

Perspektive

Zukunftspfad Stromversorgung

Auf dem Weg zu einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen
Stromversorgung für Deutschland bis 2025

Dezember 2022



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zielsetzung	7
1.1	Bedeutung des Strompreises für die Gesellschaft	8
1.2	Zielbild für die Stromversorgung in Deutschland: versorgungssicher, wirtschaftlich, nachhaltig	13
2	Der deutsche Strommarkt 2025	16
2.1	Erläuterung des EU-Energiemarktmodells von McKinsey	16
2.2	Basisszenario	17
2.3	Mögliche Maßnahmen	18
	Maßnahme A: Beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien	19
	Maßnahme B: Mögliche längere Laufzeiten für Kohlekraftwerke	20
	Maßnahme C: Steuerung der Nachfrage in Spitzenzeiten	20
2.4	Auswirkungen der Maßnahmen auf die Wirtschaftlichkeit	20
	Auswirkungen einzelner Maßnahmen	20
	Auswirkungen von Maßnahmenkombinationen	21
	Abhängigkeit von Brennstoffpreisen	22
	Abhängigkeit von der Gesamt-Stromnachfrage	23
	Auswirkungen von Kernkraftwerken	23
2.5	Auswirkungen der Maßnahmen auf CO ₂ -Emissionen	24
2.6	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit	25
2.7	Zwischenfazit: Auswirkungen auf den Endkundenpreis	26
3	Erfolgsfaktoren für die Umsetzung der Maßnahmen	28
3.1	Windkraftanlagen an Land	29
3.2	Photovoltaik	32
3.3	Windkraftanlagen auf See	35
3.4	Kohlekraftwerke	35
3.5	Reduzierung der Nachfrage	37
3.6	Reduzierung der Gaspreise	38

4	Lokale Fertigung und Supply Chain	40
4.1	Photovoltaik	40
	Aktuell hohe geografische Abhängigkeiten in der Photovoltaiklieferkette	40
	Kostenparität erreichbar	41
	Lokaler Aufbau von 10 bis 15 GW Produktionskapazität bis 2025	42
	Aufbau optimal in Regionen mit Clustereffekt	43
4.2	Windanlagen an Land	45
	Produktionskapazitäten in Europa vorhanden	45
	Lage europäischer OEMs zunehmend schwierig	46
	Beginnende Abwanderung in der Produktion	47
4.3	Windkraftanlagen auf See	48
	Großteil der Windturbinen auf See in Europa aus europäischer Produktion	48
	Knappheit bei Installationsschiffen	48
4.4	Fördermechanismen für die lokale Produktion nötig	49
4.5	Knappheit bei Rohstoffen	51
	Knappheit vor allem bei seltenen Erdmetallen für Windräder	51
	Lösungsoptionen bei Rohstoffen	52
5	Fachkräftegewinnung und Beschäftigung	55
5.1	Anspannung im deutschen Arbeitsmarkt	55
5.2	Arbeitsmarkt als möglicher Engpass für den Ausbau erneuerbarer Energien	57
5.3	Schließen der Talentlücke	59
	Ingenieurwesen	59
	Bau- und Montagearbeit	59
	Technik und Handwerk	60
6	Fazit und Ausblick	62

Executive Summary

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist die Grundlage für ökonomischen Wohlstand und das gesellschaftliche Zusammenleben in Deutschland und Europa. Die aktuelle Energiekrise führt uns deutlich vor Augen, dass dafür die Faktoren Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit im Einklang stehen müssen.

Die Großhandels-Strompreise sind 2022 um den Faktor 7 gestiegen, die Endkundenpreise haben sich im Jahresmittel verdoppelt. Das gefährdet die Wettbewerbsfähigkeit und den sozialen Frieden Deutschlands – und auf Dauer lässt sich der Preisunterschied zu anderen Industrienationen durch Subventionen nicht ausgleichen. Deshalb haben wir in diesem Report Pfade untersucht, die die Strompreise in Deutschland bis 2025 mindestens auf das Niveau vergleichbarer Industrienationen bringen könnten und zugleich Versorgungssicherheit sowie das Einhalten der für 2030 formulierten CO₂-Emissionsziele ermöglichen.

Dabei wird deutlich, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien, den die Bundesregierung im so genannten Osterpaket formuliert hat, erst der Anfang ist. Um bis 2025 das Ziel einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Stromversorgung für Deutschland zu erreichen, bedarf es nicht nur eines massiv beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien. Gleichzeitig gilt es, die Kapazitäten für die Verstromung von Erdgas deutlich zu erweitern; diese können später auf Biogas und grünen Wasserstoff als Brennstoffe umgestellt werden. Gas – als stabile und emissionsarme Ergänzung zu Wind, Sonne, Wasserkraft und Biomasse – wird noch für längere Zeit ein wesentlicher Bestandteil des deutschen Energiesystems sein, denn der Energiebedarf steigt und der Ausbau erneuerbarer und konventioneller Erzeugungskapazitäten und Netze läuft nicht schnell genug. Parallel ist es für die akute Versorgungssicherheit notwendig, die ursprünglich bis 2025 zur Abschaltung vorgesehenen Kohlekraftwerke (ca. 10 GW) weiterzubetreiben – trotz der kurzfristig negativen Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit.

Die Analyse zeigt: Die beschriebenen Maßnahmen zusammen würden 2025 noch immer zu einem Großhandels-Strompreis von 120 EUR/MWh führen – das Dreifache des historischen Mittels. Um langfristig wieder ein wettbewerbsfähiges Preisniveau zu erreichen, ist darüber hinaus eine signifikante Reduzierung des Erdgaspreises notwendig, da nach dem Prinzip der Merit Order die Verstromung von Erdgas in vielen Stunden preissetzend für den Gesamtmarkt ist. Erdgasproduzenten brauchen jedoch Abnehmer, die sich langfristig vertraglich binden, um ihre hohen Investitionen sicher finanzieren und den Preis signifikant senken zu können. Deutschland und seine europäischen Partner sollten darum auch den Abschluss entsprechend langfristiger Abnahmeverträge erwägen. Bei einer signifikanten Senkung des Gaspreises auf den prognostizierten LNG-Preis von 28 EUR/MWh in 2025 kann nach unseren Berechnungen der Strompreis auf bis zu 75 EUR/MWh fallen. Eine Verlängerung der Kernkraftwerk-Laufzeiten über April 2023 hinaus könnte in den Szenarien für 2025 den Großhandels-Strompreis zusätzlich um 5 bis 15 EUR/MWh senken.

Parallel sollte der Ausbau von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten und der entsprechenden Netze massiv beschleunigt werden. Unseren Analysen zufolge sind dafür bis 2025 ca. 180.000 zusätzliche Fachkräfte notwendig und die Genehmigungszeiten bei Neubauvorhaben sind signifikant zu reduzieren. Zugleich gilt es, deutsche bzw. europäische Fertigungskapazitäten für Photovoltaik zu schaffen, um einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden, sowie Mechanismen zu finden, um diese lokal produzierten Module auch lokal zu verbauen.

Notwendig sind jetzt eine beschleunigte Umsetzung der Vorhaben, eine zentrale Koordination von Akteuren auf allen Ebenen, ein regelmäßiges Monitoring und gezielte Anreize. Nur dann kann die Transformation des deutschen Energiesystems in der gebotenen Geschwindigkeit gelingen und eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung sichergestellt werden.



1 Einleitung und Zielsetzung

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist Grundlage des ökonomischen Wohlstands sowie des gesellschaftlichen Zusammenlebens in Deutschland und Europa. Von der Grundversorgung bis zum Betrieb von zunehmend elektrifizierten Produktionsanlagen in Industrie und Gewerbe ist Strom das Lebenselixier unserer Gesellschaft.

Europa und insbesondere Deutschland treiben seit vielen Jahren die Energiewende voran. Das gemeinsame Ziel: weg von fossilen Brennstoffen und hin zu erneuerbaren Energien. Beim Ausbau erneuerbarer Energien für die Stromversorgung ist Deutschland bereits ein großes Stück vorangekommen. Dennoch muss – unabhängig vom Krieg in der Ukraine – festgestellt werden, dass die von den politischen Entscheidungstragenden formulierten Ziele über lange Zeit und in mehreren Bereichen nicht erreicht wurden. Beispielsweise liegen die 1,3 Millionen zugelassenen E-Fahrzeuge deutlich unter den nach Plan nötigen 2,8 Millionen. Ebenso stockt der Ausbau unserer Stromtransport- und Verteilnetze. Auf Ebene der Transportnetze liegt Deutschland weit hinter den im Netzentwicklungsplan Strom formulierten Zielen zurück (60% unter dem Zielpfad von 6.000 km¹). Auch die Verteilnetze bedürfen nach unseren Analysen einer signifikanten Stärkung, um die Last neuer, elektrifizierter Anwendungen verarbeiten zu können. Die Stromerzeugung wurde in Deutschland unterm Strich weniger CO₂-intensiv, aber war im europäischen Vergleich teuer. In den letzten Jahren mussten außerdem zunehmend Maßnahmen zur Absicherung einer zuverlässigen Versorgung ergriffen werden.

Durch den Krieg in der Ukraine hat sich die öffentliche Aufmerksamkeit hinsichtlich dieser bereits angespannten Situation im Strommarkt verstärkt, während sich die Lage nochmals verschlechtert hat: Die Großhandelspreise für Strom sind von durchschnittlich 40 EUR/MWh zwischen 2012 und 2021 auf 280 EUR/MWh im Jahresmittel 2022 gestiegen. Das hat die Bundesregierung veranlasst, mit der Strompreisbremse die ökonomischen Effekte auf die Haushalte teilweise abzufedern. Gleichzeitig sind die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung von 191 Millionen Tonnen (Mt) 2020 auf 219 Mt 2021 gestiegen² und haben Deutschland damit noch weiter vom international vereinbarten Klimaschutz-Zielpfad abgebracht. Für zusätzliche Verunsicherung sorgte ein Netzstresstest, den Netzbetreiber im Auftrag der Bundesregierung veröffentlicht haben – er prognostiziert deutlich angestiegene Risiken in der Stromversorgung für den Winter 2022/23.

Somit stellt sich die Frage: Wie geht es weiter mit der Energiewende in Deutschland?

In diesem Report zeichnen wir einen Pfad, wie die Stromversorgung in Deutschland mittelfristig – d.h. bis 2025 – wieder bezahlbar, verlässlich und nachhaltiger werden kann. Dabei konzentrieren wir uns insbesondere auf die Frage der Stromerzeugung – zusätzlich könnten Antworten im Bereich der Stromnetzinfrastruktur nötig werden, die in diesem Report nur am Rande behandelt wird. In Kapitel 1 beleuchten wir den historischen sowie gesellschaftlichen Kontext und definieren ein konkretes Zielbild für 2025 entlang der Kriterien Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit. In Kapitel 2 folgen mögliche Maßnahmen, um die Ziele zu erreichen – mit Fokus auf den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien, die punktuelle Verzögerung des Kohleausstiegs und die Steuerung der Nachfrage in Spitzenzeiten. Die Auswirkungen dieser

¹ Bundesregierung, Gesetz über den Bundesbedarfsplan (2013) und Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (2009)

² Umweltbundesamt (2022), abgerufen am 25.10.2022

drei Maßnahmen sowie äußere Faktoren, z.B. Brennstoffpreise oder Stromnachfrage, berechnen wir mit dem EU-Strommarktmodell von McKinsey. Kapitel 3 diskutiert Erfolgsfaktoren für die drei Maßnahmen sowie die mittelfristige Senkung des Gaspreises. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien eine wesentliche Maßnahme zur Erreichung der Ziele ist, fokussiert sich Kapitel 4 auf den Aufbau resilienter und skalierbarer Lieferketten für erneuerbare Energien und Kapitel 5 auf den Aufbau einer ausreichenden Anzahl qualifizierter Arbeitskräfte.

1.1 Bedeutung des Strompreises für die Gesellschaft

Der Aufbau einer verlässlichen und kostengünstigen Strom- sowie Energieversorgung in Deutschland ist eine der Säulen unserer Wohlstandsentwicklung nach dem zweiten Weltkrieg. Beginnend mit dem Wiederaufbau von Infrastruktur und Wirtschaft in den 1950er Jahren entstanden in der Bundesrepublik Deutschland ebenso wie in der DDR Erzeugungssysteme im Zusammenspiel mit industriellen Ballungszentren, insbesondere durch die Verstromung heimischer Braunkohle im Osten sowie heimischer Braun- und Steinkohle im Westen.

Mit dem wirtschaftlichen Aufschwung in den 1960er und 1970er Jahre wurden diese Systeme weiter ausgebaut. In den 1980er Jahren kamen Kernenergiekapazitäten hinzu, in Westdeutschland deutlich mehr als in Ostdeutschland. Nach der Wiedervereinigung vergingen mehr als zehn Jahre, bis in Ostdeutschland Kohlekraftwerke modernisiert und die Stromleitungen zu einem leistungsfähigen gesamtdeutschen Netz ausgebaut waren.

Über diesen gesamten Zeitraum waren die Strommärkte in Deutschland regulierte Quasi-Monopole. Die Versorgungssicherheit wurde in den einzelnen Regionen durch die jeweils verantwortlichen Unternehmen sichergestellt und befand sich auf einem im europäischen Vergleich sehr hohen Niveau. Nachhaltigkeit, insbesondere die CO₂-Intensität, spielte in diesem Zeitraum noch nicht die mittlerweile wichtige Rolle und die Strompreise lagen auf einem im internationalen Vergleich wettbewerbsfähigen Niveau. Zwischen 1980 und 1987 z.B. betrug Strompreise für Industriekunden in Düsseldorf 55 bis 65 EUR/MWh und in anderen europäischen Großstädten 55 bis 85 EUR/MWh.³

Nachdem die Europäische Union in den 90er Jahren die Liberalisierung der (Strom-)Märkte forcierte, begannen die Stromkosten zunächst erheblich zu sinken. So fiel der Strompreis 1996, zu Beginn des Großhandelsmarkts, innerhalb eines halben Jahres um rund die Hälfte. Im gleichen Zeitraum zeigte sich jedoch mehr und mehr die Bedeutung einer CO₂-effizienten Stromerzeugung und führte zum Start des Ausbaus von erneuerbaren Energien.

Seit Beginn dieses Jahrtausends hat sich der Fokus maßgeblich auf den Umbau des Stromsystems in Richtung Nachhaltigkeit gerichtet. Die CO₂-Intensität reduzierte sich zwischen 2000 und 2020 um 42% (um ca. 0,3 kg CO₂/kWh),⁴ der Gesamtausstoß sank ebenfalls um ca. 42% (ca. 136 Mt CO₂ pro Jahr).⁵ Allerdings hat sich in den vergangenen 20 Jahren auch die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Strompreises im europäischen Vergleich deutlich verschlechtert. Dazu beigetragen haben einerseits Subventionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien über den Strompreis sowie andererseits die Erhöhung diverser Steuern und Abgaben. Während Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2000 noch 37% des Haushaltsstrompreises ausgemacht haben, waren es 2021 bereits 51%.⁶ Politische Entscheidungen, wie die des deutschen Bundestags zum vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie Ende Juni 2011 – nach der Nuklearkatastrophe

³ Inklusive Steuern und Abgaben – Europäische Kommission (1990)

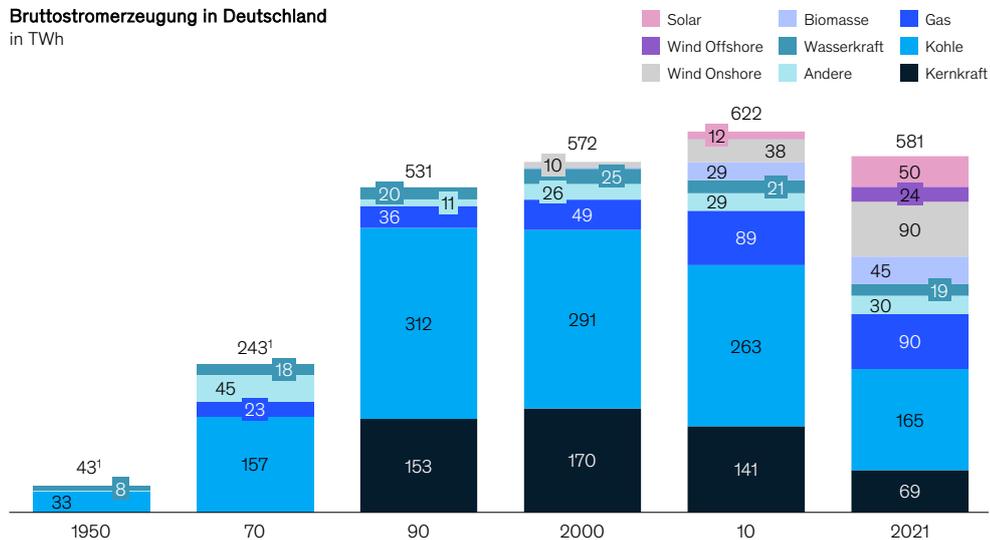
⁴ Umweltbundesamt (2022), abgerufen am 18.11.2022

⁵ Umweltbundesamt (2022), abgerufen am 18.11.2022

⁶ BDEW (2021), abgerufen am 18.11.2022

von Fukushima am 11. März 2011 – haben neue Herausforderungen für das Erreichen von CO₂-Zielen und niedrigeren Strompreisen geschaffen. In dieser Phase blieb auch das Thema Versorgungssicherheit im Hintergrund, da keine Verschlechterungen zu verzeichnen waren.

Bruttostromerzeugung in Deutschland
in TWh



1. Bezieht sich nur auf das alte Bundesgebiet, nicht auf die DDR
Quelle: Statistisches Bundesamt, Arbeitsgruppe Energiebilanzen, S&P UDI, BNetzA, Wood MacKenzie Power & Renewables

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1950 bis 2021 nach Energieträger

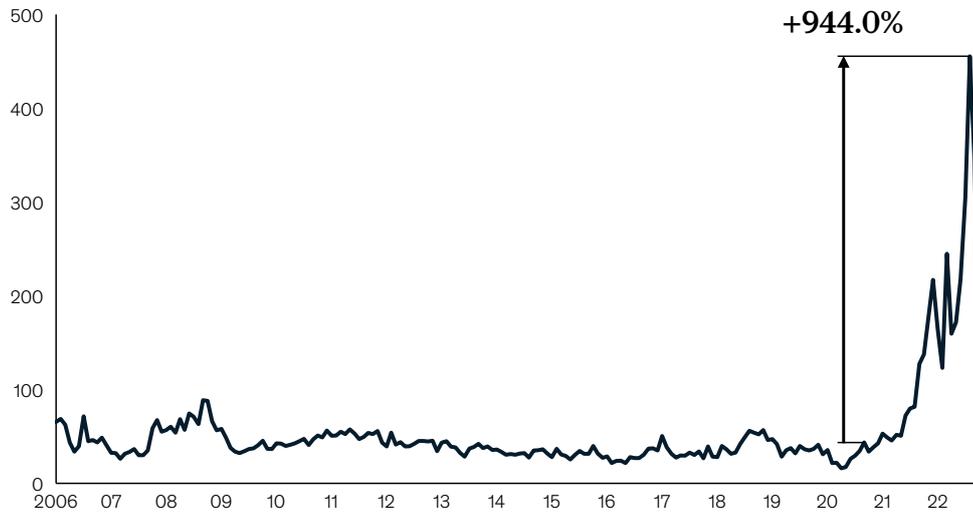
Seit einigen Jahren verändert sich diese Situation. Einerseits nimmt Deutschland mit den Ausstiegsbeschlüssen für Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle klassische, sicher verfügbare Kapazitäten zunehmend aus dem Markt und belässt dort lediglich Gasverstromung und Wasserkraft (Abbildung 1). Andererseits steigt der Strombedarf durch die zunehmende Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft deutlich an. Das hat Folgen: Während die Reservemarge bis 2015 über dem Zielwert von 5% lag, fiel sie 2019 auf 2,3% und sackte 2022 – auch bedingt durch den Krieg in der Ukraine – sogar auf 0,2% ab.

Betreiber von Gaskraftwerken, die nach Russlands Lieferstopp knappes Gas auf dem Weltmarkt zu deutlich gestiegenen Preisen kaufen mussten, ließen nach dem marktüblichen Merit-Order-Prinzip⁷ die Preise im deutschen Strommarkt kräftig ansteigen. Hinzu kamen korrosionsbedingte Ausfälle in französischen Kernkraftwerken sowie im Vergleich zur Vorjahresperiode um 17% reduzierte Stromerzeugung aus Wasserkraft zwischen Januar und Oktober 2022, weil der Sommer ungewöhnlich trocken war.⁸ Insgesamt entstand so eine Verknappung disponibler Erzeugungskapazitäten in Deutschland und Europa.

Diese Situation führte zu Preissteigerungen – eine Entwicklung, wie sie zuvor schon in vielen anderen Rohstoffmärkten beobachtet wurde. So lag der Großhandels-Strompreis in Deutschland 2022 um den Faktor sieben höher als im langjährigen Mittel. Im letzten Jahrzehnt lag der Preis durchschnittlich bei 40 EUR/MWh, während er 2022 auf durchschnittlich 280 EUR/MWh kletterte (Abbildung 2).⁹

⁷ Nach dem Merit-Order-Prinzip bestimmt den Marktpreis stets das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch benötigt wird, um die Nachfrage im Markt zu decken.
⁸ Vergleich Januar bis Oktober 2021 und 2022, Ember Climate, abgerufen am 10.11.2022
⁹ Preise für 2022 basieren auf dem Durchschnitt des Day-Ahead-Preises von Januar bis September 2022 sowie den monatlichen Terminpreisen für Oktober, November und Dezember 2022.

Monatliche Day-Ahead-Strompreise in Deutschland
in EUR/MWh



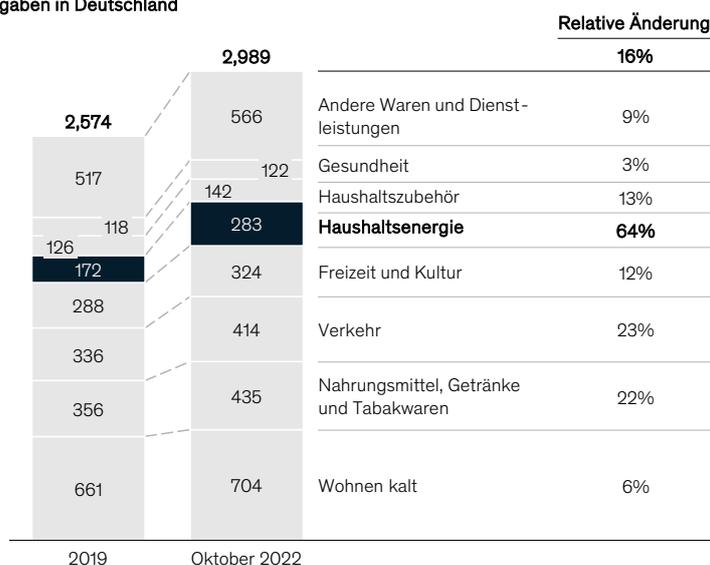
Quelle: Fraunhofer ISE

Abbildung 2: Entwicklung der Day-Ahead-Strompreise in Deutschland seit 2006, monatlicher Durchschnitt

Ein auskömmlicher und verlässlicher Strompreis ist für Wirtschaft und Gesellschaft jedoch essenziell. Er ist ein wichtiger Kostenfaktor deutscher Schlüsselindustrien wie Chemie, Automobil oder Maschinenbau. Darüber hinaus wirkt er sich signifikant auf das verfügbare Haushaltseinkommen und entsprechend auf die Konjunktorentwicklung aus; eine Erhöhung des Strompreises trifft insbesondere Haushalte (Abbildung 3) mit kleineren oder mittleren Einkommen – etwa ein Fünftel der Bevölkerung verfügt über kein (oder sogar negatives) Vermögen, das für höhere Haushaltskosten verwendet werden könnte.¹⁰ Auch die Elektrifizierung von Verkehr und Industrie, und damit die sukzessive Dekarbonisierung Deutschlands, wird nur mit auskömmlichen Strompreisen möglich.

¹⁰ DGB (2021), abgerufen am 18.11.2022

Haushaltsausgaben in Deutschland
in EUR



1. Nach Wägung des Verbraucherpreisindex von Destatis aus dem Jahr 2015
Quelle: Destatis

Abbildung 3: Auswirkung der erhöhten Strompreise auf Haushaltsausgaben: Entwicklung der monatlichen Ausgaben eines Durchschnittshaushalts bei unverändertem Warenkorb

Der rasante Anstieg des Strompreises in Deutschland 2022 zeigt bereits negative Auswirkungen in Form von Produktionseinschränkungen der Industrie: Der ifo Geschäftsklimaindex ging bis Oktober 2022 für das verarbeitende Gewerbe um 40 Punkte zurück, der drittgrößte Einbruch seit 1991.¹¹ Die Wachstumsprognosen für die Wirtschaft verschlechterten sich für 2023 um 0,4%¹² und die real verfügbaren Einkommen sinken mit 4,1% in 2023 so stark wie noch nie im wiedervereinten Deutschland.¹³

Der Strompreis wird voraussichtlich auch in den kommenden Jahren auf hohem Niveau verbleiben. So liegen die aktuellen Futures für Großhandels-Strompreise bei 403 EUR/MWh für 2023 und 268 EUR/MWh im Jahr 2024 (Stand 28. Oktober 2022). Gleichzeitig steigen die Redispatch-Kosten (Kosten aus Maßnahmen zur strom- und spannungsbedingten Anpassung der Wirkleistung im Stromnetz) von 74 Mio. EUR/Monat 2019 auf 255 Mio. EUR/Monat 2022 (bis Ende September). Aktuell ergriffene Maßnahmen dürften zusätzlich volkswirtschaftliches Vermögen in dreistelliger Milliardenhöhe kosten. Hierzu zählen unter anderem die Gas- und Strompreislösung, der Kauf von LNG inklusive Aufbau entsprechender Infrastruktur und die Verstaatlichung des Gasimporteurs Uniper.

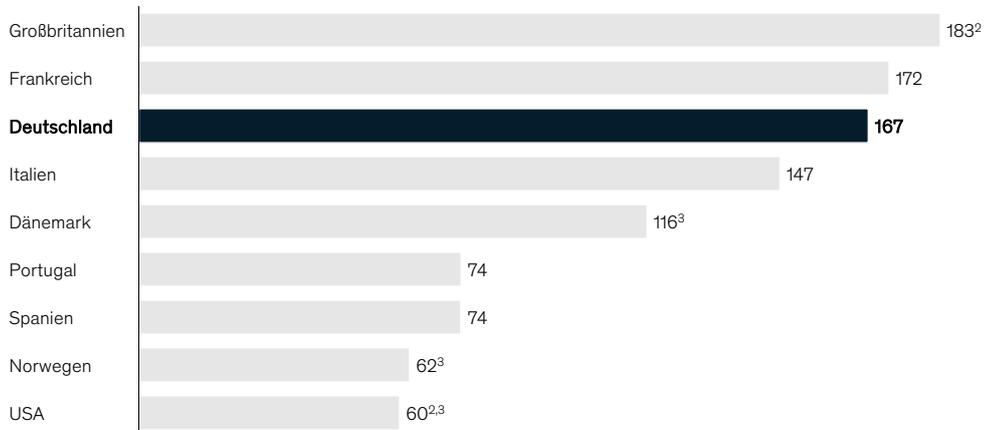
Der internationale Vergleich zeigt, dass die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie durch das hohe Preisniveau gefährdet sein könnte (Abbildung 4). Während die Strompreise laut Futures für 2025 in den großen Industrieländern Europas bei über 150 EUR/MWh liegen, werden in Spanien und Portugal mit 74 EUR/MWh sowie in Norwegen mit 62 EUR/MWh deutlich geringere Strompreise erwartet. In den USA liegen sie mit 60 EUR/MWh nochmals darunter.

¹¹ ifo Institut (2022), abgerufen am 18.11.2022

¹² Institut für Weltwirtschaft (IFW) Kiel (2022), abgerufen am 18.11.2022

¹³ IFW Kiel (2022), abgerufen am 18.11.2022

Strom-Futures für Kalenderjahr 2025
in EUR 2022 real, Stand 20.10.22¹

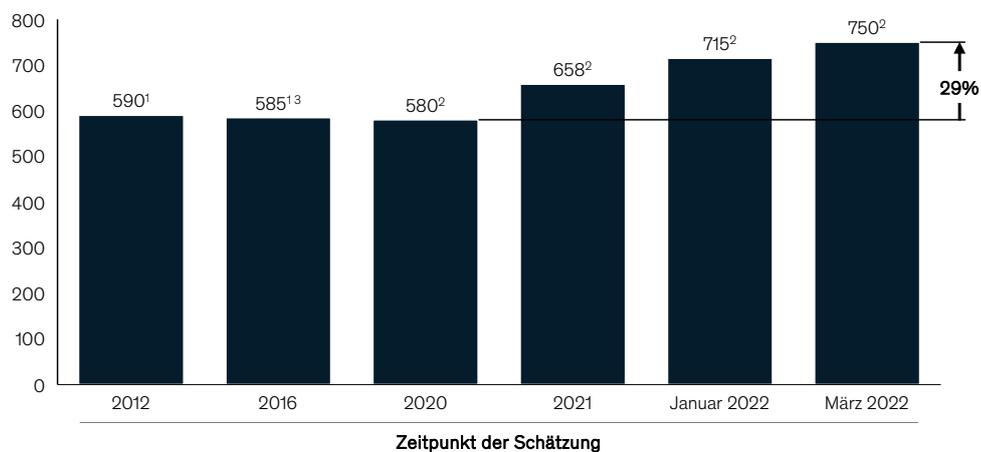


1. Mit Ausnahme der USA, dort Preise vom 06.10.22
 2. Mit Wechselkurs vom 20.10.22 umgerechnet
 3. Ungewichteter Durchschnitt aller großen Strommärkte im Land
- Quelle: Montel, S&P, Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose

Abbildung 4: Erwarteter Strompreis nach Futures in großen westlichen Industrieländern für 2025

Parallel zur Angebotsverknappung hat sich die Erwartungshaltung an den künftigen Strombedarf verschoben. Erst seit Kurzem gibt es ein Bewusstsein dafür, wie stark die Stromnachfrage ansteigen könnte, was die Erzeugungsfrage noch bedeutender macht. Während in den vergangenen Jahren von einer unter 600 TWh stagnierenden oder sogar leicht rückläufigen Stromnachfrage für 2030 ausgegangen wurde, sagen jüngste Prognosen der Bundesregierung einen Anstieg auf 750 TWh im Jahr 2030 voraus (Abbildung 5). Dieser starke Anstieg von derzeit 530 TWh (2021) ist maßgeblich getrieben durch die einsetzende Dekarbonisierung und Elektrifizierung von industriellen Prozessen, Wärmeversorgung und Verkehr.

