

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

# Monitoringbericht 2025

## Zusammenfassung

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Dezember 2025

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

**Expertenkommission zum  
Energiewende-Monitoring**

Prof. Dr. Andreas Löschel  
(Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

## **Expertenkommission:**

### **Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)**

Ruhr-Universität Bochum  
Universitätsstraße 150, 44801 Bochum  
E-Mail: [andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de](mailto:andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de)  
Telefon: +49 234 32 28335

### **Prof. Dr. Veronika Grimm**

Technische Universität Nürnberg (UTN)  
Energy Systems and Market Design Lab  
Ulmenstraße 52 h, 90443 Nürnberg  
E-Mail: [veronika.grimm@utn.de](mailto:veronika.grimm@utn.de)  
Telefon: +49 911 9274 1620

### **Dr. Felix Matthes**

Öko-Institut  
Borkumstraße 2, 13189 Berlin  
E-Mail: [f.matthes@oeko.de](mailto:f.matthes@oeko.de)  
Telefon: +49 30 40 50 85 381

### **Prof. Dr. Anke Weidlich**

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg  
Institut für Nachhaltige Technische Systeme  
Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg  
E-Mail: [anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de](mailto:anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de)  
Telefon: +49 761 203 54011

Diese Zusammenfassung und der zugrundeliegende Bericht beruhen auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Ruhr-Universität Bochum

**Marvin Müller, Dr. Christian Rusche**

Technische Universität Nürnberg (UTN)

**Markus Albuscheit, Dr. Jan Gniza, Lukas M. Lang, Dr. Christian Sölich**

Öko-Institut

**Kaya Dünzen, Hauke Hermann, Dr. Katja Schumacher**

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

**Célia Burghardt, Rebecca Hofmann**

## **Vorwort**

Die Adressierung des Klimawandels ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich, auch im Kontext der europäischen Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050, dazu verpflichtet, in nur zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems erforderlich. Dabei bildet das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung den konzeptionellen Rahmen für die Energiewende.

Von 2012 bis 2021 setzten die Berichte der unabhängigen Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring auf den jährlichen Monitoringberichten und alle drei Jahre auf den ausführlicheren Fortschrittsberichten „Die Energie der Zukunft“ auf, die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt wurden. Der Auftrag der unabhängigen, aus vier Expertinnen und Experten bestehenden Kommission wurde durch einen Beschluss des Bundeskabinetts 2024 angepasst und weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht der Expertenkommission ist entsprechend – wie der Monitoringbericht 2024 – erneut als eigenständiger Bericht konzipiert, der Bezug nehmend auf bestehende Veröffentlichungen der Bundesregierung den Fortschritt der Energiewende evaluiert. Der Monitoringbericht 2025 wurde inhaltlich am 30. September 2025 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2023 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch aktuelle Entwicklungen in den Jahren 2024 und 2025 dar.

Die Jahre 2022 und 2023 wurden geprägt durch den Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022. In Folge des Angriffs kam es in Europa zu einer Energiekrise, die neben zeitweise massiv gestiegenen Erdgas- und Strompreisen auch eine neue Diskussion um die Sicherstellung von Versorgungssicherheit und die Resilienz im Bereich der Energieimporte sowie der für die Energiewende relevanten Rohstoffe und strategischen Güter entfachte. Da der Krieg weiterhin andauert und Handelsstreitigkeiten wichtige Lieferketten infrage stellen, legt die Expertenkommission im vorliegenden Bericht einen besonderen Fokus auf die Preiswürdigkeit und Bezahlbarkeit der Energiewende, auf die Betrachtung der Resilienz des deutschen Energiesystems und auf etwaige Abhängigkeiten von Importen. Hierbei werden sowohl die Lieferketten der klassischen Energieträger (Kohle, Gas, ...) als auch die Abhängigkeit von Importen strategischer Rohstoffe (Lithium, Seltene Erden, ...), die für die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu erneuerbaren Technologien essenziell sind, analysiert. Zur Bewertung des Stands der Energiewende kommt weiterhin die Energiewende-Ampel zum Einsatz. Für die Jahre 2023 und 2024 steht die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb. Die Expertenkommission drückt damit aus, dass die Ziele der Energiewende zwar weiterhin erreicht werden können, diese Zielerreichung jedoch kein Selbstläufer ist. Vielmehr sieht die Expertenkommission in allen Dimensionen politischen Handlungsbedarf, damit die Transformation des Energiesystems möglichst kostengünstig und schnell gelingt. Neben der Evaluierung des Status quo gibt die Expertenkommission

im Rahmen dieses Berichts eine Vielzahl an konkreten Handlungsempfehlungen ab, und hat das letzte Kapitel der Charakterisierung einer wirkungsvollen Energie- und Klimapolitik gewidmet.

Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Christian Rusche und Marvin Müller von der Ruhr Universität Bochum (RUB), Dr. Christian Sölch, Markus Albuscheit, Dr. Jan Gniza und Lukas Lang von der Technischen Universität Nürnberg (UTN), Kaya Dünzen, Hauke Hermann und Dr. Katja Schumacher vom Öko-Institut sowie Célia Burghardt und Rebecca Hofmann von der Albert Ludwigs-Universität Freiburg.

Ein Mitglied der Expertenkommission, Veronika Grimm, hat sich aufgrund ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der Siemens Energy AG an jenen Teilen der Diskussion sowie an der Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen nicht beteiligt, die konkrete Ausbau- oder Mengenvorgaben für Windkraftanlagen oder Gaskraftwerke betreffen.

Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Andreas Löschel

Veronika Grimm

Felix Matthes

Anke Weidlich

## **Zusammenfassung des Berichts 2025**

### **1. Stand der Energiewende**

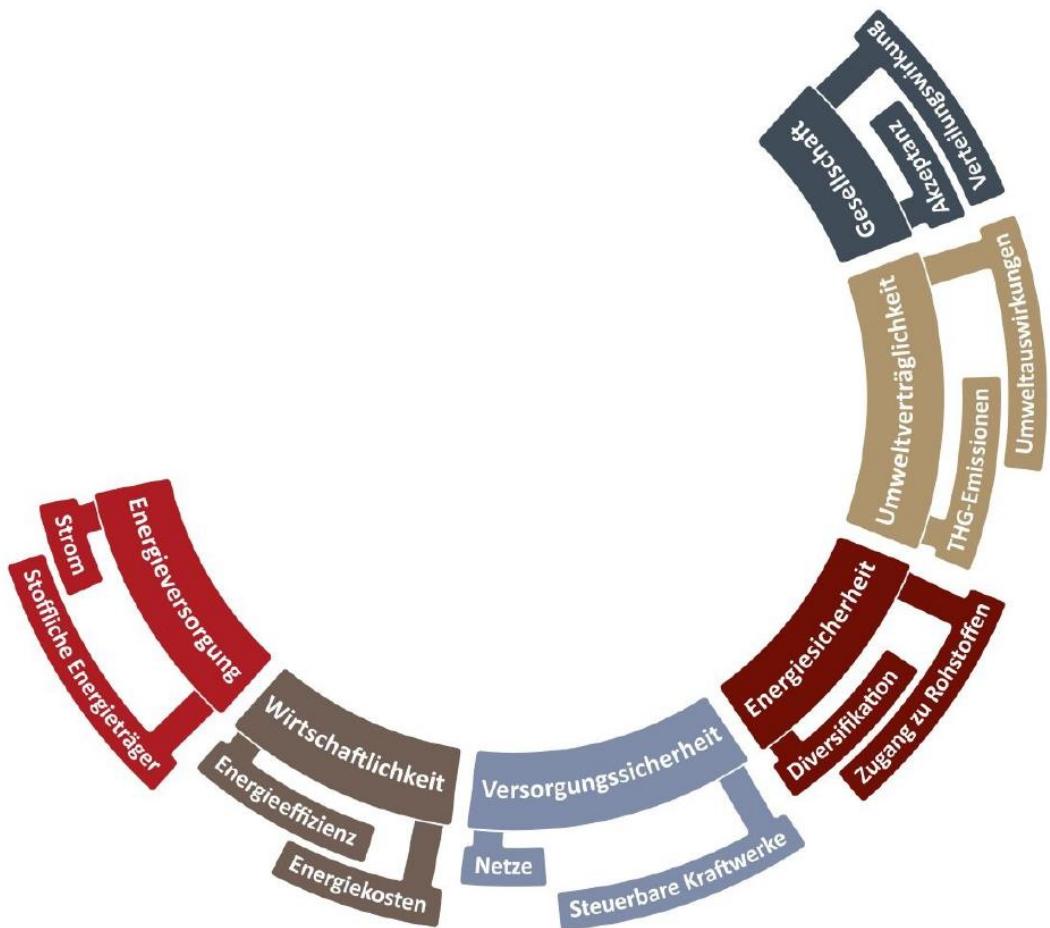
Z1. Der grundlegende technologische Umbau des Energiesystems ist notwendig, um in Deutschland bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Bei diesem Umbau gilt es, das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung zu beachten. Bis zum Jahr 2045 sind es jedoch nur noch 20 Jahre. Aufgrund der Tatsache, dass Investitionen im Energiebereich mit zum Teil erheblichen Vorlaufzeiten verbunden sind und energietechnische Anlagen lange in Betrieb sind, müssen bereits jetzt die notwendigen Weichen gestellt und die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Dabei wird die Energiewende breit definiert; sie umfasst die Versorgung mit Strom, Wärme, flüssigen und gasförmigen Energieträgern sowie die Effizienz in den Anwendungsbereichen.

