

Fortschrittsmonitor 2022

Energiewende

bdew

Energie. Wasser. Leben.

EY

Building a better
working world

FORTSCHRITTSMONITOR 2022

ENERGIE

WENDE


MEINDE

ENERGIE

FORTSCHRITTSMONITOR 2022

Inhaltsverzeichnis

Seite 5



1

EINLEITUNG

Seite 9



2

ENERGIE- UND VOLKSWIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG

Seite 25



3

AUSBAU DER ERNEUERBAREN ERZEUGUNG

Seite 35



4

KLIMA-NEUTRALE GASE

Seite 47



5

ENERGIE-NETZE

Seite 65



6

WÄRME-WENDE

Seite 79



7

VERKEHRS-WENDE

Seite 95

8

FAZIT

Abbildungsverzeichnis 100

Ihre Ansprechpartner 102



1.

EINLEITUNG

Mit dem Klimaschutzgesetz hat der Deutsche Bundestag 2019 die Klimaschutzziele bis 2030 erstmals gesetzlich festgeschrieben. Im Juni 2021 sind die Ziele noch einmal konkretisiert und verschärft worden, die bis 2030 zu erreichende Treibhausgasreduzierung wurde auf 65 Prozent erhöht, bis 2045 soll dann Treibhausgasneutralität erreicht werden.



Einleitung

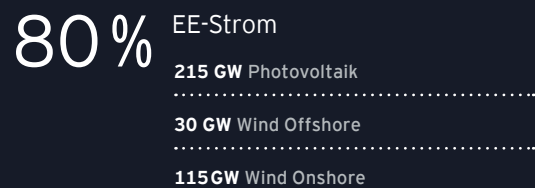
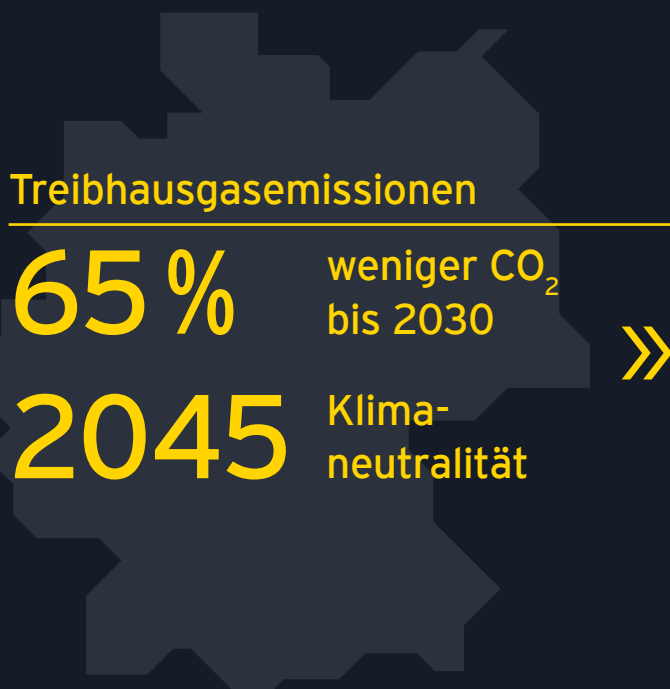
Im Dezember 2021 wurde der Koalitionsvertrag 2021 bis 2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP verabschiedet. Dieser Koalitionsvertrag enthält zentrale Weichenstellungen für die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele für 2030 und 2045. Zur Umsetzung der ambitionierten Ziele wurden im Zuge der Eröffnungsbilanz Klimaschutz zentrale Gesetzespakete angekündigt und in die sogenannten Oster- und Sommerpakete überführt.

Der notwendige Wandel ist für Deutschland eine Herausforderung – aber er ist vor allem auch eine große Chance. Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren, der Netzinfrastruktur, in den heimischen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und in die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung sowie der Verkehrswende können vor allem in Krisenzeiten zu nachhaltiger Wertschöpfung und nachhaltigem Wachstum führen. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, sind bis 2030 Investitionen in Höhe von insgesamt 600 Milliarden Euro erforderlich.

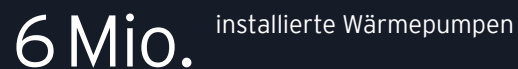
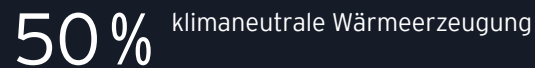
Um die Fortschritte zu messen und sichtbar zu machen, haben der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und EY gemeinsam einen Fortschrittsmonitor entwickelt.

ABBILDUNG 1

Klimaschutzziele für Deutschland



KOHLEAUSSTIEG (idealerweise)



Im zweiten Kapitel dieses Fortschrittsmonitors erfolgt eine Top-down-Bewertung zum Stand der Energiewende aus energie- und volkswirtschaftlicher Sicht.

In den nachfolgenden Kapiteln wird der Stand der Energiewende beim Ausbau **Erneuerbarer Energien** (Kapitel 3), **klimaneutraler Gase** (Kapitel 4), der **Energie-netze** (Kapitel 5), von **Wärme** (Kapitel 6) sowie die **Verkehrswende** (Kapitel 7) dargestellt.

Er betrachtet für jedes dieser Themenfelder isoliert den Status quo. Den Erreichungsgrad stellt er anhand von Kennzahlen dar, projiziert ihn in die Zukunft und bewertet ihn. Auf der Basis des jeweiligen Status werden die Rahmenbedingungen beleuchtet, die Deutschland den anvisierten Zielen näher bringen.

Hauptquellen für den Fortschrittsmonitor bilden Daten des BDEW, von Behörden und wissenschaftlichen Publikationen.

Der Fortschrittsmonitor wird jährlich aktualisiert und nimmt immer dann neue Kennzahlen auf, wenn diese den Blick auf den Fortschritt der Energiewende verändern – oder wenn neue Datenquellen eine differenziertere Erhebung ermöglichen.





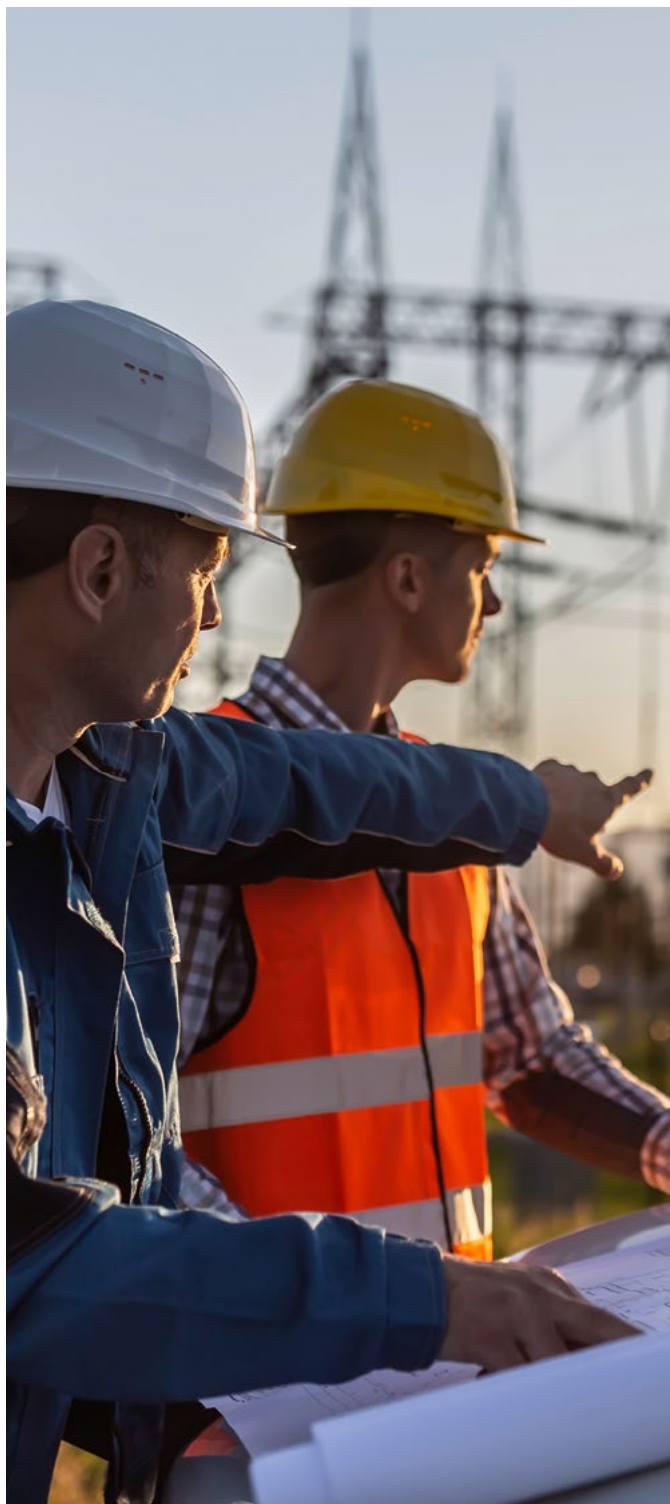
2.

ENERGIE- UND VOLKSWIRT- SCHAFTLICHE BETRACHTUNG

- 11 **2.1** Kennzahlen zum allgemeinen Stand der Energiewende
- 15 **2.2** Rahmenbedingungen und Herausforderungen

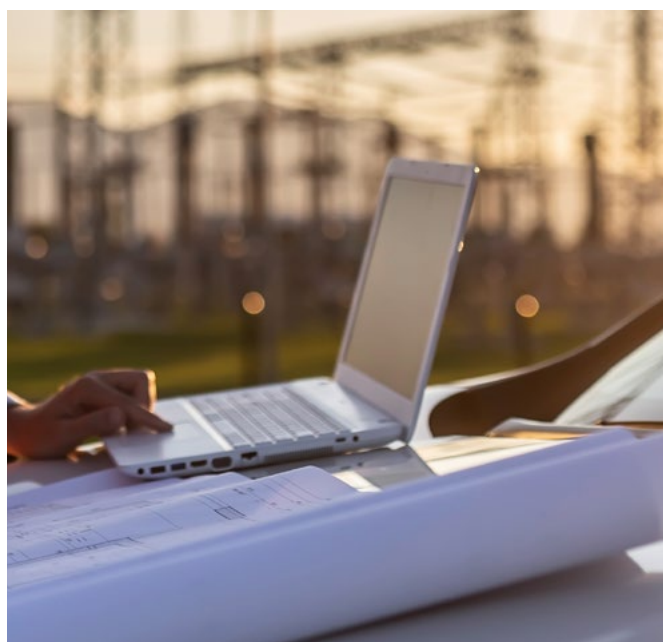


2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung



Im zweiten Kapitel dieses Fortschrittsmonitors erfolgt eine Top-down-Bewertung zum Stand der Energiewende aus energie- und volkswirtschaftlicher Sicht. Basis hierfür sind die aktuellen Entwicklungen bei Treibhausgasemissionen und dem Ausbau Erneuerbarer Energien als zentrale energiewirtschaftliche Kennzahlen. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive wird die Bruttowertschöpfung betrachtet, die durch Investitionen, die mit der Energiewende verbunden sind, ausgelöst wird. Dargestellt werden jeweils die aus den aktuellen Zielsetzungen der Bundesregierung abgeleiteten Zielmarken¹ und der im jeweiligen Jahr tatsächlich erreichte Ist-Zustand.

Dabei werden kritische Rahmenbedingungen betrachtet, die zur Erreichung der Ziele erforderlich sind. Der Fokus liegt hierbei auf der Verfügbarkeit von Fachkräften und kritischen Rohstoffen. Abschließend wird die bisherige Entwicklung der Strom- und Gaspreise in Deutschland vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit skizziert.



¹ Die Zielmarken werden abgeleitet aus dem Klimaschutzgesetz (KSG einschließlich Novelle im August 2021), dem Koalitionsvertrag sowie der Eröffnungsbilanz Klimaschutz und dem Osterpaket des des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.

2.1

Kennzahlen zum allgemeinen Stand der Energiewende

// 2.1.1

Treibhausgasemissionen: Nach dem Rückgang in der Pandemie nehmen die Treibhausgasemissionen wieder zu, die Ziele sind gefährdet

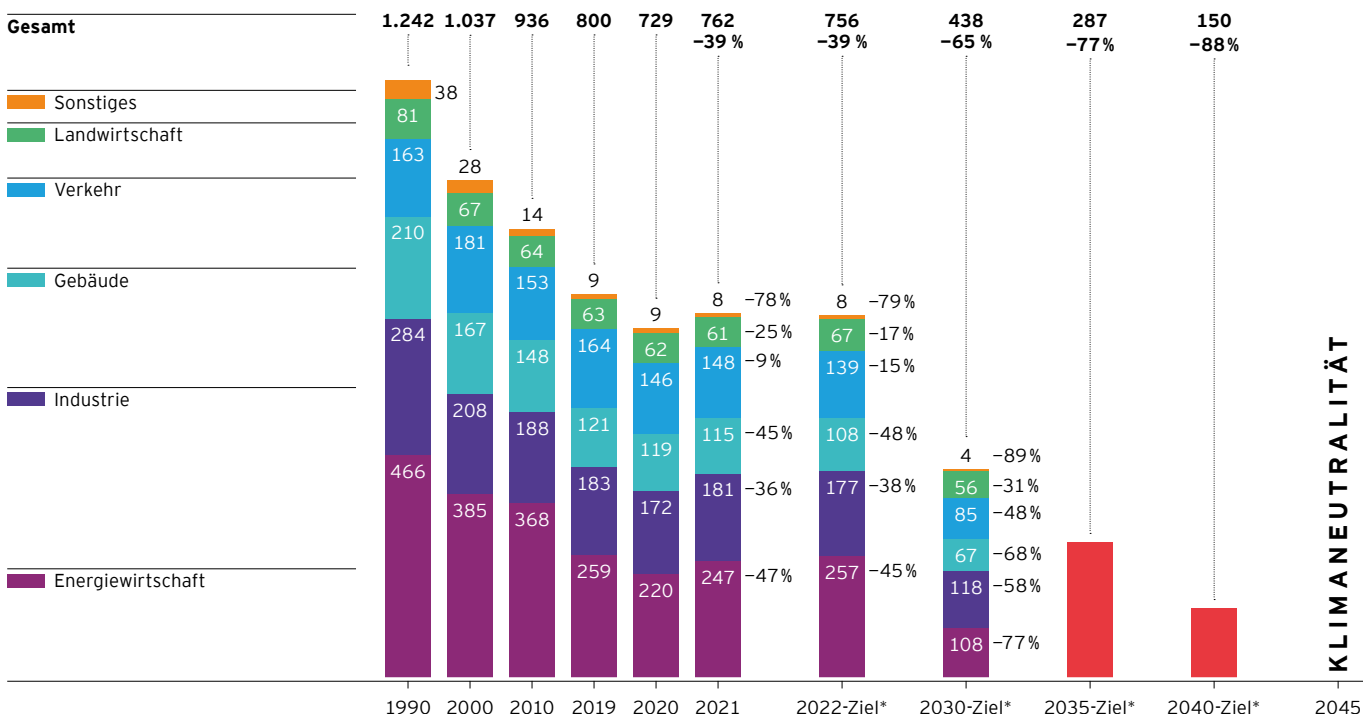
Das Klimaschutzgesetz (KSG) setzt das Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2030 auf 438 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente zu senken. Im Jahr 2020 wurden 729 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente ausgestoßen. Um ausgehend von diesem Niveau die genannte Zielmarke bis 2030 zu erreichen, müssten die Emissionen Jahr für Jahr

um durchschnittlich 5,0 Prozent sinken. Das entspricht einer Verdoppelung des zwischen den Jahren 2010 und 2020 erzielten Rückgangs.² Tatsächlich sind die Emissionen im Jahr 2021 aufgrund der Sondersituation der Corona-Pandemie aber um 4,5 Prozent angestiegen. Für 2022 wird mit konstant hohen Emissionen gerechnet.³ Ursache hierfür ist der Krieg in der Ukraine und die dadurch ausgelöste Energiekrise in Europa, in deren Folge Erdgas als Brennstoff durch Kohle und Öl ersetzt wurde. Im Ergebnis wird damit auch das im Klimaschutzgesetz für 2022 angestrebte Ziel verfehlt.

ABBILDUNG 2

Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren gemäß Klimaschutzgesetz (KSG)

Entwicklung in Mio. t CO₂ eq. und Minderung gegenüber 1990 in Prozent; ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



* Gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz 2021

Quelle: BDEW und Umweltbundesamt

2 In diesem Zeitraum sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland um durchschnittlich 2,5 Prozent je Jahr gesunken. Die Angaben hierzu in diesem Abschnitt basieren auf Daten des Umweltbundesamts (vgl. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#nationale-und-europaische-klimaziele>).

3 Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

// 2.1.2

Erneuerbare Energien: In allen Sektoren liegt der Ausbaustatus deutlich hinter den Zielen

Die Anteile Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bzw. am Endenergieverbrauch für Wärme und Verkehr sind seit dem Jahr 2000 beständig gestiegen.⁴ Von 2020 auf 2021 ging der jeweilige Anteil bei Stromerzeugung und Mobilität allerdings trotz fortgesetztem Zubau von Erneuerbaren zurück. Ursache hierfür waren die ungünstige Witterung im Jahr 2021 für die Stromerzeugung und Anpassungen in der Regulierung zu Biokraftstoffen bei der Mobilität. Zumindest im Bereich der Stromerzeugung zeigen erste Zahlen für das Jahr 2022 aber wieder kräftige Zuwächse auf.

Seit 2002 am stärksten gestiegen ist der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch. Nach dem bisherigen Höchststand von 45,3 Prozent in 2020 ist er 2021 witterungsbedingt auf 41 Prozent gesunken. In 2022 ist

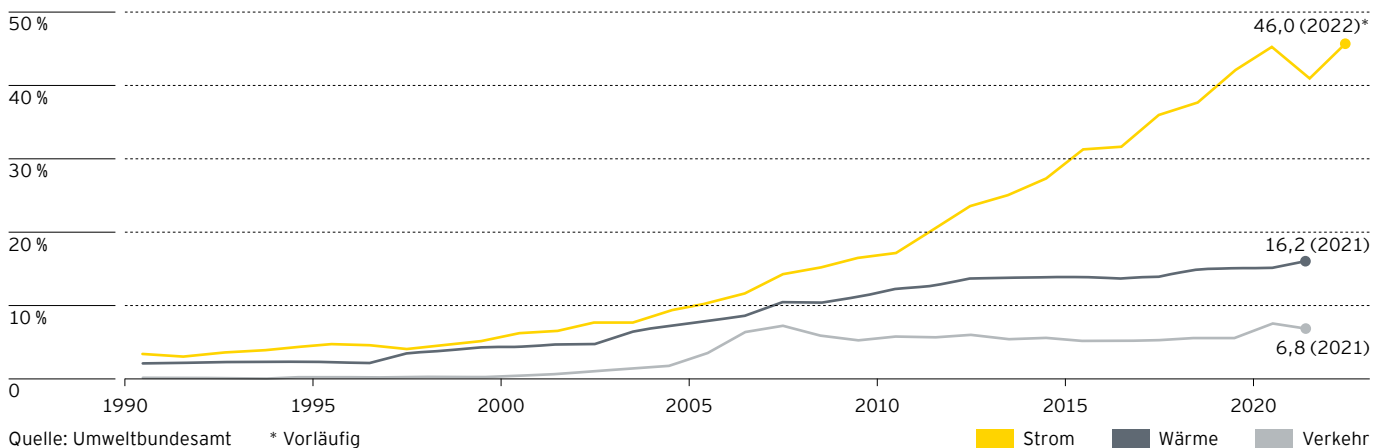
der Anteil aber wieder gestiegen und hat mit 46 Prozent einen neuen Höchststand erreicht.⁵ Knapp die Hälfte der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgte aus Windenergie, gefolgt von Biomasse und Photovoltaik (jeweils ein Fünftel) und Wasserkraft.

Im Bereich Wärme liegt der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bei lediglich 16 Prozent, überwiegend durch biogene Festbrennstoffe.

Erneuerbare Energien im Verkehr sind überwiegend Biokraftstoffe. Deutliche Zuwächse des Anteils am Endenergieverbrauch wurden vor allem in den Jahren 2006 und 2007 durch regulatorische Vorgaben zur Mindestverwendung von Biokraftstoffen realisiert. Derzeit beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch knapp 7 Prozent. Der Rückgang dieses Anteils im Vergleich zu 2020 resultiert aus einer Anpassung der gesetzlichen Treibhausgas-Minderungsquote für Biokraftstoffe.⁶

ABBILDUNG 3

Entwicklung der Anteile Erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr



4 Umweltbundesamt (2022): Erneuerbare Energien in Zahlen

5 Vgl. Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

6 Seit 2015 sind Unternehmen, die Kraftstoff verkaufen, im Rahmen der Treibhausgas-Minderungsquote verpflichtet, die Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe um einen vorgegebenen Prozentsatz zu reduzieren. Dies kann unter anderem durch Nutzung von Erneuerbare-Energie-Erzeugnissen erfolgen. Nach einer Erhöhung der Quote im Jahr 2020 kam es zunächst zu einem deutlich höheren Absatz von Biokraftstoffen. Dieser Effekt konnte zum Teil auch auf das Folgejahr angerechnet werden. In der Folge war der Anteil Erneuerbarer Energien im Verkehr 2021 leicht rückläufig.

// 2.1.3

Investitionen: Potenziale für zusätzliche Wertschöpfung bleiben ungenutzt

Um die von der Bundesregierung für 2030 gesteckten Ziele zu erreichen, sind umfangreiche Investitionen erforderlich. Die erforderlichen Ausgaben werden auf insgesamt 602 Milliarden Euro geschätzt.⁷ Mit 498 Milliarden Euro entfällt der Großteil dieser Investitionen auf

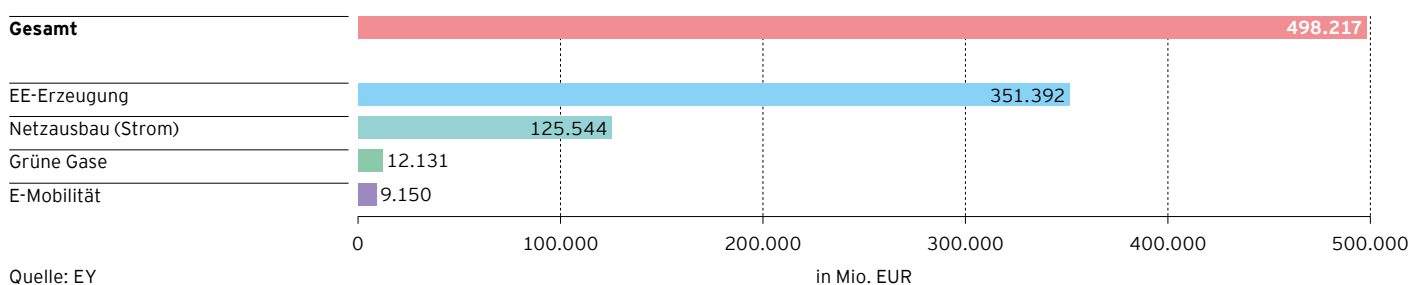
- ▶ **Erneuerbare Energien-Erzeugung:** PV (Dach und Freifläche), Onshore- und Offshore-Wind und Biomasse (insgesamt 351 Milliarden Euro),
- ▶ **Netzausbau (Strom):** Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und Hochspannung (Zubau und Netzverstärkung), HGÜ-Konverter, Höchstspannungs-Trafos sowie Offshore-Netzanbindung (einschl. Anlagen; insgesamt 126 Milliarden Euro),
- ▶ **klimaneutrale Gase:** Elektrolyseure und Biogasanlagen (insgesamt 12 Milliarden Euro) und
- ▶ **E-Mobilität:** öffentliche Ladeinfrastruktur (Normal- und Schnelllader; insgesamt 9 Milliarden Euro).

Die verbleibenden 104 Milliarden Euro entfallen auf Investitionen in Wärmeversorgung, Verteilnetze, Großbatteriespeicher, Gaskraftwerke (einschließlich Kraftwärme-Kopplung (KWK), Hybrid-Kraftwerken und H₂-Peaker), Gas-Rohrleitungen und Biogasanlagen. Die Effekte dieser Investitionen konnten in der weiteren Berechnung in diesem Abschnitt aber nicht berücksichtigt werden.

Die aufgeführten Investitionen verteilen sich bis 2030 auf jährliche Ausgaben zwischen 54 und 57 Milliarden Euro. Dabei würden diese Ausgaben in jedem Jahr bei Anlagenbauern wie auch bei den Herstellern von Investitionsgütern wie etwa Windturbinen, Solarpanels, Netzkomponenten (beispielsweise HGÜ-Konverter und Höchstspannungs-Trafos) oder Prozessanlagen für Elektrolyse direkt für Wertschöpfung sorgen. Weitere Wertschöpfung würde darüber hinaus indirekt bei den Herstellern der notwendigen Komponenten wie beispielsweise Getriebe für Windräder oder Steuergeräte, Leistungselektronik und Sensoren für Elektrolyseur-Stacks angestoßen werden. Die so angestoßene direkte und indirekte Wertschöpfung wird in Teilen in der deutschen Volkswirtschaft, in Teilen im Ausland realisiert. Für Deutschland wird das Potenzial der auf diese Weise durch Investitionen – ohne Berücksichtigung der Effekte aus dem Betrieb – insgesamt ausgelösten Wertschöpfung auf durchschnittlich 32,7 Milliarden Euro pro Jahr

ABBILDUNG 4

Investitionsvolumen 2022-2030



⁷ Die Schätzung basiert auf eigenen Berechnungen auf der Basis von Daten des BDEW und der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung.

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

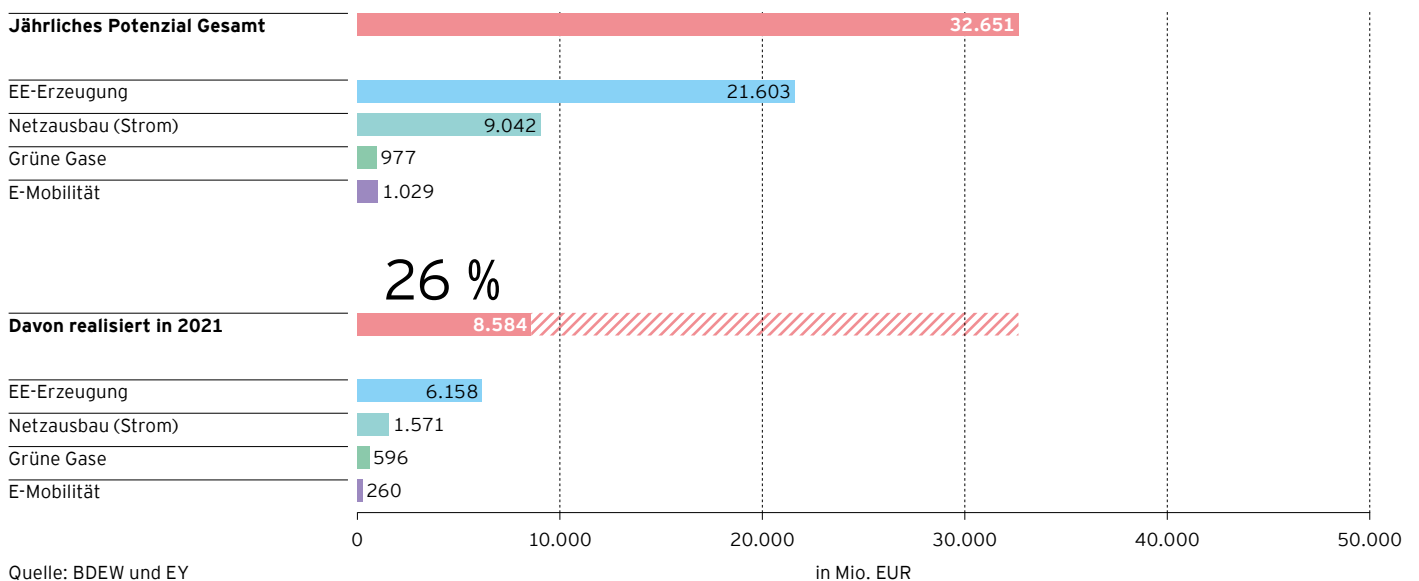
geschätzt.⁸ Das entspräche 1 Prozent der gesamten Bruttowertschöpfung (BWS) in Deutschland⁹ bzw. dem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in den zurückliegenden zehn Jahren.

Die Höhe der im Jahr 2021 tatsächlich realisierten Investitionen kann auf der Basis der in diesem Fortschrittsmonitor vorgestellten KPIs (Key Performance Indicators – Schlüsselkennzahlen) abgeschätzt werden. In den betrachteten Bereichen blieben die Investitionen 2021 deutlich hinter den erforderlichen Ausgaben zurück. Im Ergebnis konnten daher durch die auf dieser Basis geschätzten tatsächlichen Investitionen im Jahr 2021 auch nur 8,6 Milliarden Euro an Wertschöpfung realisiert werden. Das entspricht nur etwas mehr als einem Viertel (26 Prozent) des beschriebenen Potenzials von 32,7 Milliarden Euro.



ABBILDUNG 5

Jährliche Wertschöpfungseffekte der Investitionen



⁸ BDEW (2020): Quelle der Methodik – Fakten und Argumente. Konjunkturimpulse der Energiewirtschaft

⁹ Die BWS 2021 betrug 3.258,6 Mrd. Euro; vgl. Destatis: „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsproduktberechnung, Vierteljahresergebnisse“, 2. Vierteljahr 2022.

2.2 Rahmenbedingungen und Herausforderungen

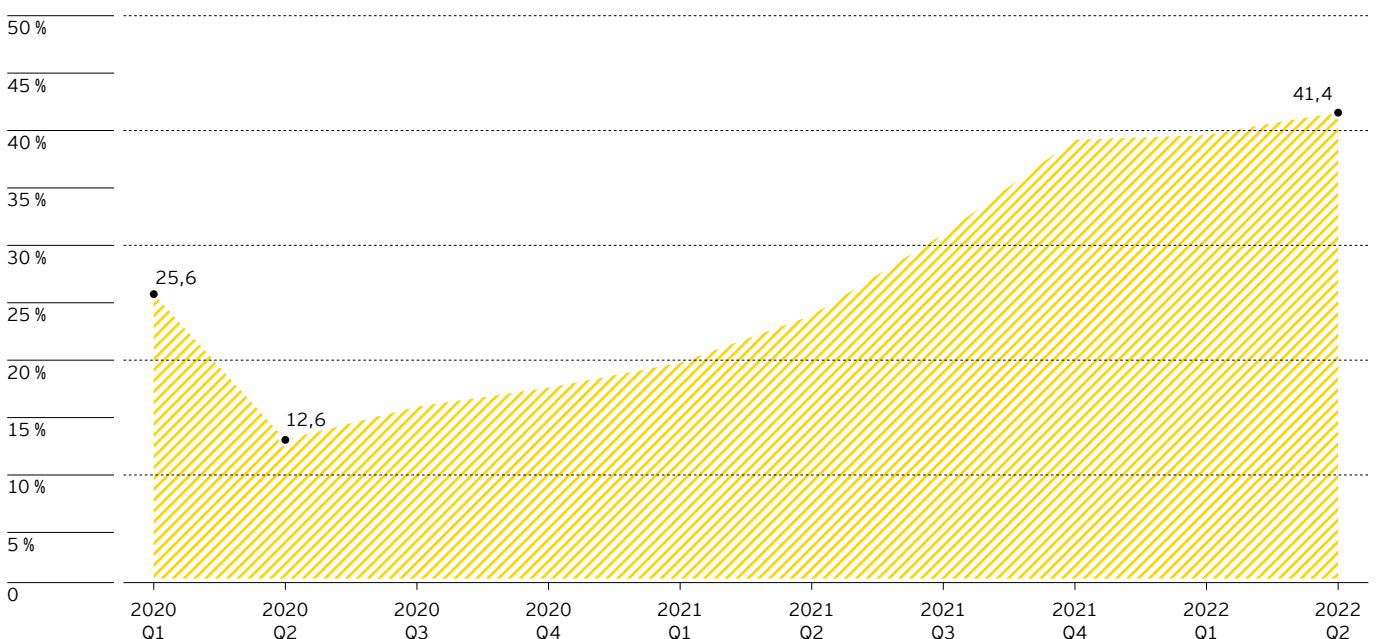
Ursachen und limitierende Faktoren für den nur langsamen Fortschritt der Energiewende sind vielfältig. Während der Anstieg der Treibhausgasemissionen ab 2020 vor allem auf externe Ereignisse, insbesondere auf die Pandemie und den Krieg in der Ukraine zurückgeführt werden kann, sind der langsame Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der geringe Umfang der bis 2021 tatsächlich realisierten Investitionen auf andere Ursachen zurückzuführen. Neben spezifischen Herausforderungen in den einzelnen Bereichen der Energiewende gibt es auch übergreifende und alle Bereiche gleichermaßen betreffende Ursachen und Herausforderungen. Als solche werden in diesem Abschnitt Fachkräftemangel und Zugriff auf kritische Rohstoffe erläutert.¹⁰

// 2.2.1 Fachkräfte: Alarmierender Mangel in allen relevanten Sektoren

Fachkräfte sind für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung, beispielsweise Monteure und Meister der Anlagentechnik, des Rohrleitungs- und Anlagenbaus, Spezialisten für Wasser- und Rohrnetze, Versorgungstechnik oder Elektronik, Elektrotechnik, Sanitär und Heizung. Deren Fähigkeiten und Know-how sind unverzichtbar für den Bau energieeffizienter Häuser wie auch für die Montage und Installation von Ladepunkten (Ladesäulen), Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Speichern und Wärmepumpen.

ABBILDUNG 6

Anteil der mit der Energiewende befassten Unternehmen, deren Geschäftstätigkeit durch Fachkräftemangel behindert wird



Quelle: EY

¹⁰ Ein weiterer, grundsätzlich limitierender Faktor sind die aufwändigen und angrifstigen Genehmigungsverfahren. Deren Rolle wird in den nachfolgenden Kapiteln separat betrachtet.

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

Das KfW-ifo-Fachkräftebarometer gibt an, wie hoch in den unterschiedlichen Wirtschaftsbereichen der Anteil jener Unternehmen ist, deren Geschäftstätigkeit durch den Fachkräftemangel behindert wird.

Der Mangel ist im Dienstleistungssektor am größten. Und er wächst schnell: Zwischen dem ersten Quartal 2021 und dem zweiten Quartal 2022 hat sich der Anteil der hier betroffenen Unternehmen von 25 auf knapp 50 Prozent fast verdoppelt.

In der Industrie ist das Problem etwas weniger spürbar, nimmt aber auch rasch zu. Während im ersten Quartal 2021 hier 15 Prozent der Unternehmen unter Fachkräftemangel litten, waren es im zweiten Quartal 2022 bereits 40 Prozent.

Der für diese Studie entwickelte Index des Fachkräftemangels im Zusammenhang mit der Energiewende misst dessen Ausmaß in insgesamt 16 Wirtschaftsbereichen, deren Produkte oder Dienstleistungen entweder direkt als Investitionsgüter für den Umstieg auf Erneuerbare Energien benötigt werden oder Vorleistungen hierfür liefern.¹¹

Das Ergebnis ist eindeutig und alarmierend: Im ersten Quartal 2020 litt bereits jedes vierte der mit der Energiewende beschäftigten Unternehmen (25,6 Prozent) am Fachkräftemangel. Nach einem pandemiebedingten Sondereffekt ist dieser Anteil bis zum vierten Quartal 2021 auf 41,4 Prozent angestiegen.

// 2.2.2

Rohstoffe: Hohe Abhängigkeiten bei den mineralischen Rohstoffen und unsichere Versorgung haben negativen Einfluss auf die Geschwindigkeit der Energiewende

Im Zuge der Energiewende, des Ausbaus neuer Mobilitätskonzepte und des Vorantreibens klimaneutraler Produktionsprozesse über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg stehen verschiedene mineralische Rohstoffe im Fokus. Relevante Beispiele sind die folgenden:

Lithium und Kobalt für Lithium-Ionen-Hochleistungs-Elektrizitätsspeicher für Pkw

- ▶ Seltene Erden für Neodym-Eisen-Bor-Permanent-Magnete für Elektromotoren und Turbinen von Windkraftanlagen
- ▶ Kupfer und Silizium für Informations-, Sicherheits- und Kommunikationstechnik
- ▶ Germanium für reine Germanium-Wafer als Substrat für Solarzellen
- ▶ Platin für Autoabgaskatalysatoren und Brennstoffzellen für Elektrofahrzeuge

Im Rahmen der Critical Raw Materials Initiative¹² hat die EU-Kommission 24 mineralische Rohstoffe und acht Technologien definiert, die für die Produktion Erneuerbarer Energien und für den Ausbau der E-Mobilität von wesentlicher Bedeutung sind.

Die Versorgung mit diesen Mineralien hängt stark von Importen ab, vor allem aus China und Afrika. Lediglich 1 Prozent der Rohstoffe für Windkraftanlagen, Batterien und Antriebsmotoren stammt aus der EU, bei Robotik sind es 2 Prozent, bei Brennstoffzellen 5 Prozent und bei Photovoltaiksystemen 6 Prozent.

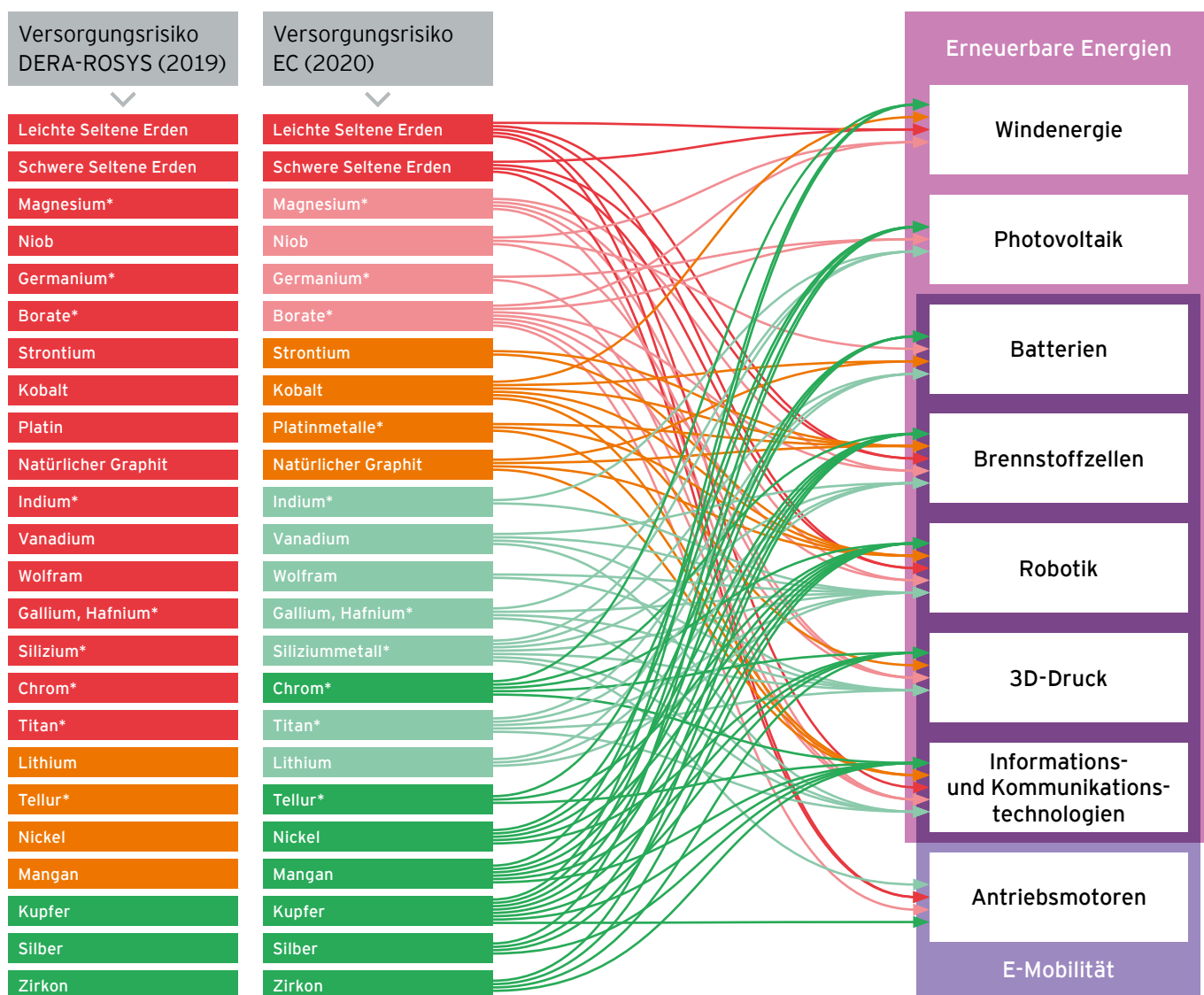
Für Deutschland bewertet die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) das Versorgungsrisiko für 17 dieser 24 Rohstoffe als hoch – in der linken Säule der Grafik rot dargestellt –

11 KfW-ifo (2022): Fachkräftebarometer

12 Die EU-Kommission hat hier Rohstoffe definiert, die für die europäische Wirtschaft wichtig und zugleich knapp sind bzw. deren Beschaffung mit Risiken verbunden ist.