Schätzung des Bruttostromverbrauchs 2030
in TWh



1. Schätzung von BNetzA
 2. Schätzung von Bundesregierung
 3. Ungewichteter Durchschnitt aus 2 Szenarien (570 TWh und 600 TWh)
- Quelle: BMWK, BNetzA, Bundesregierung, Agora Energiewende

Abbildung 5: Veränderung des Stromverbrauchs-Forecast für 2030 von BNetzA und Bundesregierung seit 2012

Somit sind die erfolgreiche Weiterentwicklung der Stromversorgung in Deutschland und eine Rückkehr zu einem tragbaren Preisniveau zwingend erforderlich zur Absicherung des wirtschaftlichen Wohlstands und gesellschaftlichen Zusammenhalts in Deutschland – für die große Transformation hin zu einer dekarbonisierten Industrienation.

1.2 Zielbild für die Stromversorgung in Deutschland: versorgungssicher, wirtschaftlich, nachhaltig

Ziel der Stromversorgung in Deutschland ist es, mit Blick auf die Bedürfnisse von Bevölkerung und Industrie eine Balance herzustellen zwischen den drei Kernbereichen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit. Nachdem nun dieses energiewirtschaftliche Dreieck (Abbildung 6) aus dem Gleichgewicht geraten ist, skizzieren wir im Folgenden ein Zielbild für die künftige Stromversorgung in Deutschland.

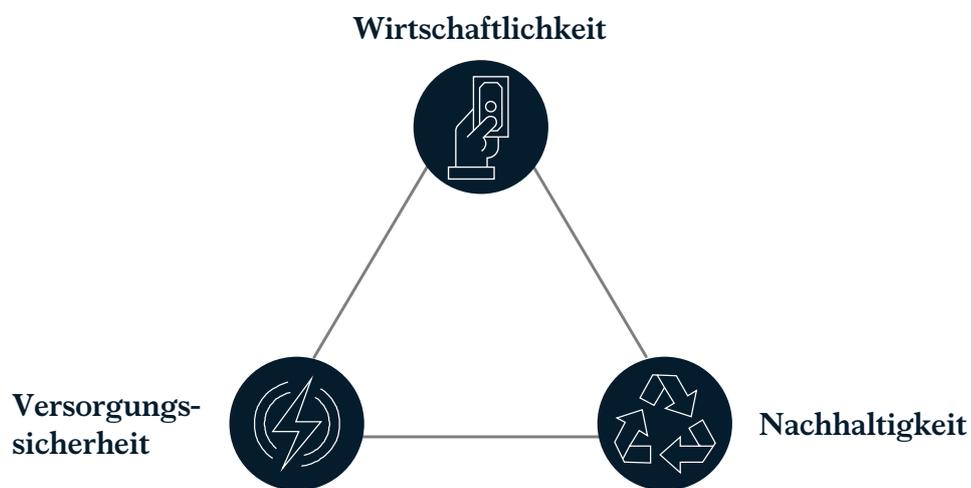
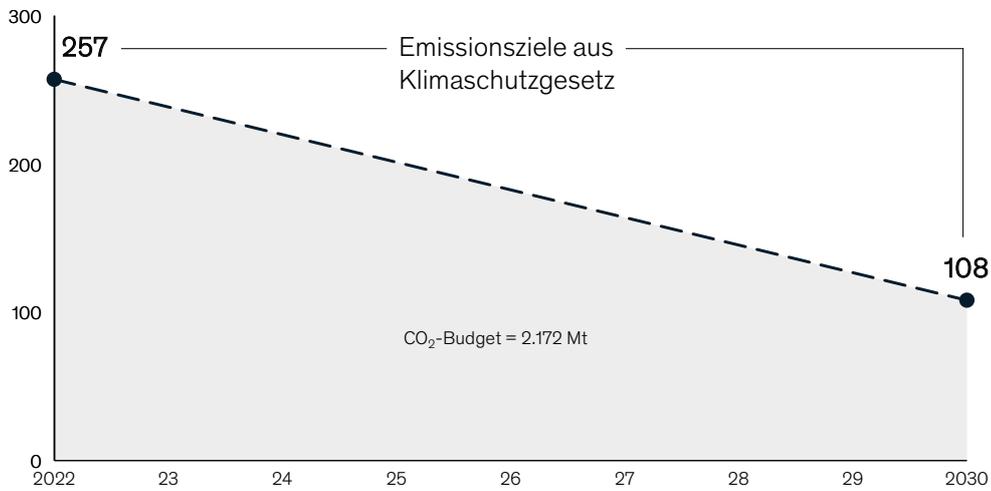


Abbildung 6: Energiewirtschaftliches Dreieck

Wirtschaftlichkeit. Das Strompreisniveau in Deutschland kehrt mittel- bis langfristig auf ein für Wirtschaft und Bevölkerung tragbares Niveau zurück. Dieses liegt im Idealfall beim Durchschnittswert der vergangenen zehn Jahre von rund 40 EUR/MWh. In jedem Fall sollte sich das deutsche Strompreisniveau jedoch am Durchschnitt anderer Industrienationen orientieren und nicht erheblich darüber liegen. Für 2025 würde dies Börsenstrompreise von rund 70 EUR/MWh bedeuten, was dem erwarteten Niveau für Spanien, Portugal, Norwegen und den USA entspricht.

Nachhaltigkeit. Der entsprechend dem Klimaschutzgesetz beschlossene Dekarbonisierungspfad wird bis 2030 eingehalten. Demnach müssten die Emissionen in der Energiewirtschaft von 257 Mt/Jahr 2022 auf 108 Mt/Jahr 2030 gesenkt werden. Daraus ergibt sich ein CO₂-Budget von 2.172 Mt für die Zeit von 2022 bis 2030 (Abbildung 7). Höhere Emissionen, die bis 2025 etwa durch die temporär erweiterte Nutzung von Kohlekraftwerken entstehen, müssen in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts tatsächlich eingespart werden können, damit der Nettodekarbonisierungseffekt bis 2030 positiv bleibt. Nach unseren Berechnungen werden die Emissionen schon 2022 das Budget voraussichtlich um 20 bis 30 Mt überschreiten – was den Druck auf künftige Einsparungsanstrengungen weiter erhöht.

Energiewirtschaft – CO₂-Emissionen nach Klimaschutzgesetz
in Mt CO₂e (als Integral zwischen Interpolation der Emissionsziele definiert)



Quelle: Klimaschutzgesetz

Abbildung 7: CO₂-Emissionsziele für den Sektor Energiewirtschaft entsprechend dem Klimaschutzgesetz

Versorgungssicherheit. Die Stromversorgung in Deutschland gilt als gesichert, wenn ausreichend Kapazitäten vorhanden sind – auch während Lastspitzen und bei längerer Dunkelflaute (also Phasen ohne Solar- und Windenergieerzeugung). Deshalb sollten die erneuerbaren Energien beschleunigt ausgebaut und es sollte zügig eine proaktive Nachfragesteuerung bereitgestellt werden. Die Anzahl an Stunden, während derer die Nachfrage nicht voll gedeckt werden kann, sollte entsprechend dem aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) abgeleiteten Ziel unter 0,06% liegen – das bedeutet umgerechnet höchstens fünf Stunden pro Jahr.

Darüber hinaus sollten die Lieferketten für den Ausbau erneuerbarer Energien abgesichert werden, so dass ausreichende Materialien, Komponenten und Systeme sowie Fachkräfte verfügbar sind. In diesem Zusammenhang wird unter anderem eine lokale Ansiedlung der jeweiligen Wertschöpfung erwogen. Denn so könnte sichergestellt werden, dass Deutschland sowohl bei Brennstoffen als auch bei Komponenten hinreichend unabhängig von einzelnen Regionen ist.



2 Der deutsche Strommarkt 2025

Der deutsche Strommarkt ist durch den bisherigen Verlauf der Energiewende in den vergangenen Jahren unter Druck geraten. Die geopolitischen Verwerfungen des Jahres 2022 – maßgeblich der Ukraine-Krieg – haben diese Situation weiter verschärft. Wenn die gegenwärtige Entwicklung von Angebot und Nachfrage anhält wie bisher, rechnen wir 2025 mit einem durchschnittlichen Großhandels-Strompreis von rund 170 EUR/MWh – dies liegt deutlich über dem Ambitionsniveau von 40 bzw. 70 EUR/MWh – sowie mit einer Abhängigkeit von Stromimporten aus Drittländern. Basis dieser Prognose ist das EU-Energiemarktmodell von McKinsey.

Um Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit in der Stromversorgung zu verbessern, ist es notwendig, unterschiedliche Maßnahmen zu ergreifen. Deshalb beleuchten wir zur Senkung des Strompreises drei potenzielle Maßnahmen: (A) beschleunigter Ausbau von erneuerbaren Energien; (B) Verlängerung oder Reaktivierung von Kohlekraftwerken und (C) Steuerung der Nachfrage in Spitzenzeiten. Die Auswirkungen dieser Maßnahmen wurden mit Hilfe des EU-Energiemarktmodells von McKinsey berechnet.

Unsere Ergebnisse zeigen, dass selbst bei einer Kombination aller Maßnahmen im optimistischen Szenario das angestrebte Preisniveau nicht erreicht werden kann (Ergebnis: ca. 120 EUR/MWh). Unter der Annahme, dass der Gaspreis auf dem Weltmarkt 2025 auf 28 EUR/MWh sinkt, könnte der Strompreis auf bis zu 75 EUR/MWh fallen – allerdings unterliegt der Gaspreis maßgeblich externen Faktoren, die in Deutschland kaum beeinflusst werden können. Eine Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken könnte in unserer Modellrechnung eine zusätzliche Preissenkung von 5 bis 15 EUR/MWh bringen.

2.1 Erläuterung des EU-Energiemarktmodells von McKinsey

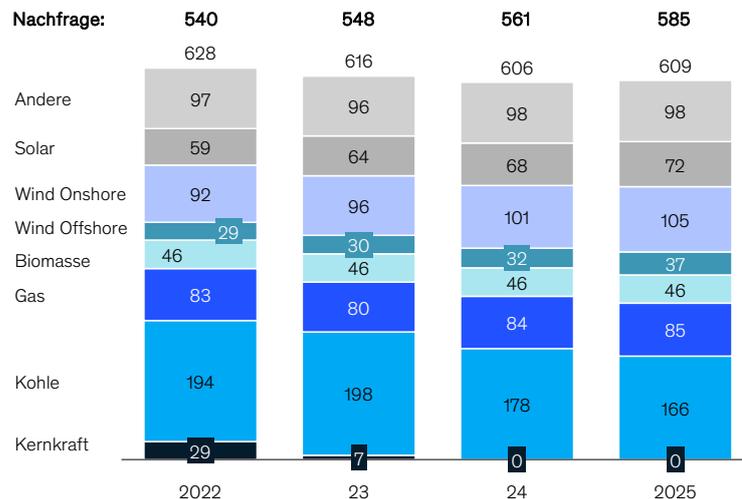
Das EU-Energiemarktmodell von McKinsey bildet bei diesen Berechnungen den europäischen Strommarkt (Day-Ahead-Spotmarkt) ab. Es deckt 22 Länder und alle fossilen und nuklearen Anlagen über 50 MW auf Anlagenebene ab. Erneuerbare Energien und kleinere fossile Anlagen werden gebündelt nach Technologie und Installationsjahr erfasst. Die Modellierung erfolgt auf stündlicher Granularität und basiert auf historischen Wetterdaten, die Stromnachfrage sowie Erzeugung aus Photovoltaik und Wind festlegen. Steuerbare Anlagenkapazität wird auf Basis von Grenzkosten eingesetzt und simuliert so den Strommarkt mit der zugrunde liegenden Merit Order.

Entsprechend dem momentanen Strommarktdesign wird Deutschland mit einer Preiszone modelliert – inländische Übertragungsnetze werden nicht erfasst. Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten basieren auf Informationen von Übertragungsnetzbetreibern und werden gemäß Netzentwicklungsplänen erweitert. Die Ergebnisse der Modellrechnungen beinhalten die Erzeugung pro Anlage oder Technologie, Marktpreise, Ex- und Importe, Brennstoffeinsatz sowie Emissionen.

2.2 Basisszenario

Unter der Voraussetzung, dass sich die gegenwärtige Struktur von Angebot und Nachfrage nicht verändert, prognostiziert das EU-Energiemarktmodell für 2025 einen durchschnittlichen Strompreis von rund 170 EUR/MWh. Das liegt deutlich über dem Ambitionsniveau von 40 EUR/MWh (historisches Niveau Deutschland) und 70 EUR/MWh (erwartetes Niveau 2025 in vergleichbaren Industrieländern). Gleichzeitig liegen in 52 Stunden die Preise über 400 EUR/MWh. Zudem ergibt die Berechnung, dass Deutschland von Stromimporten aus Nachbarstaaten abhängig wäre, um seine Nachfrage decken zu können (Abbildung 8).

Stromerzeugung 2022-25
in TWh



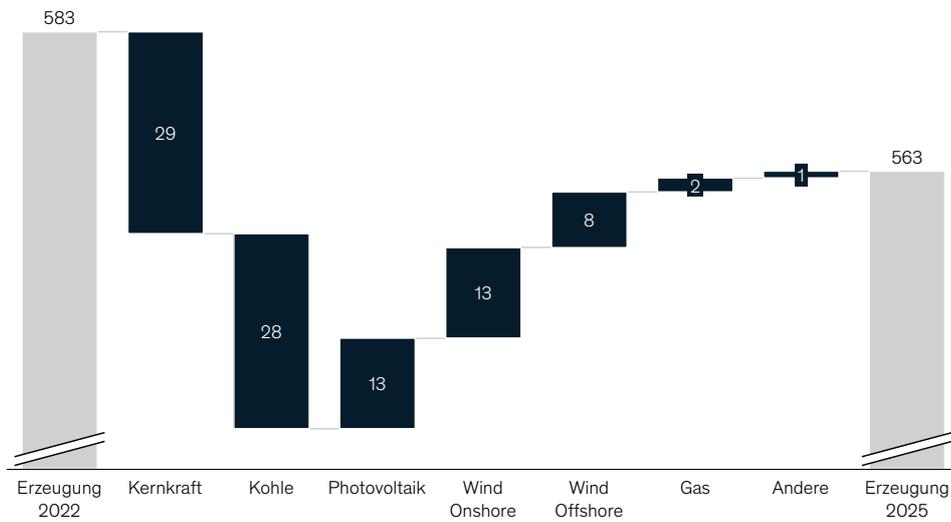
Quelle: McKinsey

Abbildung 8: Prognostizierte Stromerzeugung 2022-25 in Deutschland im Basisszenario

Ursache dieser Entwicklung sind drei Treiber im Strommarkt. Erster Treiber ist die Entwicklung der Rohstoffpreise. Laut der aktuellen Forwards für Gas- und Kohlepreise (Oktober 2022) erholt sich zwar das Preisniveau künftig gegenüber den Werten von 2022, fällt aber bis 2025 nicht auf das Preisniveau von 2020 zurück (Gas: ca. 80 EUR/MWh; Kohle: ca. 225 EUR/t). Der CO₂-Preis pendelt sich 2025 auf rund 77 EUR/t ein.

Zweiter Treiber ist der sich ändernde Erzeugungsmix im Rahmen der fortschreitenden Energiewende. Insbesondere der sukzessive Ausstieg aus Kern- und Kohlekraft, entsprechend dem beschlossenen Ausstiegspfad der Bundesregierung, senkt die Stromproduktion in Deutschland und kann, unter Annahme der historischen Ausbauraten für erneuerbare Energien in den letzten fünf Jahren, nur teilweise kompensiert werden (Abbildung 9). Dies führt unterm Strich zu einer Senkung der deutschen Stromerzeugung um rund 20 TWh.

Delta in der Erzeugung 2022 vs. 2025
in TWh



Quelle: Klimaschutzgesetz

Abbildung 9: Rückgang der Stromerzeugung in Deutschland durch den Kohle- und Nuklearausstieg und nur teilweise Kompensation durch erneuerbare Energien

Dritter Treiber ist die steigende Stromnachfrage. Durch beschleunigte Elektrifizierung der Industrie aufgrund hoher Brennstoffpreise, verstärkten Einsatz von Wärmepumpen (Verbrauch im Jahr 2025 wird 2022 um 175% höher eingeschätzt als noch 2021) sowie die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen (rund 6 Millionen Elektroautos in 2025) wird die Nachfrage von 530 TWh in 2021 auf 585 TWh in 2025 ansteigen. In die Vorhersage der Nachfrage eingerechnet ist gleichzeitig eine Verlangsamung des Wirtschaftswachstums bis 2025 und eine Reduzierung der Industrieaktivität, getrieben durch hohe Preise (ca. 2% in 2022).

Auf der Erzeugungsseite werden im Basisszenario folgende Annahmen getroffen: Der Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen an Land erfolgt mit der durchschnittlichen Wachstumsrate von 2017 bis 2021, die drei verbleibenden Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 erhalten, wie von der Bundesregierung beschlossen, eine Laufzeitverlängerung bis April 2023 – das entspricht einer Stromproduktion von circa 4 GW – und alle Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland, die eigentlich bis Ende 2022 stillgelegt werden sollten, erhalten eine Laufzeitverlängerung bis mindestens 2024.

2.3 Mögliche Maßnahmen

Mit Blick auf die Prognosen im Basisszenario sollten zeitnah zielgerichtete Maßnahmen ergriffen werden, um Strompreise auf ein niedrigeres Niveau zu bringen und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Weil die Marktentwicklungen von Brennstoffkosten (insbesondere Gas- und Kohle- sowie CO₂-Preis) so gut wie nicht beeinflussbar sind, können folgende Maßnahmen genutzt werden, um das Energiepreisniveau zu senken:

- (A) Beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien
- (B) Mögliche längere Laufzeiten für Kohlekraftwerke
- (C) Steuerung der Nachfrage in Spitzenzeiten.

Maßnahme A: Beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien

Wir betrachten beim Ausbau der erneuerbaren Energien neben dem Basisszenario zwei Unterszenarien: Szenario A1 mit den Zielen der Bundesregierung im Osterpaket und Szenario A2 mit einem zusätzlich beschleunigten Ausbau, etwa durch verkürzte Genehmigungsabwicklung. Aufgrund des kurzfristigen Zeithorizonts bis 2025 liegt der Fokus auf den bereits reifen, skalierbaren Technologien Photovoltaik sowie Windanlagen an Land und auf See.

Erneuerbare Energien leisten einen wichtigen und klimafreundlichen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland, obwohl die Stromerzeugung wetterbedingt saisonal fluktuiert. Mit rund 60% der Gesamtkapazität deutscher Stromerzeugung haben die erneuerbaren Energien 2021 etwa 41% des deutschen Strombedarfs abgedeckt (rund 226 von 557 TWh).

Obleich erneuerbare Energien Eckpfeiler der Energiewende in Deutschland sind, hat sich ihr Ausbau in den letzten Jahren verlangsamt. Bei Windanlagen an Land wurden in den letzten fünf Jahren (2017 bis 2021) durchschnittlich 2,5 GW/Jahr gebaut; der Spitzenwert lag 2017 bei 5,3 GW. Ähnlich wurden in den letzten fünf Jahren durchschnittlich 3,9 GW/Jahr an Photovoltaikanlagen installiert, der Spitzenwert lag 2011 bei 7,9 GW.¹⁴ Der Ausbau von Windanlagen auf See lag in den vergangenen fünf Jahren durchschnittlich bei 0,7 GW/Jahr, der Spitzenwert 2015 bei 2,3 GW (Abbildung 10). Diese Werte werden im Basisszenario zugrunde gelegt.

Mit dem Osterpaket hat die Bundesregierung im Juli 2022 ambitionierte Ziele für erneuerbare Energien in den nächsten Jahren abgesteckt. Diese sind die Grundlage für das Szenario A1: Bis 2025 sollten durchschnittlich 7,6 GW/Jahr Windanlagen an Land und 14,7 GW/Jahr Photovoltaikanlagen installiert werden.¹⁵ Um diese Ziele zu erreichen, muss allerdings der jährliche Ausbau die bisherigen Spitzenwerte der vergangenen Jahre deutlich übertreffen (Abbildung 10).

Auf Basis der in Kapitel 3 beschriebenen Beschleunigungsmaßnahmen haben wir im EU-Strommarktmodell von McKinsey das ambitioniertere Szenario A2 definiert: Angenommen werden hier eine stärkere Beschleunigung des Ausbaus für Wind an Land um 5% (0,4 GW) für Photovoltaik um 37% (5,4 GW) und für Wind auf See um 33% (0,3 GW).

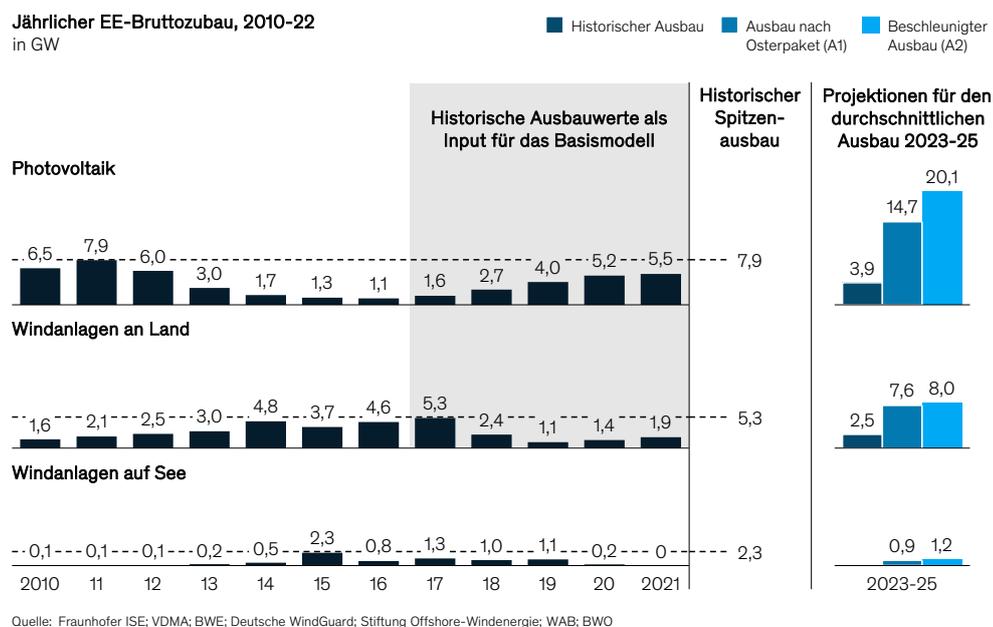


Abbildung 10: Ausbau von erneuerbaren Energien in der Vergangenheit sowie Projektionen des Ausbaus nach Szenario A1 und A2

¹⁴ Statista; Fraunhofer ISE; VDMA; BWE; Deutsche WindGuard; Stiftung Offshore-Windenergie; WAB; BWO

¹⁵ McKinsey Power Model

Maßnahme B: Mögliche längere Laufzeiten für Kohlekraftwerke

Auch bei den Laufzeiten für Kohlekraftwerke betrachten wir zwei Varianten: Szenario B1 nimmt für alle Kraftwerke, die im Rahmen des Kohleausstiegs bis 2025 abgeschaltet werden sollten, eine Verlängerung der Laufzeiten bis 2025 an. Dies entspricht einer zusätzlichen Kapazität von knapp 10 GW¹⁶ am Markt bis 2025. Szenario B2 nimmt als zusätzliche Annahme hinzu, dass auch die Kraftwerke aus der Reserve wieder in den Markt genommen werden. Dies würde zusätzlich circa 2 GW Kapazität bringen.

Bereits jetzt kommen Kohlekraftwerke verstärkt zum Einsatz, weil die Gaspreise hoch und kaum noch Kernkraftwerke am Netz sind – 16% des Gesamtstrombedarfs wurden in den ersten drei Quartalen 2022 durch Kohlekraft gedeckt. Zum Vergleich: Durchschnittlich 13% waren es in den ersten drei Quartalen der Jahre 2019 bis 2021.¹⁷

Maßnahme C: Steuerung der Nachfrage in Spitzenzeiten

Hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien lässt die Strompreise teilweise über einige Stunden steil ansteigen und treibt so auch Durchschnittspreise in die Höhe. Eine kurzfristige Steuerung der Nachfrage bietet daher eine Möglichkeit, Preisspitzen zu kappen und somit auch Durchschnittspreise zu senken.

In diesem Winter haben sich die EU-Mitgliedstaaten gemeinsam dazu verpflichtet, ihre Stromnachfrage in Spitzenzeiten um 5% zu reduzieren. Im Zielszenario wird daher eine Nachfragereduzierung von 5% zu den Stunden angenommen, in denen die Strompreise über 400 EUR/MWh liegen. Mögliche Wege zur erfolgreichen Umsetzung dieser Maßnahme werden in Kapitel 3 beleuchtet.

2.4 Auswirkungen der Maßnahmen auf die Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden skizzieren wir, wie sich einzelne und miteinander kombinierte Maßnahmen auf die Entwicklung des Strompreises auswirken würden.

Auswirkungen einzelner Maßnahmen

Der Ausbau von erneuerbaren Energien, die Verlängerung oder Reaktivierung von Kohlekraftwerken sowie die Steuerung der Nachfrage trügen als Maßnahmen alle zu einer Senkung des Strompreises bei.

Der Ausbau von erneuerbaren Energien unterstützt die Reduzierung des Strompreises um rund 14% auf 144 EUR/MWh, wenn die Osterpaket-Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Bei einer zusätzlichen Steigerung des Ausbaus kann der Strompreis um weitere 8 EUR/MWh auf 136 EUR/MWh gesenkt werden (Abbildung 11). Die umweltfreundliche Technologie bewirkt zudem eine Senkung des CO₂-Ausstoßes um 10 bis 15% (Szenario A1 oder A2).

Eine Verzögerung des Kohleausstiegs würde, im Vergleich zum Basisszenario, zu einer Preisreduzierung von 7% oder 13 EUR/MWh in 2025 beitragen. Sollten auch Kraftwerke aus der Reserve wieder in den Markt genommen werden – etwa 2 GW zusätzliche Kapazität – hätte dies nur einen moderaten Preiseffekt von weiteren 2 EUR/MWh in 2025, wäre aber in der Umsetzung sehr aufwändig (siehe Kapitel 3.4). Weiterer Nachteil: Bei der Kohleverbrennung entstehen höhere CO₂-Emissionen als in Gaskraftwerken – die CO₂-Emissionen steigen um 15% in Szenario B1 und um 20% in Szenario B2 im Vergleich zum Basisszenario.

¹⁶ McKinsey Power Model

¹⁷ Ember, abgerufen am 18.11.2022

Eine Reduzierung der Nachfrage in Spitzenzeiten würde als Einzelmaßnahme den durchschnittlichen Strompreis lediglich um 8 EUR/MWh gegenüber dem Basisszenario auf 160 EUR/MWh senken.

Kernergebnisse je Hebel, 2025

	Basis-szenario	Beschleunigter EE-Ausbau		Verzögerter Kohleausstieg		Steuerung der Nachfrage
		A1	A2	B1	B2	C
Durchschnittlicher Strompreis in EUR/MWh	168	144	136	155	153	160
Anzahl Stunden > 400 EUR/MWh	53	39	38	50	50	35
CO₂-Emissionen in Mt CO ₂	246	221	210	286	295	245

Quelle: EU-Strommarktmodell von McKinsey

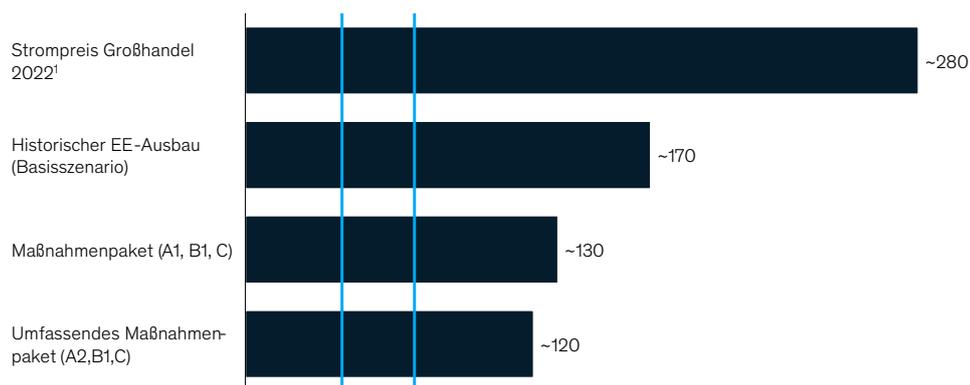
Abbildung 11: Übersicht über Auswirkung der einzelnen Maßnahmen auf Strommarkt 2025

Auswirkungen von Maßnahmenkombinationen

Keine der Maßnahmen allein erreicht also annähernd das Ambitionsniveau des Strompreises von 40 bzw. 70 EUR/MWh im Jahr 2025. Erfolgversprechender sind Kombinationen von Maßnahmen zu Paketen. So würde der Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend dem Osterpaket (A1) plus Verlängerung von Kohlekraftwerken (B1) samt Nachfragereduzierung (C) zu einer Senkung des Strompreises auf rund 130 EUR/MWh führen. Auch ein umfassendes Maßnahmenpaket mit einem ambitionierteren Ausbau von erneuerbaren Energien über das Osterpaket hinaus (A2 plus B1 plus C) erreicht das Ziel nicht, sondern würde den Strompreis nur auf insgesamt etwa 120 EUR/MWh senken (Abbildung 12). Aufgrund der Schwierigkeiten, Kohlekraftwerke aus der Reserve wieder in den Netzbetrieb zurückzuholen (siehe Kapitel 3.4), wird auf eine Maßnahmenkombination mit B2 verzichtet.