Z2. Die unabhängige Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (EEM) hat vor diesem Hintergrund die Aufgabe, den Stand der Energiewende wissenschaftlich fundiert und objektiv zu bewerten, sowie einen möglichen Policy-Mix zur erfolgreichen Umsetzung zu beschreiben. Die Expertenkommission, die durch vier Expertinnen und Experten gebildet wird, begleitet seit 2011 die Energiewende und berät die Bundesregierung. Durch einen Beschluss des Bundeskabinetts im Jahr 2024 wurde der Auftrag der Expertenkommission zuletzt weiterentwickelt. Der Bericht des Jahres 2024 war folgerichtig der erste Bericht, der sich nicht auf weitere Veröffentlichungen der Bundesregierung bezog, sondern eigenständig den aktuellen Stand der Energiewende behandelt. Der nun vorliegende Monitoringbericht 2025 schreibt den Monitoringbericht 2024 fort. Der Monitoringbericht 2025 wurde inhaltlich am 30. September 2025 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2023 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch Entwicklungen in den Jahren 2024 und 2025 dar.

Z3. Im Monitoringbericht des letzten Jahres hat die Expertenkommission Indikatoren identifiziert, um die Energiewende möglichst vollständig zu erfassen und zu bewerten. Diese kommen auch im vorliegenden Bericht zur Anwendung. Mit Hilfe der Indikatoren werden sechs Dimensionen der Energiewende abgedeckt, die jeweils in zwei bzw. drei Unterdimensionen unterteilt sind. In Abbildung Z-1 sind die Dimensionen und ihre jeweiligen Unterdimensionen mit Ausnahme der Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ in der Dimension „Energieversorgung“ dargestellt.

Z4. Die Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende erfolgt – analog zu den bisherigen Veröffentlichungen – anhand einer Energiewende-Ampel: Wenn die Indikatoren nahelegen, dass die Ziele der Energiewende mit den aktuell absehbaren Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden, wird Rot verwendet. Gelb kommt zur Anwendung, wenn die Zielerreichung als nicht sichergestellt eingeschätzt wird. Entsprechend gibt Grün an, dass die Ziele nach Einschätzung der Expertenkommission erreicht oder wahrscheinlich erreicht werden.

**Abbildung Z-1: Die Dimensionen der Energiewende**



Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

Z5. Die Dimension „Energieversorgung“ umfasst in der Energiewende-Ampel drei Unterdimensionen: „Strom“, „Stoffliche Energieträger“ sowie „Energiektor im Überblick“. Letztere deckt die allgemeine Entwicklung der Energieversorgung über alle Sektoren hinweg ab. Die Unterdimension „Strom“ umfasst Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Unterdimension „Stoffliche Energieträger“ beschreibt Entwicklungen bei der Nutzung von Wasserstoff und Biomasse zur Energiebereitstellung sowie bei der Nutzung synthetischer Brennstoffe in der Industrie, der Wärme und im Verkehrssektor.

Z6. Die Dimension „Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Energieeffizienz“ und „Energiekosten“ gebildet. „Energieeffizienz“ deckt die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im Gebäudesektor ab. Die Unterdimension „Energiekosten“ untersucht Veränderungen bei den Strom- und Energiepreisen für Haushalte und Industrie sowie die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch nach Anwendungssektoren.

Z7. Die Dimension „Versorgungssicherheit“ umfasst die Unterdimensionen „Netze“ und „Steuerbare Kraftwerke“. Der Ausbau und der Betrieb der deutschen Netzinfrastruktur sowie der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen werden mit Hilfe der Unterdimension „Netze“ abgedeckt. Die Unterdimension „Steuerbare Kraftwerke“ betrachtet die Entwicklung der Leistung steuerbarer Kraftwerke in Deutschland. Dies beinhaltet eine Betrachtung der aktuell diskutierten Instrumente und Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Z8. Die Unterdimensionen „Diversifikation“ und „Zugang zu Rohstoffen“ bilden die Dimension „Energiesicherheit“. Beide Unterdimensionen behandeln die Marktkonzentration bei Energieträgern (vor allem Gas, Rohöl- und Mineralölprodukte) sowie bei strategischen Rohstoffen der Energiewende (Lithium, Kobalt, Nickel, Graphit, Mangan, Seltene Erden, Silizium). Ziel der Dimension „Energiesicherheit“ ist es auch, zu analysieren, wie resilient das deutsche Energiesystem entlang seiner Lieferketten ist und wo potenzielle Risiken in Form von Abhängigkeiten von einzelnen Ländern vorliegen.

Z9. Die Dimension „Umweltverträglichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Treibhausgas-Emissionen“ und „Umweltauswirkungen“ gebildet. Die Unterdimension „Umweltauswirkungen“ behandelt Umweltauswirkungen in Folge der Nutzung von Energie, welche nicht mit Treibhausgas-Emissionen zusammenhängen. Darunter fallen die Schadstoffbelastung, die Landnutzung, die Rohstoffentnahme, die Umweltauswirkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie die Situation in der deutschen Abfallwirtschaft. Die Unterdimension „Treibhausgas-Emissionen“ diskutiert Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren.

Z10. Die Dimension „Gesellschaft“ umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen „Akzeptanz“ und „Verteilungswirkungen“. Die Unterdimension „Akzeptanz“ untersucht mit Hilfe repräsentativer Umfragen die Zustimmung der Bevölkerung zur Energiewende. Dies umfasst die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende, die Zustimmung zur konkreten Umsetzung sowie die persönliche Betroffenheit. Ergänzend dazu werden die Verteilungswirkungen der Energiewende anhand von empirischen Analysen zu Energieausgaben und zur Betroffenheit einzelner Bevölkerungsgruppen durch Energiearmut beurteilt.

