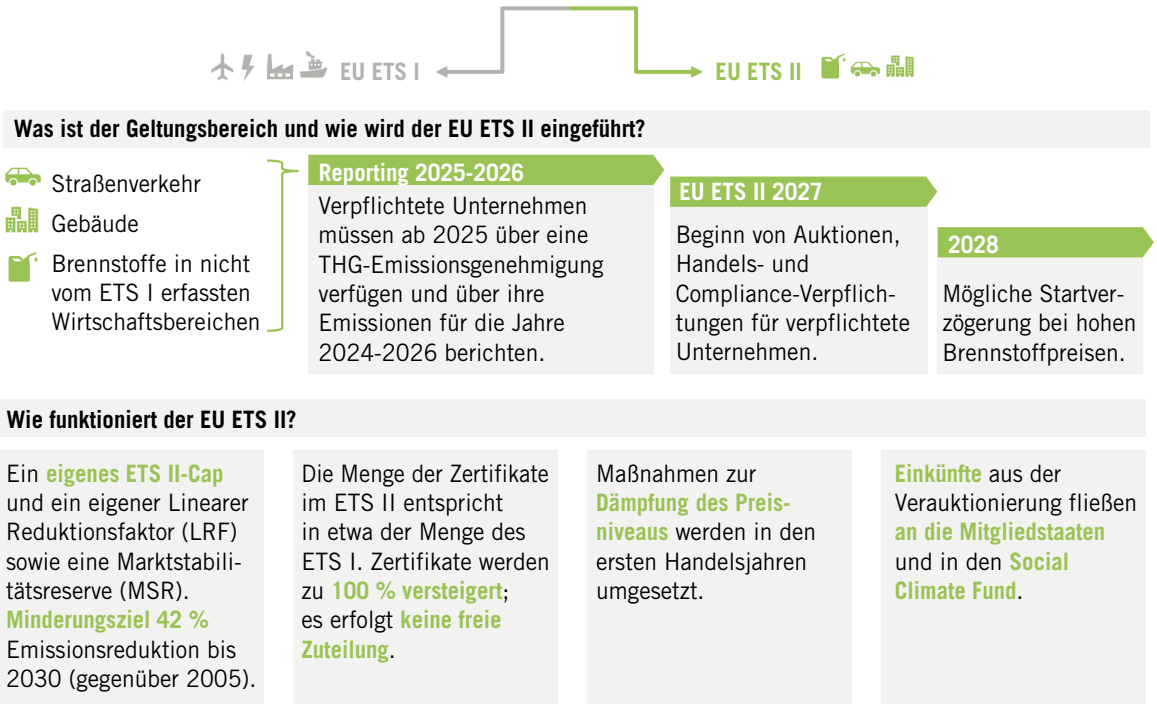
relevante Maßnahmen, v. a. im Gebäude- und Verkehrsbereich, eingesetzt werden.

Fazit und Ausblick

Das ETS-II ermöglicht effektiven Klimaschutz, indem die verfügbaren Emissionszertifikate jährlich abgesenkt werden. Der Zertifikatehandel reduziert die Kostenbelastung, indem die kostengünstigsten Emissionsvermeidungstechnologien angereizt werden. Für den Fall starker Preisschwankungen reguliert die Marktstabilitätsreserve die Menge der verfügbaren Zertifikate mithilfe vordefinierter Grenzwerte. Schließlich soll der Klimasozialfonds soziale Härten abfedern und klimarelevante Maßnahmen im Gebäude- und Verkehrssektor unterstützen.

Wenngleich das ETS-II bislang nicht voll implementiert ist, stellt sich mit Blick auf die Zukunft des Emissionshandels in der EU bereits die Frage einer perspektivischen Zusammenführung des Systems mit dem ETS-I. Gerade bei einem sich zunehmend verknappenden Angebot an Emissionszertifikaten kann dies sinnvoll werden, um eine hinreichende Liquidität im Handelssystem sicherzustellen. Auch die Einbeziehung weiterer Sektoren oder eine Verknüpfung mit Emissionshandelssystemen aus Drittstaaten, wie bspw. dem System des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland, ist vorstellbar. Eine Zusammenführung von ETS-I und ETS-II ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn die CO_2-Vermeidungskosten in beiden Systemen einigermaßen angeglichen sind, was bislang noch nicht der Fall ist.

Abbildung 3.14: Geltungsbereich und Funktionsweise des EU-ETS II



Quelle: European Energy Exchance AG

3.3 Reform des europäischen Strommarktdesigns

- ***Das Europäische Parlament, der Rat der Europäischen Union und die Europäische Kommission haben sich Ende 2023 auf das lang erwartete Legislativpaket zur Reform des europäischen Strommarktdesigns geeinigt.***
- ***Wesentliches Motiv war hierbei – neben der weiteren Optimierung des Strom-Binnenmarktes – der Schutz der Stromkonsumenten vor hohen Preisen unter dem Eindruck der Energiepreiskrise 2022/2023.***
- ***Eine fundamentale Änderung des europäischen Strommarktdesigns blieb zwar aus, doch bringt die Reform eine Fülle von Maßnahmen mit sich, die z. T. gravierende Auswirkungen haben können.***

Hintergründe

Schon seit vielen Jahren wird angesichts des Umbaus der Stromerzeugung zu erneuerbaren Energien (EE) und angesichts unsicherer Investitionsbedingungen für thermische Kraftwerke diskutiert, ob und inwiefern das Marktdesign für Strom verändert werden müsste. Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine und den in der Folge stark angestiegenen Strom- und Gaspreisen mehrten sich die Stimmen, die den *Energy-Only-Markt* (EOM) hinsichtlich seiner Funktionalität hinterfragten. Dabei standen v. a. Fragen des Konsumentenschutzes im Vordergrund. Die Europäische Union (EU) hat vor diesem Hintergrund Anfang 2024 ein Maßnahmenpaket zur Reform des Marktdesigns beschlossen.[21]

> *Strommarktdesign* bezeichnet das System von wesentlichen, dauerhaft gültigen Regeln für den Strommarkt. Diese Regeln müssen nicht zwingend gesetzliche Vorgaben sein.

Mit dem Begriff *Marktdesign* wird das System der wesentlichen, längerfristig gültigen Regeln für den Strommarkt bezeichnet. *Regel* bedeutet dabei nicht notwendigerweise, dass ein Verhalten gesetzlich vorgeschrieben oder in anderer Form kodifiziert sein muss. Bspw. ist das *Merit-Order*-System, nach dem sich im Strommarkt Preise bilden, nicht gesetzlich vorgeschrieben. Es bildet sich – wie bei jeder standardisierten Handelsware *(Commodity)* – von selbst heraus, weil es für dezentrale Akteure rational ist, sich danach zu verhalten. Im Gegensatz dazu sind bspw. die Gebotszonen innerhalb des Binnenmarkts regulatorisch festgelegt. Auch der europäische Emissionshandel ist ein regulatorischer Bestandteil des Marktdesigns. Er musste – gemeinsam mit der staatlichen Setzung von Klimazielen – regulatorisch eingeführt werden, weil ihn die Marktteilnehmer aller Wahrscheinlichkeit nach nicht selbst eingerichtet hätten.

Marktdesign ist grundsätzlich klar von reinen Notstandsmaßnahmen *(z. B. Erlösabschöpfung, Energiepreisbremsen)* zu unterscheiden. Letztere sind temporär und laufen nach dem Ende des Notstands aus – was allerdings nicht ausschließt, dass sie den Markt langfristig prägen, etwa weil sie die Erwartungsbildung von Investoren beeinflussen. In der politischen Praxis wird diese Unterscheidung allerdings nicht konsequent angewendet. So enthält das europäische Marktdesignpaket auch Regelungen für den Fall von Preisnotständen.

Zudem umfasst Marktdesign zahlreiche Aspekte, z. B. das System der Preisbildung im Strom- (und Systemdienstleistungs-)markt, das Zusammenspiel von Strommarkt und Infrastruktur (Stichwort: Gebotszonenzuschnitt), die Ergänzung des *Energy-Only-Marktes* um weitere Elemente, wie z. B. für die Finanzierung gesicherter Leistung, oder mögliche zusätzliche Regeln. Dazu zählen z. B. separate Marktregeln für Erneuerbare oder gar vollständige Neuorganisationen des Marktes wie Marktspaltungen (z. B. das *griechische Modell* der Aufspaltung des Marktes in ein erneuerbares und ein nicht-erneuerbares Segment), wie sie in jüngster Zeit auf EU-Ebene ebenfalls diskutiert wurden.

Das heutige Strommarktdesign, das im Kern durch die Merit-Order-basierte Preisbildung gekennzeichnet ist, hat sich bewährt, weil es dazu führt, dass der Markt zu jedem Zeitpunkt nach der volkswirtschaftlich günstigsten Lösung sucht, um die Last zu decken. Dies bedeutet allerdings auch, dass ein fehlgestaltetes Strommarktdesign (bspw. aufgrund von krisenbedingten Interventionen) zu erheblichen und vermeidbaren volkswirtschaftlichen Zusatzkosten führen kann. Diese Ineffizienzen können dauerhaft sein. Denn selbst ein erneutes *Nachdesignen* beseitigt Ineffizienzen wahrscheinlich nur zum Teil. Das anfängliche, fehlerhafte Design kann dauerhaft Erwartungen und Befürchtungen der Marktakteure geprägt haben.

21 Vgl. Richtlinie (EU) 2024/1711 vom 13.06.2024.

Die europäische Strommarktreform: Überblick

Die Energiepreiskrise hat die europäische Strommarktreform erheblich beeinflusst, insb. hinsichtlich der Einführung weiterer Schutzmaßnahmen für Stromkonsumenten. Doch war die Reform bereits länger geplant. Im März 2023 wurde von Seiten der EU-Kommission ein erster Legislativvorschlag für einen neuen Marktdesign-Rahmen vorgelegt. Im Dezember 2023 wurde zwischen EU-Parlament und dem Rat der EU (EU-Ministerrat) eine Einigung zum Gesamtpaket erzielt. Zentrale Aspekte sind u. a. die Finanzierung erneuerbarer Energien, Anreize für Flexibilität, insb. zur verbesserten Marktintegration der Erneuerbaren, sowie der Schutz der Konsumenten vor hohen Strompreisen. Auch eine Überarbeitung des europäischen Rahmens für nationale Kapazitätsmechanismen zur Anreizung gesicherter Leistung[22] stand zur Debatte. Doch hier kam es kaum zu Veränderungen. Die (in Deutschland erneut viel diskutierte) Finanzierung gesicherter Leistung und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleibt auch weiterhin – im Rahmen der bestehenden europäischen Vorgaben – weitestgehend von den Mitgliedstaaten selbst zu orchestrieren.

Die wichtigsten Themen dieses Maßnahmenpaketes sind:

- Die verbindliche Einführung zweiseitiger Differenzverträge *(Contracts for Difference, CfDs)* als Hauptinstrument für die staatliche EE-Förderung.
- Die Schaffung sog. *virtueller regionaler Hubs*.
- Maßnahmen betreffend der Förderung von Flexibilität in Strommärkten.
- Maßnahmen zum Schutz von Stromkunden, wie die Definition eines Preisnotstands oder die stärkere behördliche Beaufsichtigung des Absicherungsverhaltens von Vertrieben.
- Weitere Maßnahmen, z. B. die Schaffung eines *Peak Shaving Instruments* (auf Deutsch Spitzenglättung) für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

22 Gesicherte Leistung ist jene Stromerzeugungskapazität, die wetterunabhängig steuerbar zur Verfügung steht.

› Die Erneuerbaren sollen künftig in der Regel über zweiseitige Differenzverträge gefördert werden.

Finanzierung der Erneuerbaren

Künftig müssen alle staatlichen Preisförderungen von neuen, deutlich modernisierten oder erweiterten EE-Anlagen oder Kernkraftwerke auf der Grundlage zweiseitiger CfDs erfolgen. Zulässig sind auch Maßnahmen gleicher Wirkung. Investitionsbeihilfen als nicht preisbasierte Förderungen sind ebenfalls weiterhin möglich.

Bei der einfachsten Form zweiseitiger CfDs wird in Ausschreibungen eine Fördergrenze *(Strike Price)* bestimmt. Liegt der Großhandelspreis unterhalb dieser Grenze, erhalten Erzeuger den Differenzbetrag ausgezahlt. Liegt er oberhalb, müssen Erzeuger die Mehreinnahmen abgeben. Hintergrund der Einführung zweiseitiger CfDs war das Bedürfnis, bei den Erzeugern im Falle hoher Strompreise (d. h., Preise oberhalb des Strike Price) Abschöpfungen vorzunehmen und das so erzielte Aufkommen an die Konsumenten zurückführen zu können.

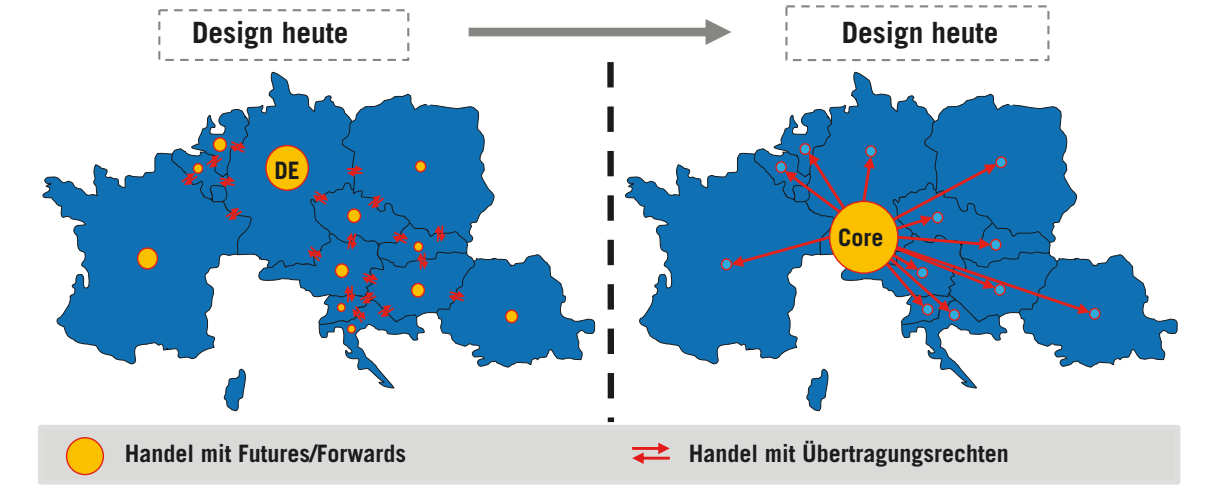
Zweiseitige CfDs oder äquivalente Fördermaßnahmen werden drei Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung verbindlich, also voraussichtlich ab 2027. Zwar ist dies insofern freiwillig, als dass die Erzeuger nicht in diese Förderung gezwungen werden. Es steht ihnen frei, die Projekte über den Markt zu finanzieren. Wenn aber eine staatliche Preisförderung erfolgt, muss sie in der Regel über zweiseitige CfDs organisiert werden.

Regionale virtuelle Hubs

Die EU-Strommarktdesign-Verordnung (EMD-VO) sieht vor, die Einführung regionaler virtueller Hubs zu prüfen. Ein regionaler virtueller Hub ist ein Gebotszonen-übergreifender Referenzpreis für den *Forward-Markt*, der aus den Einzelpreisen der beteiligten Gebotszonen errechnet wird.

Ziel der Einführung von regionalen virtuellen Hubs ist es, Marktteilnehmern in weniger liquiden Gebotszonen Zugang zur Liquidität anderer Gebotszonen zu verschaffen, indem sie die Möglichkeit erhalten, sich gegen den Hub-Preis abzusichern. Es ist möglich, dass eine große, liquide Gebotszone wie Deutschland gleichzeitig Bestandteil mehrerer virtueller regionaler Hubs werden kann. Im Falle Deutschlands könnten dies bspw. ein aus Deutsch-

Abbildung 3.15: Visualisierung des Virtual-Hub-Konzepts



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

land, Frankreich und Benelux bestehender Hub einerseits sowie ein aus Deutschland und ostmitteleuropäischen Ländern bestehender Hub andererseits sein. Die entsprechenden geographischen Hub-Definitionen stehen aktuell noch aus. Auch das entsprechende Verfahren zur Ermittlung des Hub-Preises (z. B. ein gewichteter Durchschnittspreis) muss noch festgelegt werden. Dies und weitere Fragen sollen Gegenstand eines ergebnisoffenen *Impact Assessments* (auf Deutsch Folgenabschätzung) sein, bei dem auch die grundsätzliche Frage nach dem Ob der Einführung von regionalen virtuellen Hubs diskutiert werden soll. Das Impact Assessment soll 18 Monate nach Inkrafttreten der EMD-VO vorgelegt werden, also voraussichtlich im Laufe des Jahres 2025. In Abhängigkeit vom Ergebnis des Impact Assessments soll sechs Monate später ein Durchführungsrechtsakt *(Implementing Act*) vorgelegt werden, in dem die Maßnahmen gesetzlich festgehalten werden.

Regionale virtuelle Hubs werden von Marktteilnehmern z. T. kritisch gesehen, weil ein Liquiditätsabfluss aus bisher liquiden Gebotszonen vermutet wird. Zudem wird befürchtet, dass dies zu einer Vorstufe der Aufteilung der bestehenden deutschen Einheitspreiszone werden könnte.

Peak Shaving

Die EMD-VO sieht weiterhin die Schaffung eines *Peak-Shaving*-Produktes für die ÜNB vor. Dies soll die ÜNB in die Lage versetzen, für den Fall der Erklärung einer unionsweiten oder regionalen Preiskrise vorab lastseitige Flexibilitäten zu kontrahieren, die in Hochpreiszeiten abgerufen werden können. Das Ziel ist die Senkung des Marktpreises, wodurch eine Entlastung der Konsumenten erhofft wird. Peak-Shaving-Kontrakte müssen marktlich beschafft werden. Dabei können auch Kleinanlagen einbezogen werden; die minimale Gebotsgröße darf nicht höher als 100 (Kilowatt, kW) sein. Die Kontrakte sollen nicht mehr als eine Woche vor der Aktivierung abgeschlossen werden. Der Abruf erfolgt zu einem vorab definierten Marktpreis.

Die Einführung der Peak-Shaving-Maßnahme ist zwar nicht verbindlich, wird jedoch von Marktteilnehmern kritisch gesehen, denn sie stellt mit der Möglichkeit zum direkten Markteingriff seitens der Übertragungsnetzbetreiber eine klare Änderung der bestehenden Rollentrennung zwischen ÜNB und Markt dar. Ein Peak-Shaving-Produkt könnte dazu führen, dass dem Markt Flexibilitäten entzogen werden. In funktionierenden Märkten ist ein solches Produkt ohnehin nicht erforderlich, weil in Zeiten hoher Preise bereits über den normalen Marktmechanismus Flexibilitäten mobilisiert werden. Hinzu kommt, dass die Effektivität der Maßnahme für den ÜNB schwer zu kontrollieren sein dürfte, da ein Anreiz besteht, zum Schein eine hohe Baseline-Aktivität anzugeben und sich den vermeintlichen Verzicht auf diese durch den ÜNB vergüten zu lassen. Um dies zu verhindern, sind komplexe Vertragskonstrukte erforderlich. Die ÜNB sollen eine entsprechende *Baseline*-Methodik entwickeln. Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) soll bis Juni 2025 einen

rechtlich unverbindlichen Bericht vorlegen, der die mögliche Einführung des Peak-Shaving-Produktes auch in Nicht-Krisen-Perioden beurteilt.

› Flexibilitäten im Strommarkt kommen im EU-Marktdesign-Paket prominent vor und könnten ein künftiger Tätigkeitsschwerpunkt der EU-Kommission im Strombereich werden.

Flexibilitäten

Die EMD-VO enthält umfangreiche Regelungen zu Flexibilitäten, namentlich zur Erfassung von Flexibilitätsbedarfen, zu nationalen Flexibilitätszielen und zur Förderung von Flexibilitäten, die für die Integration der Erneuerbaren in den Markt für erforderlich gehalten werden. So sollen die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten (oder entsprechend designierte Stellen) Berichte über den Bedarf an Flexibilitäten auf nationaler Ebene für die kommenden 5 bis 10 Jahre vorlegen. Für die Methodik, die Daten und die (Mindest-)Inhalte werden in der EMD-VO detaillierte Vorgaben gemacht. ACER wird auf der Grundlage dieser Berichte einen Gesamtbericht erstellen und Empfehlungen hinsichtlich grenzüberschreitender Aspekte oder Markteintrittsbarrieren für nicht-fossile Flexibilitätsressourcen anfertigen. Unionsweite Netzentwicklungspläne sollen in Zukunft diese Ergebnisse berücksichtigen.

Weiterhin sollen die Mitgliedstaaten spätestens sechs Monate nach Einreichung des Berichts zu nationalen Flexibilitätserfordernissen indikative Ziele für nicht-fossile Flexibilität (inkl. Nachfrageflexibilitäten und Speichern) entwickeln, die in die nationalen Energie- und Klimapläne zu integrieren sind.

Werden die nationalen, selbst auferlegten Flexibilitätsziele durch die Beseitigung von Markthindernissen und die bereits bestehenden Investitionen nicht erreicht, sollten Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, Fördermechanismen für nicht-fossile Flexibilitäten in Form von Kapazitätszahlungen einzuführen. Mitgliedstaaten, die bereits über einen Kapazitätsmechanismus verfügen, sind dazu angehalten, die Ausgestaltung entsprechend anzupassen, sodass die Teilnahme nicht-fossiler Flexibilität angereizt wird.

Auf der Grundlage der Berichte der Mitgliedstaaten kann die EU-Kommission eine *Unionsstrategie für Flexibilität* entwickeln, wobei ein besonderer Fokus auf Nachfrageflexibilitäten und Speicher gesetzt werden soll.

Preisnotstandsmaßnahmen

Ausgehend von der Einschätzung, dass der bestehende Strommarkt in der Energiepreiskrise mehrere Unzulänglichkeiten und unerwartete Auswirkungen offenbart hat, führt die EU-Strommarktdesign-Richtlinie (EMD-RL) mehrere Maßnahmen ein, die neben klassischen Maßnahmen wie dem beschleunigten EE-Ausbau oder Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz des Binnenmarktes unmittelbar dem Schutz der Konsumenten dienen sollen.

In diesem Rahmen kann der EU-Ministerrat künftig auf Vorschlag der EU-Kommission eine regionale oder unionsweite Preiskrise ausrufen. Die Voraussetzungen dafür sind gegeben, wenn die durchschnittlichen Preise im Großhandel mind. das 2,5-fache des Durchschnittpreises der letzten fünf Jahre und mind. 180 €/Megawattstunde (MWh) betragen sowie erwartet wird, dass dieser Zustand für mind. weitere sechs Monate andauern wird. Zusätzlich muss es die Erwartung geben, dass deutliche Anstiege der Vertriebspreise im Bereich von 70 % mind. für drei Monate auftreten werden. Die Preiskrise kann für maximal ein Jahr ausgerufen werden, Verlängerungen um jeweils maximal ein Jahr sind möglich.

Eine Preiskrise ist Voraussetzung für staatliche Eingriffe in die Endkundenpreise. Preisregulierungen müssen sich in diesem Fall nicht allein auf vulnerable oder energiearme Konsumenten beschränken – für diese Verbrauchergruppen ist eine Preiskrise keine Voraussetzung zur Preisregulierung – sondern können auch für alle sonstigen Haushaltsverbraucher und für kleine und mittelständige Unternehmen (KMU) eingeführt werden.

Hedging-Regelungen für Vertriebe

Vertriebe, die Fixpreisverträge anbieten, sollen sicherstellen, dass sie für den Fall deutlicher Preissteigerungen angemessen abgesichert *(gehedgt)* sind. Um dies zu gewährleisten, sollen allgemeine Regeln für *angemessene* Hedging-Strategien aufgestellt werden. Überprüfungen der Vertriebe hinsichtlich ihres Hedging-Verhaltens sind zwar nicht vorgesehen, doch werden Stresstests und Berichtspflichten für Vertriebe angeregt. Mitgliedstaaten können für Vertriebe zudem die Anforderung einführen, einen bestimmten Anteil ihrer Beschaffungsmengen

über langfristige Strombezugsverträge aus Erneuerbaren *(Power Purchase Agreements, PPAs)* abzusichern.

Die Einführung der Möglichkeit von staatlichen Preiseingriffen und die Beaufsichtigung des Beschaffungsverhaltens von Vertrieben wird von Marktakteuren kritisch gesehen. Zwar sei der Schutz insb. vulnerabler Konsumenten ein nachvollziehbares Ziel. Auch seien die Mitgliedstaaten angehalten, Markt- und Wettbewerbsverzerrungen nach Möglichkeit zu vermeiden. Doch dürfte dies in der Praxis kaum zu verhindern sein, weil sowohl die Preissetzung als auch die Beschaffungs- und Absicherungsstrategie klassische Verhaltensparameter der Vertriebe im Wettbewerb sind. Die genannten Ziele müssten zudem nicht zwingend auf dem Wege von Eingriffen in den Endkundenmarkt verfolgt werden. So wäre eine Absicherung der Konsumenten auch über Transfers und eine Verhinderung von Missbrauch beim Absicherungsverhalten von Vertrieben (d. h., mangelnde Absicherung in Zeiten niedriger Preise, Kündigung von Kunden oder Insolvenz in Zeiten hoher Preise) z. B. auch über das Insolvenzrecht (Verhinderung der missbräuchlichen Nutzung von Insolvenzen) zu erzielen.