Deutscher Baseload-Strompreis 2025¹

in EUR 2022/MWh



Zielwert: 40 EUR/MWh² 70 EUR/MWh³

1. Angenommenes Wetterjahr 2016; Brennstoffkosten für Erdgas, Steinkohle und CO₂ aus Forward-Preisen für Basisszenario und Maßnahmenpaket
2. Langjähriger Marktwert bis 2020
3. Basierend auf dem Durchschnitt anderer Industrienationen (USA, Spanien, Norwegen)

Quelle: EU-Strommarktmodell von McKinsey

Abbildung 12: Deutscher Baseload-Strompreis 2025 läge auch mit umfassendem Maßnahmenpaket nur bei ca. 120 EUR/MWh

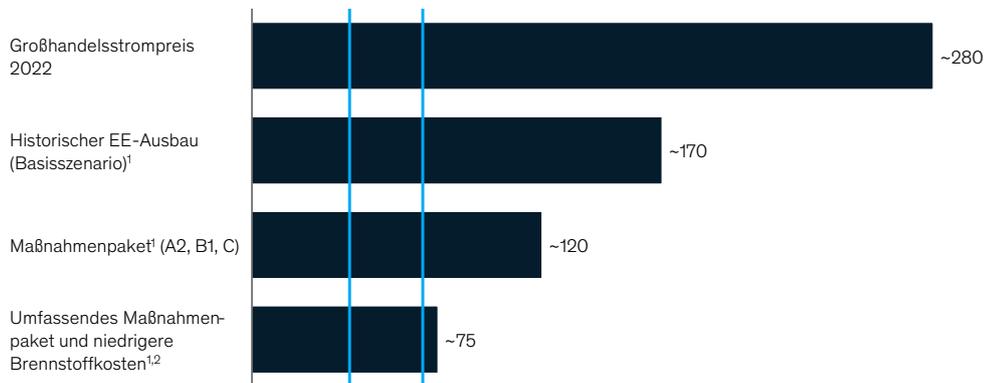
Abhängigkeit von Brennstoffpreisen

Zusätzlich zum Einsatz der oben diskutierten Maßnahmen wird der Strompreis maßgeblich von weiteren Marktfaktoren beeinflusst: Kosten für Rohstoffe, insbesondere Gas, sowie Entwicklung der Nachfrage.

Mit ungefähr 3.600 preissetzenden Stunden pro Jahr durch Gas im Basisszenario und rund 1.650 Stunden bei Einsatz aller Maßnahmen im ambitionierten Szenario ist der durchschnittliche Strompreis erheblich vom Gaspreis abhängig. Daher werden in einem zusätzlichen Szenario niedrigere Brennstoffpreise angenommen. In diesem Szenario wird das umfassende Maßnahmenpaket (A2, B1, C) umgesetzt, Gas wird jedoch 2025 zu erwarteten Importkosten aus den USA für 28 EUR/MWh bezogen – auf Basis von Henry Hub Forwards, dem Referenzpreis für nordamerikanisches Erdgas, und Transportkosten. Gleichzeitig wird ein niedriger Kohlepreis auf historischem Niveau des Jahres 2021 angenommen. Die CO₂-Preise bleiben unverändert und basieren weiterhin auf Forwards.

Deutscher Baseload-Strompreis 2025

in EUR 2022/MWh



Zielwert: 40 EUR/MWh³ 70 EUR/MWh⁴

¹ Angenommenes Wetterjahr 2016; Brennstoffkosten für Erdgas, Steinkohle und CO₂ aus Forward-Preisen für Basisszenario und Maßnahmenpaket

² Erdgas: Henry Hub Forward (USD) + LNG-Transport-Kosten; Steinkohle-Preise auf historischem Niveau (Gesamtjahr 2021); CO₂-Preise Forwards für 2025

³ Langjähriger Marktwert bis 2020

⁴ Basierend auf dem Durchschnitt anderer Industrienationen (USA, Spanien, Norwegen)

Quelle: EU-Strommarktmodell von McKinsey

Abbildung 13: Auswirkungen geringerer Brennstoffkosten auf den Strommarkt 2025

Es zeigt sich, dass niedrigere Brennstoffpreise den größten Effekt auf eine Senkung der Strompreise haben – die Strompreise können um 37% auf rund 75 EUR/MWh sinken (Abbildung 13). Damit nähert sich die Modellrechnung dem Zielniveau von 70 EUR/MWh erst durch die niedrigeren Brennstoffkosten deutlich an. Auch bei der Annahme, dass im Basisszenario nur die Gaspreise abweichen und Kohlepreise bei aktuellen Forward-Preisen für 2025 liegen, würden die Strompreise um 34% auf rund 77 EUR/MWh sinken. Dies zeigt, wie entscheidend die Bedeutung des Gaspreises für die künftige Höhe des Strompreises ist.

Die Frage nach längeren Laufzeiten für Kohlekraftwerke (Szenario B1) wäre in diesem Fall neu zu bewerten. Dies hätte zwar noch einen preisdämpfenden Effekt, jedoch nur noch von etwa 3 EUR/MWh. Gleichzeitig wären nach unserer Modellrechnung die CO₂-Emissionen um rund 7% höher als im Fall einer planmäßigen Abschaltung der Kohlekraftwerke. Der Kohleanteil an der Stromerzeugung wäre dabei rund 12% höher als bei einer Abschaltung nach Plan. Im Hinblick auf die Unabhängigkeit von Stromimporten bei kurzfristig sehr hoher Nachfrage kann die Verlängerung der Kohlekraftwerkslaufzeiten dennoch einen positiven Beitrag leisten – unabhängig vom Gaspreis (siehe Kapitel 2.4).

Abhängigkeit von der Gesamt-Stromnachfrage

Es ist möglich, dass die tatsächliche Stromnachfrage von den erwarteten Zahlen abweicht, da viele Faktoren schwierig zu prognostizieren sind. Hohe Gaspreise beschleunigen teilweise die Elektrifizierung, während hohe Strompreise auch Anreize zur Reduzierung des Strombedarfs setzen. Mögliche Treiber hierfür sind eine Steigerung der Energieeffizienz und ein Nachfragerückgang aufgrund des langfristig hohen Preisniveaus.

Nach Zahlen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz besteht Einsparpotenzial durch gesteigerte Energieeffizienz: Allein die Einsparmöglichkeiten in Haushalten und für mechanische Energie in der Industrie betragen knapp 13% des gesamten Stromverbrauchs.¹⁸ Kommen Einsparmöglichkeiten im Bereich Wärme und Kälte sowie allgemein für Gewerbe hinzu, könnte das Einsparpotenzial noch größer sein.

Deshalb wird in einem weiteren Szenario mit einer konservativ geschätzten Reduzierung der Stromnachfrage von knapp 13% gerechnet. Dadurch würden die Preise im Basisszenario um 18% auf 137 EUR/MWh sinken. Es ist jedoch zu beachten, dass eine steigende Energieeffizienz der Gesamtwirtschaft – z.B. von Wärme und mechanischen Prozessen, die momentan mit Gas betrieben werden – mit hoher Wahrscheinlichkeit die Stromnachfrage erhöht.

Insgesamt zeigt sich, dass selbst unter diesen Annahmen das Ziel eines Strompreises von 40 bzw. 70 EUR/MWh nicht erreicht werden kann.

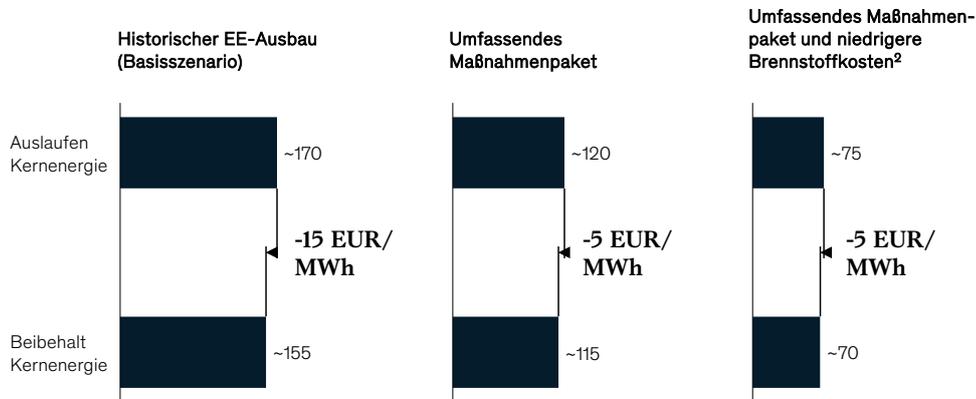
Auswirkungen von Kernkraftwerken

Sowohl eine Kombination von ambitionierten Maßnahmen als auch sinkende Brennstoffpreise oder veränderte Nachfrage werden das Strompreisziel verfehlen, solange der Gaspreis in 2025 nicht deutlich niedriger ist als von den aktuellen Forwards vorhergesagt. Theoretisch könnte eine weitere Maßnahme sein, die Laufzeit der Kernkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland (Gesamtkapazität 4 GW), die laut aktueller politischer Entscheidung bis April 2023 am Netz bleiben sollen, über dieses Datum hinaus zu verlängern.

Diese Laufzeitverlängerung der drei Kernkraftwerke könnte eine zusätzliche Preisreduzierung von rund 5 bis 15 EUR/MWh in den Szenarien für 2025 bewirken (Abbildung 14). Aus technischer Sicht wären für einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke neue Brennstoffstäbe notwendig, deren Lieferung nach Aussagen der Betreiber innerhalb von sechs bis neun Monaten möglich wäre. Die gesetzlich notwendigen Prüfverfahren sowie weitere Wartungsarbeiten könnten in den Sommermonaten 2023 bis zur Lieferung der Brennstäbe durchgeführt werden. Unter diesen Bedingungen wäre ein Weiterbetrieb ab Herbst/Winter 2023 möglich.

¹⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022), [80 Millionen gemeinsam für Energiewechsel](#), abgerufen am 21.11.2022

Deutscher Baseload-Strompreis 2025²
in EUR 2022/MWh



1. Angenommenes Wetterjahr 2016
2. Für Erdgas, Steinkohle und CO₂; Erdgas: Henry Hub Forward (USD) + LNG-Transport-Kosten; Steinkohle-Preise auf historischem Niveau (Gesamtjahr 2021); CO₂-Preise Forwards für 2025
Quelle: EU-Strommarktmodell von McKinsey

Abbildung 14: Effekt des Weiterbetriebs von Kernkraftwerken auf verschiedene Szenarien in 2025

2.5 Auswirkungen der Maßnahmen auf CO₂-Emissionen

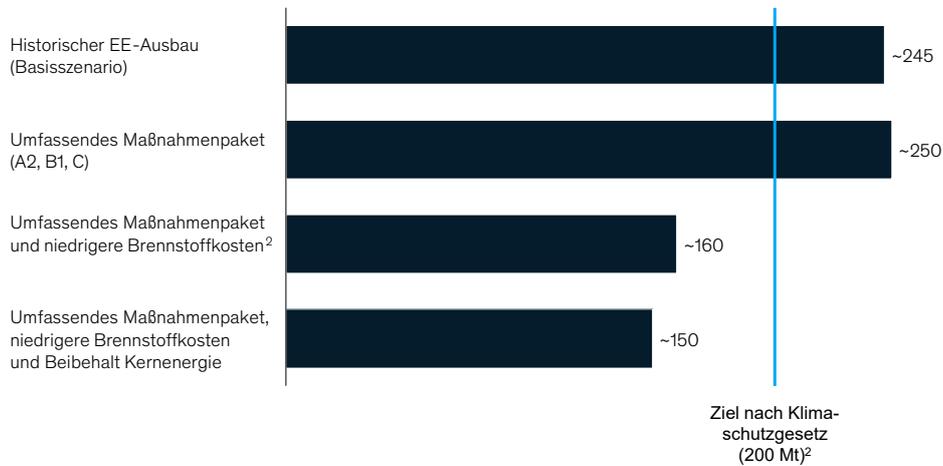
Zur Bewertung der Ergebnisse werden die prognostizierten CO₂-Emissionen mit den Zielen für den Sektor Energiewirtschaft verglichen.¹⁹ Das EU-Strommarktmodell von McKinsey berechnet die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland. Da die Stromerzeugung 90% dieser Emissionen im Sektor Energiewirtschaft ausmacht, werden hier die Emissionen des Sektors Energiewirtschaft auf Basis der Änderungsrate der Emissionen der Stromerzeugung extrapoliert und anschließend mit den Zielen aus dem Klimaschutzgesetz verglichen.

Beim Einsatz aller Maßnahmen zur Senkung des Strompreises können die CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisszenario nicht signifikant gesenkt werden und liegen im Jahr 2025 mit 250 Mt CO₂ rund 50 Mt über den Zielen des Klimaschutzgesetzes. Lediglich ein Absenken der Brennstoffpreise und der daraus folgende erhöhte Einsatz emissionsärmerer Gaskraftwerke anstelle von Kohlekraftwerken könnte die CO₂-Emissionen auf rund 160 Mt senken – und damit deutlich unter das Zielniveau des Klimaschutzgesetzes. Blieben die Kernkraftwerke über April 2023 hinaus am Netz, würden die Emissionen 2025 um weitere 10 Mt auf rund 150 Mt sinken (Abbildung 15). Betrachtet man jedoch die Gesamtemissionen, die von heute bis 2025 entstehen, so wird selbst im ambitioniertesten Szenario das Budget immer noch um 10 Mt überschritten.

Es zeigt sich, dass die gegenwärtige Energiekrise im energiewirtschaftlichen Dreieck auch die Zielerreichung in der Dimension Nachhaltigkeit gefährdet. Erst bei deutlich reduzierten Brennstoffpreisen befinden sich die Emissionen mittelfristig wieder innerhalb des Zielrahmens. Auch der Weiterbetrieb der drei verbliebenen Kernkraftwerke über den derzeit vereinbarten Abschaltzeitpunkt April 2023 hinaus reicht als Einzelmaßnahme nicht aus.

¹⁹ Zwischenziele werden, wie in der Einleitung beschrieben, auf Basis der Ziele für 2022 und 2030 linear interpoliert. Das Integral unter diesen Zielen bildet das Zielbudget für diese Periode.

CO₂-Emissionen 2025 in Energiewirtschaft¹
in Mt CO₂



1. Emissionen außerhalb des Strommarkts extrapoliert auf Basis der Entwicklung der Emissionen im Strommarkt nach EU-Strommarktmodell von McKinsey und historischen Daten
 2. Ziel abgeleitet aus linearer Interpolation zwischen Ziel für 2022 und Ziel für 2030 laut Klimaschutzgesetz
- Quelle: Umweltbundesamt, Klimaschutzgesetz, EU-Strommarktmodell von McKinsey

Abbildung 15: CO₂-Emissionen der verschiedenen Szenarien in 2025 im Sektor Energiewirtschaft

2.6 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

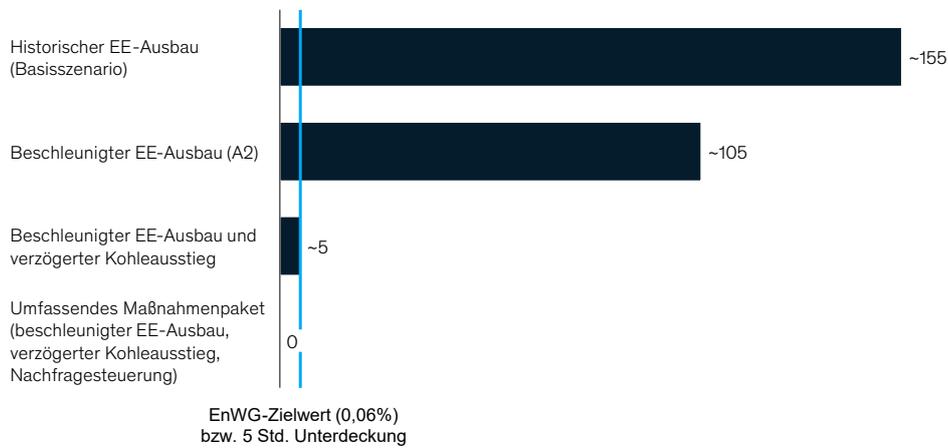
Um die Versorgungssicherheit in den Modellierungen zu beurteilen, wird auf Basis der historischen Wetterentwicklung und der Stromnachfrage die erwartete Anzahl an Stunden berechnet, während derer die Stromnachfrage nicht durch einheimische Kapazitäten abgedeckt werden kann.²⁰ Dies ist zwar nicht zwangsläufig mit Versorgungsengpässen gleichzusetzen, da im Ausland gegebenenfalls Kapazitäten verfügbar sein können – im Sinne von Resilienz ist jedoch eine hohe Unabhängigkeit von Importen vorteilhaft.

Im Basisszenario kann der Strombedarf an rund 155 Stunden im Jahr nicht durch einheimische Kapazitäten gedeckt werden. Bei ambitioniertem Ausbau von erneuerbaren Energien über die Ausbauziele des Osterpakets hinaus sinkt die Zahl auf 105 Stunden. Nur wenn alle Maßnahmen umgesetzt werden – ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien, verzögerter Kohleausstieg und Nachfragesteuerung in Spitzenzeiten – kann der Strombedarf theoretisch vollständig durch einheimische Kapazitäten gedeckt werden (Abbildung 16).

²⁰ Basierend auf den sechs Wetterjahren 2016-21, der historischen und erwarteten Nachfrageentwicklung sowie der erwarteten Entwicklung des Kraftwerkparcs nach dem EU-Strommarktmodell von McKinsey; Verfügbarkeit von Wind und Photovoltaik errechnet auf Basis vergangener Wetterjahre; Verfügbarkeit der verbleibenden Technologien nach Rate der nicht einsetzbaren Leistung per Methodik der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im „Bericht zur Leistungsbilanz“

Stunden, in denen Abdeckung der Stromnachfrage durch einheimische Kapazitäten nicht möglich ist, 2025¹

Anzahl Stunden



1. Basierend auf den 6 Wetterjahren 2016-21, der historischen und erwarteten Nachfrageentwicklung sowie der erwarteten Entwicklung des Kraftwerkparcs nach dem Strommarktmodell von McKinsey. Verfügbarkeit von Wind und Solar wird auf Basis vergangener Wetterjahre errechnet; Verfügbarkeit der verbleibenden Technologien nach Rate der nicht einsetzbaren Leistung per Methodik der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im „Bericht zur Leistungsbilanz“; weitere Annahmen: Vorhaltung von 3,8 GW für Systemdienstleistungen zu allen Stunden (auf Basis historischer Daten); disponible Kapazität mit Rate von Ausfällen und Revisionen von 11%; Steigerung der Kapazitätsfaktoren von neuen Wind- und Solaranlagen auf Basis historischer Verbesserungen

Quelle: BNetzA, ENTSO-E, Übertragungsnetzbetreiber, IRENA, EU-Strommarktmodell von McKinsey

Abbildung 16: Erwartete Anzahl Stunden in 2025, in denen Stromnachfrage nicht durch einheimische Kapazitäten gedeckt werden kann

Diese Ergebnisse zeigen, dass theoretisch ausreichend disponible Kapazitäten verfügbar sein könnten, um eine sichere und unabhängige Stromversorgung Deutschlands zu gewährleisten. Voraussetzung hierfür ist, dass es Kraftwerksbetreibern möglich ist, auch kurzfristig Energie bereitzustellen, wenn sie gebraucht wird. Nach aktuellen Plänen zum Kohleausstieg und mangelndem Ausbau von Gaskraftwerkskapazitäten ist dies gegenwärtig nicht hinreichend gewährleistet. Somit sollte erwogen werden, jetzt kurzfristig entscheidende Anreize zu setzen, um den Ausbau möglichst CO₂-armer disponibler Erzeugungskapazität sicherzustellen. Ein verzögertes Handeln verlängert die Abhängigkeit von Kohle und kann unter Umständen die Versorgungssicherheit gefährden.

2.7 Zwischenfazit: Auswirkungen auf den Endkundenpreis

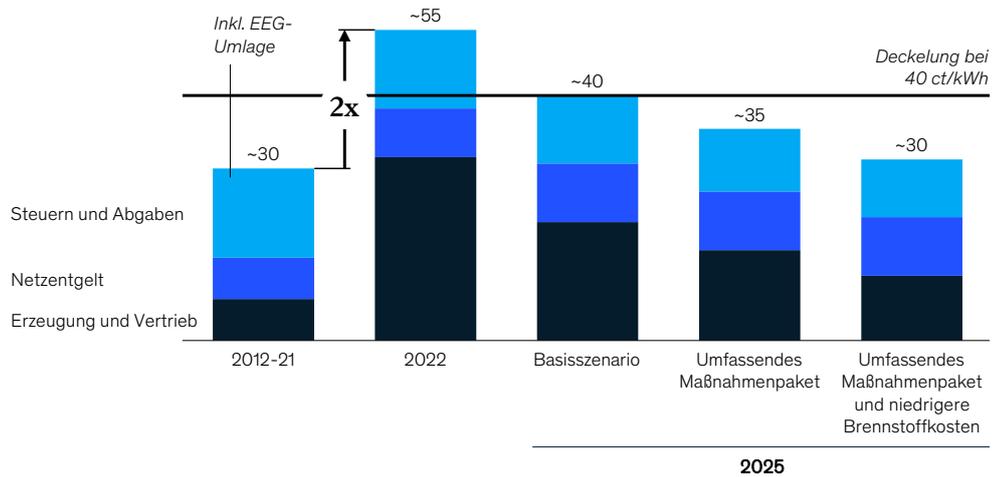
Es wird herausfordernd sein, den Großhandels-Strompreis bis 2025 auf ein Niveau von 40 bzw. 70 EUR/MWh zu senken. Absehbar höhere Kosten werden sich auch auf den Endkundenpreis auswirken – wengleich mit einem reduzierten Faktor, denn in dem Preis sind weitere Kosten wie Netzentgelt und Abgaben enthalten. Die Mehrwertsteuer von 19% erhöht sich mit steigenden Strompreisen zusätzlich automatisch.

Im Jahr 2022 hat sich der durchschnittliche Endkundenpreis auf rund 55 ct/kWh beinahe verdoppelt gegenüber der Zeitspanne 2012 bis 2021 (Abbildung 17). Die von der Bundesregierung verabschiedete Strompreisbremse würde ihn auf 40 ct/kWh reduzieren, was jedoch immer noch einer Steigerung des Endkundenpreises um ein Drittel gegenüber dem Vorkrisenniveau bedeutet. In unserem Basisszenario läge 2025 der Endkundenpreis noch knapp über der Deckelung, was volkswirtschaftlich hohe Kosten bedeuten würde: Pro 1 ct/kWh, die der Endkundenpreis über der Deckelung von 40 ct/kWh läge, entstünden dem Staat Aufwendungen von 1,5 bis 2 Mrd. EUR pro Jahr.²¹

²¹ Annahme: 542 TWh Stromnachfrage ohne Netzverluste

Auch mit dem umfassenden Maßnahmenpaket könnte lediglich ein Preisniveau von etwa 35 ct/kWh erreicht werden und nur mit zusätzlich niedrigen Brennstoffkosten könnte das Niveau auf 30 ct/kWh sinken. Dies verdeutlicht noch einmal die Dringlichkeit, möglichst umfassend von allen zur Verfügung stehenden Maßnahmen Gebrauch zu machen, um hohe langfristige Belastungen der Haushalte zu vermeiden.

Strompreis Haushalte in Deutschland
in Eurocent/kWh



Anmerkung: Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungsstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet; Annahme 31 ct/kWh für Beschaffung und Vertrieb, ansteigende Netzentgelte auf 10 ct/kWh (inkl. Messung und Messstellenbetrieb), anderweitig Kosten
Quelle: Fraunhofer ISE, Montel, BDEW

Abbildung 17: Strompreis für Haushalte in Deutschland 2025 nur mit umfassendem Maßnahmenpaket und niedrigen Brennstoffkosten wieder auf historischem Niveau



3 Erfolgsfaktoren für die Umsetzung der Maßnahmen

In den folgenden Abschnitten werden Faktoren und Wege aufgezeigt, die den ambitionierten Ausbau von erneuerbaren Energien bis 2025 unterstützen, die verlängerte Nutzung von Kohlekraftwerken ermöglichen und die Reduzierung der Nachfrage in Spitzenzeiten begünstigen. Des Weiteren werden Wege skizziert, um Gaspreise mittelfristig zu senken.

Wie die Ergebnisse im Kapitel 2 zeigen, werden Einzelmaßnahmen voraussichtlich nicht ausreichen, um unsere Ziele in den Bereichen Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit zu erreichen. Daher sind die Lösungsansätze im Folgenden als mögliche Bausteine eines Gesamtpakets an Maßnahmen zu verstehen.

Das beschriebene Maßnahmenpaket erfordert weit mehr als eine Anpassung der Ausbauziele oder Laufzeiten. Ein Ausbau erneuerbarer Energien in derartigem Ausmaß erfordert eine Koordination über die Wertschöpfungskette hinweg. Das Spektrum zu koordinierender Tätigkeiten reicht dabei von Flächenumwandlung und Genehmigungsprozessen über ein Aufrüsten der industriellen Produktion kritischer Komponenten bis hin zur Sicherstellung ausreichender Planungs- und Baukapazitäten. Ein Tätigkeitsspektrum in dieser Breite erfordert im Idealfall eine zentrale Koordinationsstelle, z.B. bei der Bundesnetzagentur oder direkt im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Eine Fragmentierung der Verantwortlichkeiten in die Länder könnte die erfolgreiche Umsetzung gefährden.

3.1 Windkraftanlagen an Land

Derzeit verhindert der lange und komplizierte Vorprüfungs- und Genehmigungsprozess beim Ausbau von Windanlagen an Land oftmals, dass Projekte schnell und effektiv umgesetzt werden. Im Durchschnitt dauert ein Wind-an-Land-Projekt in Deutschland sieben Jahre vom Start bis zur Stromproduktion – durchschnittlich fünf Jahre bis zur Genehmigung²² und zwei Jahre Bauphase.²³ Im Vergleich zu historischen Werten in Deutschland von rund 4,5 Jahren in Spitzenausbauzeiten (2013) hat sich die Projektlaufzeit somit deutlich verlängert.²⁴

Dies ist auch in der Projektpipeline spürbar: Momentan befinden sich über 8 GW Windanlagen an Land in verschiedenen Stadien der Planung.²⁵ 2021 wurden z.B. von 4,5 GW geplante Ausschreibungsvolumen nur Zuschläge für 3,3 GW erteilt. Viele Projekte (38% in 2020) werden sogar ganz abgelehnt, meist weil sich im Laufe des Genehmigungsprozesses Regulierungen geändert haben.²⁶

Gelänge es, den gesamten Prozess von sieben auf rund vier Jahre zu beschleunigen, könnten Projekte im Umfang von ca. 3 GW, die unter jetzigen Bedingungen in den Jahren 2026 bis 2028 fertiggestellt würden, bereits bis zum Jahr 2025 ans Netz gehen.

²² McKinsey

²³ Fachagentur Windenergie an Land (2021), [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2021](#)

²⁴ Fachagentur Windenergie an Land (2015), [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2015](#)

²⁵ [Marktstammdatenregister](#), abgerufen am 18.10.2022

²⁶ McKinsey

Faktoren zur erfolgreichen Umsetzung

Zur schnelleren Umsetzung von Projekten sehen wir vier Faktoren, die kurzfristig wirken können:

(1) Digitalisierung. Als Vorstufe für den komplett digitalisierten Projektprozess (siehe Exkurs 1) sollten zunächst alle Unterlagen digital eingereicht werden. Dies geschieht schon in acht Bundesländern²⁷ und könnte auf die gesamte Bundesrepublik ausgeweitet werden.²⁸ Momentan müssen Projektentwickler in vielen Bundesländern für die Genehmigung einer Windenergieanlage noch über 10.000 Seiten papierbasiert einreichen.²⁹

(2) Verbesserung der Qualität und Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen. Im Genehmigungsprozess für Windkraftprojekte gelten ab der Bestätigung der Vollständigkeit aller eingereichten Unterlagen Genehmigungsfristen von sieben bis zehn Monaten.³⁰ Doch allein die Prüfung und Sicherstellung der Vollständigkeit von Unterlagen verzögert den Genehmigungsprozess durchschnittlich um mehr als ein Jahr.^{31, 32} Eine mittelfristige Vereinheitlichung und Vereinfachung von Anforderungen könnte helfen, diese Prüfverfahren zu beschleunigen. In der Zwischenzeit können auch Leitlinien, Best Practices und Checklisten für Entwickler Qualität und Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen verbessern. In den Niederlanden erhalten Entwickler z.B. in einem Onlineportal direkt Nachfragen, wenn Informationen zum Projekt fehlen.³³

(3) Priorisierung von Projekten nach Größe, Umsetzungshorizont und Netzanschluss. Von 177 Windanlagen an Land, die 2021 mit einer Gesamtleistung von 1,8 G W ans Netz gingen, stammte über die Hälfte der Leistung von nur 32 Anlagen.³⁴ Generell könnte eine Priorisierung solch größerer Anlagen, zusätzlich zu weiteren Kriterien wie vorhandene Netzanschlüsse oder Umsetzungshorizont, sicherstellen, dass Projekte mit hohem Potenzial beschleunigt bearbeitet werden. Nach diesem Prinzip wird etwa in Andalusien (Spanien) in einer speziellen Accelerator Unit der öffentlichen Verwaltung die Genehmigung von bedeutenden Investmentprojekten priorisiert – dazu gehören auch große Windparks.³⁵ Auch Finnland strebt die beschleunigte Bearbeitung von Projekten für erneuerbare Energien vor anderen Genehmigungsfällen an.³⁶

(4) Sicherstellung einer Balance zwischen den öffentlichen und individuellen Interessen der Bevölkerung. Obwohl mehr als 80% der deutschen Bevölkerung den Ausbau von erneuerbaren Energien befürworten,³⁷ können Anwohnerklagen Projekte signifikant verzögern. Allein 2020 wurde gegen 24% der genehmigten Projekte Klage eingereicht.³⁸ Deeskalieren könnte die angespannte Situation, wenn Kommunen und Anwohnende am Umsatz von Windparks beteiligt und frühzeitig in den Entscheidungsprozess eingebunden werden. In Mecklenburg-Vorpommern sind Betreiber sogar durch das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz verpflichtet, Anwohnende mit mindestens 20% am Ertrag einer Windkraftanlage zu beteiligen.³⁹ Eine mögliche Diskussion dieses Ansatzes in anderen Bundesländern könnte zu besserem Verständnis zwischen Anwohnenden und öffentlichen Interessen beitragen.