Z11. Die Bewertung mit Hilfe der Ampelfarben kombiniert eine statistisch-faktenbasierte Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Dabei basiert die Ampelfarbe einer Dimension auf den Ampelfarben der jeweiligen Unterdimensionen und den zugeordneten Indikatoren. Tabelle Z-1 zeigt die zusammenfassende Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende, dargestellt durch die entsprechende Einfärbung der Indikatoren und (Unter-)Dimensionen. Zusätzlich beinhaltet Tabelle Z-1 die Einschätzung der Expertenkommission zur perspektivischen Entwicklung des jeweiligen Indikators, und gibt die Kapitelverortung einer ausführlichen Betrachtung der Indikatoren im Monitoringbericht 2025 an. Anhand der Angaben wird ein Eindruck der Entwicklung in der nahen Zukunft ermöglicht. Insgesamt zeigt sich, dass die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb steht und in allen Bereichen der Energiewende weiterhin Handlungsbedarf besteht. Die Zielerreichung ist kein Selbstläufer.

**Tabelle Z-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2023/2024 sowie perspektivische Entwicklung der Indikatoren**

Dimension	Unterdimension	Indikator	
Energieversorgung	Strom	Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 3.2)	→ 
		Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten (Kapitel 3.1)	→ 
		Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Kapitel 3.2)	→ 
	Stoffliche Energieträger	Grüner Wasserstoff (Kapitel 4.4)	↓ 
		Entwicklung des Anteils der EE am Bruttoendenergieverbrauch (Kapitel 2.1)	→ 
	Energiesektor im Überblick	Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Kapitel 2.1)	→ 
Versorgungssicherheit	Netze	Ausbau der Übertragungsnetze (Kapitel 3.4)	↗ 
		Digitalisierung (Kapitel 3.5)	→ 
		Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen (Kapitel 3.4.1)	↗ 
		SAIDI Strom und SAIDI Gas (Kapitel 6.1.4 und 6.2)	→ 
	Steuerbare Kraftwerke	Steuerbare Kraftwerke (Kapitel 6.1)	→ 
		Batteriespeicher (Kapitel 3.5.1)	→ 
Energiesicherheit	Diversifikation	Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) für Erdgas (Kapitel 6.2)	→ 
	Zugang zu Rohstoffen	Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung (Kapitel 6.3)	→ 

Preiswürdig- keit/ Wirtschaftlich- keit	Energieeffizienz	Endenergieproduktivität (Kapitel 2.1)	● →
		Wärmebedarf (Kapitel 5.1)	● →
		Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich (Kapitel 5.1)	● →
		Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Kapitel 7.1)	● →
	Energiekosten	Energiestückkosten der Industrie in Deutschland (Kapitel 7.1)	● →
		Durchschnittliche jährliche Energieausgaben privater Haushalte (Kapitel 7.1)	● →
		Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte (Kapitel 7.1)	● ↗
Umweltverträg- lichkeit	Treibhaus- gasemissionen	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 9.1)	● →
		Kohleausstieg (Kapitel 3.3)	● →
		Ausbau von Wärmepumpen (Kapitel 5.3)	● →
		Elektromobilität (Kapitel 3.1.1)	● →
	Umweltauswir- kungen	Schadstoffemissionen (Kapitel 9.2)	● ↗
Gesellschaftli- che Aspekte	Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Kapitel 8.2)	● →
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende (Kapitel 8.2)	● →
		Erwartete persönliche Betroffenheit durch die Energiewende (Kapitel 8.2)	● →
	Verteilungs- wirkungen	Energiearmut (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf die gesamten Konsumausgaben (Kapitel 8.1)	● →

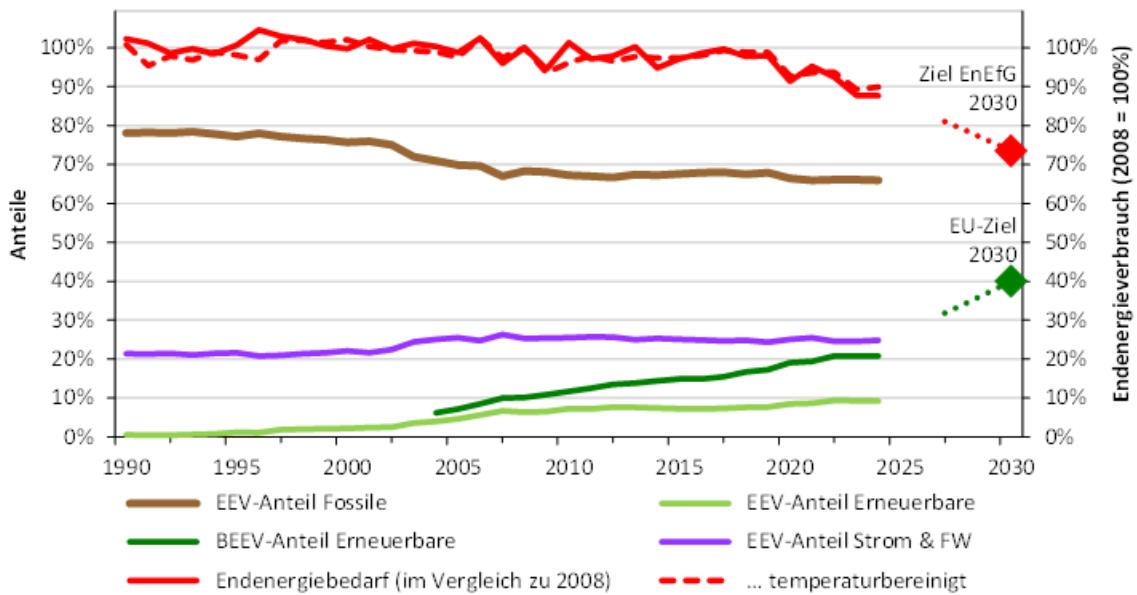
Anmerkungen: Siehe Tabelle 1-1 im Monitoringbericht 2025.

## **2. Energiesektor im Überblick**

Z12. Der gesamte Endenergieverbrauch blieb in den vergangenen drei Dekaden weitgehend konstant und zeigt seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz (Abbildung Z-2). Effizienzgewinne beim Einsatz von Brenn- und Kraftstoffen sowie durch zunehmende Elektrifizierung wurden weitgehend durch wirtschaftliches und demografisches Wachstum kompensiert. Erst 2020 ergab sich krisenbedingt ein Nachfragerückgang von 9 % ggü. 2008, dem im Jahr 2021 ein Anstieg von fast 4 Prozentpunkten folgte. Im Verlauf der Erdgaskrise sank der Endenergieverbrauch im Jahr 2022, stieg dann 2023 wieder an und lag 2024 um 12 % unter dem Niveau von 2008. Temperaturbereinigt lag die Minderung des Endenergieverbrauchs 2020 ggü. 2008 bei 7 %, bis 2024 ging sie auf 10 % zurück. Um das Endenergie-Reduktionsziel zu erreichen, wäre von 2025 bis 2030 ein jährlicher (temperaturbereinigter) Rückgang von 3,1 Prozentpunkten (ggü. 2008) erforderlich. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Bewertungsgrößen Endenergieverbrauchsniveau und -intensität nur eingeschränkt als Steuerungsindikatoren geeignet sind.

Z13. Die gesamte Endenergienachfrage verteilt sich derzeit zu jeweils knapp 30 % auf Industrie, private Haushalte und Verkehr, während der Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) mit 14 % den kleinsten Anteil hat. Seit 1990 sind die Anteile von Industrie und GHD leicht gesunken, während Haushalte und Verkehr zulegten. Etwa 36 % der Endenergie dienen der Erzeugung mechanischer Energie (vor allem Verkehr), 33 % dem Gebäudeenergiebedarf und 23 % der Prozesswärme in der Industrie. Im Jahr 1990 wurde 80 % des Endenergiebedarfs über fossile Energieträger gedeckt und ein Anteil von 20 % über Strom und Fernwärme. Der Anteil der fossilen Energieträger am gesamten Endenergiebedarf ist leicht rückläufig, beträgt aber immer noch etwa zwei Drittel. Der Beitrag direkt genutzter regenerativer Energieträger stieg bis zum Jahr 2022 auf ca. 9 %, der von Strom und Fernwärme erhöhte sich auf Werte von etwa 25 %. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien erreichte Deutschland 2023 einen Anteil von 22 % am Bruttoendenergieverbrauch und liegt damit unter dem Pfad zur Erreichung des europäischen Ziels von 40 % bis zum Jahr 2030.