> Kapazitätsmechanismen spielen im EU-Marktdesign-Paket nicht die prominente Rolle, die viele Beobachter zuvor erwartet hatten.

Kapazitätsmechanismen

Anders als von vielen Beobachtern erwartet, spielen Kapazitätsmechanismen keine besonders herausgehobene Rolle im Marktdesign-Paket. Sie werden allerdings insofern *normalisiert,* als sie nicht mehr als Maßnahmen der letzten Instanz definiert werden. Zudem soll die EU-Kommission innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten der EMD-VO ein Verfahren vorlegen, welches die Genehmigung der Einführung in den Mitgliedstaaten beschleunigt und vereinfacht. Darauf aufbauend wird die Kommission drei Monate später entsprechende Umsetzungsvorschläge vorlegen. Dennoch wird eine regelmäßige Überprüfung nationaler Kapazitätsmechanismen hinsichtlich ihrer Erforderlichkeit und ihres Designs vorgesehen. Kapazitätsmechanismen können nicht für einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren genehmigt werden.

EU-Staaten können künftig in begründeten Einzelfällen eine Ausnahme von den bestehenden Emissionsgrenzwerten für Kapazitätsmechanismen[23] beantragen, d. h., auch temporär Kohlekraftwerke in einen Kapazitätsmechanismus integrieren, sofern die betreffende Anlage vor dem 4. Juli 2019 in Betrieb gegangen ist. Die Ausnahme gilt lediglich bis zum 31. Dezember 2028. Generell muss der Maßnahme aber ein Beschaffungsprozess für hinreichend CO_2-arme Kapazität vorangegangen sein, der auch hohe Kapazitätspreise mit entsprechenden Investitionsanreizen zugelassen haben muss. Außerdem ist ein Meilenstein-Plan zur Transition zu einer Erzeugungsstruktur vorzulegen, die die CO_2-Vorgaben einhält.

Zusammenfassung

Das Marktdesign-Paket ist sehr umfassend. Neben den erwähnten Maßnahmen enthält es z. B. Regeln für das späteste *Gate-Closure* vor der physischen Lieferung (max. 30 Minuten vorher), zu Messung und Abrechnung, zu *Energy Sharing,* zu lokalen Signalen in den Netzentgelten, zur Förderung des Marktes für PPAs, zur Finanzierung der Erneuerbaren oder zur Entschädigung von Offshore-Betreibern in Offshore-Bidding-Zones für den Fall, dass dessen Marktzugang über das Netz so eingeschränkt wird, dass er nicht seine gesamte Produktion in den Markt exportieren kann. Weiterhin werden zahlreiche Berichts- und Informationspflichten eingeführt.

Hinsichtlich der Hebung von Effizienzpotenzialen ist die Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen sicher als sinnvoll anzusehen. Staatliche Flexibilitätsziele sind hingegen volkswirtschaftlich nicht erforderlich, weil die Märkte das effiziente Ausmaß an benötigter Flexibilität von sich aus anreizen. Dies war auch in der Vergangenheit etwa bei industriellen Lastflexibilitäten zu beobachten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Flexibilität ein neuer Tätigkeitsschwerpunkt der Kommission in den kommenden Jahren sein wird.

Insgesamt ist das Marktdesign-Paket zwar von dem Bemühen geprägt, das Funktionieren des Binnenmarktes zu verbessern, wenngleich nicht alle Maßnahmen auf den ersten Blick dafür geeignet zu sein scheinen. Vorrangiges Ziel war jedoch der Schutz der Konsumenten vor hohen Strompreisen. Dies erklärt zahlreiche nunmehr ermöglichte Markteingriffe wie das Peak-Shaving, die Definition der Preisnotstandsmaßnahme oder die genauere Beobachtung der Hedging-Strategien der Vertriebe. Die seitens einiger Beobachter angesichts der Energiepreiskrise der Jahre 2022 und 2023 befürchtete umfassende

23 Die Grenzwerte liegen bei 550 g CO_2/kWh und 350 kg CO_2 pro Jahr und kWel installiert.

Umwälzung des europäischen Marktdesigns, inkl. einer möglichen Infragestellung des Merit-Order-Prinzips bei der Strompreisbildung, ist jedoch ausgeblieben. Dies wird von vielen Marktteilnehmern angesichts der hohen erreichten Effizienz der Merit-Order-basierten europäischen Strommärkte begrüßt.

Energie in Deutschland

4.1 Zahlen & Fakten
4.2 Die nationale Kraftwerksstrategie
4.3 Strommarkt der Zukunft – die Plattform Klimaneutrales Stromsystem
4.4 Der Wärmemarkt vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen
4.5 Möglichkeiten und Grenzen der Treibhausgasminderungsquote

4

4.1 Zahlen & Fakten

- ***Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Importe minus Exporte) hat sich 2023 um 48,6 Mrd. € im Vergleich zum Vorjahr auf 85,7 Mrd. € verringert, war aber immer noch doppelt so hoch wie im Jahr 2020.***
- ***Russland spielte als Lieferant von Öl, Erdgas und Steinkohlen 2023 keine signifikante Rolle mehr. Die zwei wichtigsten Ursprungsländer für die nach Deutschland gelieferten Energie-Rohstoffe waren 2023 Norwegen und die USA.***
- ***Erneuerbare Energien trugen 2023 mit fast 20 % zum Primärenergieverbrauch und mit 53 % erstmals mehr als die Hälfte zur Deckung des Brutto-Stromverbrauchs im Inland bei.***
- ***Die Treibhausgas-Emissionen waren 2023 um 46 % niedriger als im Jahr 1990.***

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

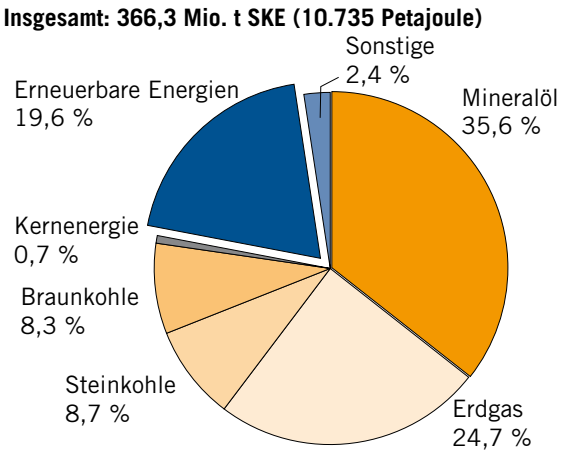
Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2023 auf 10.735 Petajoule (PJ) entsprechend 366,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Damit wurde 2023 der niedrigste Stand seit der Wiedervereinigung erreicht. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Primärenergieverbrauch trotz gestiegener Bevölkerungszahl (+0,3 Mio. auf rund 84,7 Mio. Einwohner zum Jahresende 2023) um 8,1 % vermindert. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren für diese Entwicklung gehören: die im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 % verringerte Wirtschaftsleistung, vor allem bedingt durch die Produktionseinbußen bei energieintensiven Industrien. Von der etwas milderen Witterung ging lediglich ein schwacher verbrauchssenkender Impuls aus. Witterungsbereinigt beträgt der Rückgang im Energieverbrauch 2023 gegenüber 2022 nach Angaben der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* (AGEB) 7,4 %.

Der für 2023 ermittelte Primärenergieverbrauch lag um 142,3 Mio. t SKE, entsprechend 28,0 %, unter dem Vergleichswert des Jahres 1990 von 508,6 Mio. t SKE. Pro Einheit preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt (BIP) hat sich der Primärenergieverbrauch 2023 gegenüber dem Stand des Jahres 1990 halbiert. Die fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz, der Strukturwandel zulasten der energieintensiven Industrie sowie Veränderungen im Energiemix erklären nach den Berechnungen und Erhebungen der AGEB die Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte. Der 2023 realisierte Primärenergieverbrauch entspricht 89 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch 2023 – gemessen an der Wirtschaftsleistung – doppelt so hoch wie in Deutschland. Der deutsche Primärenergieverbrauch pro Einwohner lag 2023 bei 4,3 t SKE. Das war ein Drittel weniger als 1990. Die CO_2-Emissionen werden für 2023 auf insgesamt 598 Mio. t beziffert. Das entspricht 7,1 t pro Kopf der Bevölkerung. Seit 1990 haben sich die CO_2-Emissionen um 43,3 % und die gesamten Treibhausgas-Emissionen um 46,1 % vermindert.

Energieimporte

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist das Land in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs betrug 2023 bei Mineralöl

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2023

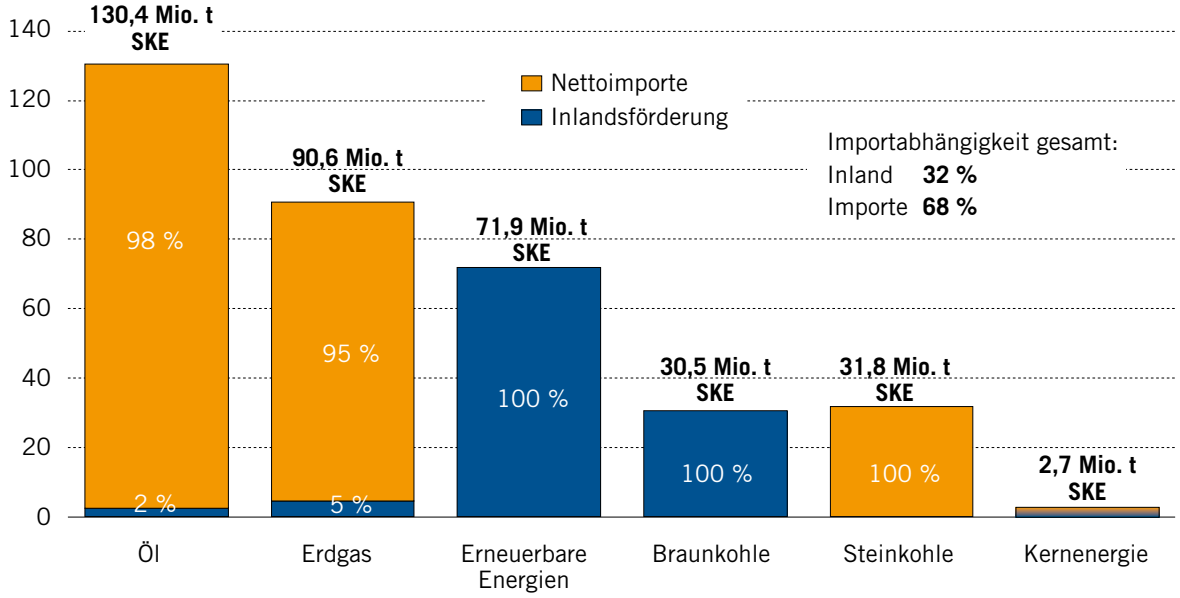


Anteile in %

	1990	2023
Fossile Energien	87,5	79,7
Kernenergie	11,2	0,7
Erneuerbare	1,3	19,6

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: April 2024

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahr 2023



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 04/2024 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie u. a. Außenhandelssaldo Strom, von 8,4 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 366,3 Mio. t SKE.

98 %, bei Erdgas 95 % und bei Steinkohle 100 %. Erneuerbare Energien (EE) und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

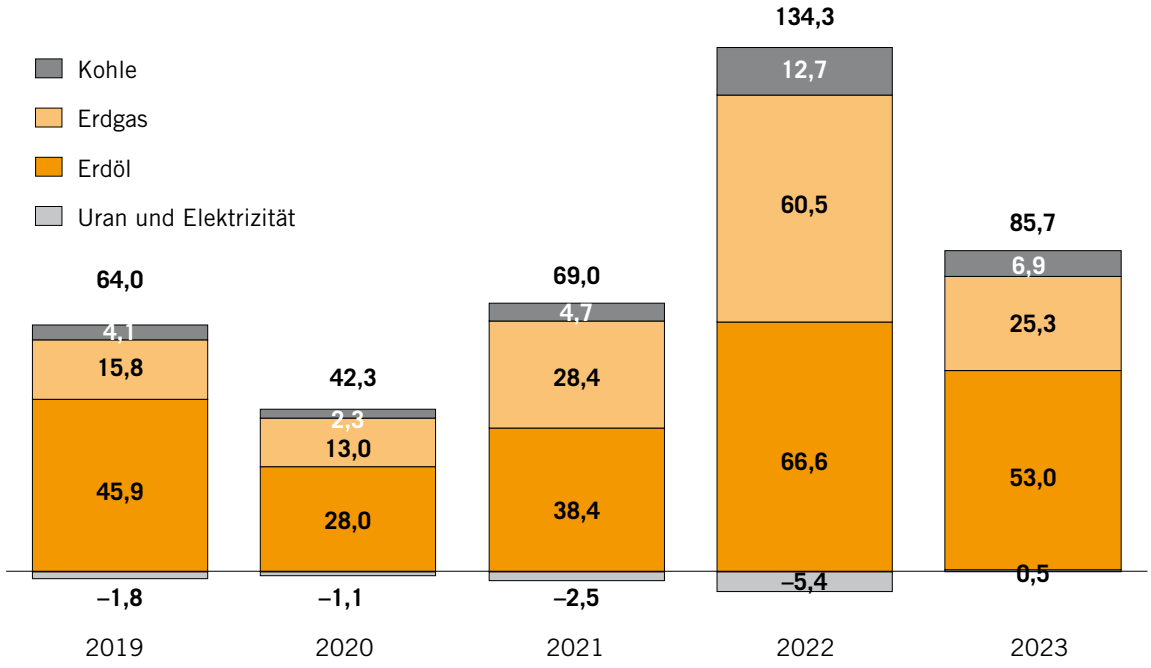
Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2023 zu 32 % durch heimische Energien. Von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland in Höhe von 117,3 Mio. t SKE entfielen 2023 rund 72,0 Mio. t SKE auf Erneuerbare. Es folgt Braunkohle mit 31,3 Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2023 auf 4,7 Mio. t SKE, an Mineralöl auf 2,3 Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie bspw. dem nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,0 Mio. t SKE.

Importierte Energien deckten 68 % des Energieverbrauchs. Die Importe an Rohöl und Mineralölprodukten sind unter allen Energieträgern am höchsten – gefolgt von Erdgas und Steinkohle. Norwegen war im Jahr 2023 der für Deutschland wichtigste Energie-Rohstofflieferant. Damit hat Norwegen diese zuvor von Russland gehaltene Position übernommen. Norwegen stand 2023 unter den Energie-Ursprungsländern sowohl bei Rohöl als auch bei Erdgas an erster Stelle. In der Rangliste der Rohöl-Herkunftsländer folgten 2023 die USA, Kasachstan, Großbritannien und Libyen. Die Lieferungen an Erdgas aus den USA haben 2023 erheblich an Bedeutung gewonnen. Anders als bei den Bezügen aus Norwegen, bei denen Pipeline-Gas dominierte, handelte es sich dabei um verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG). Die größten Liefermengen an Steinkohlen stammten 2023 aus den USA. Damit wurde Russland auch bei Steinkohlen in der Rolle des für Deutschland noch bis 2022 wichtigsten Lieferanten abgelöst. Weitere für Deutschland bedeutende Ursprungsländer für Steinkohlen waren Kolumbien, Australien und Südafrika. Über alle drei Energieträger gerechnet haben sich die USA 2023 zu dem für Deutschland zweitgrößten Lieferanten entwickelt.

> Norwegen war im Jahr 2023 der für Deutschland wichtigste Energie-Rohstofflieferant. Damit hat Norwegen 2023 diese zuvor von Russland gehaltene Position übernommen.

Der Wert der Energieeinfuhren nach Deutschland hat von 192,3 Mrd. € im Jahr 2022 um 72,2 Mrd. € entsprechend 37,5 % auf 120,1 Mrd. € abgenommen. Damit

Abbildung 4.3: Außenwirtschaftliche Energierechnung der Bundesrepublik Deutschland – Saldo aus Importen und Exporten in Mrd. €



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes

entsprachen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 8,9 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik Deutschland (2022: 12,8 %), der sich 2023 auf 1.353 Mrd. € (2022: 1.505 Mrd. €) belaufen hatte. Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) betrug im vergangenen Jahr 85,7 Mrd. €. Das waren 48,6 Mrd. € entsprechend 36,2 % weniger als 2022. Dieser Rückgang erklärt sich vor allem durch die Entwicklung bei Erdgas und Öl. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 53,0 Mrd. € rund 62 % der deutschen Energierechnung aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Nettoeinfuhren an Erdgas mit 25,3 Mrd. €. Der Einfuhrwert von Kohlen war im Jahr 2023 mit 6,9 Mrd. € ebenfalls deutlich niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Beim Strom-Außenhandel, im Jahr 2022 durch einen positiven Saldo von 5,3 Mrd. € gekennzeichnet, haben sich die Vorzeichen 2023 umgekehrt. Der Importwert überstieg 2023 – anders als 2022 – den Exportwert von Strom (Tab. 4.1). Trotz des starken Rückgangs war

Tabelle 4.1: Energie-Importrechnung der Bundesrepublik Deutschland

	Einfuhr		Ausfuhr		Saldo	
Energieträger	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**
			Mrd. €			
Erdöl	95,2	75,2	28,6	22,2	66,6	53,0
Erdgas	69,9	29,2	9,4	4,0	60,5	25,3
Kohle	13,8	7,8	1,0	0,9	12,7	6,9
Uran	1,0	0,9	1,1	1,4	-0,1	-0,5
Elektrizität	12,5	7,0	17,8	6,0	-5,3	1,0
Insgesamt	**192,3**	**120,1**	**58,0**	**34,4**	**134,3**	**85,7**

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamts

die außenwirtschaftliche Energierechnung 2023 noch doppelt so hoch wie 2020.

Strom

2023 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 513,7 TWh. Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 24,9 TWh lässt sich für 2023 eine Netto-Stromerzeugung von 488,8 TWh ermitteln. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2023 folgendes Bild:

- Erneuerbare Energien: 53,0 %
- Braunkohle: 17,0 %
- Erdgas: 15,1 %
- Steinkohle: 7,9 %
- Kernenergie: 1,4 %
- Mineralöl: 1,0 %
- Sonstige Energien: 4,6 %

Die installierte Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2023 auf 246 Gigawatt (GW). Mit 166 GW entfielen 67 % auf erneuerbare Energien (EE). Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 33,0 GW auf Erdgas, mit 18,3 GW auf Steinkohle, mit 18,1 GW auf Braunkohle, mit 4,6 GW auf Öl und mit 6,3 GW auf Müllkraftwerke sowie Anlagen unter anderem auf Basis von Gichtgas und Kokereigas. Des Weiteren tragen Pumpspeicherkraftwerke mit 9,5 GW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf EE-Basis ist die installierte Leistung inzwischen dreimal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2023 rund 70,3 Terawattstunden (TWh) betrugen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2023 auf 58,5 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 42,5 %. Die Stromausfuhren verringerten sich um 23,6 %. Der Saldo aus Importen und Exporten belief sich 2023 auf 11,8 TWh gegenüber –27,3 TWh im Jahr 2022. Damit war Deutschland erstmals seit 20 Jahren Netto-Importeur von Strom. Die Veränderungen beim Stromaustausch sind ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. Im Jahr 2023 standen im benachbarten Ausland zeitweise günstigere Erzeu-

Tabelle 4.2: Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger[1]	Ende 2022 Megawatt (MW)	Ende 2023[2] Megawatt (MW)
Braunkohle	18.502	18.058[3]
Kernenergie	4.055	0
Steinkohle	18.461	18.294[4]
Erdgas	32.264	33.039[5]
Mineralölprodukte	4.657	4.582[6]
Erneuerbare Energien davon:	148.759	165.757
Windkraft onshore	58.014	61.300
Windkraft offshore	8.149	8.398
Lauf- und Speicherwasser	5.621	5.617
Biomasse	9.437	9.275
Photovoltaik	67.479	81.100
Geothermie	59	67
Übrige konventionelle Energien	6.380	6.335
Insgesamt[7]	**233.078**	**246.065**

1) Gesamtheit der Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen in Deutschland einschließlich der Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, die vorwiegend der Eigenversorgung dienen.

2) Vorläufig, teilweise geschätzt

3) Davon 1.886 MW befristete Strommarktrückkehr aus Versorgungssicherheitsreserve

4) Davon 5.580 MW befristete Strommarktrückkehr, 1.352 MW in Netzreserve, 10 MW vorläufig stillgelegt

5) Davon 1.388 MW in Netzreserve, 1.263 MW in Kapazitätsreserve, 988 MW besondere netztechnische Betriebsmittel, 1.578 MW vorläufig stillgelegt

6) Davon 415 MW befristete Strommarktrückkehr, 1.198 MW in Netzreserve, 196 MW vorläufig stillgelegt

7) Ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher usw.)

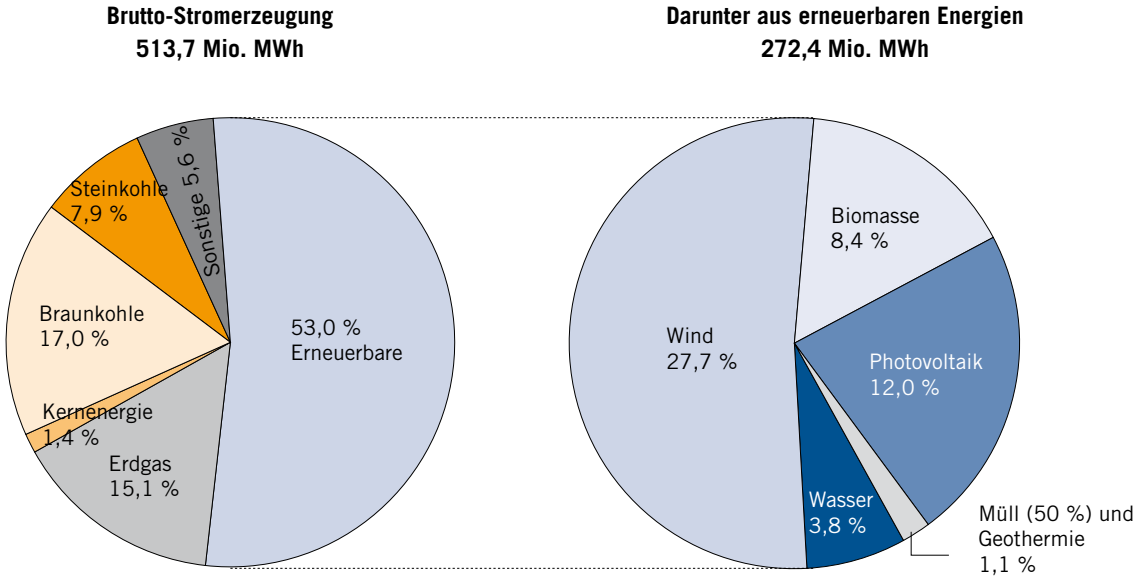
Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VGB PowerTech e.V., BNetzA, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: 12/2023.

gungsoptionen zur Bedarfsdeckung zur Verfügung als in Deutschland. Vor allem die Stromerzeugung aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland ging aufgrund relativ hoher CO_2-Preise sowie infolge des Abbaus von Erzeugungskapazität deutlich zurück. Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet auch im europäischen Ausland voran und sorgte dort in sonnenreichen Monaten sowie in Phasen mit hohem Windaufkommen für eine vermehrte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zudem sind auch die Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland sowie die im Vergleich zum Vorjahr höhere Verfügbarkeit der Kernenergie in Frankreich Gründe für den Importüberschuss.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wurde 2023 insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt:

- die im Vergleich zum Vorjahr günstigeren Windbedingungen
- den starken Zubau an Solaranlagen
- die Preisrückgänge für Erdgas, die zu Veränderungen in der Merit Order zulasten von Braunkohle und Steinkohle geführt haben sowie

Abbildung 4.4: Energiemix in der Stromerzeugung 2023



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., April 2024

Tabelle 4.3: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

Energieträger	2022	2023	Änderung
	TWh		%
Kernenergie	34,7	7,2	–79,2
Braunkohle	116,2	87,2	–25,0
Steinkohle	63,7	40,6	–36,2
Erdgas	79,1	77,7	–1,7
Mineralöl	5,7	4,9	–14,4
Übrige konventionelle Energien	23,9	23,6	–0,9
Erneuerbare Energien	254,6	272,4	+ 7,0
Insgesamt	**577,9**	**513,7**	**–11,1**

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

- die im April 2023 erfolgte Silllegung der drei letzten in Deutschland verbliebenen Kernkraftwerke.

Damit stellte sich die Struktur der Brutto-Stromerzeugung 2023 im Vergleich zu 2022 wie in Tabelle 4.3 ausgewiesen dar."