²⁷ Brandenburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg, Berlin, Sachsen

²⁸ Digitale Plattform ELiA, abgerufen am 20.10.2022

²⁹ Energiequelle GmbH (2022), abgerufen am 18.11.2022

³⁰ Bundesimmissionsschutzgesetz, 10 Abs. 6a

³¹ Bund-Länder Kooperationsbericht (2022)

³² Energie & Management (2021), „Genehmigungen dauern dreimal länger, als Länder angeben“

³³ EU-Kommission (2022), [Guidance to Member States on good practices to speed up permit-granting procedures for renewable energy projects and on facilitating Power Purchase Agreements](#)

³⁴ Marktstammdatenregister, abgerufen am 18.10.2022

³⁵ EU-Kommission (2022)

³⁶ Finnische Regierung (2022)

³⁷ Fachagentur Windenergie an Land (2021), [Umfrage der Fachagentur für Windenergie an Land](#)

³⁸ Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen (2022), abgerufen am 10.11.2022

³⁹ Bundesverfassungsgericht (2022), abgerufen am 10.11.2022

Mehr Tempo bei der Umsetzung von Projekten für erneuerbare Energien hätte klare Vorteile. Würde sich z.B. der komplette Planungs- und Umsetzungsprozess auf vier Jahre verkürzen, wäre bis 2025 eine Kapazitätssteigerung beim Windkraftausbau von rund 3 GW über dem Ausbauziel des Osterpakets möglich (siehe Appendix zur Rechenlogik).

Parallel zu kurzfristigen Verbesserungsmaßnahmen könnte langfristig ein Neudesign des Genehmigungsprozesses zusätzlich positiv wirken (siehe Exkurs 1). So könnte bereits jetzt die Basis für einen langfristig beschleunigten Ausbau der Windenergie gelegt werden. Gegebenenfalls könnten einzelne Module bereits mittel- bis kurzfristig eingeführt werden und somit schon zur Zielerreichung 2025 beitragen.

Exkurs 1: Langfristige Vision eines neugestalteten Prozesses für die Umsetzung von Windenergieanlagen an Land

Eine zentrale Datenbank enthält alle Informationen zu verfügbaren Grundstücken, die für eine Standorteignungsprüfung und die Regionalplanung notwendig sind – inklusive Informationen über Windbedingungen, Netzanschlüsse und planungsrechtliche Situation. Personen, die Grundstücke besitzen, werden über eine Kampagne angeschrieben, informiert und dazu motiviert, ihre Grundstücke in der Datenbank einzutragen.

Anhand dieser Informationen können die Standorteignungsprüfung (Teilschritt der Vorprüfung) und die Regionalplanung (Teil der Planungsphase) schon für alle in der Datenbank verfügbaren Grundstücke durchgeführt werden, bevor der Planungsprozess einer Anlage beginnt. Dann müsste beim Projektstart nur noch das Grundstück gesichert werden.

Die Gutachtenerstellung erfolgt ebenfalls über die zentrale Plattform – ein digitales Tool führt durch die notwendigen Schritte des Genehmigungsprozesses, ähnlich wie das ELSTER-Tool für die Erstellung einer Steuererklärung. Somit wird sichergestellt, dass alle notwendigen Informationen von Anfang an vollständig und in korrektem Format bei den Behörden eingehen. Der Genehmigungsprozess ist einheitlich für alle Bundesländer; die gesamte Kommunikation erfolgt über die digitale Plattform.

Im Idealfall kann durch diesen neuen Prozess ein Betreiber innerhalb von etwa drei Monaten geeignete Grundstücke sichern sowie nach einer Planungs- und einer Genehmigungsphase von jeweils sechs Monaten mit dem Bau einer Anlage beginnen. Bei einer Best-Practice-Bauzeit von neun Monaten könnte somit eine Anlage vom Start der Planung bis zur Inbetriebnahme innerhalb von zwei Jahren einsatzbereit sein.

Teilaspekte der Vision sind in anderen Ländern bereits Realität

In Dänemark gibt es bereits eine Plattform (Danish Environmental Portal), die gebiets-spezifische Daten über Umweltbedingungen und Landnutzung von Grundstücken sowie Beschränkungen in Bezug auf Naturschutz, Baurichtlinien und Flächenplanung enthält. Die Daten werden von Ämtern regelmäßig aktualisiert und können von Betreibern und Privatpersonen eingesehen werden. Für Windkraftprojekte können so die Standorteignungsprüfung und die Regionalplanung erleichtert werden.

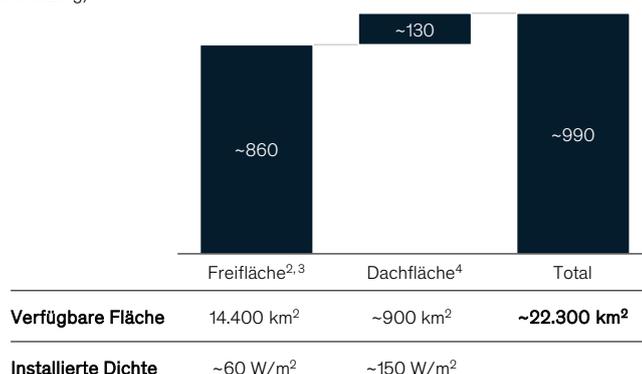
In den Niederlanden gibt es eine zentrale IT-Plattform für Genehmigungen von Windkraftprojekten. Windfarm-Entwickler können sich dort für eine All-in-One-Genehmigung („omgevingsvergunning“) bewerben. Sie laden direkt im Portal die Informationen zu ihrem Projekt hoch. Wenn Informationen fehlen, fragt die zuständige Behörde direkt im Onlineportal nach. Die Entscheidungsphase soll so maximal sechs Monate dauern. Generell gibt es dabei zwei Standardverfahren: eines für einfachere Projekte sowie eines für Projekte mit komplexen Umwelt- oder Brandschutzaspekten. Außerdem können Entwickler zu Beginn des Prozesses bereits online einsehen, welche Genehmigungsanforderungen es für den gewünschten Standort gibt.

3.2 Photovoltaik

Die vergleichsweise kurze Umsetzungsdauer, durchschnittlich nur drei Jahre für Freiflächenanlagen,⁴⁰ macht Photovoltaik attraktiv für einen schnellen Kapazitätsausbau. Bis 2025 liegt das größte Potenzial bei einem erhöhten Ausbau freistehender Photovoltaikanlagen und Photovoltaikanlagen auf Dächern. Langfristig, also über 2025 hinaus, werden zunehmend auch Zweinutzungsflächen wie Äcker vielversprechend sein (siehe Exkurs 2).

In Deutschland sind ausreichend Flächen für den Photovoltaikausbau vorhanden – 14.400 km² Freifläche haben insgesamt ca. 860 GW Potenzial.⁴¹ Zusätzlich sind, konservativ geschätzt, etwa 900 km² Dachflächen in Deutschland für Photovoltaikanlagen geeignet⁴² und haben ein Gesamtpotenzial von rund 130 GW (Abbildung 18). Das Potenzial der Frei- und Dachflächen ist somit ausreichend für die im Osterpaket formulierten Ausbaupotenziale von weiteren 44 GW auf insgesamt 108 GW Photovoltaikanlagen in Deutschland. Entsprechend sollte der Fokus auf Maßnahmen liegen, die den Ausbau auf diesen Flächen beschleunigen.

Potenzial für den Photovoltaikausbau¹
in GW (konservative Schätzung)



1. Beinhaltet nur Flächen, die noch nicht mit Solar bedeckt sind. Berücksichtigt nicht alle möglichen geeigneten Flächen für Solaranlagen, wie z.B. Ackerflächen für Agri-PV, Gebäudefassaden, Parkplätze, Mülldeponien und schwimmende Photovoltaikanlagen
2. Der Flächenbedarf für Freiflächenanlagen umfasst die Solarmodule, den für die Betriebsführung erforderlichen Platz und den Platzbedarf für andere Infrastruktur (z.B. Wechselrichter). Der Flächenbedarf für Aufdach-Solaranlagen umfasst nur die Solarmodule
3. Nach Abzug von geschützten Flächen, Ackerflächen, Wäldern, Flächen, die anderweitig genutzt werden, auf denen schon Solaranlagen stehen oder die für Windenergie geeignet sind; beinhaltet nur Flächen innerhalb von 5 km Entfernung zu einem Umspannwerk
4. Beinhaltet nur Dachfläche, die für Solaranlagen geeignet ist

Quelle: McKinsey-Landnutzungsmodell; Experteninterviews; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; BMWi: Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland

Abbildung 18: Potenzial der verfügbaren Fläche für den Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen und Dächern⁴³

⁴⁰ Median zwei Jahre für Permitting (McKinsey) und ein Jahr für den Bau

⁴¹ Konservative Schätzung ohne Potenzial für Agri-PV. Nach Abzug von geschützten Flächen, Ackerflächen, Wäldern, Flächen, die anderweitig genutzt werden, auf denen schon Photovoltaikanlagen stehen oder die für Windenergie geeignet sind; beinhaltet nur Flächen innerhalb von 5 km Entfernung zu einem Umspannwerk; McKinsey-Landnutzungsmodell, Annahme von 43 MW/km²

⁴² Hochrechnung auf Basis von Daten des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015)

⁴³ Unser Landnutzungsmodell hat eine nationale Reichweite. In Anbetracht der notwendigen Vereinfachung sowie der potenziellen Ungenauigkeiten der Daten in einem so großen Maßstab sind die Ergebnisse nicht dazu gedacht, präzise lokale geografische Zusammenhänge (z.B. Landrechte oder geplante Landnutzung) oder jüngste lokale Entwicklungen (politisch oder anderweitig) darzustellen. Obwohl unsere Analysen nützliche Hinweise geben können, sind für lokale Schlussfolgerungen weitere detaillierte, lokale Studien erforderlich.

Faktoren zur erfolgreichen Umsetzung

Zur schnelleren Umsetzung von Projekten sehen wir hauptsächlich vier Faktoren:

(1) Zentrale Datenbanken. Erhöhte Datentransparenz zur Flächenverfügbarkeit und Nutzbarkeit helfen, potenzielle Betreiber und Landbesitzer zusammenzubringen. Dies kann durch eine zentrale Datenbank mit Informationen etwa zu Flächenverfügbarkeit, geografischen Merkmalen, regulatorischen Einschränkungen und Netzanschlüssen geschehen. In Dänemark bietet das Danish Environmental Portal eine solche Datenbank (siehe Exkurs 1).

Um Menschen zur Installation von Photovoltaikanlagen auf ihren Häusern zu motivieren und sie bei der dafür notwendigen Planung zu unterstützen, kann ebenfalls eine zentrale Datenbank helfen, die das Potenzial für Photovoltaikanlagen auf individuellen Dachflächen aufzeigt. In Brüssel gibt es z.B. ein Portal, auf dem sich das Potenzial von Photovoltaik auf dem Dach jedes Gebäudes der Stadt einsehen lässt.⁴⁴

(2) Verstärkter Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dächern. Die Installation von Photovoltaikanlagen auf allen geeigneten Neubaudachflächen hat bereits das Potenzial, den Photovoltaikausbau bis 2025 um rund 3 GW zu erhöhen. Um diese Möglichkeit zu nutzen, haben Baden-Württemberg, Berlin, Bremen und Hamburg z.B. gesetzliche Photovoltaikpflichten für Wohngebäude ab Anfang 2023 verabschiedet.⁴⁵ Neben diesen gesetzlichen Regelungen können auch finanzielle Anreize wie Fördermittel den Photovoltaikausbau auf Dächern vorantreiben.

(3) Einsatz von PPAs zur Finanzierung von Photovoltaikprojekten. Darüber hinaus wird in Deutschland voraussichtlich in den nächsten Jahren eine zunehmende Anzahl an Photovoltaikanlagen über private Stromabnahmeverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs), unabhängig von staatlicher EEG-Förderung finanziert und gebaut. Hierbei schließen Erzeuger und Verbraucher – meist große Unternehmen – einen privaten Vertrag über die Stromabnahme. PPAs bieten Stromkäufern die Möglichkeit, sich Stromversorgung zu beständigeren und günstigeren Preisen als auf dem Spotmarkt zu sichern, und stellen für Entwickler ein risikoarmes Einkommen jenseits von EEG-Förderungen dar. PPAs sind in anderen Ländern schon weiter verbreitet als in Deutschland: In Spanien wurden seit 2017 z.B. PPAs für 8,8 GW Photovoltaik abgeschlossen, in Deutschland nur über 1,4 GW. Vor dem Hintergrund des wahrscheinlich volatilen Strommarkts der nächsten Jahre werden PPAs voraussichtlich besonders für Stromabnehmer attraktiver.

Aufgrund dieser Vorteile ist eine Steigerung des PPA-Volumens auch der EU ein Anliegen. Eine mögliche Unterstützungsmaßnahme könnte sein, die Vorteile von PPAs durch eine EU-weite öffentliche Werbekampagne allen Beteiligten stärker bewusst zu machen. Oder Mitgliedstaaten könnten nationale Erneuerbaren-PPA-Ziele festlegen – wie in Irland mit 15% der Gesamtstromnachfrage.⁴⁶ Um jedoch speziell kleine und mittlere Unternehmen (KMU) anzusprechen, sind auch kurzfristige, flexible Verträge notwendig.⁴⁷

(4) Beschleunigung der Zulassungsprozesse. Auch wenn Genehmigungszeiten bei Photovoltaikanlagen weniger problematisch sind als bei Windanlagen, sollte darauf geachtet werden, bei der Verbesserung des Genehmigungsprozesses für Wind Synergien für eine weitere Beschleunigung der Genehmigung von Photovoltaikanlagen zu schaffen.

⁴⁴ Stadt Brüssel, abgerufen am 21.11.2022

⁴⁵ Wegatech (2022), abgerufen am 18.10.2022

⁴⁶ Sustainable Energy Authority of Ireland (2021), abgerufen am 20.10.2022

⁴⁷ EU-Kommission (2022), abgerufen am 20.10.2022

Exkurs 2: Erneuerbaren-Ausbau: Ausblick über 2025 hinaus

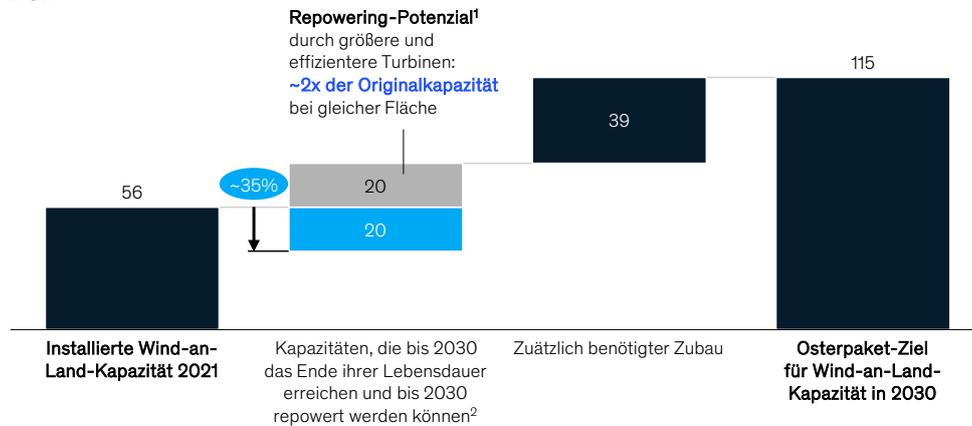
Um den ambitionierten Ausbau von erneuerbaren Energien nach 2025 zu gewährleisten, sollten jetzt schon langfristige Maßnahmen ergriffen werden. Die folgenden Technologien und Ansätze sind vielversprechend für mehr erneuerbare Energie nach 2025.

(1) Repowering. Gegen Ende der Lebensdauer von alten Windkraft- und Photovoltaikanlagen kann der Ersatz von Bauteilen wie Turbinen oder Photovoltaikpaneelen die Leistung älterer Anlagen mehr als verdoppeln. Vorteilhaft ist vor allem, dass für diese Vorhaben kein neues Land erschlossen werden muss und Netzanschlüsse bereits vorhanden sind. Bei Windkraftanlagen an Land ist bis 2030 ein Repowering-Potenzial von 40 GW im Vergleich zur Außerbetriebsetzung alter Anlagen vorhanden (Abbildung 19). Bei Repowering von 40 bis 50% freistehender Photovoltaikanlagen der Baujahre 2005 bis 2012 sind laut Schätzung des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) Kapazitätssteigerungen von 6,7 bis 10,5 GW möglich. Noch sind die Hürden fürs Repowering jedoch ähnlich hoch wie für einen Neubau – oder es darf nicht repowert werden, weil sich nach der Genehmigung der Originalanlage Regulierungen geändert haben und am Standort jetzt keine Anlagen mehr genehmigt werden würden. 1,5 GW von 3,4 GW im Jahr 2020 konnten nur aufgrund geänderter Regulierungen nicht repowert werden. Um Repowering attraktiver und schneller zu machen, könnten Fast-Track-Genehmigungen für Repowering-Projekte helfen, wie von der EU-Kommission in der Renewable Energy Directive II gefordert. Zudem gäbe es die Möglichkeit, Repowering-Projekte ausnahmsweise zu genehmigen, obwohl nach dem Bau der Originalanlage neue Regulierungen in Kraft getreten sind.

(2) Agri-Photovoltaik (Agri-PV). Agri-PV-Anlagen stehen so auf Ackerflächen, dass die Flächen gleichzeitig weiterhin für den landwirtschaftlichen Anbau genutzt werden können. Somit konkurrieren sie nicht mit der Landwirtschaft um die Nutzung von Böden. Das Potenzial dieser Anlagen ist hoch: Die zusätzliche Nutzung einer landwirtschaftlichen Fläche mit Agri-PV ist laut Fraunhofer-Institut deutlich effizienter als der Anbau von Energiepflanzen – um den Faktor 32 im Vergleich zu Energiemais. Über 2025 hinaus gibt es zudem Potenzial für den verstärkten Ausbau von Agri-PV-Anlagen. Das geschätzte Gesamtpotenzial für Agri-PV auf Ackerflächen in Deutschland beträgt rund 2.900 GW – somit würden Anlagen auf nur 4% der Ackerfläche ausreichen, um das im Osterpaket angepeilte Zubau-Ziel von 107 GW für 2025 bis 2030 zu erreichen. Bund, Länder und Kommunen könnten eine Vorreiterfunktion übernehmen oder eventuell sogar das Zubau-Ziel aus eigener Kraft stemmen, denn in ihrem Besitz befinden sich rund 7% der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Deutschland.

Windkapazitäten an Land und Repowering-Potenzial von Windanlagen in Deutschland bis 2030
in GW

■ Kapazität mit Ende der Lebensdauer bis 2030



1. Repowering = Errichtung einer neuen Windturbine am gleichen Standort wie eine frühere Turbine, in der Regel durch den vollständigen Abbau der früheren Turbine; vorgesehene Lebensdauer für Onshore-Windturbinen 20 Jahre; danach Ersatz durch neue Turbinen am gleichen Standort = Repowering, Verlängerung der Lebensdauer um ~5 Jahre oder kompletter Rückbau ohne Ersatz möglich; in letzter Zeit Laufzeitverlängerungen aufgrund ungünstiger Repowering-Bedingungen am häufigsten
2. Laut EEG 2023

Quelle: SMARD; WindEurope; EU-Kommission; EEG

Abbildung 19: Windkapazitäten und Repowering-Potenzial⁴⁸

3.3 Windkraftanlagen auf See

Aufgrund der langen Umsetzungsdauer von Windkraftanlagen auf See stellen sie für einen beschleunigten Ausbau bis 2025 nur begrenztes Potenzial dar. Derzeit in Entwicklung sind sechs Windparks mit geplanter Inbetriebnahme bis 2025. Deren Gesamtkapazität liegt bei 2,8 GW.⁴⁹ Für drei weitere Windparks, mit momentan geplanter Inbetriebnahme Anfang 2026, könnte bei vorgezogenem Baubeginn sowie in einem der drei Fälle mit beschleunigtem Netzanschluss eine Fertigstellung schon 2025 möglich sein. Das würde eine zusätzliche Kapazität von knapp 1 GW im Jahr 2025 ermöglichen. Weitere Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 1 GW sind in Planung und werden voraussichtlich Ende 2026/Anfang 2027 fertig, haben dann allerdings noch keinen Netzanschluss – somit ist eine Beschleunigung auf 2025 unwahrscheinlich.

3.4 Kohlekraftwerke

Wegen sinkender Auslastung und der geringen erzielbaren Margen standen Kohlekraftwerke in den vergangenen Jahren unter einem hohen Kostendruck. Hinzu kommt, dass vor dem Hintergrund der Kohleausstiegsplanung die Instandhaltungsaufwendungen für Kohlekraftwerke deutlich reduziert wurden. Dies zeigt sich in einer erhöhten Rate von ungeplanten Kraftwerksausfällen. Insbesondere für viele ältere Kohlekraftwerke betrug diese im Jahr 2021 mehr als 15 bis 20% gegenüber einem Industry-Best-Practice-Wert von 5%. Nimmt man geplante Wartungszyklen hinzu, ist die Verfügbarkeit der Kohlekraftwerke in Deutschland im vergangenen Jahrzehnt von rund 90 auf 80% zurückgegangen.

⁴⁸ SMARD; WindEurope; EU-Kommission; EEG (2021)

⁴⁹ Deutsche WindGuard (2022)

Faktoren zur erfolgreichen Umsetzung

Um kurzfristig verstärkt Kohlekraftwerke nutzen zu können, spielen vier Faktoren eine herausragende Rolle:

(1) Instandhaltung der Kraftwerke. Um die Kapazität der Kohlekraftwerke zügig zu maximieren, ist ein Umsteuern notwendig, denn die komplette Wiederherstellung der Kraftwerksverfügbarkeit hätte lange Reparaturstillstände zur Folge. Damit diese Ausfälle kurzfristig zumindest teilweise reduziert werden, sollte der Fokus darauf liegen, nur dringende Reparaturarbeiten anzugehen. Dafür sind zusätzliche Ersatzteile vorzuhalten, damit sie im Reparaturfall zur Verfügung stehen, und es sollte vorbereitet werden, dass Reparaturmaßnahmen beschleunigt durchführbar sind. Die unvermeidlichen Stillstandszeiten könnten zudem genutzt werden, um den Wartungsstau schrittweise abzubauen.

(2) Sicherstellung der Logistik für die Kohleversorgung. Für eine Verlängerung der Laufzeiten von Kohlekraftwerken muss auch deren Versorgung mit Brennstoff sichergestellt werden. Hierfür ist eine Stärkung der Logistik für den Kohletransport notwendig, sowohl innerhalb Deutschlands als auch für den Import von Steinkohle auf dem Seeweg.

Die Logistik für Kohle innerhalb Deutschlands hat sich zuletzt im Rahmen des Kohleausstiegs auf geringere Transportvolumen eingestellt.⁵⁰ Daher wären für einen Weiterbetrieb von Kraftwerken wieder mehr Investitionen zur Stärkung der Transportwege über Binnengewässer und Schienenwege notwendig. Insbesondere der Schienenverkehr hat vor dem Hintergrund der niedrigen Flusspegelstände im vergangenen Sommer an Bedeutung gewonnen. So hat die Bundesregierung bereits angekündigt, dass auf der Schiene Brennstofftransporte inklusive Kohle per Regulierung Vorrang erhalten sollen.⁵¹

(3) Kohleimporte auf dem Seeweg. Wegen des EU-Embargos für Kohleimporte aus Russland ändern sich die Importwege für Steinkohle nach Deutschland. Während Steinkohleimporte aus Russland zwischen 2021 und 2022 etwa konstant waren, stieg die Gesamtmenge importierter Kohle um rund 20% (4 Mt) – ein Indiz für Verfügbarkeiten jenseits von Russland. So gewinnen z.B. Kolumbien und Südafrika für Deutschland an Bedeutung (Abbildung 20). Auch Australien und die USA könnten künftig als Handelspartner wichtig sein, um Kohleimporte aus Russland zu kompensieren. Voraussetzung dafür ist eine Stärkung der Logistik für Kohletransporte über den Seeweg, um den Import aus diesen Ländern zu gewährleisten. Angesichts des global angespannten Marktes ist es jedoch fraglich, ob russische Kohleimporte kurzfristig gänzlich substituiert werden können.

(4) Neue Personalstrategie. Aufgrund des Kohleausstiegs war für viele Beschäftigte von Kohlekraftwerken der Frühruhestand geplant. Um diese Stellen bei einer Verlängerung der Laufzeiten zu halten und den Frühruhestand nach hinten zu verschieben bzw. neue Fachkräfte zu gewinnen, müssen Betreiber jetzt handeln. RWE hat z.B. 2022 einen Stopp der Frühverrentung von mehreren hundert Beschäftigten in Kohlekraftwerken beschlossen; EnBW plant für den kommenden Winter, 720 neue Mitarbeitende für seine fünf Kohlekraftwerke einzustellen.^{52, 53}

⁵⁰ Jahresbericht Verein der Kohleimporteure (2022)

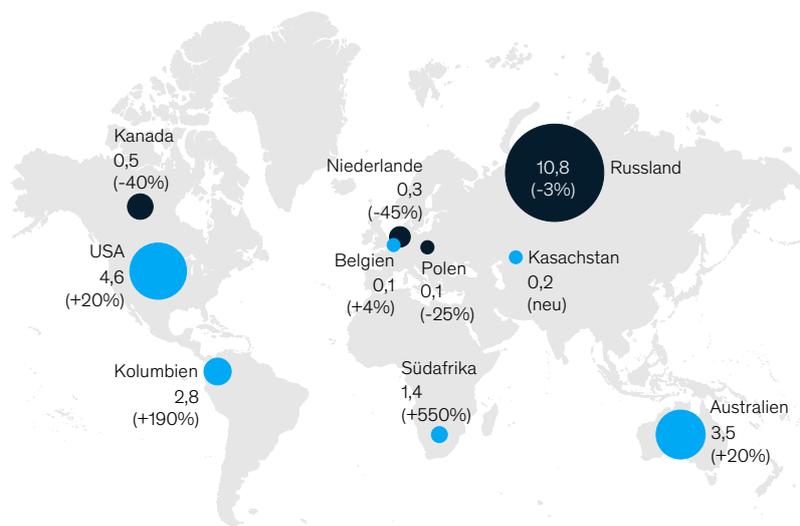
⁵¹ Tagesschau (2022), abgerufen am 11.11.2022

⁵² Rheinische Post (2022), abgerufen am 11.11.2022

⁵³ Zeit Online (2022), abgerufen am 21.11.2022

Liefermenge Jan.-Jul. 2022

in Mt (Veränderung in Liefermenge 2021 vs. 2022, in Prozent)



Quelle: SMARD; WindEurope; EU-Kommission; EEG

Abbildung 20: Herkunft der Kohleimporte nach Deutschland im ersten Halbjahr 2022 und Änderung gegenüber der Vorjahresperiode

3.5 Reduzierung der Nachfrage

In Deutschland gibt es bisher nur beschränkte kurzfristige Nachfragesteuerung. Die größte nachfrageseitige Flexibilität im Stromsystem erfolgt bei Preisänderungen. Im Oktober 2022 etwa sank die Stromnachfrage um 9% im Vergleich zum Vorjahresmonat,⁵⁴ was neben Wetterunterschieden auch den Preiseffekt als Ursache hatte. Anreize zur kurzfristigen Nachfrageänderung bestehen vor allem für die energieintensive Industrie. Für Haushalte und Gewerbe ist dies nur in deutlich geringerem Umfang der Fall.

Jenseits von Preisen gewährleistete bisher die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) eine kurzfristige nachfrageseitige Flexibilität im Stromsystem und konnte bei Bedarf von den Netzbetreibern aktiviert werden. Diese Verordnung ist Mitte 2022 ausgelaufen. Bisher wurde noch keine Nachfolgeregelung getroffen.