Abbildung Z22: Endenergieverbrauchs-Indikatoren



Anmerkung: siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

Z14. Das EnEfG sieht bis 2030 eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um 39,3 % ggü. 2008 vor. Bis 2024 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 27 % ggü 2008 erreicht. Davon ist ein erheblicher Teil auf energiestatistische Effekte durch die primärenergetische Bewertung der stark gestiegenen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zurückzuführen. Um das Ziel im Jahr 2030 zu erreichen, müsste der jährliche Rückgang des Primärenergiebedarfs vom langjährigen Mittelwert von 2 auf 3 Prozentpunkte (bezogen auf 2008) steigen. Die Anteile von Stein- und Braunkohle sind deutlich, die Anteile von Erdgas und Mineralöl aktuell leicht rückläufig; die Kernenergienutzung endete im April 2023. 2023 übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieaufkommen erstmals den kombinierten Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

Z15. Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland hängt stark von den sozi-ökonomischen Rahmenbedingungen und der Ausgestaltung der Energie- und Klimapolitik ab. Während normative Energieverbrauchsprojektionen energiewirtschaftliche Entwicklungen zur Erreichung der Klimaziele skizzieren, beschreiben die explorativen Szenarien Verbrauchsentwicklungen ohne weitere Maßnahmen. Der Stromverbrauch wird infolge der Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie deutlich steigen, während Erdgas- und Mineralölverbrauch langfristig sinken. Ab etwa 2035 divergieren die Modellierungen stark, insbesondere beim Gasverbrauch. Die Bandbreiten verdeutlichen erhebliche Unsicherheiten und die Notwendigkeit flexibler, und dynamischer Politikansätze, zugleich zeichnen sich bereits heute No-regret-Maßnahmen ab.

### **3. Strom**

#### **Stromverbrauch, Erzeugung und Handel**

Z16. Nach einigen Jahren rückläufiger Entwicklung erreichte der Bruttostromverbrauch in Deutschland 2023 mit 521 TWh den niedrigsten Stand seit 1990, und stieg im Jahr 2024 wieder leicht auf 527 TWh an. Durch zunehmende Elektrifizierung im Zuge der Transformation hin zur Klimaneutralität sowie durch neue Verbraucher ist für die kommenden Jahre mit einem weiteren Anstieg des Strombedarfs zu rechnen. Neue Anwendungen wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Rechenzentren weisen bereits zunehmende Stromverbräuche auf, auch wenn ihr Anteil am gesamten Stromverbrauch derzeit noch gering ist. Im Jahr 2024 stieg der Verbrauch von Wärmepumpen um 13 % gegenüber dem Vorjahr auf nun 11,1 TWh, bei Elektrofahrzeugen waren es +26 % auf 5,3 TWh. Rechenzentren erreichten einen Verbrauch von rund 20 TWh. Der Stromverbrauch der Elektrolyse ist bislang gering, jedoch ist mit dem geplanten Ausbau der Elektrolysekapazität auch hier von einem steigenden Strombedarf auszugehen.

Z17. Die Bruttostromerzeugung ging im Jahr 2024 erneut zurück. Die Stromimporte der deutsch-luxemburgischen Gebotszone übertrafen die Exporte um 31,9 TWh, somit war Deutschland 2024 wie im Jahr davor Netto-Importeur für Strom. Wichtige Gründe hierfür waren die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im europäischen Ausland, der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie sowie die zeitweise niedrigere Windstromproduktion in Deutschland. In dieser Marktsituation wurde die inländische fossile Stromerzeugung teilweise durch günstigere Importe ersetzt. Die Herkunft der deutschen Stromimporte nach Ländern oder Erzeugungsarten wird teilweise stark diskutiert und unterschiedlich bestimmt. Methoden dieser Bestimmung sollten auf Netto-Exportpositionen aller Länder im europäischen Markt basieren. Demnach kommen die meisten Importe aus Wasser- und Kernkraft, wobei Frankreich, die Schweiz und Norwegen die wichtigsten Lieferländer sind.

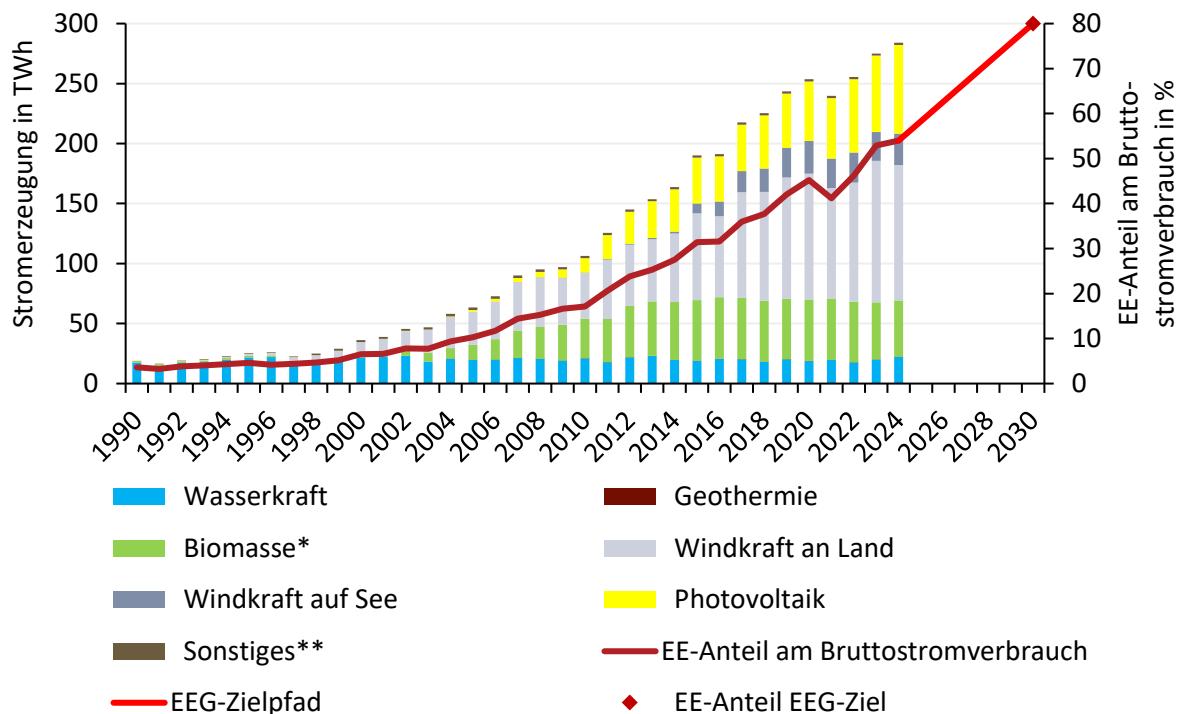
Z18. Ein weiterer Trend ist die Annäherung von Brutto- und Nettostromerzeugung: Der Unterschied zwischen beiden Größen hat sich in den letzten Jahren deutlich verringert, weil der Anteil erneuerbarer Energien – insbesondere Wind- und Solarstrom – zugenommen hat. Diese Technologien weisen einen geringen Kraftwerkseigenverbrauch auf, wodurch die Differenz zwischen Brutto- und Nettowerten schrumpft. Zugleich ist jedoch der Anteil der sogenannten Ausfallarbeit, also jener Strommenge, die aufgrund von Netzengpässen nicht eingespeist werden konnte (9,4 TWh im Jahr 2024), relevant.