In der Industrie betrug der Minderverbrauch ggü. dem Vorjahr 7,1 %.

Der Nettoverbrauch an Strom ist in Deutschland 2023 im Durchschnitt über alle Verbrauchergruppen im Vergleich zum Vorjahr um 4,4 % auf 466,2 TWh gesunken. In der Industrie betrug der Minderverbrauch gegenüber dem Vorjahr 7,1 %. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte hat um 3,6 % abgenommen. In den Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen/Landwirtschaft verminderte sich der Stromverbrauch um 1,9 %. Im Sektor Verkehr wurde hingegen die Stromnachfrage des Vorjahres um 8,7 % überschritten. Der Bestand an elektrisch betriebenen PKW (BEV) hat sich zum 1. Oktober 2023 im Vergleich zum 1. Oktober 2022 um 467.256 Fahrzeuge entsprechend 55,6 % erhöht. Bei Plug-in-Hybriden wurde im gleichen Zeitraum ein Zuwachs um 157.602 Fahrzeuge entsprechend 21,2 % verzeichnet.

Nach Abnehmergruppen stellte sich der Stromverbrauch 2023 damit wie folgt dar: Industrie: 40,0 %, Private Haushalte: 28,0 %, Kleinverbraucher – hierzu zählen Handel, Gewerbe, Dienstleistungen sowie öffentliche Einrichtungen: 26,7 %, Verkehr: 3,3 %. Auf den Stromverbrauch im Umwandlungssektor entfielen 2,0 %.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2023 mit 272,4 TWh (2022: 254,6 TWh) bzw. 53,0 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2022: 44,1 %). Die Aufteilung nach Technologien stellt sich wie folgt dar:

- Windenergie 142,1 TWh (2022: 124,8 TWh)
- Photovoltaik (PV) 61,2 TWh (2022: 60,3 TWh)
- Biomasse 43,7 TWh (2022: 46,1 TWh)
- Wasserkraft 19,6 TWh (2022: 17,6 TWh)
- Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 5,6 TWh (2022: 5,6 TWh)
- Geothermie 0,2 TWh (2022: 0,2 TWh)

Insgesamt hat die Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2023 um 7,0 % gegenüber 2022 zugenommen.

Nach Angaben der *Deutsche WindGuard GmbH* (DWG) wurden im Jahresverlauf 2023 in Deutschland 745 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Leistung von insgesamt 3.567 MW zugebaut. Von den insgesamt erfassten 745 WEA handelt es sich bei 125 Anlagen mit einer Leistung von 1.076 MW um Repowering. Im Jahr 2023 wurde die Stilllegung von 423 WEA mit einer Gesamtleistung von 534 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2023 ein Netto-Zubau von 322 WEA mit 3.033 MW. Zum 31. Dezember 2023 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 28.677 WEA mit zusammen 61.010 MW.

Zum 31. Dezember 2023 waren in Deutschland 1.566 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von insgesamt 8.465 MW in Betrieb. Davon haben 27 Anlagen mit einer Leistung von zusammen 257 MW im Jahr 2023 erstmals in das Stromnetz eingespeist. Von den insgesamt 1.566 OWEA mit Netzeinspeisung entfielen zu dem genannten Zeitpunkt 1.307 Anlagen mit 7.110 MW auf die Nordsee und 259 Anlagen mit 1.354 MW auf die Ostsee. Die zum 31. Dezember 2023 in Betrieb befindlichen Anlagen befinden sich im Mittel in einer Wassertiefe von 30 m und stehen im Durchschnitt 75 km von der Küste entfernt.

2023 waren Windenergieanlagen mit einem Anteil von 28 % die stärkste Stromerzeugungsquelle in Deutschland, Photovoltaik verzeichnete den jemals höchsten Zubau innerhalb eines Jahres.

Die Stromerzeugungsmenge aus WEA hat sich 2023 um 13,8 % im Vergleich zum Vorjahr auf 142,1 TWh erhöht. Damit waren WEA mit 27,7 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beteiligt. Auf Basis PV wurden mit 61,2 TWh etwa 1,5 % mehr Strom als im Vorjahr erzeugt. Der Anteil von PV-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung hat sich damit 2023 auf 12,0 % erhöht. Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) sind im Jahr 2023 etwa 43,7 TWh Strom gewonnen worden. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden 2023 in Deutschland insgesamt rund 49,3 TWh Strom aus biogenen Energieträgern entsprechend 9,5 % der gesamten Stromerzeugung bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus

Wasserkraft ist aufgrund günstigerer Wasserverhältnisse um 11,4 % höher ausgefallen als 2022. Wasserkraft hielt damit 2023 einen Anteil von 3,8 % an der Brutto-Stromerzeugung.

Die Stromerzeugung war 2023 – wie auch in den Vorjahren – der wichtigste Einsatzbereich der erneuerbaren Energien. So entfiel mehr als die Hälfte des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien auf den Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung. Unter Einbeziehung des Einsatzes zur Wärmeerzeugung in Kraft- und Heizwerken erreichte der Anteil 61,4 %. Der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2023 auf 791 PJ beziffert. Dieser verteilte sich nach Verbrauchssektoren wie folgt: 121 PJ entfielen auf die Industrie, 127 PJ auf den Verkehr sowie 544 PJ auf Haushalte sowie den GHD-Sektor (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen). Im Vergleich zum Vorjahr hat der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien 2023 um 1,4 % zugenommen.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung mit Mineralöl sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur knapp 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2023 auf 72,6 Mio. t. (2022: 87,4 Mio. t). Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 34,9 (35,6) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei. Die inländische Rohölförderung verringerte sich um 4,5 % auf 1,8 Mio. t im Jahr 2023.

Gemäß Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes erfolgte die Versorgung mit Rohöl 2023 aus insgesamt 36 Staaten. Auf den ersten vier Plätzen unter den Ursprungsländern rangierten Norwegen, USA, Kasachstan und Großbritannien. Aus diesen vier Ländern stammten 2023 fast 60 % der Gesamteinfuhren an Rohöl. Russland war 2023 mit 0,2 % an den Rohölimporten Deutschlands beteiligt – gegenüber noch 26 % im Jahr 2022. Der 2023 verzeichnete Rückgang der Lieferungen aus Russland wurde vor allem durch größere Bezüge an Rohöl aus Afrika, dem Mittleren Osten (insbesondere Vereinigte Arabische Emirate) sowie Nordamerika kompensiert.

› Auf die vier wichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands (Norwegen, USA, Kasachstan und Großbritannien) entfielen 2023 fast 60 % der Importmengen.

Nach Weltregionen stellte sich die deutsche Einfuhrstruktur bei Rohöl 2023 wie folgt dar:

- Europa: 30 %
- Afrika: 21 %
- USA/Kanada: 20 %
- Kaspischer Raum: 13 %
- Mittlerer Osten: 11 %
- Mittel- und Südamerika: 5 %

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten betrug 2023 rund 84,5 Mio. t (2022: 90,0 Mio. t). Das entsprach einem Rückgang um 6,2 %. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 17,4 Mio. t; Dieselkraftstoff: 33,2 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (11,3 Mio. t), Flugkraftstoff (9,4 Mio. t), Rohbenzin (10,4 Mio. t) und Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG) (3,0 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ist im Vergleich zum Vorjahr um 2,6 % auf 17,4 Mio. t gestiegen. Die Nachfrage nach Dieselkraftstoff hat sich abgeschwächt, und zwar um 4,0 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl hat 2023 im Vergleich zu 2022 um 7,3 % abgenommen. Bei Flugturbinenkraftstoff wurde eine Absatzsteigerung um 3,8 % auf 9,4 Mio. t im Jahr 2023 verzeichnet. Allerdings unterschritten die Vertankungen auf deutschen Flughäfen, die sich 2019 auf 10,2 Mio. t belaufen hatten, und 2020 pandemie-bedingt auf weniger als die Hälfte eingebrochen waren, auch 2023 noch das Niveau von 2019.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2023 wie folgt dar: Zwei Drittel entfielen auf den Verkehrssektor. Das verbleibende Drittel verteilte sich auf die Industrie sowie den Sektor Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken war gering.

Erdgas

Im Jahr 2023 betrug der Primärenergieverbrauch an Erdgas 737,4 TWh (2022: 755,8 TWh). Der Erdgasabsatz belief sich 2023 auf 721,8 (2022: 776,1) TWh. Das entsprach einem Rückgang im Vorjahresvergleich von 7,0 %. Nach Einsatzsektoren waren folgende Absatztendenzen zu verzeichnen:

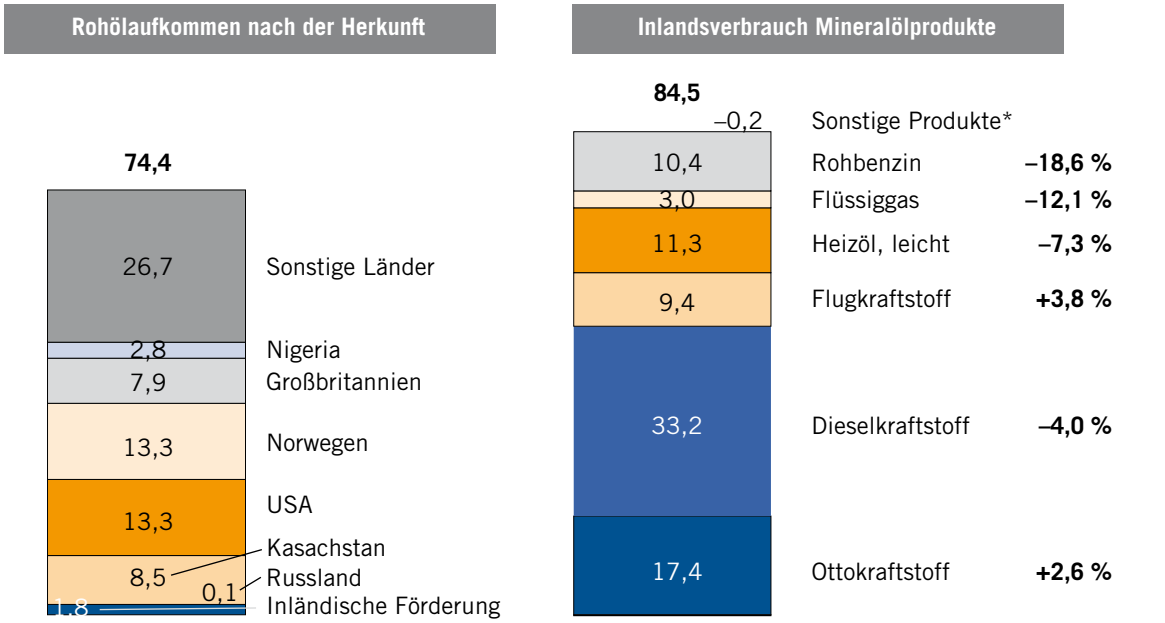
- Der Absatz an die Industrie belief sich 2023 auf 246,6 Mrd. kWh. Das waren 10,0 % weniger als 2022. Wichtigste Ursache waren Produktionsrückgänge sowie Einsparungen und Ersatz von Erdgas etwa durch Mineralölprodukte.
- Der Absatz zur Stromversorgung verminderte sich um 0,3 % auf 96,5 Mrd. kWh.
- Der Absatz an private Haushalte nahm um 7,8 % auf 229,0 Mrd. kWh ab. Diese Entwicklung erklärt sich durch Einsparungen an Heizenergie und die im Vergleich zum Vorjahr mildere Witterung.
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen verzeichneten einen Absatzrückgang aufgrund des verminderten Heizenergiebedarfs, und zwar um 5,5 % auf 99,4 Mrd. kWh im Jahr 2023.
- Der Einsatz von Erdgas zur Fernwärmeversorgung hat sich um 2,6 % auf 48,1 Mrd. kWh im Jahr 2023 verringert.
- Im Verkehr wurden – wie im Vorjahr – etwa 2,2 Mrd. kWh Erdgas genutzt.

Die Aufteilung des Erdgasabsatzes nach Sektoren stellte sich damit 2023 wie folgt dar:

- Industrie (einschließlich Industriekraftwerke): 34,2 %
- Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: 13,4 %
- Fernwärme-/Fernkälteversorgung: 6,7 %
- Private Haushalte: 31,7 %
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen: 13,8 %
- Verkehr: 0,3 %

Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Von den gesamten Importen an Erdgas entfielen 2023 laut den Angaben der Bundesnetzagentur 43 % auf Norwegen, 26 % auf die Niederlande und 22 % auf Belgien. Die Importe über deutsche Gasterminals werden für 2023 mit 7 % der gesamten Einfuhren beziffert. Bei den ausgewiesenen Anteilen der Herkunftsländer ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Bundesnetzagen-

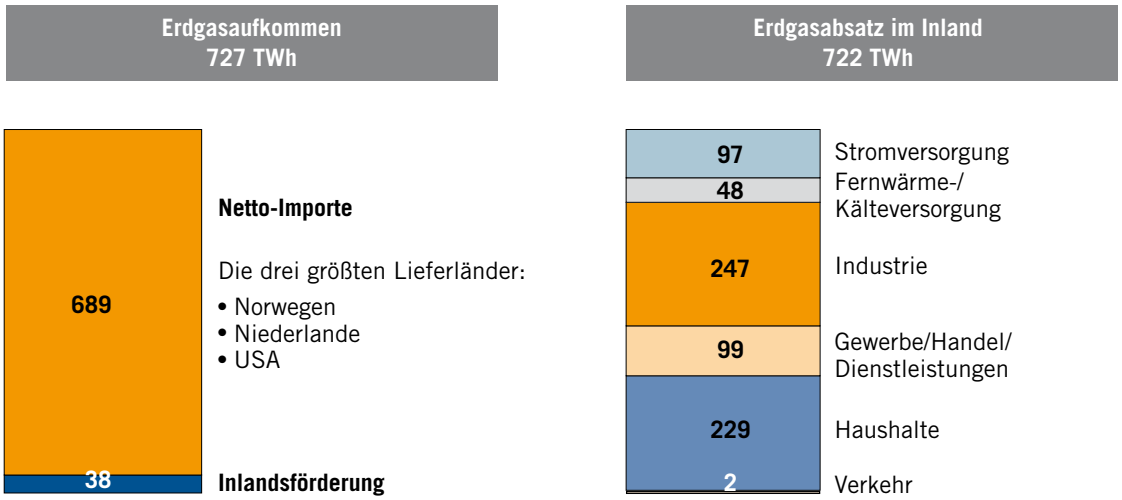
Abbildung 4.5: Herkunft des Rohöls und Inlandsverbrauch Ölprodukte in Deutschland 2023 in Mio. t



*negativ, da abzüglich Recycling und ohne Biokraftstoffe; der Inlandsverbrauch wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten; Inlandsabsatz abzüglich Recycling und ohne Biokraftstoffe.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., April 2024

Abbildung 4.6: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2023



Das Erdgasaufkommen unterscheidet sich von der Erdgasverwendung durch Eigenverbrauch und statistische Differenzen.

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., April 2024

tur keine Daten erhebt, die eine exakte Zuordnung der an den Grenzübergangspunkten gemessenen Importmengen ermöglicht. Als Grund dafür wird die teilweise enge Vermaschung des europäischen Pipeline-Netzes genannt, wodurch sich die Erdgasarten unterschiedlicher Herkunft vermischen. Tatsächlich dürfte es sich bei den insbesondere Belgien, aber zu Teilen auch den Niederlanden zugeordneten Mengen um LNG handeln, das in Häfen dieser beiden Staaten vor allem etwa aus den USA angelandet und von dort über das bestehende Pipelinenetz nach Deutschland verbracht wurde.

95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant war 2023 Norwegen.

Die Umstellung der Infrastruktur für Gasimporte von pipeline-gebundenem Erdgas aus Russland auf verflüssigtes Erdgas (LNG) hatte im Winter 2022/23 mit der Inbetriebnahme von zwei vom Bund gecharterten, schwimmenden LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Units, FSRU) in Wilhelmshaven und Brunsbüttel sowie eines privaten Terminals in Lubmin begonnen. Alle drei Terminals wurden aufgrund der Dringlichkeit durch FSRU realisiert. Hierbei handelt es sich um umgebaute LNG-Tankschiffe, welche das LNG umformen und in das deutsche Fernleitungsnetz einspeisen können. Das FSRU in Lubmin weist dabei eine Besonderheit auf: Da es aufgrund der geringen Wassertiefe nicht direkt von größeren LNG-Tankern angefahren werden kann, wird das LNG zunächst auf einen vor Rügen ankernden LNG-Tanker überführt und von dort aus mit kleinen LNG-Tankern zum FSRU in Lubmin transportiert. Der Bau, die Inbetriebnahme und Nutzung der Terminals wurde vor allem auf Rügen von Protesten der Umwelt- und Klimaschutzbewegung begleitet.

Am stärksten ausgelastet war das Terminal in Wilhelmshaven, über das 65 % der im Jahr 2023 erhaltenen 65 Mrd. kWh in das Fernleitungsnetz eingespeist wurden. Dies entspricht vier Anlandungen von LNG-Tankern pro Monat. Demgegenüber wurde bei den Terminals Lubmin und Brunsbüttel monatlich je eine LNG-Lieferung erfasst.

Unter den sechs LNG-Bezugsländern dominierten 2023 die USA mit einem Anteil von 84 % an den gesamten Lieferungen. Die weiteren Herkunftsregionen (Norwegen, Angola, Ägypten, Vereinigte Arabische Emirate sowie Trinidad und Tobago) wiesen 2023 Lieferanteile zwischen 1 und 5 % auf.

Für den inländischen Transport von Erdgas von den LNG-Standorten an der Küste zu den Verbrauchern ist die Fortsetzung von Ausbaumaßnahmen notwendig, die frühestens zum Winter 2026/27 abgeschlossen sein werden.

Innerhalb der Bundesrepublik Deutschland steht für den Transport und die Verteilung des Erdgases ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt 443.500 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Davon entfallen:

- 127.400 km auf Hochdruck-,
- 184.300 km auf Mitteldruck- und
- 131.800 km auf Niederdruckleitungen.

Hinzu kommen 175.700 km Hausanschlussleitungen.

Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die deutschen Untertage-Gasspeicher können nach Angaben des BDEW 250 TWh Erdgas aufnehmen. Das entspricht einem Drittel der in Deutschland im Jahr 2023 verbrauchten Erdgasmenge. Deutschland verfügt damit über die mit Abstand höchsten Speichervolumina unter den EU-Staaten.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2023 rund 102,2 Mio. t Braunkohle – entsprechend 31,3 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Die Fördermenge des Jahres 2023 war um 21,8 % niedriger als im Vorjahr (130,8 Mio. t). In allen drei Revieren war 2023 ein Rückgang der Gewinnung an Braunkohle zu verzeichnen.

Im Rheinischen Revier im Westen von Köln wurde die Abbaumenge 2023 um 26,1 % auf 48,2 Mio. t reduziert. Im Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden belief sich die Förderung auf 41,7 Mio. t. Damit wurde die Vergleichsmenge des Vorjahres um 14,1 % unterschritten. Das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig realisierte 2023 eine Fördermenge von 12,3 Mio. t. Das waren 27,5 % weniger als 2022. Damit entfielen 2023 von der Gesamtförderung 47,2 % auf das Rheinland, 40,8 % auf die Lausitz und 12,0 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2023 wurden 89,9 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 88,0 % der gesamten Inlandsgewinnung. Trotz Rückgang bleibt Deutschland der größte Nutzer von Braunkohle. Der 2023 verzeichnete Rückgang des Einsatzes von Braunkohle zur Stromerzeugung ist vor allem auf folgende Faktoren zurückzuführen: die Reduktion des inländischen Stromverbrauchs, die Verringerung weiterer Erzeugungskapazitäten im Zuge des schrittweisen Kohleausstiegs, die gestiegene Produktion aus Windenergieanlagen sowie erhöhte Stromimporte aus dem benachbarten Ausland.

Die inländische Braunkohlengewinnung verringerte sich 2023 um 21,8 %. Dies erklärt sich vor allem durch den reduzierten Bedarf für die Stromerzeugung.

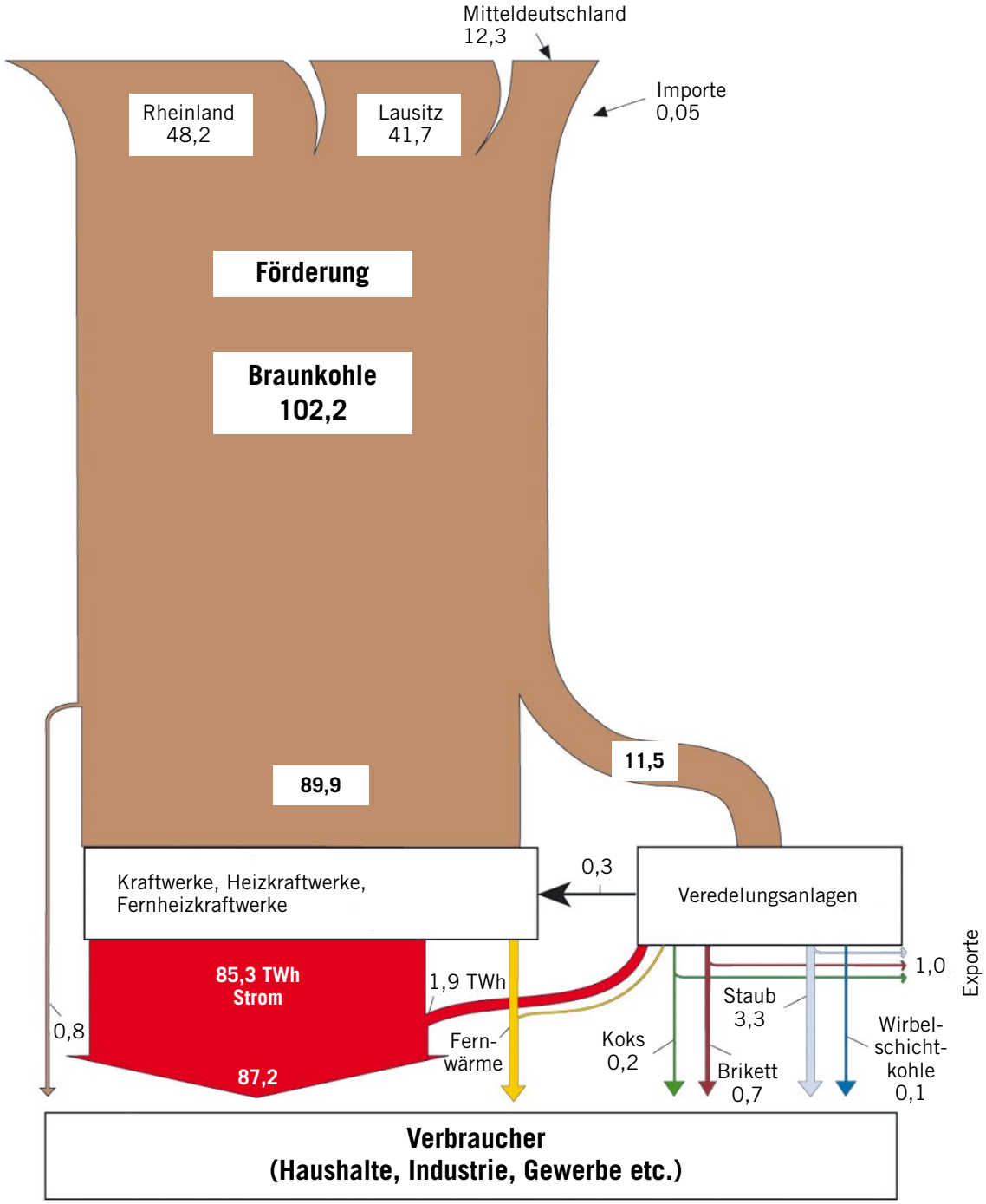
Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2023 wurden 11,5 Mio. t zur Veredlung von Braunkohle in feste Produkte und in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt (2022: 13,2 Mio. t). Neben Strom und Wärme wurden dort 4,337 Mio. t marktgängige Produkte, wie Braunkohlenstaub (3,348 Mio. t), Brikett (0,692 Mio. t), Wirbelschichtkohle (0,141 Mio. t) – einem Braunkohleveredelungsprodukt, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks (0,156 Mio. t), hergestellt. An sonstige Abnehmer wurden 0,8 Mio. t Braunkohle abgesetzt, insbesondere zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus.

Steinkohle

Im Jahr 2023 betrug der Primärenergieverbrauch an Steinkohle 31,8 Mio. t SKE. Er unterschritt damit das Vorjahresniveau von 39,0 Mio. t SKE um fast ein Fünftel. Nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 wurde das Aufkommen ausschließlich durch Importe erbracht. Die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Brikett, Koks in Kohle umgerechnet) sind 2023 um 27,3 % im Vergleich zum Vorjahr auf 32,7 Mio. t gesunken. Davon entfielen 55,2 % auf Kraftwerkskohle, 35,2 % auf Kokskohle sowie 9,6 % auf Anthrazit, Briketts und Steinkohlenkoks.