Faktoren zur erfolgreichen Umsetzung

Um die Nachfrage in Spitzenzeiten zu reduzieren, spielen folgende Faktoren die wichtigste Rolle:

(1) Nachfolgeregelung der AbLaV. Dadurch könnte die Stromnachfrage der Industrie flexibilisiert werden. Die Nachfragesenkung würde hier auf Basis einer Ausschreibung erfolgen und könnte einen großen Teil der Reduzierung ermöglichen. Bisher sind 2,6 GW für die AbLaV präqualifiziert. Diese Kapazität wäre bei einer Nachfolgeregelung wahrscheinlich wieder verfügbar, vor allem wenn Abschaltungen früher angekündigt werden könnten – bisher liegt der Abschaltvorlauf, je nach Markt, zwischen unter einer Sekunde und 15 Minuten. Würden diese 2,6 GW aktiviert, könnte die Last zu Spitzenzeiten um ungefähr 3,5% reduziert werden. Um das 5%-Ziel im Mittel zu erreichen, wären also noch 1,2 GW zusätzliche abschaltbare Leistung notwendig, also insgesamt knapp 3,8 GW. Inwiefern diese Kapazität gesichert werden kann, bleibt abzuwarten. Denn gerade energieintensive Industrien, z.B.

⁵⁴ BDEW (2022)

Aluminiumhütten mit einer Last von über 1 GW, produzieren im hohen Preisumfeld weniger oder gar nicht und bieten damit auch weniger Einsparpotenzial.

(2) Verordnungen und Anreize. Da der Großteil der Haushalte und des Gewerbes nicht hinreichend mit intelligenten Zählern ausgestattet ist, können hier bis 2025 nur begrenzt kurzfristig responsive Maßnahmen umgesetzt werden. Das Nachfrageverhalten ließe sich jedoch durch Verordnungen und Anreize so verändern, dass die Stromnachfrage zuzeiten mit hoher Wahrscheinlichkeit für hohe Preise (spätnachmittags im Winter) generell reduziert wird.

(3) Transparentes und nutzerfreundliches Anreizsystem. Mittelfristig könnte auch die Nachfrage von kleineren Konsumenten (Gewerbe und Haushalte) über Aggregatoren flexibilisiert werden. Dazu müsste jedoch die Einführung intelligenter Zähler erheblich beschleunigt und ein transparentes und nutzerfreundliches Anreizsystem entwickelt werden. Eine Umsetzung bis 2025 erscheint sehr ambitioniert.

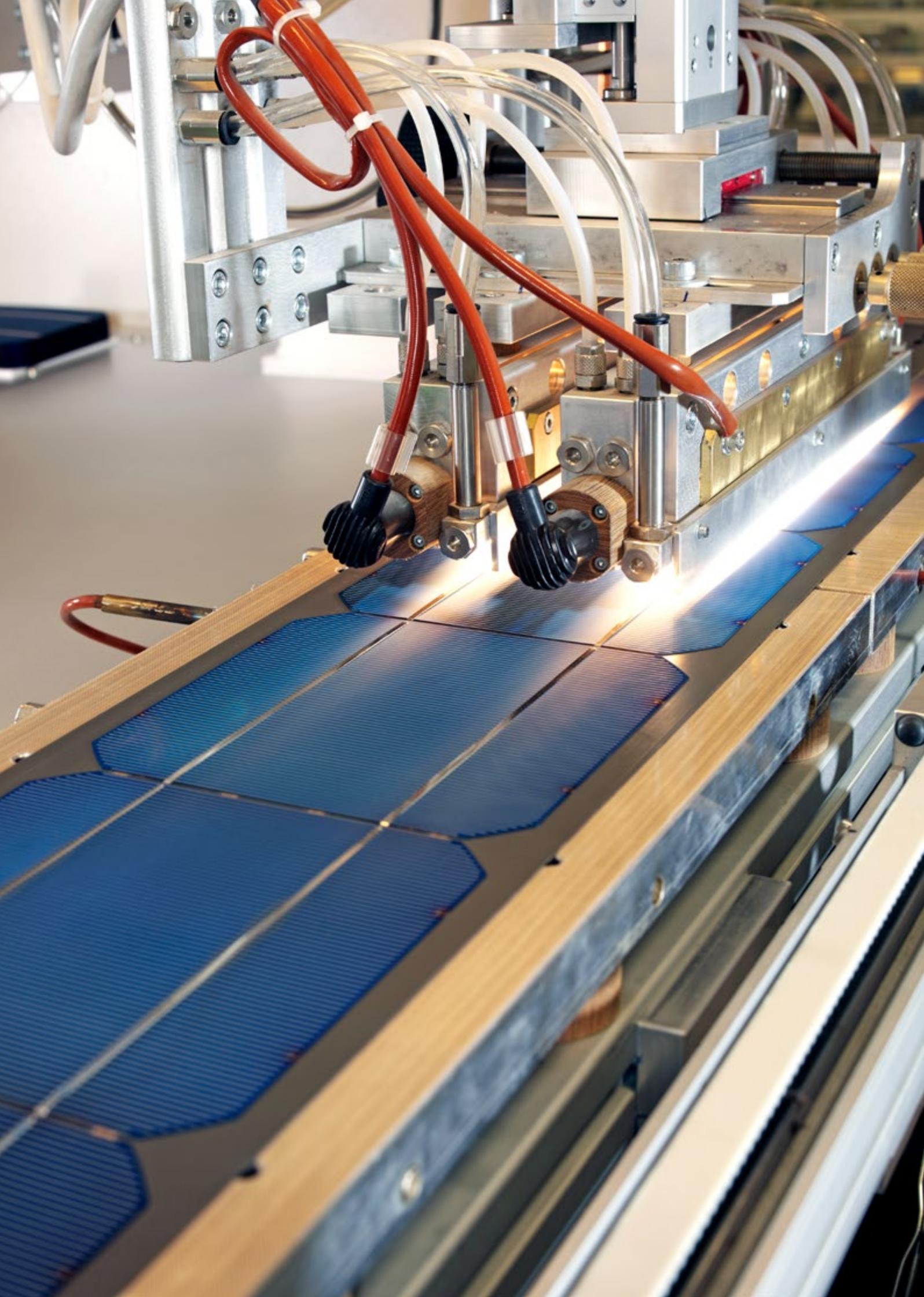
3.6 Reduzierung der Gaspreise

Bleiben weiterhin russische Erdgasimporte aus, sind folgende Faktoren essenziell, um die Gaspreise zu senken:

(1) Langfristige Lieferverträge. Sie sind eine zentrale Möglichkeit zur Senkung der Gaspreise. Momentan sind die Gasnachfrage und -preise zwar sehr hoch, mittelfristig rechnen jedoch auch Förderländer mit sinkenden Preisen. Langfristige Verträge bieten deshalb eine gute Gelegenheit für Förderländer, ihr Marktrisiko zu reduzieren. Gleichzeitig wäre es z.B. für Deutschland vorteilhaft, eine langfristige Versorgung zu wirtschaftlicherem Preisniveau zu bekommen als auf dem Spotmarkt. Es besteht jedoch das Risiko, dass vereinbarte Abnahmemengen bei einer langfristigen Bindung nicht mehr in vollem Umfang benötigt werden, da mit fortschreitender Energiewende weniger Gas genutzt werden soll. Dafür böte sich mit langfristigen Gaslieferverträgen und dem gleichzeitigen Neubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke die Chance, frühzeitig die Stromerzeugung aus Kohle und die damit verbundenen CO₂-Emissionen zu reduzieren.

(2) Ausbau der Import- und Transportinfrastruktur. Nur so können in ausreichendem Umfang Gasimporte gesteigert werden, um die Angebotsseite zu entlasten. Im Szenario mit geringeren Brennstoffkosten gehen wir davon aus, dass dieser Infrastrukturausbau es ermöglicht, LNG aus Nordamerika (Henry Hub) zu dortigen Preisen zu importieren.

(3) Gemeinsame LNG-Beschaffung auf EU-Ebene. Dies könnte die Verhandlungsposition der europäischen Länder stärken und die Mitgliedstaaten müssten nicht länger untereinander im Wettbewerb stehen. Nachfrageseitig könnte das Marktgleichgewicht durch Energieeffizienzprogramme – vor allem im Wärmesektor – und eine beschleunigte Elektrifizierung ausgeglichen werden. Eine europaweite Deckelung der Gaspreise für die Stromerzeugung könnte eine vorübergehende Notlösung sein, solange hierdurch keine Unterdeckung mit Gas droht. Auch dürfte es von Vorteil sein, diese Maßnahme innerhalb des gesamten europäischen Verbundnetzes umzusetzen, um Fehlanreize zu vermeiden.



4 Lokale Fertigung und Supply Chain

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland ist ein Schlüsselement der Energiewende und, wie unsere Berechnungen zeigen, substanziell für die Rückkehr zu einem abkömmlichen Strompreisniveau. Um die Ziele des Osterpakets umzusetzen, müssen brutto folgende Ausbauwerte erreicht werden: 44 GW Photovoltaik und 25 GW Wind bis 2025, mehr als 300 GW Photovoltaik und mehr als 100 GW Wind bis 2040. Voraussetzung für diese ambitionierten Ziele sind Lieferketten, die sowohl skalierbar als auch resilient (hinreichend unabhängig von einzelnen Ländern) sind.

Um diese Ziele zu erreichen, sollte die lokale Wertschöpfung in drei Bereichen gestärkt werden: erstens Relokalisierung der Photovoltaikwertschöpfungskette, um Risiken durch aktuelle geografische Abhängigkeiten zu verringern; zweitens Unterstützung regionaler Windturbinenhersteller (OEMs), um deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und Abwanderungstendenzen, analog zur Photovoltaikbranche, zu vermeiden; drittens Sicherstellung ausreichender Verfügbarkeit bei Installationsschiffen für Windanlagen auf See (Kapitel 4.1 bis 4.4). Strategische Ansätze bei seltenen Erdmetallen sind wichtig, um trotz drohender Knappheit Engpässen vorzubeugen (Kapitel 4.5).

4.1 Photovoltaik

Die Lieferkette von Photovoltaikmodulen unterliegt derzeit einer starken geografischen Abhängigkeit vor allem von China. Um die Resilienz der Lieferkette zu stärken, wäre es zielführend, signifikante Teile der Lieferkette wieder in Deutschland und Europa anzusiedeln. Dies wäre unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich möglich und könnte sogar positive Effekte für die regionale Wirtschaft mit sich bringen.

Aktuell hohe geografische Abhängigkeiten in der Photovoltaiklieferkette

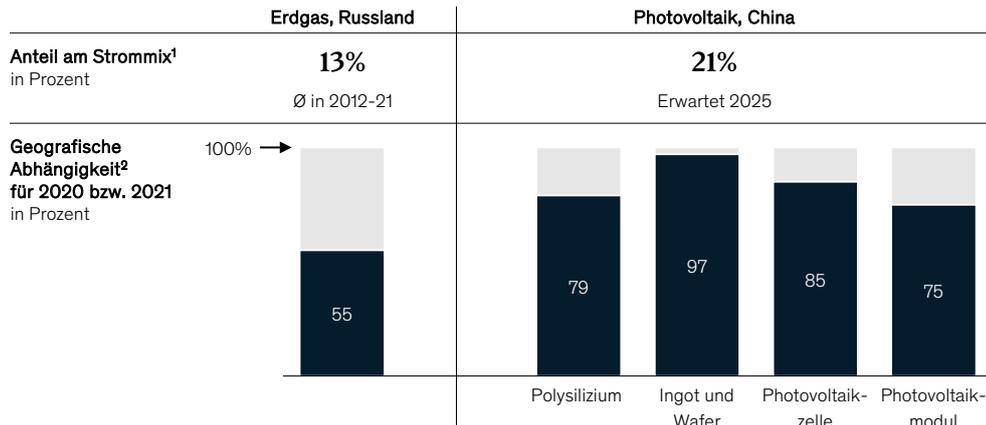
Global bestehen starke Abhängigkeiten in der Lieferkette für Photovoltaik, größtenteils von China, was ein Risiko für Disruptionen in der Lieferkette für Deutschland darstellt, etwa durch coronabedingte Lockdowns oder Handelskonflikte. Konkret finden rund 70 bis 95% der Photovoltaikproduktion entlang der Wertschöpfungskette in China statt (Abbildung 21). Die Abhängigkeit des deutschen Photovoltaikmarkts von China ist damit höher als die der heimischen Energiewirtschaft von russischem Erdgas vor Beginn des Ukraine-Kriegs (rund 55%).

Bedenklich erscheint beispielsweise, dass deutsche Abnehmer kaum Möglichkeiten haben, sich unabhängig von China mit Photovoltaikprodukten zu versorgen. Derzeit werden rund 95% der Wafer (dünne Siliziumscheiben, die aus großen Blöcken, den Ingots, gesägt werden) in China produziert. Die Zell- und Modulproduktion erfolgt zwar zu rund 20% in anderen asiatischen Ländern. Aber fast alle dieser Produktionsanlagen gehören ebenfalls chinesischen Unternehmen.⁵⁵ Dass relevante Alternativen rund um den Globus entstehen, zeichnet sich bisher nicht ab. Prognosen verschiedener Institute sehen die Dominanz Chinas bei allen Bauteilen auch 2025 weiterhin bestehen – mehr als 95% bei Wafern, 70 bis 80% bei Zellen und Modulen.⁵⁶ In den USA wird aktuell die lokale Fertigung hochgefahren, jedoch kaum über den eigenen Bedarf hinaus.⁵⁷

⁵⁵ Bernreuter Research (2022), [Solar Value Chain](#); IEA (2022)

⁵⁶ IEA (2022), [Special Report on Solar PV Global Supply Chains](#)

⁵⁷ Experteninterview



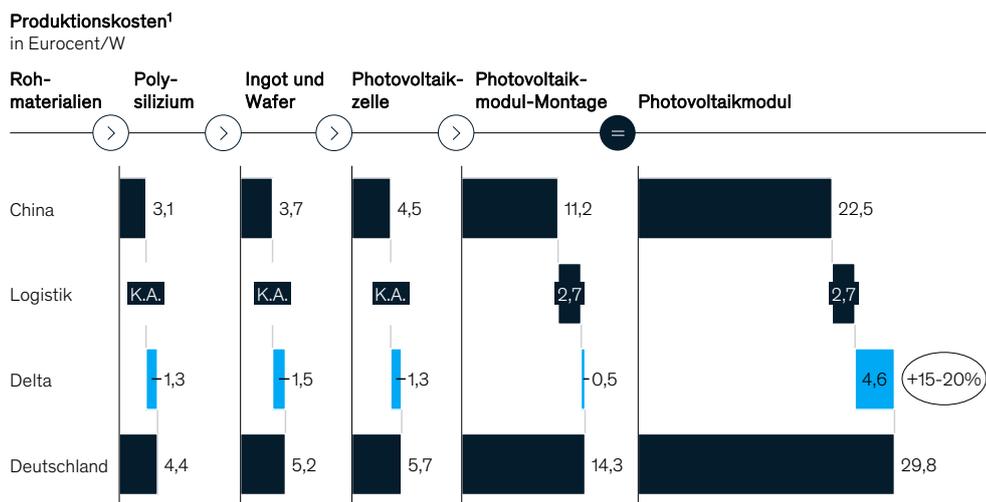
1. Erdgas: Ember; Photovoltaik: EU-Strommarktmodell von McKinsey (Szenario A2)
 2. Erdgas für 2020: DIW; Photovoltaik für 2021: IEA (2022), Lizenz: CC BY 4.0

Abbildung 21: Abhängigkeit vom Produktionsstandort China bei Photovoltaik entlang der Wertschöpfungskette im Vergleich zur Abhängigkeit von russischem Erdgas

Eine Relokalisierung der Photovoltaikproduktion – vor rund 15 Jahren war Deutschland Weltmarktführer im Bereich Photovoltaik – würde dieses Risiko verringern. Zielführend wäre in diesem Zusammenhang ein Neustart der Produktionsschritte Ingot und Wafer, Photovoltaikzelle und Photovoltaikmodul. Bei Polysilizium könnte auf bestehende Kapazitäten von Unternehmen in Deutschland zurückgegriffen werden.

Kostenparität erreichbar

Eine solche Verlagerung der Produktion ist unter ökonomischen Gesichtspunkten nur ratsam, wenn eine Kostenparität gegenüber China erreichbar ist. Und dies ist tatsächlich der Fall: Eine Produktion in Deutschland wäre nur 15 bis 20% teurer als in China – auf Basis der aktuellen Logistikkosten in China von rund 2,7 ct/W und unter der Annahme einer skalierten heimischen Produktion (Abbildung 22). Vorteilhaft für den Standort Deutschland ist, dass Materialkosten mit rund der Hälfte den größten Kostenpunkt der Produktion ausmachen und als Commodities global tendenziell ähnliche Preise haben.⁵⁸



1. Repowering = Errichtung einer neuen Windturbine am gleichen Standort wie eine frühere Turbine, in der Regel durch den vollständigen Abbau der früheren Turbine; vorgesehene Lebensdauer für Onshore-Windturbinen 20 Jahre; danach Ersatz durch neue Turbinen am gleichen Standort = Repowering, Verlängerung der Lebensdauer um ~5 Jahre oder kompletter Rückbau ohne Ersatz möglich; in letzter Zeit Laufzeitverlängerungen aufgrund ungünstiger Repowering-Bedingungen am häufigsten
 2. Laut EEG 2023

Notiz zu Ansatz und Quellen: Produktionskosten in China: NREL & BNEF; Skalierte Produktion in Deutschland mit folgenden Multiplikatoren: Stromkosten 0,14 EUR/kWh vs. 0,8EUR/kWh, Lohnkosten höher um Faktor 3,1x (Durchschnitt aus VDMA & Fraunhofer (2019), Competitiveness of an European PV Manufacturing Chain,

Abbildung 22: Vergleich der Produktionskosten von Photovoltaikmodulen, China vs. Deutschland

⁵⁸ IEA (2022)

Andere Faktoren könnten den Kostenunterschied bis 2025 möglicherweise sogar auf unter 10% reduzieren: höhere Effizienz (Watt/Modul) durch den Technologievorsprung europäischer Hersteller,⁵⁹ erhöhte Automatisierung, die den Lohnkostenanteil reduziert, sowie niedrigere Energie- und CO₂-Kosten, wenn eine günstige, grüne, vom Netz getrennte Stromquelle gewonnen werden kann.⁶⁰

Abgesehen vom Preisvergleich würden der deutschen Produktion zwei weitere Faktoren zugutekommen: Einerseits könnten deutsche Produzenten vom „Made in Germany“-Effekt profitieren – einige Unternehmen sind bereit, dafür Premiumpreise zu bezahlen.⁶¹ Andererseits bildet das Photovoltaikmodul mit rund 40% nur einen Teil der Gesamtkosten eines Photovoltaiksystems mit unter anderem Wechselrichter und Netzanschluss.⁶² Die relative Bedeutung des Kostenunterschieds beim Photovoltaikmodul würde dadurch für Projektentwickler sinken.

Lokaler Aufbau von 10 bis 15 GW Produktionskapazität bis 2025

Die Ausbauziele sind hoch gesteckt: Die jährliche Neubaurate soll sich mehr als verdreifachen, von rund 6 GW 2021 auf 20 bis 25 GW 2025 (Szenario A1 bis A2). Dem stehen aktuelle Produktionskapazitäten für Photovoltaikmodule in Deutschland von unter 1,5 GW und rund 8,3 GW pro Jahr in Europa gegenüber. Werke für Photovoltaikzellen in Europa kommen sogar nur auf 0,8 GW pro Jahr.⁶³

Um einen signifikanten Teil der deutschen Binnennachfrage ab 2025 zu bedienen, wäre eine zusätzliche lokale Produktionskapazität von 10 bis 15 GW pro Jahr ein sinnvolles Ziel für 2025. Hintergrund: Die EU-Kommission zielt auf 20 GW Produktionskapazität in Europa für 2025 ab – mit 10 bis 15 GW hätte Deutschland einen signifikanten Anteil davon. Zudem können größere Produktionsstandorte auch wichtige Zulieferer, vor allem Glashersteller, anziehen.

Dieser Ausbau entspricht etwa vier bis sieben skalierten Produktionsanlagen. Ab 2 bis 3 GW können signifikant kostenreduzierende Skaleneffekte erzielt werden, so dass eine wirtschaftliche Produktion möglich ist.⁶⁴ Das Schweizer Unternehmen Meyer Burger plant bereits in Deutschland mit Kapazitäten von rund 3 GW bis 2025.⁶⁵ Volkswirtschaftlich betrachtet kann so mit 10 bis 15 GW ein gesundes Wettbewerbsfeld entstehen, vorausgesetzt, die Werke gehören unterschiedlichen Unternehmen.⁶⁶ In China besteht derzeit ein Wettbewerb um Photovoltaikmodule unter mehr als fünf Anbietern mit hochskalierter Produktion.⁶⁷

Die einmaligen Investitionsausgaben für die Ansiedlung von Photovoltaikproduktionskapazitäten in Deutschland lägen für 10 GW Kapazität bei rund 2,3 Mrd. EUR. Diese Investition hätte nach unseren Analysen verschiedene positive Effekte. Mit einer komplett lokalen Photovoltaikproduktion würde die deutsche Wirtschaft 2025 eine erhöhte Wertschöpfung von rund 2,8 Mrd. EUR erbringen.⁶⁸ Außerdem würden langfristig bis zu 7.500 Arbeitsplätze in Werken mit 10 GW Produktionskapazität geschaffen,⁶⁹ davon ca. zwei Drittel im Bereich Fabrikarbeit und Technik sowie rund 10% im Ingenieurwesen.⁷⁰

⁵⁹ Meyer Burger hat z.B. die Heterojunction-Technologie weiterentwickelt und effizienter gemacht.

⁶⁰ VDMA und Fraunhofer-Institut (2019), Competitiveness of a European PV Manufacturing Chain, S. 21

⁶¹ Experteninterview (Thomas Nyheim); Experteninterview: Pacifico Renewables

⁶² McKinsey

⁶³ Fraunhofer-Institut (2022)

⁶⁴ Experteninterview

⁶⁵ Recharge News (2022), abgerufen am 24.11.2022

⁶⁶ Selten (1973), A Simple Model of Imperfect Competition, where 4 a few and 6 are many

⁶⁷ Saur Energy International (2021), abgerufen am 25.11.2022

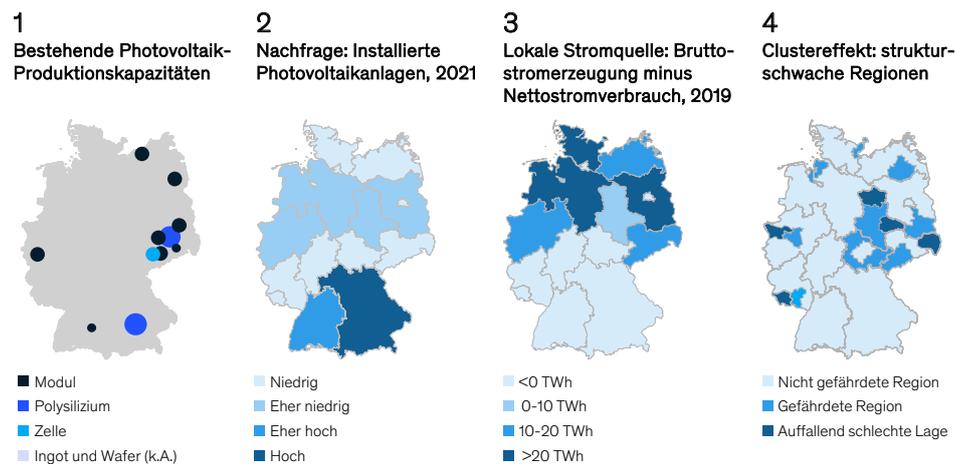
⁶⁸ McKinsey Analyse nach Input-Output-Berechnung; Annahmen: Verkaufspreis von 38,5 ct/W; 73% des Marktwerts entsprechen der Wertschöpfung, davon: initialer Effekt (Bruttowertschöpfung in der Branche selbst) ca. 47%, direkter Effekt (Bruttowertschöpfung im Inland in Tier 1) ca. 16%, indirekter Effekt (Bruttowertschöpfung im Inland Tier 2-N) ca. 10%

⁶⁹ Fraunhofer-Institut (2020)

⁷⁰ IRENA (2017), Leveraging Local Capacity For Solar PV, S. 17

Der Aufbau der Produktionskapazität wird insgesamt mindestens eineinhalb bis zwei Jahre betragen – für einen vollkommen skalierten Standort mit vernetzten Wertschöpfungsbereichen gegebenenfalls auch länger. Daher ist der Ausbau jetzt geboten, wenn er bis 2025 einen wahrnehmbaren Beitrag liefern soll. Zumal momentan Projektentwickler bei der kurzfristigen Beschaffung von Modulen aus dem Ausland teilweise noch mit verlängerten Lieferzeiten kämpfen – aufgrund der COVID-19-Lockdowns in China – und ein Interesse daran haben, frühzeitig zuverlässige Lieferverträge abzuschließen.

Aufbau optimal in Regionen mit Clustereffekt



Quelle: SolarPowerEurope (2021), EU Market Outlook for Solar Power 2021-25 [https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/market-outlook], Strom Report [https://strom-report.de/photovoltaik/] (2021), BDEW [https://www.bdew.de/energie/karten-der-energiewirtschaft/deutschland/#Stromverbrauch] (2021), Statistische Ämter des Bundes und der Länder [https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/energie/swe] (2022), PT Magazin [https://www.pt-magazin.de/de/gesellschaft/deutschland/die-zukunft-der-regionen-in-deutschland_jz78ssqj.html] (2019)

Abbildung 23: Regionenvergleich in Deutschland anhand von vier Kriterien

Der Ausbau von Photovoltaikproduktionsanlagen sollte an einem vorteilhaften Standort in Deutschland geschehen. Mögliche Kriterien dafür sind (Abbildung 23): bestehende Produktionskapazitäten, Nachfrage nach Photovoltaikmodulen, lokale Stromquelle (Delta aus Bruttostromerzeugung und Nettostromverbrauch) und Strukturschwäche, um einen Clustereffekt zu erzielen (siehe Exkurs 3). Einige Regionen bieten sich auf Basis dieser Kriterien besonders an:

Sachsen/Sachsen-Anhalt. Der Großteil deutscher Hersteller von Photovoltaikmodulen ist in der ehemaligen Kernregion der Photovoltaikproduktion ansässig. Hinzu kommen Unternehmen wie Meyer Burger mit dem einzigen deutschen Photovoltaikzellenwerk und Wacker mit einem von zwei deutschen Werken zur Herstellung von Polysilizium. Für einige strukturschwache Regionen gibt es Potenzial für Clustereffekte.

Nordsee-/Ostseeküste. Hier wären durch den hohen Windkraftanteil relativ günstige Stromkosten für Neuansiedler möglich – wenn netzunabhängige Verträge geschlossen würden. Insgesamt liegt der Stromverbrauch der gesamten Photovoltaikwertschöpfungskette bei 4 bis 5 TWh für 10 GW Photovoltaikmodule;⁷¹ für einige strukturschwache Regionen könnten sich Clustereffekte ergeben.

Bayern. Hier gibt es eine hohe Nachfrage nach Photovoltaikmodulen. Eines der zwei deutschen Werke von Wacker zur Polysiliziumherstellung befindet sich hier.

⁷¹ Annahme: Stromverbrauch von 440 kWh/kW; IEA (2022)

Exkurs 3: „AutoVision“ in Wolfsburg⁷²

Situation 1996: Über 17% Arbeitslosigkeit, hohe Abhängigkeit von Volkswagen, die Stadt wird als unattraktiv wahrgenommen.

Ansatz: Planung und Finanzierung übernimmt hauptsächlich Volkswagen. Ziel ist es, die Arbeitslosigkeit in Wolfsburg durch den Aufbau eines neuen Automobilclusters zu halbieren. Es soll ein überregionales Zentrum für Mobilität entstehen. Gefördert werden vor allem die Gründung neuer Mobilitätsunternehmen, die Ansiedlung von Lieferanten, der Aufbau eines neuen Erlebnisparks und die Bereitstellung eines modernen Arbeitsvermittlers.

Ergebnisse 2002: Weniger als 10% Arbeitslosigkeit bei mehr als 4.000 neuen Jobs, über 70 neue Unternehmen wurden gegründet und mehr als 30 Zulieferer haben sich angesiedelt.

Natürlich sollte Deutschland nicht im Alleingang vorangehen, sondern in Abstimmung mit europäischen Partnern eine signifikante regionale Produktion aufbauen. Es könnte außerdem sinnvoll sein, den energieintensiven Prozessschritt des Züchtens von Ingots in einem Land wie Norwegen zu belassen. Dort sind die Stromkosten niedrig und Kapazitäten bereits vorhanden.

Exkurs 4: Europäische Batterieproduktion skaliert bereits

Eng verwandt mit dem Thema Photovoltaik ist die stationäre Batteriespeicherung für Zeiten ohne Sonneneinstrahlung. Zentrale Technologie dafür sind Lithiumbatterien, deren Hauptmarkt jedoch die E-Mobilität ist (90% der erwarteten Nachfrage). Die globale Nachfrage nach Lithiumbatterien wächst dieses Jahrzehnt rasant: von 0,3 TWh 2020 auf 1,9 TWh 2025 und 4,8 TWh 2030. Das von Herstellern angekündigte Angebot liegt sogar darüber: 6,6 TWh bis 2030.⁷³

Momentan befindet sich mit 66% ein Großteil der Batteriefabriken in China (356 GWh 2020), bei vorgelagerten Produktionsschritten sind es sogar 70 bis 80%.⁷⁴ In Europa liegen derzeit nur 9% der globalen Produktionskapazitäten (60 GWh 2020). Aber: Anders als bei Photovoltaik erfährt Europa im Bereich Batterien momentan ein hohes Momentum an Bau und Planung – vor allem für Gigafactories von Batterien für E-Autos.

350 GWh europäische Batterieproduktion werden 2025 erwartet, wohingegen als regionale Nachfrage 350 bis 400 GWh veranschlagt werden.⁷⁵ Ankündigungen der Hersteller liegen sogar noch deutlich darüber, insgesamt bei rund 730 GWh bis 2025 und rund 1.240 bis 2030 – das entspricht 20% der globalen Kapazität und einem Wachstum von etwa 35% pro Jahr.