ABBILDUNG 7

Versorgungsrisiko der Rohstoffe in den Sektoren Erneuerbare Energien und E-Mobilität und deren Technologien



Versorgungsrisiko: ■ Sehr hoch ■ Hoch ■ Mittel ■ Niedrig ■ Sehr niedrig

Mit * sind diejenigen Rohstoffe markiert, bei denen die Abschätzung hinsichtlich eines Versorgungsrisikos auf Grundlage der globalen Raffinerieproduktion im Gegensatz zur Bergwerksförderung basiert.

Quelle: EY

und nur für drei als gering (grün). Gründe für diese Einschätzung sind die Verteilung der Mineralien auf wenige Abbauländer sowie spezifische Risiken in diesen Ländern.

Aus der Perspektive aller EU-Mitgliedsstaaten kommt die EU-Kommission zu einer anderen Bewertung. Aber auch aus dieser Sicht besteht für sechs der 24 Rohstoffe ein sehr hohes oder hohes Risiko – in der mittleren Säule der Grafik rot oder hellrot dargestellt. Bei 14 Rohstoffen hält die Kommission das Versorgungsrisiko dagegen für sehr niedrig bis niedrig (grün, hellgrün).

Diese Bewertung weicht deshalb von der oben genannten ab, weil die EU-Kommission die Möglichkeit der Substitution bestimmter Mineralien durch alternative Rohstoffe und die des Recyclings mit einbezieht.¹³

Tatsächlich lässt sich ein Teil auch solcher Rohstoffe ersetzen, die in Afrika oder China mithilfe massiv umweltbelastender Raffinerieprozesse gewonnen werden – allerdings nicht zu denselben Gesteungskosten und nicht mit derselben Verfügbarkeit.

13 Siehe dazu auch: Rohstoffinformationssystem ROSYS für die Einschätzung des deutschen Versorgungsrisikos der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) und European Commission (EC 2020), „Critical Raw Materials in Technologies and Sectors in the EU – A Foresight Study“ für die Einschätzung des Versorgungsrisikos auf europäischer Ebene.

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

// 2.2.3

Strom- und Gaspreise als zentrale Herausforderung

Zentrale wirtschafts- und verteilungspolitische Herausforderung für die Ausgestaltung der Energiewende ist die Entwicklung der Strom- und Gaspreise. Die zur Finanzierung der Energiewende in Deutschland erhobenen Abgaben und Umlagen haben dabei das Strompreis-



niveau für Haushalts- und Industriekunden maßgeblich bestimmt. Um die Stromkosten privater Haushalte zu begrenzen, sollte die EEG-Umlage zum 1. Januar 2023 gestrichen werden. Infolge des Kriegs in der Ukraine und der dadurch ausgelösten Energiekrise in Europa wurde diese Maßnahme auf Juli 2022 vorgezogen. Im weiteren Verlauf des Jahres wurde der Wegfall der EEG-Umlage aber von steigenden Kosten für die Energiebeschaffung klar überlagert.

Die nachfolgenden Darstellungen sollen hierzu Einblicke ermöglichen. Allerdings liegen zum aktuellen Zeitpunkt noch keine konsolidierten Daten zur Entwicklung der Endkundenpreise im Jahr 2022 und insbesondere in der zweiten Jahreshälfte, in der die Großhandelspreise für Strom und Gas in Europa besonders extrem angestiegen sind, vor. Eine umfassende Bewertung zu den verschiedenen Treibern der aktuellen Preisentwicklungen mit besonderer Berücksichtigung der Energiewende ist daher zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich. Um dennoch erste Einschätzungen zu ermöglichen, werden nachfolgend die Haushalts- und Industriepreise für Strom und Gas im Jahr 2021 im europäischen Vergleich und aktuelle Entwicklungen aufgezeigt.

Deutschlands Haushalte hatten im Jahr 2021 infolge von Umlagen und Steuern die höchsten Strompreise im europäischen Vergleich

Die nachfolgende Abbildung zeigt Strompreise für Haushalte in ausgewählten europäischen Staaten für das Jahr 2021. Im europäischen Vergleich zahlten Deutschlands Haushalte die höchsten Strompreise. Ursache dafür waren vor allem Steuern, Abgaben und Umlagen. Mit der EEG-Umlage, die bis Juli 2022 erhoben wurde, floss ein großer Teil in die Finanzierung der Energiewende.

Auch die Netzentgelte waren in Deutschland relativ hoch. Übertroffen wurden sie nur von denen in Schweden, Belgien und Luxemburg.

Die Kosten für Beschaffung und Vertrieb in Deutschland lagen dagegen nur im oberen Mittelfeld des europäischen Vergleichs. Deutlich höher waren sie vor allem in Spanien, Italien und Griechenland.

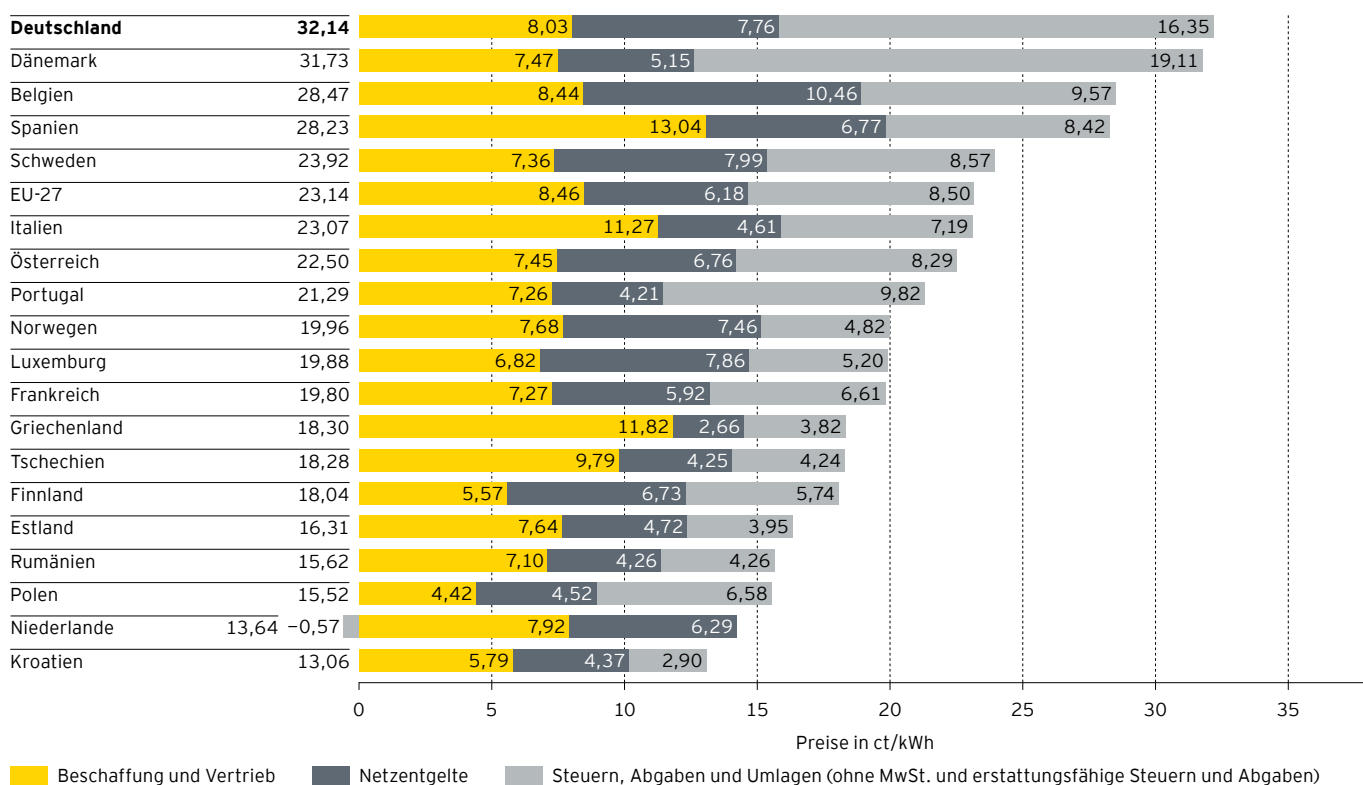
Mit Wegfall der EEG-Umlage ab Juli 2022 sollten die Strompreise für Privathaushalte deutlich sinken. Doch dieser Effekt konnte den Preis nicht nachhaltig drücken. Vielmehr sind die Strompreise im Jahr 2022 deutlich angestiegen, insbesondere in der zweiten Jahreshälfte. Grund dafür sind drastisch gestiegene Beschaffungskosten infolge des Kriegs in der Ukraine. Auch für 2023 muss mit einem Anstieg der Endverbraucherpreise für Strom gerechnet werden, da die drastisch gestiegenen Kosten der Beschaffung im Großhandel die Verbraucher erst mit einem zeitlichen Verzug erreichen. Damit ist nicht mehr die Energiewende, sondern die geopolitische Situation momentan Haupttreiber der Strompreise in Deutschland. Um die daraus resultierenden Belastungen für Bürger und Unternehmen zu begrenzen, führt die Bundes-

regierung Preisbremsen für Strom und Gas ein. Diese sind jeweils so konzipiert, dass sie die Kosten für einen jeweils vorgegebenen Basisverbrauch reduzieren, ohne dabei das aktuelle Marktpreisniveau direkt zu begrenzen.¹⁴

14 Bundesregierung (2023): Strompreisbremse

ABBILDUNG 8

Zusammensetzung des Strompreises im europäischen Vergleich – Privathaushalte 2021



Quelle: Eurostat

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

Auch der Industriestandort Deutschland leidet unter hohen Stromkosten

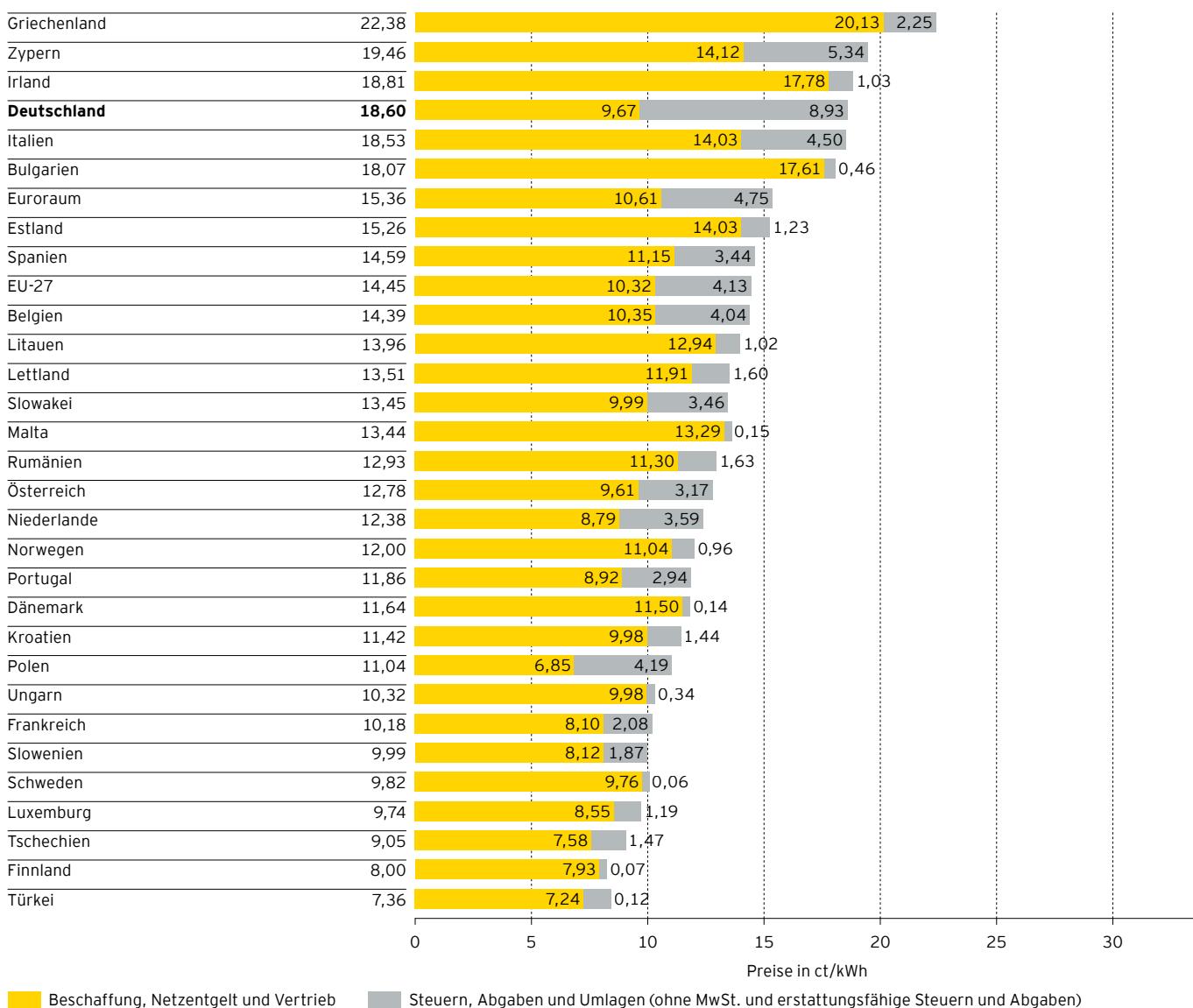
Auch Industriekunden in Deutschland haben im Jahr 2021 vergleichsweise viel für ihren Strom bezahlt. Teurer war er nur für Unternehmen in Griechenland, auf Zypern und in Irland.

Bis zum Jahr 2021 waren es vor allem Steuern, Abgaben und Umlagen¹⁵, die Deutschland zu einem Hochkostensland für gewerbliche Stromkunden gemacht haben. Die Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelte lagen dagegen nur im Mittelfeld des europäischen Vergleichs. Im Jahr 2022 hat sich dies insofern geändert, als die Beschaffungskosten sehr stark gestiegen sind.

15 Dazu gehören die Konzessionsabgabe, die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage, die „§ 19 StromNEV“-Umlage, die Offshore-Netzzulage und die Umlage für abschaltbare Lasten, nicht jedoch erstattungsfähige Steuern und Abgaben wie die Mehrwertsteuer.

ABBILDUNG 9

Zusammensetzung des Strompreises im europäischen Vergleich – Industriekunden 2021



Quelle: Eurostat

Gaspreise für Haushaltskunden im europaweiten Vergleich im Mittelfeld

Bei den Gaspreisen für Haushalte lag Deutschland im Jahr 2021 europaweit im Mittelfeld. Das gilt sowohl für den Gesamtpreis als auch für die drei Komponenten Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen.

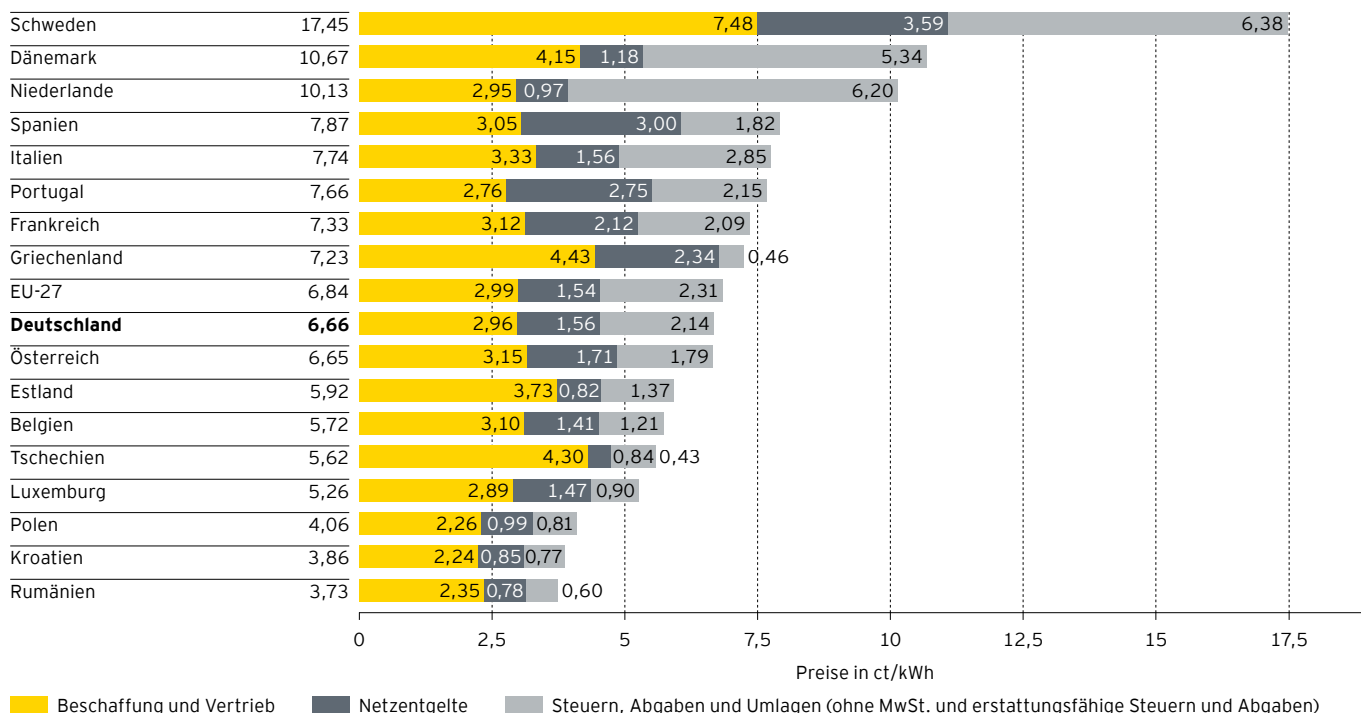
Im Zuge der aktuellen Energiekrise haben sich besonders die Gaspreise in Europa stark verändert. Insbesondere die Kosten für Beschaffung und Vertrieb sind stark gestiegen. Im vierten Quartal haben sie sich gegenüber dem Vorjahr in etwa verfünffacht. Entsprechend sind auch die Gaspreise für Haushaltskunden insgesamt stark angestiegen. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2022 lagen die durchschnittlichen Preise mehr als doppelt so hoch wie 2021. Im vierten Quartal sind die Preise dann noch einmal um mehr als 30 Prozent gegenüber dem Durchschnitt der ersten drei Quartale gestiegen, ungeachtet der ab Oktober geltenden Absenkung der Mehrwertsteuer von 19 auf 7 Prozent.¹⁶



16 BDEW (2022): Gaspreisanalyse

ABBILDUNG 10

Zusammensetzung des Gaspreises im europäischen Vergleich – Privathaushalte 2021



Quelle: Eurostat

2. Energie- und volkswirtschaftliche Betrachtung

Gaspreise für die Industrie im europäischen Vergleich (noch) im unteren Drittel

Für Industriekunden lagen Deutschlands Gaspreise im Jahr 2021 bei durchschnittlich 3,79 ct/kWh und damit im unteren Drittel des Vergleichs, weil die Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelte in diesem Jahr noch relativ niedrig waren. Auffällig hoch dagegen war der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen. Lediglich in Schweden, Dänemark und den Niederlanden wurden höhere Abgaben verlangt.

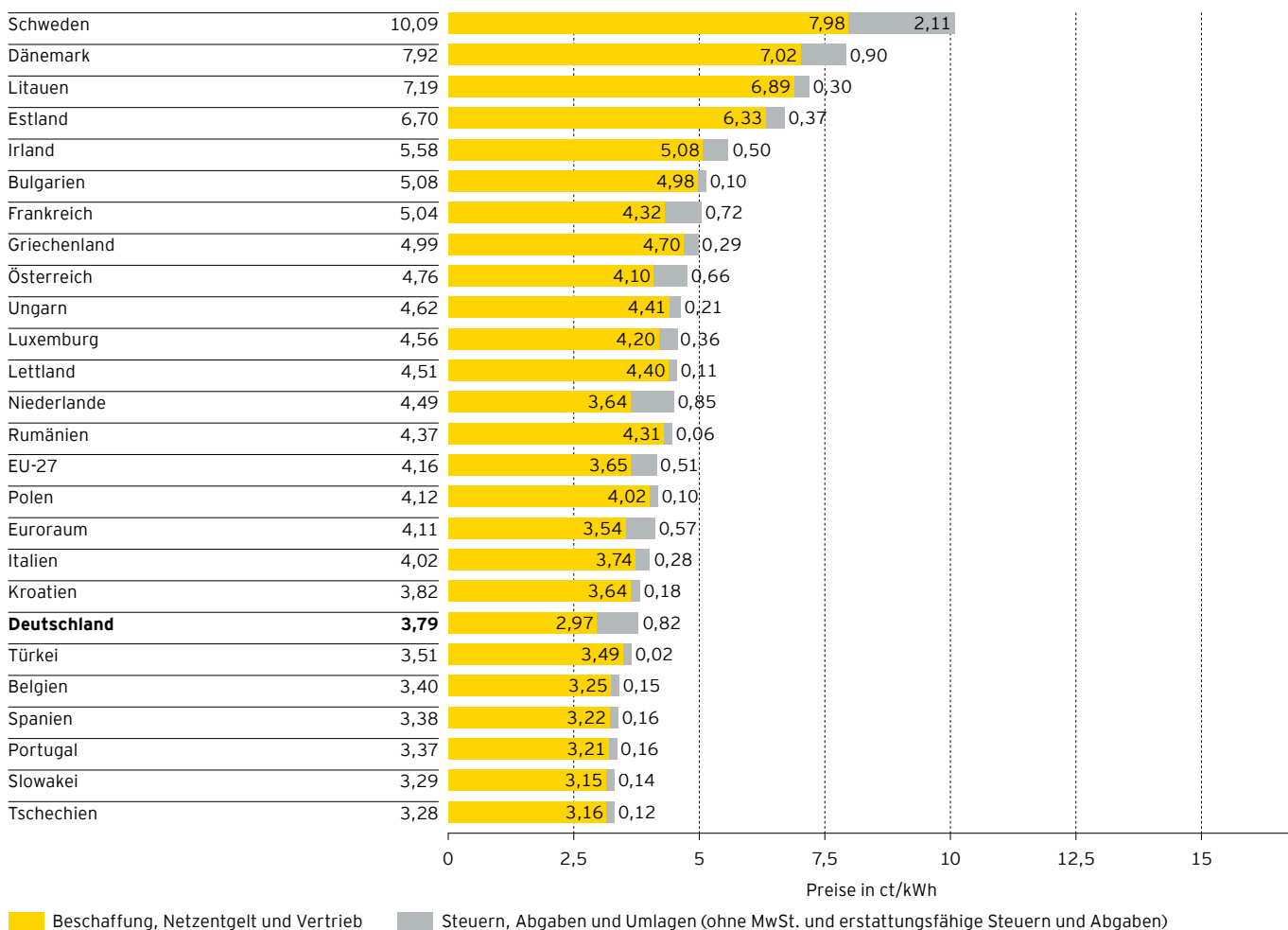
Dieses Bild hat sich mit dem Jahr 2022 deutlich verändert. Insbesondere die Beschaffungskosten sind deutlich angestiegen. Anhaltspunkte hierzu liefert etwa die Preisentwicklung an den Energiebörsen. So lag der Preis für Erdgas im „Month ahead“-Handel am nieder-

ländischen Handelspunkt TTF zu Beginn des Jahres 2021 noch bei unter 2 ct/kWh bzw. bei etwa 5 ct/kWh im Jahresdurchschnitt. Im Zuge der aktuellen Energiepreiskrise hat sich dieser Preis im Jahr 2022 vervielfacht und Ende August einen Höchststand von fast 34 ct/kWh erreicht. Ende Oktober 2022 lag er noch bei über 10 ct/kWh, erst zum Jahresende ist er auf etwa 7 ct/kWh abgesunken.



ABBILDUNG 11

Zusammensetzung des Gaspreises im europäischen Vergleich – Industriekunden 2021



Quelle: Eurostat





3.

AUSBAU DER ERNEUERBAREN ERZEUGUNG

Dreh- und Angelpunkt
der Energiewende

<u>28</u>	3.1	Installierte Leistung und Neubau
<u>29</u>	3.2	Windkraft
<u>30</u>	3.3	Ausschreibungen und Zuschläge
<u>31</u>	3.4	Genehmigungsklima
<u>32</u>	3.5	Lebensdauer und Ersatzbedarf
<u>33</u>	3.6	Reicht das für die Energiewende?

3. Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung

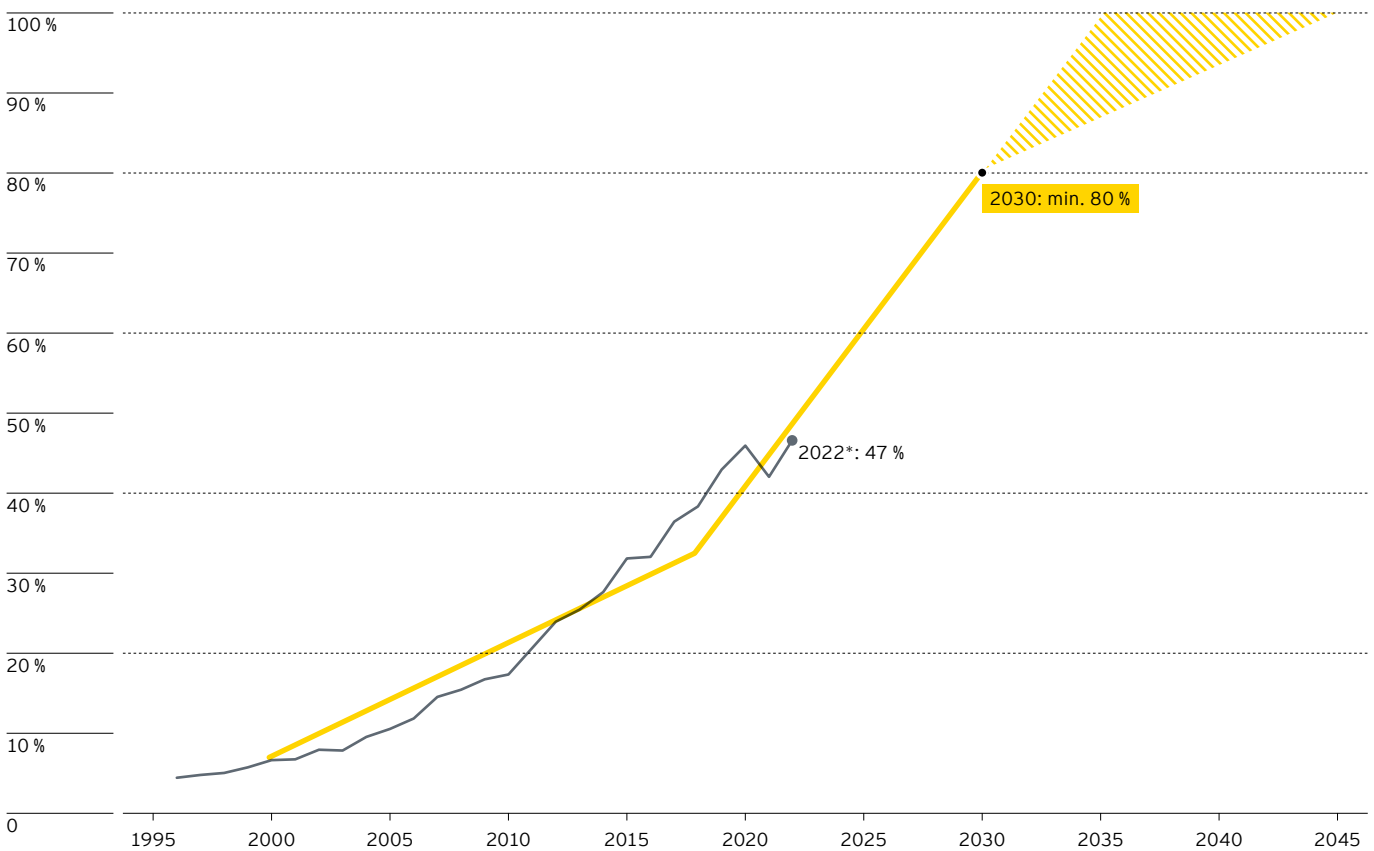
Das vorige Kapitel hat die Zielmarken für 2030 mit den 2021 tatsächlich erzielten volkswirtschaftlichen Wirkungen abgeglichen und jene Strukturen beleuchtet, die die Energiewende begünstigen oder hemmen.

Auf dieser Grundlage geht es im Folgenden darum, welche Potenziale die Erneuerbaren Energien bereithalten, warum es so wichtig ist, sie zu nutzen, und wie weit Deutschland auf diesem Gebiet bisher gekommen ist.

Die aktuelle Bundesregierung hat das Ziel formuliert, den Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) im Strommarkt bis 2030 auf mindestens 80 und bis 2045 auf 99 Prozent zu steigern. Trotz kontinuierlichen Ausbaus schwankt dieser Anteil insbesondere aufgrund von Wittereinflüssen teils erheblich von Jahr zu Jahr. 2020 betrug er 44,2 Prozent, 2021 nur noch 40,6 Prozent.

ABBILDUNG 12

Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Stromverbrauchs



— Zielpfad gemäß EEG 2014/2017/2021/2023 (EEG 2023: nahezu treibhausgasneutrale Stromerzeugung im Jahr 2035)

— EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Quelle: BDEW und ZSW; Stand 12/2022

* Vorläufig; teilweise geschätzt

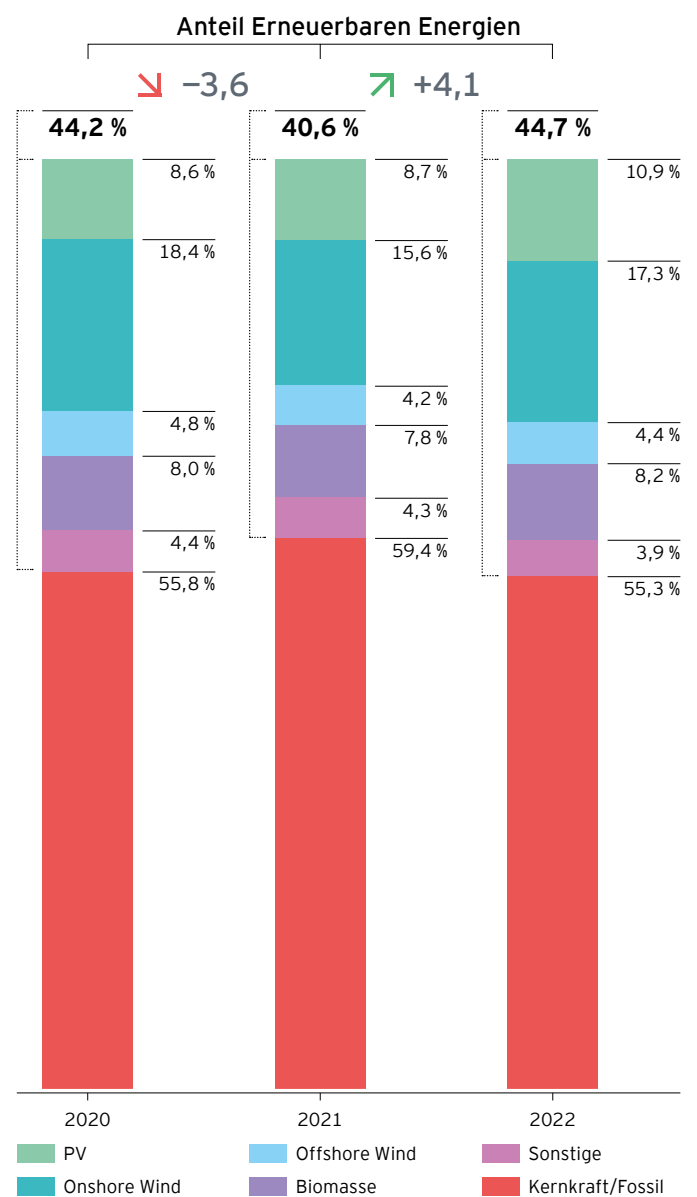
Photovoltaik (PV) und Onshore-Windkraft sind derzeit die größten Erzeuger von erneuerbarem Strom. Allerdings produzieren beide – über das Jahr betrachtet – nur mit einer relativ geringen Anzahl an Volllaststunden – und diese sind für eine kontinuierliche Stromversorgung entscheidend.

Erneuerbare Erzeugungsarten mit mehr Volllaststunden helfen im Sinne der Versorgungssicherheit insbesondere auch Zeiträume mit erhöhtem Strombedarf abzusichern. Hierzu tragen vor allem Biomasse- und Offshore-Windkraft-Anlagen bei, deren Anteil an der Stromerzeugung bisher aber noch gering ist.



ABBILDUNG 13

Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung*



* Die Bundesregierung definiert die politischen Ziele am Bruttostromverbrauch. Eine weitere Kennzahl ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung. Sie umfasst die gesamte in Deutschland erzeugte Strommenge, also auch die exportierten Strommengen.

Quelle: BDEW

3. Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung

3.1 Installierte Leistung und Neubau

Photovoltaik und Onshore-Windkraft bieten unter den Erneuerbaren Energien derzeit die größten installierten Kapazitäten. Ein beschleunigter weiterer Ausbau war 2021 allerdings nur bei der PV erkennbar.

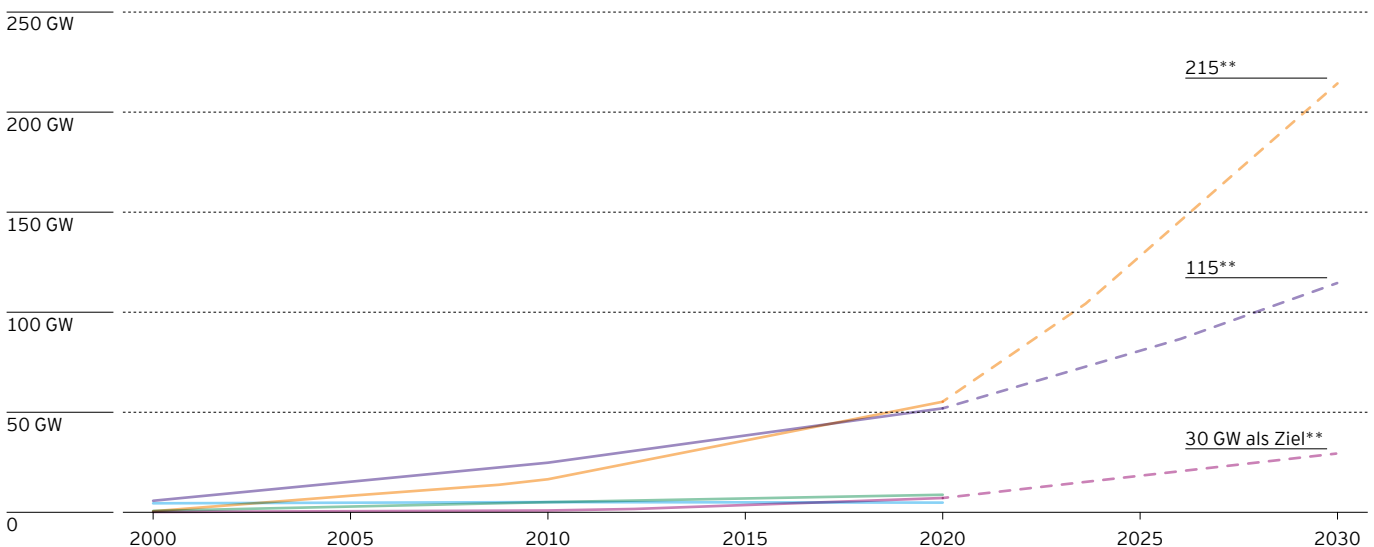
Bei Offshore-Windkraft fand von 2020 auf 2021 kein Zubau statt, was den langfristigen Planungen entspricht. Hingegen blieben die Zubauraten bei PV und Windenergie onshore bisher deutlich hinter den Vorgaben zurück. Dass Deutschland die gesteckten Ziele bis 2030 erreichen kann, ist nur dann wahrscheinlich, wenn – teilweise hausgemachte – Hindernisse, insbesondere bei Genehmigungen, zügig ausgeräumt werden.

Eine verstärkte Nutzung von Wasserkraft und Biomasse hat für die Bundesregierung, aber auch für gesellschaftliche Interessenverbände keine Priorität – vor allem, weil die Skalierbarkeit hier deutlich eingeschränkt ist und beispielsweise bei der Biomasse Zielkonflikte zur Nahrungsmittelproduktion bestehen.



ABBILDUNG 14

Installierte Leistung* bei Erneuerbaren Energien (in GW) in der Stromerzeugung



* Ohne biogenen Anteil des Abfalls

** Ziele 2030 gemäß EEG 2023 und WindSeeG

Quelle: AGEE Stat und BDEW; Stand 12/2022

3.2 Windkraft

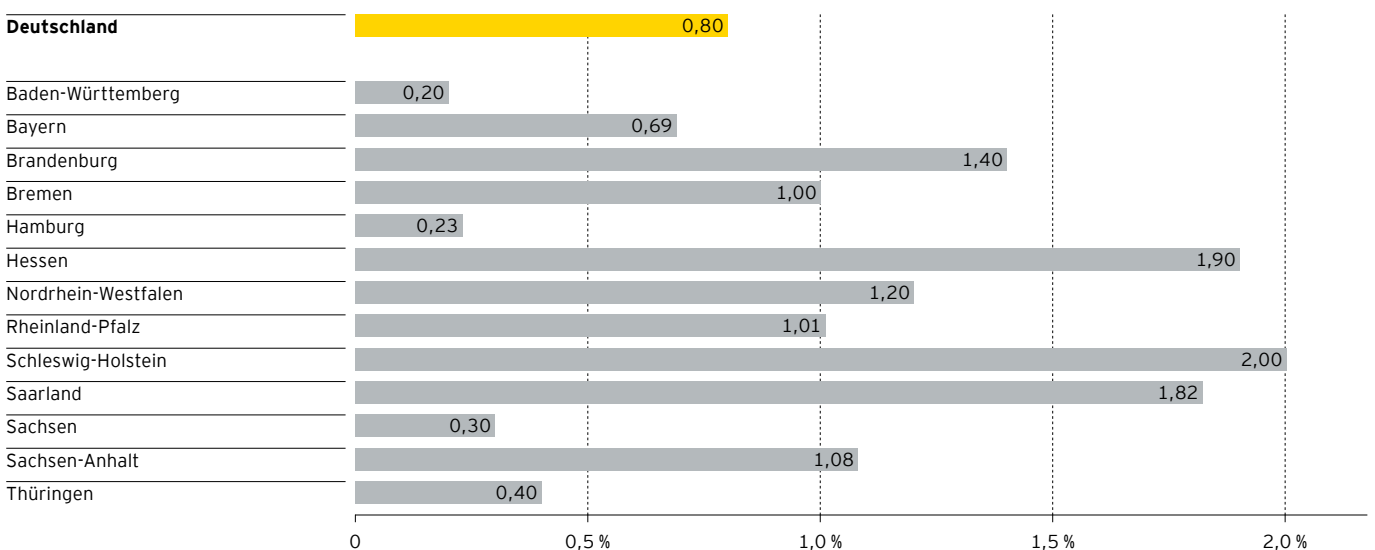
Die Bundesregierung hat mit dem „Wind-an-Land-Gesetz“ das Ziel festgeschrieben, bis Ende 2032 2 Prozent der Landesfläche für die Produktion von Windenergie auszuweisen. Die Erreichung der Ausbauziele ist mit dem Jahr 2032 zu spät gewählt, um zum Gesamtziel zur Energiewende beizutragen. Zudem hinkt die Bundesrepublik der Vorgabe mit 0,8 Prozent tatsächlich für Windenergie ausgewiesener Landesfläche (gemittelt) gegenwärtig deutlich hinterher.

Dabei unterscheiden sich die Anteile deutschlandweit erheblich: Norddeutsche Bundesländer kommen dem definierten Ziel am nächsten, Schleswig-Holstein hat es bereits erreicht. In Bayern, Baden-Württemberg, Sachsen und Thüringen gibt es dagegen noch großen Aufholbedarf.