Ausgehend von den für 2023 vorliegenden Zahlen der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes stellte sich die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern wie folgt dar: Der Anteil Russlands an den gesamten Importen von Steinkohlen verminderte sich von 29,0 % im Jahr 2022 auf 1,8 % im Jahr 2023. Damit hat Russland seine Position als der bis 2022 für Deutschland größte Steinkohlen-Lieferant eingebüßt. Der Anteil aus den USA an den Gesamtimporten hat sich von 20,6 % im Jahr 2022 auf

Abbildung 4.7: Braunkohlenflussbild 2023



Alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t (Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 03/2024

28,6 % erhöht. Australien war mit einem Anteil von 26,2 % – nach den USA – zweitwichtigstes Lieferland. Kolumbien und Südafrika kamen 2023 auf Anteile von 15,4 % bzw. 11,4 %. Bei Differenzierung nach Kohlenarten zeigt sich folgende Rangfolge: Bei Kesselkohlen wurden die ersten vier Plätze von USA, Kolumbien, Südafrika und Australien gehalten, während bei Kokskohle USA und Australien dominieren.

› 82 % der Steinkohleeinfuhren nach Deutschland stammten 2023 aus nur vier Staaten. Das sind die USA, Australien, Kolumbien und Südafrika.

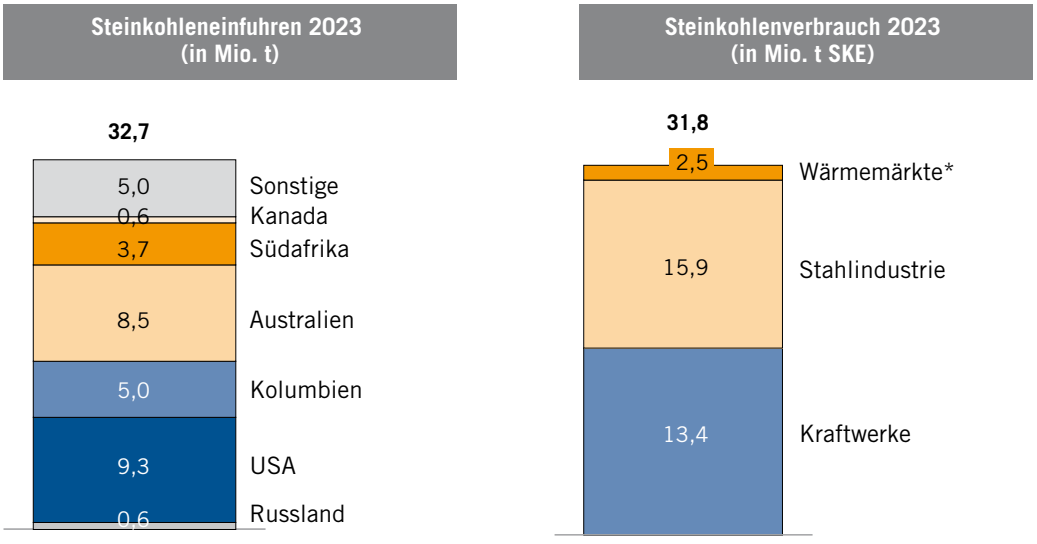
Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme hat sich im Jahr 2023 um ein Drittel im Vergleich zum Stand des Jahres 2022 auf 13,4 Mio. t SKE verringert. Wichtigste Gründe waren die insgesamt gesunkene Stromerzeugung, der Rückgang der Erdgaspreise, Zuwächse des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und eine leichte Erhöhung der CO_2-Zertifikatpreise. Am gesamten Primärenergieverbrauch an Steinkohle hielten die Kraftwerke 2023 einen Anteil von 42 %.
- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie verringerte sich um 1,8 % auf 15,9 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen und von Rohstahl zurückzuführen. Damit erreichte der Anteil des Kohleverbrauchs der Stahlindustrie am Primärenergieverbrauch von Steinkohle 50 %.
- Der Verbrauch im übrigen Wärmemarkt (Hausbrand und sonstige Abnehmer) belief sich 2023 auf 1,6 Mio. t SKE. Das entsprach einem Rückgang im Vergleich zum Vorjahr um 3,5 %.

Kernenergie

Der Primärenergieverbrauch an Kernenergie hat sich 2023 im Vergleich zu 2022 um 79 % vermindert. Damit deckte die Kernenergie 2023 nur noch 0,7 % des Primärenergieverbrauchs. Grund für den Rückgang ist die zum 15. April 2023 erfolgte Stilllegung der drei bis zu diesem Zeitpunkt noch betriebenen Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2. Damit wurde die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland beendet.

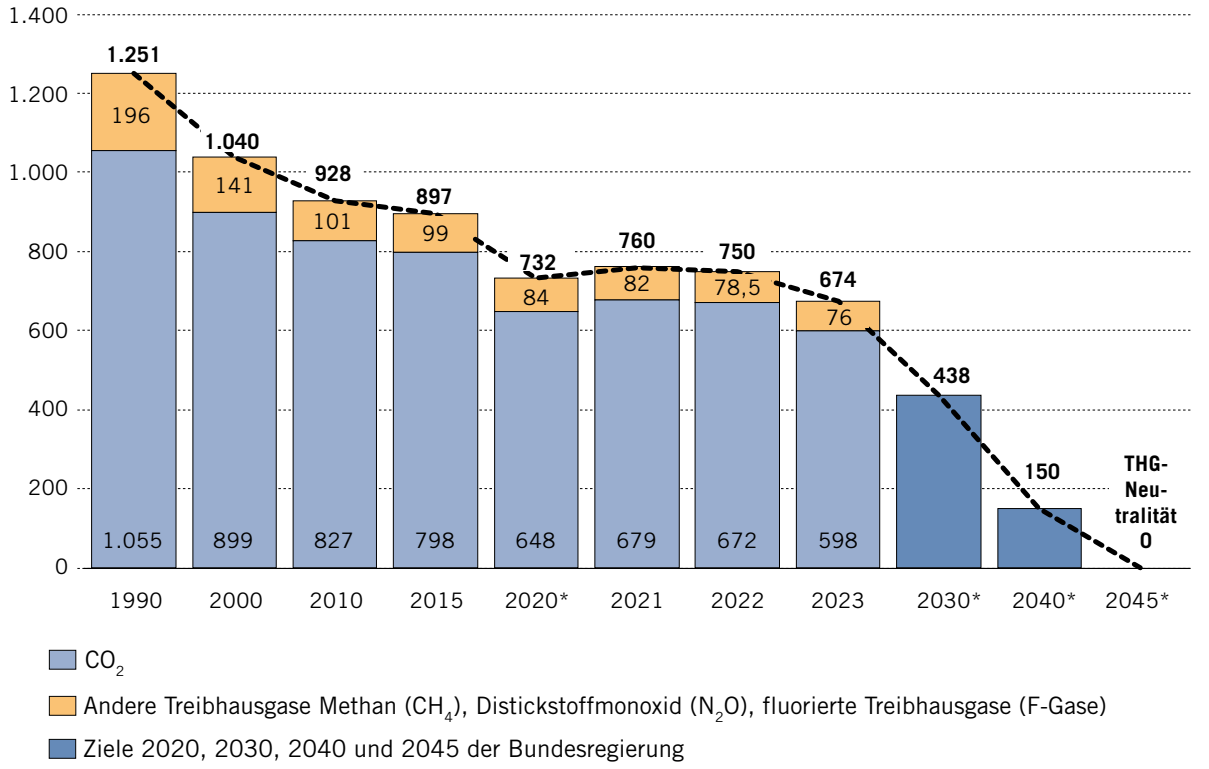
Abbildung 4.8: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2023



*einschl. sonstiger Verbrauch und statistische Differenzen

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023

Abbildung 4.9: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2023 und Ziele bis 2045
(in Mio. t CO_2-Äquivalenten)



* Zielvorgaben: Minderung um 40 % bis 2020, um 65 % bis 2030, um 88 % bis 2040 und Treibhausgasneutralität bis 2045 - jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2023 (für 2015 und 2021)
Nationales Treibhausgasinventar 1990–2022, EU-Submission, Januar 2024 sowie Pressemitteilung vom 15.03.2024

CO_2-Emissionen

Die CO_2Emissionen in Deutschland werden für 2023 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft – auf 598 Mio. t CO_2-Äquivalent beziffert. Das entspricht im Vergleich zu 2022 einer Reduktion um 10,9 %. In der Stromerzeugung hatten sich die CO_2-Emissionen, die einem stetigen Abwärtstrend von 366 Mio. t im Jahr 1990 auf 189 Mio. t im Jahr 2020 gefolgt waren, im Jahr 2021 auf 215 Mio. t und im Jahr 2022 auf 223 Mio. t erhöht. Im Jahr 2023 hat die Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung allerdings mit Senkung um rund ein Fünftel im Vergleich zum Vorjahr auf 177 Mio. t wieder an den Trend der drei Jahrzehnte von 1990 bis 2020 angeknüpft. Im Gebäude- und im Verkehrssektor war ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Eine deutliche Minderung wurde in der Industrie verzeichnet, vor allem bedingt durch krisenbedingten Produktionseinbußen in energieintensiven Branchen.

Im Zeitraum 1990 bis 2023 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO_2 um 456,8 Mio. t entsprechend 43,3 % auf 598,0 Mio. t. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie Methan, Lachgas und F-Gase – haben sich von 1.250,7 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 1990 um 46,1 % auf etwa 674 Mio. t CO_2-Äquivalente im Jahr 2023 verringert.

Ausblick

Deutschland strebt bis 2045 Treibhausgas-Neutralität an. Als Zwischenschritt soll bis 2030 eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 65 % im Vergleich zu 1990 erreicht werden. Dazu bedarf es einer massiven Beschleunigung und Verstärkung des Ausbaus insbesondere von Wind- und Solaranlagen. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 sind die Ausbauziele für

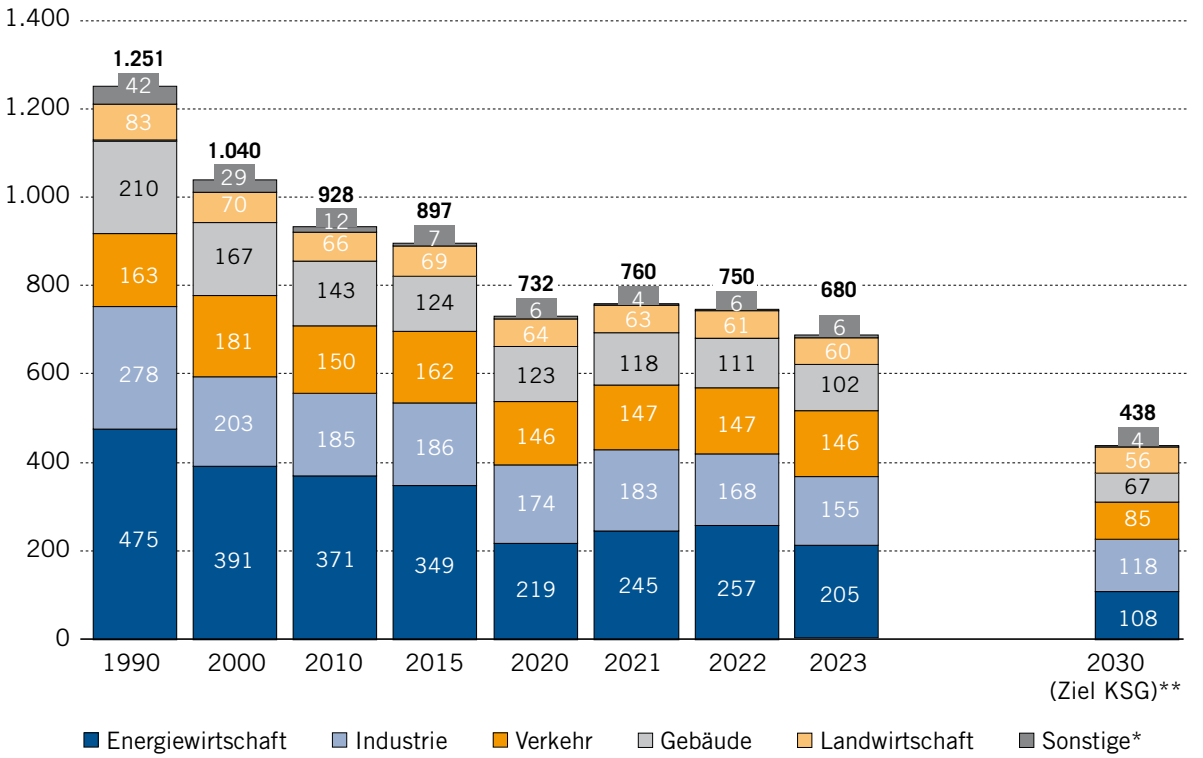
erneuerbare Energien deutlich angehoben worden. Bis zum Jahr 2030 soll eine Leistung von mindestens 215 GW Photovoltaik, 115 GW Windenergie an Land und 30 GW Windenergie auf See installiert sein, um das Ausbauziel zu erreichen und so den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % zu erhöhen.

Die neue räumliche, zunehmend dezentrale Verteilung der Stromerzeugung und die erhöhte Stromnachfrage (insbesondere infolge der Transformation der Industrie, durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) erfordern einen beschleunigten Ausbau der Stromnetzinfrastruktur. Zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren wurde das „überragende öffentliche Interesse" für das Übertragungsnetz und Teile des Verteilnetzes gesetzlich festgeschrieben.

Das Strommarktdesign ist an die Anforderungen für ein klimaneutrales Stromsystem anzupassen. Mit der beschlossenen Kraftwerksstrategie soll der Rahmen für Investitionen in die benötigten Erdgaskraftwerke geschaffen werden, die in der Lage sind, zukünftig Wasserstoff nutzen zu können. Wie die Bundesregierung im Jahreswirtschaftsbericht 2024 dargelegt hat, sollen bis zu 4 x 2,5 GW als H_2-ready Gaskraftwerke ausgeschrieben werden, die ab einem im Jahr 2032 festzulegenden Datum zwischen 2035 und 2040 ihren Betrieb vollständig auf Wasserstoff umstellen.

Mit dem Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie" (DDI) unterstützt die Bundesregierung die energieintensiven Industrien (u. a. Glas, Keramik, Stahl, Chemie und Zement), innovative Klimaschutztechnologien für Produktionsprozesse zu entwickeln. Ferner schafft die Bundesregierung mittels des neu konzipierten Instru-

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2030 nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG)
in Mio. t CO_2-Äquivalenten



* Abfall und fugitive Emissionen bei Brennstoffen. Der starke Emissionsrückgang lässt sich mit der Entwicklung der diffusen Emissionen bei Kohle (Grubengas), aber auch bei Gas erklären. Außerdem trägt die Abfallwirtschaft wesentlich zu den Minderungen bei. Das Deponiegas wurde gefasst und die Verbrennungskapazitäten ausgebaut.

** Die Summe der sektorspezifisch zulässigen Emissionen nach KSG 2021 ergibt 438 Mio. t CO_2-Äquivalent.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 11/2024 vom 15.04.2024

ments der „Klimaschutzverträge“ den ökonomischen Rahmen für die Errichtung und den Betrieb moderner klimafreundlicher Produktionsanlagen der energieintensiven Industrien.

Darüber hinaus hat der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Ende Februar 2024 Eckpunkte für eine Carbon Management-Strategie (CMS) sowie neue gesetzliche Regelungen zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vorgelegt. So sollen der Aufbau einer CO_2-Pipelineinfrastruktur und die Offshore-Speicherung von CO_2 in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) bzw. im Festlandssockel geregelt werden. Neben der Abscheidung und Speicherung von CO_2 aus Industrieanlagen sollen CCS/CCU auch für gas- und biomassebasierte Verstromungsanlagen erlaubt werden. Für Emissionen aus der Kohle-Verstromung soll der Zugang zu CO_2-Pipelines aber ausgeschlossen bleiben.

Ein weiterer zentraler Baustein für die Dekarbonisierung in der Industrie sind wasserstoffbasierte Technologien insbesondere für nicht oder nur schwer elektrifizierbare Prozesse und den Ersatz fossiler Rohstoffe in der stofflichen Nutzung. Auch im Verkehrssektor, insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen, im Luft- und Schiffsverkehr, sollen künftig Wasserstoff bzw. daraus hergestellte Energieträger eingesetzt werden. Im Jahreswirtschaftsbericht 2024 macht die Bundesregierung dazu folgende Angaben:

- Insgesamt ist im Jahr 2030 von einem Wasserstoffbedarf in Höhe von 95 bis 130 TWh auszugehen.
- Das Ziel für inländische Elektrolysekapazitäten wurde in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf mindestens 10 GW im Jahr 2030 verdoppelt.
- 50 bis 70 % des für 2030 erwarteten Wasserstoffbedarfs werden nach Einschätzung der Bundesregierung durch Importe gedeckt werden müssen (in Form von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten).

Voraussetzung für den Import von Wasserstoff ist der zügige Aufbau der notwendigen Importinfrastruktur und die Einbindung in das europäische Wasserstoffnetz. Der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland ist in zwei Stufen vorgesehen: in erster Stufe ein Wasserstoff-Kernnetz, das zentrale Wasserstoff-Standorte bis 2032 anbindet und in zweiter Stufe die Entwicklung eines flächendeckenden Wasserstoffnetzes. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in einem vorgelegten Antragsentwurf zum Wasserstoff-Kernnetz 9.700 km Wasserstoffleitungen bei zu erwartenden Investitionskosten in Höhe von 19,8 Mrd. € für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen ausgewiesen.

4.2 Die nationale Kraftwerksstrategie

- ***Die Bundesregierung hat Anfang 2023 verkündet, eine Kraftwerksstrategie umzusetzen mit dem Ziel, kurzfristig zusätzlichen Zubau von Kraftwerken anzureizen, die spätestens ab den 2030er Jahren mit Wasserstoff betrieben werden sollen (H_2-ready).***
- ***U. a. der Umfang der geplanten Kraftwerksausschreibungen wurde nach Abstimmungen mit der EU-Kommission deutlich reduziert. Zahlreiche Fragen der konkreten Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie sind ungeklärt.***
- ***Die Kraftwerksstrategie ist eine Vorschaltstufe zu dem ab 2028 geplanten deutschen Kapazitätsmechanismus, der die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung vergüten soll. Das Zusammenspiel zwischen Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt ist derzeit noch offen.***

Hintergründe

Die nationale Kraftwerksstrategie (KWS) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) soll kurzfristig den Bau von modernen, hochflexiblen klimafreundlichen Kraftwerken bis 2030 anreizen, um die Einigung im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung auf einen auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg sicher zu stellen.[1] Die KWS ist eine Art Vorschaltmaßnahme zum Kapazitätsmechanismus, der in Deutschland ab 2028 eingeführt werden soll. Für die Zeit ab 2030 sieht das BMWK den Kapazitätsmechanismus zur Vorhaltung eines *Backups* für das von Wind und Solar dominierte deutsche Stromsystem vor. Optionen für den Kapazitätsmechanismus wurden parallel in der *Plattform Klimaneutrales Strommarktsystem (PKNS)* diskutiert. Der Kapazitätsmarkt soll 2028 operativ werden, d. h., es sollen dann erstmals Kapazitätsentgelte festgelegt werden. Beide Instrumente sollen aufeinander abgestimmt sein.

In Vorbereitung auf die KWS legte die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Januar 2023 einen Bericht zur Versorgungssicherheit vor. Unter der Annahme der Erreichung der Erneuerbaren-Ausbauziele und dem marktgetriebenen Zubau von Kraftwerken und Flexibilitäten wurde, unter Zugrundelegung von zwei Wetterjahren, keine Knappheit an Kraftwerkskapazitäten trotz eines Kohleausstieg 2030 ermittelt. Zur Sicherheit empfahl die BNetzA aber, eine zusätzliche Kraftwerkskapazität von 17 bis 21 Gigawatt (GW) bis 2030 zu errichten.[2]

1 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Einigung zur Kraftwerksstrategie, Pressemitteilung vom 05.02.2024, Berlin 2024, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html (zuletzt abgerufen am 23.05.2024)

2 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bonn 2023, S. 13.

Kapazitätsmechanismen

Ein Kapazitätsmechanismus ist ein System zur Vergütung der Vorhaltung von disponibler Kraftwerkskapazität (Megawatt, MW). Ein Kapazitätsmechanismus wird ergänzend zu dem bereits bestehenden System des *Energy-only*-Marktes eingerichtet, bei dem lediglich die erzeugte Strommenge (Megawattstunden, MWh) vergütet wird. Ein wesentliches Motiv für die Einrichtung eines Kapazitätsmechanismus ist die Sorge, dass in Stromsystemen, die durch erneuerbare Energien dominiert und dadurch stark wetterabhängig sind, keine ausreichenden Investitionsanreize für jederzeit disponible Kapazitäten mehr bestehen könnten. Diese müssen aber für den Fall vorgehalten werden, dass Wind- und Sonnenenergie zeitweise nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Mehrere europäische Länder (u. a. Frankreich, Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland, Belgien, Italien) haben bereits Kapazitätsmechanismen. In Deutschland hat man sich bislang auf eine Strategische Reserve mit Backup-Kraftwerken außerhalb des Marktes beschränkt. Die Kraftwerksstrategie kann als Vorschaltstufe für den dauerhaften Kapazitätsmechanismus angesehen werden, weil auch sie im Kern darauf abzielt, Investitionsanreize für disponible Leistung zu schaffen und dazu eine entsprechende Investitionsförderung vorsieht.

Kapazitätsmechanismen sind komplex und müssen so konstruiert werden, dass eine Beeinträchtigung des Energy-only-Marktes (z. B. durch Überkapazitäten) minimiert wird. Daher dauern Design und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus mehrere Jahre. Ein effizienter Energy-only-Markt bleibt auch nach Einführung eines Kapazitätsmechanismus die Voraussetzung für einen volkswirtschaftlich kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz.

Das BMWK schlug daraufhin vor, 15 GW H_2-ready Gaskraftwerke auszuschreiben, die zusätzlich zu den EEG-Ausschreibungen für je 4,4 GW H_2-Hybridkraftwerke und H_2-Sprinterkraftwerke bis 2030 errichtet werden sollten.[3] H_2-Hybridkraftwerke sind kombinierte Anlagen mit jeweils einer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, der Produktion von grünem (erneuerbarem) Wasserstoff, örtlicher Speicherung und Rückverstromung, die ohne externe Wasserstoffversorgung auskommen sollen. H_2-Sprinterkraftwerke sind Anlagen, die vom ersten Tag an mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Den weiteren Zubau sollten das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), aber auch die Ausschreibung aus dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) für *Biomethan-Peaker* sicherstellen. Dies sind Gasturbinen, die mit Biomethan betrieben werden.

Das BMWK beantragte die Genehmigung der Ausschreibungen bei der Wettbewerbskommission der Europäischen Union (EU) als Dekarbonisierungsmaßnahme nach Kapitel 4.1 der EU-Beihilfeleitlinien.[4] Das BMWK verzichtete damit auf die Beantragung als ein Kapazitätsmarktinstrument nach Kapitel 4.8., was mit einer Kapazitätsknappheit zu begründen gewesen wäre und die Teilnahme von ausländischen Kraftwerkskapazitäten erfordert hätte.

Die EU-Kommission reduzierte in ihrer Einigung mit dem BMWK vom 1. August 2023 das Ausschreibungsvolumen für H_2-ready Gaskraftwerke auf 10 GW und forderte eine Prüfung weiterer 5 GW im Jahr 2026 mit Verweis auf den Bericht der BNetzA zur Versorgungssicherheit. Außerdem sollten davon nur 6 GW für neue Kapazitäten reserviert werden. Da der Vorschlag des BMWK vorsah, dass die Kraftwerke bereits ab 2035, ein Jahr früher als es die EU-Taxonomie[5] erfordert, vollständig auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, akzeptierte die Wettbewerbskommission die Ausschreibungen als Dekarbonisierungsmaßnahme – ebenso wie die EEG-Ausschreibungen für H_2-Hybrid- und H_2-Sprinterkraftwerke, die von Anfang an mit grünem Wasserstoff betrieben würden. Anfänglich ging das BMWK von Förderkosten von 60 Mrd. € aus, die aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) beglichen werden sollten.

3 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Rahmen für Kraftwerksstrategie steht, Pressemitteilung vom 01.08.2023, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

4 Für Dekarbonisierungsmaßnahmen gelten nach den EU-Beihilfeleitlinien geringe Anforderungen an die Ausgestaltung des Förderinstruments durch die Mitgliedstaaten.

5 Vgl. Verordnung (EU) 2020/852 vom 18.06.2020.

Der Umfang der Kraftwerksstrategie wurde gegenüber dem ursprünglichen Vorschlag stark reduziert.

Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie

Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum KTF Ende 2023 stellte die Finanzierung der KWS infrage. Infolgedessen verzögerte sich der weitere Prozess zur Implementierung der KWS. Am 5. Februar 2024 einigte sich das BMWK mit dem Bundesministerium der Finanzen (BMF) und dem Bundeskanzleramt auf eine Überarbeitung der Strategie. Die Kosten der überarbeiteten KWS sollten lt. Zeitungsmeldungen auf 15 bis 20 Mrd. €[6] begrenzt werden. Aktuell sind im Bundeshaushalt aber lediglich Verpflichtungsermächtigungen von 7,5 Mrd. € vorgesehen.

Diese neue Einigung der Bundesregierung sieht vor, dass die bereits im EEG-Osterpaket 2023 gesetzlich vorgesehenen Ausschreibungen für H_2-Hybridkraftwerke und H_2-Sprinterkraftwerke im Umfang von je 4,4 GW wegfallen. Sie wären – berechnet auf die installierte Kapazität und die Laufzeit – der teuerste Teil der KWS gewesen. Stattdessen sollen nur 500 MW H_2-Sprinterkraftwerke ausgeschrieben werden, die auch mit Erdgas betrieben werden können. Sie sollen aber von Beginn an zu einem substanziellen Anteil mit Wasserstoff (nicht zwingend grünem Wasserstoff) betrieben werden. Eine noch nicht genauer definierte Ausschreibung für Langzeitspeicher kann auch H_2-Hybridkraftwerke fördern.

Von den Ausschreibungen für H_2-ready Gaskraftwerke bleiben in der aktuellen Fassung der KWS nur die ersten 10 GW bestehen. Ausschließlich für Neubaukraftwerke wird ein Investitionszuschuss in vier Runden à 2,5 GW wettbewerblich ausgeschrieben. Die Kraftwerke können anfänglich mit Erdgas betrieben werden. Die bezuschlagten H_2-ready-Gaskraftwerke sollen erst in einem zweiten Schritt ab 2035 bis 2040 auf Wasserstoff umgestellt werden. Dazu wird die Bundesregierung im Jahr 2032 eine Rechtsverordnung erlassen, mit der der Fahrplan zur Umstellung geregelt wird. Dann könnte auch besser absehbar sein, wie sich die Wasserstoffmärkte entwickelt haben. Erst in dieser Rechtsverordnung wird die zweite Förderkomponente geregelt, nämlich der Ausgleich der

6 Vgl. Stratmann, Klaus, Wie die Ampel die Energiewende umsetzen will, Handelsblatt vom 07.02.2024, Berlin 2024.

Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas zzgl. CO_2 geregelt. Diese Förderung wird auf 800 Stunden im Jahr begrenzt und soll spätestens 2040 auslaufen.

Daneben ist eine systemdienliche regionale Steuerung der Errichtung von H_2-ready Gaskraftwerken seitens BMWK vorgesehen. Die regionale Steuerung soll „insbesondere den von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierten, regionalen Bedarf für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und Systemsicht sowie bestehende Kraftwerksstandorte berücksichtigen".[7] Da die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zwei Drittel der zusätzlichen Leistung in Süd- und Westdeutschland hinter dem innerdeutschen Engpass verorten wollen, blieben für nord- und ostdeutsche Standorte maximal 3,3 GW in den Ausschreibungen übrig. Der ÜNB TransnetBW GmbH forderte bereits, 6,5 GW allein in Baden-Württemberg als Kohlekraftwerksersatz zu errichten. Wie diese Steuerung in wettbewerblichen Ausschreibungen funktionieren kann, ist noch offen.

› Die Einigung mit der EU-Kommission muss nach dem neuen Vorschlag für die KWS nun wiederholt werden; ein deutscher Kapazitätsmarkt soll bereits 2028 eingeführt werden.

Diese erneute Einigung ändert die Einigung des BMWK mit der EU-Kommission vom 1. August 2023 signifikant. Daher muss die Einwilligung der EU-Kommission erneut eingeholt werden. Die EU-Kommission hatte bisher insb. Vorbehalte gegen eine regionale Steuerung und bevorzugt stattdessen eine Aufspaltung der bisher einheitlichen deutschen Strompreiszone. Das BMWK muss nun die Details zur KWS ggf. nochmals überarbeiten und mit der EU-Kommission vorabstimmen. Nach der anschließenden Veröffentlichung der Kraftwerksstrategie wird eine sechswöchige Konsultation in Deutschland beginnen, die nach den Beihilfeleitlinien obligatorisch ist. Da die Rechtsgrundlage für die Ausschreibung von H_2-ready Gaskraftwerken fehlt, muss zudem noch ein Gesetzgebungsverfahren durchgeführt werden. Das BMWK plant erste Ausschreibungen bis Ende 2024.

Um nicht zu hohe Kosten für den Bundeshaushalt entstehen zu lassen, haben sich die Spitzen der Koalition auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes ab 2028 geeinigt. Dessen Kosten werden vermutlich von den Stromkunden getragen – nicht hingegen vom Bundeshaushalt, wie dies bei der KWS der Fall sein wird. Die Rahmenbedingungen für den vereinbarten technologieneutralen Kapazitätsmarkt sollen vom BMWK bis Sommer 2024, unter Berücksichtigung der Diskussionen in der PKNS, erarbeitet und innerhalb der Bundesregierung abgestimmt werden. Die Ausschreibungen der H_2-ready Gaskraftwerke der KWS sollen dabei so gestaltet werden, dass sie mit dem Kapazitätsmarkt kompatibel sind.

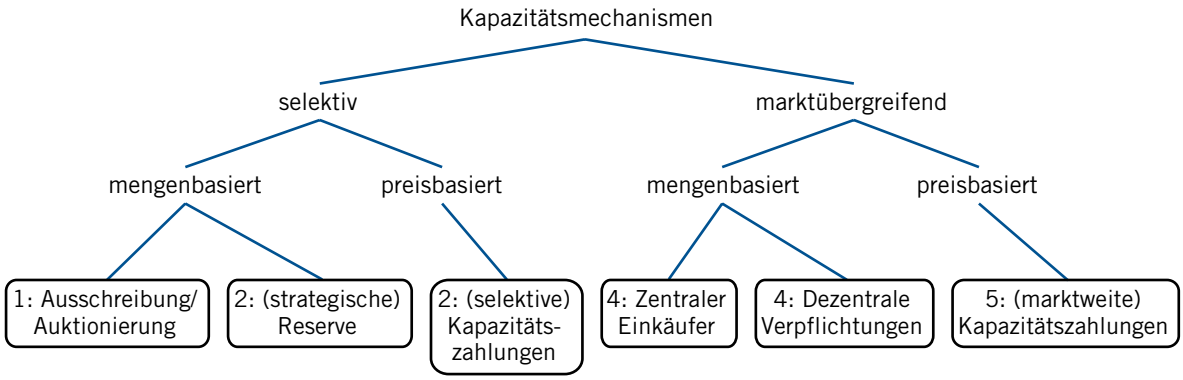
› Die Vereinbarkeit von KWS und Kapazitätsmechanismus ist wesentlich, denn die zeitliche und inhaltliche Konsistenz wird das Bieterverhalten in beiden Systemen prägen.

Das Zusammenspiel der KWS einerseits und des Kapazitätsmechanismus andererseits ist aktuell noch nicht ausgestaltet. Ziel ist es, die KWS im Kapazitätsmechanismus aufgehen zu lassen. Die Vereinbarkeit der beiden Mechanismen ist wesentlich, denn die zeitliche und inhaltliche Konsistenz wird das Bieterverhalten für den Kapitalkostenzuschuss in der KWS und für das Kapazitätsentgelt im Rahmen des Kapazitätsmechanismus prägen. Aus Investorensicht ist essenziell, dass sich aus dem erwarteten Zusammenspiel beider Maßnahmen(-pakete) langfristig absehen lässt, in welchem Ausmaß Kapazitäten mittels Kapazitätsentgelten angereizt werden sollen. So könnte eine Investitionsentscheidung im Rahmen der KWS nachträglich entwertet werden, falls nachträglich im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus mehr Kapazitäten angereizt werden, als ein Bieter im Rahmen der KWS antizipiert hat. Weiterhin ist offen, ob und ggf. wie Anlagen, die im Rahmen der KWS gefördert werden, an einem zukünftigen Kapazitätsmechanismus teilnehmen können. So wäre etwa denkbar, dass sie aus dem Kapazitätsmarkt ausgeschlossen werden, Nullgebote im Kapazitätsmarkt abgeben müssen oder dass eine Rückzahlungsverpflichtung von Kapazitätszahlungen zur Teilnahmevoraussetzung von KWS-geförderten Anlagen wird. Auch diese Ausgestaltungsfragen sind derzeit noch offen und werden voraussichtlich erst im Rahmen der Diskussion um die künftige Ausgestaltung des deutschen Kapazitätsmechanismus gelöst.

Die Bundesregierung wird kurzfristig eine Stromsicherheitsanalyse mit konservativen und krisenhaften Annah-

7 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Schriftbericht zur Nationalen Kraftwerksstrategie, Berlin 2024.

Abbildung 4.11:



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Angaben der Europäischen Kommission[8]

men bis 2030 durchführen (u.a. verzögerter Netzausbau, weniger Erneuerbare, geringerer Zubau steuerbarer Lasten), um einen Kapazitätsmarkt gegenüber der Wettbewerbskommission begründen zu können. Insgesamt ist die Implementierung eines Kapazitätsmarktes aufwendiger als die einer selektiven Ausschreibung von Neuanlagen wie in der KWS. Zudem bleibt der Kapazitätsmarkt nach geltendem EU-Recht nicht nur auf deutsche Kraftwerke beschränkt, sondern ist gegenüber den anderen Mitgliedstaaten zu öffnen. Er muss zudem alle Technologien, insb. auch aktive Stromverbrauchsreduktionen, zulassen.

Es ist möglich, dass der Kapazitätsmarkt, der frühestens ab 2028 operativ sein wird, die Fertigstellung neuer Kraftwerke bis 2035 nur in begrenztem Umfang leisten kann. Die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt sind für Investoren ohne erste Ausschreibungsergebnisse schwer zu kalkulieren. Daher werden sie möglicherweise kaum Investitionsentscheidungen vor 2028 treffen. Damit bleibt der Kapazitätszubau bis 2030/2032 weitgehend auf die ausgeschriebenen 10,5 GW der KWS beschränkt. Ob damit der vorgezogene Kohleausstieg 2030 von ca. 15 GW Braun- und Steinkohlekraftwerken abgefedert werden kann, kann zumindest hinterfragt werden.

8 Vgl. Europäische Kommission, Staatliche Beihilfen: Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen – häufig gestellte Fragen, 29.04.2015, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/memo_15_4892 (zuletzt abgerufen am 23.05.2024).

4.3 Strommarkt der Zukunft – die Plattform Klimaneutrales Stromsystem

- ***Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem diskutiert relevante Aspekte des zukünftigen Strommarktdesigns unter breiter Stakeholderbeteiligung aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft.***
- ***Vier große Themenbereiche werden untersucht: die Finanzierung erneuerbarer Energien, die Finanzierung steuerbarer Kapazitäten, der Ausbau und die Einbindung von Flexibilitätsoptionen und lokale Signale in Strommärkten.***
- ***Es werden eine Vielzahl an Handlungsoptionen für alle Themenbereiche analysiert, die alle jeweils Chancen und Herausforderungen haben. Klare Empfehlungen gibt es bisher nicht.***

Auftrag und Arbeitsweise

Die Einrichtung und der Auftrag der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) gehen auf den Koalitionsvertrag der aktuellen Regierungskoalition aus dem Jahr 2021 zurück. Darin heißt es: „Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden wir ein neues Strommarktdesign erarbeiten. Dazu setzen wir gemeinsam als Bundesregierung und Koalitionsfraktionen eine Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ein, die 2022 konkrete Vorschläge macht und Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbezieht. Dabei bekennen wir uns zu einer weiteren Integration des europäischen Energiebinnenmarktes.“[9]

> Aufgabe der PKNS ist die Erarbeitung eines Strommarktdesigns für ein zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem.

Aufgabe der PKNS ist die Erarbeitung eines Strommarktdesigns und damit eines Ordnungsrahmens für ein zukünftiges Stromsystem, in dem die Versorgung mit Strom zu 100 % aus erneuerbaren Energien (EE) erfolgt, und das jederzeit sicher und möglichst kostengünstig. Das Strommarktdesign muss dafür zwei wesentliche Aufgaben erfüllen: Erstens eine Koordinationsfunktion für einen effektiven und effizienten Einsatz von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, steuerbaren Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen sowie des grenzüberschreitenden Stromaustauschs im Rahmen des europäischen Binnenmarkts. Und zweitens eine Investitionsfunktion, damit es Anreize für Marktakteure gibt, einerseits die benötigten Erzeugungskapazitäten zu bauen und andererseits den Stromverbrauch zu flexibilisieren.

In Folge des Krieges in der Ukraine und der damit einhergegangenen Energiekrise hat sich der Start der PKNS verzögert und sie konnte ihre Arbeit erst am 20. Februar 2023 mit einer Auftaktsitzung aufnehmen. Begleitet wurde der Start der Plattform mit einer Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklung, vorgelegt von der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.[10]

Entsprechend des Auftrags aus dem Koalitionsvertrag erfolgt in der PKNS eine breite Stakeholderbeteiligung mit verschiedenen Interessenverbänden aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft, relevanten Bundesressorts und Bundesbehörden sowie Vertretern aus den Ländern und aus wissenschaftlichen Institutionen.

Die Arbeit der PKNS findet auf verschiedenen Ebenen und in verschiedenen Formaten statt. Die Grundlage bilden die Vorarbeit und entsprechende Impulse aus einem externen Wissenschaftskonsortium, welches das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) berät.[11] Darauf aufbauend findet die inhaltliche Diskussion in vier thematischen Arbeitsgruppen (AGs) statt. Die Arbeit aus den AGs wird dann in einem Plenum zusammengeführt, priorisiert und bewertet. Auf politischer Ebene wird die Arbeit durch eine Steuerungsgruppe aus BMWK und Koalitionsfraktionen begleitet. Zudem gibt es eine beim BMWK angesiedelte Geschäftsstelle, die durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt wird.[12]

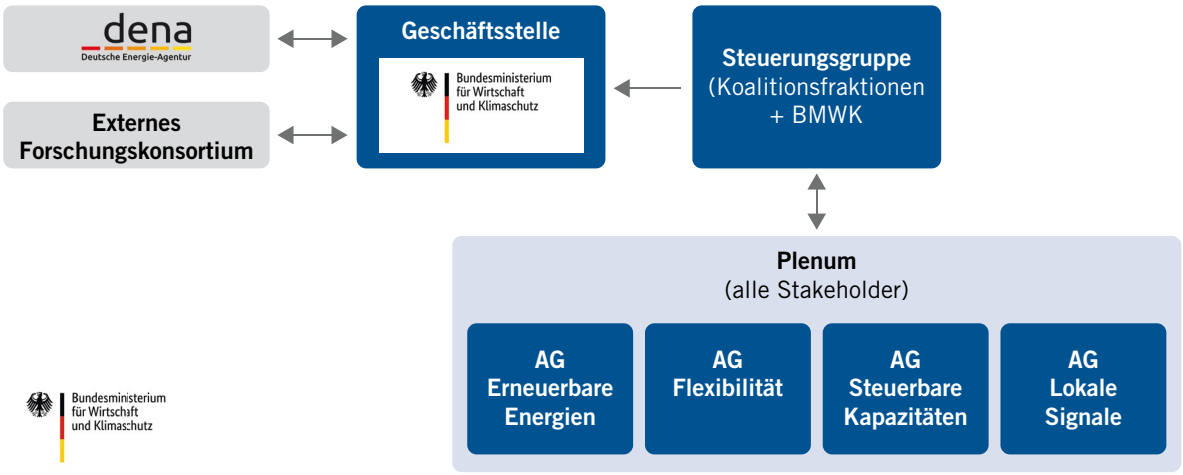
9 Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021-2025, Berlin 2021, S. 48.

10 Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten, Februar 2023, abrufbar unter https://www2.wiwi.rub.de/wp-content/uploads/2023/02/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

11 Das wissenschaftliche Konsortium besteht aus Guidehouse, Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Neon, Öko-Institut sowie r2b energy consulting GmbH.

12 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Plattform für ein klimaneutrales Stromsystem – im Dialog für ein neues Marktdesign, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

Abbildung 4.12: Aufbau und Governance der PKNS



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX) auf Basis von BMWK, 2023

Themen und Fragestellungen

Der inhaltliche Fokus der PKNS liegt auf vier Schwerpunktthemenbereichen. Jeder der Themenbereiche wird in einer der AGs vertiefend betrachtet. Um möglichst zielgerichtet Vorschläge für die Bewältigung der Herausforderungen eines klimaneutralen Stromsystems zu erhalten, werden für jeden Themenbereich spezifische Leitfragen untersucht.[13] Im Folgenden werden die Themenbereiche und die dazu gehörigen Leitfragen kurz skizziert:

AG 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien

Die AG 1 beschäftigt sich mit notwendigen Anreizen für den ausreichenden Zubau und den systemdienlichen Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen.

Leitfragen:

- Wie kann ein Strommarkt so konfiguriert werden, dass ausreichend Anreize für den EE-Ausbau und -Betrieb gesetzt werden, um die deutschen und europäischen Ziele zur Treibhausgasneutralität rechtzeitig zu erreichen?
- Wie entwickeln sich die Marktwerte erneuerbarer Energien in einem überwiegend erneuerbaren Erzeugungsumfeld?
- Welche Auswirkungen haben verschiedene Instrumente auf Neuanlagen und auf *ausgeförderte* Bestandsanlagen, insb. im Hinblick auf deren Weiterbetrieb bzw. Ersatz oder Modernisierung *(Repowering)*?
- Wie kann der CO_2-Preis in einem zukünftigen Strommarkt und in Kombination mit den unterschiedlichen Finanzierungsinstrumenten Lenkungswirkung entfalten?
- Welche Rückwirkung hätten verschiedene Kapazitätsmechanismen auf die Erneuerbaren-Finanzierung am Markt?
- Wie kann sich die Industrie erneuerbaren Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen über den Strommarkt beschaffen?

AG 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen

Die AG 2 beschäftigt sich mit dem notwendigen Rahmen, damit sich die Stromnachfrage zunehmend am Stromangebot orientiert.

13 Vgl. Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Erster Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (Sommerbericht), 01.08.2023, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/erster-bericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

Leitfragen:
- Welche Hemmnisse zur Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen bestehen in den unterschiedlichen Nachfragesegmenten?
- Welche Lösungsansätze bestehen zum Abbau dieser Hemmnisse und welche konkreten Schritte sind dazu umzusetzen?
- Welche Rolle spielen *neue* Verbraucher, wie bspw. E-Mobilität, Elektrolyseure und Wärmepumpen, deren Last sich zeitlich verschieben lässt?
- Wie können Speicher bei der Erbringung von Flexibilität angemessen berücksichtigt werden?
- Wie können Preissignale auch beim Endverbraucher ankommen?

AG 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung

Die AG 3 beschäftigt sich mit Investitionsanreizen für steuerbare Kapazitäten zur Deckung der verbleibenden Residuallast (Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten) im Strommarkt.

Leitfragen:
- Welche den *Energy-Only*-Markt (EOM) ergänzenden Instrumente stehen zur Verfügung, die die Finanzierung von Kapazitäten zur Residuallastdeckung unterstützen können?
- Inwieweit sind diese ergänzenden Instrumente dazu geeignet, das Ziel eines klimaneutralen Stromsystems zu unterstützen und Fehlinvestitionen zu vermeiden?
- Welchen Risiken sind die verschiedenen Marktteilnehmer, die Kapazitäten zur Residuallastdeckung anbieten, ausgesetzt, und welche Instrumente bzw. Marktprodukte können die Absicherung dieser Risiken unterstützen?
- Welche Erfahrungen haben andere Länder oder Regionen mit ergänzenden Instrumenten gemacht und inwieweit sind diese Erfahrungen auf Deutschland übertragbar?
- Wie müssten ergänzende Instrumente ausgestaltet sein, um Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem kosteneffizient gewährleisten zu können?
- Welche Auswirkungen haben die Instrumente auf die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen?

AG 4: Lokale Signale in den Strommärkten

Die AG 4 beschäftigt sich damit, wie lokale Signale Verbrauch und Erzeugung steuern, um das Stromnetz im Markt besser abzubilden.

Leitfragen:
- Ist das Modell eines bundeseinheitlichen Großhandelsstrompreises zukunftsfest?
- Welche geografische Auflösung des Stromgroßhandels kann den nationalen Markt zukünftig in den europäischen Binnenmarkt einbetten und dabei die Netze volkswirtschaftlich optimal abbilden?
- Welche Marktauflösung möchten wir zukünftig (einheitliche Gebotszone, kleine Gebotszonen, Knotenbepreisung)?
- Welche anderen Instrumente der lokalen Bepreisung für Aufbau und Betrieb des Stromsystems könnten implementiert werden?
- Wie verhalten sich lokale netzbedingte Knappheitssignale zu marktlichen Preissignalen? Welche Wechselwirkungen sind zu erwarten?

Wesentliche Erkenntnisse und Ergebnisse der bisherigen Arbeit

Bevor in den AGs die Themenbereiche und Leitfragen untersucht wurden, haben die Teilnehmenden der PKNS in einem ersten Schritt eine technologische und ökonomische Beschreibung des zukünftig klimaneutralen Stromsystems erarbeitet. Diese Systembeschreibung ist das Zielbild, für welches das neue Strommarktdesign entwickelt wird. In einem zweiten Schritt hat die PKNS Bewertungskriterien entwickelt, um potenzielle Instrumente und Maßnahmen evaluieren zu können. Die Ergebnisse wurden in einem ersten Zwischenbericht zur Arbeit der PKNS (sog. Sommerbericht) veröffentlicht.[14]

> Die PKNS hat ein Zielbild für das zukünftige Strommarktdesign und Bewertungskriterien zur Evaluierung von Instrumenten und Maßnahmen entwickelt.

Daran anschließend fand in den AGs die Diskussion zu den Leitfragen und potenziellen Handlungsoptionen (Maßnahmen und Instrumente) statt. Die dort identifizierten Optionen wurden Ende 2023 in einer Umfrage unter allen Teilnehmenden der PKNS einem ersten Vergleich und einer ersten Bewertung hinsichtlich ihrer Chancen

14 Vgl. Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Erster Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (Sommerbericht), 01.08.2023, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/erster-bericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

Tabelle 4.4: Beschreibung des klimaneutralen Stromsystems

Systembeschreibung	
1.	Die durch Sektorenkopplung wachsende Stromnachfrage muss jederzeit gedeckt werden.
2.	Wind und Photovoltaik (PV) bilden die stärksten Säulen der Erzeugung.
3.	Wasserstoff-Kraftwerke springen ein, wenn die Erzeugung aus Wind und PV nicht ausreicht.
4.	Europa: Umfangreicher Stromaustausch ermöglicht einen großräumigen Ausgleich.
5.	Durch Sektorenkopplung kommen neue Verbraucher ins System. Dies erhöht den Stromverbrauch (trotz Effizienz) stark, führt aber auch zu neuen Potenzialen im Stromsystem.
6.	Neue Verbraucher stellen Flexibilität bereit, um Angebotsschwankungen auszugleichen, Preisspitzen zu glätten und das Netz zu entlasten.
7.	Auch Speicher tragen dazu bei, zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Nachfrage auszugleichen.
8.	Ein starker Ausbau der Interkonnektoren ist notwendig, um Potenziale des Binnenmarkts zu erschließen, u. a. Ausgleichseffekte und gegenseitige Absicherung.

Tabelle 4.5: Bewertungskriterien

Bewertungskriterien	Beschreibung
Klimaneutralität	Das Ziel der Dekarbonisierung im Stromsektor wird erreicht.
Versorgungssicherheit	Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet. Dies gilt sowohl für die Lastdeckung am Markt als auch für netzseitige Aspekte.
Kosteneffizienz	Das Stromsystem wird kosteneffizient betrieben und dimensioniert, um die Gesamtkosten für Wirtschaft und Haushalte so gering wie möglich zu halten.
Effektivität	Die getroffenen Maßnahmen haben eine hohe Wirksamkeit im Hinblick auf die Zielerreichung im dekarbonisierten Stromsystem.
Technologieoffenheit	Der Umstieg auf neue Technologien erfolgt auf Basis eines alle volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen berücksichtigenden Vorgehens und Wettbewerbs.
Bezahlbarkeit	Die Gesamtkosten der Strombereitstellung für Wirtschaft und Haushalte liegen in einem akzeptablen und wettbewerbsfähigen Rahmen.
Verteilungsgerechtigkeit	Belastungen wie auch Vorteile sind angemessen in der Gesellschaft verteilt.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	Die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen im klimaneutralen Stromsystem bietet ausreichend Planungssicherheit für Investoren.
Resilienz	Das Stromsystem ist so aufgestellt, dass es auf verschiedene gesellschaftliche und natürliche Entwicklungen reagieren kann.
Akzeptanz	Das klimaneutrale Stromsystem und Maßnahmen auf dem Weg dahin sind in ihrer Ausgestaltung gesellschaftlich und politisch akzeptiert.
Teilhabe	Einbeziehung Betroffener durch Informationen, Kommunikation, Beteiligung an Planungsprozessen und wirtschaftliche Beteiligung.
(EU-)Rechtskonformität	Das klimaneutrale Stromsystem ist mit dem europäischen und nationalen Rechtsrahmen im Strombereich vereinbar.
EU-Kompatibilität	Das klimaneutrale Stromsystem ist in den europäischen Binnenmarkt integriert und ermöglicht wechselseitige Effizienz- und Synergiepotenziale.
Umwelt- und Ressourcenschonung	Reduzierung der Ressourceninanspruchnahme und der damit verbundenen Umweltwirkungen.

und Herausforderungen unterzogen.[15] Zusätzlich haben an zwei Sitzungen des PKNS-Plenums Vertreter der Europäischen Kommission teilgenommen, um jeweils zum Stand der Verhandlungen der europäischen Strommarktreform zu berichten. Im Folgenden werden die wesentlichen Inhalte und Ergebnisse der Diskussionen in den Arbeitsgruppen erläutert.