Stationäre Batteriespeicher können vor allem kurzfristig die für E-Autos entwickelten Lithiumbatterien verwenden und so von Skaleneffekten der Gigafactories profitieren. Da die Anforderungen bezüglich Dichte und Leistung für Batteriespeicher nicht so hoch sind wie für E-Auto-Batterien, bietet besonders Recycling von E-Auto-Batterien gute Chancen: „Second Life“-Batterien entsprechen zwar oft nicht mehr den hohen Anforderungen für E-Autos, eignen sich aber zuverlässig als Batteriespeicher für erneuerbare Energien.⁷⁶

⁷² McKinsey; [Brand eins](#)

⁷³ McKinsey

⁷⁴ McKinsey

⁷⁵ McKinsey

⁷⁶ European Technology and Innovation Platform on Batteries – Batteries Europe – WG 6 (2022), [Roadmap on stationary applications for batteries](#)

Längerfristig könnte die Skalierung von eigens für stationäre Anwendungen entwickelten Batterien zielführender sein. Stand November 2022 waren in Deutschland 5 GWh stationäre Batteriespeicher gemeldet, davon rund 4 GWh Heimspeicher und rund 1 GWh Großspeicher.⁷⁷ Zwei Jahre zuvor waren es insgesamt erst 2 GWh, die Tendenz ist also bereits steigend.

Wichtig für den Erfolg einer europäischen, unabhängigen Produktion ist vor allem, dass auch vorgelagerte Produktionsschritte (Anode, Kathode, Zelle) regional stattfinden. Vorreiter ist hier das schwedische Unternehmen Northvolt, das sämtliche Produktionsschritte bereits intern integriert hat.

Ein Risiko für die erfolgreiche Entwicklung in Europa sind die 2022 beschlossenen Steuervorteile für die lokale Produktion in den USA durch den Inflation Reduction Act (35 USD/kW für Batteriezelle, weitere 10 USD/kW für Batteriemodul). Daraufhin hat z.B. Tesla umgehend darüber nachgedacht, Pläne für die größte Batteriezellproduktion der Welt in Grünheide bei Berlin ruhen zu lassen und die Produktion auf die USA zu fokussieren.⁷⁸ Maßnahmen für eine attraktive Produktion sind also notwendig (siehe Kapitel 4.4).

4.2 Windanlagen an Land

Noch haben europäische OEMs einen signifikanten Anteil der Wertschöpfung und Produktion von Windanlagen an Land in ihrer Hand. Allerdings besteht die Gefahr, dass eine Verlegung der Produktion nach Asien einsetzt, ähnlich wie bei der Photovoltaikindustrie vor 10 bis 15 Jahren. Dieser Verlegung gilt es entgegenzuwirken, um zu starke Abhängigkeiten zu vermeiden.

Produktionskapazitäten in Europa vorhanden

Die vier europäischen OEMs Vestas, Siemens Gamesa, Enercon und Nordex haben derzeit einen globalen Marktanteil von rund 36% (Abbildung 24). Diesen signifikanten Marktanteil konnten sie über das vergangene Jahrzehnt aufbauen, weil sie die wachsende regionale Nachfrage durch skalierte Produktion bedienen konnten, Innovationskraft und Know-how durch langjährige Erfahrung haben und über spezialisierte, gut ausgebildete Arbeitskräfte verfügen.⁷⁹ Zudem erschwert die Größe der Bauteile von Windrädern, vor allem von Rotorblättern und Turm, bisher noch den Transport über weite Strecken – dies ist ein Hindernis insbesondere für internationale Wettbewerber außerhalb der EU.

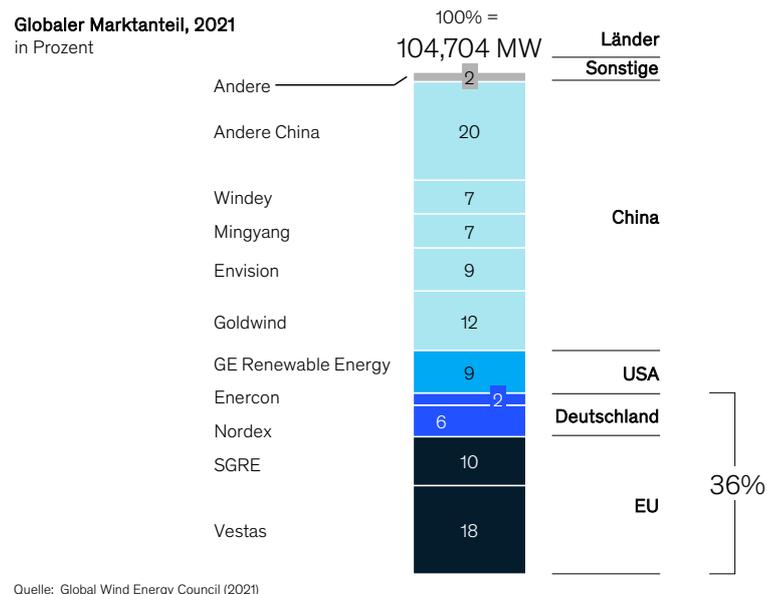


Abbildung 24: Globaler Marktanteil der Windturbinen-OEMs⁸⁰

⁷⁷ Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur, abgerufen am 18.10.2022

⁷⁸ Golem (2022), abgerufen am 18.10.2022

⁷⁹ Experteninterview

⁸⁰ Global Wind Energy Council (2022), abgerufen am 28.10.2022

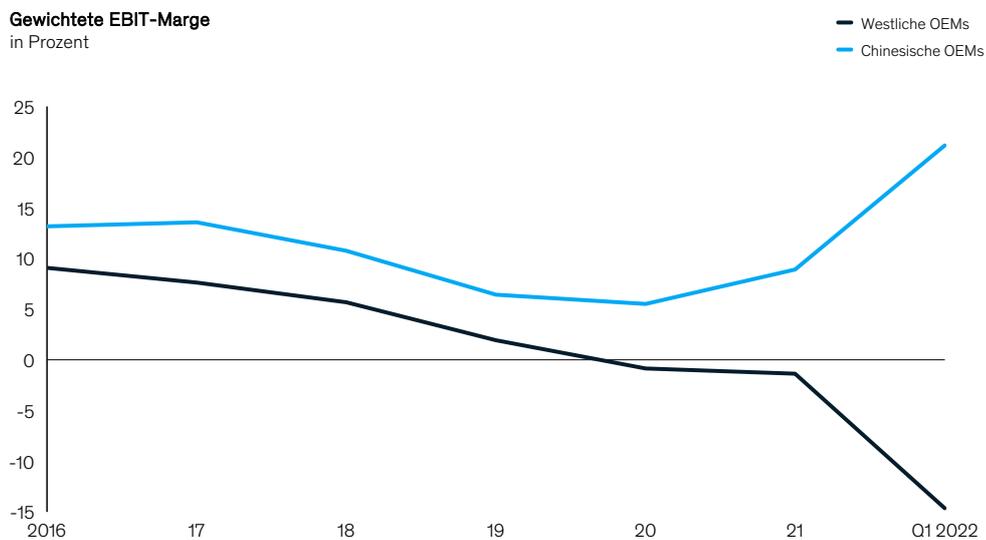
In Deutschland wurden 2021 1,9 GW Windanlagen an Land aufgebaut; das entspricht rund 480 Windrädern. Die Bruttoneubaurate soll sich allein bis 2025 mehr als vervierfachen, auf 8 bis 10 GW (Spanne aus Szenario A1 bis A2), und im Zeitraum nach 2025 weiter steigen, was voraussichtlich größtenteils durch lokale Produktion gedeckt wird – vorausgesetzt, europäische Werke bleiben erhalten.

Lage europäischer OEMs zunehmend schwierig

Allerdings kämpfen europäische OEMs momentan mit geringer Profitabilität und sinkender Wettbewerbsfähigkeit.

Die EBIT-Margen sind in den vergangenen Jahren von rund 10% 2016 auf unter 0% 2022 gesunken (Abbildung 25).⁸¹ Gründe für den Rückgang sind zum einen erhöhte Kosten für Rohstoffe, Logistik⁸² und Strom⁸³. Zum anderen litten OEMs durch Überkapazitäten aufgrund zu geringen Nachfragewachstums. Durch diese Profitabilitätsprobleme wird es für OEMs immer schwieriger, große Investitionen zu tätigen, die Grundlage eines skalierten Ausbaus von Windenergie in Europa sein könnten.

Der durchschnittliche Verkaufspreis von Windanlagen europäischer OEMs konnte in den letzten fünf Jahren kaum reduziert werden (700 bis 1.000 t EUR/MW). Preise chinesischer OEMs lagen 2021 hingegen bereits bei 400 t EUR/MW (Abbildung 26). Der Preisnachteil gegenüber China ist bei der Windkraft also höher als bei Photovoltaik. Gründe dafür sind unter anderem ein 20 bis 25% höherer Lohnkostenanteil⁸⁴, niedrigere Kosten des Hauptmaterials Stahl in China, Überkapazität der europäischen OEMs und lokales Sourcing von Rohmaterialien in China.⁸⁵



Quelle: Unternehmensberichte; westliche OEMs: Vestas, Siemens Gamesa Renewable Energy, Nordex, GE Renewable Energy; chinesische OEMs: Goldwind, Windex, Mingyang

Abbildung 25: Windturbinen-OEMs – Entwicklung der gewichteten EBIT-Marge⁸⁶

⁸¹ McKinsey-Analyse basierend auf Unternehmensberichten; westliche OEMs: Vestas, SGRE, Nordex, GE; chinesische OEMs: Goldwind, Windex, Mingyang

⁸² Wood MacKenzie (2021), Global Wind Turbine Supply Chain Trends

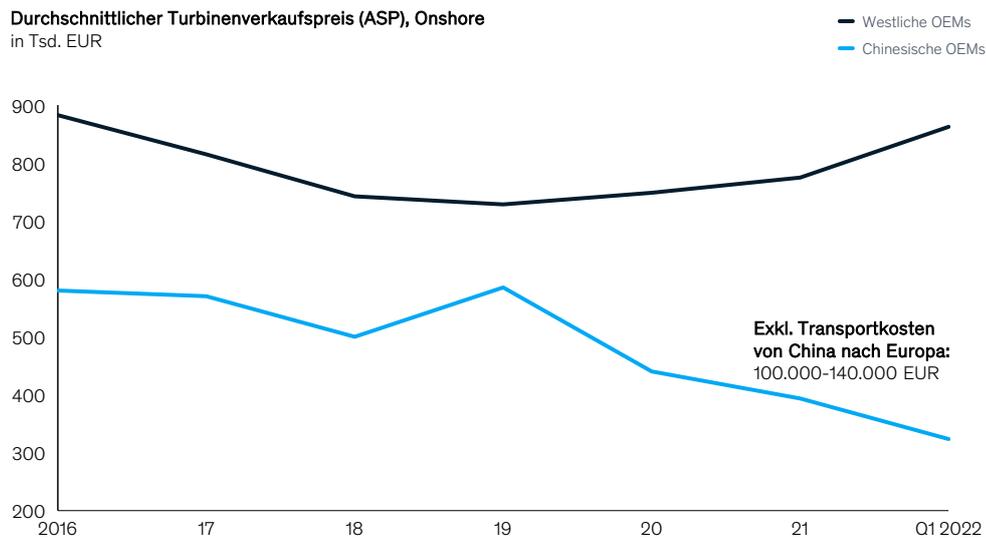
⁸³ Recharge News (2022), abgerufen am 18.10.2022

⁸⁴ McKinsey

⁸⁵ Recharge News (2022), abgerufen am 18.10.2022

⁸⁶ McKinsey-Analyse basierend auf Unternehmensberichten

Durchschnittlicher Turbinenverkaufspreis (ASP), Onshore
in Tsd. EUR



Quelle: Institute for Energy Economics and Financial Analysis; Transportkosten: Standardkosten vor COVID-19 unter der Annahme, dass diese bis 2025 wieder erreicht werden (um COVID-19-Effekt herauszulassen), basierend auf 4,2 MW Windrad

Abbildung 26: OEMs für Windanlagen an Land – durchschnittlicher Turbinenverkaufspreis⁸⁷

Beginnende Abwanderung in der Produktion

Es ist zu beobachten, dass europäische OEMs ihre Produktion zunehmend in außereuropäische Regionen verlagern. Die großen westlichen OEMs haben bereits Fabriken rund um den Globus: Siemens Gamesa, Vestas und GE mit Produktionsstandorten auf mindestens vier Kontinenten,⁸⁸ teils nah an Europa (z.B. Marokko oder Türkei), teils weit entfernt (z.B. China oder Brasilien). Sie sind also global diversifiziert, jedoch immer weniger in Europa angesiedelt. Auch das deutsche Unternehmen Nordex entschied 2022, das letzte Werk für Rotorblätter in Deutschland zu schließen und die Produktion nach Asien zu verlegen.⁸⁹

Damit wird die Fertigung einzelner Komponenten von europäischen OEMs zunehmend an asiatische Zulieferer gegeben. Momentan haben die OEMs zwar noch einen hohen Anteil an Inhouse-Produktion bei den meisten Prozessen.⁹⁰ Dennoch ist ein Outsourcing-Trend vor allem für Komponenten älterer Turbinenmodelle zu beobachten, während die neueren Modelle eher inhouse bleiben.⁹¹

Zu diesem Abwanderungstrend kommt hinzu, dass chinesische OEMs zunehmend Aufträge für Projekte in Europa erhalten. 2021 stammten rund 65% der außereuropäischen Importe von Windturbinen in Europa aus China.⁹² Der überwiegende Teil installierter Projekte liegt bislang in Osteuropa (unter anderem Ukraine und Serbien). Große Komponenten wie Rotorblätter und Türme werden dabei aus China verschifft.

⁸⁷ Analyse basierend auf Daten von IEEFA (2022), abgerufen am 23.11.2022

⁸⁸ Webseiten der Unternehmen

⁸⁹ Windmesse (2022), abgerufen am 3.11.2022

⁹⁰ Wood MacKenzie (2021), Global Wind Turbine Supply Chain Trends

⁹¹ Experteninterview

⁹² Eurostat (2022), International trade in products related to green energy, abgerufen am 29.11.2022

Dieser Trend kann jedoch erst langfristig (2025 bis 2040) ein Risiko für den europäischen Windausbau werden. Kurzfristig überwiegen noch einige Hindernisse für chinesische OEMs in Europa:⁹³ Europäische OEMs haben tendenziell (noch) einen Reputations- und Technologievorsprung, höhere Leistung pro Windrad und das bessere Angebot an maßgeschneiderten Modellen.⁹⁴ Zudem dauern Zertifizierung von Turbinen und Genehmigung von Projekten mehrere Jahre, was chinesische Wettbewerber abschreckt. Und schließlich fehlt chinesischen OEMs bisher ein lokales Netzwerk für Betrieb und Instandhaltung ihrer Anlagen.

Europäische OEMs können, neben dem Staat (siehe Kapitel 4.4), selbst etwas zur Sicherung des lokalen Angebots beitragen. Siemens Gamesa entwickelt z.B. drei Megacluster (EMEA, Amerika, APAC), in denen regional produziert und verkauft werden soll.⁹⁵

4.3 Windkraftanlagen auf See

Großteil der Windturbinen auf See in Europa aus europäischer Produktion

Die Ausbauziele bei Windanlagen auf See sind zwar geringer als bei Windanlagen an Land, doch auch in diesem Bereich ist die Beschleunigung ambitioniert. Wurden in Deutschland 2022 Anlagen mit einer Leistung von 0,2 GW installiert, soll die Bruttoneubaurate 2025 bereits bei 1,8 GW (Szenario A1) bzw. 2,8 GW (Szenario A2) liegen – und nach 2025 weiter ansteigen.

Die Lieferketten der Turbinen für Windanlagen auf See sind in einer ähnlichen Situation wie die der Turbinen für Windanlagen an Land, da Bauteile sich ähneln und größtenteils dieselben OEMs die Turbinen produzieren. Allerdings sind Turbinen für Windanlagen auf See größer – derzeit bis zu 15 MW. Die Produktionskapazitäten in Europa liegen bei rund 10 GW bei Rotorblättern und rund 5 GW bei Gondeln. Siemens Gamesa und Vestas dominieren als Turbinen-OEMs den europäischen Markt: Siemens Gamesa, aktueller Marktführer, installierte 2020 insgesamt 63% der Windturbinen auf See in Europa (1,8 GW; 240 Turbinen). Vestas folgt auf Rang 2 mit 34% der europäischen Installationen.⁹⁶

Knappheit bei Installationsschiffen

Für die Installation großer Windanlagen auf See sind spezielle Schiffe notwendig.⁹⁷ Prognosen zu Nachfrage und Angebot auf globaler Ebene ergeben, dass ab 2026 eine Angebotslücke von sechs Installationsschiffen wahrscheinlich ist (Abbildung 27). Weil diese Spezialschiffe Vorlaufzeiten von drei bis fünf Jahren haben, sind bereits jetzt Maßnahmen zum Schließen dieser absehbaren Angebotslücke geboten. Hilfreich für proaktive Investitionen in neue Kapazitäten und in die Modernisierung von Schiffen wäre zum einen eine langfristige politische und unternehmerische Verbindlichkeit zu Wachstumsplänen. Zum anderen könnten Subventionen für neue Schiffsbaukapazitäten oder für Forschung und Entwicklung (F&E) einen Beitrag leisten.

⁹³ Experteninterview

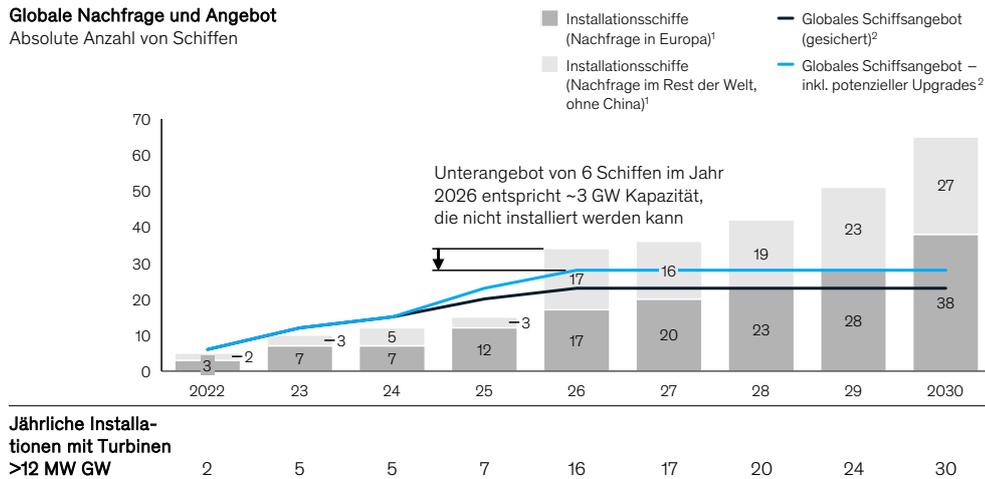
⁹⁴ Experteninterviews

⁹⁵ Siemens Gamesa Renewable Energy (2021), Management Report for the year ended September 30, 2021

⁹⁶ WindEurope (2020), abgerufen am 25.11.2022

⁹⁷ WindEurope (2022), abgerufen am 25.11.2022

Globale Nachfrage und Angebot Absolute Anzahl von Schiffen



- Für Installationen von Turbinen und Fundamenten von Turbinen mit >12 MW. Die Schätzung basiert auf folgenden Annahmen: 1) 2,75 Tage pro Turbine; 2,5 Tage pro Monopile; 4 Tage pro Jacket; 2) Auslastung von 72,5%; 3) Wetter-Allowance von 28%. Anteil der Jackets/Monopiles basierend auf Wood-Mackenzie-Schätzungen. Installationen basierend auf Projektionen von 4C Offshore und GEP Achieved Commitments Scenario – Anteil der Installationen >12 MW extrapoliert nach 2025
 - Verfügbare Schiffe, die Fundamente und/oder Turbinen für Turbinen mit >12 MW installieren können
- Quelle: Rystad; Clarkson; World Energy Reports; 4C Offshore; Experteninterviews; GEP Achieved Commitments Scenario 2022; Presserecherche

Abbildung 27: Nachfrage und Angebot an großen Schwergut- und Hubschiffen über 12 MW

4.4 Fördermechanismen für die lokale Produktion nötig

Um Anreize zu setzen für den Aufbau skaliertener Produktion erneuerbarer Energien in Deutschland und um einer Abwanderung oder Abhängigkeit vorzubeugen, können kurzfristige staatliche Maßnahmen helfen. Denkbar wären z.B. folgende Unterstützungsformate:

Veränderung von Ausschreibungskriterien. Momentan erhält bei einem deutschen Windprojekt das Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert (erreichter Strompreis) den Zuschlag.⁹⁸ Dieses Konzept könnte um Kriterien erweitert werden, die Vorteile europäischer Produktion stärker zur Geltung bringen. Dazu gehören etwa niedrige CO₂-Emissionen in der Herstellung, hohe Standards für Qualität/Technologie oder die Schaffung regionaler Arbeitsplätze. Die EU hat 2021 bereits eine Richtlinie beschlossen, die bei nationalen Auktionen für preisunabhängige Kriterien eine Gewichtung von bis zu 30% erlaubt⁹⁹ – davon könnte Deutschland Gebrauch machen. In Frankreich müssen Photovoltaikmodule bereits eine Berechnung für die CO₂-Emissionen während der Herstellung nachweisen und dürfen dabei einen Grenzwert nicht überschreiten. Dieses Kriterium kann bis zu 30% der Bewertung innerhalb von Ausschreibungen ausmachen.

(Steuer-)Bonus für europäische Produktion. Ein Zuschuss für Photovoltaik- oder Windkraftanlagen sowie Batterien, die Bauteile aus europäischer Produktion enthalten, könnte Anreize für eine lokale Produktion setzen. Über 20 Staaten haben einen solchen Bonus bereits eingeführt oder geplant.¹⁰⁰ In der Türkei z.B. erhielten Windkraftprojekte bis 2021 einen staatlichen Bonus von umgerechnet bis zu 3,7 ct/kWh, wenn die Turbinen aus heimischer Produktion stammten.¹⁰¹ Auch die USA sind hier 2022 große Schritte gegangen (siehe Exkurs 5). Theoretisch wäre auch eine gesetzliche Quote möglich, die einen gewissen Prozentsatz der Produktion in Europa vorschreibt. Dies hätte allerdings den Nachteil, dass Anreize für effiziente und kostengünstige Produktion sinken.

⁹⁸ Bundesnetzagentur: Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land

⁹⁹ WindEurope (2022), Position on non-price criteria in auctions

¹⁰⁰ Peterson Institute for International Economics (2021), Appendix, abgerufen am 3.11.2022

¹⁰¹ Nach 2021 sank der Bonus auf 8 TRY/kWh; PIIIE (2021), Appendix, abgerufen am 3.11.2022

Technologische Führungsrolle in Europa. Für europäische Photovoltaik- und Windkraftproduzenten bieten sich im internationalen Wettbewerb Vorteile, wenn sie ihren technologischen Vorsprung ausbauen – z.B. durch Effizienzgewinne. Staatliche Unterstützung für Forschung und Entwicklung könnte dabei helfen. In Dänemark gibt es z.B. einen staatlichen Fonds (EUDP), der bereits über 1.000 Projekte im Bereich grüner Technologien mit insgesamt mehr als 700 Mio. EUR gefördert hat.

Stabiler Windkraftausbau. Der jährliche Windkraftausbau an Land ist in Deutschland nach 2017 um mehr als die Hälfte eingebrochen (von über 5 GW auf unter 2 GW pro Jahr). Die OEMs litten durch die niedrigeren Auftragszahlen und ihre EBIT-Margen sanken bis ins Negative. Über viele Jahre verlässliche Ausbaupläne und ihr Erreichen sind zentrale Voraussetzung für eine gelingende lokale Wertschöpfung.

Beenden von Negative Bidding. Hinzu kommt bei Windanlagen auf See das Thema „Negative Bidding“. Dabei zahlt die Windindustrie Geld an den Staat, um ein Projekt realisieren zu dürfen. Momentan ist das Konzept in Deutschland erlaubt. Es verschlechtert jedoch den Kostennachteil europäischer Windprojekte zusätzlich und sollte daher vermieden werden.

CO₂-Grenzausgleich. Ein solches System ist auf europäischer Ebene mit dem Carbon Border Adjustment Mechanism ab 2026 geplant. Ausländischen Produkten wird damit bei Einfuhr ein CO₂-Kostenanteil aufgeschlagen. Dieser könnte dann bei Photovoltaikmodulen den Kostenunterschied um rund 2,0 ct/W (ca. 40%) reduzieren.¹⁰²

Exkurs 5: USA – staatliche Unterstützungen für lokale Photovoltaikproduktion

Die USA planen einen starken Ausbau von Photovoltaikanlagen. Es sollen bis 2035 bis zu 40% der Energieversorgung aus Solarenergie stammen.¹⁰³ Für die lokale Photovoltaikproduktion wurden drei staatliche Unterstützungen definiert:

(1) Produktion. Der Inflation Reduction Act (IRA) von 2022 vergibt unter anderem Steuergutschriften (Production Tax Credits) von umgerechnet insgesamt rund 18 ct/W an Photovoltaikproduzenten (1,5 ct/W für Polysilizium, 5,5 ct/W für Wafer, 4 ct/W für Photovoltaikzellen und 7 ct/W für Photovoltaikmodule).

(2) Importzölle. Mit dem „Section 201 Solar Tariff“ wurden 2018 erstmals 30% Importzölle auf Photovoltaikmodule eingeführt. Bis 2022 sanken sie auf 15%¹⁰⁴ und wurden dann bis 2025 verlängert mit einer Reduzierung auf 14%.¹⁰⁵

(3) Nachfrage. Mit dem Solar Investment Tax Credit (ITC) wird seit 2006 für die Installation einer Photovoltaikanlage eine Steuergutschrift von 30%¹⁰⁶ gewährt. Zusätzlich 10% sind möglich, wenn gewisse Anforderungen für heimische Produktion der Materialien/ Komponenten erfüllt werden.¹⁰⁷

¹⁰² Annahmen: ETS-Preis von 82,9 EUR/t, Anteil von 810 kg CO₂/kWp in China ggü. 580 in Deutschland; Fraunhofer-Institut

¹⁰³ US Energy Department (2021), abgerufen am 25.11.2022

¹⁰⁴ Reuters (2022), abgerufen am 21.11.2022

¹⁰⁵ Solar Power World (2022), abgerufen am 21.11.2022

¹⁰⁶ SEIA, abgerufen am 23.11.2022

¹⁰⁷ US Energy Department, abgerufen am 23.11.2022

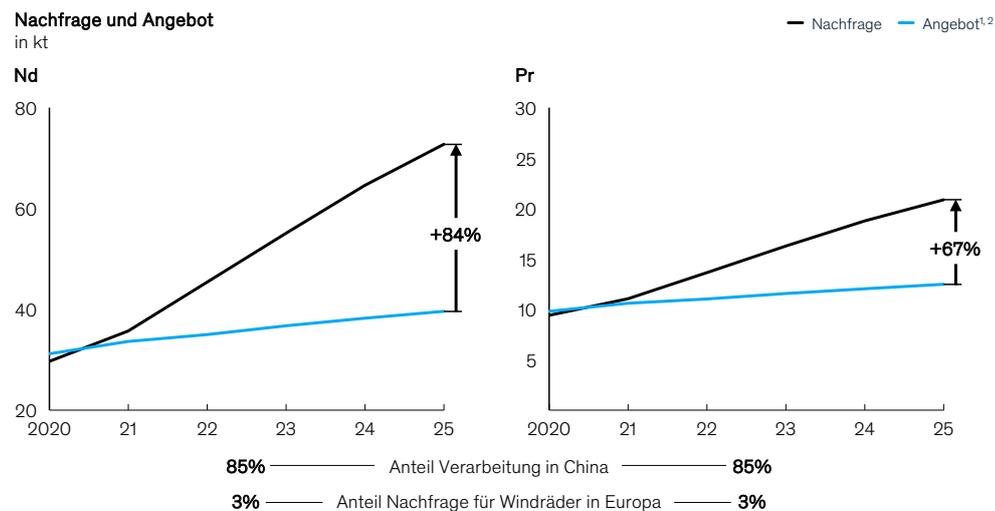
4.5 Knappheit bei Rohstoffen

Deutschland sollte allerdings nicht nur seinen Fokus auf die lokale Produktion der wichtigsten Bauteile für den Ausbau erneuerbarer Energien lenken, sondern sich auch auf eine bevorstehende Knappheit am Beginn der Wertschöpfungskette einstellen – bei seltenen Erdmetallen und anderen Rohstoffen.

Knappheit vor allem bei seltenen Erdmetallen für Windräder

Am Beginn der Wertschöpfungsketten von erneuerbaren Energien kann in den kommenden Jahren vor allem für Neodymium (Nd) und Praseodymium (Pr) ein Engpass entstehen. Sie werden für Dauermagneten im Generator von Windrädern benötigt. Durch sie kann die Effizienz der Anlagen maßgeblich erhöht und gleichzeitig deren Gewicht gesenkt werden.¹⁰⁸ Es gibt zwar auch Windradmodelle ohne Dauermagneten, jedoch ist deren Wirkungsgrad geringer und sie benötigen größere Mengen anderer Materialien, etwa Kupfer.¹⁰⁹

Die Nachfrage für Nd und Pr wird sich bis 2025 etwa verdoppeln, vor allem getrieben durch E-Autos. Das Rohstoffangebot kommt jedoch bei diesem starken Nachfragewachstum nicht mit. Weil Abbau und Veredelung der Rohstoffe sehr komplex sind, betragen die Vorlaufzeiten von Projekten üblicherweise mehr als zehn Jahre.¹¹⁰ Daraus ergibt sich eine Angebotslücke von 65% bei Pr und 85% bei Nd (Abbildung 28). Der Markt reagiert bereits auf diese erwartete Knappheit: Die Preise beider seltenen Erdmetalle stiegen 2022 bereits auf über 200 USD/kg – das ist mehr als doppelt so teuer wie die Jahre zuvor.