#### **Ausbau der erneuerbaren Energien**

Z19. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren weiter zugenommen; maßgebliche Treiber waren Photovoltaik und – in schwächerem Umfang – die Windenergie. 2024 stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 54 % (Abbildung Z-3). Während die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse seit Jahren auf ähnlichem

Niveau verharrt, legte die Photovoltaik deutlich zu; die Windstromerzeugung stagnierte 2024 in etwa auf Vorjahresniveau, obwohl netto 3,3 GW zugebaut wurden. Die PV-Erzeugung umfasst auch Eigenversorgung, welche ebenso ansteigt. In Summe erreicht PV in mehreren Monaten des Jahres bereits höhere Erzeugungsmengen als Wind.

**Abbildung Z-3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch**



Anmerkung: siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

Z20. Die installierte PV-Leistung stieg im Jahr 2024 um 16,7 GW (2023: +14,6 GW) auf insgesamt 99,8 GW und übertraf damit den EEG-Zielpfad (88 GW) deutlich. Rund 61 % der neu installierten Leistung entfielen auf Aufdachanlagen; der Anteil von Freiflächenanlagen nahm leicht zu (2024:  $\approx$  30 %). Die Ausschreibungen für PV waren durchgängig überzeichnet und die mengengewichteten Zuschlagswerte sanken auf neue Tiefststände ( $\approx$  4,3–4,7 ct/kWh). Bei Wind an Land wurden im Jahr 2024 brutto 3,3 GW (2,6 GW netto nach Abzug von Stilllegungen) errichtet. Die insgesamt installierte Leistung lag bei 63,6 GW und damit unter dem Zwischenziel gemäß EEG. Zwar zeigten die Ausschreibungsrounden seit Ende 2024 wieder deutlich höhere Zuschlagsmengen (2024 in Summe knapp 11 GW, 2025 bislang ebenfalls rund 11 GW mit Potenzial bis 14,5 GW), doch bleibt ein rascher Hochlauf der Realisierung erforderlich. Positiv ist der Rückgang der durchschnittlichen Genehmigungsdauer auf 23,1 Monate (–10 % ggü. 2023), wenngleich die Spannbreite zwischen den Bundesländern groß ist.

Z21. In der Offshore-Windenergie wurden im Jahr 2024 742 MW zugebaut (Gesamt: 9,2 GW). Alle in 2023/2024 ausgeschriebenen Mengen wurden bezuschlagt; gleichzeitig zeigen die Auktionsergebnisse, dass Projekte ohne zusätzliche Flankierung schwieriger zu realisieren sind. Für nicht zentral voruntersuchte Flächen lagen die Gebote 2024 teils über 1 Mio. €/MW (zweite Gebotskomponente), während 2025 ein deutlich niedrigerer Wert von 0,18 Mio. €/MW erzielt wurde; bei zentral voruntersuchten Flächen blieb die Ausschreibung 2025 ohne Gebot. Verzögerungen bei Offshore-Netzanschlüssen erhöhen den Druck auf das Erreichen des 30-GW-Ziels bis 2030. Niedrige bzw. negative Strompreise, Merit-Order- und Abschattungseffekte sowie PPA-Risiken erfordern eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns, um Investitionssicherheit zu erhöhen.

Z22. Industrie- und handelspolitisch bleibt die Wertschöpfungskette kritisch: Der Markt wird insbesondere in der Photovoltaik-Herstellung weiterhin von außereuropäischer Modulproduktion dominiert. Die 2024 in Kraft getretene Net-Zero Industry Act-Verordnung setzt daher auf einen höheren EU-Anteil an Schlüsseltechnologien. Unterstützungsinstrumente sollten europäisch koordiniert, wettbewerbsneutral und auf Segmente mit realistischem Markterfolg ausgerichtet sein.

### **Kohleausstieg**

Z23. Der Kohleausstieg in Deutschland verläuft weiterhin entlang des im Kohleverstromungsbedigungsgesetz (KVBG) verankerten Stilllegungspfads. Dieser sieht einen Ausstieg bis spätestens 2038 vor. Die Kohleverstromung hat ihren Anteil an der gesamten jährlichen Stromerzeugung von 2015 bis 2024 deutlich reduziert (-61 %), lag 2024 aber immer noch bei rund 22 %. Parallel ist die installierte Leistung der marktaktiven Kohlekraftwerke im gleichen Zeitraum von 46,2 GW auf 24,8 GW gesunken (-46 %). Nach dem zwischenzeitlichen Anstieg der Kohleverstromung in den Jahren 2021 und 2022 im Zuge der Energiekrise sind Erzeugungsmengen und Kapazitäten wieder klar rückläufig und halten den gesetzlichen Kohleausstiegspfad ein.

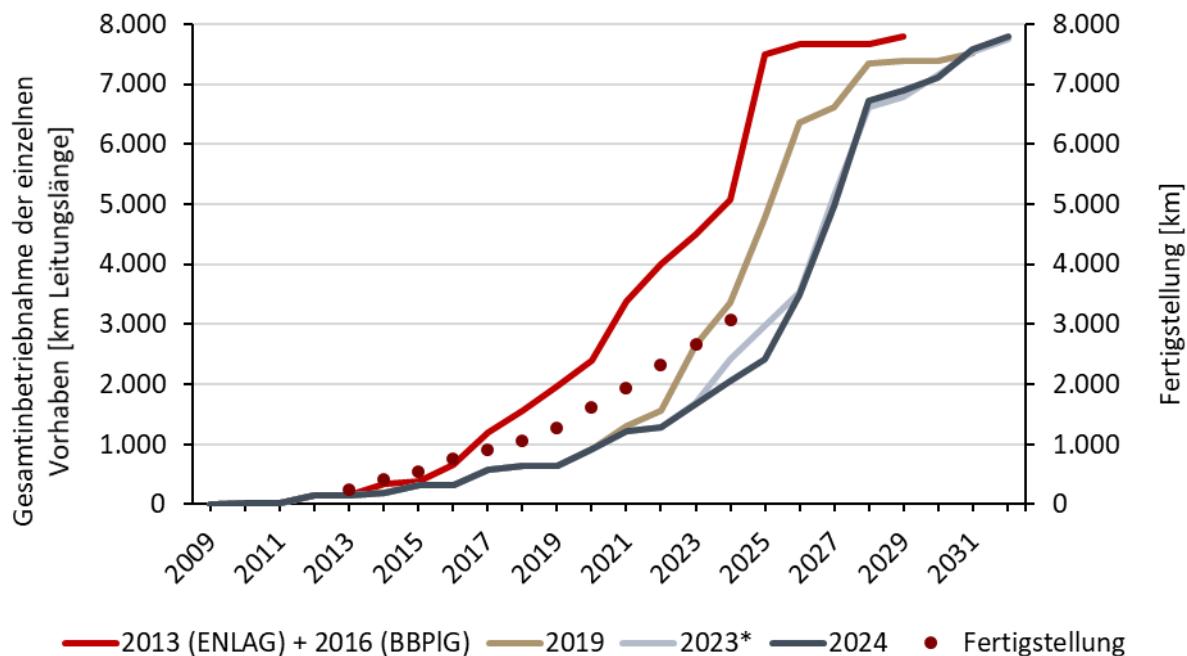
Z24. Gleichzeitig zeigt sich, dass eine Beschleunigung des Kohleausstiegs stark von den Rahmenbedingungen wie Netz- und Infrastrukturausbau, dem Zubau regelbarer Kapazitäten (insbesondere Gaskraftwerke) und der Ausgestaltung von Reserveinstrumenten abhängt. Durch verschiedene Reserven (Netz-, Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel, „zeitlich gestreckte Stilllegung“) ist ein komplexes, teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung entstanden, das hohe Kosten verursacht und den Kohleausstiegspfad potenziell unterläuft. Reserven, die sich außerhalb des Marktes befinden, sollten in diesem Kontext nicht zur Strompreisstabilisierung eingesetzt werden. Die Kommission hält eine Vereinfachung und bessere Abstimmung der Reserveinstrumente sowie eine zügige Entscheidung über einen zukünftigen Kapazitätsmechanismus für erforderlich.