AG 1 Finanzierung erneuerbarer Energien

Die Schwerpunkte der AG 1 waren die erwartete Kosten- und Marktwertentwicklung der Erneuerbaren als wesentliche Faktoren für deren Finanzierung, die Identifizierung der Investitionsrisiken und möglicher Absicherungsinstrumente dagegen sowie Anforderungen an diese Absicherungsinstrumente. Im Fokus standen hier vor allem Differenzkontrakte *(Contracts for Difference, CfD)* als staatlich besicherte Instrumente und bilaterale Strombezugsverträge *(Power Purchase Agreements, PPAs)* als marktliche Instrumente.

Die Diskussion zeigte, dass die Entwicklung von Kosten und Marktwerten als unsicher eingeschätzt wird. Viele Risiken könnten Investoren zwar über marktliche Angebote absichern, was aber einen erhöhten Kapitaleinsatz und damit höhere Finanzierungskosten bedeute. Um die EE-Ausbauziele sicher zu erreichen, sei daher weiterhin eine staatliche Absicherung in Ergänzung zu einer marktlichen Finanzierung nötig. Neben Finanzierungsaspekten müssten die zum Einsatz kommenden Instrumente gleichfalls Anforderungen in Hinblick auf eine System- und Marktintegration erfüllen. Vor allem bei staatlich besicherten CfDs hänge die Eignung sehr stark vom Design des Instruments und dessen Wechselwirkung zu marktlichen Instrumenten ab. Eine Systemumstellung müsse daher sorgfältig vorbereitet werden.

Die daran anschließende Umfrage ergab, dass aufgrund der erwarteten Marktwertrisiken geeignete Instrumente zur Preisabsicherung nötig seien. Bei der Bewertung der Instrumente zeigt sich ein heterogenes Meinungsbild, wonach alle Instrumente gleichermaßen Chancen und Herausforderungen hätten. Sorgen wurden hinsichtlich der Systemdienlichkeit und Marktintegration von CfDs geäußert, weshalb die Designfrage entscheidend sei. Daher müssten die CfD-Varianten für die weitere Bewertung noch stärker ausdifferenziert werden. Hinsichtlich PPAs besteht ein hohes Maß an Einigkeit, dass es sich um ein Instrument mit hohen Chancen handelt und die Stärkung dieses marktlichen Instruments daher eine *No-Regret*-Maßnahme sei.

AG 2 Flexibilität

Die Schwerpunkte der AG 2 waren zum einen die Netzentgeltsystematik als Hemmnis für die Flexibilisierung der Industrie und zum zweiten die Frage, wie sich dezentrale Flexibilität auf der Nachfrageseite – insb. durch dynamische Tarife – anreizen und umsetzen lässt.

Das bisherige Digitalisierungsniveau der Energiewende sei nicht ausreichend und ein von der Bundesregierung initiierter Neustart nötig. Gleichwohl sei der flächendeckende Smart Meter Rollout zwar notwendig, aber nicht hinreichend. Insbesondere bedürfe es weiterhin einer Reform der Netzentgeltsystematik für die Flexibilisierung der Industrie. Für Haushaltskunden werden die Einführung und Nutzung dynamischer Tarife als wichtig angesehen, die das Preissignal des Großhandels an die Endkunden weitergeben, um flexibles Verhalten anzureizen.

Die anschließende Umfrage zeigte, dass ein höheres Maß an Flexibilisierung im Stromsystem als erforderlich und machbar angesehen wird. Insbesondere werden für dynamische Tarife mehr Chancen als Herausforderungen gesehen.

AG 3 Steuerbare Kapazitäten

Die Schwerpunkte der AG 3 waren die Identifizierung der Technologieoptionen für Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem sowie die Diskussion möglicher Kapazitätsmarktmodelle, insb. in Abgrenzung zu der Marktdesignoption eines wettbewerblichen Strommarkts mit geeigneten Langfristverträgen.

Es wird ein breiter Technologiemix als notwendig angesehen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, d. h., u. a. Kraftwerke für den Langfrist-Bereich (Wochen, Saison) sowie Speicher und Lastflexibilitäten für den Kurzfrist-Bereich (Stunden, Tage). Der wettbewerbliche Großhandel sei in jedem Fall wichtig, um ein effizientes *Dispatchsignal* zu senden. Dem EOM wird auch grundsätzlich zugetraut, neue Produkte zur Absicherung zu generieren. Allerdings hätten auch Zweifel an der ausreichenden Investitionssicherheit im EOM zugenommen, insb. sei fraglich, ob nötige Preisspitzen, die zur Refinanzierung nötig seien, politisch akzeptiert würden. Im Falle eines zusätzlichen Kapazitätsmarkts solle dieser technologieneutral und für Bestands- und Neuanlagen gleichermaßen offen sein. Unterschiedliche Sichtweisen bestehen

15 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 4. Sitzung des Plenums der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/praesentation-4-sitzung-plenum.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

bei der Bewertung unterschiedlicher Kapazitätsmarktmodelle wie dezentral oder zentral.

Die anschließende Umfrage zeigte ein breites und differenziertes Meinungsbild, so dass bisher keine eindeutig favorisierte Handlungsoption erkennbar sei. In der Gesamtschau sei noch weiter zu diskutieren, inwieweit Investoren im wettbewerblichen Strommarkt bestimmte Transformationsrisiken selbst absichern können und welchen Beitrag der Staat leisten sollte. Deutlich wurde hingegen, dass keine Designoption perfekt sei, sondern alle spezifische Chancen und Herausforderungen aufwiesen. Daher sei eine Bewertung der einzelnen Instrumente stark von der konkreten Ausgestaltung abhängig.

AG 4 Lokale Signale

Die Schwerpunkte der AG 4 waren zum einen die Frage, wie sich Erneuerbaren-Strom nutzen lässt, statt ihn aufgrund von Netzengpässen abzuregeln (Nutzen-statt-Abregeln), zum zweiten variable Netzentgelte mit räumlicher Steuerung und zum dritten die Einbeziehung von dezentralen Verbrauchern in das Engpassmanagement *(Redispatch)*. Zu einem späteren Zeitpunkt wurde zudem die Frage der optimalen räumlichen Auflösung des Stromgroßhandels, z. B. durch eine Neukonfiguration von Gebotszonen, diskutiert.

Die Diskussion zeigte, dass es im Grundsatz sinnvoll sei, Lastpotenziale stärker für netzdienliche Zwecke zu erschließen. Allerdings könnten aus dem Zusammenspiel von lokalen Signalen und zonalem Markt ökonomische Fehlanreize entstehen, die Netzengpässe verstärken würden. Das Thema Nutzen-statt-Abregeln sei relevant, vor allem aus Akzeptanzgründen, die Umsetzung sei aber komplex. Variable Netzentgelte mit räumlicher Komponente seien ein grundsätzlich geeigneter Ansatz für lokale Signale; konkrete Instrumente bedürften jedoch weiterer Diskussionen. Hinsichtlich einer Neukonfiguration der deutschen Gebotszone gebe es Vor- und Nachteile sowie einen Dissens zwischen wissenschaftlicher Perspektive, die eine Neukonfiguration befürworte, und marktlicher Perspektive, die eine Neukonfiguration aufgrund negativer Auswirkungen auf die Markteffizienz (u. a. geringere Handelsliquidität, Marktmachtprobleme und geringere Wettbewerbsintensität) kritisch sehe. In der Gesamtschau sei es sinnvoll, weitere Ansätze zur Einführung von lokalen Signalen in den Strommarkt vertieft zu diskutieren.

Die anschließende Umfrage spiegelte die vorherige Diskussion wider und ergab, dass eine hohe Einigkeit darüber bestehe, dass lokale Signale notwendig seien, es aber kein klares Bild zu geeigneten Maßnahmen gäbe. Während bei der regionalen Reduktion von Netzentgelten die positive Bewertung der Chancen überwiegt, zeigt die Frage nach dem Umgang mit der Gebotszone kein klares Bild.

> Es gibt ein Spannungsverhältnis zwischen politischem Handlungsdruck und der nötigen Sorgfalt bei der Analyse und Bewertung der Handlungsoptionen.

Fazit und Ausblick

Die Arbeit der PKNS als partizipatives Format verdeutlicht sowohl die Breite an Themen als auch deren Komplexität und Tiefe, die für die Entwicklung eines zukünftigen Strommarktdesigns betrachtet und bewertet werden müssen. Es zeigt sich ein Spannungsverhältnis zwischen möglichst schnellen politischen Entscheidungen vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Ziele einerseits und der nötigen Sorgfalt bei der Analyse und Bewertung der Handlungsoptionen andererseits. So hat die Umfrage unter allen Teilnehmenden im Herbst 2023 gezeigt, dass zwar alle Handlungsoptionen mit jeweiligen Vor- und Nachteilen breit ausgeleuchtet wurden, es aber keine klaren Empfehlungen gibt. Im April 2024 hat das BMWK einen vorläufigen Gesamtbericht[16] über die bisherige Arbeit der PKNS vorgelegt und angekündigt, dass im Laufe des Jahres noch ein sog. Optionenpapier veröffentlicht werden soll, das alle bisher identifizierten und diskutierten Handlungsoptionen zusammenfasst und zur abschließenden Konsultation stellt. Unklar bleibt allerdings, wie sich die Ergebnisse dieser Stakeholder-Konsultation zu bereits konkreten politischen Initiativen wie der Kraftwerksstrategie verhalten. Hier hat die Bundesregierung u. a. angekündigt, bis Sommer 2024 eine Richtungsentscheidung über die Einführung eines „wettbewerblichen und technologieneutralen Kapazitätsmechanismus“[17] treffen zu wollen.

16 Vgl. Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Integrierter Gesamtbericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (Winterbericht), abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 06.06.2024).

17 Vgl. Bundesregierung, Einigung zur Kraftwerksstrategie, 05.02.2024, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html (zuletzt abgerufen am 18.03.2024).

4.4 Der Wärmemarkt vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen

- ***Am 1. Januar 2024 sind das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG 2023) und das Wärmeplanungsgesetz (WPG) in Kraft getreten.***
- ***Diese Gesetze definieren wesentliche Rahmenbedingungen für die klimaneutrale Umstellung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sowie der dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden.***
- ***Eigentümer von Gebäuden mit derzeit heizöl-, erd- oder flüssiggasbetriebenen Wärmeerzeugern werden in vielen Fällen beim nächsten Heizungstausch auf ein anderes Heizsystem umstellen müssen. Ihre Alternativen hängen wesentlich von den Eigenschaften des Gebäudes und von dessen Umfeld ab.***

Mit dem Vorziehen des Ziels der Klimaneutralität auf das Jahr 2045 in der Novelle des Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 rückte der Wärmesektor – insb. die Versorgung von Wohngebäuden mit Raumwärme und Warmwasser – verstärkt in den Blick der Klimapolitik. Die verbleibende Zeit zum Erreichen der Klimaneutralität liegt nun im Bereich der Lebensdauer, die von vielen Wärmeerzeugern in Wohngebäuden erreicht wird, also im Bereich einer *Heizungsgeneration*. Daraus ergab sich die Notwendigkeit, möglichst ab sofort beim Ersatz von alten durch neue Wärmeerzeuger *Lock-in-Effekte* zu vermeiden, welche den späteren Wechsel auf eine klimaneutrale Lösung erschweren.

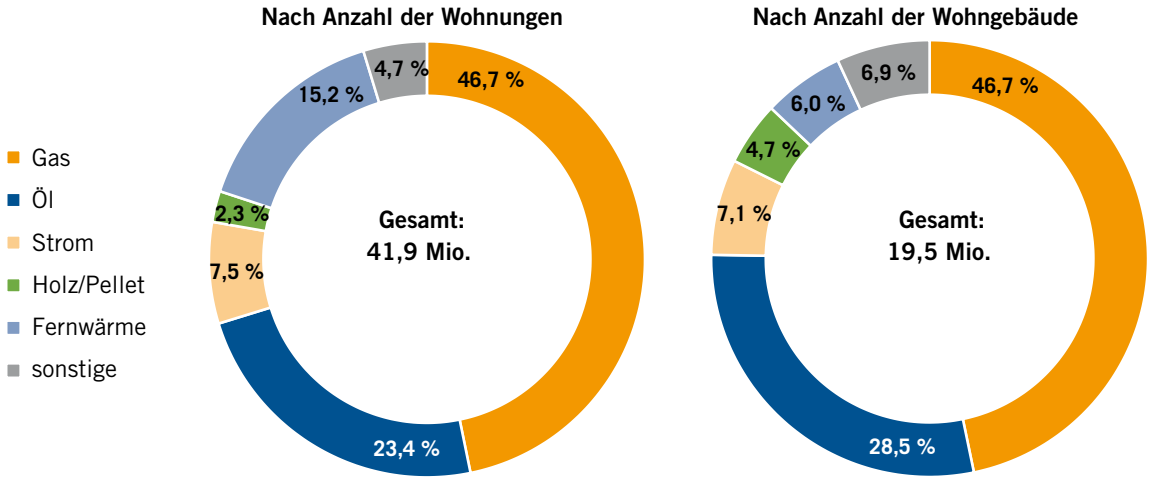
Dies gilt umso mehr, da die Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland laut einer Studie des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. von 2023 derzeit zu einem erheblichen Teil auf der Nutzung von Heizöl und Erdgas in dezentralen Wärmeerzeugern basiert. D. h., die Erzeugung von Wärme findet vor Ort im Wohngebäude auf Basis fossiler Brennstoffe statt.

Von 41,9 Mio. Wohnungen in Deutschland werden 70 % – und von 19,5 Mio. Wohngebäuden sogar 75 % – direkt mit Gas[19] oder Öl beheizt, darüber hinaus enthalten sowohl der Fernwärme- als auch der Strommix erhebliche Anteile fossiler Brennstoffe. Vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber im Jahr 2023 nach längerer politischer Debatte zwei neue Gesetze erlassen: die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG 2023) und das neue Wärmeplanungsgesetz (WPG), welche am 1. Januar 2024 in Kraft getreten sind.

18 Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Wie heizt Deutschland 2023?, Berlin 2023, S. 5 f.

19 Gas umfasst sowohl Erdgas als auch Flüssiggas *(Liquefied Petroleum Gas, LPG)*.

Abbildung 4.13: Heizungssysteme in Deutschland nach Endenergieträgern 2023



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.[1]

Mit dem GEG 2023 werden neue Anforderungen eingeführt, die eine ab dem 01.01.2024 neu in ein Gebäude einzubauende Heizungsanlage erfüllen muss.

Mit dem GEG 2023 werden neue Anforderungen eingeführt, die eine ab dem 01.01.2024 neu in ein Gebäude einzubauende Heizungsanlage erfüllen muss. Die mit der Heizungsanlage bereitgestellte Wärme muss zu mind. 65 % mit erneuerbaren Energien (EE) oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt werden. Gebäudeeigentümer können die Heizungsanlage, mit der diese Anforderung erfüllt wird, frei wählen. Über die Einhaltung der 65 %-Anforderung ist ein Nachweis zu erbringen, der für eine Reihe von im Gesetz aufgeführten Erfüllungsoptionen unter bestimmten Voraussetzungen jedoch entfallen kann. Zu diesen Erfüllungsoptionen gehören der Anschluss an ein Fernwärmenetz, elektrische Wärmepumpen, Stromdirektheizungen, solarthermische Anlagen, bestimmte Hybridheizungen und auch Heizungsanlagen zur Nutzung von Biomasse oder *grünem* (erneuerbarem) oder *blauem* Wasserstoff[20] (einschließlich daraus hergestellter Derivate). Die heute weit verbreiteten Gas- und Ölheizungen gehören also, jedenfalls für den Betrieb mit (ausschließlich oder überwiegend) fossilem Erdgas, Flüssiggas oder Heizöl, nicht dazu. Es gelten jedoch Übergangsfristen für neu einzubauende Heizungsanlagen, die mit gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betrieben werden.[21]

Für Eigentümer von Gebäuden, die derzeit mit öl- oder gasbetriebenen Heizungen beheizt werden, stellt sich nun die Frage, was beim nächsten Heizungstausch geschehen soll. Soll ein technisch sehr ähnlicher oder gar gleicher Wärmeerzeuger eingebaut werden, der dann aber (jedenfalls auf lange Sicht) überwiegend mit einem klimaneutralen Energieträger wie, im Fall einer Gasheizung, Biomethan, BioLPG oder grünem oder blauem Wasserstoff betrieben werden muss? Oder sollte eine Umstellung auf ein anderes Heizsystem, wie z. B. eine Wärmepumpe oder, falls verfügbar, ein Anschluss an ein Wärmenetz, erfolgen? Die Antwort hängt von der Verfügbarkeit, der technischen Eignung und der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen unter den Umständen des Einzelfalls ab. Auch die Höhe der Investition und die Fähigkeit der Gebäudeeigentümer, die jeweils benötigten Mittel aufzubringen, spielen eine Rolle. Bei den heterogenen Umständen, z. B. hinsichtlich der Siedlungsdichte, der Verfügbarkeit und Kapazität der verschiedenen Netze (Strom, Gas, Wärme), der Gebäudegröße, des Gebäudealters und -zustands sowie des hausinternen Wärmeverteilungssystems, kann es in dieser Frage keine allgemeingültige Antwort geben. Was die optimale Lösung ist, hängt auch von künftigen Entwicklungen ab, was z. B. den Ausbau von Versorgungsnetzen und die Verfügbarkeit, die Menge und den Preis der verschiedenen klimaneutralen Energieträger betrifft. Eine Entscheidung ist daher nicht nur mit einem hohen Informationsbedarf und einem erheblichen Prüf- und Bewertungsaufwand, sondern auch mit hoher Unsicherheit verbunden.

Das Wärmeplanungsgesetz soll dieser Unsicherheit entgegenwirken. Es verpflichtet zunächst die Bundesländer dazu, sicherzustellen, dass auf ihrem Gebiet Wärmepläne erstellt werden – und zwar bis zum 30.06.2026 für Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern und bis zum 30.06.2028 für Gemeinden mit bis zu 100.000 Einwohnern. Viele Wärmepläne werden jedoch vor dem Ablauf dieser Fristen vorliegen. Zum einen, weil es in einzelnen Bundesländern – wie z. B. in Baden-Württemberg – aufgrund von Landesgesetzen bereits vor dem Inkrafttreten des WPG eine Verpflichtung zur Wärmeplanung gab. Zum anderen, weil es Förderprogramme für die Erstellung von Wärmeplänen gibt und die Förderbedingungen eine frühere Fertigstellung verlangen.

In der Praxis werden die Bundesländer die Aufgabe der Wärmeplanung an eine planungsverantwortliche Stelle übertragen. In der Regel werden die Gemeinden, unter Beteiligung verschiedener Stakeholder, wie z. B. der örtlichen Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreiber und der Öffentlichkeit, diese Aufgabe ausführen. Die Wärmeplanung hat für das jeweils beplante Gebiet die folgenden Elemente zu enthalten:

- **Eignungsprüfung:**
  Untersuchung auf Teilgebiete, die sich wahrscheinlich nicht für eine Versorgung durch ein Wärmenetz oder ein Wasserstoffnetz eignen.

20 Bei blauem Wasserstoff handelt es sich um Wasserstoff, der auf Basis von Erdgas generiert und bei dem das entstehende CO_2 abgeschieden und gespeichert wird.

21 Solange noch keine kommunale Wärmeplanung vorliegt, darf in Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern bei einem Heizungstausch vor dem 30.06.2026 und in Gemeinden mit bis zu 100.000 Einwohnern bei einem Heizungstausch vor dem 30.06.2028 von der genannten 65 %-Anforderung abgewichen werden. Für die während dieser Übergangsfrist eingebauten, mit gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betriebenen Heizungsanlagen gelten jedoch Mindestanteile für die aus Biomasse oder aus grünem oder blauem Wasserstoff erzeugte Wärme, die über die Zeit zunehmen (mind.15 % ab 01.01.2029, mind. 30 % ab 01.01.2035 und mind. 60 % ab 01.01.2040).

- **Bestandsanalyse:**
  Ermittlung des derzeitigen Wärmebedarfs, der eingesetzten Energieträger, vorhandenen Wärmeerzeugungsanlagen und der für die Wärmeversorgung relevanten Infrastrukturanlagen.

- **Potenzialanalyse:**
  Ermittlung vorhandener Potenziale zur Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren und zur Nutzung unvermeidbarer Abwärme sowie Abschätzung des Potenzials zur Energieeinsparung (Wärmebedarfsreduktion), jeweils quantitativ und räumlich differenziert.

- **Zielszenario:**
  Beschreibung der langfristigen Entwicklung der Wärmeversorgung, Einteilung des beplanten Gebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete mit Angabe der jeweils besonders geeigneten Wärmeversorgungsart und Darstellung der jeweiligen Wärmeversorgungsart im Zieljahr.

- **Fortschreibung:**
  Überprüfung des Wärmeplans alle fünf Jahre, Überwachung der Fortschritte bei der Umsetzung der Strategie und der Maßnahmen, bei Bedarf Überarbeitung und Aktualisierung des Wärmeplans.

Für Eigentümer von Gebäuden, in denen auf dem Weg zur Klimaneutralität zumindest ein Wechsel des Energieträgers und eventuell sogar ein Wechsel der Wärmeversorgungsart erfolgen muss, enthält der Wärmeplan somit wertvolle Informationen. Er gibt an, auf welche Art das betreffende Teilgebiet, in dem sich das Gebäude befindet, im Zielszenario voraussichtlich und überwiegend mit Wärme versorgt werden wird und welche Infrastrukturen im betreffenden Teilgebiet zur Verfügung stehen werden. D. h., Gebäudeeigentümer können aus dem Wärmeplan auch ablesen, ob und ggf. wann der Ausbau eines Wärmenetzes vor Ort voraussichtlich erfolgen wird. Wichtig ist jedoch festzuhalten, dass sich aus dem Wärmeplan keine Pflicht ergibt, eine bestimmte Wärmeversorgungsart zu nutzen oder bereitzustellen. Zudem bleibt eine Einzelfallprüfung für jedes Wohngebäude unabhängig von der Wärmeplanung unbedingt erforderlich. So kann es z. B. sein, dass aufgrund der Ausgangsbedingungen des individuellen Gebäudes ein Wärmenetzanschluss nicht ohne Weiteres realisierbar ist, obwohl ein Wärmenetz in der betreffenden Straße ausgebaut werden soll.

Das GEG 2023 legt fest, welche Wärmeversorgungsarten künftig unter Klimaschutzaspekten noch zulässig sind.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im GEG 2023 festgelegt ist, welche Wärmeversorgungsarten künftig unter Klimaschutzaspekten noch zulässig sein werden. Handlungsbedarf ergibt sich daraus v. a. für Eigentümer von Gebäuden, die heute mit fossilem Gas oder Heizöl beheizt werden. Diese müssen auf eine klimaneutrale Lösung umgestellt werden. Dies muss zumindest mit einem Wechsel des Energieträgers, in der Regel aber auch mit einem Wechsel des Heizungssystems verbunden sein. Aus dem Wärmeplan für die betreffende Gemeinde, der in großen Gemeinden spätestens ab Mitte 2026, ansonsten spätestens ab Mitte 2028 vorliegen wird, lässt sich entnehmen, welche Wärmeversorgungsart für das betreffende Teilgebiet als besonders geeignet angesehen wird und ob es ein Wärmenetz im betreffenden Teilgebiet geben wird.

Aus den technischen Eigenschaften der verschiedenen Wärmeversorgungsarten lassen sich einige grundlegende Aussagen zu deren Eignung unter verschiedenen Ausgangsbedingungen treffen. So sind etwa Wärmepumpen desto effizienter, je geringer die zu überbrückende Temperaturdifferenz zwischen Umweltwärmequelle (je nach Wärmepumpenart entweder Außenluft, Erdreich oder Grundwasser) und Wärmesenke (dem Heizwasser, das den Heizkörpern zugeführt wird) ist. D. h., die Temperatur der Wärmequelle sollte möglichst hoch, die der Wärmesenke möglichst gering sein.