1. Basierend auf erwartetem Wachstum der bestehenden Kapazität und bekannter neuer Projekte
2. Kapazität bekannter neuer Projekte auf Basis der geschätzten Wahrscheinlichkeit, dass diese Projekte aktiv werden, z.B. wenn sich ein Projekt noch in der Explorationsphase befindet, ist die Wahrscheinlichkeit, dass es aktiv wird, geringer, als wenn es sich in der DFS-Phase befindet

Quelle: Experteninterviews; Roskill; Mordor Intelligence; Research and Markets; Grand View Search; Unternehmenswebseiten für neue Projekte; McKinsey Electric Vehicle Perspective; McKinsey Wind Turbine Perspective; McKinsey Global Energy Perspective 2022

Abbildung 28: Globale erwartete Nachfrage und global erwartetes Angebot (GEP Achieved Commitments Scenario)

Etwa 85% der beiden verarbeiteten Metalle kommen derzeit aus China, was gegebenenfalls zu Schwierigkeiten führen kann.

¹⁰⁸ Goudsmit (2020), abgerufen am 24.11.2022

¹⁰⁹ Udosen et al. (2022), *Non-Conventional, Non-Permanent Magnet Wind Generator Candidates*, Wind 2022, 2 (3), S. 429-450, MDPI; Experteninterview

¹¹⁰ Experteninterview

Exkurs 6: Abhängigkeiten auch bei Rohmaterialien für Lithiumbatterien

Neben Windrädern sind auch Lithiumbatterien auf knappe Rohstoffe angewiesen – auf Lithium und je nach Technologie zusätzlich auf Kobalt und Nickel. Kurzfristig, zwischen 2025 und 2030, werden in diesem Bereich noch keine wesentlichen Knappheiten erwartet.¹¹¹ Am ehesten ist ein Engpass bei Nickel möglich – rund 10% der Nachfrage 2030¹¹² – da für Lithiumbatterien das seltenere Klasse-1-Nickel verwendet wird. 2021 stammten noch rund 17% des globalen Angebots aus Russland.¹¹³ Eine wichtige Maßnahme wird deshalb sein, andere Nickelsorten zu Klasse-1-Nickel zu verarbeiten.

Ein höheres Risiko besteht bei geografischen Abhängigkeiten. Die EU produziert insgesamt nur 1% aller Batterierohstoffe.¹¹⁴ Kobalt beispielsweise stammt auf dem Weltmarkt zu 70% aus Minen im Kongo, bei denen es viele Bedenken bezüglich Arbeitsbedingungen und Umweltschäden gibt – allerdings importiert Deutschland aktuell kein Kobalt von dort.¹¹⁵ Um ethisch nachhaltig zu beschaffen, könnten OEMs sich stärker in die lokalen Bedingungen einbringen oder Forderungen stellen.¹¹⁶ Lithium kommt insgesamt zu mehr als 85% aus Minen in Chile, Australien und Argentinien,¹¹⁷ wobei die Nachfrage dieses Rohstoffs relativ am stärksten wächst – 25% pro Jahr bis 2030; bei Kobalt und Nickel liegt der Wert bei 5%.¹¹⁸

Bei der Veredelung bestehen andere Abhängigkeiten: Sie findet bei Kobalt und Lithium zu 45% in China statt.¹¹⁹ Würde generell mehr auf LFP-Batterien (Lithium-Eisenphosphat) gesetzt, könnten Kobalt und Nickel gespart werden. Lithium hingegen könnte sogar in Deutschland lokal gefördert werden. Im Oberrheinland wird das größte Vorkommen Europas mit rund 15 Mio. t vermutet. 2024 möchte das Unternehmen Vulcan Energie dort die Produktion starten. Verzögerungen sollten vermieden werden.¹²⁰

Lösungsoptionen bei Rohstoffen

Um Rohstoffengpässen für die europäische Produktion vorzubeugen, stehen einige Lösungsoptionen bereit – bis hin zur Erschließung neuer Minen (siehe Exkurs 7): Recycling, Diversifikation und Substitution.

Aufgrund der Knappheit von Nd und Pr wird Recycling langfristig eine wichtige Rolle spielen müssen, auch weil diese Rohstoffe mit 50 bis 200 kg/MW Leistung einen substantziellen Anteil je Windrad haben.¹²¹ Für Deutschland wäre eine Recyclinganlage besonders sinnvoll, da die Nachteile von Bergbau und Verhüttung (siehe Exkurs 7) vermieden würden. Gleichzeitig ließen sich Synergien mit der bereits in Deutschland existierenden Magnetherstellung erzielen. In den kommenden Jahren könnte z.B. ein kleineres Pilotprojekt gestartet werden, um Expertise aufzubauen, einen optimalen Prozess zu etablieren und ein Businessnetzwerk mit Betreibern von Windkraftanlagen zu knüpfen. Da seltene Erdmetalle erst seit den 2010er Jahren in europäischen Windrädern verwendet werden, werden signifikante Recyclingmengen erst ab den 2030er Jahren verfügbar sein – bis dahin sollte es eine hochskalierte Lösung geben.¹²²

¹¹¹ McKinsey

¹¹² McKinsey

¹¹³ [Bloomberg](#) (2022), abgerufen am 13.11.2022

¹¹⁴ EU-Kommission (2020), Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU

¹¹⁵ Visual Capitalist (2020), Ethical Supply: The Search for Cobalt Beyond the Congo; Statista (2022), [Verteilung der deutschen Importmenge von Kobalt nach Ländern 2021](#)

¹¹⁶ Beispielsweise BMW (2019), abgerufen am 25.11.2022

¹¹⁷ EU-Kommission (2020), Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU

¹¹⁸ McKinsey

¹¹⁹ EU-Kommission (2020), Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU

¹²⁰ [Tagesschau](#) (2021), abgerufen am 25.11.2022

¹²¹ Pavel et al. (2017), [Substitution strategies for reducing the use of rare earths in wind turbines](#); Thunder Said Energy (2021), abgerufen am 25.11.2022; Experteninterview

¹²² Experteninterview

Windrad- und Batterieproduzenten sollten bei Anbietern und Herkunftsländern diversifizieren, damit keine einseitigen Abhängigkeiten entstehen. Nd-Minen etwa gibt es nicht nur in China, sondern auch in Australien, in den USA, in Malawi und in Burundi. Mit langfristigen Lieferverträgen können wichtige Rohstoffe zuverlässig erschlossen werden. Eine andere Form der Diversifikation könnte sein, den Ausbau von Windrädern ohne Dauermagneten, und damit ohne seltene Erden, weiterzuentwickeln – allerdings müssten dabei Effizienzverluste in Kauf genommen werden.

Seltene Erdmetalle könnten auch durch Alternativen ersetzt werden. Daran wird bereits geforscht, jedoch gibt es noch keine marktreife Technologie.¹²³ Unterstützung für Forschung und Entwicklung könnte hier helfen – auch um den benötigten Anteil an seltenen Erdmetallen in Windkraftanlagen zu reduzieren, oder den Anteil von Nickel, Kobalt und Lithium bei Batteriespeichern.

Exkurs 7: Fallstudie – neue Minen in Europa für seltene Erdmetalle

Derzeit gibt es für Nd und Pr in Europa keine Minen. In Sachsen wurde ein Erzvorkommen entdeckt, bei dem der Anteil seltener Erdmetalle mit 0,5%, umgerechnet 100 t, zu gering für eine Investitionsentscheidung war. Zum Vergleich: Das jährliche Angebot von Nd liegt bei rund 30.000 t.¹²⁴ Weitere Vorkommen in Deutschland werden im Rheinischen Schiefergebirge und in Ausläufern der Böhmisches Masse in Bayern vermutet. Doch auch hier ist eine Konzentration von über 1% eher unwahrscheinlich.¹²⁵ Dies könnte jedoch mit staatlich unterstützten Explorationen geprüft werden.

Größere Vorkommen mit höherer Konzentration als in Deutschland gibt es in Skandinavien und Grönland.¹²⁶ Nachgewiesen sind bereits mehr als 300 kt seltene Erden bei Norra Kärr in Schweden, davon rund 20% Nd und Pr;¹²⁷ Verhandlungen über Abbau- und Verarbeitungsbedingungen haben bereits begonnen. Für den Standort Skandinavien spricht auch, dass sowohl ein rechtlicher Rahmen als auch Fachkräfte für Minenabbau vor Ort sind.¹²⁸ Nach dem Abbau folgen Verhüttung und Veredelung, für die es bereits eingespielte Prozesse und Kapazitäten in England, Polen und Estland gibt. Deutschland sollte sich also aktiv auf europäischer Ebene engagieren, um den Abbau in Skandinavien zu ermöglichen und die bereits existierende Magnetherstellung in Deutschland zu skalieren.

Die Vorlaufzeiten betragen für eine neue Mine etwa zehn Jahre – könnten aber bei großem politischem Willen um einige Jahre verkürzt werden.¹²⁹ Vor allem Genehmigungsverfahren, einschließlich der Moderation lokaler sozialer Konflikte bis hin zu Eigentumsregelungen, benötigen mehrere Jahre.¹³⁰ Außerdem müssen bei einer solchen Entscheidung Risiken bezüglich der Gesundheit der Beschäftigten sowie Umweltprobleme abgewogen werden. Deshalb müssten die Planungen für neue Minen jetzt beginnen, um nach 2030 wirken zu können.

Staatliche Unterstützung wäre sowohl bei Regeln zur Durchführbarkeit nötig als auch bei Subventionen zum Startanreiz. Die Investitionskosten pro Mine, inklusive Separation, würden je nach Größe und Art bei 100 bis 300 Mio. EUR liegen.¹³¹

¹²³ Pavel et al. (2017), *Substitution strategies for reducing the use of rare earths in wind turbines*; Clean Technica (2019), abgerufen am 21.11.2022

¹²⁴ ARD Alpha (2022), abgerufen am 21.11.2022

¹²⁵ Experteninterview

¹²⁶ Rare Earth Magnets and Motors Cluster of the European Raw Materials Alliance (2021); Experteninterview

¹²⁷ Proactive, abgerufen am 22.11.2022

¹²⁸ Experteninterview

¹²⁹ Experteninterview

¹³⁰ Experteninterview

¹³¹ Rare Earth Magnets and Motors Cluster of the European Raw Materials Alliance (2021); Experteninterview



ID
18

Danger
Risk of
falling

5 Fachkräftegewinnung und Beschäftigung

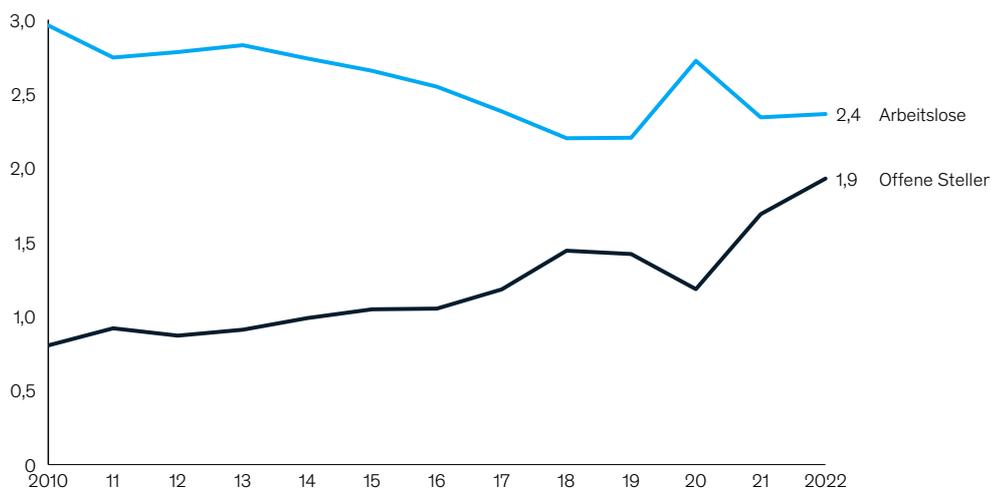
Zentraler Bestandteil für die erfolgreiche Energiewende in Deutschland ist die Sicherung der benötigten Fachkräfte bis 2025 und darüber hinaus – insbesondere mit der Ambition, die lokale Fertigung und Supply Chain auszubauen. Gleichzeitig bietet insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien substanzielles Potenzial, Beschäftigung in teilweise strukturschwachen Regionen in signifikantem Maße anzusiedeln. Voraussetzung dafür ist es, den Arbeitsmarkt für erneuerbare Energien in Deutschland zu verstehen (Kapitel 5.1), die Struktur der Fachkräftelücke nachvollziehen zu können (Kapitel 5.2) und zielgerichtete Lösungsansätze aufzuzeigen (Kapitel 5.3).

5.1 Anspannung im deutschen Arbeitsmarkt

Der deutsche Arbeitsmarkt bewegt sich in naher Zukunft auf einen sich zunehmend verschärfenden Arbeitskräfte- und vor allem Fachkräftemangel zu. 1,3 Arbeitslose kommen derzeit auf eine offene Stelle – 2010 waren es noch 3,7 (Abbildung 29).¹³²

Offene Stellen und Arbeitslose

in Millionen Personen, jeweils Q4 (für 2022 aktuelle Daten aus Q2)



Quelle: Bundesagentur für Arbeit; IAB-Stellenerhebung

Abbildung 29: Entwicklung der offenen Stellen und Arbeitslosenzahlen 2010 bis 2022¹³³

Durch den demografischen Wandel wird es zusehends zu Lücken bei qualifizierten Arbeitskräften für bestimmte Jobprofile kommen: Während die geburtenstarken Jahrgänge von 1955 bis 1970 den Arbeitsmarkt nach und nach verlassen, gibt es nicht genug Nachwuchskräfte.¹³⁴ In den nächsten fünf Jahren werden besonders viele Beschäftigte in Ausbildungsberufen in Rente gehen. Dadurch wird es vermehrt zu einem Fachkräftemangel kommen, der bereits heute sichtbar ist. Bei 148 von insgesamt rund 1.200 Berufsgruppen

¹³² Bundesagentur für Arbeit (2022); IAB-Stellenerhebung (2022)

¹³³ Bundesagentur für Arbeit (2022); IAB-Stellenerhebung (2022)

¹³⁴ Bundesagentur für Arbeit (2022); IAB-Stellenerhebung (2022); der leichte Anstieg der Arbeitslosen im Jahr 2022 ist durch die ukrainische Fluchtmigration bedingt.

gab es 2020 bereits weniger qualifizierte Arbeitssuchende als offene Stellen; Handwerk und Bauberufe gehören zu den am meisten betroffenen Feldern.¹³⁵

Auch die Energiebranche hat schon heute Schwierigkeiten, offene Stellen zu besetzen. Das Berufsfeld Energietechnik gehört zu den Berufsgruppen mit dem größten Engpass an Arbeitskräften. Die Vakanzzeit offener Stellen, ein Indikator für Arbeitsmarktengpässe, liegt dort bei ca. 195 Tagen, und auf 100 offene Stellen kommen nur 55 Arbeitssuchende mit entsprechender Ausbildung (Abbildung 30).¹³⁶

Dieser Engpass wird sich noch intensivieren – besonders der Infrastrukturausbau führt zu einem verstärkten Kampf um Arbeitskräfte, vor allem in der Baubranche. Denn die Investitionen in das Schienennetz befinden sich auf einem Rekordhoch;¹³⁷ die Investitionen in Verteil- und Übertragungsnetze für Strom und Gas steigen bereits seit mehreren Jahren^{138, 139} und werden angesichts des dringend erforderlichen Netzausbaus in Zukunft weiter zulegen.

All diese Investitionen gehen mit steigendem Arbeitskräftebedarf einher, der voraussichtlich auch noch zunehmen wird: Allein für den Glasfaserausbau ist bis 2025 mit einem zusätzlichen Bedarf von 33.000 Arbeitskräften im Bereich Bau und Montage zu rechnen.¹⁴⁰ Auf dem ohnehin knappen Arbeitsmarkt herrscht also zunehmend Wettbewerb zwischen den Infrastruktursektoren – vom Glasfaserausbau über Straßen, Schienen und Energienetze bis hin zum Ausbau von E-Mobilitätsladestationen. Die Zahl der dringend benötigten Arbeitskräfte aus den Feldern Hochbau, Tiefbau sowie Bau- und Transportgeräteführung lag bereits 2021 unter der kritischen Engpassgrenze – es gab also weniger Arbeitssuchende als offene Stellen.

¹³⁵ Bundesregierung (2022), [Fachkräftestrategie der Bundesregierung](#), S. 6

¹³⁶ Statistik der Bundesagentur für Arbeit (2022), [Berichte: Analyse Arbeitsmarkt, gemeldete Arbeitsstellen nach Berufen \(Engpassanalyse\)](#), September 2022 ([Worksheet 4.2 Engpass_Tab2](#)), abgerufen am 22.11.2022

¹³⁷ Tagesschau (2022), [Investitionen in Schienennetz](#), abgerufen am 18.11.2022

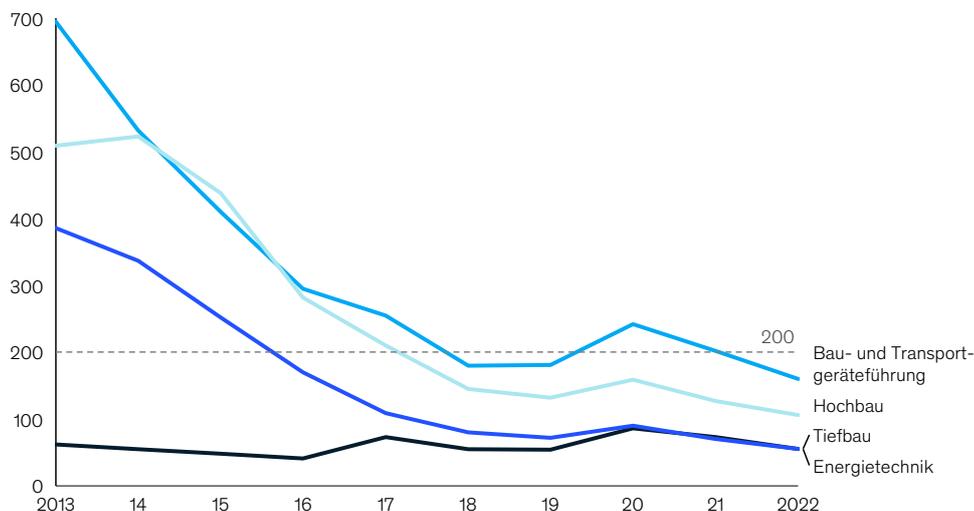
¹³⁸ Statista (2022), [Stromverteilnetzinvestitionen, Aufwendungen der Netzbetreiber für Wartung](#), abgerufen am 17.11.2022

¹³⁹ Statista (2022), [Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2021](#), abgerufen am 21.11.2022

¹⁴⁰ McKinsey-Analyse, basierend auf Presserecherche; [Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur](#) (2021); [Experteneinschätzungen und FTTH Council zu Kosten pro Anschlusspunkt sowie Stepstone](#) (2022) zu Jahresgehalt pro Arbeitskraft

Qualifizierte Arbeitslose

Anzahl Personen, jeweils Q4 (für 2022 Zahlen für September)



Anmerkung: Engpass bereits ab <200, da Annahme, dass nur jede zweite Stelle auch der Bundesagentur für Arbeit gemeldet wird
Quelle: Bundesagentur für Arbeit, gemeldete Stellen – Engpassanalyse (monatliche Fachserie für 2013-22)

Abbildung 30: Qualifizierte Arbeitslose pro 100 offene Arbeitsstellen in Deutschland^{141, 142}

5.2 Arbeitsmarkt als möglicher Engpass für den Ausbau erneuerbarer Energien

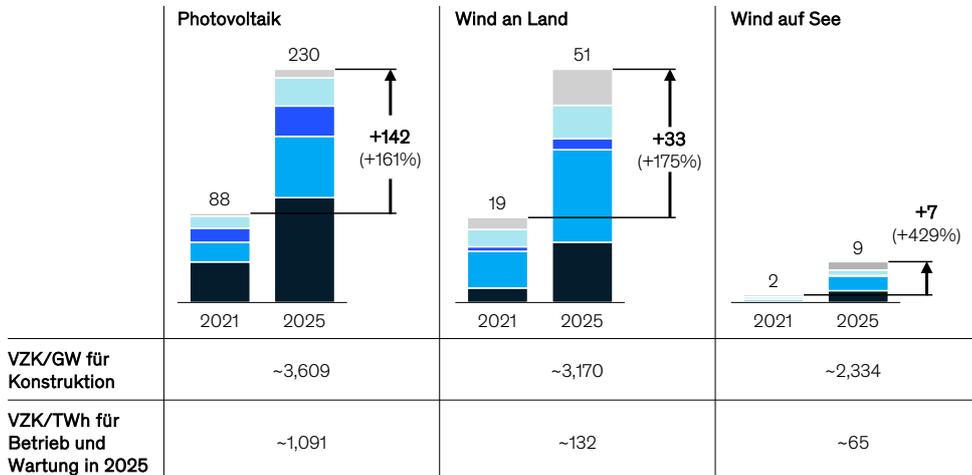
In dieser ohnehin angespannten Situation bewirkt jetzt der geplante beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien, gemäß den Zielen der Bundesregierung, einen hohen zusätzlichen Bedarf an Arbeitskräften. Bis 2025 werden im Rahmen von Szenario A1 etwa 135.000 zusätzliche Arbeitskräfte für Entwicklung, Installation und Betrieb der entsprechenden Anlagen benötigt (Abbildung 31). Bei einem weiter beschleunigten Ausbau im Rahmen von Szenario A2 wären es sogar mehr als 180.000 zusätzliche Arbeitskräfte. Im Folgenden liegt der Fokus auf letzterem Szenario.

Der größte relative Zusatzbedarf besteht im Bereich Windkraftanlagen auf See – plus 429% im Vergleich zu 2021. Den größten absoluten Bedarf verzeichnet der Bereich Photovoltaik mit 142.000 zusätzlich benötigten Arbeitskräften bis 2025. Die gesuchten Profile bilden eine große Bandbreite an Qualifikationen ab: von technischen und handwerklichen Fähigkeiten bis hin zu Expertise in Konstruktion, Wartung, Ingenieurwesen und Sicherheit, um entlang der gesamten Wertschöpfungskette sichere und gesunde Arbeits- und Betriebsbedingungen zu gewährleisten. Gefragt sind auch Fähigkeiten in der Spezialfahrzeugführung, Rechts-, Finanz- und Geotechnikexpertise sowie Kenntnisse in weiteren Spezialgebieten.

¹⁴¹ Statistik der Bundesagentur für Arbeit (2022), Berichte: Analyse Arbeitsmarkt, gemeldete Arbeitsstellen nach Berufen (Engpassanalyse), September 2022 (Worksheet 4.2 Engpass_Tab2)

¹⁴² Annahme, dass nur jede zweite Stelle der Bundesagentur für Arbeit gemeldet wird; Süddeutsche (2018), Woran es Deutschland mangelt, abgerufen am 23.11.2022

Jährlicher Personalbedarf
in Tausend VZK



Quelle: VZK/GW gemäß IRENA; RES-Ramp-up gemäß Power-Model-Szenarien

Abbildung 31: Jährlicher Personalbedarf für Entwicklung, Installation und Betrieb von Wind- und Photovoltaikanlagen bei beschleunigtem Ausbau von erneuerbaren Energien – Szenario A2 ¹⁴³

Diesen zusätzlichen Bedarf mit qualifizierten Arbeitskräften zu füllen, wird für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Herausforderung. Ob in einzelnen Jobprofilen jeweils eine Talentlücke klaffen könnte, hängt von unterschiedlichen Faktoren ab: von der Anzahl benötigter Arbeitskräfte pro Berufsgruppe (Abbildung 32), dem erforderlichen Ausbildungsgrad und damit auch dem Reskilling-Aufwand sowie davon, ob in dem jeweiligen Arbeitsfeld schon heute eine Knappheit am freien Markt besteht.

Personalbedarf bei ambitioniertem Ausbauszenario
in Tausend VZK

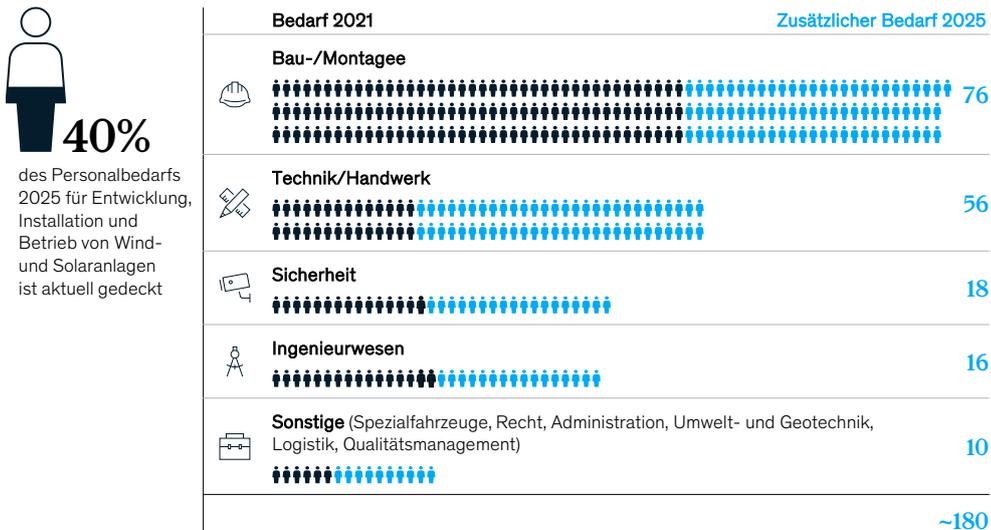


Abbildung 32: Jobcluster für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2025 nach Szenario A2 ¹⁴⁴

¹⁴³ IRENA-Daten für VZK-/GW-Berechnung – IRENA (2018), IRENA (2017a), IRENA (2017b); McKinsey-Analyse

¹⁴⁴ IRENA-Daten für VZK-/GW-Berechnung – IRENA (2018), IRENA (2017a), IRENA (2017b); McKinsey-Analyse

5.3 Schließen der Talentlücke

Um den Bedarf an qualifizierten Arbeitskräften bis 2025 und darüber hinaus nachhaltig zu sichern, sollten zielgerichtet Maßnahmen ergriffen werden, um Engpassrisiken proaktiv anzugehen. Hierbei gibt es grundsätzlich drei Ansätze: Anziehung/Abwerbung von Arbeitskräften aus angrenzenden Branchen und Märkten, Ausbildung zusätzlicher Arbeitskräfte als langfristige und strukturelle Maßnahme sowie Umschulung (Reskilling) der vorhandenen Belegschaft als kurzfristiges Mittel, um einem akuten Engpass vorzubeugen. Diese Ansätze bringen verschiedene Vor- und Nachteile mit sich, so dass je nach Engpassrisiko und Jobprofil unterschiedliche Maßnahmen zum Einsatz kommen sollten.

Ingenieurwesen

8% des Zusatzbedarfs an Arbeitskräften besteht im Ingenieurwesen. Diese akademisch hochqualifizierte Berufsgruppe ist kurzfristig in Deutschland nicht vollständig verfügbar. Das Engpassrisiko in diesem Bereich scheint mit entsprechendem Vorlauf jedoch beherrschbar.

Der moderate Zusatzbedarf an rund 16.000 hochqualifizierten Ingenieurwesen sowie anderen Fachkräften könnte über den freien Markt gedeckt werden, wenn Arbeitskräfte z.B. aus angrenzenden Öl- und Gasbranchen und aus dem außereuropäischen Ausland angeworben werden können. Um die nötigen Spitzenkräfte anzuziehen, sind eine aktive Förderung der Einwanderung sowie finanzielle Anreize nötig. Dafür müssten vergleichbare Gehälter wie in Branchen wie Öl und Gas geboten werden, gegebenenfalls auch mit Equity-Optionen, bei denen Mitarbeitende Unternehmensanteile erhalten.¹⁴⁵ Angesichts des steigenden Drucks für die Öl- und Gasbranche, sich vor dem Hintergrund von Dekarbonisierungszielen in Richtung erneuerbarer Energien umzuorientieren, ist der Wettbewerb um Fachkräfte hier besonders hoch. Ziel sollte es sein, den Sektor der erneuerbaren Energien in Deutschland attraktiv für Spitzenfachkräfte aus dem In- und Ausland zu machen.

Über die großen Jobcluster hinaus gibt es einzelne Superprofile, die sich durch ein hohes Experten- und vor allem Erfahrungswissen auszeichnen – das sind zwar nur wenige Spitzenkräfte, aber sie sind umso schwieriger auf dem Arbeitsmarkt zu finden. Hierunter fallen etwa Fachkräfte aus der Projektinitiation, die sich durch unternehmerisches Denken und ein großes lokales Netzwerk auszeichnen (z.B. um den Genehmigungsprozess so effizient wie möglich zu gestalten), oder aus der Projektentwicklung, die sich in einer frühen Projektphase um Leasing-Verträge für Flächen, Netzanschlüsse und andere Voraussetzungen kümmern, sowie Fachleute für Windanlagen auf See mit langjähriger Berufserfahrung. Da diese Profile auf sehr großem Erfahrungswissen basieren, müssen Unternehmen auf bereits ausgebildete Personen am Markt setzen und diese für sich gewinnen.