Probleme sind hier der zum Teil erhebliche politische Widerstand bzw. die zähe Umsetzung auf Landes- und Kommunalebene ebenso wie eine gezielte Verhinderungspolitik spezifischer Interessengruppen wie Naturschutzverbänden und Anwohnern. Regionale Gruppen nutzen dabei z. B. auch Instrumente wie das Verbandsklagerecht, das auch Interessengruppen zusteht, die zum Standort eines Projektes keinen direkten Bezug haben.

ABBILDUNG 15

Ausnutzung der Potenzialfläche Wind (2 %-Regel) – 2022*



* Darstellung ohne die Bundesländer Berlin, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit.

Quelle: Deutsche Presse-Agentur

3. Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung

3.3 Ausschreibungen und Zuschläge

Das Ausschreibungsverfahren für Unternehmen, die Photovoltaik- oder Windkraftanlagen errichten wollen, läuft über die Bundesnetzagentur in Bonn. Bei jedem Gebotstermin wird ein Volumen der geplanten Anlage(n) in Megawatt festgelegt – die sogenannte Gebotsmenge. Den Zuschlag erhält der Bieter, dessen Anlage Energie für den niedrigsten Betrag in ct/kWh liefern kann, wobei die gesamte Gebotsmenge nicht von einem Bieter, sondern gemeinsam von mehreren erbracht wird.

Bei der Photovoltaik überstiegen die Gebote 2020 und 2021 deutlich die ausgeschriebene Leistung – es gab und gibt also mehr Angebot als Nachfrage. Grund dafür ist, dass hier die Kosten der Stromgewinnung pro Kilowattstunde – die sogenannten Stromgestehungskosten – relativ niedrig sind. Allerdings sind seit April 2022 regelmäßig Unterzeichnungen von Photovoltaik-Ausschreibungsverfahren zu sehen.

Für Onshore-Windkraft liegen sowohl die Gebote als auch die Zuschläge deutlich unter der ausgeschriebenen Leistung.¹⁷ Ursache für die schwache Teilnahme an Ausschreibungen ist, dass vielen Windenergieprojekten die dafür notwendigen Genehmigungen nach dem Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) fehlen.

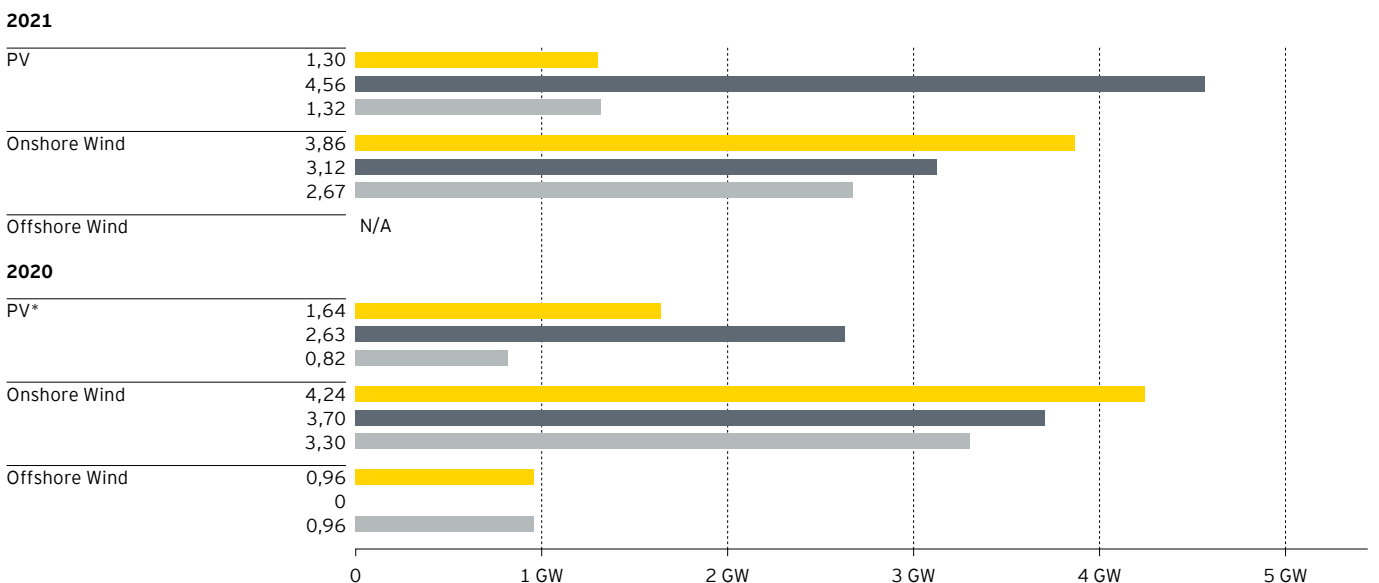
Für Offshore-Windparks ist ein Zuschlagwert von 0 ct/kWh erreicht, was bedeutet, dass es keinen Zuschussbedarf gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz mehr gibt.

Die ausgeschriebene Leistung entsprach hier der Zuschlagsmenge. Allerdings ist eine Erhöhung der ausgeschriebenen Leistung nicht ohne weiteres möglich und damit das Wachstum auch in diesem Bereich bisher gedeckelt.

Bis bezuschlagte Offshore-Anlagen Strom liefern, dauert es zudem ca. fünf Jahre – auch dieser Umstand setzt einem zügigen Ausbau Grenzen.

ABBILDUNG 16

Ausschreibungen und Zuschläge (GW)



* Datenerhebung für 2021 nicht vollständig.

Quelle: Bundesnetzagentur

■ Ausgeschriebene Leistung ■ Gebotsmenge ■ Zuschlagsmenge

17 Bundesnetzagentur (2021): Monitorbericht 2021

3.4 Genehmigungsklima

Der Genehmigungsklimaindex für den Ausbau Erneuerbarer Energien¹⁸ in Deutschland zeigt, wie Marktteilnehmer die Qualität von Genehmigungsprozessen bewerten.

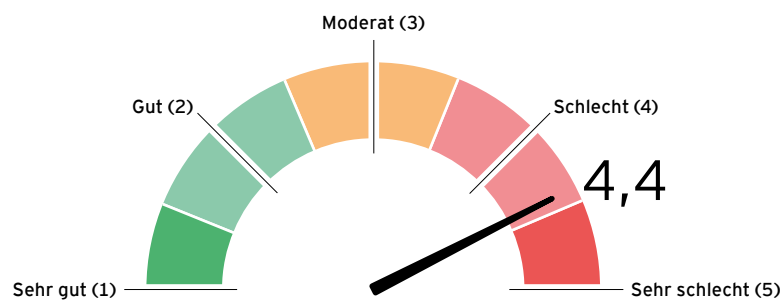
Viele der Befragten beklagen, dass ihnen beispielsweise beim Bau einer Windkraftanlage von vielen Stellen systematisch Steine in den Weg gelegt werden.

Massiver Personalmangel in Behörden und umständliche Prozesse bremsen die Beteiligten immer wieder aus. Viele haben den Eindruck, dass Kommunen Prozesse zum Teil bewusst verzögern oder dass die Energiewende auf politischer und behördlicher Seite kaum Unterstützer hat.

Größtes Hindernis ist neben dem Planungsrecht der Artenschutz. Viele Projekte sind aus Sicht der Befragten unter den herrschenden Bedingungen kaum umsetzbar.



ABBILDUNG 17
Genehmigungsklimaindex 2022



<p>Sehr gut</p> <p>Genehmigungsprozesse laufen flüssig. Es gibt keine Ablehnung bzw. Verzögerung bei Projekten.</p>	<p>Gut</p> <p>Genehmigungsprozesse laufen in weiten Teilen Deutschlands gut und schnell. Es kommt von Genehmigungsseite kaum zu Ablehnung bzw. Verzögerungen.</p>	<p>Moderat</p> <p>Genehmigungsprozesse sind oft mit Hindernissen verbunden. Der Ausbau läuft teils schleppend, teils gut.</p>	<p>Schlecht</p> <p>Genehmigungsprozesse sind ein Nadelöhr für den Ausbau von PV- und Windanlagen. Die Genehmigungsprozesse erschweren den Ausbau spürbar.</p>	<p>Sehr schlecht</p> <p>Der Neubau von PV- und Wind-Anlagen wird von Genehmigungsseite sehr stark erschwert. Neubauten sind nur mit größten Mühen möglich.</p>
--	--	--	--	---

Quelle: BDEW und EY

18 Ergebnis einer Befragung von Mitgliedern des BDEW durch den BDEW und EY (2022).

3. Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung

3.5

Lebensdauer und Ersatzbedarf

Deutschlands Onshore-Windkraftanlagen sind im Schnitt 14 Jahre alt. Viele haben ihre technische Lebensdauer überschritten und müssen in den kommenden Jahren ersetzt werden. Auch dabei dürfte der Genehmigungsprozess zum Flaschenhals werden. Photovoltaik- und Offshore-Windkraftanlagen sind mit durchschnittlich neun und sechs Jahren deutlich jünger.

Insgesamt entsteht ab 2030 ein hoher und jährlich wachsender Ersatzbedarf, der zusätzlich zum Neubau gedeckt werden muss. Und das bedeutet, dass die künftig benötigten Repowering-Raten deutlich höher sein müssen als das aktuelle Repowering Geschehen.

ABBILDUNG 18

Durchschnittliches Anlagenalter

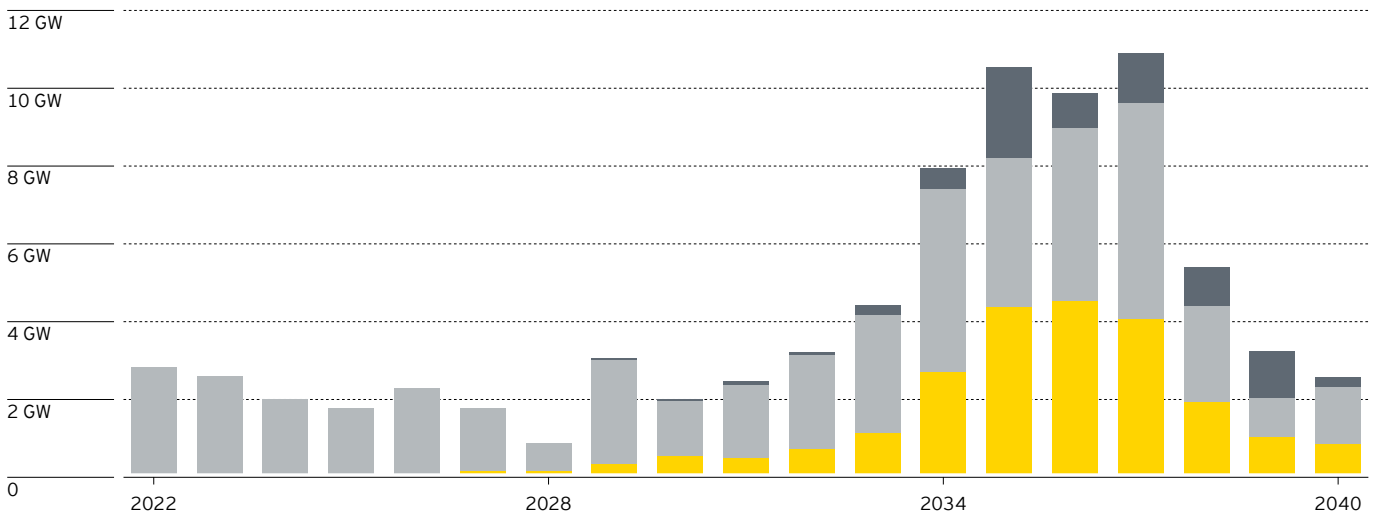
~9 Jahre Photovoltaik

~14 Jahre Wind Onshore

~6 Jahre Wind Offshore

ABBILDUNG 19

Prognostiziertes Lebensende gemäß der technischen Lebensdauer*



* Annahme 1: PV-Anlagen Lebensdauer 25 Jahre; Windkraftanlagen Lebensdauer: 20 Jahre.
Annahme 2: Datum der Inbetriebnahme (durchschnittlich): PV 01.11.2023; Onshore 27.07.2008; Offshore 18.05.2016.

Quelle: EY auf Basis von Marktstammdatenregister (MastR)

Photovoltaik Wind Onshore Wind Offshore

3.6

Reicht das für die Energiewende?

Der Rückgang fossiler Stromerzeugung durch den Kohleausstieg, Verzicht auf Kernkraft und den Verwerfungen im Gasmarkt führen ohne ein dynamisches Hochfahren der EE-Produktion zwangsläufig zu Knappheiten im Energiemarkt. Das gilt bei gleichbleibendem Verbrauch – und erst recht in Anbetracht zukünftiger Bedarfsanstiege.

Es wird mehr Strom für Wärmepumpen zum Beheizen von Gebäuden sowie zur Elektrifizierung von Produktionsprozessen, für die E-Mobilität sowie für die heimische Wasserstoffproduktion benötigt. Besonders bis 2030 ist mittelfristig der notwendige Zuwachs bei den Erzeugungsanlagen enorm hoch, wenn wir uns den von der Bundesregierung gesetzten Zielen zumindest annähern wollen.

Wesentliche Herausforderungen bei der Errichtung neuer oder dem Repowering bestehender Anlagen sind weniger technische Schwierigkeiten als die gesellschaftliche Akzeptanz sowie die langen Genehmigungsverfahren. Neben der Bereitstellung der notwendigen Netzkapazitäten ist eine Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren zusammen mit einer weiteren gesellschaftlichen Akzeptanzschaffung notwendig.



4.

KLIMA- NEUTRALE GASE

- 36 **4.1** Wasserstoff: Ziele, Status quo und Potenziale
- 43 **4.2** Biogas und Biomethan als klimaneutrale Gase

Im Rahmen des Fortschrittsmonitors Energiewende wird bezüglich klimaneutraler Gase zwischen Wasserstoff und Biogas/Biomethan unterschieden. Der wesentliche Unterschied dieser Gase besteht in ihrer Erzeugung. Weiter bestehen Unterschiede bezüglich der nutzbaren bzw. noch zu errichtenden Infrastruktur für Transport und Speicherung.

Wasserstoff als Energieträger und Grundstoff bringt alle Voraussetzungen mit, um die Industrie, die Stromversorgung wie auch den Wärme- und Verkehrssektor zu dekarbonisieren. Die Einsatzmöglichkeiten sind vielfältig. Wasserstoff kann CO₂-neutral hergestellt, mit erprobter Technik effizient und sicher gespeichert und nahezu ohne lokale THG-Emissionen flexibel in Strom und Wärme umgewandelt, aber auch als Grundstoff genutzt werden.

Wasserstoff und seine Derivate sind gut geeignet, um Erneuerbare Energien global zu handeln. Dies ermöglicht auch vor dem Hintergrund der Gaskrise die Diversifizierung der Energieversorgung für Deutschland. Mit dem Import von Wasserstoff kann Deutschland von der guten und kommerziell günstigen Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien weltweit profitieren.



4.1

Wasserstoff: Ziele, Status quo und Potenziale

Klimafreundlicher Wasserstoff kann mittels unterschiedlicher Verfahren gewonnen werden:

- ▶ **Grüner Wasserstoff** entsteht durch Elektrolyse von Wasser unter ausschließlicher Verwendung Erneuerbarer Energien.
- ▶ **Blauen Wasserstoff** gewinnt man durch die Dampfreformierung von fossilem Erdgas. Dabei auftretendes CO₂ wird abgeschieden und unter der Erdoberfläche eingelagert.
- ▶ **Türkiser Wasserstoff** entsteht bei der Aufspaltung von Methan in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff unter hohen Temperaturen. Anders als bei der Dampfreformierung entsteht dabei kein CO₂, sondern ein fester Kohlenstoff, der stofflich genutzt oder gelagert werden kann.

// 4.1.1

Politische Zielsetzung für Wasserstoff

Zur Erreichung des Klimaschutzziels einer 100-Prozent-THG-Minderung im Jahr 2045 ist der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff von großer Bedeutung. Zum jetzigen Zeitpunkt spielt jedoch klimaneutraler Wasserstoff für die stoffliche Nutzung wie auch zur Nutzung zur Strom- und Wärmegewinnung im Energiesystem kaum eine Rolle.

Die vorige Bundesregierung hatte im Juni 2020 die „Nationale Wasserstoffstrategie“ (NWS) verabschiedet – verbunden mit hohen Förderungen. Ziel war es, Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die Energiewende möglichst schnell und umfänglich nutzbar zu machen. Der Bedarf an Wasserstoff für die stoffliche und energetische Nutzung wurde in der NWS in Höhe von 90 bis 110 TWh¹⁹ bis 2030 bestimmt. Der Bedarfsanstieg wird primär durch die Transformationsprozesse in der Industrie und der Anwendung im Verkehrsbereich begründet.

Die aktuelle Bundesregierung unterstützt diese Ziele und setzt hier weiter auf Tempo, richtet zugleich aber die NWS an einigen Stellen neu aus. Unter anderem

¹⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2020): Nationale Wasserstoffstrategie

wurde im Koalitionsvertrag eine Verdoppelung der angestrebten Elektrolyseleistung von 5 auf 10 GW bis 2030 angekündigt.

Darüber hinaus setzt die aktuelle Bundesregierung auf ein europäisches Zertifizierungssystem und auf zusätzliche Fördermechanismen wie z. B. H₂Global, zusammen mit dem Plan, vor allem in außereuropäischen Drittländern mithilfe deutscher Technologie Produktionsstätten und Transportwege für grünen Wasserstoff zu etablieren.

Die wichtigsten Ziele der Bundesregierung für die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff:

- ▶ Aufbau von 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 – anstelle der von der vorigen Bundesregierung anvisierten 5 GW
- ▶ Verdoppelung der Wasserstoff-Nutzung bis 2030
- ▶ Anstoß von Import-Initiativen für grünen Wasserstoff, u. a. über das Förderprogramm „H₂Global“

- ▶ Dekarbonisierung bestimmter energieintensiver Industrien wie Stahlerzeugung oder Chemie, u. a. gefördert durch das Förderprogramm „Dekarbonisierung der Industrie“ zur Unterstützung von Investitionen in Wasserstofftechnologien

// 4.1.2

Fast nur grauer Wasserstoff verfügbar

Der Großteil des derzeit in Deutschland produzierten Wasserstoffs stammt aus fossilen Quellen, vor allem aus der Reformierung von Erdgas und der Kohlevergasung. Weil dabei auftretendes CO₂ nicht abgeschieden und unter der Erdoberfläche eingelagert, sondern in die Atmosphäre entlassen wird, spricht man von grauem Wasserstoff. Daneben wird in der chemischen Industrie Wasserstoff als Nebenprodukt erzeugt und weiterverwendet (derzeit 9,4 Prozent der gesamten Wasserstoffherzeugung gemäß Abbildung 20).

ABBILDUNG 20

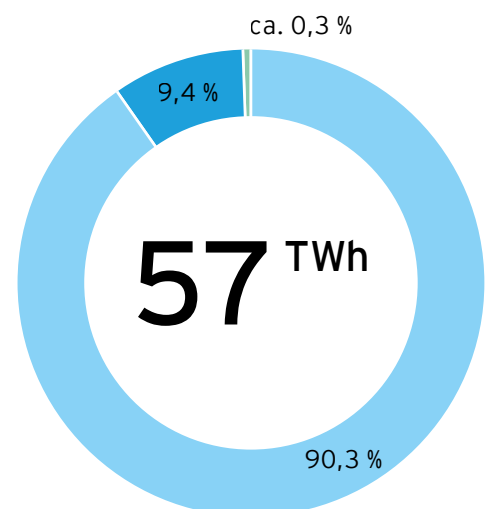
Wasserstoffherzeugung zur Bedarfsdeckung

Quellen zur aktuellen Bedarfsdeckung

Fossile Quellen	90,3 %
Entstehung als Nebenprodukt (div.)*	9,4 %
Wasserelektrolyse	ca. 0,3 %

Weitere Quellen zur Bedarfsdeckung

Fossile Quellen + Carbon Capture	aktuell ca. 0 %
Pyrolyse	



* Insbesondere in der Petrochemie wird der eingesetzte Wasserstoff nicht zusätzlich produziert, sondern als Nebenprodukt anderer Prozesse erzeugt.

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis unterschiedlicher Schätzungen: vgl. dena (2020), „Wasserstoff“, S. 2 und (BMWK) (2020): „Herstellung von Wasserstoff nach Produktionsprozess in Deutschland im Jahr 2020 (in TWh); Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“ S. 62.

4. Klimaneutrale Gase

Produzenten von Wasserstoff sind derzeit in aller Regel jene Unternehmen, die ihn auch verbrauchen. Der chemischen Industrie zum Beispiel dient er zur Herstellung von Stickstoffdünger, Erdölraffinerien zur Raffinierung von Mineralöl oder zur Produktion synthetischer Kraftstoffe.

Eine dezentrale, voneinander getrennte Erzeugung und Nachfrage nach Wasserstoff ist demgegenüber in Deutschland bisher nicht ausgeprägt, weswegen es u. a. das dafür erforderliche flächendeckende Leitungsnetz noch nicht gibt.

Die Entwicklung der Wasserstoffproduktion wird stark von der Entwicklung der Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff getrieben. Für die Erreichung des Ziels der NWS wurden zuletzt die Ausbauziele für Elektrolysekapazitäten verdoppelt. So könnten 2030 bis zu 28 TWh grüner Wasserstoff erzeugt werden.²⁰

Für die Deckung der darüber hinausgehenden Nachfrage werden zukünftig der Einsatz von importiertem Wasserstoff sowie alternative Erzeugungstechnologien wie Pyrolyse und Carbon Capture notwendig sein. In Langfristszenarien²¹ wurde der Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff auf 24-72 TWh im Jahr 2030 geschätzt.

// 4.1.3

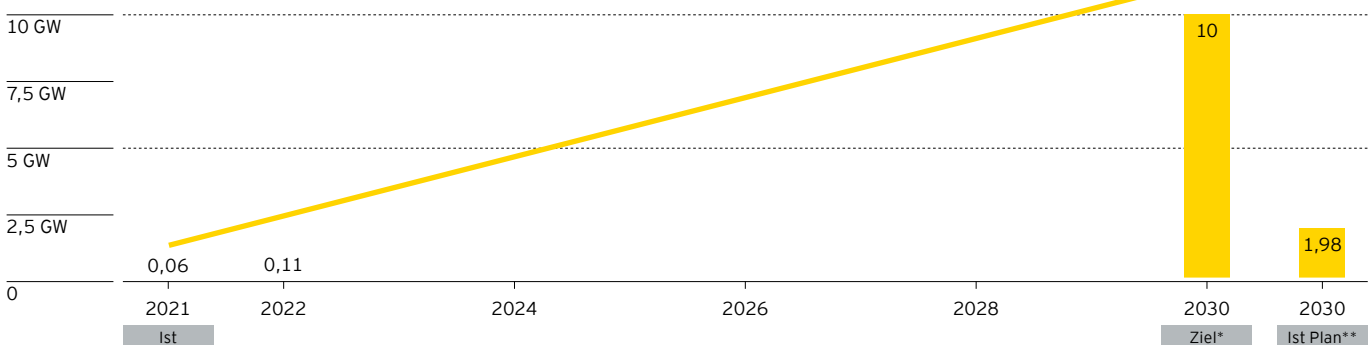
Aufbau der Elektrolysekapazität in Deutschland

Grüner, aber auch blauer oder türkiser Wasserstoff sind bisher kaum im deutschen Markt vorhanden. Bei den Elektrolysekapazitäten in Deutschland handelt es sich meist noch um Pilot- und Testanlagen. Allerdings ist die Anzahl der Projektankündigungen seit Veröffentlichung der NWS im Sommer 2020 stark gestiegen. Knapp 20 Prozent der anvisierten Kapazität von 10 GW sind bereits im Bau oder in Planung, mit einem spezifizierten Jahr der Inbetriebnahme bis 2030.

Trotz der positiven Entwicklung einer steigenden Projektanzahl und der damit einhergehenden inländischen Produktion wird sich der prognostizierte Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh bis 2030 bei gleich bleibendem Ausbautempo mit lokaler grüner Wasserstoffherzeugung allein nicht decken lassen. Um die prognostizierte Lücke von 38-62 TWh zwischen Bedarf und erzeugten Mengen zu schließen, sind Wasserstoffimporte genauso unerlässlich wie es heute Gasimporte sind.

ABBILDUNG 21

Elektrolysekapazität in Deutschland



Quelle: BDEW, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und Prognos AG

* Ziel laut nationaler Wasserstoffstrategie

** Projekte, die zum heutigen Stand in Planung bis 2030 sind

20 Angepasste Annahme auf der Basis der geschätzten Produktion für das 5-GW-NWS-Ziel.

21 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger

// 4.1.4

Wettbewerbsfähigkeit von (grünem) Wasserstoff

Nur wenn Wasserstoff kostengünstig produziert werden kann oder anderweitig zur Verfügung steht, ist der Einsatz mit dem Ziel der Dekarbonisierung ganzer Sektoren umsetzbar. Die Frage, wie teuer welcher Wasserstoff heute ist und in Zukunft sein wird, ist von elementarer Bedeutung. Allerdings existieren für klimaneutral produzierten Wasserstoff bisher keine Marktpreise, da entsprechende liquide Märkte mit Preisfunktion noch nicht aufgebaut sind. Deshalb ist ein Vergleich zwischen grünem, blauem und türkischem Wasserstoff auf dieser Basis gegenwärtig

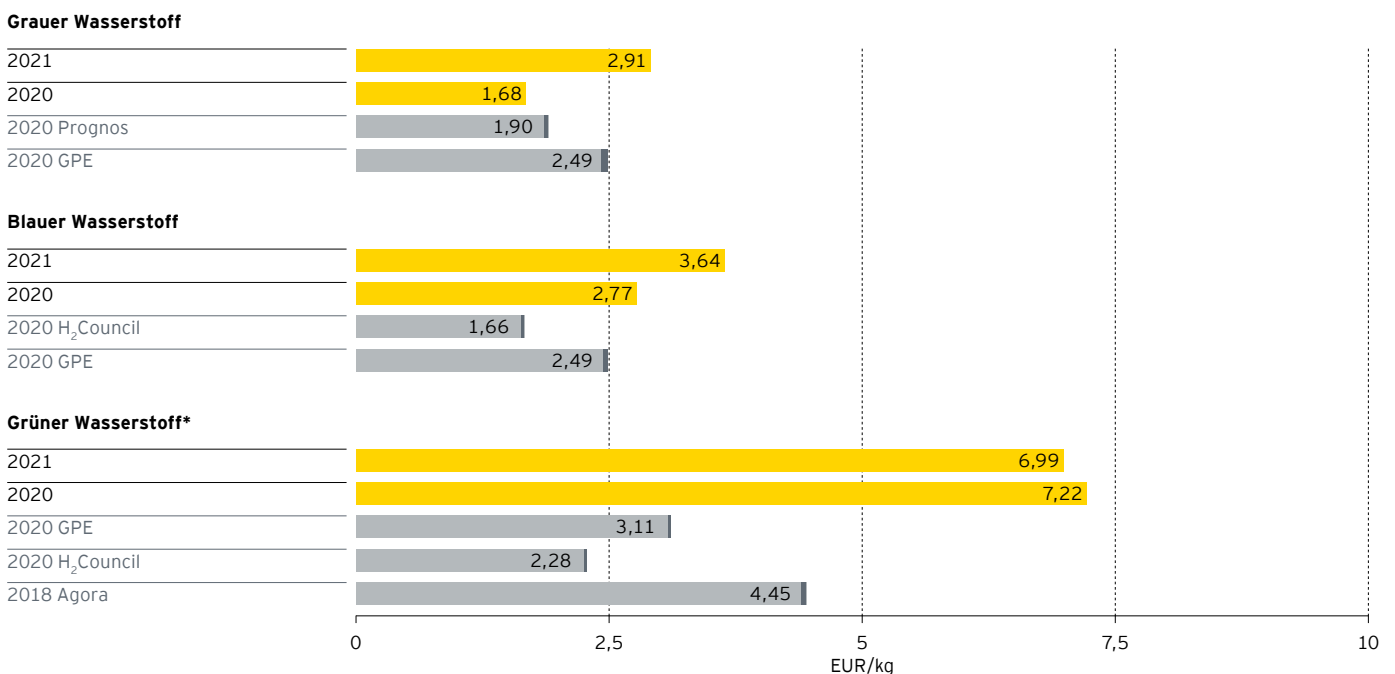
nicht möglich. Stattdessen können die aktuellen Erzeugungskosten genutzt werden, um die Rolle von Wasserstoff im künftigen Energiemix abzuschätzen.²²

Der Preis für grauen Wasserstoff ist seit 2020 infolge steigender Erdgas- und CO₂-Preise stark angestiegen. Im Jahr 2021 ist die Hälfte der Gestehungskosten allein dem Gaspreis geschuldet.

Sowohl grauer als auch blauer Wasserstoff reagieren stark auf Preisänderungen beim Erdgas und/oder bei CO₂-Zertifikaten, wobei blauer Wasserstoff bisher nur in sehr geringen Mengen produziert wird. Für die Zukunft ist hier

ABBILDUNG 22

Indikative Wasserstoffgestehungskosten (EUR/kg)



* Basierend auf Marktwertfaktoren für Offshore Windkraft bei 4.400 Volllaststunden pro Jahr in Kombination mit den durchschnittlichen Börsenstrompreisen bei maximal möglicher Befreiung von Umlagen/Entgelten etc.

Quelle: EY ■ Literaturvergleich 2030 (Berücksichtigung von Inflation bis zum Jahr 2021 gemäß destatis) ■ Inflationsausgleich

22 Grundlage der Schätzungen ist ein EY-eigenes Wasserstoffmodell einer exemplarischen Großanlage. Die Zahlen basieren auf Börsenstrompreisen in Kombination mit Marktwertfaktoren für für Erneuerbare Energien.

4. Klimaneutrale Gase

aufgrund von Skaleneffekten mit sinkenden Herstellungskosten zu rechnen. Der Preis von blauem Wasserstoff deckt dabei auch die Kosten der CO₂-Abscheidung, von CO₂-Transport und Speicherung ab.

Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff haben sich infolge der stark gestiegenen Strompreise ebenso deutlich erhöht. Diese Kosten – und damit auch der zukünftige Preis – sind und bleiben abhängig vom Preis für Erneuerbare Energie.

Die Investitionskosten von Elektrolyseanlagen dürften dagegen mit ihrer zunehmenden Verbreitung aufgrund von Skaleneffekten sinken.

Eine realistische Schätzung der Kosten für die Produktion von türkischem Wasserstoff ist wegen des derzeit niedrigen Reifegrades der dabei verwendeten Technologie noch nicht möglich.

// 4.1.5

Anstoß einer Import-Initiative

Um den prognostizierten Bedarf an grünem Wasserstoff decken zu können, ist ein forcierter Ausbau eigener Produktionskapazitäten notwendig, aber keinesfalls ausreichend. Der überwiegende Teil des für unseren Energiemix notwendigen Wasserstoffs wird importiert werden müssen.

Ein Import oder Export von Wasserstoff nach und aus Deutschland existiert quasi nicht, u. a. weil es an der dafür notwendigen Infrastruktur – z. B. Pipelines oder Importterminals – und der Vereinbarkeit von kommerziellen Zielen der Produzenten und der potenziellen Abnehmer fehlt. Importiert werden derzeit vor allem die Wasserstoffderivate Methanol und Ammoniak, allerdings nur in sehr kleinen Mengen. Wasserstoffderivate können sehr gut per Schiff transportiert werden.

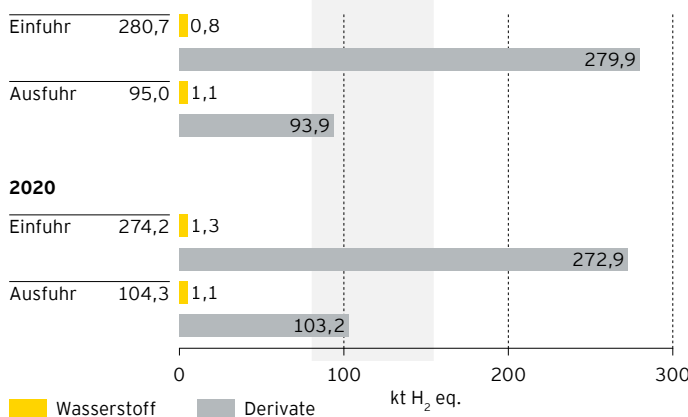
Mit H₂Global hat die Bundesregierung die in diesem Zusammenhang weltweit umfangreichste Förderinitiative ins Leben gerufen. Ziel ist eine signifikante Steigerung der nach Deutschland importierten Wasserstoffmengen durch langfristige Lieferverträge, um internationale Produzenten und deutsche Wasserstoffkäufer zusammenzubringen und dabei die notwendigen Investitionen in die Erzeugungsinfrastruktur zu sichern.



ABBILDUNG 23

Außenhandel Wasserstoff und Derivate*

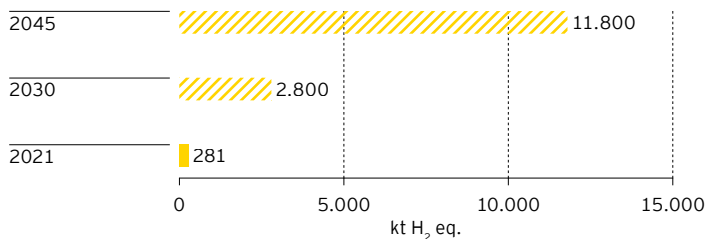
2021



-186 kt H₂ eq.
Außenhandelsbilanz
2021

-170 kt H₂ eq.
Außenhandelsbilanz
2020

Plan für Importhochlauf



* Plan für Importhochlauf: Eigene Berechnung auf Basis: vgl. BMWK (2020): „Die Nationale Wasserstoffstrategie“ und Fraunhofer ISE Langfristszenarien (2022): „Wasserstoff Deckung Nachfrage Deutschland“.

Quelle: Statistisches Bundesamt

// 4.1.6

Aufbau eines H₂-Netzes

Will Deutschland eine Wasserstoffindustrie mit maßgeblicher Eigenproduktion, stabilen, hohen Importquoten und verlässlichem Einsatz in der Industrie und anderen Anwendungssektoren, ist der Ausbau einer Transport- und Speicherinfrastruktur unerlässlich.

Die existierende, aber räumlich sehr begrenzte Wasserstoff-Pipeline-Infrastruktur der Chemiebranche beweist seit Jahrzehnten, dass sich ein solches System sicher betreiben lässt.

Ein künftiges Wasserstoffnetz kann vor allem durch die Umwidmung bestehender Erdgasnetze entstehen. Ab 2023 sollen hier systematisch erste Projekte realisiert werden. Sowohl im Bereich der Erdgasverteilnetze als auch der Erdgastransportnetze sind jedoch noch technische Herausforderungen in Bezug auf eine Umwidmung zu bewältigen. Wasserstoffspeicher sind noch nicht in nennenswerter Größenordnung in Betrieb.

4. Klimaneutrale Gase

// 4.1.7

Reicht das für die Energiewende?

Erste Weichen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland sind gestellt. Die Nutzung von Wasserstoff (aktueller Bedarf: ca. 57 TWh²³) in einer Vielzahl von Sektoren liegt aufgrund der Vorteile nahe oder ist wie z. B. in der Stahlherstellung fast alternativlos für die weitere Dekarbonisierung. Die Nationale Wasserstoffstrategie geht von einem Bedarf von 90-110 TWh bis 2030 aus.²⁴

Ein schneller Ausbau der Elektrolysekapazität in Deutschland ist schon zur Erreichung mittelfristiger Ziele unerlässlich. Noch besteht eine große Lücke zwischen den derzeit installierten (0,06 GW) und geplanten Kapazitäten (1,98 GW) und den projizierten 10 GW im Jahr 2030.

Derzeit steht eine Vielzahl von Faktoren dem dringend notwendigen schnellen Markthochlauf im Wege. Wenn es nicht gelingt, das Ausbautempo bei grünem Strom massiv zu steigern und seinen Preis zu senken, wird es Deutschland nicht möglich sein, bis 2030 30 Prozent – wie von der Bundesregierung anvisiert – des benötigten Wasserstoffs selbst zu produzieren. Letztlich braucht es Rahmenbedingungen, die es erlauben, grünen Wasserstoff wirtschaftlich herzustellen. Zielmarke sollten laut Berechnungen für industrielle Anwendungen Kosten von unter 3 Euro/kg, das entspricht 7,6 ct/kWh²⁵, am Ort der Wasserstoffnutzung sein. Dieser Wert ist unter den aktuellen Bedingungen keinesfalls erreichbar.

Ohne den Großteil des Wasserstoffs zu importieren, der voraussichtlich auch im Ausland deutlich preisgünstiger erzeugt werden kann, wird der Bedarf in Deutschland also nicht abgedeckt werden können.

Deutschland ist dabei, die notwendigen Rahmenbedingungen, z. B. mittels der Unterstützung durch H₂Global, und die erforderliche Infrastruktur für diese Importe zu schaffen. Der bisher realisierte und geplante Aufbau einer Infrastruktur z. B. in Form inländischer und grenzüberschreitender Pipelines oder von Importterminals ist jedoch nicht ambitioniert genug, um mittelfristige Ziele zu erreichen und Planungssicherheit für Unternehmen zu schaffen.



23 Mittelwert auf der Basis unterschiedlicher Schätzungen: vgl. dena (2022), „Wasserstoff“, und (BMWK) (2020): „Herstellung von Wasserstoff nach Produktionsprozess in Deutschland im Jahr 2020 (in TWh); Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“.

24 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie

25 Annahme nach GASAG (2022): 1kg H₂ ergibt 39,6 kWh Energie (Brennwert)

4.2 Biogas und Biomethan als klimaneutrale Gase

Biogas/Biomethan ist ein brennbares Gas, das durch Vergärung von Biomasse entsteht. Mit ihm lässt sich Strom und Wärme erzeugen, es dient aber auch als Treibstoff für Fahrzeuge. Hergestellt wird es in Biogasanlagen, in denen sowohl Abfälle und Reststoffe als auch nachwachsende Rohstoffe vergoren werden.

Bei Biomethan handelt es sich um aufbereitetes Biogas, das getrocknet, entschwefelt und durch CO₂-Abscheidung die gleichen brenntechnischen Eigenschaften wie Erdgas hat und in der Regel ins Erdgasnetz eingespeist wird. Es kann so über die vorhandene Gasinfrastruktur leicht transportiert und gespeichert werden.

Abgekühlt auf -162 °C entsteht flüssiges Biomethan, auch Bio-LNG genannt. Dieser hochwertige Biokraftstoff ist netzunabhängig transportierbar – und er lässt sich nach einer Regasifizierung ebenfalls in Gasversorgungsnetze einspeisen.

// 4.2.1

Europaweite Zielsetzung für Biogas/Biomethan

Die EU-Kommission hat sich 2022 durch das Programm RepowerEU das Ziel gesetzt, im Jahr ca. 370 TWh Biomethan primär aus landwirtschaftlichen Reststoffen und Gülle zu produzieren. Dadurch soll Europa bis 2030 unabhängig von russischen fossilen Brennstoffen werden. In Deutschland wird das nachhaltig erzeugbare Potenzial an Biogas/Biomethan auf über 100 TWh geschätzt, womit Deutschland eine wichtige Rolle in der europäischen Biomethanindustrie spielen soll.



4. Klimaneutrale Gase

// 4.2.2

Biogas und Biomethan für die Strom- und Wärmeerzeugung

Biogas wird bisher vor allem für die lokale Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die Deutsche Energie Agentur (dena) schätzt das maximale Biogas-/Biomethanpotenzial in Deutschland auf ca. 118 TWh.²⁶ Derzeit werden davon ca. 52 TWh hauptsächlich in der lokalen Stromerzeugung ausgeschöpft (siehe Abbildung 24). Um das Potenzial vollständig auszuschöpfen, müssten Rohstoffquellen konsequent genutzt werden und gesetzlichen Rahmenbedingungen – wie eine Vergä-

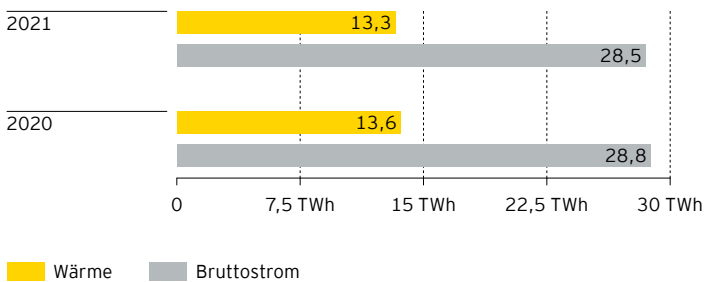
rungspflicht für Bioabfälle – angepasst werden. Durch die aktuelle Situation am Energiemarkt kommt Biogas für die dezentrale Wärmeerzeugung eine steigende Bedeutung zu.