Z25. Ökonomische Indikatoren sprechen mittelfristig für einen marktgetriebenen Kohleausstieg deutlich vor 2038: Aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Kosten und sinkender Deckungsbeiträge werden Kohlekraftwerke bereits in der zweiten Hälfte der 2020er und zu Beginn der 2030er Jahre einem zunehmenden Stilllegungsdruck ausgesetzt sein. Damit der Kohleausstieg tatsächlich emissionswirksam bleibt, ist es entscheidend, freiwerdende EU-ETS-Zertifikate (European Union Emissions Trading System, EU ETS) – soweit sie nicht durch die Marktstabilitätsreserve gebunden werden – konsequent zu löschen und das in § 10 TEHG (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) angelegte Löschungsverfahren verlässlich und regelmäßig umzusetzen.

### **Netze**

Z26. Die Systemdienstleistungskosten sanken 2023 im Vergleich zu 2022 um 9 % auf 5,25 Mrd. Euro, hauptsächlich aufgrund der deutlich gesunkenen Engpassmanagementkosten (um 21,5 % auf 3,34 Mrd. Euro in 2023). In 2024 sind die Engpassmanagementkosten um weitere 13 % auf 2,9 Mrd. Euro zurückgegangen, während sie im ersten Halbjahr 2025 im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum wieder um 17 % angestiegen sind. Der Anteil aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) an der Bruttostromerzeugung ist 2024 nach Erreichen eines neuen Höchstwertes von 3,7 % in 2023 wieder leicht auf 3,5 % abgesunken. Um die deutlich angestiegenen Abregelungen von Erneuerbaren, welche 2023 erstmals den Großteil der gesamten Reduzierungen ausmachten, zu reduzieren, wurde Ende 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ eingeführt, bei dem in Norddeutschland befindliche Entlastungsregionen prognostizierte Abregelungsstrommengen an berechtigte Verbraucher verauktionsiert werden. Der Mechanismus kann aus Sicht der Expertenkommission das grundsätzliche Fehlen lokaler Preissignale für eine effiziente Engpassbewirtschaftung nicht beheben und ist mit einem hohen Bürokratieaufwand und potenziellen Fehlanreizen für den Stromhandel verbunden. Eine Alternative wäre die Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern sowie die weitere Flexibilisierung des Energiesystems zusammen mit gut ausgestalteten Instrumenten zur systemdienlichen Einbindung dieser Flexibilität.

**Abbildung Z-4: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG und BBPIG (für vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)**



Anmerkung: siehe Kapitel 3.4.2 im Monitoringbericht 2025.

Z27. Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Trotz beschleunigter Genehmigungsverfahren kommt es weiterhin zu Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau, die aus Sicht der Expertenkommission im aktuellen Netzausbaumonitoring nur unzureichend sichtbar werden. Um weitere Verzögerungen beim Netzausbau frühzeitig zu erkennen und angemessen reagieren zu können, ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen von zentraler Bedeutung. Daher empfiehlt die Expertenkommission ein solches Monitoring.

Z28. Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) liegt bereits der neunte Durchgang der Übertragungsnetzplanung vor, der erneut ein Netz berücksichtigt, welches die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 unterstützt. Neu ist, dass die Szenariorahmen für Strom sowie für Gas/Wasserstoff gemeinsame Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren, enthalten. Dies stellt einen wichtigen Schritt hin zu einer sektorenübergreifenden, konsistenten Infrastrukturplanung dar. Die Expertenkommission begrüßt insbesondere, dass die Szenarien diesmal einen breiteren Entwicklungskorridor abbilden als im vorherigen Durchlauf und damit verschiedene plausible Transformationspfade berücksichtigen. Ein Abgleich mit der wissenschaftlichen Szenarienlandschaft zeigt jedoch, dass der aktuelle Szenariorahmen eher optimistisch ist, vor allem hinsichtlich des erwarteten Stromverbrauchs.

Dies stellt zwar sicher, dass der Netzausbau nicht zum Engpass der Energiewende wird und auch bei stark steigender Elektrifizierung ausreichend Kapazitäten bereitstehen, birgt aber auch das Risiko einer Überdimensionierung. Daher ist eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Szenarioannahmen essenziell, insbesondere im Zusammenspiel mit Nachfragedynamiken und der europäischen Netzplanung.

Z29. Angesichts der bereits hohen Energiepreisbelastung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der angespannten Haushaltslage ist es notwendig, Einsparpotenziale bei den Netzkosten konsequent zu identifizieren. Neben einer verbesserten Koordination der Szenarien über alle Energieträger hinweg zählen hierzu technische und planerische Ansätze, die den Netzausbau kosteneffizienter gestalten können. Beispiele sind die verstärkte Nutzung von Freileitungen anstelle von Erdkabeln bei neuen Gleichstromprojekten oder ein modularer Planungsansatz, der Genehmigungen und tatsächliche Investitionsentscheidungen stärker voneinander trennt. Dies ermöglicht eine flexible zeitliche Streckung von Investitionen und kann damit den Druck auf die Netzentgelte reduzieren, ohne langfristige Ausbauziele zu gefährden.

Z30. Der Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze wurde durch die Einführung des § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) konkretisiert und in den Netzausbauplänen, die basierend auf dem Netzentwicklungsplan entworfen wurden, von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern dokumentiert. Der Ausbaubedarf bis 2045 liegt bei rund 240 Mrd. Euro, wobei der größte Aufwand bis etwa 2032 erwartet wird. Ein vorausschauender Ausbau hinsichtlich des Zielbedarfs kann dabei langfristig effizienter sein, erfordert jedoch zunächst höhere Investitionen und ausreichendes Kapital. Die Vergleichbarkeit der Netzausbaupläne ist durch unterschiedliche Methoden, Annahmen und Datenlücken eingeschränkt. Auch wird bisher kaum davon ausgegangen, dass Verteilnetzbetreiber über Preissignale oder andere marktbasierter Instrumente Einfluss auf Einspeisung oder Lasten nehmen können, sodass entsprechende Potenziale zur Reduktion von Netzausbaubedarfen bisher nicht berücksichtigt werden. Hierfür bedarf es zunächst der Festlegung eines Marktdesigns, das derartige Instrumente ermöglicht.

Z31. Die Netzentgelte sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen, was vor allem auf hohe Investitionen in die Netzinfrastruktur, steigende Betriebs- und Engpassmanagementkosten sowie sinkende Stromabnahmemengen zurückzuführen ist. Um die regionalen Unterschiede – insbesondere zwischen last- und erzeugungszentrierten Regionen – zu verringern, wurde ab 2025 ein neuer Wälzungsmechanismus eingeführt, der (zusammen mit der bisherigen § 19 StromNEV-Umlage) über den bundeseinheitlichen „Aufschlag für besondere Netznutzung“ (1,56 ct/kWh) finanziert wird. Ein staatlicher Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten (wie aktuell 6,5 Mrd. Euro für 2026) soll den Kostenanstieg der Netzentgelte insgesamt abbremsen. Er entfaltet jedoch regional sehr unterschiedliche Wirkungen, da er abhängig davon ist, wieviel Strom eine Region aus der Höchstspannungsebene bezieht. Die Expertenkommission empfiehlt, statt dauerhafter Bezuschussung

mit ungleicher Verteilungswirkung zunächst konsequent Kostensenkungspotenziale beim Netzausbau und -betrieb zu nutzen sowie die Netzentgeltsystematik kostenreflexiv zu gestalten, um weitere Effizienzpotenziale zu heben. Dies bedeutet auch, dass Eigenversorgung und Batteriespeicher stärker in die Kostentragung einbezogen werden sollten. Kapazitätsbezogene Zahlungen sowie dynamische arbeitsbezogene Entgelte könnten Lastflexibilität fördern und dadurch Netzausbaubedarfe begrenzen. Von Sondernetzentgelten für die stromintensive Industrie rät die Expertenkommission hingegen ab.