Ist die Wahl für eine Umweltwärmequelle einmal getroffen, lässt sich deren Temperatur nicht beeinflussen. Im Gegensatz dazu ist die Temperatur der Wärmesenke eine Frage der Auslegung des Heizsystems. Bei einem geringen spezifischen Wärmebedarf, also bei einem gut wärmeisolierten Gebäude, und großen Heizflächen ist eine geringe Temperatur der Wärmesenke (Vorlauftemperatur) möglich. Damit ist die große Verbreitung von Elektro-Wärmepumpen im Gebäude-Neubau zu erklären. Die Standards für die Wärmeisolierung bei Neubauten sind mittlerweile sehr hoch. Der spezifische Wärmebedarf ist daher gering. Ausreichend große Heizflächen werden von vornherein mit eingeplant, oftmals in Form einer Fußbodenheizung. Die Umstände einer Großbaustelle erleichtern die Erschließung einer Umweltwärmequelle mit Temperaturen, die im Winter höher sind als die der Au-

ßenluft – also des Erdreichs (Sole/Wasser-Wärmepumpe) oder des Grundwassers (Wasser/Wasser-Wärmepumpe).

Die Voraussetzungen bei Bestandsgebäuden sind jedoch oftmals sehr unterschiedlich. Da Gas- und Öl-Heizungen das Heizwasser leicht auf höhere Vorlauftemperaturen erwärmen können, wurden in vielen Gebäuden mit Gas-/Öl-Heizung kleine Heizkörper eingebaut. Zudem kann bei älteren Gebäuden (v. a. aus der Zeit vor den Energieeinspar-, Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnungen), je nach Stand der energetischen Sanierung, der spezifische Wärmebedarf im Vergleich zu heutigen Standards deutlich höher sein. Solche Voraussetzungen sind für eine Umstellung auf eine Wärmepumpe nicht optimal. Es können deshalb, neben den Ausgaben für die Anschaffung und den Einbau der Wärmepumpe, erhebliche zusätzliche Investitionen in Maßnahmen zur Gebäudedämmung und den Einbau neuer, größerer Heizkörper erforderlich sein. Dass solche Fälle in Deutschland nicht selten sind, zeigt ein Blick in die Statistik *Wohnen in Deutschland – Zusatzprogramm Wohnen des Mikrozensus 2022* der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.

Von den ca. 39,5 Mio. Wohnungen in Deutschland im Jahr 2022 waren 27,8 Mio. (oder 70 %) mit Gas oder Öl beheizt. Davon wiederum befanden sich 17,9 Mio. in Gebäuden, die bis 1978 errichtet wurden, also über 45 Jahre alt waren. Das entsprach 45 % aller Wohnungen. Zum Mikrozensus-Stichtag im Jahr 2022 waren also beinahe die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland sowohl älter als 45 Jahre als auch mit Gas oder Öl beheizt. Zudem sind diese Gebäude in der Regel nicht hinreichend energetisch saniert, da die Sanierungsraten, v. a. in Bezug auf die energetische Vollsanierung (d. h., einschließlich wärmeisolierter Fenster, Dachflächen und Gebäudehülle), in der Vergangenheit meist niedrig (unter 1 % p.a.) waren.

In Fällen, in denen eine Umstellung auf eine Wärmepumpe mit aufwändigen Umbaumaßnahmen und hohen Kosten verbunden wäre, könnte der Anschluss an ein Wärmenetz eine attraktive Alternative sein. Gebäudeeigentümer sind aber auf einen entsprechenden Ausbau des Wärmenetzes angewiesen, sofern es nicht bereits ein Wärmenetz in der betreffenden Straße gibt, das am Gebäude vorbeiführt. Im Gebäude selbst müsste lediglich eine Wärmeübergabestation installiert werden. Für die Lieferung der Wärme auf dem zugesicherten Temperaturniveau sowie deren klimaneutrale Erzeugung wäre der Wärmeversorger zuständig. Die Investitionen auf Seiten des Gebäudeeigentümers wären somit begrenzt. Eine Ausnahme stellen Gebäude mit Gas-Etagenheizung dar, in denen im Fall einer Umstellung auf Fernwärme zusätzliche Baumaßnahmen für die Wärmeverteilung im Gebäude erfolgen müssten.

Obwohl ein erheblicher Ausbau der Wärmenetze in Deutschland zu erwarten ist, wird ein beträchtlicher Anteil der heute öl- oder gasbeheizten Gebäude auch künftig nicht in einem mit Fernwärme versorgten Gebiet liegen. Dies lässt sich anhand einer Gegenüberstellung wesentlicher Parameter der heutigen Erdgas-Verteilnetze und Wärmenetze sowie deren grundlegender technisch-wirtschaftlicher Eigenschaften zeigen.

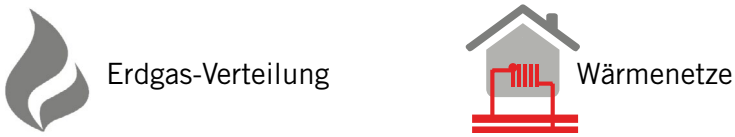
Im Vergleich zu den Erdgas-Verteilnetzen weisen Wärmenetze pro Leitungskilometer eine deutlich höhere Anzahl versorgter Wohnungen und eine deutlich höhere gelieferte Energiemenge auf. Eine hohe Netzliniendichte ist für die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen erforderlich, da die Investitionen pro Leitungskilometer ebenfalls hoch sind. Im Vergleich zu Erdgas ist es erforderlich, statt einer zwei Leitungen zu legen (für die Zu- und Ableitung von Wasser), die zudem wärmeisoliert sein müssen. Darüber hinaus ist die pro gelieferter Energieeinheit (also pro kWh) in Wärmenetzen transportierte Menge an Wasser deutlich höher als die des in Gasverteilnetzen transportierten Erdgases.

Tabelle 4.6: Wohnungsbestand nach Baujahr und überwiegender Wärmeversorgungsart

Mio. Wohnungen		Davon überwiegend beheizt mit			
Baujahr	**Gesamt**	**Öl oder Gas**	**Fernwärme**	**Wärmepumpe**	**Sonstige**
bis 1978	24,5	17,9	4,1	0,19	2,2
ab 1979	15,0	9,9	2,9	1,03	1,2
Gesamt	39,5	27,8	7,0	1,23	3,4

Quelle: Eigene Darstelung auf Basis der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Wohnen in Deutschland – Zusatzprogramm Wohnen des Mikrozensus 2022

Abbildung 4.14: Erdgas-Verteilnetze und Wärmenetze in Deutschland



Netzlänge	522.000 km	31.200 km
Gelieferte Energie	760.000 GWh/a (1,5 GWh/a pro km)	126.000 GWh/a (4 GWh/a pro km)
Versorgte Wohnungen	20 Mio. (38 per km)	7 Mio. (224 per km)

Quelle: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., Umweltbundesamt, Mikrozensus 2022

> Es ist ratsam, sich frühzeitig mit der künftigen Wärmeversorgungsart eines Gebäudes zu befassen.

Viele der heute gas- oder ölbeheizten Wohngebäude werden daher auch zukünftig nicht an ein Wärmenetz angeschlossen sein. Doch selbst wenn ein örtlicher Ausbau von Wärmenetzen vorgesehen ist, kann der Anschluss eines Wohngebäudes im Einzelfall schwierig sein, etwa, weil das Wärmenetz nicht das im Gebäude benötigte Temperaturniveau erreicht oder weil, im Fall von Gasetagenheizungen, zusätzliche Leitungen für den Wärmetransport im Gebäude verlegt werden müssten. In jedem Fall ist es ratsam, sich frühzeitig mit der künftigen Wärmeversorgungsart eines Gebäudes zu befassen, vor allem, wenn das Ende der Lebensdauer der gegenwärtig genutzten Heizung absehbar ist und – im Idealfall – ein Wärmeplan bereits vorliegt.

Fazit und Ausblick

Bis 2045 werden die heute am weitesten verbreiteten Wärmeversorgungsarten in Wohngebäuden weitgehend entfallen. Was an ihre Stelle treten wird, ist für viele Wohngebäude heute nicht geklärt. Wesentliche Leitplanken stellen das Gebäudeenergie- und das Wärmeplanungsgesetz dar. Darüber hinaus werden die künftigen Bedingungen durch die Infrastrukturplanung beeinflusst: zunehmend integrierte Netzentwicklungspläne für Strom, Gas und Wasserstoff sowie den Gasnetzgebietstransformationsplan. Absehen lässt sich aktuell nur, dass die Frage der Wärmeversorgung von Wohngebäuden komplexer, der Markt wohl stärker reguliert werden wird und die jeweilige Wärmeversorgungslösung stark auf den Einzelfall zugeschnitten werden muss. In vielen Fällen wird es auch Übergangs- und Hybridlösungen auf dem Weg zur klimaneutralen Wärmeversorgung geben. Obwohl der klimaneutrale Umbau der Wärmeversorgung in Gebäuden für viele Gebäudeeigentümer, die Wärmeversorger und die Gesellschaft insgesamt eine Herausforderung darstellt, gibt es in Form des WPG und GEG 2023 nun konkrete Planungs- und Handlungsgrundlagen, die voraussichtlich im Laufe der Zeit noch weiterentwickelt werden.

4.5 Möglichkeiten und Grenzen der Treibhausgasminderungsquote

- ***Die Treibhausgas-(THG)-Quote ist ein etabliertes Instrument, um die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors zu senken.***
- ***Generell kann die THG-Quote ein geeignetes Mittel sein, um höhere Emissionsminderungen im Verkehrssystem anzureizen. Allerdings ist sie allein nicht dazu geeignet, höhere Emissionsminderungen im Verkehrssystem anzureizen.***
- ***Die THG-Quote ist eine flexible Auflagenlösung für Inverkehrbringer von Otto- und Dieselkraftstoffen.***

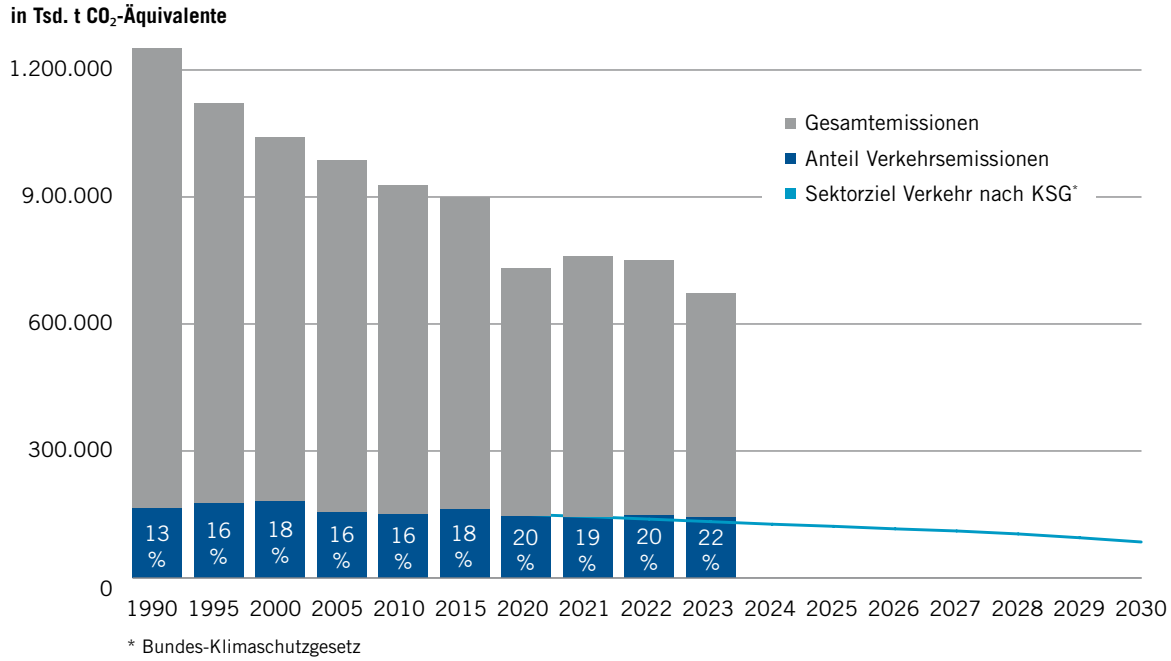
Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland bzw. 2050 in Europa stellt für den Verkehrssektor eine besondere Herausforderung dar. In diesem Sektor sind die Emissionen in den vergangenen zehn Jahren beinahe konstant geblieben, während sie in anderen Sektoren, wie etwa der Energiewirtschaft, der Industrie und im Gebäudebereich, zurückgingen. Zwar gibt es Minderungsmaßnahmen im Sektor Verkehr, gleichzeitig ist jedoch die Verkehrsleistung in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen.

Laut nationalem Klimaschutzgesetz sollen die THG-Emissionen (berechnet als CO_2-Äquivalente, CO_2-Äq.) im Verkehrssektor schrittweise auf 85 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2030 sinken. Nach 2021 wurde jedoch auch 2022 das vorgegebene Emissionsminderungsziel nicht erreicht. Laut Daten des Umweltbundesamtes (UBA) stiegen die CO_2-Emissionen im Verkehrssektor auf 148 Mio. t.

Ein wesentliches Instrument zur Senkung der Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen und damit zur Minderung der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor ist in Deutschland die nationale Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Sie sieht im Wesentlichen Folgendes vor: Wer gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen nach dem Energiesteuergesetz zu versteuernden Otto- oder Dieselkraftstoff in Verkehr bringt, hat sicherzustellen, dass die Emissionen der von ihm in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe die Vorgaben der THG-Quote erfüllen.[22]

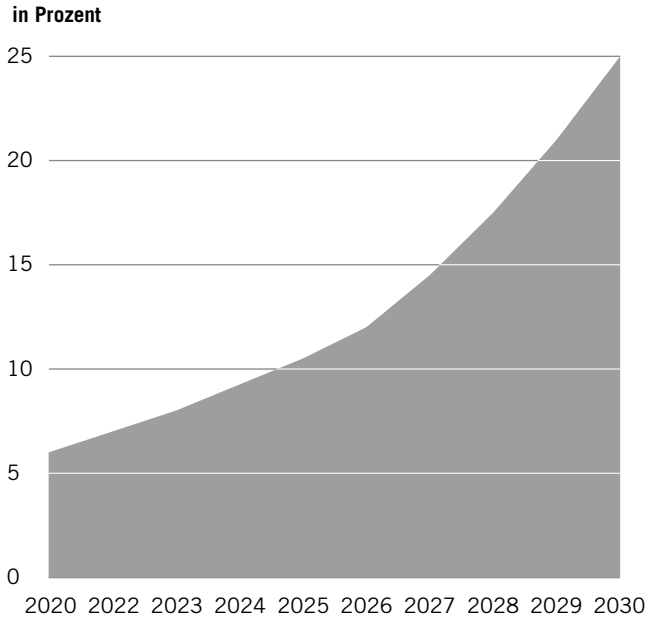
22 Vgl. § 37a (1) Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umweltwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG).

Abbildung 4.15: Treibhausgasemissionen im Verkehr 1990 bis 2023 im Vergleich mit den Sektorzielen 2020 bis 2023



Quelle: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x) auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes (UBA)

Abbildung 4.16: Erfüllung der THG-Quote nach BImSchG



Erfüllungsoptionen nach § 37a (5) S. 1 BImSchG

Nr. 1	Inverkehrbringen von Biokraftstoffen, die Benzin oder Diesel beigemischt wurden
Nr. 2	Inverkehrbringen von reinen Biokraftstoffen
Nr. 3	Inverkehrbringen von Biomethan (beigemischt oder rein)
Nr. 4	Elektrischer Strom zur Verwendung in Straßenfahrzeugen
Nr. 5	Upstream Emissionsminderung
Nr. 6	Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO)
Nr. 7	RFNBO als Zwischenprodukt
Nr. 8	Mitverarbeitung (Co-Processing) ab 2024?
Nr. 9	Andere Kraftstoffe (Rechtsverordnung)
§37a (6)+(7)	Übertragung der Erfüllung auf Dritte

Quelle: en2x auf Basis des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)

Grundlagen der THG-Quote

Mit der THG-Quote setzt Deutschland die Vorgabe der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive II, RED II) zur Steigerung der erneuerbaren Energien (EE) am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor um. Die THG-Quote wurde 2015 als Instrument eingeführt und ist in § 37a BImSchG sowie in den zugehörigen Verordnungen, wie der 37. und der 38. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV), spezifiziert.

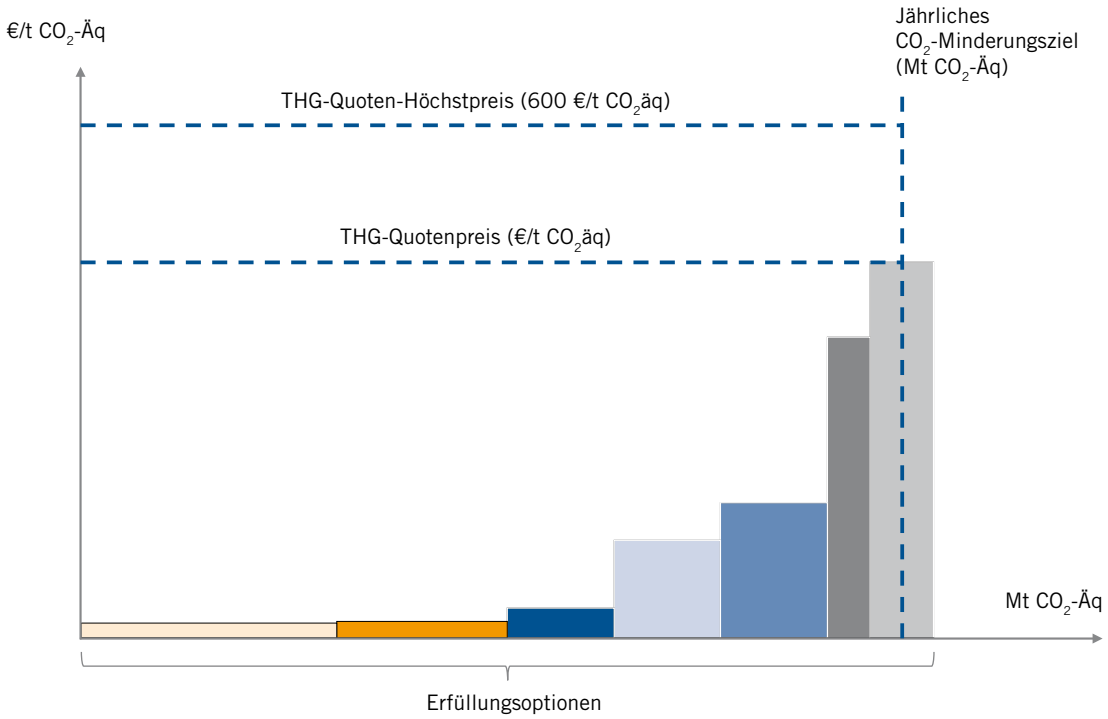
> Die THG-Quote ist eine flexible Auflagenlösung für Inverkehrbringer von Otto- und Dieselkraftstoffen.

Die THG-Quote ist im Kern eine flexible Auflagenlösung. Die Quotenverpflichteten sind Inverkehrbringer von Otto- und Dieselkraftstoffen. Für sie wird ein spezifisches THG-Minderungsziel festgelegt: sie müssen die durch den jährlichen Gesamtabsatz dieser Kraftstoffe verursachten THG-Emissionen um einen bestimmten Prozentsatz gegenüber einem Referenzwert reduzieren. Das Reduktionsziel wird jährlich angehoben, von derzeit 9,25 % im Jahr 2024 auf 25 % im Jahr 2030 (§ 37a (4) BImSchG).

Kommen Quotenverpflichtete ihrer Verpflichtung nicht nach, wird eine Abgabe (sog. Pönale) in Höhe von 0,6 €/kg CO_2-Äq. fällig. Dies entspricht 600 €/t. Bei Übererfüllung in einem Verpflichtungsjahr können die entsprechenden Mengen auf die Quote des Folgejahres angerechnet werden. Die Grundidee ist, dass Marktmechanismen greifen, um die Kosten der THG-Einsparungen zu senken, indem diese dort vermieden werden, wo die geringsten Kosten anfallen.

THG-Quotenverpflichtete können ihre Vorgaben entweder durch eigenes Handeln, bspw. die Beimischung von Biokraftstoffen, oder durch den Erwerb von CO_2-Minderungsleistungen Dritter, wie von Herstellern nachhaltiger Kraftstoffe oder Betreibern von Ladepunkten für E-Fahrzeuge, erfüllen. Zur selbstständigen Erfüllung der Quote hat der Verpflichtete mehrere Optionen, deren jeweilige Nutzung z. T. detaillierten Regelungen unterliegt. So kann er folgende Kraftstoffe einsetzen:

Abbildung 4.17: Angebot und Nachfrage der THG-Quote (schematisch)



Quelle: EnBW Energie Baden-Württemberg AG

- Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (Obergrenze 4,4 % energetisch),
- gebrauchte Speiseöle und einige tierische Fette (Obergrenze 1,9 % energetisch),
- fortschrittliche Biokraftstoffe (deren Mindestanteil steigt jährlich an; 2,6 % im Jahr 2030),
- erneuerbaren (grünen) Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe,
- Ladestrom für E-Fahrzeuge.

Bis 2026 sind zudem Maßnahmen zur Reduzierung von Upstream-Emissionen bei der Rohölproduktion – aus Exploration, Förderung und Transport zur Raffinerie – anrechenbar. In der Vergangenheit wurde die Quotenverpflichtung v. a. durch die Beimischung von Biokraftstoffen erfüllt. Im Jahr 2022 war dies bei ca. 70 % der Quotenverpflichtungen der Fall.[23]

Da diese verschiedenen Optionen unterschiedliche Kosten je vermiedener Tonne CO_2-Äquivalent aufweisen, lassen sich die Optionen nach diesen Kosten ordnen. Es entsteht so eine Angebotskurve für den THG-Quotenmarkt, eine Merit Order der THG-Quoten-Erfüllungsoptionen. Am Schnittpunkt der Angebotskurve mit der staatlich festgelegten Nachfrage ergibt sich der THG-Quotenpreis. Diese staatlich gesetzte Nachfrage ergibt sich aus den jährlichen THG-Minderungszielen und ist nicht vom THG-Quotenpreis abhängig. Daher verläuft die Nachfragekurve vertikal über dem Minderungsziel. Der höchstmögliche Preis ist theoretisch durch die Pönale gesetzt, da es sich für die Verpflichteten nicht lohnt, auf Erfüllungsoptionen zurückzugreifen, deren Kosten je vermiedener Tonne CO_2 oberhalb der Pönale liegen. Die Quotenverpflichteten würden in diesem Falle die Pönale entrichten.

Die reale THG-Angebotskurve verläuft in der Nähe des Erfüllungszieles relativ steil, weil zur Erreichung des jeweiligen Minderungszieles auf zunehmend teure Erfüllungsoptionen zurückgegriffen werden muss. Dies hat zur Folge, dass bereits begrenzte Mengenänderungen bei den Erfüllungsoptionen zu deutlichen Preisänderungen führen können. Diese Mengenänderungen können z. B. aufgrund regulatorischer Eingriffe entstehen, etwa bei den Anrechnungsfaktoren, oder aufgrund von Marktentwicklungen, wie z. B. dem Hochlauf der Elektromobili-

23 Quelle: Zoll, eigene Berechnung.

tät. Nicht zuletzt deshalb gilt der THG-Quotenpreis als schwer prognostizierbar.

Für die einzelnen Erfüllungsoptionen gelten spezielle Vorschriften. Grüner Wasserstoff als Erneuerbarer Kraftstoff nicht-biologischen Ursprungs (Renewable Fuel of non-biological Origin, RFNBO) unterliegt detaillierten Anforderungen hinsichtlich seiner Produktion und Anwendung. Hierzu zählen z. B. die Zusätzlichkeit[24] der eingesetzten EE sowie die zeitliche und geographische Korrelation der Erneuerbaren-Produktion mit dem Einsatz von Elektrolyseuren. Biokraftstoffe werden nur dann auf die THG-Quote angerechnet, wenn sie gemäß der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung als nachhaltig eingestuft sind. Kontrolle und Nachweis erfolgen durch privatwirtschaftliche Zertifizierungssysteme mit staatlicher Kontrolle in der Datenbank Nachhaltige Biomasse System (NABISY) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

Wesentlich für die Quotenerfüllung sind weiterhin die Anrechnungsfaktoren, d. h., die Möglichkeit, bestimmte Erfüllungsmaßnahmen mehrfach auf die Quotenverpflichtung anrechnen zu lassen. So wird bspw. die Erfüllungsoption RFNBO mit dem Faktor 3 auf die THG-Quote angerechnet. Gleiches gilt für Strom in der Elektromobilität. Bei fortschrittlichen Biokraftstoffen können Mengen, die über die energetische Unterquote hinausgehen, mit dem Faktor 2 angerechnet werden.

24 Die Additionalitäts- und Korrelationsregeln gelten in Deutschland, weil der Anteil der erneuerbaren Energien in der deutschen Strompreis-Gebotszone weniger als 90 % beträgt. Deutschland hat lediglich eine Gebotszone, andere Länder wie z. B. Schweden sind in mehrere Zonen aufgeteilt, in denen es teils sehr hohe EE-Anteile gibt.