Biomethan wird bisher nur in geringen Mengen erzeugt. Die in 2021 knapp 10 TWh erzeugten Biomethanmengen entsprechen rund 1 Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs. Ob Deutschland künftig deutlich mehr Biogas und Biomethan produziert als bisher, wird maßgeblich von den Produktionskosten und dem regulatorischen Rahmen abhängen. Wichtigste Kostentreiber sind hier die Verfügbarkeit und der Transport von Biomasse als Rohstoff.

ABBILDUNG 24

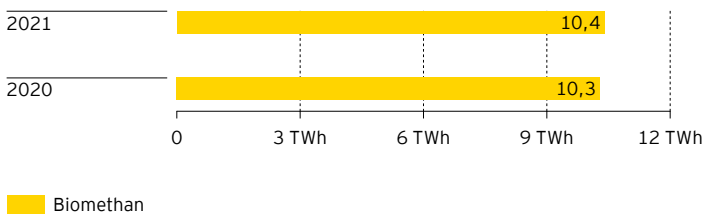
Biogaskapazität/Biomethaneinspeisung

Einspeisung aus Biogasanlagen (TWh)



9.451 Biogas Anlagenanzahl 2021
↑ +54
9.397 Biogas Anlagenanzahl 2020

Einspeisung Biomethan (TWh)



233 Biomethan Anlagenanzahl 2021
↑ +3
230 Biomethan Anlagenanzahl 2020

Quelle: EY auf Basis Deutsche Energie Agentur, AG Energiebilanzen e. V., Bundesnetzagentur und Fachverband BIOGAS

²⁶ Deutsche Energie Agentur (dena) (2017): Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050

// 4.2.3

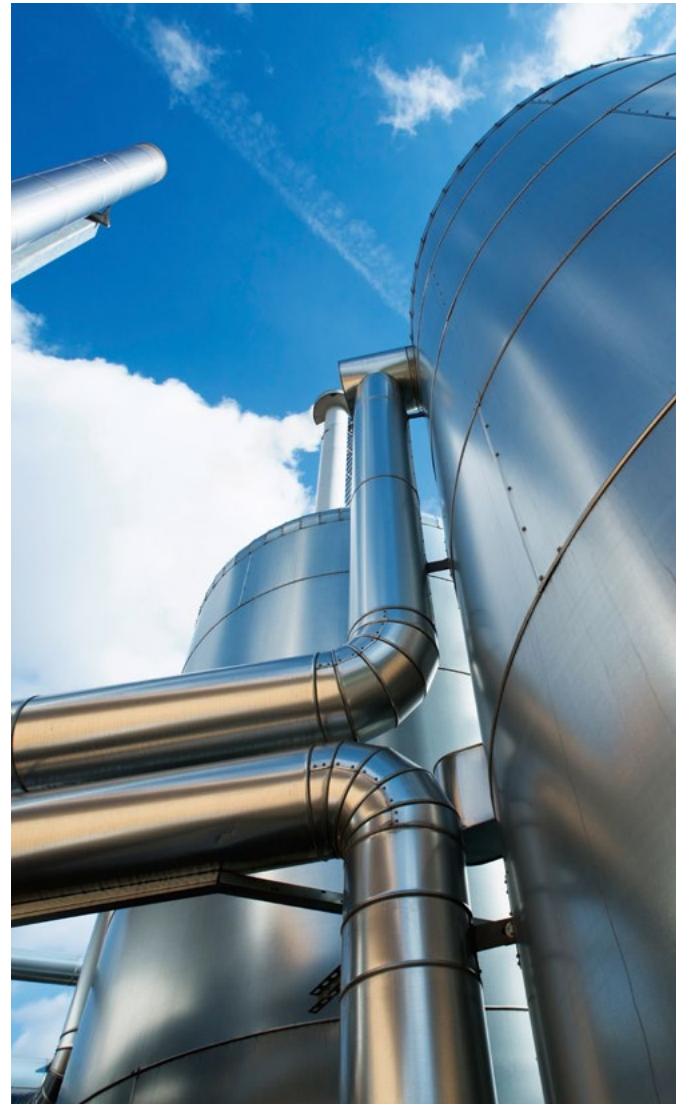
Anstoß zum Import von Biomethan

Um in Deutschland mehr Biomethan einsetzen zu können, sind analog zum Wasserstoff auch hier Importe notwendig. Derzeit findet auf diesem Gebiet ein geringer Außenhandel statt. Künftig ist hier auf EU-Ebene durch Marktverknüpfungen und regulatorische Angleichungen mit stärkerem Wettbewerb zu rechnen.

// 4.2.4

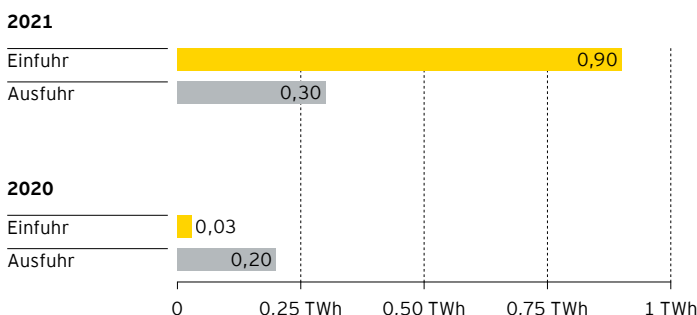
Wird Biogas/Biomethan zukünftig wieder ein Wachstumsfeld?

Die Biogas-/Biomethanproduktion in Deutschland ist heute stark an die dezentrale Struktur des Agrarsektors gekoppelt. Sie ist einsatzstoffbasiert und weist im Vergleich zur Erzeugung anderer Träger Erneuerbarer Energien (z. B. aus Wind und Solar) eine andere Kostenstruktur auf. Die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz hat zudem bisher kaum eine Rolle gespielt, da die Aufbereitungskosten und Netzanschlussverfahren keine wirtschaftlichen Vorteile gegenüber der Erdgasnutzung aufgezeigt haben. Allerdings hat die Bedeutung der Biomethanindustrie zuletzt stark zugenommen, nicht zuletzt aufgrund der aktuellen Entwicklungen in der Gaswirtschaft, RED II und der REPowerEU-Ziele. Die Verwertung be-



stimmter Arten Biomasse als Kohlenstoffsенke führt bei der Erzeugung von Biogas/Biomethan sogar zu negativen CO₂-Emissionen. Es wird eine Verzehnfachung der europäischen Biomethanproduktion und ein starker Einsatz von Biomethan im Kraftstoffbereich bis 2030 erwartet.

ABBILDUNG 25

Außenhandel Biomethan

-0,60 TWh Außenhandelsbilanz 2021

0,17 TWh Außenhandelsbilanz 2020

Quelle: Statistisches Bundesamt



5.

ENERGIE- NETZE

- 48 **5.1** Stromversorgungsnetze: Ziele, Status quo und Potenziale
- 60 **5.2** Gasversorgungsnetze: Ziele, Status quo und Potenziale

5.1 Stromversorgungsnetze: Ziele, Status quo und Potenziale

Ein Gleichklang zwischen dem Ausbau und der Digitalisierung der Netze mit dem Zubau Erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors ist grundlegend für das Gelingen der Energiewende. Nur so sind die Zielvorgaben aus der nationalen Klimapolitik (aktueller Koalitionsvertrag, Eröffnungsbilanz, Oster- bzw. Sommerpaket) zu erreichen.

Dabei hat sich der Transformationsbedarf der Gasnetze durch den Krieg in der Ukraine gewandelt: Neben dem bestehenden Bestreben, die Netze für klimaneutrale Gase zu ertüchtigen, müssen jetzt auch notwendige Anbindungen an neue und diversifizierte Versorgungsquellen (LNG-Anlagen) geschaffen werden. Die Transformation der bestehenden Infrastruktur zu einem klimaneutralen Energiesystem umfasst die Dimensionen Netzausbau und -umbau sowie die Sicherstellung einer weiterhin kostengünstigen (wirtschaftlichen) Versorgung mit Strom und Gas. Das nachfolgende Kapitel unterteilt sich entsprechend in die Teilbereiche Netzausbau und -umbau, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

Zentrale Handlungsfelder im Bereich der Übertragungsnetze sind:

- ▶ der Ausbau bzw. der Neubau von Nord-Süd-Trassen, um die Erzeugungsschwerpunkte für Windenergie in Norddeutschland (Offshore und Onshore) mit den industriellen und großstädtischen Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu verbinden und
- ▶ die bedarfsgerechte und sichere Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie auch in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK genannt.

In Bezug auf die Stromverteilnetze stellen sich die Handlungsfelder wie folgt dar:

- ▶ bedarfsgerechter Netzausbau, z. B. in Anschlussschwerpunkten für die Einspeisung Erneuerbarer Energien oder Ladeinfrastruktur
- ▶ bedarfsgerechte Digitalisierung der Netze auf allen Spannungsebenen.



- ▶ Rollout intelligenter Messsysteme
- ▶ Integration von Energiewende-Technologien (Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, private und öffentliche Ladepunkte) in das Verteilnetz

In den folgenden Abschnitten werden der Status quo und der Fortschritt in den genannten Handlungsfeldern mittels Kennzahlen möglichst aussagekräftig und mit den erforderlichen Veränderungen für die Erreichung der Klimaziele dargestellt.

// 5.1.1

Politische Zielsetzung: Integration der Erneuerbaren Energien in die Energienetze im Einklang mit einer hohen Wirtschaftlichkeit und einer hohen Versorgungssicherheit

Die politischen Schwerpunktsetzungen in Bezug auf die Integration der Erneuerbaren Energien in die Energienetze lassen sich vor allem aus dem Koalitionsvertrag und der Eröffnungsbilanz Klimaschutz ableiten.

Der Koalitionsvertrag hebt dabei besonders vier Handlungsfelder hervor:

- ▶ Fortschreibung der Netzentwicklungsplanungen und des Bundesbedarfsplans für den Netzausbau unter den neuen Prämissen der Klimaneutralität („Klimaneutralitätsnetz“)
- ▶ Beschleunigung der entsprechenden Planungs- und Genehmigungsplanungen
- ▶ Digitalisierung der Verteilnetze durch beschleunigten Rollout der intelligenten Messsysteme und mehr Steuerbarkeit
- ▶ Erarbeitung von Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität („Roadmap Systemstabilität“)

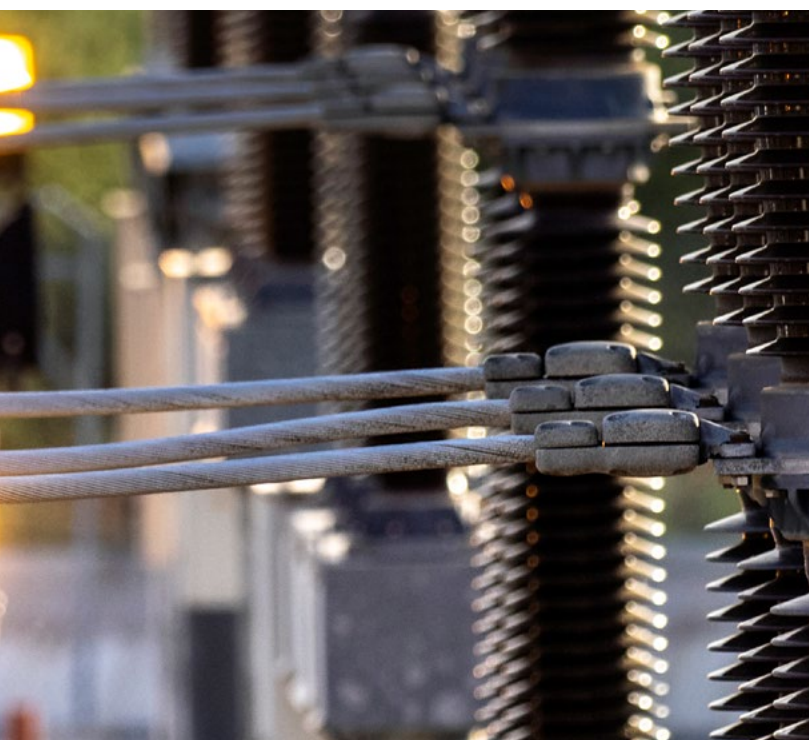
Diese Ziele werden in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vom Januar 2022 grundsätzlich bestätigt.²⁷ In Bezug auf das Monitoring der Ziele für den Netzausbau ist jedoch festzuhalten, dass – im Gegensatz zum Ausbau Erneuerbarer Energien oder auch den allgemeinen Klimazielen – keine konkreten, „quantitativ“ messbaren Zielgrößen definiert wurden. Somit wurden die nachfolgenden Kennzahlen gebildet, die sich positiv auf die definierten „Zielstellungen“ auswirken.

// 5.1.2

Netzausbau und -umbau als zentraler Erfolgsfaktor für die Energiewende und Sektorenkopplung

Ohne die erforderlichen Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten kann der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht aus den Regionen mit hohen Einspeisekapazitäten in solche mit einem hohen Strombedarf transportiert werden, und die Elektrifizierung der Wärme- und Mobilitätssektoren gelingt dann nicht Hand in Hand mit den Netzen. Besonders der notwendige Netzausbau steht im politischen und gesellschaftlichen Fokus.

²⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz



Ausbaubedarf beim Übertragungsnetz

Die vier Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Maßnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes in Form eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans (NEP). Die identifizierten und genehmigten Ausbaumaßnahmen sind die Basis für den Bundesbedarfsplan. Der Netzentwicklungsplan wurde zuletzt 2021 von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur am 14. Januar 2022 bestätigt.²⁸ Darin werden unterschiedliche Szenarien abgeleitet, die auch einen unterschiedlichen Netzausbaubedarf auf der Ebene der Übertragungsnetze zur Folge haben. In der nachfolgenden Grafik sind der bislang erfolgte jährliche Ausbau und der Ausbaubedarf auf der Basis des Netzentwicklungsplans 2035 dargestellt.²⁹

Für die Übertragungsnetze ist demnach ein Ausbau von durchschnittlich 900 km pro Jahr für das Gelingen der Energiewende erforderlich. In der Vergangenheit (Zeitraum 2013 bis 2021) wurden jedoch nur knapp durchschnittlich 260 km pro Jahr realisiert.³⁰

Diese Diskrepanz wird auch deutlich, wenn man nicht die absolute Stromkreislänge der Übertragungsnetze betrachtet, sondern den gemäß Bundesbedarfsplangesetz und Energieleitungsausbaugesetz festgelegten Maßnahmenbedarf (Neubau und Verstärkung) bis 2030 mit dem Umsetzungsstand zum 31. Dezember 2021 abgleicht. Von den als Bedarf festgelegten 12.229 km waren zu diesem Zeitpunkt lediglich 1.934 km fertiggestellt.³¹ Das bedeutet, dass in den rund zehn Jahren seit Inkrafttreten des planungsrechtlichen Rahmens für die Ertüchtigung der

28 Bundesnetzagentur (2022): Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom gemäß Bedarfsermittlung 2021 bis 2035

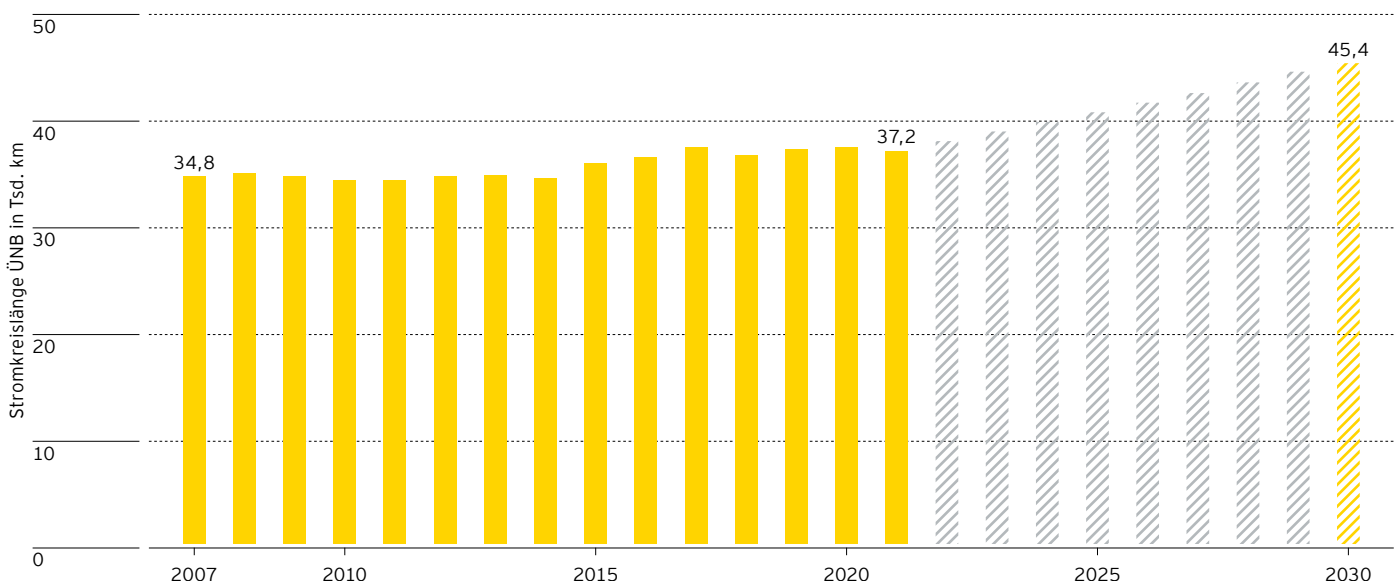
29 50Hertz et al. (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035

30 Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht

31 Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht

ABBILDUNG 26

Stromkreislänge ÜNB in Tsd. km mit prognostiziertem Ausbau bis 2030



Quelle: EY auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber (NEP 2035)

Übertragungsnetze Strom weniger als ein Fünftel der Maßnahmen (nach Leitungslänge) realisiert bzw. abgeschlossen werden konnte.

Abhilfe können insbesondere Vereinfachungen in den langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren schaffen, sodass die Ausbauziele in den verbleibenden zehn Jahren erreicht werden können.

Ausbaubedarf beim Verteilnetz

Für eine erfolgreiche Transformation des Stromsystems hin zu einem klimaneutralen Stromsystem ist die Leistungsfähigkeit der Stromverteilnetze von großer Bedeutung. Für die Bestimmung des erforderlichen Ausbaubedarfs können Studien herangezogen werden – insbesondere die Verteilnetzstudie der Deutschen Energie Agentur (dena) aus dem Jahr 2012. Die Verteilnetz-

studie baut im Wesentlichen auf dem Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz auf.³² Gemäß der Studie müssen rund 10.700 km pro Jahr in den Verteilnetzen ausgebaut werden – im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2021 wurden durchschnittlich 14.900 km durch die Verteilnetzbetreiber ausgebaut, sodass die definierten Ziele der Verteilnetzstudie der dena erreicht werden können. Obwohl die Ausbauziele der dena-Verteilnetzstudie aufgrund der angepassten Klima- und Ausbauziele und der steigenden Elektrifizierung der Wärme- und Mobilitäts-sektoren kritisch bewertet werden müssen, liegen derzeit keine vergleichbar umfassenden Daten vor. Die genannten Bedarfe sind sicher als Untergrenze zu verstehen.

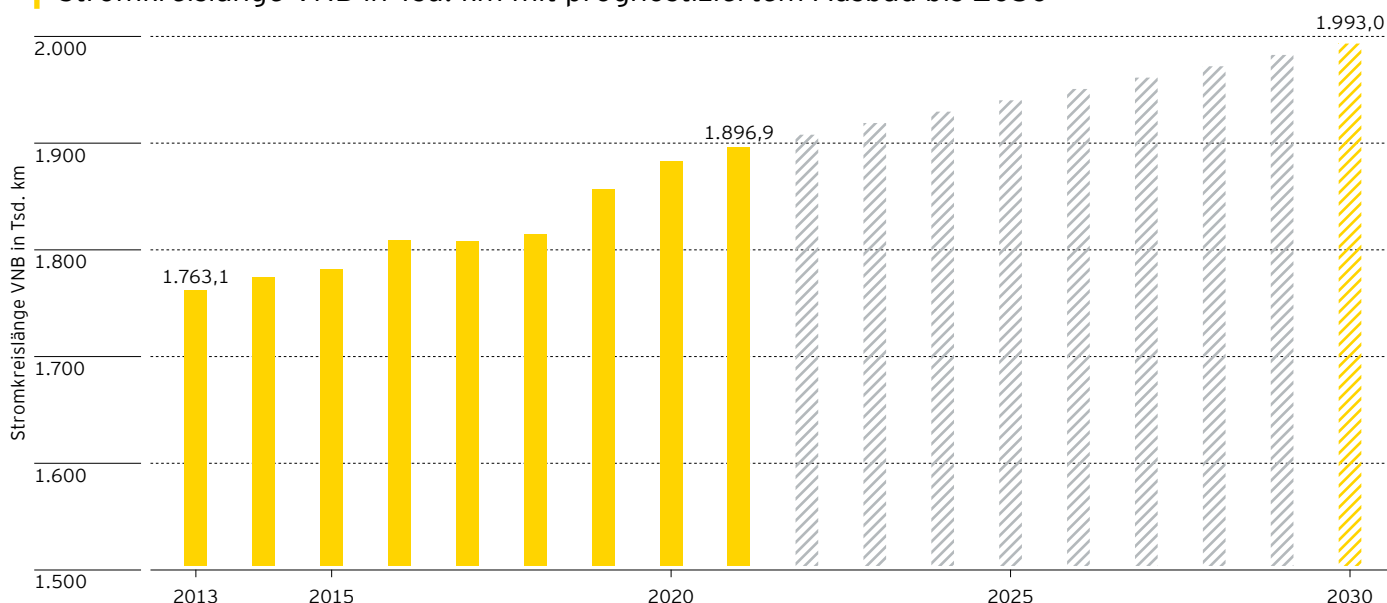
Auch bei den Verteilnetzbetreibern kommt es zu Verzögerungen beim Netzausbau, insbesondere aufgrund mangelnder Akzeptanz des Netzausbaus und langwieriger Genehmigungsprozesse.³³

32 Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): Ergebniszusammenfassung Verteilnetzstudie 2030

33 Bundesnetzagentur (2022): Bericht zum Ausbau und Zustand der Verteilernetze 2021

ABBILDUNG 27

Stromkreislänge VNB in Tsd. km mit prognostiziertem Ausbau bis 2030



Quelle: EY auf Datenbasis Bundesnetzagentur und dena

Rahmenbedingung: Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren

Ein bestimmender Faktor für Fortschritt und Geschwindigkeit beim Ausbau von Energienetzen ist die Dauer und Komplexität der hierfür erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren. In jüngerer Zeit ist der Gesetzgeber um Beschleunigung und Vereinfachung der Verfahren bemüht. Die aktuelle Koalitionsvereinbarung spricht gar von einer Halbierung der Verfahrensdauer, allerdings ohne diese Aussage spezifisch auf den Sektor Energie und Energienetze zu beziehen. Zu den insoweit initiierten Maßnahmen gehören beispielsweise die Digitalisierung von Verfahrensschritten, eine bundeseinheitliche gesetzliche Standardisierung im Artenschutzrecht, ein stärkeres Gewicht zugunsten der Energieinfrastruktur in der Abwägung (gesetzliche Festlegung eines besonderen öffentlichen Interesses, befristeter Vorrang für Erneuerbare Energien), eine Mitwirkungspflicht von Umweltverbänden zum frühestmöglichen Zeitpunkt in der Öffentlichkeitsbeteiligung und eine effizientere Ausgestaltung der Verwaltungsverfahren. Flankiert werden soll dies durch eine gemeinsame Initiative von Bund und Ländern für schnellere Planung und Genehmigungsverfahren, die eine Digitalisierungs-

Personal- und Weiterbildungsinitiative umfasst. Große Infrastrukturmaßnahmen sollen auch im Zuge einer Legal-Planung beschleunigt und die einzelnen Planungsstufen (Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren) besser verzahnt werden.

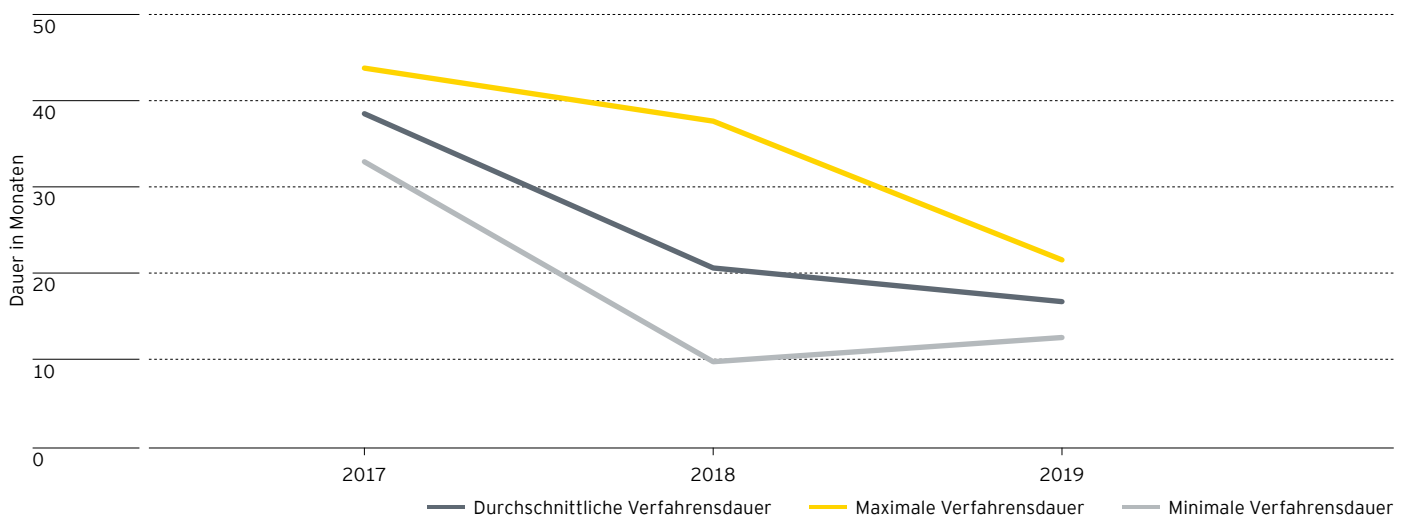
Einen vorläufigen Indikator für die Wirksamkeit der jüngsten Bemühungen um Verfahrensbeschleunigung bietet eine Befragung der Übertragungsnetzbetreiber, die im Juli/August 2022 durchgeführt wurde. Im Rahmen dieser Erhebung hat ein Übertragungsnetzbetreiber Daten zu 13 Verfahren zwischen 2017 und 2021 zur Verfügung gestellt. Für 2020 liegen keine Daten vor, für 2021 lediglich solche zu einem Verfahren. Die Auswertung beschränkt sich deshalb auf die Jahre 2017 bis 2019 – und zeigt tatsächlich eine Tendenz hin zu kürzeren Verfahren.

In den kommenden Jahren wird – idealerweise auf der Basis einer dichteren Datenlage – zu überprüfen sein, ob sich dieser Trend verfestigt.

Für den Ausbau des Verteilnetzes sind Daten zum Übertragungsnetz nur bedingt aussagekräftig. Der ganz überwiegende Teil des Ausbaus des Übertragungsnetzes erfolgt in

ABBILDUNG 28

Dauer der Genehmigungsverfahren in Monaten



Quelle: EY auf Basis einer BDEW-Befragung der Übertragungsnetzbetreiber Juli/August 2022

der zentralen Zuständigkeit der Bundesnetzagentur unter dem speziellen Verfahrensregime des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG). Diese Verfahren sind mit den bei den Landesbehörden geführten Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für Verteilnetze nur begrenzt vergleichbar.

Investitionsbedarf Übertragungs- und Verteilnetze

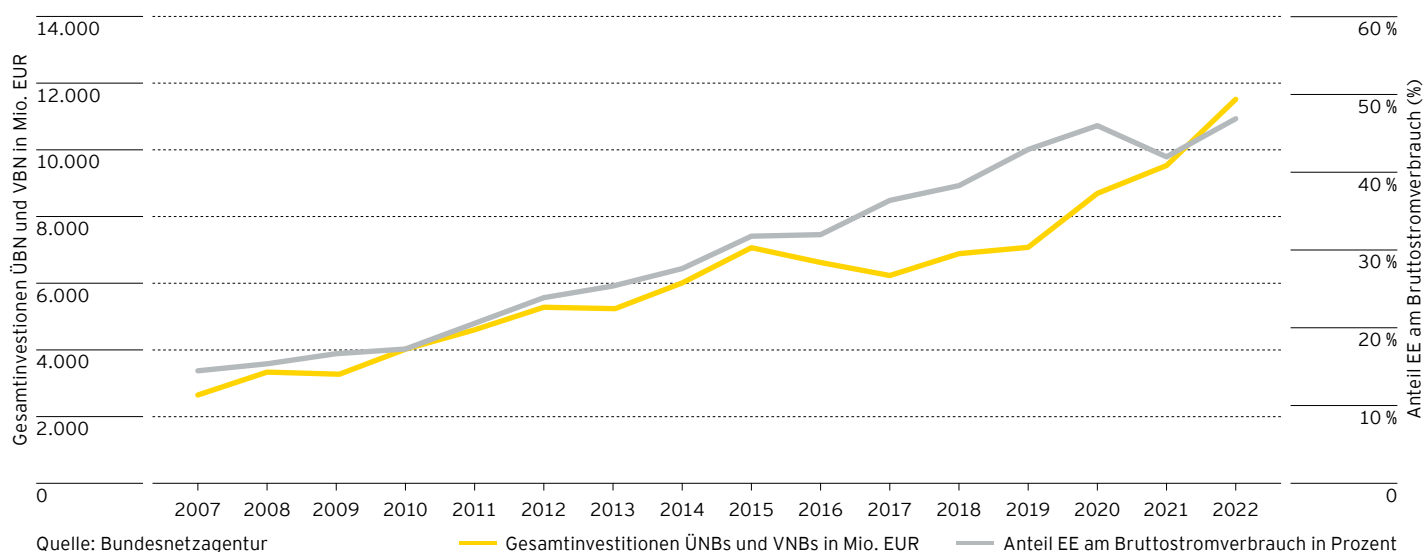
Der Investitionsbedarf für die Erweiterung der Kapazitäten der Übertragungsnetze wurde im Netzentwicklungsplan 2035 mit 48,2 bzw. 50,8 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 beziffert.³⁴ Dies bedeutet ein durchschnittliches Investitionsvolumen von knapp 5,3 bis 5,6 Mrd. Euro (Ausgangsbasis 2022 bis 2030). Das Investitionsvolumen der Übertragungsnetzbetreiber lag im Jahr 2021 bei 4,67 Mrd. Euro und im Durchschnitt im Betrachtungszeitraum von 2013 bis 2021 bei knapp 3,1 Mrd. Euro. Dies zeigt, dass höhere Investitionen notwendig werden, um die Ziele zu erreichen.

In der Verteilnetzstudie der dena wurde das Investitionsvolumen für den aufgezeigten Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2030 auf 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro beziffert.³⁵ Analog zu den realisierten Längen im Netzausbau zeigt sich hier ein positives Bild, nämlich dass diese Zielmarke unter den bestehenden Bedingungen bei Verteilnetzbetreibern erreicht werden kann. Jedoch ist auch in diesem Kontext anzumerken, dass die Verteilnetzstudie der dena noch nicht die neuen Klimaziele als Ausgangsbasis berücksichtigt.

Der Vergleich der getätigten Investitionen für die Übertragungs- und Verteilnetze und dem jährlichen Zubau von Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien in GW zeigt, dass für die Integration neuer Erzeugungskapazitäten zunehmend Investitionen in die Netzerweiterung getätigt werden müssen.

ABBILDUNG 29

Gesamtinvestitionen ÜNB und VNB pro Jahr im Verhältnis zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch



34 50Hertz et al. (2021) Netzentwicklungsplan 2035; eigene Hochrechnung bis 2030

35 Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): Verteilnetzstudie 2030

5. Energienetze

// 5.1.3

Digitalisierung und Flexibilität als Erfolgsfaktor für die effiziente (wirtschaftliche) Nutzung von Netzkapazitäten

In der Eröffnungsbilanz Klimaschutz wurden die Vorteile und Chancen der Digitalisierung – mit Fokus auf die Verteilnetze – betont.³⁶ Die Digitalisierung ermöglicht eine effizientere Bewirtschaftung bestehender Kapazitäten durch eine Optimierung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch.

Als zentrale Bausteine für die Digitalisierung werden im Zuge des Fortschrittsmonitors folgende Elemente betrachtet:

1. digitale Netzelemente
2. intelligente Messsysteme
3. Flexibilisierung in der Niederspannung

Digitale Netzelemente

Unter „digitale Netzelemente“ wird hier der Einsatz von Betriebsmitteln und Software zusammengefasst, die eine Optimierung der Bewirtschaftung bestehender Kapazitäten durch Sensorik, Aktorik und Automatisierung ermöglichen. Im Zuge des Monitoringprozesses der Bundesnetzagentur werden zentrale digitale Netzelemente und deren Einsatz bei den Netzbetreibern erhoben. Dazu zählen die Folgenden:

- ▶ Einbau von Messtechnik
- ▶ Einbau von Spannungsreglern
- ▶ Einbau regelbarer Ortsnetztransformatoren
- ▶ Leiterseil-Monitoring
- ▶ Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

In der Auswertung der Bundesnetzagentur wird im Zeitvergleich deutlich, dass die Erhöhung des Kabelquerschnitts für den Großteil der Verteilnetzbetreiber noch das beliebteste Mittel der Wahl zur Netzoptimierung und Netzverstärkung ist. Dennoch ist auch positiv festzuhalten, dass der Einbau von Messtechnik häufig

zur Anwendung kommt und im Zeitraum zwischen 2016 und 2017 zugenommen hat. Ein gleicher positiver Trend lässt sich auch beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren erkennen.³⁷

Für eine optimierte Bewirtschaftung der bestehenden Kapazitäten müssen auch weiterhin mehr Aktorik und Sensorik in das Netz eingebracht und damit eine Automatisierung gefördert werden – als wichtiges Element, um Erzeugung, Speicherung und Verbrauch optimal in Einklang zu bringen.

Intelligente Messsysteme

Smart Meter, die in Deutschland intelligente Messsysteme (iMSys) genannt werden, sind ein Eckpfeiler der Digitalisierung im Netz. Ihr Vorhandensein ist eine wichtige Voraussetzung für eine bessere Überwachung und Steuerung im Verteilnetz und für das netzdienliche Management flexibler Lasten. Intelligente Messsysteme werden in größeren Stückzahlen in den Verteilnetzen zum Einsatz kommen. Durch sie wird die Energiewende effizienter und der Netzausbau und damit die Netzkosten zugunsten aller Endkunden reduziert.

Erst im Jahr 2021 nahm mit dem beginnenden Rollout die Anzahl intelligenter Messsysteme in Kundenanlagen erkennbar zu. Im Gesamtjahr wurden etwa 3,4 Prozent der Pflichteinbautfälle vollzogen. Damit lag der Rollout im gesetzlichen Zielerreichungspfad von 10 Prozent innerhalb der ersten drei Jahre. Allerdings setzte das Oberverwaltungsgericht Münster den Start des Rollouts durch die sogenannte Markterklärung im März 2021 aus, woraufhin das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die Vorgabe im Mai 2022 vollständig aufhob.

Dies bedeutete einen Rückschritt für die planmäßige Digitalisierung der Stromnetze und den Rollout der neuen Messtechnik. Dafür waren auch die komplexen und kostenintensiven Prozesse und technischen Anforderungen sowie Lieferkettenprobleme verantwortlich.

³⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz

³⁷ Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht

Das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ soll eine Beschleunigung des Rollouts intelligenter Messsysteme vorantreiben. Auf der Grundlage der Novelle kann eine Neubewertung der Rahmenbedingungen erfolgen.

Flexibilitäten in der Niederspannung

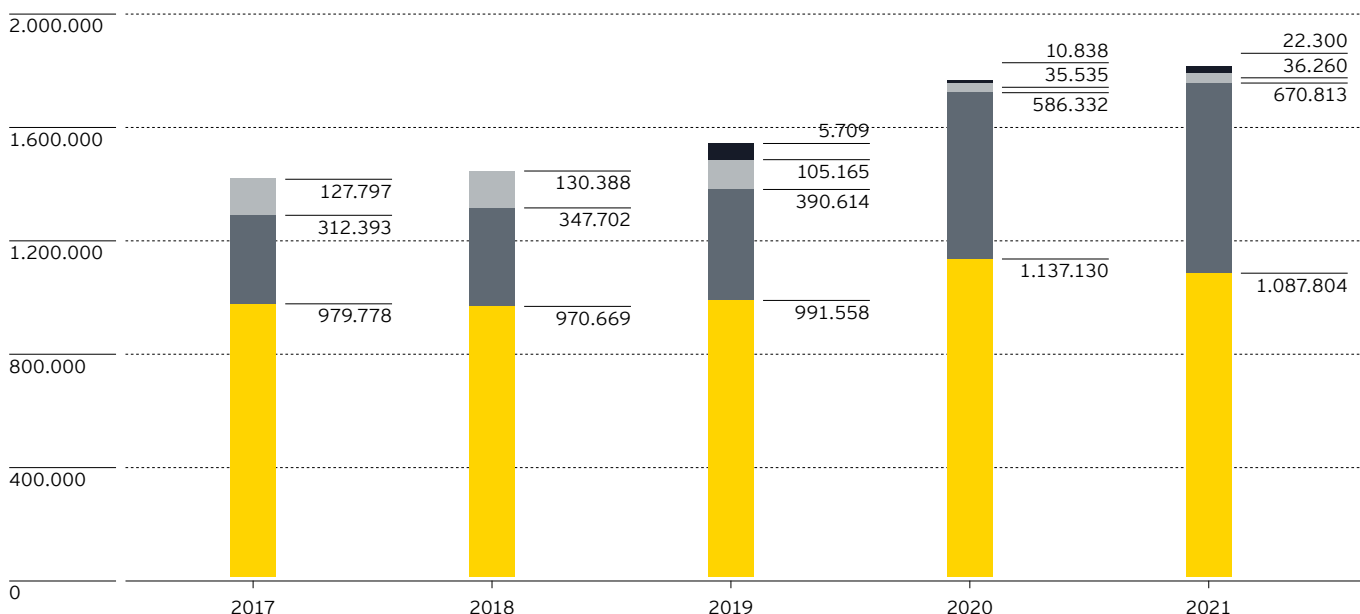
Mit der steigenden Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität steigt die Belastung der Stromnetze, aber auch das Potenzial, größere Mengen erneuerbaren Stroms in das Energiesystem zu integrieren. Ein wichtiger Schlüssel für die erfolgreiche Energiewende auf Niederspannungsebene ist die Nutzbarkeit und Nutzung jener Flexibilität, die sich aus dem Einsatz von Wärmepumpen, Speichern und Elektrofahrzeugen bzw. Ladepunkte ergibt. Bereits in den letzten Jahren war ein deutlicher Wachstumstrend bei den gemeldeten Stückzahlen steuerbarer Letztverbraucher gemäß § 14a EnWG erkennbar. Insbesondere die Anzahl

Wärmepumpen, die für die Netzbetreiber steuerbar sind, haben sich im Zeitraum 2017 bis 2021 von knapp 313.000 auf 670.000 Stück mehr als verdoppelt. Auch steuerbare Ladepunkte haben sich seit 2019 um den Faktor 3,5 signifikant gesteigert, jedoch sind in Summe erst 22.300 Ladepunkte flexible Verbraucher gemäß § 14a EnWG.