Z32. Der massive Anstieg an Netzanschlussbegehren vor allem für Speicher entwickelt sich zunehmend zum Flaschenhals der Energiewende, da die administrativen Prozesse dem Bedarf nicht mehr gerecht werden. Während in Übertragungsnetzen das durch die KraftNAV vorgegebene Windhundprinzip spekulative Kapazitätsblockaden begünstigt, ist auf Verteilnetzebene eine Fragmentierung der Prozesslandschaft zu beobachten, da hunderte Netzbetreiber teils individuelle und nicht durchgehend digitalisierte Verfahren eingerichtet haben. Die Expertenkommission empfiehlt die Etablierung von bundeseinheitlichen, digitalisierten Standardprozessen sowie die Einführung flexibler und marktlicher Instrumente; dazu zählen zum Beispiel eine Priorisierung nach Projektstatus oder flexible Netznutzungskonzepte, die die bestehende Infrastruktur besser auslasten.

Z33. Im Rahmen des neuen AgNES-Prozesses prüft die Bundesnetzagentur eine grundlegende Reform der Netzentgelte, um Kostenreflexivität, Gerechtigkeit und Anreizwirkung zu erhöhen. Herausforderungen entstehen durch Eigenversorgung und Batteriespeicher, die zwar den Netzbezug senken, aber kaum zu geringeren Netzkosten beitragen. Neue kapazitätsbezogene- und dynamisierte Entgelte können Lastflexibilität fördern und die Finanzierung gerechter gestalten. Auch für die Industrie werden Reformen des bisherigen Bandlastprivilegs diskutiert – die Kommission empfiehlt aber, auf Sonderregelungen zu verzichten und stattdessen ein einheitlich kostenreflexives Entgeltsystem zu schaffen, das keine Wettbewerbsverzerrungen hervorruft.

## **Flexibilität**

Z34. Die Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem wurde vor allem durch den sehr dynamischen Zubau von Speicherkapazitäten getrieben. Ende 2024 lag die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 11,7 GW über 50 % höher als im Vorjahr. Auch der Bestand an Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wuchs weiter. 2024 waren rund 1,9 Mio. Wärmepumpen installiert und 1,7 Mio. batterieelektrische Pkw zugelassen, beides mit steigender Tendenz für 2025. Dennoch fehlen technisch-regulatorische Voraussetzungen und geeignete Preissignale, um diese lastseitigen Flexibilitäten systemdienlich zu nutzen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und neue Regelungen wie § 14a EnWG sind wichtige Schritte, um Flexibilität künftig gezielt in den Systembetrieb einzubinden. Die Ermöglichung von räumlich und zeitlich aufgelösten Markt- und Netzsignalen ist hierfür essenziell.

## **Marktdesign**

Z35. Ein klar strukturiertes und konsistentes Strommarktdesign ist entscheidend für ein effizientes Stromsystem und die erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden durch EU-Vorgaben geprägt. Sie betreffen nicht nur den Strommarkt im engeren Sinne, sondern auch angrenzende Politikfelder wie Planung, Finanzierung und Standortsteuerung. Zentral für ein funktionsfähiges Marktdesign sind vier Aufgabenbereiche: (1) die Koordination des Systems auf der Großhandelsebene und bei Flexibilitäten, (2) die räumliche Steuerung über Preis- und Lokalisierungssignale, (3) die Sicherung verlässlicher Erlösstrukturen für Investitionen in Erzeugung, Speicher und Flexibilität sowie (4) die Absicherung eines effizienten und für Verbraucher preiswürdigen Gesamtsystems. Für alle Bereiche sind robuste Preissignale und wettbewerbliche Ansätze entscheidend. Maßnahmen zur Stärkung einzelner Funktionen sollen dabei nicht zu Fehlanreizen in anderen Bereichen führen.

Z36. Das bestehende Marktdesign ist historisch gewachsen, komplex und teilweise inkonsistent. Für die Weiterentwicklung braucht es klare Zielbilder und Transformationspfade, die Investitionsicherheit gewährleisten und erfolgreiche Marktprozesse nicht unterbrechen. Gleichzeitig sollte die europäische Marktintegration stärker berücksichtigt werden.

Z37. Die Marktintegration erneuerbarer Energien bleibt herausfordernd. Obwohl sich ein PPA-Markt entwickelt hat, können neue Anlagen bislang nur begrenzt über PPAs refinanziert werden – steigende Kosten, sinkende Erlöse und regulatorische Unsicherheiten verstärken diesen Trend. Daher kommt der Weiterentwicklung des EEG eine zentrale Rolle zu. Frühere Reformen haben Marktintegration und Kosteneffizienz verbessert, doch die anstehende Umsetzung der Energie-Binnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) fordert, dass ab 2027 erneuerbare Neuanlagen grundsätzlich nur über zweiseitige Differenzverträge (CfDs) oder gleichwertige Systeme gefördert werden dürfen. Die Reform des EEG-Fördersystems sollte Fehlanreize der produktionsabhängigen Vergütung möglichst abbauen und stärker auf systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen ausgerichtet sein. Produktionsunabhängige Modelle, etwa kapazitätsbasierte oder referenzsystemorientierte Ansätze, können hierfür wirkungsvolle Anreize setzen. Die konkrete Ausgestaltung solcher Modelle sowie ihre Einbettung in das Gesamtsystem erfordern eine kurzfristige Klärung.

Z38. Eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone ist eine sinnvolle Option, um effizientere lokale Preissignale zu liefern, die sowohl den Kraftwerksbetrieb als auch langfristige Investitionsentscheidungen systemdienlicher ausrichten würden. Wissenschaftliche Studien zeigen klar, dass sich ergebende regionale Preisunterschiede über ein Jahr betrachtet nur gering ausfallen und deutlich kleiner sind als die heutigen regionalen Differenzen bei den Netzentgelten. Durch eine Gebotszonentrennung könnten Kosten für das Engpassmanagement und den notwendigen Netzausbau signifikant gesenkt werden, während sich Standortentscheidungen für neue Erzeuger, Flexibilitäten und zukünftige Stromverbraucher wie Giga-Factories verbessern lassen.

Europäische und internationale Erfahrungen mit Preiszonentrennungen zeigen, dass Zonengrenzen dynamisch angepasst werden können, ohne Planungssicherheit für Investitionen zu beeinträchtigen. Die Kommission bewertet die Vorteile (niedrigere Systemkosten, welche auf Verbraucher umgelegt werden müssen sowie effizientere Preissignale) klar höher als die Risiken bei einer Aufteilung der deutschen Gebotszone.

#### **4. Stoffliche Energieträger**

##### **Mineralölprodukte**

Z39. Mineralöl repräsentiert für die letzten Dekaden durchgängig den größten Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs. 98 % des Rohölverbrauchs werden importiert und in den Raffinerien zu Mineralölprodukten verarbeitet. Darüber hinaus werden mit einem Anteil von aktuell knapp 31 % des gesamten Mineralölaufkommens signifikante Mengen von Mineralölprodukten, vor allem Mitteldestillate wie Diesel oder leichtes Heizöl nach Deutschland importiert. Bei den Rohölimporten (d. h. dem weitaus größten Teil der Mineralölimporte) stammte im Zeitraum 2010 bis 2020 etwas über ein Drittel aus Russland. Seit 2023 spielen Rohölimporte aus Russland vor dem Hintergrund des Embargos der Europäischen Union faktisch keine Rolle mehr. Auch für die bisher über Pipelines direkt aus Russland belieferten Raffinerien in Ost-Deutschland wurden alternative Versorgungsoptionen gefunden bzw. umgesetzt. Der Verbrauchsanteil des Verkehrssektors lag in den letzten Jahren bei etwa 60 % der gesamten Mineralölnachfrage. Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Zielsetzungen ist davon auszugehen, dass der Verbrauch von Mineralöl zukünftig stark abnimmt, vor allem getrieben durch die Entwicklungen im Verkehrsbereich. Eine besondere Situation ist für den bisherigen nichtenergetischen Einsatz von Mineralöl zu erwarten. Hier werden vor allem in der langfristigen Perspektive neue Ansätze der Kreislaufführung von Kohlenstoff sowie der Einsatz von wasserstoffbasierten synthetischen Kohlenwasserstoffen eine Rolle spielen müssen. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass mit den bisher absehbaren klimapolitischen Zielverfehlungen – vor allem im Bereich der Verkehrspolitik – erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf die Zukunft der Rohölversorgung und der Raffineriestandorte verbunden sind. Sie hält ein umfassendes Konzept zur Transformation bzw. zur Stilllegung oder Umnutzung der deutschen Raffineriestandorte sowie der unterschiedlichen Infrastrukturen der Ölversorgung für dringend notwendig.