Bau- und Montagearbeit

Fast die Hälfte der zusätzlich Beschäftigten – rund 42% bzw. ca. 76.000 Personen – wird bei Bau- und Montagearbeiten für die Installation und vor allem auch den Betrieb der vielen zusätzlichen Wind- und Photovoltaikanlagen benötigt. Für die anfallenden Arbeiten – Ausheben von Gräben, Gerüstaufbau, Reinigen der Photovoltaikpaneele, Montage-/Aufräumarbeiten – brauchen diese Arbeitskräfte zwar keine spezifische Qualifikation, sind jedoch in viele Bereichen in so großer Anzahl nötig, dass sie zum Engpass werden können.

Da bereits vorhandene Beschäftigte sehr leicht auch in anderen Infrastruktursektoren Jobs finden, können Unternehmen das Problem nicht einfach über finanzielle Anreize lösen – sie würden eine ruinöse Lohn-Preis-Spirale riskieren. Erfolgversprechender könnte stattdessen die Aktivierung der stillen Reserve sein – Nichterwerbspersonen, die zwar

¹⁴⁵ McKinsey (2022), *Renewable-energy development in a net-zero world: Overcoming talent gaps*, abgerufen am 18.11.2022

nicht aktiv Arbeit suchen, aber grundsätzlich gern arbeiten würden und verfügbar sind – sowie von unterbeschäftigten Personen – Erwerbstätige mit Wunsch nach zusätzlichen Arbeitsstunden. Zur ersten Gruppe gehören knapp eine Million Personen, zur zweiten sogar 2,1 Millionen Personen in Deutschland.¹⁴⁶ Etwa 45% der stillen Reserve haben ein mittleres Bildungsniveau (Sekundarbildung II/postsekundäre Bildung), rund 40% ein niedriges – vom Profil her sind sie geeignet für Bau- und Montagearbeit.¹⁴⁷ Als Ergänzung zur Aktivierung der stillen Reserve sind auch innovative Angebote und Kampagnen mit spezifischer Ausrichtung auf temporäre Arbeitskräfte aus dem Ausland gefragt.

Gleichzeitig könnten Unternehmen darüber nachdenken, einen größeren Teil ihrer benötigten Arbeitskräfte fest anzustellen und diese über strukturierte Entwicklungsprogramme für Bau- und Montagearbeit längerfristig zu binden (z.B. Teamleitung im Bau als Leadership-Track); so erhielten Unternehmen und Beschäftigte mehr Sicherheit im angespannten Markt.

Einige Bau- und Montagearbeiten an Wind- und Photovoltaikanlagen erfordern spezifische Reskilling-Maßnahmen: Rund 1.500 Bau- und Montagearbeitskräfte werden z.B. auf Montageschiffen für Arbeiten an Windanlagen auf See benötigt. Hierfür gibt es bereits öffentliche Aus- und Weiterbildungsmöglichkeiten sowie unternehmensinterne Fortbildungen, etwa Sicherheitstrainings für die Arbeit auf hoher See. Es ist davon auszugehen, dass öffentliche und private Anbieter ihre Kapazitäten für diese künftig benötigten Reskilling-Maßnahmen entsprechend anpassen können.

Technik und Handwerk

31% des zusätzlichen Bedarfs an Beschäftigten sind technische/handwerkliche Fachkräfte – vor allem aus dem Bereich Elektrik oder anderen fachlich qualifizierten MINT-Berufen. Sie haben einen hohen Grad an praktischer technischer Ausbildung, der nur in manchen Fällen durch kurzfristige Reskilling-Maßnahmen erlernt werden kann. Gleichzeitig werden diese Berufsgruppen in großer Zahl benötigt und sind auf dem jetzigen Arbeitsmarkt bereits stark umworben. Damit bilden sie den am schwierigsten zu deckenden Zusatzbedarf. Sie stellen vor allem für die Konstruktionsphase ein Engpassrisiko dar, da von ihnen die zügige Installation der Anlagen abhängt.

Dieser strukturelle Engpass beruht auf einer längeren Entwicklung, die nun zum Risiko für den Ausbau der erneuerbaren Energien wird. Seit Anfang der 2000er Jahre gibt es bei jungen Menschen mit Schulabschluss die Tendenz, sich vermehrt für ein Studium statt für eine Ausbildung zu entscheiden (Abbildung 33). Die Konsequenzen sind heute sichtbar: Der Anteil der über 55-jährigen Fachkräfte für Energietechnik sowie Metallbau- und Schweißtechnik liegt heute bei etwa 20%¹⁴⁸ – damit geht ein Fünftel dieser praxiserfahrenen Arbeitskräfte im Laufe der nächsten zehn Jahre in die Rente. Da immer weniger Menschen eine Ausbildung absolvieren, lässt sich diese Personallücke nur schwer schließen – was auch den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien gefährdet.

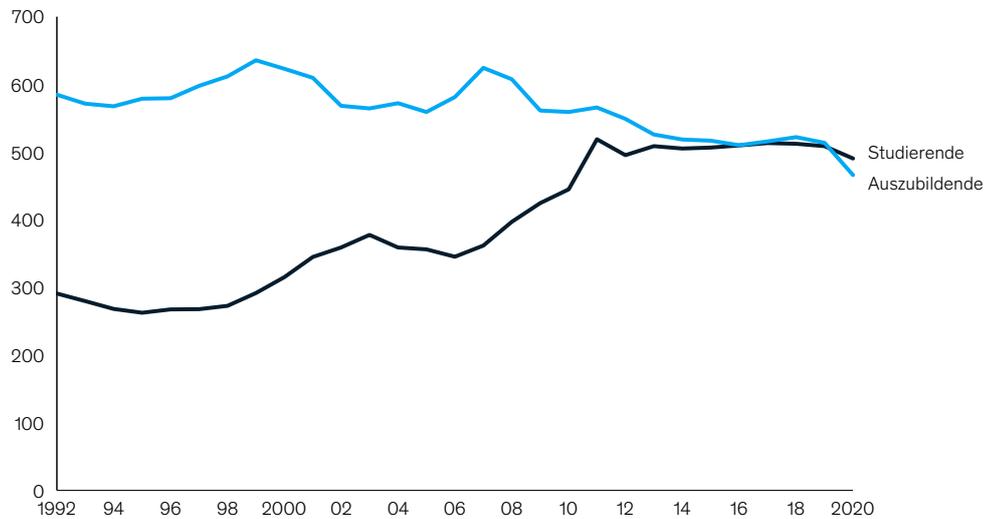
Um doch noch zügig entgegenzuwirken, wäre es ratsam, die Attraktivität der relevanten Ausbildungsberufe signifikant und strukturell zu steigern. So hätte ein duales, wirtschaftsnahes (Fach-)Hochschulstudium für gefragte handwerkliche Berufe eine Reihe von Vorteilen: Praxis- und Wirtschaftsnähe sowie relativ kurze Dauer einer Berufsausbildung (drei Jahre für einen berufsqualifizierenden Bachelor) wird kombiniert mit der höheren Attraktivität eines Studiums. Ähnliche Angebote sind bereits in der Polizeiausbildung erfolgreich.

¹⁴⁶ Statistisches Bundesamt (2021)

¹⁴⁷ Rengers & Fuchs (2019), *Stille Reserve in Deutschland: Gemeinsamkeiten und Unterschiede zweier Konzepte*

¹⁴⁸ Bundesagentur für Arbeit (2022), Beschäftigte nach Berufen, (KIDB 2010) (Quartalszahlen), Januar 2022. SVB – Tabelle I (Energietechnik, Metallbau- und Schweißtechnik)

Neue Auszubildende und Studierende im 1. Semester
in Tausend



Quelle: Demografieportal; Statistisches Bundesamt 2021

Abbildung 33: Personen in Deutschland, die ein Studium bzw. eine Ausbildung aufnehmen, 1992 bis 2020¹⁴⁹

Für schnelle Erfolge sollte darüber nachgedacht werden, wo wirklich langjährige formale Qualifizierungen nötig sind und ob der Personalengpass auch teilweise über Reskilling-Maßnahmen gelöst werden kann. Eine Möglichkeit sind unternehmensinterne Aus- und Weiterbildungen: Das Photovoltaik-Start-up Enpal bildet beispielsweise eigene Mitarbeitende im Bereich Montage aus. Diese sind fest angestellt und arbeiten in Teams zusammen mit voll ausgebildeten Fachkräften, z.B. mit Dachdeckern, die dann zentrale fachliche Rollen oder eine Vorarbeiterfunktion einnehmen. Bisher lässt sich diese Form der unternehmensinternen Weiterbildung nicht auf den Engpassbereich Elektronik übertragen, auch wenn hier Tätigkeiten vorstellbar sind, die in kurzer Zeit erlernt werden könnten¹⁵⁰ – gesetzliche Vorschriften sprechen noch dagegen. Damit solche Unternehmensakademien fester Bestandteil eines wirtschaftsnahen Ausbildungssystems werden, müsste der Gesetzgeber mehr Flexibilität schaffen, um Unternehmen den nötigen Gestaltungsspielraum zu ermöglichen.

Die Verfügbarkeit benötigter Arbeitskräfte wird zum Go oder No-Go für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien – und damit zur wesentlichen Voraussetzung für das Gleichgewicht aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit. Damit eine Talentlücke bis 2025 abgewendet werden kann, sollten Politik und Wirtschaft heute schon zielgerichtete Maßnahmen ergreifen, um die erforderlichen Arbeitskräfte aus anderen Branchen und Märkten abzuwerben, fokussiert umzuschulen oder direkt nach dem Schulabschluss bedarfsorientiert auszubilden. Gleichzeitig sind strukturelle Veränderungen nötig, um den Arbeitsmarkt für erneuerbare Energien bis 2030 und darüber hinaus nachhaltig aufzustellen. Dabei geht es nicht nur darum, die Attraktivität des Energiesektors als Berufsfeld zu erhöhen, sondern auch um Reformen des Berufsausbildungssystems und um das pragmatische Überdenken der Zulassungsvorschriften für bestimmte Handwerksberufe.

¹⁴⁹ Statistisches Bundesamt (2021), abgerufen am 25.11.2022

¹⁵⁰ Wirtschaftswoche (2022), abgerufen am 25.11.2022

6 Fazit und Ausblick

Fazit

Wie in diesem Report gezeigt, steht der Strommarkt auch 2025 noch unter Spannung. Um die Strompreise zu senken und gleichzeitig die Dimensionen Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit im energiewirtschaftlichen Zieldreieck nicht aus dem Fokus zu verlieren, schlagen wir konkrete Schritte vor.

Die Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien sollte im Vergleich zu den vergangenen fünf Jahren etwa um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine der beiden Haupthürden ist die Genehmigungszeit. Eine Halbierung der Genehmigungsfristen von Windanlagen an Land würde z.B. mehr als 3 GW der derzeit geplanten Projekte bis 2025 umsetzbar machen.

Die andere Haupthürde ist die Aktivierung einer ausreichenden Anzahl von Arbeitskräften. Die zusätzlich benötigten rund 180.000 Arbeitskräfte könnten gewonnen werden durch eine Steigerung der Ausbildungsattraktivität, durch Reskilling oder durch das Anwerben qualifizierter Fachkräfte im Ausland.

Lieferkettenabhängigkeiten, die sich momentan andeuten, sollten reduziert werden. Die starke Abhängigkeit von China bei Photovoltaikmodulen (bis zu 95%) könnte durch eine Relokalisierung der Produktion in Deutschland und Europa sowie eine Diversifikation der Handelspartner abgemildert werden. Das Ausgabevolumen, das durch das resultierende Investitionsprogramm entsteht, sollte, ähnlich wie in der Automobilindustrie, genutzt werden, um Energie-Industriecluster aufzubauen. Bei Windanlagen an Land und auf See ist es geboten, die finanziell angespannten europäischen OEMs und damit die europäische Produktion zu unterstützen. Wie in der Photovoltaikindustrie vor einer Dekade deutet sich bereits jetzt eine Abwanderung der europäischen Windanlagenfertigung an.

Die (nachhaltige) Reduzierung des Erdgaspreises auf das Niveau von 2021 hätte den größten Einfluss auf die Absenkung der Strompreise und die CO₂-Emissionen aus der Energiewirtschaft. Mögliche Ansatzpunkte wären der Abschluss mittel- bis langfristiger Lieferverträge oder eine gemeinsame LNG-Beschaffung auf EU-Ebene.

Ausblick

In diesem Report fokussieren wir uns auf den Zeitraum bis 2025. Für die Zeit bis 2030 und darüber hinaus müssen jedoch heute schon die Weichen gestellt werden.

Auch wenn es in der aktuellen Phase der Gasknappheit kontraintuitiv erscheint, sollten Anreize für den Aufbau von (wasserstoffbereiten) Gaskraftwerken, Batterien und langfristigen Speichertechnologien gesetzt werden – als möglichst CO₂-arme oder -freie, schnell verfügbare Kapazität. Dies garantiert nicht nur die Stromversorgung in Zeiten geringer Windkraft- und Photovoltaikerzeugung. Die dann mögliche vorzeitige Ablösung von Kohlekraftwerken verringert auch die CO₂-Emissionen, da Erdgas deutlich weniger CO₂-intensiv ist als Kohle (ca. 50% der Emissionen pro MWh).

Die Geschwindigkeit des Netzausbaus sollte sich mehr als verdoppeln, auf über 600 km pro Jahr, um bis 2030 die rund 6.000 km benötigten Transportnetze zu erreichen. Bei den Verteilnetzen könnte eine angemessene Incentivierung eine gesteigerte Steuerbarkeit in Form von Digitalisierung sowie einer Stärkung der Ausbauaktivitäten ermöglichen, um elektrifizierte Anwendungen zu schultern und viele der benötigten Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien einzubinden. Gleichzeitig muss der Ausbau auf das notwendige Minimum beschränkt werden, um die Netzkosten unter Kontrolle zu halten. Hierfür ist die Balance zwischen Netzausbau, Redispatch-Kosten und Kosten für Backup-Erzeugungskapazität zentral. Insbesondere Redispatch-Kosten von rund 250 Mio EUR pro Monat, wie im Jahr 2022, werden langfristig nicht tragbar sein. Dass ohne zügiges und fundamentales Handeln negative Markteffekte drohen könnten, zeigt eine voraussichtliche Verfünffachung dieses Betrags bereits im Jahr 2023. Hierzu bedarf es einer Weiterentwicklung der Koordination sowie integrierter Planung und angepasster Durchführungsbedingungen.

Der Strukturwandel des Energiesystems sollte antizipiert und genutzt werden. In den nächsten Jahren werden zahlreiche zusätzliche Speicher in das Energiesystem aufgenommen (z.B. rund 6 Millionen E-Fahrzeuge bis 2025), die im Sinne der Netzeffizienz genutzt werden könnten.

Falls ein neues Marktdesign für den Strommarkt geplant ist, sollte dies zeitnah und langfristig verlässlich den Marktteilnehmern mitgeteilt werden. Unsicherheiten könnten zu einer Verzögerung im Ausbau von erneuerbaren Energien oder disponiblen Backup-Kapazitäten führen.

Die heutige Erschütterung des europäischen Strommarkts kann also genutzt werden, um ein System zu schaffen, das auch den künftigen Anforderungen von Gesellschaft und Industrie in unserem Land gerecht wird. Der Weg dorthin erfordert neben signifikanten Investitionen vor allem die Zusammenarbeit und Koordinierung von Akteuren aus allen Ebenen – Bund, Ländern, Wirtschaft, Industrie und Zivilgesellschaft.

Appendix

Zusammenfassung der Annahmen des Basismodells

Input-Annahmen		Basisszenario
Nachfrage	Strombedarf	Gesamtstrombedarf im Jahr 2022 liegt bei 540 TWh und steigt um ~8% auf 585 TWh im Jahr 2025
Angebot	Erneuerbare Energien	Ausbau von Solar- und Onshore-Windkraftanlagen erfolgt weiter mit durchschnittlicher Wachstumsrate von 2017-21 2022-25 werden 3,9 GW zusätzliche Solarkapazitäten p.a. geschaffen und die Onshore-Windkraft verzeichnet einen Zuwachs von 2,5 GW p.a. Die Offshore-Windkraft steigt in diesem Zeitraum um 0,9 GW Nahezu kein Potenzial für den Ausbau der Wasserkraft- oder Erdwärmekapazitäten bis 2025
	Ausstieg aus Kernkraft und Kohle	Die 3 verbleibenden Kernkraftwerke Emsland, Isar und Neckarwertsheim erhalten wie von der Regierung beschlossen eine Verlängerung bis April 2023 (+ ~4 GW) Alle Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland, die bis 2022 stillgelegt werden sollten, erhalten eine Laufzeitverlängerung bis mind. 2024 Kernkraftwerksausfälle in Frankreich gemäß den Berichten von EDF/RTE REMIT
Rohstoffe	Gaspreis	Europäische TTF-Forward-Kurve: ~80 EUR/MWh im Dezember 2025
	CO₂-Preis	EUA-Forward-Kurve: ~77 EUR/t im Jahr 2025
	Kohlepreis	API2-Rotterdam-Forward-Kurve: ~225 USD/t im Jahr 2025

Berechnung des Potenzials einer Beschleunigung der Umsetzungsdauer für Windanlagen an Land um drei Jahre. Das Potenzial einer Beschleunigung des Umsetzungsverfahrens um drei Jahre wurde auf Basis der sehr konservativen Annahme berechnet, dass das Volumen der genehmigten Projekte pro Jahr von 2022 bis 2028 konstant bleibt (5,2 GW). Die voraussichtliche Inbetriebnahme der Anlagen wurde unter Annahme einer durchschnittlichen Bauzeit von zwei Jahren (Stand 2022) bestimmt. Durch Beschleunigung des Umsetzungsprozesses um drei Jahre werden alle Anlagen, die ursprünglich 2026 bis 2028 realisiert werden sollten, schon bis 2025 in Betrieb genommen. Dies ergibt insgesamt die Inbetriebnahme einer Kapazität von 22,4 GW bis 2025 und liegt damit 3,1 GW über dem Ambitionsziel des Osterpakets.

Berechnung des ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien (Szenario A2). Das ambitionierte Szenario für Windanlagen an Land wurde auf Basis des Potenzials einer Beschleunigung der Umsetzungsdauer um drei Jahre berechnet (siehe oben). Das ambitionierte Szenario für Photovoltaik basiert auf dem „High Szenario“ von Photovoltaik Power Europe für Deutschland bis 2025 (Global Market Outlook 2022 und Europe Market Outlook 2021). Das ambitionierte Szenario für Windanlagen auf See basiert auf der Evaluation einzelner Projekte, die laut dem aktuellen Plan 2026 ans Netz gehen sollen: Für drei Windparks mit derzeit geplanter Inbetriebnahme im Januar 2026 ist bei vorgezogenem Baubeginn (sowie in einem der drei Fälle ein beschleunigter Netzanschluss) eine Fertigstellung bereits 2025 möglich, was zu einer zusätzlichen Kapazität von knapp 1,0 GW im Jahr 2025 beiträgt. Weitere Anlagen in Planung mit einer Gesamtkapazität von weiteren 1,0 GW haben ein voraussichtliches Fertigstellungsdatum Ende 2026 bzw. Anfang 2027 und noch keinen Netzanschluss – daher ist eine Beschleunigung auf 2025 in diesen Fällen unwahrscheinlich.

Quellenverzeichnis

- BDEW (2021), [Strompreisanalyse Halbjährlich](#), abgerufen am 18.11.2022
- BDEW (2022), [Stromverbrauch Quartalsweise](#), abgerufen am 18.11.2022
- Bernreuter Research (2022), [Solar Value Chain](#)
- Bundesagentur für Arbeit (2022), [Berichte: Analyse Arbeitsmarkt, gemeldete Arbeitsstellen nach Berufen \(Engpassanalyse\), September 2022 \(Worksheet 4.2 Engpass_Tab2\)](#), abgerufen am 22.11.2022
- Bundesagentur für Arbeit, Tabellen, Beschäftigte nach Berufen (KIdB 2010) (Quartalszahlen), Nürnberg, Januar 2022. SVB – Tabelle I (Energietechnik, Metallbau- und Schweißtechnik), abgerufen am 22.10.2022
- [Bundesimmissionsschutzgesetz, 10 Abs. 6a](#)
- [Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur \(2021\)](#), abgerufen am 18.10.2022
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022), [80 Millionen gemeinsam für Energiewechsel](#), abgerufen am 21.11.2022
- Bundesnetzagentur (2022), [Marktstammdatenregister \(MaStR\) der Bundesnetzagentur](#), abgerufen am 18.10.2022
- Bundesnetzagentur: Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land
- Bundesregierung (2022), [Fachkräftestrategie der Bundesregierung](#)
- Bundesregierung (2013), Gesetz über den Bundesbedarfsplan
- Bundesregierung (2009), Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
- Bundesverfassungsgericht (2022), [Pflicht zur Beteiligung von Anwohnern und standortnahen Gemeinden an Windparks im Grundsatz zulässig](#), abgerufen am 10.11.2022
- Bund-Länder-Kooperationsausschuss (2022), [Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen](#), abgerufen am 10.11.2022
- Deutsche WindGuard (2022), [Offshore Wind Energy Development – First Half of 2022](#)
- DGB (2021), [DGB Verteilungsbericht 2021: Ungleichheit in Zeiten von Corona](#), abgerufen am 18.11.2022
- Ember (2022), [Data Explorer](#), abgerufen am 18.11.2022
- EU-Kommission (2020), Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU
- EU-Kommission (2022), [Guidance to Member States on good practices to speed up permit-granting procedures for renewable energy projects and on facilitating Power Purchase Agreements](#)
- EU-Kommission, [Batteries Europe Arbeitsgruppe 6 \(2020\)](#), Roadmap on stationary applications for batteries
- Fachagentur Windenergie an Land (2015), [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2015](#)

Fachagentur Windenergie an Land (2021), [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2021](#)

Fachagentur Windenergie an Land (2021), [Umfrage der Fachagentur für Windenergie an Land](#)

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2020), [Sustainable PV Manufacturing in Europe](#), abgerufen am 9.11.2022

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2022), [Photovoltaics Report](#)

IEEFA (2022), [China's offshore wind industry giant stimulates global growth](#), abgerufen am 23.11.2022

Institut für Weltwirtschaft (IFW) Kiel (2022), [Gemeinschaftsdiagnose - Energiekrise: Inflation, Rezession, Wohlstandsverlust](#), abgerufen am 15.11.2022

Institut für Weltwirtschaft (IFW) Kiel (2022), [Herbstprognose 2022](#), abgerufen am 15.11.2022

International Energy Agency (2022), [Special Report on Solar PV Global Supply Chains](#), License: CC BY 4.0

IRENA (2017a), [Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for solar PV](#), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

IRENA (2017b), [Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for onshore wind](#), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

IRENA (2018), [Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind](#), IRENA, Abu Dhabi.

McKinsey & Company (2022), [Renewable-energy development in a net-zero world: Overcoming talent gaps](#), abgerufen am 18.11.2022

Pavel et al. (2017), [Substitution strategies for reducing the use of rare earths in wind turbines](#), Resources Policy, Volume 52, 2017, Seiten 349-357

Rare Earth Magnets and Motors Cluster of the European Raw Materials Alliance (2021), [Rare Earth Magnets and Motors: A European Call for Action.](#), Berlin

Rengers, M., Fuchs, J. (2019), [Stille Reserve in Deutschland: Gemeinsamkeiten und Unterschiede zweier Konzepte](#), AStA Wirtschafts- und Sozialstatistisches Archiv, Springer Nature

Solar Energy Industries Association (2022), [Solar Investment Tax Credit \(ITC\)](#), abgerufen am 23.11.2022

Selten, R. (1973), [A Simple Model of Imperfect Competition, where 4 a few and 6 are many](#), Institut für Mathematische Wirtschaftsforschung an der Universität Bielefeld

Statista (2022), [Stromübertragungsnetzinvestitionen](#), abgerufen am 21.11.2022

Statista (2022), [Stromverteilnetzinvestitionen](#), 17.11.2022

Statista (2022), [Aufwendungen der Netzbetreiber für Wartung](#), abgerufen am 17.11.2022

Statistisches Bundesamt (2021), [Ausbildungs- und Studienanfänger](#), abgerufen am 16.11.2022

Statistisches Bundesamt (2021), [Arbeitsmarkt und Verdienste – Auszug aus dem Datenreport 2021](#)

Sustainable Energy Authority of Ireland (2021), [Renewable Electricity Corporate Power Purchase Agreements](#)

Udosen et al. (2022), [Non-Conventional, Non-Permanent Magnet Wind Generator Candidates](#), Wind 2022, 2 (3), 429-450, MDPI

Umweltbundesamt (2022), [Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021](#), abgerufen am 18.11.2022

Umweltbundesamt (2022), [Spezifische Emissionsfaktoren für den deutschen Strommix](#), abgerufen am 18.11.2022

US Energy Department (2022), [Federal Solar Tax Credits for Businesses](#), abgerufen am 23.11.2022

VDMA & Fraunhofer-Institut (2019), [Competitiveness of a European PV Manufacturing Chain](#)

WindEurope (2020), [Offshore wind in Europe statistics 2020](#)

WindEurope (2022), [Position on non-price criteria in auctions](#)

Wood Mackenzie (2020), [Wind Market Outlook Update Q4 2020](#)

Wood MacKenzie (2021), [Global Wind Turbine Supply Chain Trends 2021](#)

Wood Mackenzie (2021), [US Solar Market Insight](#)

Wood Mackenzie (2022), [Global Wind Supply Chain Trends Series - Article 1: Wind energy supply chain financial analysis](#)

Wood MacKenzie (2022), [Global Wind Power Market Outlook Update: Q3 2022](#)

Autoren

Alexander Weiss

Thomas Vahlenkamp

Sebastian Overlack

Paul Daume

Sarah Tiba

Florian Heineke

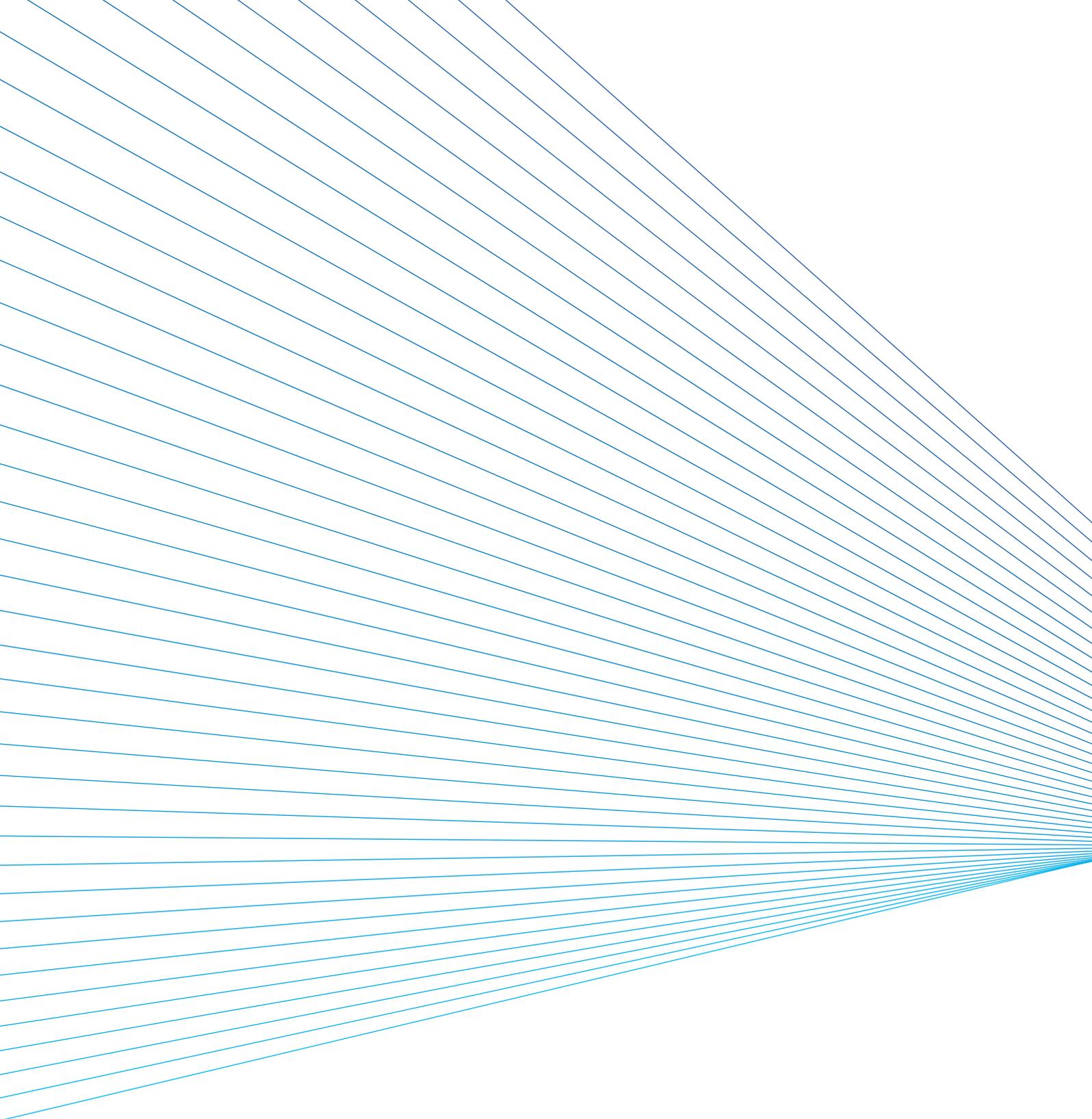
Fabian Stockhausen

Impressum

Herausgeber:
McKinsey & Company, Inc.

Redaktion:
Kautubh Bhat, Leon Freytag, Emil Hosius, Nadine Palmowski, Pia Siegele

Alle Rechte vorbehalten. Copyright 2022 by McKinsey & Company, Inc. Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung von McKinsey & Company, Inc., unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.



Dezember 2022
Copyright © McKinsey & Company
Designed by Visual Media Europe
www.mckinsey.com

 @McKinsey
 @McKinsey