In Bezug auf die Umsetzung von § 14a EnWG in der Praxis muss festgehalten werden, dass die prozessuale Ausübung von § 14a EnWG noch nicht massenfähig definiert und die verbindliche Teilnahme von bestimmten Technologien (z. B. Wärmepumpen) noch nicht abschließend gesetzlich geregelt wurde. Im Osterpaket haben Bundestag und Bundesrat eine Neufassung des § 14a EnWG verabschiedet. Die Bundesnetzagentur erhält umfangreiche Festlegungskompetenzen, um bundeseinheitliche Regelungen für die Netzintegration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu schaffen. Die neuen Regelungen können die notwendige Klarheit

ABBILDUNG 30

Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen



Quelle: Bundesnetzagentur

■ Nachtspeicherheizungen ■ Wärmepumpen ■ Sonstige ■ E-Mobile

5. Energienetze

schaffen und die Lücke schließen – insbesondere im Bereich E-Mobilität, bei der mehr als 40 Prozent der steuerbaren Einrichtungen zwar von den Sonderentgelten nach § 14a EnWG profitieren, jedoch über keine Steuerungseinrichtung verfügen und somit auch keine Flexibilität für das Netz bereitstellen können.³⁸

// 5.1.4

Die Energiewende wirkt sich zunehmend auf die Netzentgelte Strom aus

Der Langzeitvergleich der Netzentgelte zeigt, dass zu Beginn der Anreizregulierung und insbesondere im Zuge der ersten Regulierungsperiode die Netzentgelte für Haushaltskunden deutlich gesunken sind. Bis zu Beginn der dritten Regulierungsperiode war kein direkter Zusammenhang zur Entwicklung der Netzentgelte und dem Anteil von Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (also dem Zubau neuer Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien) erkennbar. Ab der dritten

Regulierungsperiode steigen die Netzentgelte und das Ausgangsniveau von 2021 wurde wieder erreicht. Es muss weiter beobachtet werden, ob zukünftig eine deutlichere Korrelation zwischen der Entwicklung der Netzentgelte und dem Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch entsteht.

// 5.1.5

Die Integration von volatiler Einspeisung hat bislang hohe Kosten für das Netzengpassmanagement zur Folge

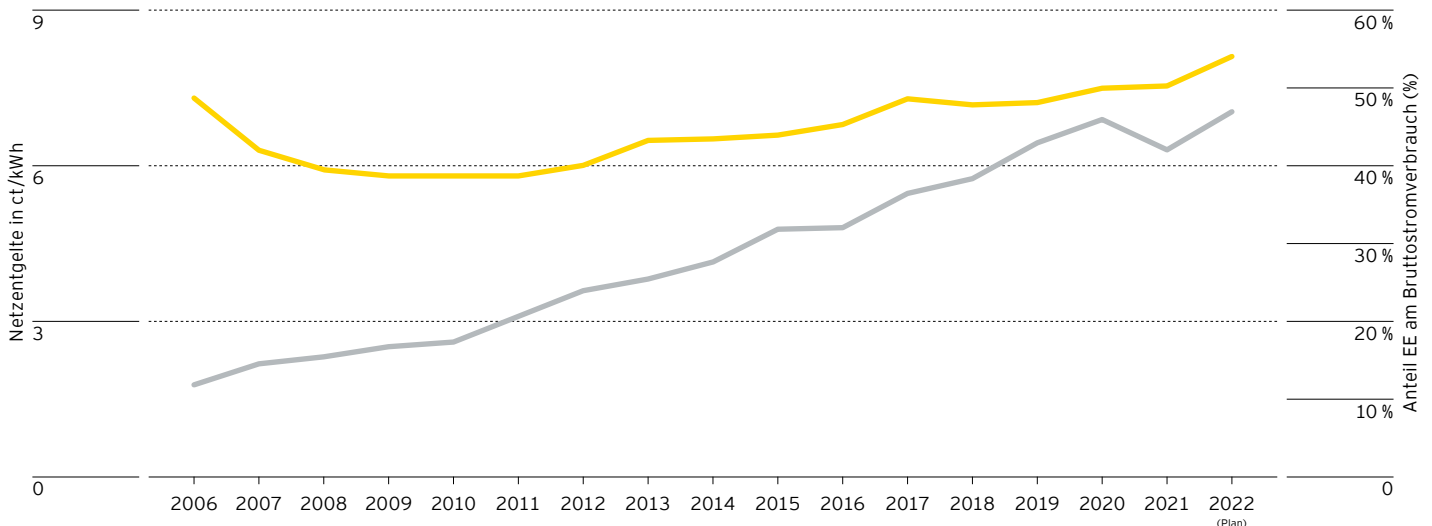
Die fortschreitende Energiewende stellt das Stromversorgungsnetz vor eine ganze Reihe von Herausforderungen. Da ist zum einen die Transformation von wenigen zentralen (verbrauchsnahe) Kraftwerken zu vielen dezentralen (volatilen) Erzeugungsanlagen.

Ebenfalls herausfordernd ist die Tatsache, dass Standorte von Windenergieanlagen hauptsächlich im Norden Deutschlands, die Verbrauchszentren aber im Süden und Westen des Landes liegen.

38 Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2022

ABBILDUNG 31

Entwicklung der Netzentgelte (Haushaltskunden) im Vergleich zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch



Quelle: Bundesnetzagentur

— Netzentgelte für Haushaltskunden in ct/kWh — Anteil EE am Bruttostromverbrauch in Prozent

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Elektrizitätsversorgung netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen.

Dazu gehören ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen.

Der Bedarf an und damit die Kosten für das Engpassmanagement haben sich zwischen 2015 und 2021 von 1,1 Mrd. Euro auf 2,3 Mrd. Euro p. a. mehr als verdoppelt. Dieser Trend lässt sich aus den verfügbaren Daten der Bundesnetzagentur für das erste Halbjahr 2022 bestätigen. Im ersten Halbjahr 2022 liegen die Kosten für Netzengpassmanagement mit knapp 2,2 Mrd. Euro³⁹ bereits auf einem ähnlichen Niveau, wie für das Gesamtjahr 2021.

Zentrale Treiber für Engpassmanagement-Maßnahmen sind dabei eine steigende Volatilität in der Stromerzeugung und das „Nord-Süd-Gefälle“. Nimmt man den erwar-

tungsgemäß weiter stark steigenden Anteil Erneuerbarer am Stromverbrauch, so wird die Notwendigkeit erkennbar, die steigenden Kosten für das Engpassmanagement zu dämpfen und für die Verbraucher kalkulierbar zu halten – und die Engpässe durch beschleunigten Netzausbau zu beseitigen.

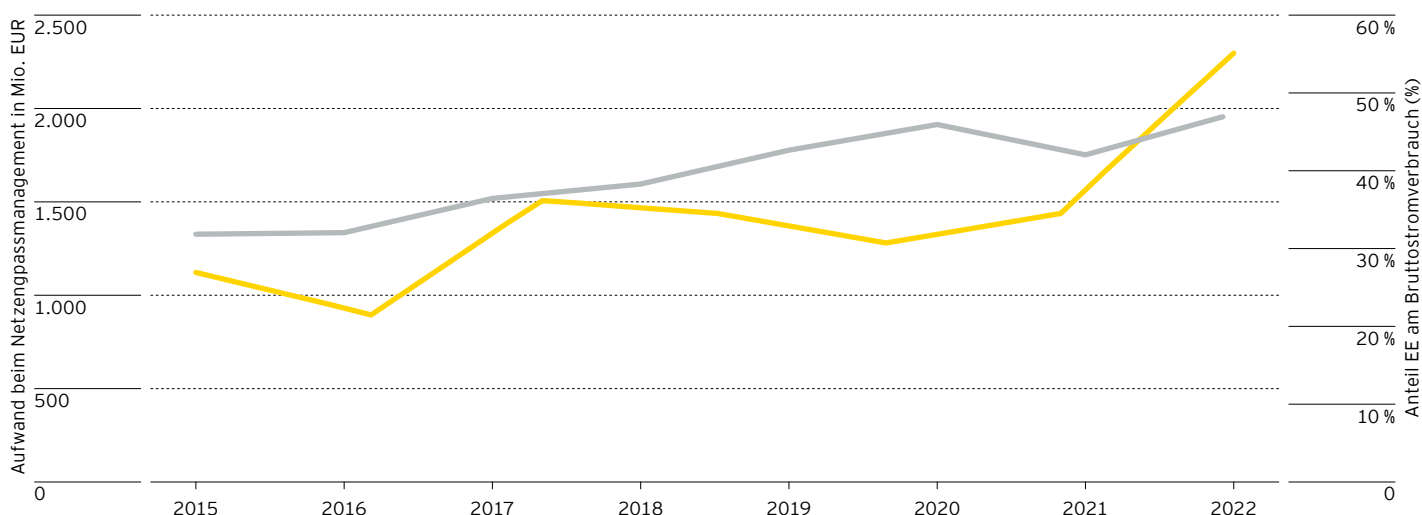
Aus den historischen Daten ergibt sich, dass je GWh volatiler Erzeugung 0,15 GWh Engpassmanagement-Maßnahmen notwendig waren.⁴⁰ Bei einem hohen Anteil volatiler Erzeugungsleistung (215 GW Photovoltaik und 130 GW Windenergie) im Jahr 2030 können sich die Kosten für das Engpassmanagement auch spürbar in den Netzentgelten niederschlagen. Netzausbau, die Nutzung von Flexibilitäten und das Engpassmanagement sollten im gesamtwirtschaftlichen Optimum für die Energiewende betrachtet werden.

39 Bundesnetzagentur (2022): Quartals-Bericht Netzengpassmanagement zweites Quartal 2022

40 Eigene Auswertung auf der Basis der Monitoringberichte 2016-2022 der Bundesnetzagentur

ABBILDUNG 32

Vergleich der Kosten für Netzengpassmanagement im Vergleich zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch



Quelle: Bundesnetzagentur

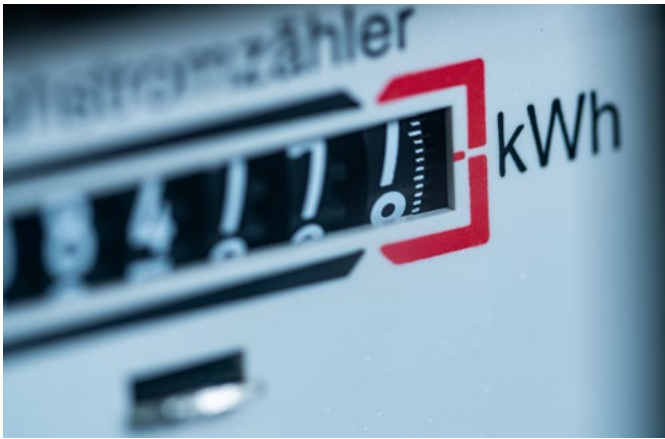
— Kosten für das Netzengpassmanagement in Mio. EUR

— Anteil EE am Bruttostromverbrauch in Prozent

5. Energienetze

// 5.1.6

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist weiterhin auf hohem Niveau – die Integration der Erneuerbaren Energien hat bislang keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit

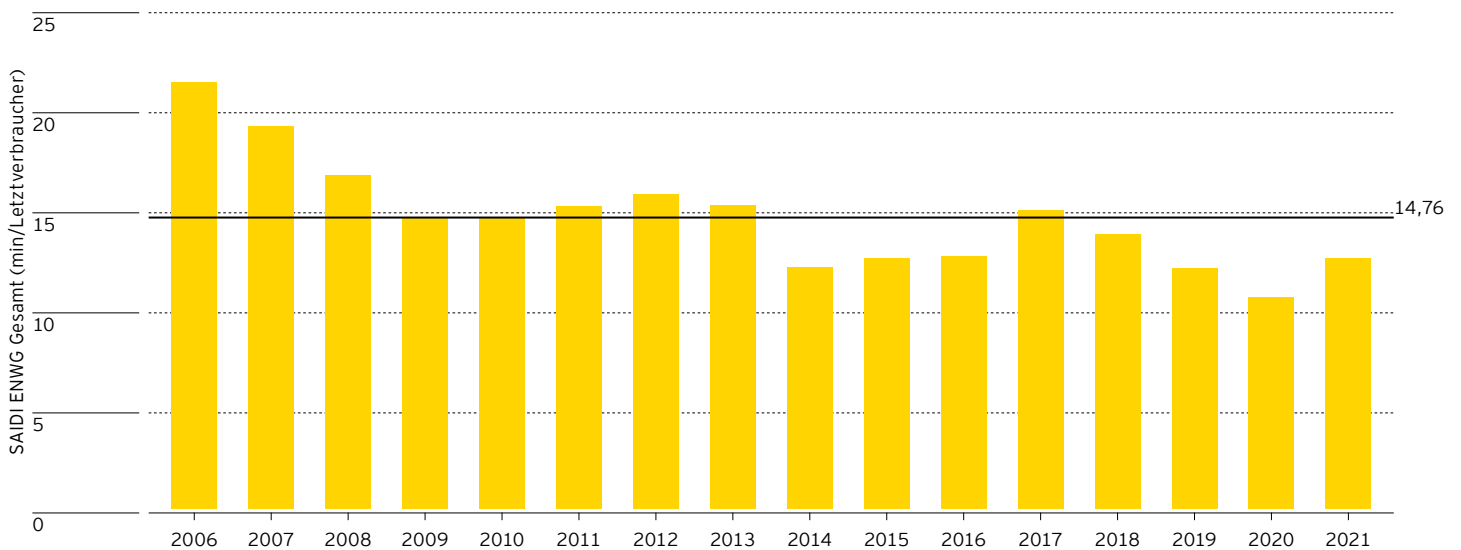


Die Stromversorgung in Deutschland ist im Vergleich zu anderen Industrienationen sehr sicher. Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI)⁴¹ zeigt, dass sich die Stromausfälle in Minuten je Letztverbraucher und Jahr in Deutschland seit 2006 fast halbiert haben und sich seit 2014 auf konstant niedrigem Niveau zwischen 12 und 15 Minuten bewegen. Dies ist vor dem Hintergrund der laufenden Energiewende eine sehr positive Entwicklung: Die bereits deutlich gestiegene Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätsmarktes hatte offenbar bislang keinerlei negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Als Zielkorridor für 2030 kann dabei ein aus den Vergangenheitswerten abgeleiteter Bereich um den Durchschnitt der Jahre 2006 bis 2020 (14,76 Minuten je Letztverbraucher) angesehen werden.

ABBILDUNG 33

Versorgungsunterbrechungen Strom (SAIDI)



41 Der SAIDI Strom (System Average Interruption Duration Index) gibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung für Nieder- und Mittelspannung je angeschlossenem Letztverbraucher im jeweiligen Jahr an. In die Berechnung fließen weder geplante Unterbrechungen noch solche aufgrund von höherer Gewalt wie etwa Naturkatastrophen ein, sondern nur ungeplante Unterbrechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

// 5.1.7

Reicht das für die Energiewende?

Zusammenfassend kann als Fazit dieser ersten Betrachtung im Rahmen des vorliegenden Fortschrittsmonitors gesagt werden, dass eine Beschleunigung des Netzausbaus grundlegend für die Energiewende ist. Der durchschnittlich erforderliche Zubau von knapp 900 km pro Jahr zur Umsetzung des Netzentwicklungsplans auf der Ebene des Übertragungsnetzes wird mit realisierten 260 Kilometern pro Jahr deutlich unterschritten. Eine Beschleunigung der Genehmigungsprozesse ist ein wichtiger Erfolgsfaktor. In den Verteilnetzen kann der definierte Netzausbaubedarf gemäß dena-Verteilnetzstudie erreicht werden. Jedoch ist hierbei festzuhalten, dass der Netzausbaubedarf auf Basis der Studie aufgrund der angepassten Klima- und Ausbauziele als Untergrenze zu werten sind.

Die Versorgungssicherheit der Stromnetze hat sich trotz des hohen Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen sowie der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr nicht verschlechtert. Die Stromversorgung ist in Deutschland im Vergleich zu anderen Industriestaaten noch sehr hoch. Einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet auch das Netzengpassmanagement. Hier ist festzustellen, dass die Kosten für das Netzengpassmanagement (u. a. Redispatch und EEG-Einspeisemanagement) stetig gestiegen sind. Die Kosten haben sich zwischen 2015 und 2021 von 1,1 Mrd. Euro auf 2,3 Mrd. Euro p. a. mehr als verdoppelt. Dieser Trend wird durch die Auswertung der verfügbaren Daten für das erste Halbjahr 2022 bestätigt. Die steigenden Kosten für das Netzengpassmanagement sind Bestandteil der Netzentgelte. Die Netzentgelte für Haushaltskunden haben 2021 wieder das Ausgangsniveau von 2006 erreicht.

Die Digitalisierung der Verteilnetze ist ein weiteres wichtiges Instrument, um den neuen Anforderungen sowohl hinsichtlich der Integration Erneuerbarer Energien als auch perspektivisch mit Blick auf die Verkehrs- und Wärmewende gerecht zu werden. Dies gilt sowohl für die Beschleunigung des Rollouts intelligenter Messsysteme, der in eine aktuelle Gesetzesänderung aufgenommen wird, als auch für die Digitalisierung der Netze.

Ein intelligentes Netz (Smart Grid) wird ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende darstellen. Jedoch befinden wir uns sowohl beim Rollout intelligenter Messsysteme als auch der Digitalisierung in den Verteilnetzen noch am Anfang.



5.2

Gasversorgungsnetze: Ziele, Status quo und Potenziale

Die Erdgasversorgung spielt im heutigen Energiemix in Deutschland eine große Rolle. Knapp 24 Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs wurden 2022 durch Erdgas gedeckt. In der Industrie ist Gas mit rund 36 Prozent der wichtigste Energieträger. Im privaten Wärmesektor stellt Erdgas mit etwa 48 Prozent den größten Anteil der verwendeten Energieträger für die Beheizung von Wohngebäuden.⁴² Der Krieg in der Ukraine und in der Folge die weitgehende Einstellung der Gaslieferungen aus Russland hat jedoch auch gezeigt, dass die große Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Drittländern auch hohe Risiken für die sichere Energieversorgung in Deutschland birgt.

Auf der anderen Seite bildet das bestehende – flächendeckend ausgebaute – Gasnetz auch ein hohes Potenzial für die Energiewende. Die bestehende Infrastruktur kann sowohl genutzt werden, um klimaneutrale Gase aufzunehmen und an Letztverbraucher zu liefern und somit auch als Zwischenspeicher für überschüssigen grünen Strom.

Das Gasnetz unterteilt sich analog dem Stromnetz in das Fernleitungs- und das Verteilnetz. Das Fernleitungsnetz ist die Infrastruktur für überregionalen Transport von Gas und Schnittstelle zu den Importquellen für Gas. Die Verteilnetze sind deutlich engmaschiger aufgebaut, versorgen knapp 90 Prozent aller Ausspeisepunkte und sind zudem auch häufig der Einspeisepunkt für dezentral erzeugte (grüne) Gase.

// 5.2.1

Die Gasversorgungsnetze am Scheideweg: Großer Transformationsbedarf beeinträchtigt die langfristige Planbarkeit und zukünftige Wirtschaftlichkeit

Im Koalitionsvertrag und in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz steht die Strominfrastruktur im Mittelpunkt. Aber auch die Modernisierung und die Digitalisierung der Gasinfrastruktur sind wichtige Bausteine zur Umsetzung der

Energiewende. Die bestehenden Gasnetze leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des gesamten Systems und werden auch für die Dekarbonisierung des Wärmesektors eine wichtige Rolle spielen. Jede Modernisierung der Gasinfrastruktur muss auch die Integration klimaneutraler Gase sicherstellen. Das bestehende Gasnetz ist bereits Teil der Energiewende: Es nimmt, allerdings in bisher noch geringen Mengen, Biomethan, Wasserstoff, synthetisch erzeugtes Methan und sonstige klimaneutrale Gase wie Biomasse oder Klärgas (knapp 10.000 GWh im Jahr 2021 im Verhältnis zu knapp 999.000 GWh Ausspeisemengen aus dem Gasnetz⁴³) auf. Der Anteil klimaneutraler Gase in der bestehenden Infrastruktur kann nach derzeitigen technischen Regelwerken beispielsweise beim Wasserstoff auf 10 Volumenprozent erhöht werden.⁴⁴ Für größere Anteile müssen einzelne Betriebsmittel ausgetauscht werden.

Auf der anderen Seite forciert die Bundesregierung einen Ausstieg aus der fossilen Gasnutzung, und auch der Krieg in der Ukraine hat deutliche Auswirkungen auf die Nutzung von Gasquellen, Gasimporten und den Gasverbrauch. Für die Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber ergeben sich damit die folgenden zentralen Herausforderungen:

- ▶ die Umstellung der Rohrnetze auf klimafreundliche Gase, soweit technisch, regulatorisch und wirtschaftlich realisierbar
- ▶ die Anpassung der Gasnetzinfrastuktur an mittel- bis langfristig erwartungsgemäß sinkende Erdgasverbräuche und die Kontrolle der Netzentgelte
- ▶ als kurzfristige Aufgabenstellung die Anpassung insbesondere des Fernleitungssystems an neue Versorgungsquellen (LNG-Einspeisepunkte)

Die zukünftige Strategie, um diesen Herausforderungen zu begegnen, wird zudem durch die Beeinträchtigung der langfristigen Planbarkeit (u. a. Ausspeisemengen, „fuel

42 BDEW (2022): Bestandsaufnahme Gas

43 Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht

44 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW (2020): Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

switches“ durch das Verbot von neuen Ölheizungen ab dem Jahr 2026, Preisentwicklungen und Diversifikation der Gasquellen) und der damit einhergehenden Wirtschaftlichkeit neuer Investitionen stark beeinflusst.

// 5.2.2

Der Netzausbau und -umbau wird durch neue Versorgungsquellen und die Transformation zu klimaneutralen Gasen getrieben

In den vergangenen Jahren wurden durch die Fernleitungs- und die Verteilnetzbetreiber im Zeitraum 2013 bis 2021 durchschnittlich knapp 2.174 Mio. Euro Investitionen in die Netzinfrastruktur getätigt. Der Anteil der Verteilnetzbetreiber beträgt dabei knapp 59 Prozent (1.273 Mio. Euro) an der Gesamtsumme. Seit 2013 ist das Rohrnetz insgesamt um 48.107 km gewachsen, wobei hier der Anteil der Verteilnetzbetreiber bei knapp 43.587 km liegt. Durchschnittlich bedeutet dies auf Verteilnetzebene eine

Netzerweiterung von knapp 5.345 km.⁴⁵ Vor dem Hintergrund der eingangs beschriebenen geänderten Rahmenbedingungen ist sowohl bei den Investitionen als auch bei den Netzerweiterungen ein Rückgang abzusehen. So wird generell mit einem Rückgang der Gasabsatzmenge aufgrund des Umstiegs auf andere Energiequellen gerechnet. Verteilnetzbetreiber haben daher bereits begonnen, Ausbauprojekte, die einen Umstieg von Heizöl auf Erdgas ermöglichen sollten, zu stoppen. Netzerweiterungen werden sich daher zukünftig auf Verdichtungsmaßnahmen bereits erschlossener Netzgebiete konzentrieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Zuge des Netzentwicklungsplans 2022 bis 2032 die veränderten Rahmenbedingungen als Ergänzung in Form von neuen Szenarien abgebildet und quantifiziert. Wesentliche veränderte Eingangsgrößen sind der Zubau neuer LNG-Terminals und neue Prognosen für einen reduzierten Gasverbrauch. In den neu definierten Szenarien „LNGplus-Versorgungs-

45 Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht



5. Energienetze

sicherheitsvarianten“ ist ein Netzausbau zwischen 805 und 1.062 km erforderlich – dies entspricht einem Investitionsvolumen von insgesamt 4,1 bis 5,4 Mrd. Euro. Ebenfalls betrachtet wurde der Ausbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland – die Fernleitungsnetzbetreiber rechnen hier mit Investitionen in Höhe von 8,1 bis 10,2 Mrd. Euro bis Ende 2032.⁴⁶

// 5.2.3

Die Netzentgelte Gas sind kontinuierlich gestiegen – der Rückgang an Ausspeisemengen wird diesen Effekt verstärken

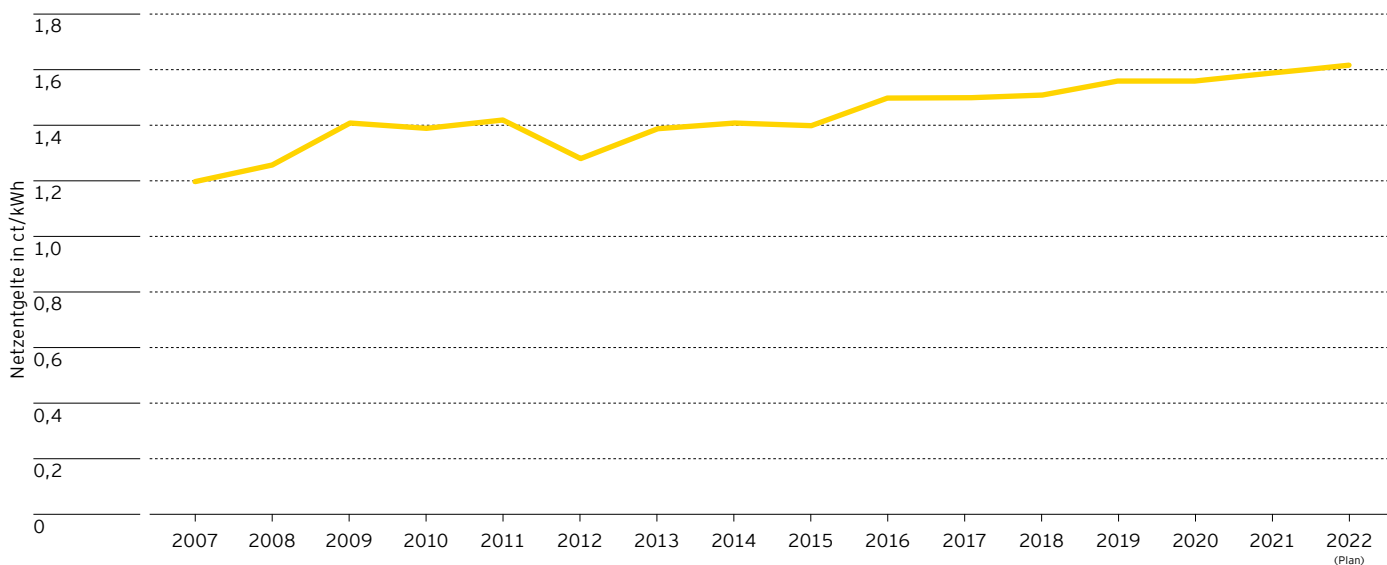
Die Netzentgelte für Haushaltskunden haben sich in den Jahren seit 2013 kontinuierlich, wenn auch insgesamt sehr moderat erhöht – von 1,4 ct/kWh 2013 auf rund 1,6 ct/kWh im Jahr 2022 (Plan). Das entspricht einer jährlichen Steigerung um etwa 1,6 Prozent. Auch die Verbräuche bewegten sich in diesem Zeitraum weitgehend konstant zwischen 900 und 1.000 TWh

pro Jahr. Negative Auswirkungen der Energiewende auf die Entwicklung der Netzentgelte je kWh lassen sich hieraus noch nicht ableiten.

Die Auswirkungen der mit Beginn 2022 und dem Krieg in der Ukraine geänderten Rahmenbedingungen (u. a. Diversifizierung der Quellen für Erdgas, Anbindung der LNG-Terminals, reduzierter Erdgasverbrauch durch Einsparungen sowie Umstellung auf alternative Wärmeanlagen) auf die Netzentgelte können noch nicht quantifiziert werden. Es ist wahrscheinlich, dass geringere Verbräuche durch Einsparungen kurzfristig zu höheren durchschnittlichen Netzentgelten je kWh führen werden. Mittel- bis langfristig werden der Verbrauch durch die Umstellung auf strombasierte Wärmetechnologien und damit die Netzauslastung noch weiter zurückgehen, sodass der Druck auf die Netzentgelte für die Rohrnetze erhalten bleibt: Selbst bei (langfristiger) Verfügbarkeit von Wasserstoff für Gebäudewärme wird der Gasabsatz absehbar kontinuierlich weiter sinken.

ABBILDUNG 34

Netzentgelte Gas für Haushaltskunden von 2007 bis 2022



Quelle: Bundesnetzagentur

46 FNBBG (2022): Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (Konsultation), Kurzfassung

// 5.2.4

Die Versorgungssicherheit auch im Gassektor auf hohem Niveau

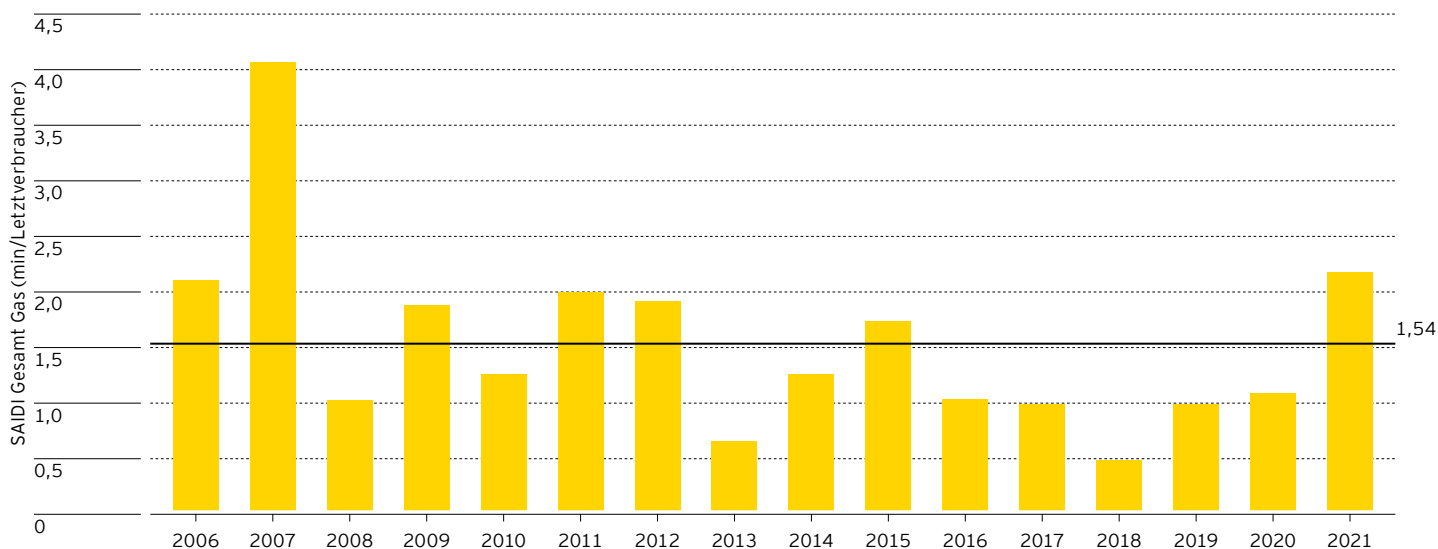
Auch in der Gasversorgung zählt Deutschland in Bezug auf die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Kunde (SAIDI) zu den Besten in Europa. Allerdings kam es zu einer Verdoppelung der Werte für Versorgungsunterbrechungen zwischen 2020 und 2021. Ursache waren vor allem Fremdeinwirkungen auf Gasleitungen bei Baumaßnahmen.⁴⁷

Analog zu den Stromnetzen kann auch bei den Gasnetzen der Durchschnittswert (1,54 Minuten je Letztverbraucher) als anstrebbares Ziel definiert werden.

// 5.2.5

Reicht das für die Energiewende?

Die Reaktionen der Gaswirtschaft auf die eingangs beschriebenen Veränderungen (u. a. Diversifikation der Erdgasquellen, Hochlaufkurve von Wärmepumpen und damit verbundener Rückgang der Ausspeisemenge und Energieeinsparungen) können in diesem Fortschrittsmonitor nur qualitativ dargestellt werden. Die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen werden sich erst in den nächsten Jahren quantitativ erfassen lassen. Festzuhalten ist jedoch, dass bereits an der Umstellung des Gasnetzes gearbeitet wird, was Beispiele (u. a. Umrüstung bestehender Gasleitungen für den Transport von Wasserstoff, Einspeisung von dezentral erzeugten erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen etc.) aus der Praxis belegen. In zukünftigen Fortschrittsberichten ist herauszuarbeiten, wie insbesondere Investitionen und Netzentgelte auf die neuen Rahmenbedingungen reagieren.

ABBILDUNG 35**Versorgungsunterbrechungen Gas (SAIDI)**

Quelle: Bundesnetzagentur

47 Energie (2022): Gasversorgung war 2021 zuverlässig



6.

WÄRME- WENDE

- 67 **6.1** Klimaneutrale Wärme
- 74 **6.2** Ausbau der Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen

6. Wärmewende

Parallel zur umfangreichen Transformation der Stromerzeugung und der damit verbundenen Infrastruktur gilt es, die Transformation der Wärme⁴⁸ in all ihren Dimensionen mitzudenken und in der gesamten Transformation des Energiesystems zu berücksichtigen. Allein der Anteil des Wärmesektors am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland, der 2020 58 Prozent⁴⁹ betrug, verdeutlicht die hohe Bedeutung der Wärme für das Gelingen der Energiewende.

In diesem Kapitel werden zwei politische Ziele für die Wärmewende analysiert: 50 Prozent der Wärme bis 2030 klimaneutral zu erzeugen⁵⁰ und die Installationsrate von

Wärmepumpen ab 2024 auf 500.000 Stück pro Jahr zu erhöhen⁵¹, wobei das Wärmepumpenziel indirekt Teil des 50-Prozent-klimaneutraler-Wärme-Ziels ist. Dazu werden der Ist-Stand und die Rahmenbedingungen näher beleuchtet, um abzuschätzen, wie weit Deutschland noch von der Zielerreichung entfernt ist und welche Herausforderungen und Entwicklungsfelder bestehen.

Beide Ziele dienen der Erreichung des 2030-THG-Minderungsziels für den Gebäudebereich gemäß des Klimaschutzgesetzes 2021, das darauf abstellt die THG-Emissionen im Sektor Gebäude auf 67 Mio. Tonnen CO₂ zu begrenzen (Stand 2021: 115 Mio. Tonnen).



48 Unter den Begriff „Wärme“ fällt jegliche Nutzung von Wärme: Raumwärme, Warmwasser sowie Klimakälte und Prozesswärme/-kälte in Gewerbe und Industrie.

49 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020): Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken

50 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): Koalitionsvertrag 2021 bis 2025

51 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs

6.1 Klimaneutrale Wärme

// 6.1.1

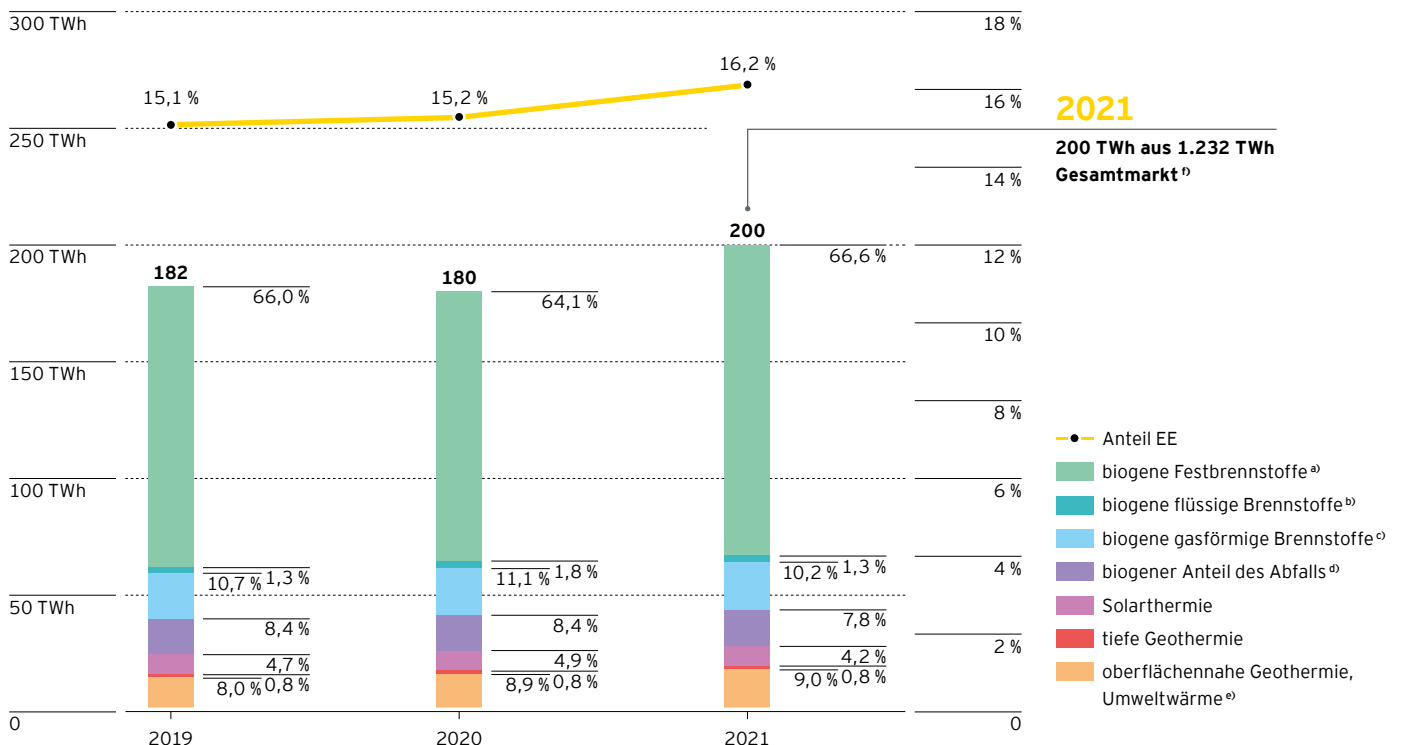
Politische Zielsetzung: 50 Prozent klimaneutrale Wärme 2030

Im Jahr 2021 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärmesektor bei 16,2 Prozent, wovon ca. 86 Prozent aus Biomasse bereitgestellt wurden (siehe Abbildung 36). Insgesamt wurden etwa 200 TWh des Gesamtmarktes von 1.232 TWh mit Erneuerbaren Energien erzeugt, davon rund 170 TWh aus Biomasse.



ABBILDUNG 36

Entwicklung des gesamten Verbrauchs Erneuerbarer Wärme- und Kälteendenergie (TWh)



- a) Inklusive Holzkohle u. Klärschlamm, zuzüglich des Brennstoffeinsatzes für Wärme in KWK-Anlagen
- b) Inklusive Biodiesel für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; ab 2010 inklusive beigemischt Bioethanol
- c) Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas
- d) Der biogene Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen ist mit 50 Prozent angesetzt, ab 2008 nur Siedlungsabfälle
- e) Basierend auf Geothermiezentrum Bochum e. V.: Durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme
- f) Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (einschließlich Fernwärmeverbrauch); direkt in den Sektoren vor Ort für Anwendungszwecke Wärme und Kälte eingesetzte Energieträger; ohne Stromverbrauch für Wärme und Kälte, inklusive Fernwärmeverbrauch

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“, September 2022

6. Wärmewende

Um das von der Bundesregierung gesetzte Ziel von 50 Prozent klimaneutraler Wärme im Jahr 2030⁵² zu erreichen, wäre ein jährliches Wachstum des aktuellen Anteils Erneuerbarer Energien um 13,3 Prozent⁵³ erforderlich. Das reale Wachstum lag im Jahr 2021 bei unter 7 Prozent, 2020 bei unter 1 Prozent – insgesamt also weit entfernt von den notwendigen rund 13 Prozent pro Jahr. Da die Bundesregierung kein explizites Ziel für den Anteil der Erneuerbaren Energien vorgibt, sondern nur die Formulierung, dass die Hälfte der Wärme bis 2030 „klimaneutral“ erzeugt werden muss, können auch andere als „klimaneutral“ bezeichnete Lösungen einbezogen werden, wie zum Beispiel die CO₂-Abscheidung oder unvermeidbare Abwärme. Bis 2030 werden hier vor allem Potenziale in der „Nutzung unvermeidbarer Abwärme“ gesehen, durch deren Realisierung eine Erreichung der angestrebten Ziele wahrscheinlicher wird. Bisher spielen Wärmenetze eine große Rolle bei der Integration und effizienten Nutzung von Abwärme. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der Abwärme an der Fernwärmeerzeugung 6,1 Prozent (8,7 TWh⁵⁴). Unter Einbeziehung der Abwärme⁵⁵ liegt der Anteil der klimaneutralen Wärme in Deutschland im Jahr 2021 bei 16,9 Prozent. Jedoch ist auch mit der Abwärme ein jährliches Wachstum der klimaneutralen Wärme von 12,8 Prozent⁵⁶ erforderlich, um das Ziel von 50 Prozent in 2030 zu erreichen. Im Jahr 2030 wird das gesamte theoretische Abwärmepotenzial auf bis zu 226 TWh⁵⁷ geschätzt, die realistische Schätzung für die Nutzung durch Einbindung in die Fernwärme liegt jedoch im unteren Bereich (rund 12 TWh⁵⁸). Es bleibt also auch unter Einbeziehung der Abwärme ein erheblicher Anteil, der durch Erneuerbare Energien oder andere „klimaneutrale Lösungen“ gedeckt werden muss.