Der THG-Quotenhandel ist in ständiger Weiterentwicklung. Bis vor Kurzem war der Handel noch im Wesentlichen analog und bilateral. Mittlerweile bestehen jedoch neue Handelsmöglichkeiten durch digitale Handelsplattformen. Auch die Quotenregelungen werden ständig weiterentwickelt. Die RED II wurde im Jahr 2023 erneut überarbeitet (Renewable Energy Directive III, RED III). Ihre Umsetzung in nationales Recht wird wiederum zu einer Überarbeitung der nationalen THG-Quote führen.

Exkurs: Berechnungsschema und Mehrfachanrechnung

Anhand eines einfachen schematischen Beispiels mit fiktiven Mengen wird dargestellt, wie die Quotenerfüllung zu ermitteln ist.

Im 1. Schritt wird der Referenzwert berechnet, gegenüber dem die THG-Minderung zu erfolgen hat. Dies geschieht durch Multiplikation des für alle Erzeugnisse gesetzlich festgelegten Basiswertes mit der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten energetischen Menge an fossilen Otto- und fossilen Dieselkraftstoffen, zuzüglich der energetischen Menge an eingesetzten Erfüllungsoptionen wie Biokraftstoffen.

Im 2. Schritt werden die tatsächlichen THG-Emissionen ermittelt. Dafür gibt es gesetzlich festgelegte Standardwerte. Für anrechnungsfähige Biokraftstoffe werden Werte aus deren gültigen Nachhaltigkeitsnachweisen entnommen.

Im 3. Schritt wird ermittelt, ob und wie die Quote erfüllt wurde.

Abbildung 4.18: Berechnungsschema der THG-Quote

Ohne Mehrfachanrechnung

1. Schritt: Berechnung Referenzwert

Erzeugnis	Energie-gehalt in GJ	*	Basiswert in kg CO_2-Äq/GJ	=	THG-Emission kg CO_2-Äq
Dieselkraftstoff	1.000,00	*	94,10	=	94.100,00
Abfälle und Reststoffe	19,00	*	94,10	=	1.788,00
Hydriertes Pflanzenöl	120,00	*	94,10	=	11.292,00
Strom	100,00	*	94,10	=	9.410,00
GESAMT	1.239,00	*	94,10	=	116.590,00

2. Schritt: Berechnung tatsächliche Emissionen

Erzeugnis	Energie-gehalt in GJ	*	tatsächlicher Wert in kg CO_2-Äq/GJ	=	THG-Emission kg CO_2-Äq
Dieselkraftstoff	1.000,00	*	95,10	=	95.100,00
Abfälle und Reststoffe	19,00	*	12,57	=	238,83
Hydriertes Pflanzenöl	120,00	*	31,84	=	3.821,28
Strom	100,00	*	50,00	=	5.000,00
	TATSÄCHLICHE EMISSIONEN			=	104.160,00

3. Schritt: Ermittlung der Quotenerfüllung

1. Schritt: Referenzwert				=	116.590,00
2. Schritt: tatsächliche Emissionen				=	104.160,00
Zu erfüllen (10,5 % vom Referenzwert)	10,5 %	von	116.590,00	=	**12.242,00**
Referenzwert – tatsächliche Emissionen	116.590,00	–	104.160,00	=	**12.430,00**
Erbrachte Quote in %				=	**10,66 %**

Mit Dreifachanrechnung im Stromsektor

Energie-gehalt in GJ	*	Basiswert in kg CO_2-Äq/GJ	=	THG-Emission kg CO_2-Äq
1.000,00	*	94,10	=	94.100,00
19,00	*	94,10	=	1.788,00
120,00	*	94,10	=	11.292,00
300,00	*	94,10	=	28.230,00
1.439,00	*	94,10	=	135.410,00

Energie-gehalt in GJ	*	tatsächlicher Wert in kg CO_2-Äq/GJ	=	THG-Emission kg CO_2-Äq
1.000,00	*	95,10	=	95.100,00
19,00	*	12,57	=	238,83
120,00	*	31,84	=	3.821,28
300,00	*	50,00	=	15.000,00
TATSÄCHLICHE EMISSIONEN			=	114.160,00

				=	135.410,00
				=	114.160,00
10,5 %	von	135.410,00	=	**14.218,00**
135.410,00	–	114.160,00	=	**21.250,00**
			=	**15,69 %**

Quelle: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x) auf Basis des BImSchG

In diesem Beispiel für das Jahr 2025 wird die geforderte Quote von 10,5 % mit einem erreichten Wert von 10,66 % leicht übererfüllt (Tabelle links). Der hier verwendete tatsächliche Emissionsfaktor für Strom ergibt sich erst unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen, u. a. eines Anpassungsfaktors für die Antriebseffizienz von 0,4 (Anlage 3 zu § 5 Abs. 3 und § 11 Abs. 2 der 38. BImSchV). Zudem ist die Anrechnung von in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb genutztem elektrischem Strom mit der dreifachen Menge zu berücksichtigen. Dadurch ergibt sich eine Erfüllung von 15,69 % (Tabelle rechts). Die Mehrfachanrechnung schafft Anreize für bestimmte Erfüllungsoptionen, verzerrt aber die Zielsetzung. Zur Erfüllung der THG-Quote ist aufgrund der Mehrfachanrechnung eine deutlich geringere Menge an Erfüllungsoptionen erforderlich.

Möglichkeiten und Grenzen des Instruments THG-Quote

Um einen höheren Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Energiesystem zur erreichen, kann eine flexible Auflagenregelung wie die THG-Quote grundsätzlich ein geeignetes Mittel sein. Gleichwohl kann die komplexe Ausgestaltung der deutschen THG-Quotenlösung dazu führen, dass der Ansatz hinter seinen Möglichkeiten zurückbleibt und von der THG-Quote zu geringe Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien im Verkehrsbereich ausgehen.

Ein wesentlicher Grund hierfür liegt in der hohen Komplexität, der politischen Beeinflussbarkeit und der Schwierigkeit, vorauszusehen, in welchem Umfang die jeweiligen Erfüllungsoptionen genutzt werden. Der steile Verlauf der Angebotskurve (Erfüllungsoptionen) im für die THG-Quotenpreisbildung relevanten Bereich führt dazu, dass sich bereits kleine Änderungen im Angebot (d. h., mengen- oder kostenseitige Verschiebungen bei den Erfüllungsoptionen) stark auf den Quotenpreis auswirken. Da politische Änderungen dieser Parameter, z. B. der Anrechnungsfaktoren, immer möglich sind und schwer vorhersehbare Änderungen im Umfeld – wie etwa ein schnellerer oder langsamerer Ausbau der Elektromobilität – eintreten können, gilt der THG-Quotenpreis als schwer prognostizierbar. Damit ist die für Investoren erforderliche Verlässlichkeit durch die THG-Quote aktuell nicht gegeben.

Die THG-Quote ist insgesamt ein geeignetes Mittel, um höhere Emissionsminderungen im Verkehrssystem anzureizen. Dennoch sollte sie mit weiteren Instrumenten flankiert werden, damit die Klimaschutzziele, insb. im Verkehr, zukünftig erreicht werden können.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Publikationen 2023/2024

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.

5

World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 90 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Energiefragen. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle zwei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org

Weltenergierat – Deutschland e.V.

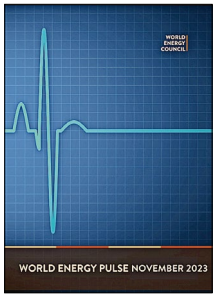
Der Weltenergierat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an.

Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Hierzu arbeitet der Weltenergierat – Deutschland an den Aktivitäten und Studien des WEC intensiv mit. Zugleich organisiert er eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation *Energie für Deutschland* jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

Als Teil des World Energy Council, mit Sitz in London, vertritt der Weltenergierat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Seit 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

www.weltenergierat.de

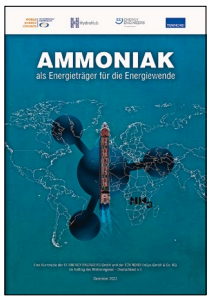
5.1 Publikationen 2023/2024



World Energy Pulse 2023

November 2023

Der World Energy Pulse Survey, eine Umfrage des World Energy Council (WEC) unter führenden Vertretern der globalen Energiewirtschaft, liefert Momentaufnahmen zu aktuellen Trends im Energiebereich sowie globale und regionale Perspektiven auf die Auswirkungen von Krisen und transformativen Maßnahmen. An der ersten Umfrage im April 2023 beteiligten sich mehr als 700 Energieexperten aus 77 Ländern; bei der zweiten im November 2023 rund 850 Teilnehmende aus 6 Weltregionen. Die neue Ausgabe des Pulse Survey zeigt: Die führenden Experten der Welt zeigen sich besorgt, dass Investitionen und Lösungen nicht zu einer schnelleren und gerechteren Energiewende führen könnten. Die Hälfte der Befragten betonte die Notwendigkeit einer verbesserten Koordination und einer effektiveren Zusammenarbeit.



Ammoniak als Energieträger für die Energiewende

Dezember 2023

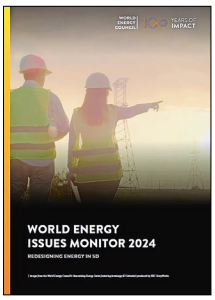
Ziel der Kurzstudie ist die Darstellung des aktuellen Forschungs- und Diskussionsstands zum Thema Ammoniak als Wasserstoff- und Energieträger. Die Studie betrachtet Ammoniak im Vergleich mit Methanol, flüssigen organischen Wasserstoffträgern (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) und synthetischem Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) sowie mit dem direkten Transport von flüssigem Wasserstoff (LH_2). Sie analysiert zudem die Möglichkeiten und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Verwendung von Ammoniak und beleuchtet die wirtschaftlichen und (sicherheits-)technischen Vor- und Nachteile des Einsatzes des Energieträgers.

Jahresbericht 2023

Februar 2024

Der Weltenergierat – Deutschland veröffentlicht jedes Jahr einen Jahresbericht mit einer Übersicht über die Höhepunkte des vorangegangenen Jahres. Das Jahr 2023 war mit dem 100-jährigen Jubiläum und einer Vielzahl an Aktivitäten ein ganz besonderes Jahr. Einige ausgewählte Highlights waren:

- Ambassadors' Energy Talks in den Botschaften von Spanien und den USA
- Energietag *Internationale Wege zu Net-Zero*
- Jubiläumsempfang *100 Jahre Weltenergierat – Deutschland*
- Deutsch-Kolumbianischer Industriedialog zu Wasserstoff
- Studie: Ammoniak als Energieträger für die Energiewende
- 1. Green Fuels Import Conference



World Energy Issues Monitor 2024

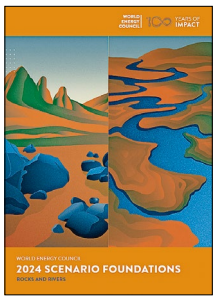
April 2024

Bereits zum 14. Mal veröffentlichte der World Energy Council (WEC) im April 2024 seinen World Energy Issues Monitor. Der Bericht bündelt die Ergebnisse einer im Februar 2024 durchgeführten Umfrage innerhalb des globalen WEC-Netzwerks. Im Fokus stand dabei die folgende Frage: Welche Themen werden von den befragten Energieexperten als besonders unsicher oder drängend empfunden? Etwa 1.800 Entscheider und führende Experten aus fast 100 Ländern antworteten. Als besonders unsicher empfunden wurden 2024 die Themen Energiepreise, der Krieg in der Ukraine und die Anpassung an den Klimawandel. Bei den Handlungsprioritäten dominierten weltweit die Themen Bezahlbarkeit von Energie und Kapitalkosten.

World Energy Trilemma Report 2024

April 2024

Der World Energy Council veröffentlichte im April 2024 seinen World Energy Trilemma Index 2024, in welchem Staaten weltweit nach den drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks bewertet und verglichen wurden: Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Deutschland befindet sich, wie auch in den Vorjahren, auf Platz sieben. Auf den ersten Plätzen liegen Dänemark, Schweden, Finnland und die Schweiz.



World Energy Scenario Foundations 2024

April 2024

Die Publikation World Energy Scenario Foundations 2024 schaut auf die geopolitischen Neuordnungen, den Aufstieg der künstlichen Intelligenz und die Folgen schwerer, mit dem Klimawandel zusammenhängender Wetterereignisse, welche die Weltwirtschaft und das globale Energiesystem tiefgreifend beeinflusst haben.

Die neuen World-Energy-Scenario-Grundlagen bauen auf Elementen der Szenarien des WEC von 2019 und den seitdem gewonnenen Erkenntnissen auf. Sie bieten einen Einblick, wie ein neues Szenario-Set aufgebaut werden könnte. Die beiden Szenarien werden ROCKS (Felsen) und RIVERS (Flüsse) genannt. Ihre Möglichkeiten für eine gerechtere, schnellere und weitreichendere Energiewende sollen miteinander verglichen werden.

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
Dr. Markus Krebber, RWE AG (Stellvertreter des Präsidenten)
Prof. Dr. Norbert Schwieters (Schatzmeister)
Kerstin Andreae, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Dr. Leonhard Birnbaum, E.ON SE
Dr. Hans-Jürgen Brick, Amprion GmbH
Dr. Johannes Bussmann, TÜV SÜD AG
Stefan Dohler, EWE Aktiengesellschaft
Dr. Thorsten Dreier, Covestro AG
Dr. Jochen Eickholt, Siemens Gamesa AG
Joachim Goldbeck, GOLDBECK SOLAR GmbH
Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
Kristina Haverkamp, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Stefan Kapferer, 50Hertz Transmission GmbH
Hans-Dieter Kettwig, ENERCON Global GmbH
Michael Lewis, Uniper SE
Hildegard Müller, Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)
Georg Stamatelopoulos, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Patrick Wendeler, BP Europa SE

Ehrenpräsidenten

Dr. jur. Gerhard Ott
Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Samuel Alt, Siemens Energy AG
Andreas Becker, ENERCON Global GmbH
Reiner Block, TÜV SÜD AG
Frank Dirk Colditz, Framatome GmbH
Thomas Dederichs, Amprion GmbH
Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
Enno Harks, BP Europa SE
Jörn Higgen, Uniper SE
Dr. Maren Jasper-Winter, Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
Judith Kühne, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Justin Müller, EWE Aktiengesellschaft
Alexander Nolden, RWE AG
Andreas Rade, Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)
Christoph Reißfelder, Covestro AG
Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Burkhard von Kienitz, E.ON SE

Geschäftsstelle

Dr. Uwe Franke (Präsident/Chair)
Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer/Executive Director)
Maira Kusch (Büroleiterin/Head of Office)
Dr. Roman Buss (Referent/Senior Manager) (bis April 2024)
Isabelle Damminger (Senior Manager)
Snjezana Tomic (Managerin Administration und Finanzen)
Josefine Zurheide (Project Manager/Executive Assistant)
Johannes Erler (Studentische Hilfskraft)
Claudia Coffey (Referentin/Project Manager in Elternzeit)

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer für die RWE AG (Vorsitzender)
Jürgen Abend, Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x)
Dr. Meike Bagge, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Tatjana Bernert, GASCADE Gastransport GmbH
Marlen Sunnyi Bohne, Stiftung Offshore-Windenergie
Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
Dr. Dieter Franke, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Géraldine Duffour, Enerdata
Daniel Genz, Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
Kathrin Goebel, Voith Hydro Holding GmbH & Ko. KG
Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG (EEX)
Dr. Maximilian Hasch, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Bastian Hoffmann, EDF Deutschland GmbH
Robin Höher, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Dr. Jörg Jasper, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr. Peter Klitzke, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Kerstin Kogler, Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x)
Dr. Luis-Martín Krämer, e-regio GmbH & Co. KG
Dr. Klaus Krüger, Voith Hydro Holding GmbH & Ko. KG
Marco Lange, Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.U.
Dr. Marco Nicolosi, Connect Energy Economics GmbH
Jörg Philp, Summit Renewable Power GmbH
Carsten Pöhl, BP Europa SE
Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Dr. Stefanie Schwarz, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
Mario Spitzmüller, TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG
Dr. Nils Tenhumberg, Thyssengas GmbH
Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
Jens Völler, TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
Burkhard von Kienitz, E.ON SE

Young Energy Professionals (Stand: 06/2024)

Frederik Abel, E.ON SE
Zargham Sabz Ali, Green FOX Energy GmbH
Johannes Antoni, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Leonie Assheuer, Viessmann Climate Solutions
Daniel Bärenheuser, Accenture Nordics
Laszlo Barrena, Ørsted
Charlotte Bernts, Botschaft des Königreichs der Niederlande
Lukas Bieber, E.ON SE
Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
Marlen Sunnyi Bohne, Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Ekaterina Bosch, HH2E AG
Lisa Bösch, Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
Lauritz Bühler, TU Dresden
Jan Eustachi, Shell International Trading and Shipping
Arya Fazilat, 50Hertz Transmission GmbH
Runtian Feng, Uniper SE
Leonard Gerch, Horváth AG
Leonie Greck, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Claudia Günther, Aurora Energy Research/PIK
Freia Harzendorf, Forschungszentrum Jülich GmbH
Ulrike Hinz, WWF Deutschland
Felix Hofmann, Siemens Gamesa
Lilly Höhn, Bundesministerium der Finanzen
Achmed Junusov, H2UB GmbH
Philipp Kaiser, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Patrizia Kraft, Shell International Trading and Shipping
Dominik Lang, Stadtwerke Düsseldorf AG
Maria Leis, Breakthrough Energy
Leon Lieblang, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Nils Müller, Amprion GmbH/ENTSOE
Sumin Nam, Rud Pedersen Public Affairs
Milan Niehaus, Westnetz GmbH
Verena Ommer, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
Maren Preuß, Sunfire GmbH
Robin Puchert, Landesagentur für Energie und Klimaschutz in Bayern
Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH
Clara Rehder, Uniper SE
Niklas Reichert, Stadtwerke Konstanz GmbH
Gerrit Rolofs, NEOM
Gero Roser, Bundesministerium der Finanzen
Pantea Sadat-Razavi, IZES gGmbH
Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Michaela Scheithauer, TU Bergakademie Freiberg
Katia Schubert, Amprion GmbH
Laura Schwinger, Thüga AG
Sebastian Seier, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Isabel Sigloch, Deutsche Kreditbank AG
Michalina Sobolewska, ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
Sebastian Somfleth, Amprion GmbH
Irina Stamo, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Dr. Karoline Steinbacher, Guidehouse
Sven Stellmacher, GOLDBECK SOLAR GmbH
Dr. Sebastian Stießel, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Dr. Caledonia Trapp, Kearney
Pia Weckenbrock, Guidehouse
Elisabeth Weisswange, Uniper SE
Sebastian Wimmer, digikoo GmbH
Hergen Wolf, Sunfire GmbH
Lisa Marie Wolf, European Energy Exchange AG (EEX)
Josefine Zurheide, Weltenergierat – Deutschland e. V.
Anika Zwiener, Drees & Sommer

Mitglieder Weltenergierat – Deutschland e. V.

AIR LIQUIDE Deutschland GmbH
Amprion GmbH
A.T. Kearney GmbH
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BP Europa SE
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
CELSIUS Climate Solutions GmbH
CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
Covestro AG
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Deutsche Shell Holding GmbH
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
e-regio GmbH & Co. KG
EDF Deutschland GmbH
eFuel Alliance e.V.
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
ENERCON Global GmbH
Enerdata
Energy & Experience
ENGIE Deutschland AG
E.ON SE
Equinor Deutschland GmbH
European Energy Exchange AG (EEX)
EWE Aktiengesellschaft
ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
Forschungszentrum Jülich GmbH
Framatome GmbH
GASAG AG
GASCADE Gastransport GmbH
GOLDBECK SOLAR GmbH
Go2-markets GmbH
Horváth & Partner GmbH
ILF Beratende Ingenieure GmbH
Kerntechnik Deutschland e.V. (KernD)
Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
M.A.M.M.U.T Electric GmbH
MAN Energy Solutions SE
MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.
Mitsubishi Heavy Industries EMEA, Ltd., Dusseldorf Branch
Oliver Wyman GmbH
OMV Deutschland GmbH
Open Grid Europe GmbH (OGE)
Pepperl + Fuchs SE
PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Propan Rheingas GmbH & Co. KG
RWE AG
SEFE Securing Energy for Europe GmbH
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Summit Renewable Power GmbH (Tochterunternehmen der Sumitomo Corporation)
SunPlower Propeller GmbH
TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
Technische Universität Bergakademie Freiberg
TenneT TSO GmbH
ThyssenKrupp Uhde GmbH
Tree Energy Solutions GmbH
TÜV NORD GROUP
TÜV SÜD AG
Uniper SE
UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e.V.
Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA)
VERBUND AG (Austria)
vgbe energy e.V.
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
Westfalen AG
Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x)
50Hertz Transmission GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.
Art.	Artikel
Bbl	One barrel of oil
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserswirtschaft e. V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
Bio.	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCfD	Carbon Contract for Difference, CO_2-Differenzvertrag/Klimaschutzvertrag
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO_2-Grenzausgleichsmechanismus)
CBM	Coal Bed Methane (Kohleflözgasressourcen)
CFD	Contract for Difference (Differenzvertrag)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO_2-Abscheidung und -Nutzung)
Commodity	Homogenes Handelsgut
COP	Conference of Parties der UN-Klimarahmenkonvention
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq	CO_2-Äquivalent
DE	Deutschland
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
d. h.	das heißt
DK	Dänemark
DNK	Deutsche Nationale Komitee
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
DWG	Deutsche WindGuard GmbH
EPBD	Gebäudeenergieeffizienz-Richtline

Abkürzung	Erläuterung
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienz-Richtlinie)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHB	European Hydrogen Backbone
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums)
EnEff-G	Energieeffizienz-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)
EOM	Energy-Only-Markt
ESMA	European Securities and Markets Authority
ESR	Effort Sharing Regulation, Lastenteilungsverordnung
ETS	EU Emission Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 01.02.2020)
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
evtl.	eventuell
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRUs	Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit)
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
Gt	Gigatonne
GTP	Gasnetzgebiets-Transformationsplan
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
HAZID	Hazard Identification
H_2	Wasserstoff
ICAP	International Carbon Action Partnership
IEA	Internationale Energieagentur
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)
insb.	insbesondere

Abkürzung	Erläuterung
IPCEI	Important Project of Common European Interest (Wichtiges Projekt von Gemeinsamem Europäischen Interesse)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschusses für Klimaänderungen der Vereinten Nationen)
IRA	Inflation Reduction Act
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonne Öleinheiten
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LH_2	Flüssigwasserstoff
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LOHC	Flüssiger, organischer Wasserstoffträger
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
m	Meter
mb	Millionen Barrel
MdEP	Mitglied des Europäischen Parlaments
mind.	mindestens
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
Mrd.	Milliarden
MSR	Marktstabilitätsreserve
Mt	Megatonne, Millionen Tonnen
Mtoe	Megatonnen Öläquivalent
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NEP	Netzentwicklungsplan

Abkürzung	Erläuterung
NH_3	Ammoniak
NZIA	Net Zero Industry Act
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OTC	Over-the-Counter-Handel (außerbörslicher Handel)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RFNBOs	Renewable Fuels of non-biological origin (erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
SKE	Steinkohleeinheiten
sog.	sogenannt/e/r
t	Tonne
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of Amerika (Vereinigte Staaten von Amerika)
USD	US-Dollar
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VKU	Verein kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung

Abkürzung	Erläuterung
vsl.	voraussichtlich
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
WKK	World Power Conference (Weltkraftkonferenz)
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich
€	Euro
§	Paragraph

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mt Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10^3	= Tausend
Mega	= M	= 10^6	= Million
Giga	= G	= 10^9	= Milliarde
Tera	= T	= 10^{12}	= Billion
Peta	= P	= 10^{15}	= Billiarde

WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria
Argentina
Armenia
Austria
Bahrain
Belgium
Bosnia and Herzegovina
Botswana
Brazil
Bulgaria
Burkina Faso
Chile
China
Colombia
Congo (Dem. Rep.)
Croatia
Cyprus
Dominican Republic
Ecuador
Egypt (Arab Rep.)
Estonia
Eswatini (Kingdom of)
Ethiopia
Finland
France
Germany
Greece
Hong Kong, China
Iceland
India
Indonesia
Italy
Japan
Jordan
Kazakhstan
Kenya
Korea (Rep.)
Latvia
Lebanon
Lithuania
Malta
Monaco
Morocco
Namibia
Nepal
Netherlands
New Zealand
Nigeria
Norway
Panama
Paraguay
Poland
Portugal
Romania
Saudi Arabia
Serbia
Singapore
Slovenia
South Africa
Spain
Sri Lanka
Switzerland
Thailand
Trinidad and Tobago
Tunisia
Turkey
United Arab Emirates
United States of America
Uruguay
Vietnam

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 I 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
F (+49) 30 2028 2462
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
WEC_Deutschland
World Energy Council – Germany