Um zukünftig auch alle lokalen Potenziale (z. B. Abwärme) einzubeziehen und eine ganzheitliche Infrastrukturplanung für eine erfolgreiche Wärmewende bis zur Erreichung der Klimaneutralität sicherzustellen, hat die Bundesregierung im Koalitionsvertrag auch das Ziel „für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung und den Ausbau der Wärmenetze“ formuliert. Momentan befindet sich das Bundesgesetz zur kommunalen Wärmeplanung, das die Kommunen zur Erstellung von Wärmeplänen verpflichtet, noch im Gesetzgebungsverfahren. Nach Inkrafttreten des Gesetzes müssen Kommunen innerhalb von drei Jahren eine Wärmeplanung erstellen, die aus den vier Elementen Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Zielszenario und Wärmewendestrategie besteht.⁵⁹



52 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): Koalitionsvertrag 2021 bis 2025

53 Berechnung der jährlichen Wachstumsrate (CAGR) ausgehend von 16,2 Prozent im Jahr 2021 hin zu 50 Prozent im Jahr 2030

54 BDEW (2022): Energieversorgung 2021

55 Schätzung unter der Annahme, dass der gesamte Anteil der Abwärme klimaneutral ist.

56 Berechnung der jährlichen Wachstumsrate (CAGR) ausgehend von 16,9 Prozent im Jahr 2021 hin zu 50 Prozent im Jahr 2030.

57 Theoretisches Potenzial im Bereich von 35 bis 226 TWh basierend auf Studienergebnissen, Brueckner et al., Industrial waste heat potential in Germany – a bottom-up analysis, 2016 und HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH im Auftrag des BDEW, Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung, 2021.

58 Schätzung auf der Grundlage von 20 TWh im Jahr 2050 und der Annahme eines linearen Anstiegs, BDEW, eigene Berechnung.

59 Umweltbundesamt (2021): Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung

// 6.1.2

Rahmenbedingungen zur effizienten Erhöhung des klimaneutralen Wärmeanteils

Um das Ziel von 50 Prozent klimaneutraler Wärme im Jahr 2030 zu erreichen, müssen u. a. die Rahmenbedingungen für die folgenden Entwicklungsfelder gegeben sein:

1. **Steigerung der Sanierungsrate**
2. **Ausbau der Wärmenetze und Dekarbonisierung der Fernwärme**
3. **effizienter Einsatz der knappen Ressource Biomasse**
4. **Ausbau der Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen**

**Steigerung der Sanierungsrate**

Die Bereitstellung von Raumwärme war im Jahr 2020 für 48 Prozent des Endenergieverbrauchs für Wärme⁶⁰ in Deutschland verantwortlich. Sie spielt damit eine wichtige Rolle bei der Schaffung der Voraussetzungen für die Erreichung des 50-Prozent-Ziels für klimaneutrale Wärme im Jahr 2030.⁶¹ In den letzten Jahren lag der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch für Raumwärme auf einem konstant hohen Niveau.⁶² Effizienzgewinne durch energiesparendes Bauen und Sanierungen sind statistisch erkennbar, jedoch wurden die damit verbundenen Energieeinsparungen durch die zunehmende Zahl der Haushalte und eine größere durchschnittliche Wohnfläche pro Bürger⁶³ aufgezehrt.

Die energetische Sanierung von Gebäuden mit fossilen Heizquellen senkt den gesamten Endenergieverbrauch und erhöht damit direkt den Anteil der Erneuerbaren Energien. Eine vollständige energetische Sanierung inklusive einer Vorbereitung des Heizsystems schafft gleichzeitig die Voraussetzungen für einen Heizungsaustausch, beispielsweise über den Ersatz fossil befeuerter Heizungen durch Wärmepumpen. Um die Sanierungsdynamik zu erhöhen, sind politischer Druck und Anreize nötig, einerseits durch strengere gesetzliche Vorgaben, andererseits durch die Weiterentwicklung von Förderprogrammen des Bundes und der Länder.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) haben im Juli 2022 gemeinsam ein Sofortprogramm Gebäude vorgelegt, um die Anstrengungen zur Erreichung der Emissionsminderungsziele für den Gebäudesektor zu verstärken.⁶⁴ Im Sofortprogramm wird unter anderem eine Aufstockung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und eine Überarbeitung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) definiert.

60 Raumwärme, Warmwasser sowie Kälte und Prozesswärme/-kälte in Gewerbe und Industrie

61 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020): Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken

62 Deutscher Wetterdienst, et al. (2020): Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken

63 Destatis (2022): Wohnungsbestand

64 Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (2022): Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude

6. Wärmewende

In einer Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) soll gesetzlich festgeschrieben werden, dass ab dem 1. Januar 2024 möglichst jede neu installierte Heizungsanlage zu 65 Prozent mit Erneuerbaren Energien betrieben werden soll. Die genaue Umsetzung dieser Vorgabe befindet sich noch in der Ausarbeitung. Klar ist, dass die neue Vorgabe die Abkehr von mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizsystemen vorantreibt und nur noch nachhaltige Technologien wie Wärmepumpen und lokale Wärmenetze zur Erfüllung der Klimaziele zulassen wird. Im GEG 2023 wird auch der Neubaustandard hinsichtlich des zulässigen Primärenergiebedarfs auf das EH-55-Niveau angehoben. Ab 2025 soll der Neubaustandard laut Klimaschutzsofortprogramm an den EH-40-Standard angepasst werden.⁶⁵

Die fehlende Datenqualität aufgrund veralteter Werte und nicht näher definierten Erhebungskriterien erschwert die Analyse der Indikatoren Sanierungsrate und -tiefe. Daten über den Gebäudebestand und die Wohnsituation sind vorhanden, Daten über die energetische Qualität der Gebäude, die Eigentümer- und Investorenstruktur und die durchgeführten Renovierungen sind jedoch nicht in der gewünschten Qualität verfügbar.⁶⁶ Eine oft angeführte Quelle für die Sanierungsrate ist beispielsweise eine Studie des Instituts für Wohnen und Umwelt aus dem Jahr 2018.⁶⁷ Die Studie zeigt auf der Basis der nur bedingt belastbaren Größe der Sanierungsrate die große Lücke zwischen den aktuellen Werten und den Zielwerten für die energetische Sanierung. Laut der Studie liegt die Sanierungsrate bei rund 1 Prozent und bleibt damit weit hinter den vereinbarten Zielerwartungen von mindestens 2 bis 2,5 Prozent pro Jahr zurück. Gebäude im Altbaubestand, die bis zum Jahr 1978 gebaut wurden, verzeichnen zwar mit 1,4 Prozent pro Jahr eine höhere Sanierungsquote als Gebäude aus dem neueren Gebäudebestand, jedoch liegt diese auch weit hinter den Zielwerten.

Um die Datenlage im Gebäudesektor z. B. hinsichtlich der energetischen Sanierung zu verbessern, hat das BMWK die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) beauftragt, sie zu unterstützen. Eine erste Metastudie zur Verbesserung der Datengrundlage im Gebäudebereich wurde im Jahr 2022 entwickelt.⁶⁸ In der Studie wurden verschiedene Methoden der Datenerhebung für den deutschen Gebäudebestand untersucht. Als Ergebnis wurde die Adaption einer Methodik für Nichtwohngebäude aus einem Forschungsprojekt für Wohngebäude als denkbar bewertet. Darüber hinaus wurde eine mögliche Einführung eines Gebäudekatasters diskutiert. Es wurde darauf hingewiesen, dass ein vollständiges Gebäudekataster, z. B. in Kombination mit einem Energieverbrauchskataster oder einem Energieausweiskataster, alle anderen derzeit praktizierten Methoden obsolet machen könnte. Was tatsächlich umgesetzt wird und wie die konkrete Entwicklung zur Verbesserung der Datenlage ausfällt, ist durch politische Entscheidungen abzuwarten.

Ausbau der Wärmenetze und Dekarbonisierung der Fernwärme

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Fernwärme nimmt langsam, aber stetig zu. Seit 2011 beträgt der Anstieg rund 8 Prozentpunkte. Im Jahr 2021 wurden rund 144 TWh Fernwärme erzeugt, und der Anteil der Erneuerbaren Energien lag bei rund 17 Prozent.

Im Jahr 2022 wurden etwa 14,2 Prozent des Wohnungsbestands mit Fernwärme versorgt.⁶⁹ Es wird jedoch eine Steigerung dieses Anteils erwartet, da Wärmenetzen in Treibhausgasszenarien mit Klimaneutralität bis 2045 eine bedeutende Rolle zugeschrieben werden. Beispielsweise wird im Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ davon ausgegangen, dass bis 2030 jährlich 220.000 neue Anschlüsse und im Zeitraum 2030 bis 2045 durchschnittlich rund 340.000 neue Anschlüsse an Wärmenetze erforderlich sind, um das Ziel eines klimaneutralen

65 Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (2022): Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude

66 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Metastudie zur Verbesserung der Datengrundlage im Gebäudebereich

67 Institut für Wohnen und Umwelt (2018): Jährliche Modernisierungsrate im Zeitraum 2010 bis 2016

68 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Metastudie zur Verbesserung der Datengrundlage im Gebäudebereich

69 BDEW, Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht, 2022

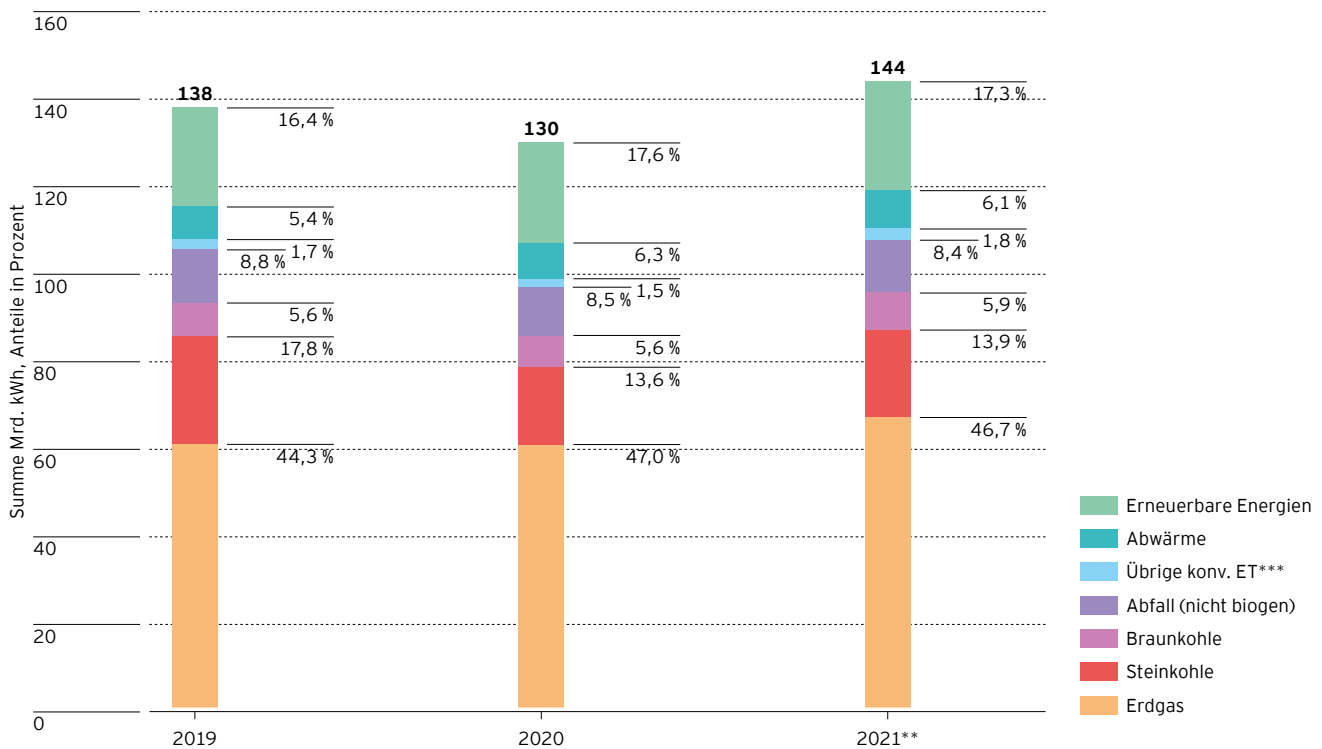
Gebäudesektors zu erreichen.⁷⁰ Weil Wärmenetze eine wichtige Rolle spielen werden, ist der Anteil klimaneutraler Wärme in Wärmenetzen ein wichtiger Baustein, um das Gesamtziel von 50 Prozent klimaneutraler Wärme im Jahr 2030 zu erreichen. Für einen erfolgreichen Ausbau der Wärmenetze und die Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärme sind viele Themen wichtig, u. a. ausreichende Förderungen, z. B. die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), effiziente Sektorenkopplung, un-

komplizierte Einbindung von Abwärme, Ausbau der Nutzung von Geothermie, effizientes Netzmonitoring und stärkere Netzverdichtung und -ausbau. Für zwei dieser Themen gibt es derzeit schwierige Rahmenbedingungen mit besonderem Verbesserungsbedarf. Ein komplexes Zulassungsverfahren für die tiefe Geothermie steht einem Ausbau der Geothermie und der Kostenneutralitätsnachweis der Wärmelieferverordnung einer Beschleunigung der Wärmenetzverdichtung im Wege.

70 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045“, 2021

ABBILDUNG 37

Entwicklung der Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland



* Zur leitungsgebundenen Fern- und Nahwärmeversorgung, einschl. Einspeisungen von Industrie und Sonstigen

** Vorläufig

*** U. a. Hochofengas und weitere Gase

Quelle: Destatis und BDEW, 2022, Stand 05/2022

Effizienter Einsatz der knappen Ressource Biomasse

In Kapitel 6.1.1 wird der gesamte Anteil biogener Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in Deutschland dargestellt – von ca. 200 TWh aus Erneuerbaren Energien macht der biogene Anteil über 170 TWh (2021) aus. Für die energetische Nutzung von Biomasse besteht derzeit eine angespannte politische Lage. Oftmals wird darauf hingewiesen, dass die begrenzte Ressource Biomasse verstärkt in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie Verkehr und Industrie eingesetzt werden sollte. Mit dem Osterpaket wurde die aktuelle Position der Politik verdeutlicht, nach der Biomasse stärker systemdienlich mit hochflexiblen Spitzenlastkraftwerken eingesetzt werden soll. Einen Ausbaupfad für Biomasse gibt es im EEG 2023 nicht. Die Biomasse wird auf dem derzeitigen Niveau von 8.400 MW bleiben und die Ausschreibungsmengen werden ab 2024 stufenweise reduziert. Mit dem Osterpaket wurden auch Einschränkungen für Biomethan eingeführt, die dazu führen sollen, dass Biomethan nur noch in Spitzenlastkraftwerken eingesetzt wird. Darüber hinaus sollen alle neuen KWK-Anlagen auch für den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft vorbereitet sein („H₂-Ready“). Nach dieser Definition von „H₂-Ready“ müssen gasbefeuerte KWK-Anlagen über 10 MWel, die nach dem 30. Juni 2023 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erhalten, ab dem 1. Januar 2028 auf eine ausschließliche Erzeugung auf Basis von Wasserstoff umgerüstet werden können, und zwar zu maximal 10 Prozent der Kosten, die eine mögliche neue KWK-Anlage gleicher Leistung nach dem heutigen Stand der Technik verursachen würde.⁷¹

Im Oktober 2022 haben die drei Bundesministerien für Wirtschaft, Landwirtschaft und Umwelt⁷² die Eckpunkte für eine nationale Biomasse-Strategie (NABIS) vorge-



legt. Die Strategie soll durch eine ressortübergreifende Arbeitsgruppe erarbeitet und im Jahr 2023 verabschiedet werden.⁷³ In NABIS wird erwartet, dass der Schwerpunkt der Biomassenutzung auf eine höherwertige Anwendung, z. B. in der Zellstoffindustrie, gelegt wird. Es wird auch erwartet, dass ein Monitoring und ein effizienzbasierter Steuerungsmechanismus für Biomasseströme eingeführt werden. Auf das in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz erwähnte nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial von 278-333 TWh pro Jahr für die energetische Nutzung wird im Eckpunktepapier nicht eingegangen, aber die Erwartungshaltung ist, dass diese Menge eine obere Grenze für die energetische Nutzung der Biomasse in Deutschland definiert.⁷⁴ Allerdings besteht ein Konsens dazu, dass Biomasse in Zukunft verstärkt in Wärmenetzen und für industrielle Prozesswärme eingesetzt werden soll, wie aus dem Dialog „Klimaneutrale Wärme“⁷⁵ hervorgeht. Für Wärmenetze gibt es jedoch eine klare Einschränkung aufgrund der Bedingungen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), die den Einsatz von Biomasse auf 15 bzw. 20 Prozent⁷⁶ der jährlich erzeugten Wärme im Jahr 2045 begrenzt.

71 Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor

72 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

73 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2022): Pressemitteilung: Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie

74 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz

75 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Dialog Klimaneutrale Wärme 2045

76 15 Prozent für Wärmenetze über 50 km und 20 Prozent für 20-50 km lange Wärmenetze

// 6.1.3

Schlussfolgerung: Verdoppelung des derzeitigen jährlichen Wachstums für die Zielerreichung erforderlich

Zusammenfassend ist festzustellen, dass nicht eine Option allein die entscheidende Lösung für die Realisierung der Wärmewende sein wird. Um das im Koalitionsvertrag festgehaltene Ziel einer Wärmeversorgung aus 50 Prozent klimaneutralen Quellen bis 2030 zu erreichen, wäre ein jährliches Wachstum des aktuellen Anteils der klimaneutralen Wärme um rund 13 Prozent erforderlich. Um diese 13 Prozent pro Jahr zu realisieren, bedarf es eines technologieoffenen Ansatzes, der alle möglichen technischen Lösungen, die Förderung innovativer Technologien und mehr Energieeinsparungen beinhaltet.

Die derzeitige Lücke zur Zielerreichung im Jahr 2030 beträgt mehr als 33 Prozentpunkte. Diese 33 Prozentpunkte entsprechen etwa 400 TWh, die durch eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien und/oder Energieeinsparungen gedeckt werden müssen.

Sogar bei voller Ausschöpfung des in Kapitel 6.1 beschriebenen theoretischen Potenzials⁷⁷ der drei Quellen Biomasse, Abwärme und tiefe Geothermie fehlen noch über 170 TWh, um das Ziel zu erreichen. Dies unterstreicht erneut, wie wichtig es sein wird, alle möglichen Optionen einzubeziehen. Um die Größenordnung besser zu verstehen, wird dies an zwei Beispielen verdeutlicht.

170 TWh bedeutet:

- ▶ **Zubau von über 10 Millionen Wärmepumpen** mit einer Heizleistung von 10 kW und 2.000 Betriebsstunden oder
- ▶ **Zubau von über 3.000 Elektrolyseuren** zur Synthese von grünem Wasserstoff mit einer Leistung von 10 MW und 5.000 Betriebsstunden.

Das Ziel „50 Prozent klimaneutrale Wärme bis 2030“ wird als sehr ambitioniert eingeschätzt – dennoch ist die Zielerreichung nicht ausgeschlossen, erfordert aber eine deutliche Beschleunigung der bisherigen Anstrengungen.

⁷⁷ Biomasse 330 TWh – Anstieg um rund 160 TWh, Abwärme 100 TWh (Mittelwert des theoretischen Potenzials der analysierten Studien) – Anstieg um rund 90 TWh und tiefe Geothermie 10 TWh – Anstieg um rund 8 TWh.



6.2

Ausbau der Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen

// 6.2.1

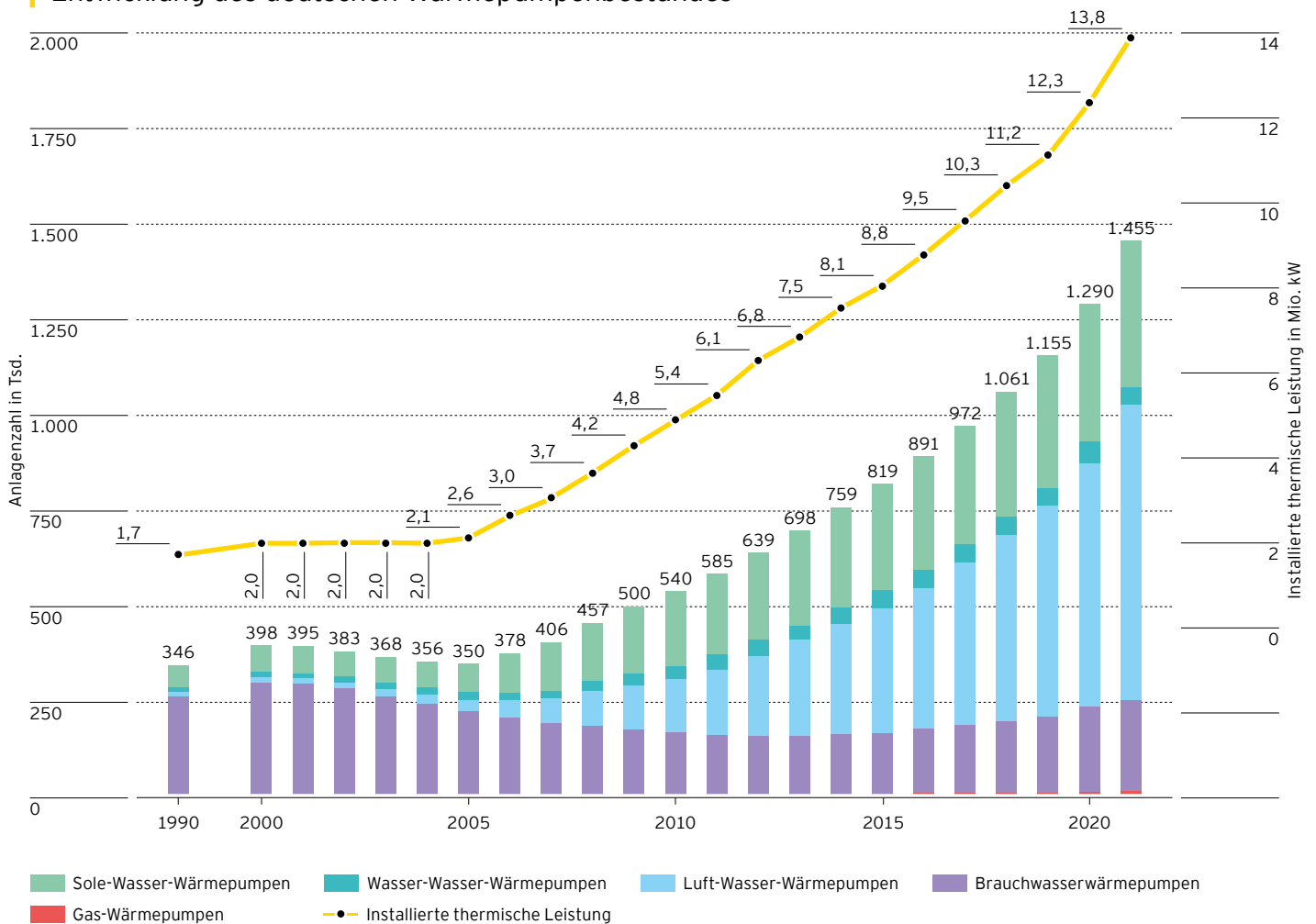
Politische Zielsetzung: 500.000 neue Wärmepumpen pro Jahr ab 2024

Im Arbeitsplan Energieeffizienz des Bundeswirtschaftsministeriums ist eine Zubaurate bei Heizungs-wärmepumpen von mindestens 500.000 Stück pro Jahr ab 2024 formuliert.⁷⁸

Der Wärmepumpenbestand stieg von 2020 auf 2021 um 147.000 Heizungswärmepumpen (Abbildung 38), was einem Plus von 29 Prozent entspricht. Das Ziel ist sehr anspruchsvoll: Damit bis 2024 eine halbe Million Heizungswärmepumpen pro Jahr in Betrieb genommen werden können, bräuchte es einen durchschnittlichen jährlichen Anstieg der Neuinstallationen um 50 Prozent.

ABBILDUNG 38

Entwicklung des deutschen Wärmepumpenbestandes



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

⁷⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Arbeitsplan Energieeffizienz

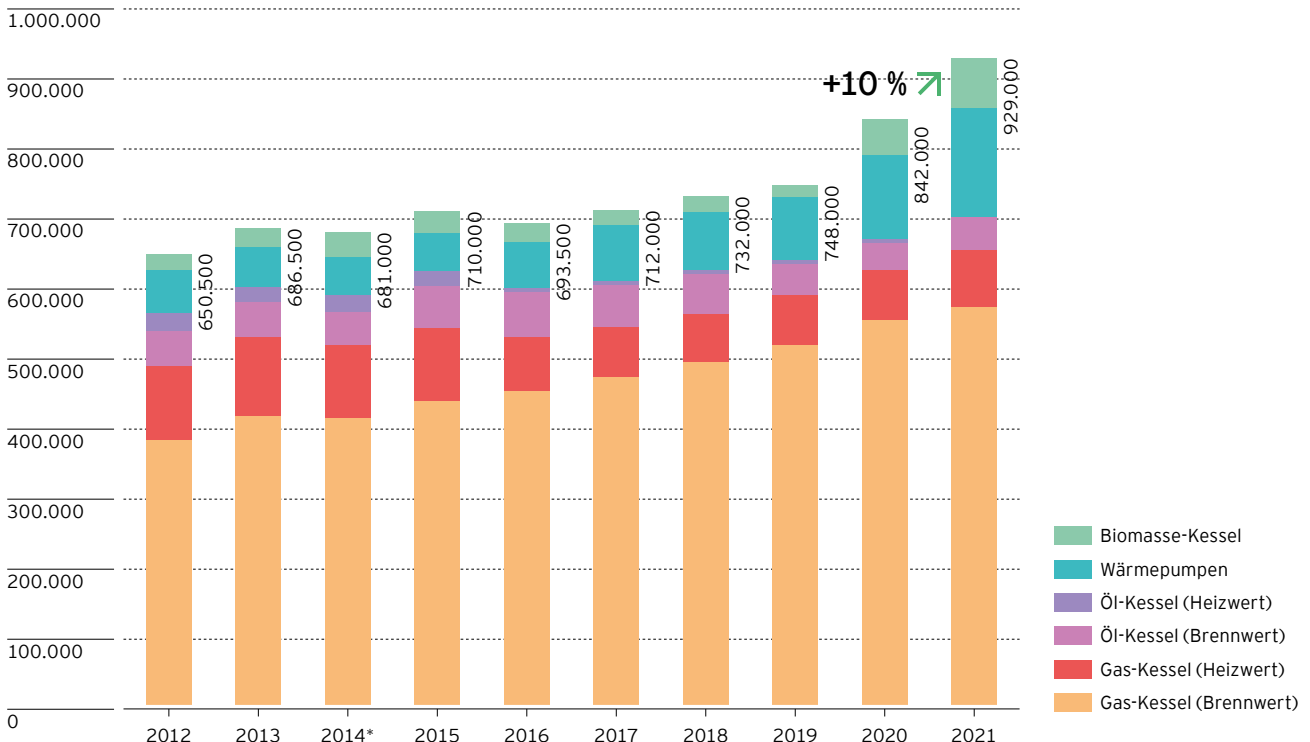
Ein klarer Trend zeigt sich bei der Art der Wärmepumpe: Von allen unterschiedlichen Systemen mit individuellen Vor- und Nachteilen entscheiden sich Verbraucher vermehrt für eine im Vergleich zur Sole-Wasser-Wärmepumpe leicht ineffizientere Luft-Wasser-Wärmepumpe, weil diese aufgrund fehlender unterirdischer Wärmetauscher in der Installation günstiger und einfacher ist.

Die Geschwindigkeit der Heizungsmodernisierung insgesamt hat in den letzten zwei Jahren deutlich zugenommen, was sich am Anstieg der Gesamtzahl der verkauften

Wärmeerzeuger ablesen lässt (siehe Abbildung 39). Trotz des Aufstiegs der Wärmepumpe sind gasbasierte Wärmeerzeuger immer noch die meistverkaufte Lösung. Die Absatzzahlen der gasbasierten Wärmeerzeuger ist rückläufig, lag aber 2021 noch bei über 70 Prozent (653.000 Geräte)⁷⁹ und in den ersten drei Quartalen 2022 bei über 62 Prozent (503.500 Geräte)⁸⁰ der gesamten in Verkehr gebrachten Wärmeerzeuger. Die am zweithäufigsten verkaufte Lösung im Jahr 2021 war die Wärmepumpe mit 154.000 Geräten und die drittbeliebteste der Biomassekessel mit 76.500 Geräten.⁸¹

ABBILDUNG 39

Marktentwicklung Wärmeerzeuger (verkaufte Geräte)



* Eine Erweiterung des Meldekreises in der Produktstatistik „Biomassekessel“ im Jahr 2014 führte zu höheren Stückzahlen im Vergleich zum Vorjahr, die prozentuale Entwicklung zum Vorjahr ist aber negativ.

Quelle: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2022

79 Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2021): Marktentwicklung Wärmemarkt 2021

80 Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (2022): Marktentwicklung Wärmemarkt 2022

81 Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2021): Marktentwicklung Wärmemarkt 2021

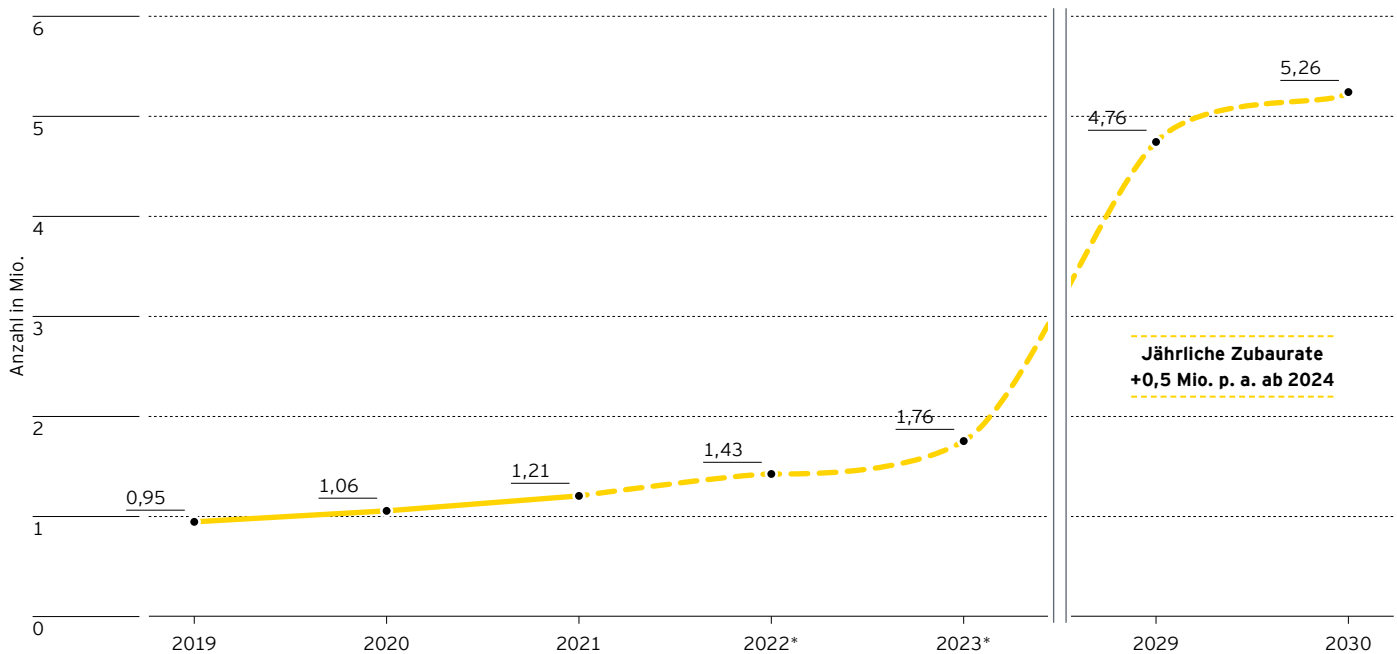
6. Wärmewende

Im Jahr 2021 hatte der Bestand an Heizungswärmepumpen mit rund 1,2 Millionen Stück einen Anteil von ca. 5,6 Prozent an den insgesamt installierten Wärmeerzeugern (ca. 21,3 Mio.).⁸² Wenn das Ziel der Installation von mindestens 500.000 Wärmepumpen pro Jahr ab 2024 erreicht wird, wird die Zahl der installierten Wärmepumpen im Jahr 2030 bei ca. 5,3 Millionen liegen. Um jedoch einen angestrebten Bestand von 6 Millionen Wärmepumpen im Jahr 2030⁸³ zu erreichen, müssten sogar ab 2024 mindestens 600.000 Heizungswärmepumpen pro Jahr installiert werden.⁸⁴



ABBILDUNG 40

Entwicklung der Anzahl installierter Heizungswärmepumpen



* Eigene Schätzung, ohne Berücksichtigung der Deinstallation oder des Ersatzes von Altgeräten, Entwicklungspfad für 2022 und 2023 basierend auf Absatzzahlen in Q3 2022.

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

82 Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2022): Effizienz und Erneuerbare Energien

83 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs

84 Eigene Schätzung, basierend auf einem Bestand von 1,76 Millionen Heizungswärmepumpen im Jahr 2023

// 6.2.2

Rahmenbedingungen für die Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs

Die Verfügbarkeit und insbesondere die personellen Kapazitäten des Fachhandwerks spielen eine entscheidende Rolle zur Erreichung der Wärmepumpenziele. Der Zentralverband Sanitär Heizung Klima rechnet mit einem zusätzlichen Bedarf von rund 60.000 Monteuren, um die von der Politik geforderten 6 Millionen Wärmepumpen in Deutschland bis 2030 installieren zu können.⁸⁵ Neben einem drohenden Fachkräftemangel führen derzeit auch Lieferprobleme bei Geräten oder wichtigen Komponenten zu Problemen beim Hochlauf der installierten Wärmepumpen. Um den Wärmepumpenhochlauf zu beschleunigen, wurden Mitte November 2022 vom BMWK⁸⁶ und weiteren Marktakteuren Handlungsfelder und Maßnahmen erarbeitet. Dabei wurden drei Kernthemen definiert:

1. **Produktionshochlauf und Produkte:** Ausbau der Produktionskapazitäten in Europa und Vorantreiben der Produktweiterentwicklung
2. **Fachkräfte:** Steigerung der Attraktivität des Handwerks und bessere Nutzung der Synergien bei der gewerkeübergreifenden Installation von Wärmepumpen
3. **Wohnungswirtschaft:** stärkere Fokussierung auf den Gebäudebestand

Eine weitere wichtige Rahmenbedingung, die auf dem dritten Wärmepumpengipfel diskutiert werden wird, ist die Netz- und Systemintegration von Wärmepumpen. Um das Wärmepumpenziel zu erreichen, ist es wichtig, dass die Stromverteilnetze auch die Installation von mehreren Hunderttausend Wärmepumpen pro Jahr bewältigen können. Wärmepumpen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen geben den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit, den Strombezug zu steuern oder im gewissen Umfang zeitlich zu verschieben und damit Überlastungen zu vermeiden.

// 6.2.3

Reicht das für die Energiewende?

Um das Ziel von mindestens 500.000 neu installierten Wärmepumpen pro Jahr ab 2024 zu erreichen, ist insgesamt ein jährlicher Anstieg von über 50 Prozent erforderlich. Dadurch, dass im Jahr 2021 400 neue Wärmepumpen pro Tag installiert wurden, werden 2024 1.370 neue Wärmepumpen pro Jahr benötigt. Ab 2024 wird das Wachstum voraussichtlich durch die neue Vorgabe beschleunigt, dass möglichst jede neu installierte Heizungsanlage mit 65 Prozent Erneuerbaren Energien betrieben werden soll.

Im Jahr 2030 werden Wärmepumpen mit 30 Prozent der installierten Anlagen eine zentrale Rolle auf dem Markt spielen, jedoch zeigt dies auch, welche Herausforderungen Deutschland bis zur Erreichung der Klimaneutralität in der Wärme noch zu bewältigen hat. Angesichts der langen Lebensdauer von Gas- und Ölkesseln würden die meisten der heute neu installierten Kessel noch im Jahr 2045 in Betrieb sein, was unterstreicht, wie wichtig eine langfristige Planungsperspektive für eine erfolgreiche Wärmewende ist.

85 Zentralverband Sanitär Heizung Klima (2022): Pressemitteilung, „Heizungsbranche mit Lösungsstrategien für Klimaschutz und Versorgungssicherheit“

86 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs



7.

VERKEHRS- WENDE

- 81 **7.1** Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr
- 83 **7.2** Antriebswende Pkw
- 88 **7.3** Antriebswende Lkw/Nutzfahrzeuge
- 90 **7.4** Modal-Shift
- 92 **7.5** Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs im Verkehrssektor

7. Verkehrswende

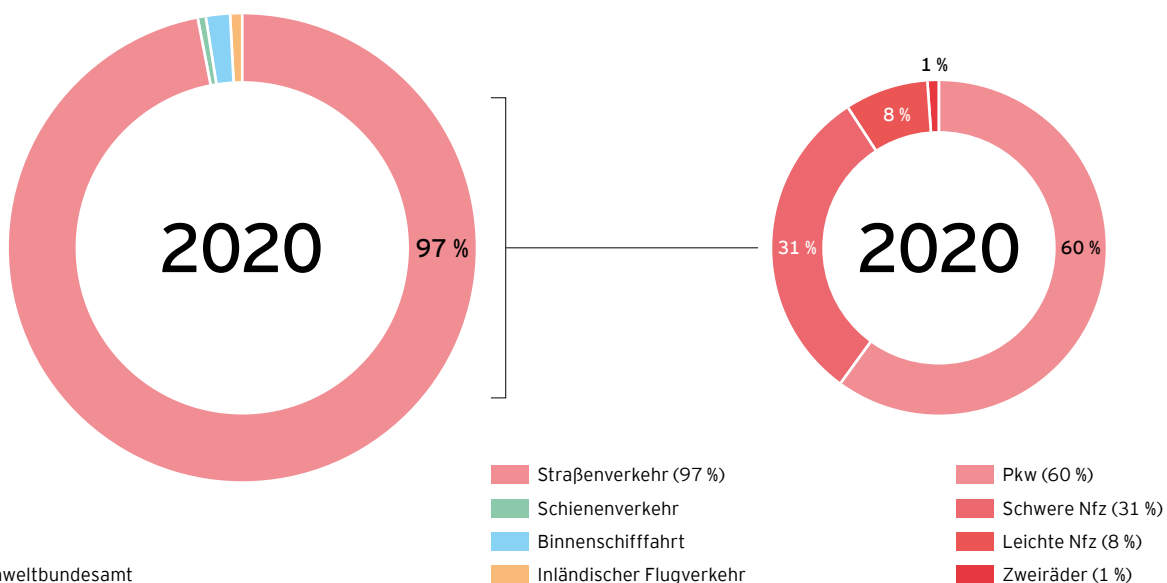
Der Verkehrssektor ist mit rund 20 Prozent CO₂-Ausstoß der drittgrößte Verursacher von Treibhausgasemissionen. Die Emissionen im Verkehr müssen im Vergleich zu 1990 (164 Millionen Tonnen CO₂) bis 2030 um fast die Hälfte auf höchstens 85 Millionen Tonnen CO₂ sinken, um die Klimaziele zu erreichen. So sieht es die Novelle des Klimaschutzgesetzes (KSG) vor.⁸⁷ Die Klimaschutzziele im Verkehrssektor sind somit nicht Bestandteil der Energiewende im engeren Sinne, sondern separat zu beurteilen.

Den weitaus größten Teil der Verkehrsemissionen verursacht mit 97 Prozent der Straßenverkehr. Diese verteilen sich wiederum auf etwa 60 Prozent Benzin- und Diesel-Pkw und 39 Prozent schwere und leichte Nutzfahrzeuge. Zwar werden die Fahrzeuge immer energieeffizienter, aber die kontinuierlich steigende Verkehrsleistung und der Trend zu größeren Fahrzeugen im Pkw-Bereich heben

den Einspareffekt bislang auf. Daher ist die Steigerung des Anteils der Fahrzeuge mit alternativen Antrieben der größte Hebel zur Erreichung der Klimaziele. Aufgrund des Reifegrades von Technologie und Markt liegt der kurzfristige Fokus auf der Antriebswende Pkw. Bis 2030 sollen nach dem Willen der Bundesregierung mindestens 15 Millionen vollelektrische Pkw in Deutschland zugelassen sein.⁸⁸ Infolge der europäischen CO₂-Flottengrenzwerte folgt bis Mitte der 2020er Jahre eine entsprechende Antriebswende auch im Nutzfahrzeugbereich, zumal bei den Lkw der CO₂-Ausstoß pro Fahrzeug – und damit auch der potenzielle Einspareffekt beim Umstieg auf alternative Antriebe – um ein Vielfaches größer ist als bei den Pkw (im Durchschnitt pro Jahr 198 t vs. 1,8 t⁸⁹). Der dritte Hebel ist der sog. Modal-Shift, also die Verlagerung auf klimafreundliche Verkehrsträger sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr, dessen Maßnahmen aber nur mittel- bis langfristig greifen.

ABBILDUNG 41

Verteilung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor



Quelle: Umweltbundesamt

87 Bundesregierung (2022): Klimaschonender Verkehr

88 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. (2021): Koalitionsvertrag 2021 bis 2025

89 Umweltbundesamt (2020): Statistische Daten

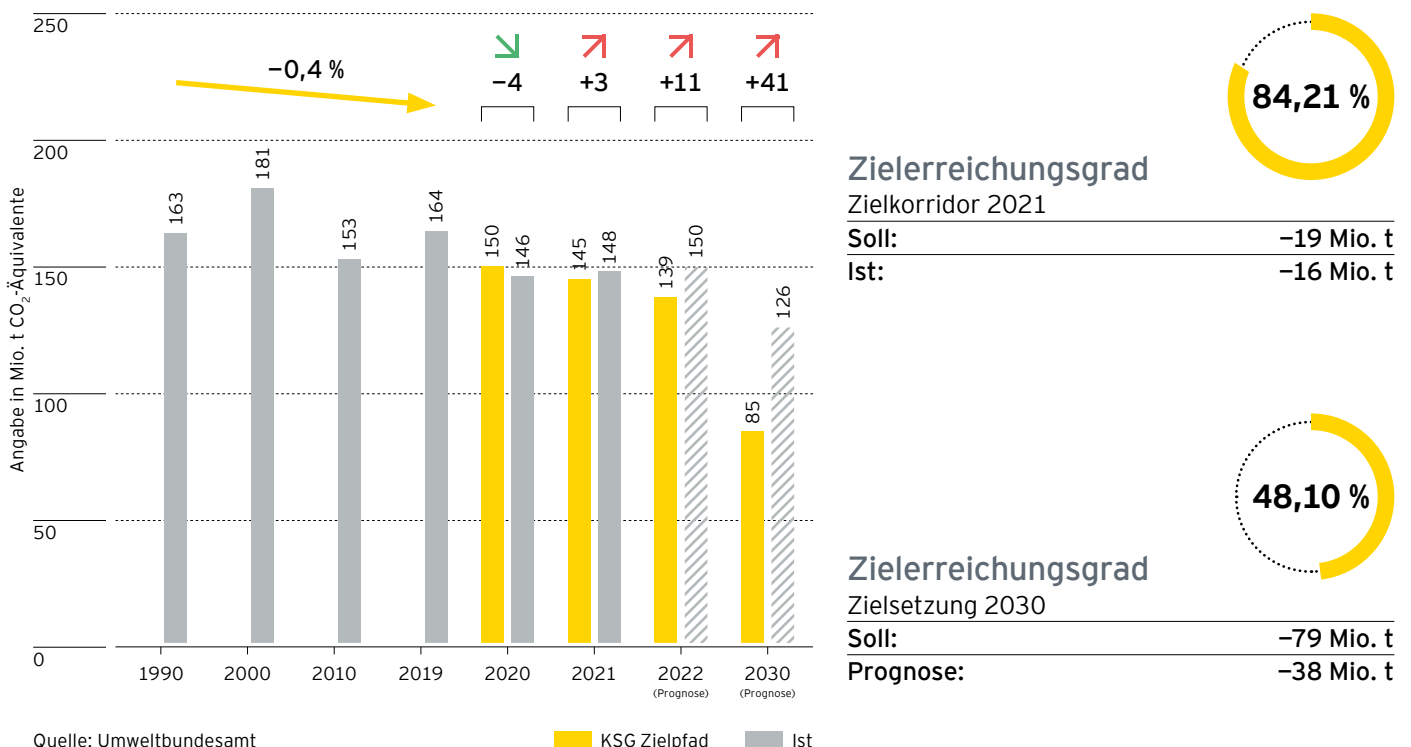
7.1 Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr

Im Gegensatz zu den anderen Sektoren sind die THG-Emissionen im Verkehrssektor von 1990 bis 2020 weitgehend unverändert geblieben⁹⁰. Nach einem coronabedingten Rückgang im Jahr 2020 wurde das Ziel der Reduzierung der CO₂-Emissionen im Verkehr im Jahr 2021 um 3 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente verfehlt. Erste Schätzungen für 2022 ermitteln eine leichte Steigerung der THG-Emissionen im Vergleich zu 2021. Damit würde der Zielpfad um mehr als 10 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente überschritten.⁹¹

Mithilfe der bis dato beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen⁹² können die Treibhausgasemissionen im Verkehr gemäß aktueller Projektion bis 2030 nur auf rund 126 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente gesenkt werden.⁹³ Das in der Novelle des Klimaschutzgesetzes formulierte Ziel von höchstens 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten würde damit um mehr als 40 Millionen Tonnen verfehlt. Wenn alles so weiterläuft wie bisher, werden laut Projektionsbericht zudem auch die für die einzelnen Jahre bis 2030 festgelegten Emissionsziele weiterhin überschritten. Dies widerspricht den gesetzlichen Vorgaben.⁹⁴

ABBILDUNG 42

Entwicklung der THG-Emissionen im Verkehr (Angabe in Mio. t CO₂-Äquivalente)



90 Die durchschnittliche jährliche Verringerung der THG-Emissionen im gleichen Zeitraum in der Industrie betrug 1,7 Prozent, im Gebäudesektor 1,9 Prozent, in der Landwirtschaft 0,9 Prozent und in der Abfallwirtschaft 4,8 Prozent (TREMOD (Transport Emission Model) des Umweltbundesamtes und der Bundesregierung).

91 Agora Verkehrswende

92 U. a. CO₂-Bepreisung, Investitionen in energieeffiziente Technologien, Modernisierung des ÖPNV, Definition von Klimazielen im Klimaschutzgesetz

93 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2021): Projektionsbericht der Bundesregierung

94 Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2022): Zu den Anforderungen an ein Sofortprogramm bei der Jahresemissionsmenge (§ 8 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz)

7. Verkehrswende

Mit dem Sofortprogramm für den Sektor Verkehr (Juli 2022)⁹⁵ hat das Bundesministerium für Digitales und Verkehr als Reaktion auf die Zielverfehlung 2021 zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise eine Ausbauoffensive Rad- und Fußverkehr, eine Ausbau- und Qualitätsoffensive ÖPNV oder den Ausbau digitaler Arbeitsformen auf den Weg gebracht. Gemäß gutachterlicher Bewertung können durch diese Maßnahmen weitere Einsparungen von bis zu 13 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten erreicht werden.⁹⁶ Wie jedoch auch vom Expertenrat für Klimafragen (ERK) im Prüfbericht zu dem Sofortprogramm festgestellt,⁹⁷ wird auch mit diesen Maßnahmen bis zum nächsten im KSG definierten Zieljahr (in diesem Fall 2030) eine erhebliche Überschreitung der Jahresemissionsmengen nicht verhindert.

Bei der Definition weiterer Maßnahmen zur Erreichung der Emissionsziele bis 2030 ist zu berücksichtigen, dass die Überschreitungen der Ziele in den Jahren 2021 (und 2022) in den Folgejahren ausgeglichen werden müssen, was den Zielkorridor weiter verschärft.⁹⁸



95 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022): Sofortprogramm für den Sektor Verkehr aufgrund einer Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge für das Jahr 2021 auf Grundlage von § 8 Absatz 1 KSG

96 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022): Bewertung von Maßnahmen für ein Sofortprogramm nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz

97 Expertenrat für Klimafragen (2022): Prüfbericht zu den Sofortprogrammen 2022 für den Gebäude- und Verkehrssektor

98 Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2022): Zu den Anforderungen an ein Sofortprogramm bei der Jahresemissionsmenge (§ 8 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz)

7.2 Antriebswende Pkw

// 7.2.1 Bestand

Der zentrale Meilenstein der Ampel-Koalition zur Erreichung der Klimaschutzziele ist die Zielmarke von 15 Millionen vollelektrischen Pkw (BEV⁹⁹) im Jahr 2030.

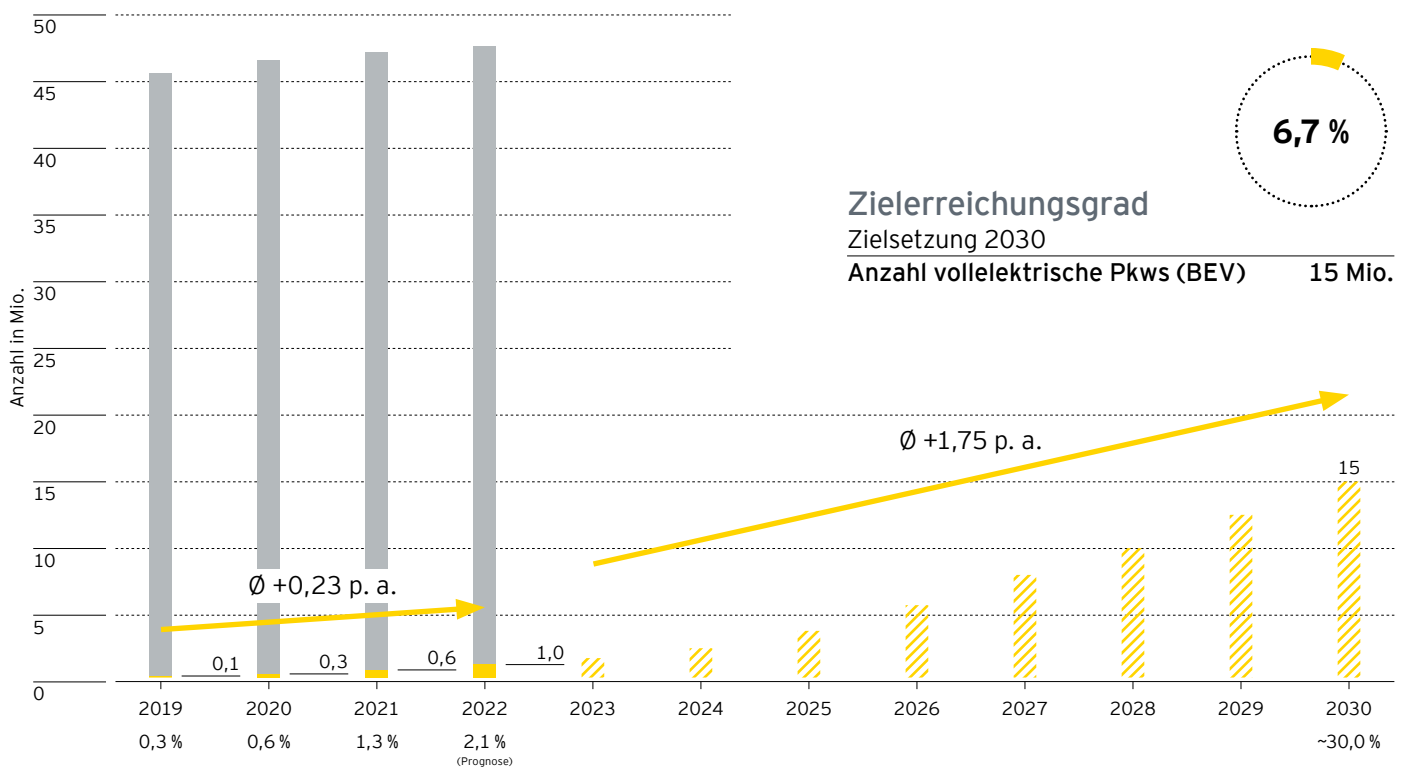
Obwohl sich der Anteil der reinen Elektrofahrzeuge am Gesamtbestand zwischen 2019 und 2021 jährlich mehr als verdoppelt hat und 2022 fast eine halbe Million BEV neu zugelassen wurden, dürften am Ende 2022 mit

ca. 1 Million BEV (etwa 2 Prozent des Pkw-Gesamtbestandes) erst 6,7 Prozent der für 2030 gesetzten Zielmarke von 15 Millionen Fahrzeugen (etwa 30 Prozent des Pkw-Gesamtbestandes) erreicht sein.¹⁰⁰

Während zwischen 2019 und 2022 der Bestand im Schnitt um ca. 230.000 BEV pro Jahr angewachsen ist, ist zur Erreichung der gesetzten Ziele zwischen 2023 und 2030 eine mehr als 7-mal so große Zunahme von durchschnittlich 1,75 Millionen BEV pro Jahr erforderlich.

ABBILDUNG 43

Anzahl und historische Entwicklung der reinen Elektrofahrzeuge in Deutschland



Quelle: EY

■ Anzahl BEV in Mio. ■ Bestand Pkw gesamt in Mio.

99 BEV sind reine Elektrofahrzeuge, die ausschließlich mit einem Elektromotor ausgestattet sind und ihre Energie aus einer Batterie im Fahrzeug erhalten, die ihrerseits über das Stromnetz aufgeladen wird.

100 Eigene Hochrechnung auf Basis der Daten des Kraftfahrt-Bundesamt – Quartalsbilanz, Bestandsbarometer; für 2022 Hochrechnung auf der Basis der Q3-Zahlen und Neuzulassungen in Q4.

7. Verkehrswende

// 7.2.2

Neuzulassungen

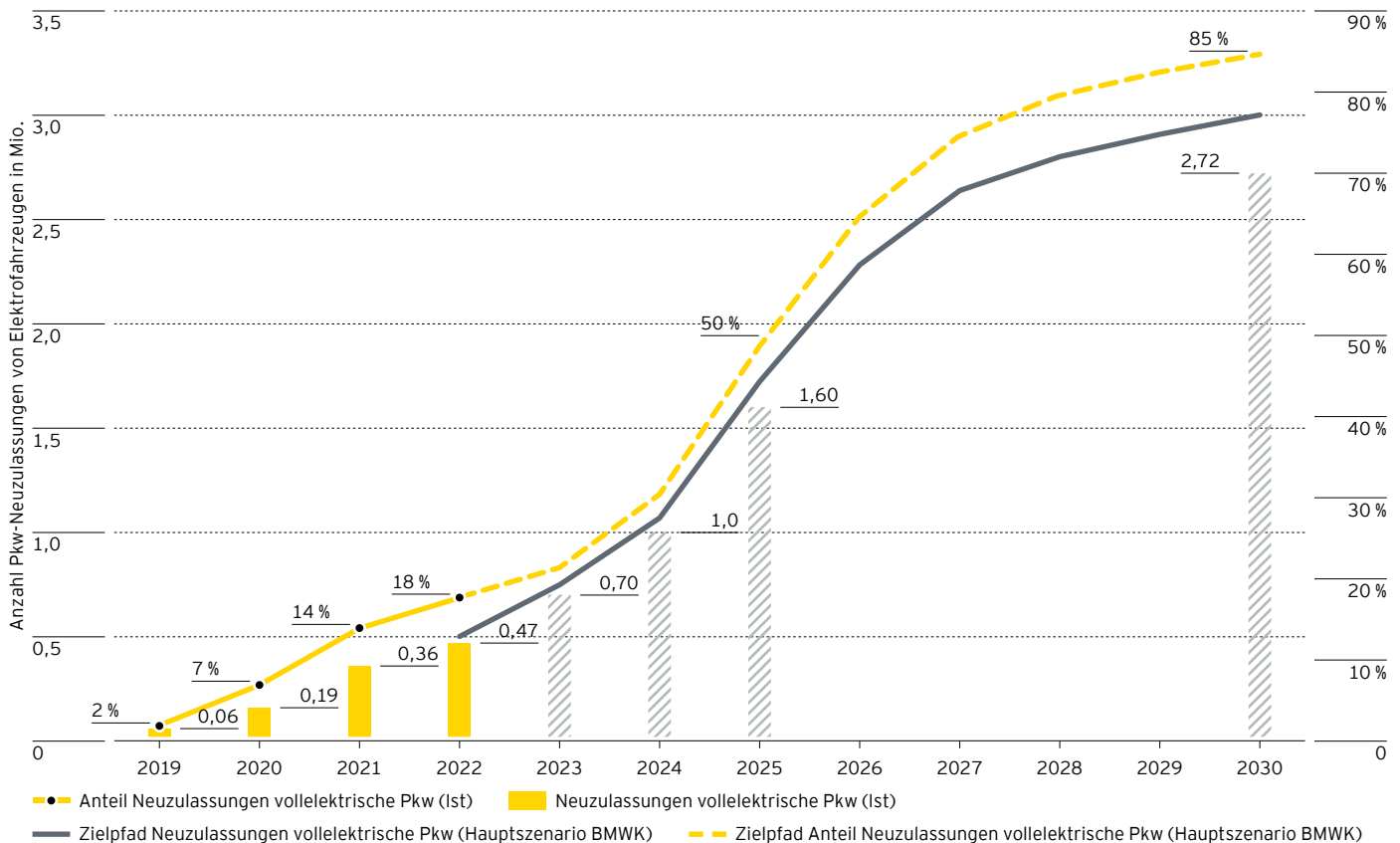
Die weitere Entwicklung des Bestandes hängt maßgeblich von der weiteren Steigerung des Anteils vollelektrischer Fahrzeuge bei den Neuzulassungen ab. Unter Berücksichtigung von Abmeldungen sind zwischen 2022 und 2030 fast 16 Millionen BEV-Neuzulassungen erforderlich, um die vorgenannte Zielmarke beim Bestand zu erreichen. Das entspricht im Schnitt etwa 1,8 Millionen Fahrzeuge pro Jahr und etwa 60 Prozent aller Neuzulassungen in diesem Zeitraum.

Während sich der Anteil der BEV-Neuzulassungen – u. a. gestützt durch finanzielle Kaufanreize und die verschärften CO₂-Flottengrenzwerte – von 2020 auf 2021 noch nahezu verdoppelt hat, stagnierte er in den ersten beiden Quartalen 2022 auf dem Vorjahresniveau (ca. 13 Prozent).

Durch ein Plus auf knapp 17 Prozent im dritten Quartal 2022 und einen „Jahresendspurt“ mit starkem Wachstum im vierten Quartal sind die BEV-Neuzulassungen im Gesamtjahr 2022 auf ca. 470.000 Fahrzeuge gestiegen (+32 Prozent im Vergleich zu 2021) und liegen

ABBILDUNG 44

Pkw-Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen und deren Anteil an den Gesamt-Neuzulassungen mit Zielpfad BMWK (Mio. Fahrzeuge)



Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (2022): Zulassungsstatistik, BMWK: Eröffnungsbilanz Klimaschutz

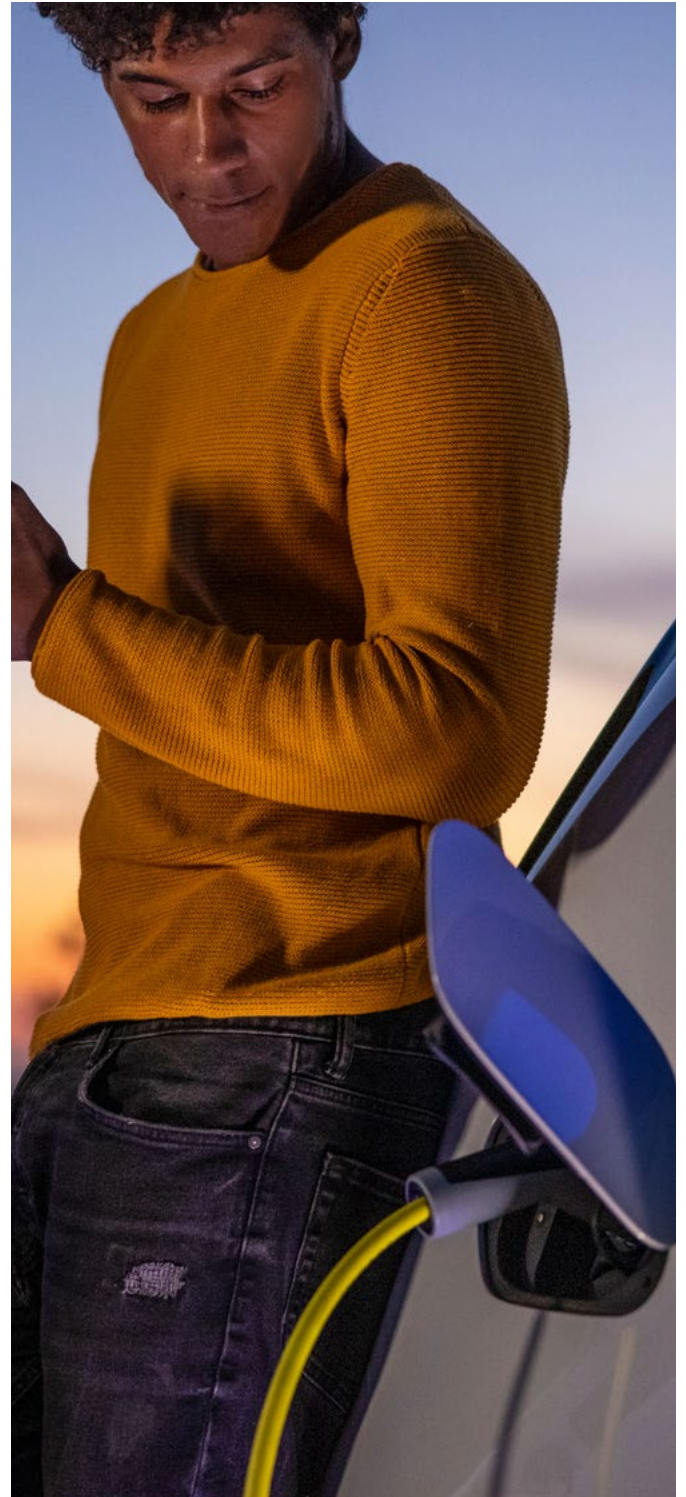
damit nahezu auf dem Zielpfad gemäß dem BMWK-Hauptszenario¹⁰¹. Allerdings sind hierbei Sondereffekte (insbesondere Änderungen bei der Umweltprämie ab 2023) zu berücksichtigen, die zu einem Boom der Neuzulassungen im vierten Quartal geführt haben dürften. Alleine auf den Dezember entfallen mit ca. 100.000 Fahrzeugen mehr als 20 Prozent der gesamten BEV-Neuzulassungen in 2022.

Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen bei neu zugelassenen Pkw sanken von 157 g CO₂/km im Jahr 2019 auf 114 g CO₂/km im Jahr 2022.¹⁰² Die erneute Reduktion im Jahr 2022 von 5 g CO₂/km gegenüber 2021 resultierte dabei weitestgehend aus den Vorzieheffekten bei der Neuzulassung von vollelektrischen Pkw und auch Plug-in Hybriden im 3. Quartal 2022.

Aus Nutzersicht werden insbesondere die geringe Verfügbarkeit, die langen Lieferzeiten sowie die höheren Anschaffungskosten von Elektro-Pkw kritisch gesehen (BDEW Nutzerbefragung).

Um den Zielpfad weiterhin zu erreichen, müssen sich die Zulassungszahlen in den nächsten zwei Jahren mehr als verdoppeln und bis 2025 verdreifachen. Bis dahin muss dann auch die „Schallmauer“ von 50 Prozent BEV-Anteil bei den Neuzulassungen erreicht werden.

Für das Jahr 2023 bedeutet der Zielpfad im Durchschnitt knapp 60.000 BEV-Neuzulassungen pro Monat. Lässt man die Sondereffekte im vierten Quartal außer Betracht, entspricht dies ca. einer Verdoppelung im Vergleich zu 2022.



101 BMWK: Eröffnungsbilanz Klimaschutz

102 Kraftfahrt-Bundesamt (2022): Zulassungsstatistik

7. Verkehrswende

// 7.2.3

Öffentliches Laden

Ein flächendeckendes und nutzerfreundliches Ladenetz und der konsequente Zubau von Ladeinfrastruktur sind zentrale Rahmenbedingungen. Die Bundesregierung hat als Ziel 1 Million öffentliche Ladepunkte bis 2030 formuliert.¹⁰³ Das 1 Million-Ziel muss jedoch infolge des in den letzten Jahren stark ausgebauten Schnellladeangebots als technisch veraltet betrachtet werden. Deshalb setzt sich zunehmend ein Übergang von der Betrachtung von Ladepunkten auf die installierte Ladeleistungen ab. So geht beispielsweise die EU-Kommission nicht mehr von einer

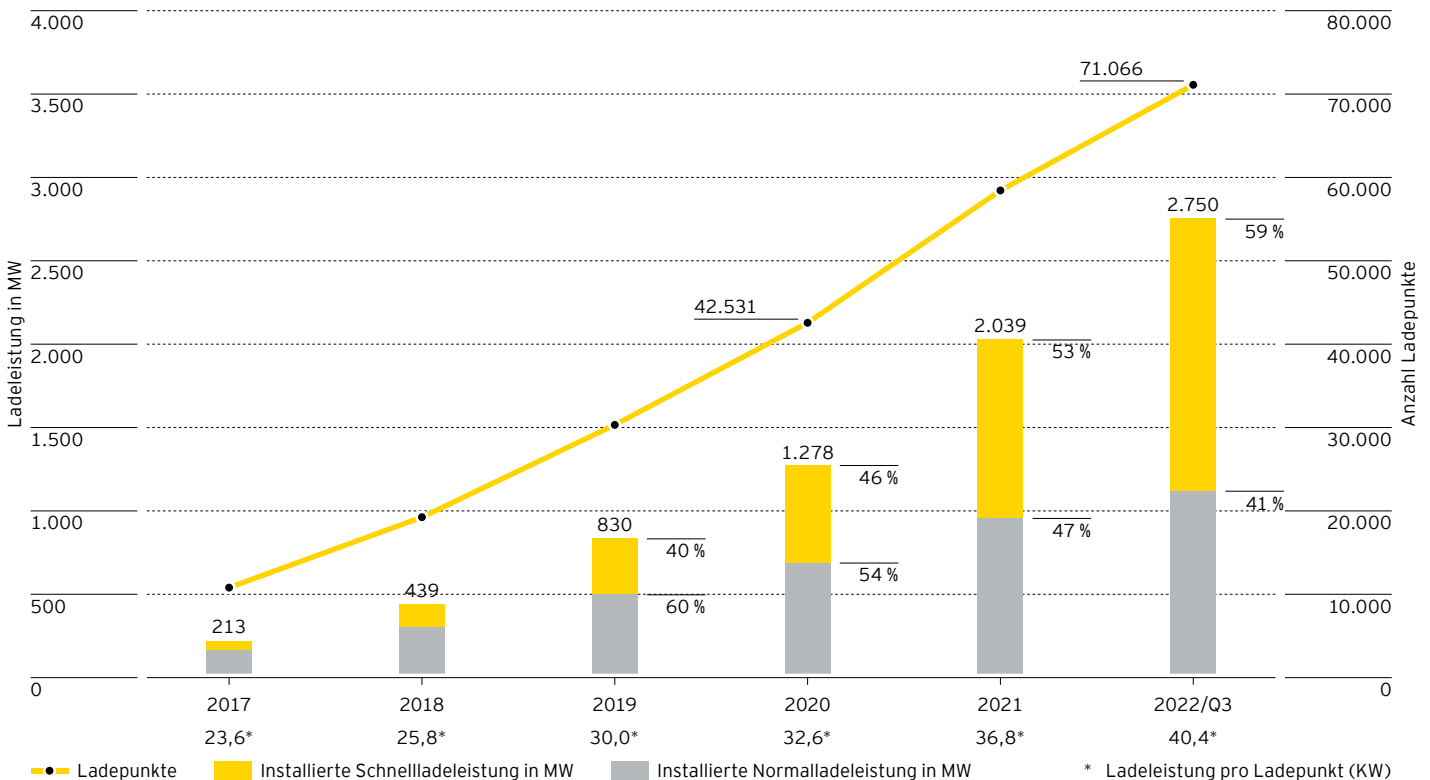
1:10-Relation zwischen Ladepunkten und Elektrofahrzeugen aus, sondern von einem Leistungsbedarf von 1 kW pro vollelektrischen Pkw – dies entspricht beim klassischen Normalladen mit 11 kW pro Ladepunkt in etwa der alten 1:10-Relation, bedeutet aber, dass die deutlich gestiegenen Ladeleistungen auf inzwischen bis zu 400 kW pro Ladepunkt berücksichtigt werden. Für Plug-In Hybride gilt ein Zielwert von 0,67 kW pro Fahrzeug.

In den Jahren 2017-2022 ist die installierte Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte um durchschnittlich 67 Prozent auf 0,5 GW gestiegen, wofür eine Zunahme der Ladepunkte von 46 Prozent jährlich ausreichte. Einen wichtigen Anteil daran haben vor allem in den letzten zwei Jahren Schnelllader, die nunmehr für mehr als die Hälfte der installierten Ladeleistung verantwortlich sind. Dabei hat

103 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): Koalitionsvertrag 2021 bis 2025

ABBILDUNG 45

Installierte Anzahl und Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte



Quelle: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur

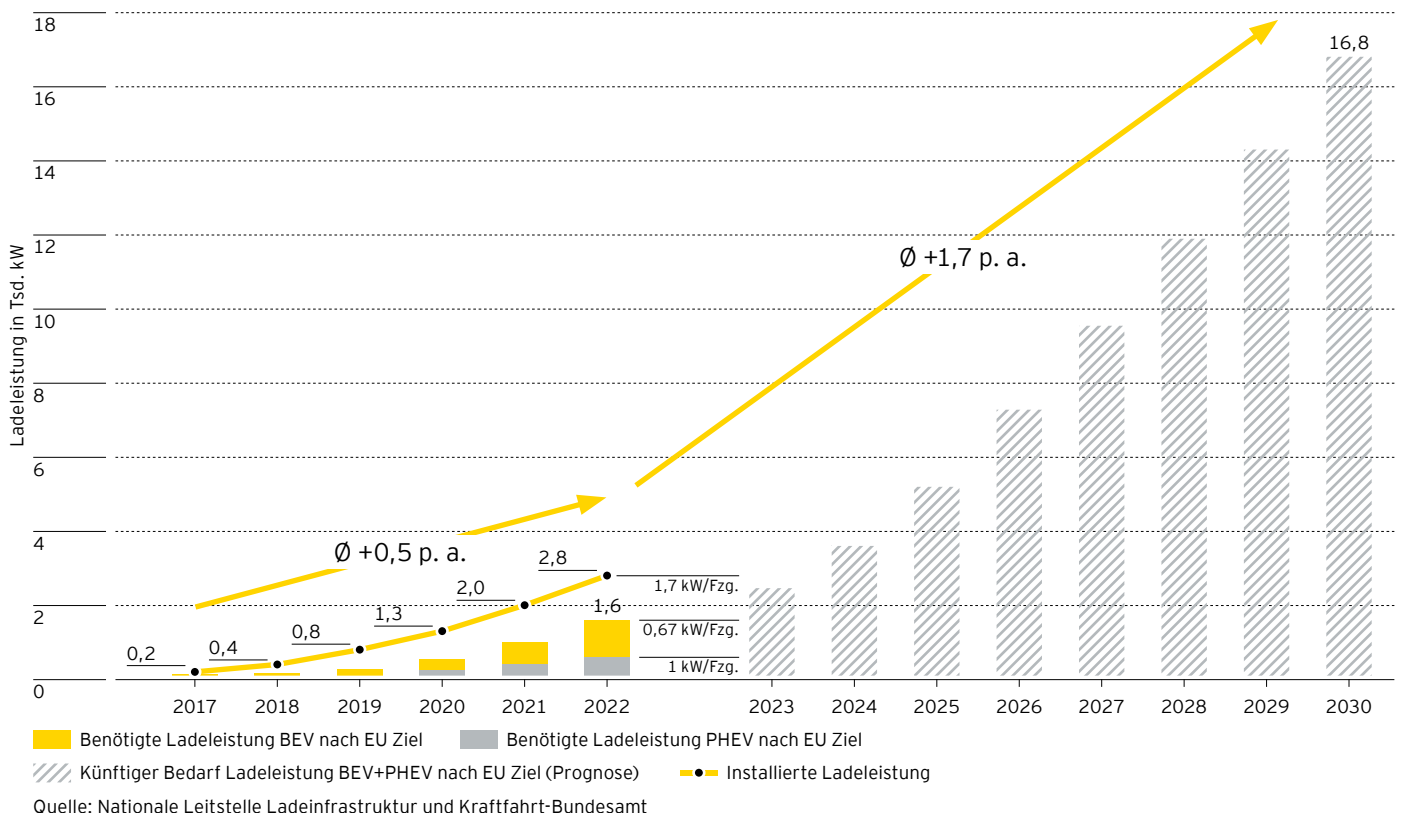
sich zwischen 2019 und 2022 das Verhältnis der bereitgestellten Ladeleistung von 60 Prozent Normalladeleistung und 40 Prozent Schnellladeleistung auf 60 Prozent Schnellladeleistung und 40 Prozent Normalladeleistung umgekehrt. Dadurch stieg auch die durchschnittliche Ladeleistung pro Ladepunkt kontinuierlich an.

Die Anwendung der EU-Zielwerte auf den derzeitigen Bestand an BEV und PHEV (Plug-in-Hybrid) würde für 2022 eine benötigte Ladeleistung von ca. 1,6 GW in Deutschland bedeuten. Die tatsächlich installierte Ladeleistung liegt mit 2,75 GW deutlich über diesem Wert, auch wenn vor allem in den letzten zwei Jahren der Bestand an BEV und PHEV deutlich gestiegen ist. Der Abstand zwischen installierter Leistung und dem angenommenen Ladebedarf ist dabei sogar um ca. 8 Prozent

im Vergleich zu 2021 gestiegen. Diese Faktoren, die tatsächliche Auslastung der Ladesäulen sowie der Zuwachs bei den privaten und halb-öffentlichen Lademöglichkeiten sind für die Einschätzung des erforderlichen öffentlichen Ladeangebots zu berücksichtigen. Die Anwendung der EU-Zielwerte auf das BMWK-Haupt-szenario für die BEV und PHEV-Neuzulassungen bis 2030 sowie dem daraus resultierenden Bestandszuwachs ergibt einen prognostizierten Gesamtbedarf von über 16,5 GW installierter Ladeleistung. Dies entspricht im Durchschnitt einem jährlichen Zuwachs von ca. 1,7 GW und damit einer Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit der letzten Jahre.

ABBILDUNG 46

Installierte Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte im Vergleich zu den EU-Zielwerten, in 1.000 kW



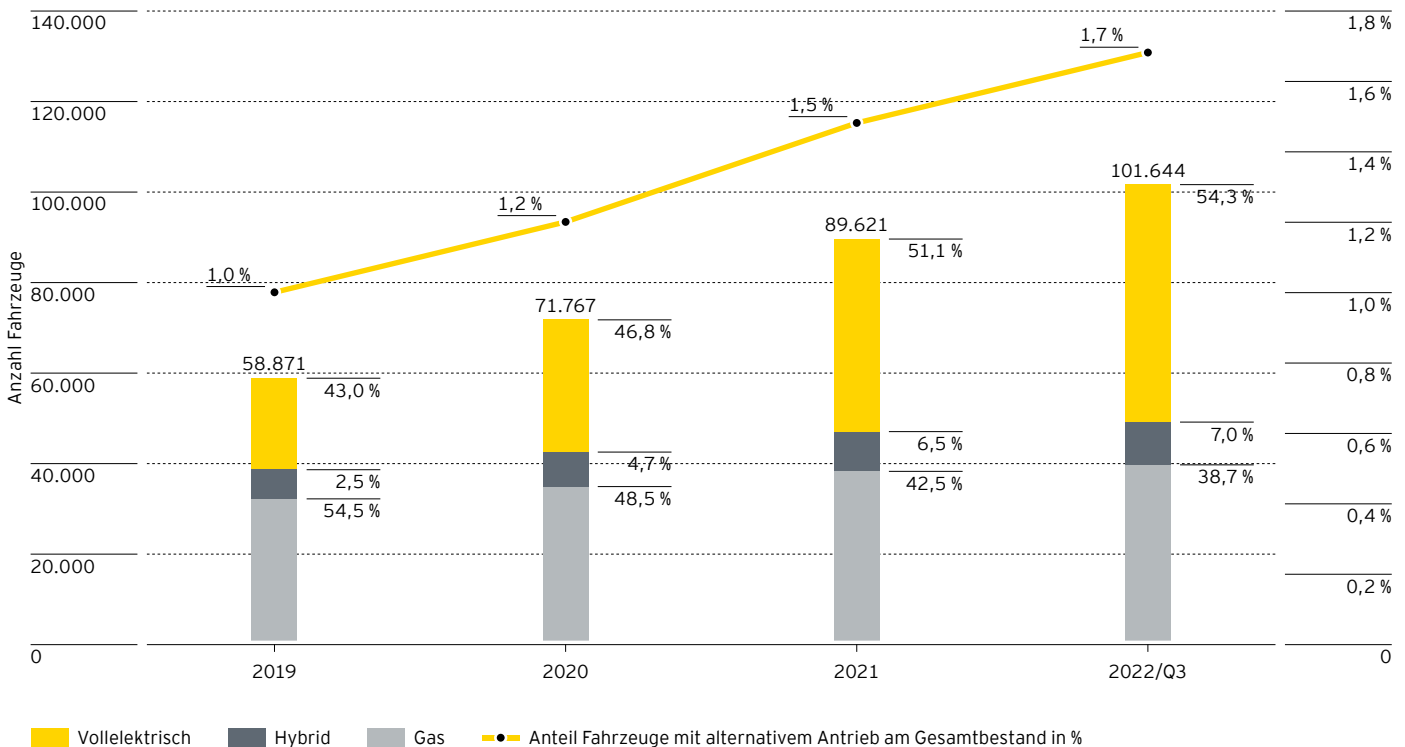
7.3 Antriebswende Lkw/Nutzfahrzeuge

Die Antriebswende im Nutzfahrzeugmarkt schreitet langsamer voran als bei den Pkw. Die Anzahl alternativ angetriebener Nutzfahrzeuge (Gas, vollelektrisch und Hybrid) im Gesamtbestand hat sich von 2019 bis 2020 (Q3) etwas weniger als verdoppelt. 89 Prozent davon entfallen auf Lkw. Der Anteil alternativ angetriebener Nutzfahrzeuge im Gesamtbestand ist mit 1,7 Prozent 2022 deutlich geringer als bei den alternativ angetriebener Pkw (6,8 Prozent). Während bei Pkw eine klare Tendenz zu batterieelektrischen Fahrzeugen zu sehen ist, besteht im Nutzfahrzeugmarkt noch mehr Technologieoffenheit, da dort auch in einzelnen Anwendungsfällen Lkw mit Brennstoffzellenantrieb oder Wasserstoffmotoren Chancen eingeräumt werden.



ABBILDUNG 47

Anzahl/Anteil der Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben im Gesamtbestand (Nutzfahrzeuge)

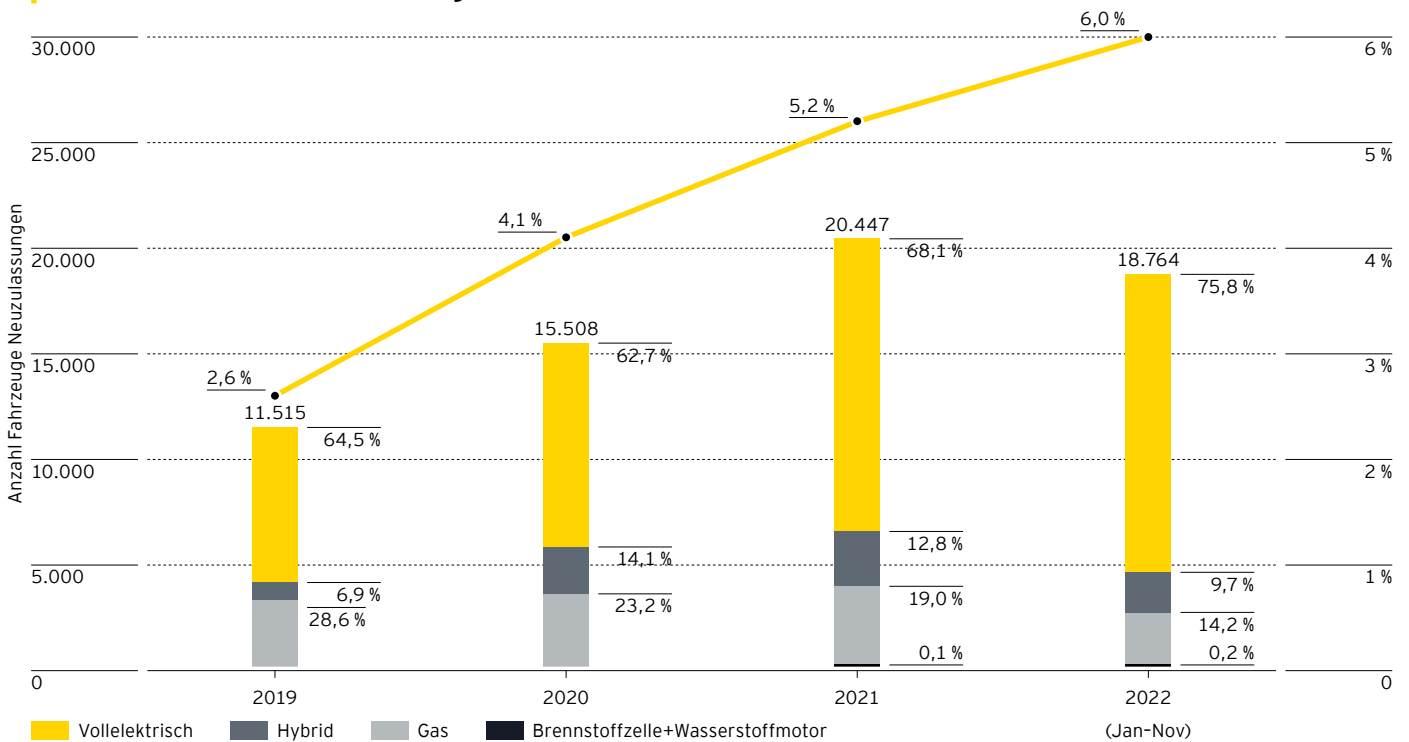




Die Anzahl der Neuzulassungen alternativ angetriebener Nutzfahrzeuge hat sich von 2019 bis 2021 etwa verdoppelt. Der Anteil alternativ angetriebener Nutzfahrzeuge liegt auch bei Neuzulassungen weit hinter den Neuzulassungen von Pkw mit alternativem Antrieb (47 Prozent im Jahr 2022). Brennstoffzellen- und Wasserstoffantriebe werden vom Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) erst seit 2021 separat erfasst; von Januar 2022 bis November 2022 wurden 36 Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb und drei mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor zugelassen.

ABBILDUNG 48

Neuzulassungen von alternativ angetriebenen Nutzfahrzeugen und deren Anteil an den Gesamt-Neuzulassungen



Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (Rundungsdifferenzen möglich)

7.4 Modal-Shift

Mit Ausnahme der Pandemiejahre 2020 und 2021 ist bisher keine Reduzierung der Personenverkehrsleistung insgesamt zu beobachten.¹⁰⁴ Trotz flexibler Arbeitszeitmodelle (u. a. Homeoffice) und anderen digitalen Kommunikationsmöglichkeiten sind die Menschen insgesamt nicht weniger mobil, weshalb der dritte Hebel in der Verkehrswende, die Verlagerung von Verkehrsleistung auf klimafreundliche Verkehrsträger ist.

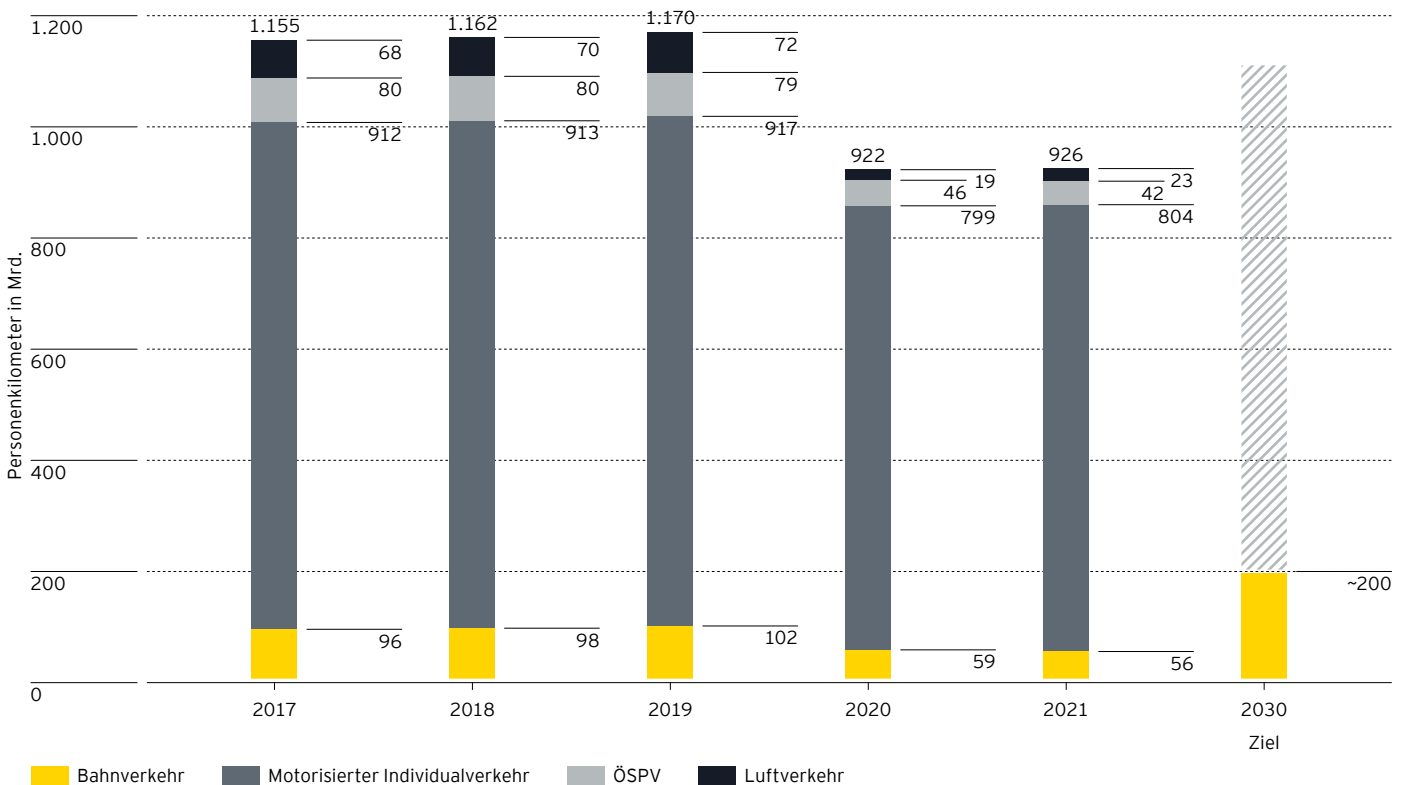
Laut Koalitionsvertrag aus dem Jahr 2021 strebt die Bundesregierung im Eisenbahnverkehr eine Verdopplung der Personenverkehrsleistung bis 2030 an. Von 2017 bis 2019 betrug das Wachstum im Durch-

schnitt allerdings nur etwas mehr als 3 Prozent. In den Pandemiejahren 2020 und 2021 ist der Personenverkehr auf der Schiene sogar deutlich gesunken und auch der Anteil an der Personenverkehrsleistung insgesamt ist signifikant zulasten des motorisierten Individualverkehrs zurückgegangen. Allerdings ist zu beachten, dass bislang nicht definiert ist, welches Jahr als Referenzwert für die angestrebte Steigerung dient. Außerdem fehlt der Bezug zum Anteil des Eisenbahnverkehrs am gesamten Personenverkehr, so dass das Ziel nicht wirklich zur Messung der Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor herangezogen werden kann.

104 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022): Verkehr in Zahlen

ABBILDUNG 49

Verlagerung des Individualverkehrs im Personenverkehr – in Mrd. Personenkilometern



Quelle: Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Rundungsdifferenzen möglich)

Bei der Güterverkehrsleistung fällt der Befund sehr ähnlich aus. Auch hier ist – abgesehen von 2020 – statt eines Rückgangs insgesamt ein leichter Anstieg der Verkehrsleistung zu beobachten.¹⁰⁵

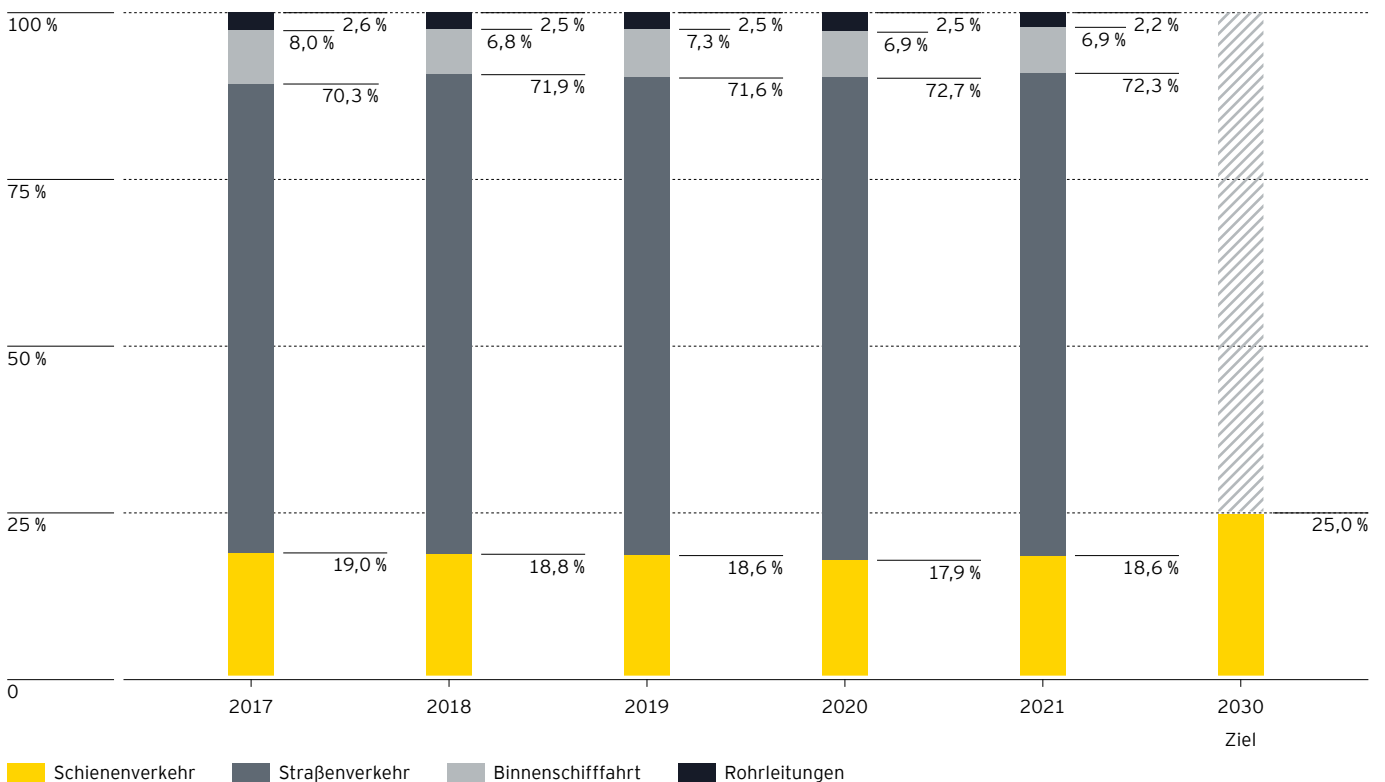
Bei steigender bzw. gleichbleibender Verkehrsleistung ist auch hier – neben der weiteren Effizienzsteigerung und technologieoffenen Elektrifizierung der Antriebsstränge – die Verlagerung der Verkehrsleistung auf klimafreundlichere Verkehrsträger ein wesentlicher Stellhebel zur Reduktion der CO₂-Emissionen.

Im Koalitionsvertrag (2021) hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, bis 2030 den Anteil des Eisenbahnverkehrs an der Güterverkehrsleistung auf 25 Prozent zu steigern. In den Jahren 2017 bis 2021 hat dieser jedoch zwischen 18 und 19 Prozent nahezu stagniert, bei gleichzeitig leichter Zunahme des Straßenverkehrs.

105 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022): Verkehr in Zahlen

ABBILDUNG 50

Verteilung der Verkehrsleistung im Güterverkehr



Quelle: Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Rundungsdifferenzen möglich)

7.5 Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs im Verkehrssektor

Der Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor insgesamt kann als wesentlicher Indikator genutzt werden, ob die Summe der getroffenen Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen die erforderliche Wirkung erzielt.

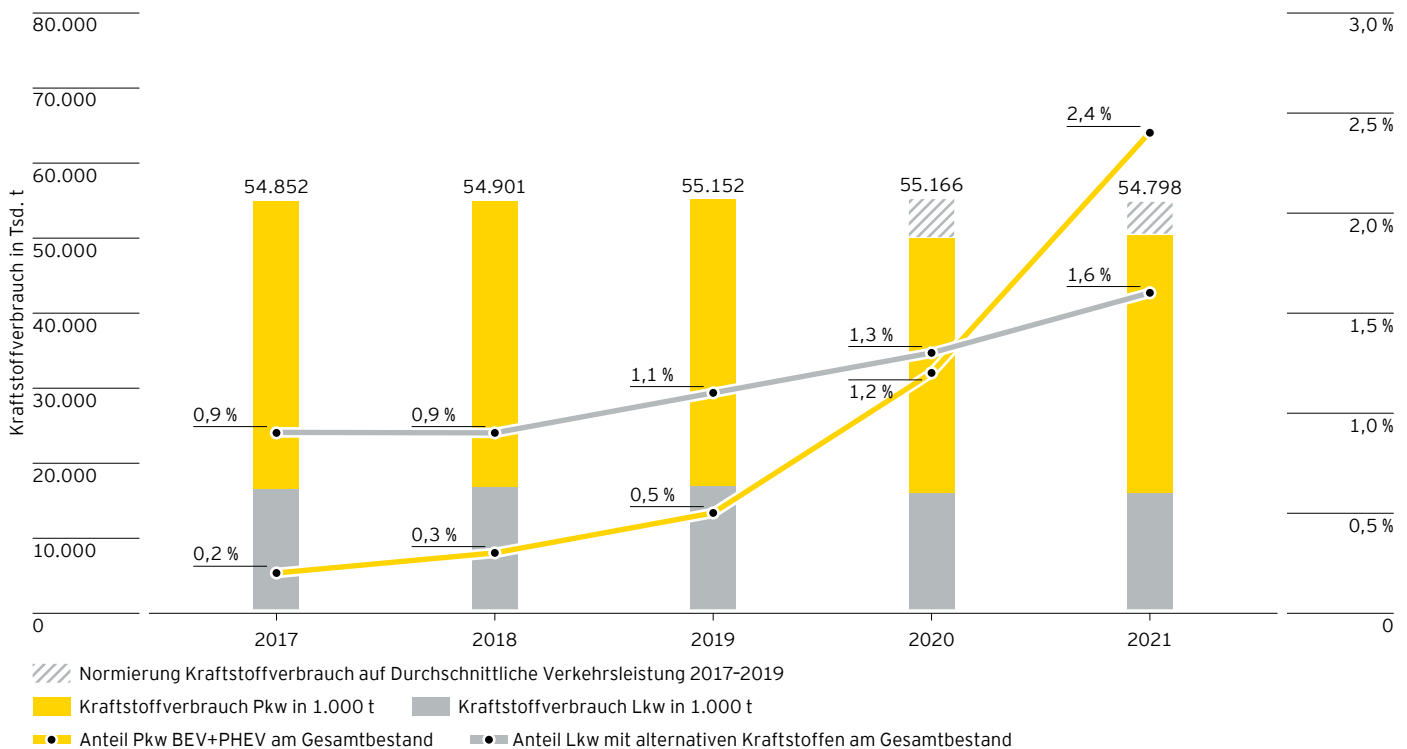
Von 2017 bis 2019 ist der Kraftstoffverbrauch leicht gestiegen. Der noch sehr geringe Anteil von E-Autos (BEV und PHEV) und Lkw mit alternativen Antrieben am Gesamtbestand hat noch keine spürbare Wirkung erzielt und die Effizienzsteigerungen bei den Verbrennungsmotoren sind durch eine höhere Verkehrsleistung und den Trend zu größeren Fahrzeugen/SUV überkompensiert worden. Hinzu kommt, dass bei den PHEV die Einsparungen beim Kraftstoffverbrauch nur bei entsprechender Nutzung des elektrischen Antriebs realisiert werden können.

Im Jahr 2020 ist der Kraftstoffverbrauch insgesamt gesunken. Dies ist aber vornehmlich auf die durch die Corona-Pandemie verminderte Verkehrsleistung (insbesondere im Personenverkehr) zurückzuführen. Bereinigt um diesen Effekt hat sich die Entwicklung von 2017 bis 2019 fortgesetzt.

Das Jahr 2021 war weiterhin von einer verringerten Verkehrsleistung geprägt. Nach Bereinigung um den „Corona-Effekt“ ist trotz des Anstiegs des Anteils von E-Autos (BEV + PHEV) am Gesamtbestand auf knapp 2,5 Prozent nur ein ganz leichter Rückgang des Kraftstoffverbrauchs zu beobachten. Stärkere Effekte sind erst zu erwarten, sobald sich der BEV-Anteil am Bestand – insbesondere auch in den verbrauchsintensiveren Fahrprofilen – spürbar erhöht.

ABBILDUNG 51

Gesamtkraftstoffverbrauch Pkw und Lkw im Vergleich zur Entwicklung bei E-Autos und Lkw mit alternativen Kraftstoffen im Gesamtbestand



Quelle: Bundesministerium für Digitales und Verkehr





8.

FAZIT

Der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und EY haben gemeinsam einen Fortschrittsmonitor entwickelt, der Fortschritte der Energiewende misst, sichtbar macht und somit den Erreichungsgrad der Klimaschutzziele darstellt.

Die Analyse zeigt klar, dass die tatsächliche Umsetzung der Energiewende bis 2021 aufgrund fehlender politischer Maßnahmen deutlich hinter ihren Möglichkeiten zurückgeblieben ist und es für die Erreichung der neuen Zielsetzung für 2030 vermehrten Handlungsbedarf gibt. Aus volkswirtschaftlicher Sicht bedeutet dies zunächst nicht genutzte Wertschöpfungs- und Wachstumspotenziale. Das heißt: weniger gesamtwirtschaftliches Wachstum, weniger Steuereinnahmen, weniger Jobs und auch eine geringere Geschwindigkeit beim technologischen Wandel.

Stand heute (Januar 2023), sind relevante Hemmnisse und Knappheiten erkennbar, die die Umsetzung der Energiewende auch in Zukunft so lange begrenzen, wie sie nicht explizit angegangen und aufgelöst werden. Hervorzuhebende Restriktionen sind die mangelnde Verfügbarkeit von Flächen und zu langsame Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie fehlende Facharbeitskräfte und Engpässe bei Rohstoffen.



Mit dem Krieg in der Ukraine und den damit einhergehenden geopolitischen Veränderungen hat sich der Druck, die Strom-, Wärme- und Verkehrswende schnell und konsequent umzusetzen, erhöht. Gleichzeitig hat die Notwendigkeit und Unterstützung einer schnelleren Energiewende in der politischen und gesellschaftlichen Debatte an Zustimmung gewonnen. Darauf gilt es aufzubauen, mit einer klaren Fokussierung auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien, der bisher für die ambitionierte Zielerreichung nur unzureichend erfolgt ist. Er ist deshalb so entscheidend, da er Grundlage sowohl für eine klimaneutrale Strom- als auch für eine klimaneutrale Wärmeversorgung, für die Elektrifizierung im Verkehr und für grünen Wasserstoff ist. Dieser Pfad zur Klimaneutralität wird nur mit einer entsprechenden Strom-, Gas- und Wärmeinfrastruktur möglich sein.

Die neue Bundesregierung hat sowohl in ihrem im Dezember 2021 geschlossenen Koalitionsvertrag als auch in den sog. Oster- und Sommerpaketen im Jahr 2022 in vielen dieser Bereiche richtige Ziele und Umsetzungsschritte für eine Beschleunigung der Energiewende und damit zentrale Weichenstellungen für die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele für 2030 und 2045 gesetzt. Diese Maßnahmen werden in den nächsten Jahren Wirkung zeigen. Die Fortschrittsmonitore, die dem nun vorliegenden folgen, werden diese Entwicklungen genau betrachten, Fortschritte, aber auch Unzulänglichkeiten darstellen und Handlungsempfehlungen aussprechen.

// Zielerreichung und Investitionen

Der vorliegende Fortschrittsmonitor stellt dar, dass – um das Ziel von 65 Prozent CO₂-Reduzierung zu erreichen – bis 2030 Investitionen in Höhe von insgesamt 600 Milliarden Euro erforderlich sind. Diese gewaltige Summe wird zum allergrößten Teil von privaten Investoren aufgebracht werden müssen. Es kommt also darauf an, ein verlässliches Investitionsumfeld zu schaffen, das Investitionen in die Energiewende attraktiv macht. Der Großteil dieser Investitionen (498 Milliarden Euro) entfällt auf die Bereiche, die im Rahmen dieses Fortschrittsmonitors näher betrachtet werden: Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien, Ausbau der Strom-Übertragungsnetze, Aufbau der Erzeugungskapazitäten für klimaneutrale Gase, Wärmewende sowie Ausbau der Ladeangebote. Von den in diesen Bereichen erforderlichen Investitionen könnten Wertschöpfungseffekte von jährlich knapp 33 Milliarden Euro ausgelöst werden. Das entspräche 1 Prozent der gesamten Bruttowertschöpfung (BWS) in Deutschland bzw. dem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in den zurückliegenden zehn Jahren.

Tatsächlich liegen die Entwicklungen in allen hier betrachteten Bereichen im Jahr 2021 noch deutlich hinter den vorgegebenen Zielen. Die zu langsame Umsetzung der Energiewende ist auch gesamtwirtschaftlich klar erkennbar. So wurden 2021 durch die in den genannten Bereichen erfolgten Investitionen nur 8,6 Milliarden Euro an Wertschöpfung realisiert. Das entspricht lediglich 26 Prozent dessen, was jährlich möglich bzw. zum Erreichen der 2030er-Ziele erforderlich wäre.

Ein Investieren aus der Krise heraus ist also dringlicher als je zuvor. Die erforderlichen Maßnahmen können vor allem auch in Krisenzeiten zu nachhaltiger Wertschöpfung und nachhaltigem Wachstum führen. Finanzielle Anreize, um Investitionen anzustoßen und zu beschleunigen, sind auch erforderlich, um eine deutsche und europäische Antwort auf den Inflation Reduction Act (IRA) zu geben, mit dem Investitionen in grüne Technologien in den USA großzügig angereizt werden.

// Zielerreichung im Einzelnen

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet zu langsam voran. Um die für 2030 anvisierten Ziele zu erreichen, müsste die installierte Leistung bei den Erneuerbaren Energien erheblich gesteigert werden (bei PV muss der jährliche Nettozubau im Vergleich zu 2021/2022 mehr als verdoppelt, bei Onshore-Wind mehr als verdreifacht werden). Dafür muss die aktuelle Ausbaugeschwindigkeit erheblich gesteigert werden. Zentrale Aspekte für eine Beschleunigung sind vor allem die Zurverfügungstellung von Flächen, schnellere Genehmigungsverfahren und ein verlässlicher Regulierungs- und Förderrahmen. Mit der gesetzlichen Umsetzung des 2-Prozent-Flächenziels für die Windenergie an Land und umfangreichen Novellierungen im Planungs- und Genehmigungsrecht wurden zwar richtige Hebel betätigt, die absehbar auch Wirkung zeigen werden. Nur wird aufgrund einiger getroffener Kompromisse (z. B. Erreichung des 2-Prozent-Ziels erst 2032, zu zaghafte Änderungen im BNatSchG etc.) das Tempo nicht ausreichen. Hier wird es Nachbesserungen geben müssen.

Der Hochlauf einer **Wasserstoffwirtschaft** steht trotz einiger Maßnahmen, Strategien und Pilotprojekte noch immer am Anfang. Die Beschaffungs- und technische Infrastruktur befindet sich nach wie vor im Aufbau. Eine dezentrale Erzeugung und Verteilung ist in Deutschland bisher nahezu nicht existent. Der Großteil des in Deutschland produzierten Wasserstoffs entsteht aus fossilen Quellen. Um grünen Wasserstoff in größeren Mengen herstellen zu können, müssten die Kapazitäten für Grünstrom massiv steigen. Die Herstellung, die Beschaffung (auch über Importe) und der Transport von grünem Wasserstoff bleiben eine zentrale Herausforderung für die Umsetzung der Energiewende. Die Bundesregierung muss sowohl national (Fortsetzung der NWS, Wasserstoffbeschleunigungsgesetz etc.) als auch auf europäischer Ebene (Gasbinnenmarkttrichtlinie/-verordnung, H₂-Definition etc.) dafür sorgen, dass dafür die richtigen Weichenstellungen erfolgen. Mit Biomethan steht bereits heute ein weiteres erneuerbares Gas zur Verfügung, dessen nachhaltige Potenziale im Kontext der Energiewende weiter genutzt werden sollten. In Kombination mit Carbon Capture Anwendungen besteht hier sogar die Möglichkeit, Negativemissionen zu realisieren. Auch hierfür fehlen noch politische Rahmenbedingungen.



Für eine erfolgreiche **Wärmewende** müssen sowohl die Senkung des Endenergiebedarfs als auch die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung intensiviert werden. Der Anteil der Erneuerbaren an der Wärmeversorgung muss zum Beispiel bis 2030 etwa verdreifacht werden (Ende 2021 lag der Anteil erst bei 16,2 Prozent). Damit die Wärmewende im Gebäudesektor gelingt, kommt es auf Verbraucherseite vor allem darauf an, den Gebäudebestand energetisch zu sanieren und die Heizungsanlagen für klimaneutrale Wärmeerzeugung zu modernisieren. Eine stärkere Sektorenkopplung, eine passgenaue Transformation von Gas- zu Wasserstoffnetzen und ein umfassender Rollout von Wärmepumpen sind hier besonders zu erwähnen. Die beschlossenen Maßnahmen des Sofortprogramms für den Gebäudesektor – u. a. die Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes und die Einführung einer 65-prozentigen Erneuerbaren-Anforderung und höherer Energiestandards für Gebäude – werden hier Impulse setzen, sind aber nicht ausreichend. Insbesondere für urbane Regionen mit einem hohen Anteil an bestehenden Geschosswohnungsbauten spielen Wärmenetze und eine zunehmend dekarbonisierte Fernwärme eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der

Fazit

Wärmewende. Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), die im September 2022 in Kraft trat (bis 2026 rund 3 Milliarden Euro), ist in diesem Zusammenhang ein wichtiges Instrument, das eine ganzheitliche Transformationsplanung zur Integration von Erneuerbaren zur Fördergrundlage macht und gleichzeitig essenzielle Transformationsmaßnahmen fördert. Die finanziellen Mittel müssen aber noch angehoben werden, damit die Potenziale weiterer Wärmequellen wie tiefer Geothermie oder Abwärme erschlossen und die leitungsgebundene Wärmeversorgung integrierter werden können.

Die Herausforderung für die Bundesregierung in den nächsten Jahren wird sein, mit diesen und weiteren bedarfsgerechten unterschiedlichen Maßnahmen und Technologien das gesetzte Ziel einer 50-prozentigen Wärmeversorgung aus klimaneutralen Energiequellen bis 2030 zu erreichen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht kommt der Einführung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung dabei eine zentrale Rolle zu.

Die **Verkehrswende** bleibt bislang hinter den gesteckten Zielen zurück. Um den Zuwachs vollelektrischer Pkw als maßgeblichen Baustein für die Senkung der THG-Emissionen zu beschleunigen (z. B. Verdreifachung der Neuzulassungen bis 2025), muss sowohl ein ausreichendes Produktangebot sichergestellt als auch die Nachfrage weiterhin stimuliert werden. Gleichzeitig müssen die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau des öffentlichen Ladeangebots verbessert werden, um Hürden in der Kundenakzeptanz abzubauen und Engpässe zu vermeiden. Hierzu zählen u. a. die Formulierung realistischer Zielgrößen (moving target Ansatz), die Bereitstellung erforderlicher Flächen, die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sowie die Gewährleistung eines nachhaltigen Investitionsrahmens.

Die Erreichung der Sektorziele ist nur möglich, wenn auch die Antriebswende beim Lkw und der Modal-Shift forciert werden. Im Güterverkehr bedarf es insbesondere einer Stimulierung der Nachfrage nach grünen Verkehrsmitteln mittels eines ganzheitlichen Ansatzes, der die technologieoffene Förderung von CO₂-Neutralen Warenflüssen sowie die Schaffung einer breiten intermodalen Basis-/Gesamtinfrastruktur – integriert in die europäischen Korridore – beinhaltet.

Bei den für die Energiewende essenziell wichtigen **Infrastrukturen** (für Strom, Gas/Wasserstoff, Wärme und Elektromobilität) sind ebenfalls wichtige Entscheidungen zu treffen. Die entscheidenden Hebel sind angemessene Finanzierungsanreize, eine fortschreitende Digitalisierung und Flexibilisierung und eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Eine wichtige Maßnahme für die Steuerung neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität war die Entscheidung zum § 14a EnWG. Auch die Absicht, den Rollout intelligenter Messsysteme zu beschleunigen, muss Wirkung zeigen. Dass auch Infrastrukturprojekte schnell umsetzbar sind, wenn der politische Wille dazu vorhanden ist, zeigt das schwimmende LNG-Terminal in Wilhelmshaven. Anfang Mai 2022 startete das Projekt – und lieferte bereits Ende des Jahres 2022 erstes LNG. Gleichzeitig muss die Bundesregierung darauf achten, dass mit allen Maßnahmen die hohe Qualität der Infrastruktur erhalten bleibt.

Schließlich wird die Bundesregierung in den nächsten Jahren auch daran gemessen werden, ob sie es zur Umsetzung der Energiewende geschafft hat, ausreichend **Fachkräfte** in allen Bereichen (vom Ausbau der Erneuerbaren Energien und von Energienetzen über den IT-Bereich bis hin zum Gebäudesektor) durch unterschiedliche Maßnahmen und gemeinsam mit Gewerkschaften, Industrie und Energiewirtschaft zu mobilisieren und ausreichend **Rohstoffe** und **Produktionskapazitäten** zu sichern und aufzubauen. Die entsprechenden Strategien (Fachkräftestrategie, Stakeholderdialog beim BMWK zu industriellen Produktionskapazitäten für die Energiewende [StiPE], Allianz für Transformation [Leitdialog zwischen Bundesregierung und Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und Zivilgesellschaft über Rahmenbedingungen für den Transformationsprozess] etc.) sind wichtig und richtig, in den nächsten Jahren müssen aber auch die richtigen Schlussfolgerungen daraus gezogen werden. Sollte dies versäumt werden, hätte dies massive Auswirkungen auf die Geschwindigkeit und schließlich auch auf das Gelingen der Energiewende.

Im Rahmen der folgenden Fortschrittsmonitore von BDEW und EY werden diese Entwicklungen genau beobachtet und analysiert.



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Seite 6	Abbildung 13	Seite 27
Klimaschutzziele für Deutschland		Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung	
Abbildung 2	Seite 11	Abbildung 14	Seite 28
Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren gemäß Klimaschutzgesetz (KSG)		Installierte Leistung bei Erneuerbaren Energien (in GW) in der Stromerzeugung	
Abbildung 3	Seite 12	Abbildung 15	Seite 29
Entwicklung der Anteile Erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr		Ausnutzung der Potenzialfläche Wind (2 %-Regel) – 2022	
Abbildung 4	Seite 13	Abbildung 16	Seite 30
Investitionsvolumen 2022-2030		Ausschreibungen und Zuschläge (GW)	
Abbildung 5	Seite 14	Abbildung 17	Seite 31
Jährliche Wertschöpfungseffekte der Investitionen		Genehmigungsklimaindex 2022	
Abbildung 6	Seite 15	Abbildung 18	Seite 32
Anteil der mit der Energiewende befassten Unternehmen, deren Geschäftstätigkeit durch Fachkräftemangel behindert wird		Durchschnittliches Anlagenalter	
Abbildung 7	Seite 17	Abbildung 19	Seite 33
Versorgungsrisiko der Rohstoffe in den Sektoren Erneuerbare Energien und E-Mobilität und deren Technologien		Prognostiziertes Lebensende gemäß der technischen Lebensdauer	
Abbildung 8	Seite 19	Abbildung 20	Seite 37
Zusammensetzung des Strompreises im europäischen Vergleich – Privathaushalte 2021		Wasserstoffherzeugung zur Bedarfsdeckung	
Abbildung 9	Seite 20	Abbildung 21	Seite 38
Zusammensetzung des Strompreises im europäischen Vergleich – Industriekunden 2021		Elektrolysekapazität in Deutschland	
Abbildung 10	Seite 21	Abbildung 22	Seite 39
Zusammensetzung des Gaspreises im europäischen Vergleich – Privathaushalte 2021		Indikative Wasserstoffgestehungskosten (EUR/kg)	
Abbildung 11	Seite 22	Abbildung 23	Seite 41
Zusammensetzung des Gaspreises im europäischen Vergleich – Industriekunden 2021		Außenhandel Wasserstoff und Derivate	
Abbildung 12	Seite 26	Abbildung 24	Seite 44
Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Stromverbrauchs		Biogaskapazität/Biomethaneinspeisung	
		Abbildung 25	Seite 45
		Außenhandel Biomethan	
		Abbildung 26	Seite 50
		Stromkreislänge ÜNB in Tsd. km mit prognostiziertem Ausbau bis 2030	

Abbildung 27	Seite 51	Abbildung 44	Seite 84
Stromkreislänge VNB in Tsd. km mit prognostiziertem Ausbau bis 2030		Pkw-Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen und deren Anteil an den Gesamt-Neuzulassungen mit Zielpfad BMWK (Mio. Fahrzeuge)	
Abbildung 28	Seite 52	Abbildung 45	Seite 86
Dauer der Genehmigungsverfahren in Monaten		Installierte Anzahl und Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte	
Abbildung 29	Seite 53	Abbildung 46	Seite 87
Gesamtinvestitionen ÜNB und VNB pro Jahr im Verhältnis zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch		Installierte Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte im Vergleich zu den EU-Zielwerten, in 1.000 kW	
Abbildung 30	Seite 55	Abbildung 47	Seite 88
Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen		Anzahl/Anteil der Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben im Gesamtbestand (Nutzfahrzeuge)	
Abbildung 31	Seite 56	Abbildung 48	Seite 89
Entwicklung der Netzentgelte (Haushaltskunden) im Vergleich zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch		Neuzulassungen von alternativ angetriebenen Nutzfahrzeugen und deren Anteil an den Gesamt-Neuzulassungen	
Abbildung 32	Seite 57	Abbildung 49	Seite 90
Vergleich der Kosten für Netzengpassmanagement im Vergleich zum Anteil EE am Bruttostromverbrauch		Verlagerung des Individualverkehrs im Personenverkehr – in Mrd. Personenkilometern	
Abbildung 33	Seite 58	Abbildung 50	Seite 91
Versorgungsunterbrechungen Strom (SAIDI)		Verteilung der Verkehrsleistung im Güterverkehr	
Abbildung 34	Seite 62	Abbildung 51	Seite 92
Netzentgelte Gas für Haushaltskunden von 2007 bis 2022		Gesamtkraftstoffverbrauch Pkw und Lkw im Vergleich zur Entwicklung bei E-Autos und Lkw mit alternativen Kraftstoffen im Gesamtbestand	
Abbildung 35	Seite 63		
Versorgungsunterbrechungen Gas (SAIDI)			
Abbildung 36	Seite 67		
Entwicklung des gesamten Verbrauchs Erneuerbarer Wärme- und Kälteendenergie (TWh)			
Abbildung 37	Seite 71		
Entwicklung der Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland			
Abbildung 38	Seite 74		
Entwicklung des deutschen Wärmepumpenbestandes			
Abbildung 39	Seite 75		
Marktentwicklung Wärmepumpen (verkaufte Geräte)			
Abbildung 40	Seite 76		
Entwicklung der Anzahl installierter Heizungswärmepumpen			
Abbildung 41	Seite 80		
Verteilung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor			
Abbildung 42	Seite 81		
Entwicklung der THG-Emissionen im Verkehr (Angabe in Mio. t CO ₂ -Äquivalente)			
Abbildung 43	Seite 83		
Anzahl und historische Entwicklung der reinen Elektrofahrzeuge in Deutschland			



Ihre Ansprechpartner

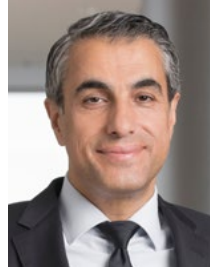


Kerstin Andreae

Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung und Mitglied des Präsidiums

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e V
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Telefon +49 30 300199-1021
kerstin.andreae@bdew.de



Metin Fidan

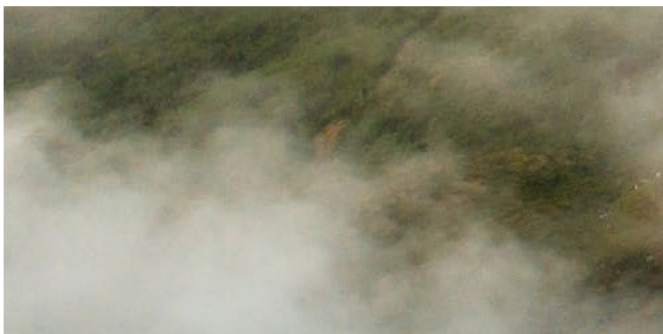
Partner, Green Transformation & Mining and Metals, Europe West

Ernst & Young GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Friedrichstraße 140
10117 Berlin

Telefon +49 30 25471 21379
metin.fidan@de.ey.com

Mitautoren alphabetische Reihenfolge

- ▶ Christoph Anger (EY)
- ▶ Dr. Ruth Brand-Schock (BDEW)
- ▶ Carsten Buhl (EY)
- ▶ Hedda Gunnarson (EY)
- ▶ Thomas Herkner (BDEW)
- ▶ Andreas Klingemann (BDEW)
- ▶ Dr. Sandra Maeding (BDEW)
- ▶ Maria Noack (BDEW)
- ▶ Ferdinand Pavel (EY)
- ▶ Phillip Rubner (EY)
- ▶ Jan Federik Sieper (EY)
- ▶ Dr. Jan Strobel (BDEW)
- ▶ Björn Schaubel (EY)
- ▶ Mira Schirrmeister (BDEW)
- ▶ Tilman Schwencke (BDEW)
- ▶ Ingram Täschner (BDEW)
- ▶ Carsten Tessmer (EY)



Impressum

Herausgeber

Ernst & Young GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

BDEW Bundesverband der Energie-
und Wasserwirtschaft e. V.

Bildquellen

Getty Images International

Konzept and Design

MEDIENMASSIV, Stuttgart
medienmassiv.com

Mit unserer Arbeit setzen wir uns für eine besser funktionierende Welt ein. Wir helfen unseren Kunden, Mitarbeitenden und der Gesellschaft, langfristige Werte zu schaffen und das Vertrauen in die Kapitalmärkte zu stärken.

In mehr als 150 Ländern unterstützen wir unsere Kunden, verantwortungsvoll zu wachsen und den digitalen Wandel zu gestalten. Dabei setzen wir auf Diversität im Team sowie Daten und modernste Technologien in unseren Dienstleistungen.

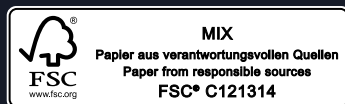
Ob Assurance, Tax & Law, Strategy and Transactions oder Consulting: Unsere Teams stellen bessere Fragen, um neue und bessere Antworten auf die komplexen Herausforderungen unserer Zeit geben zu können.

„EY“ und „wir“ beziehen sich in dieser Publikation auf alle deutschen Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited (EYG). Jedes EYG-Mitgliedsunternehmen ist rechtlich selbstständig und unabhängig. Ernst & Young Global Limited ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach englischem Recht und erbringt keine Leistungen für Mandanten. Informationen darüber, wie EY personenbezogene Daten sammelt und verwendet, sowie eine Beschreibung der Rechte, die Einzelpersonen gemäß der Datenschutzgesetzgebung haben, sind über ey.com/privacy verfügbar. Weitere Informationen zu unserer Organisation finden Sie unter ey.com.

In Deutschland finden Sie uns an 20 Standorten.

© 2023 Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
All Rights Reserved.

Creative Design Germany | BKL 2302-047(22)
ED None



Diese Publikation ist lediglich als allgemeine, unverbindliche Information gedacht und kann daher nicht als Ersatz für eine detaillierte Recherche oder eine fachkundige Beratung oder Auskunft dienen. Es besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität. Jegliche Haftung seitens der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und/oder anderer Mitgliedsunternehmen der globalen EY-Organisation wird ausgeschlossen.

ey.com/de