##### **Erdgas**

Z40. Erdgas ist in Deutschland seit 1992 nach Mineralöl der Primärenergieträger mit dem zweitgrößten Aufkommensanteil. Auch hier wird der größte Anteil des Aufkommens für Deutschland über Importe gedeckt. Darüber hinaus sind die Erdgastransite über Deutschland in den Jahren vor 2022 sehr stark angestiegen. Im Kontext der veränderten Versorgungssituation sind die Erdgaslieferungen von Deutschland an die Nachbarstaaten vor allem in den Jahren 2022 und 2023 deutlich zurückgegangen. Die Einstellung der Erdgaslieferungen aus Russland und die entsprechenden

Maßnahmen zur Erdgaseinsparung sowie die Preisturbulenzen auf den globalen Erdgasmärkten führten in den Jahren 2022 und 2023 zu erheblichen Rückgängen des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Im Jahr 2024 hat sich der Erdgasverbrauch etwa stabilisiert. Wie für Mineralöl wird durch die klimapolitischen Ziele auch der Erdgasverbrauch in Deutschland reduziert bzw. längerfristig auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen. Diese Verbrauchsentswicklungen haben weitgehende Konsequenzen für die Entwicklung der Erdgasnetze (vor allem im Mittel- und Niederdruk Bereich). Diese absehbaren Entwicklungen sollten in den verschiedenen Prozessen der Infrastrukturplanung (Netzentwicklungsplanung für das Fernleitungsnetz, kommunale Wärmepläne etc.) sorgfältig reflektiert und die Planungsprozesse stärker aufeinander abgestimmt sowie die bestehenden Planungslücken (vor allem im Bereich der Regionalversorgung) geschlossen werden. Die Expertenkommission begrüßt die Integration der Erdgas- und Wasserstoffnetzplanung nachdrücklich. Die nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Erwägungen absehbaren Stilllegungsprozesse für größere Bereiche der Erdgasnetze machen nach Auffassung der Expertenkommission Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. Die Expertenkommission begrüßt daher nachdrücklich die von der Bundesnetzagentur angestoßenen Reformprozesse, vor allem mit Blick auf die Verkürzung der Nutzungsdauern und die Einführung degressiver Abschreibungsverläufe für Gasnetze ohne Folgenutzung (wie Wasserstoff oder Biomethan).

## **Bioenergie**

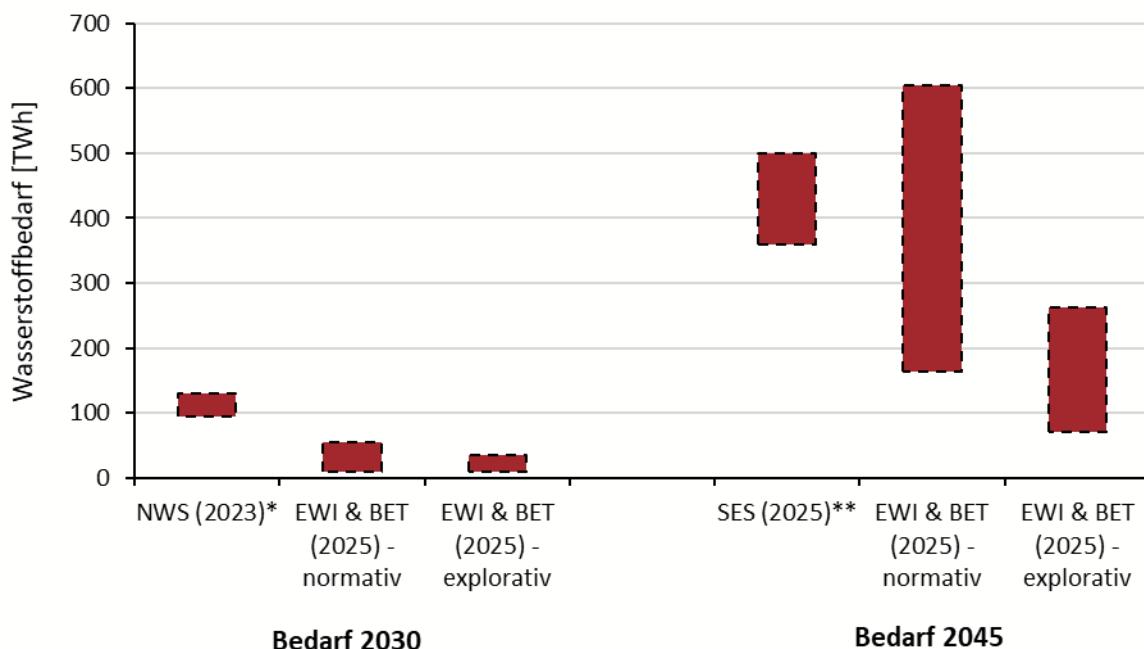
Z41. Bioenergie repräsentiert in den letzten Jahren einen Anteil von ca. 9 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Der Beitrag von Biomasse zum gesamten Energieaufkommen hat sich seit 1990 fast verneinfacht, wobei der rapide Aufwuchs der Biomassenutzung im Zeitraum 2000 bis 2010 in den folgenden Jahren durch eine vergleichsweise geringe Zunahme abgelöst worden ist. Die in Deutschland zur Energiegewinnung genutzte Biomasse stammt fast vollständig (über 90 %) aus einheimischen Aufkommen. Biomasse-Importe decken nur einen sehr kleinen Teil des Bedarfs ab. In geringem Umfang ist Deutschland auch Exporteur von biogenen Energieträgern. Bisher wurde Biomasse insbesondere in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, sowie in der Wärmeerzeugung (vor allem für die Beheizung in Gebäuden) und im Verkehr eingesetzt. Der Biomasseeinsatz in der Strom- und Fernwärmeverversorgung repräsentiert etwa 40 %, die Nutzung in den privaten Haushalten etwa 25 % und in den Sektoren Industrie, GHD sowie Verkehr jeweils etwa 10 % des gesamten Verbrauchs von Biomasse. Vor dem Hintergrund des begrenzten Aufkommens nachhaltig bereitgestellter Biomasse sowie den Nutzungskonkurrenzen u. a. mit dem im Kontext von Klimaneutralitätsstrategien notwendigen stofflichen Einsatz von Biomasse sieht die Expertenkommission in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber gleichwohl unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Die zukünftige Struktur der Biomassenutzung wird sich allerdings deutlich von den heutigen Einsatzstrukturen unterscheiden müssen. Dabei sollten vorrangig Rest- und Abfallbiomasse eingesetzt werden, wohingegen der Einsatz von Waldholz und Agrarrohstoffen für energetische Zwecke deutlich reduziert werden

sollte. Mit Blick auf die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch einer sektorale differenzierten Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie der konsistenten Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien, sieht die Expertenkommission zentrale Handlungsbedarfe.

### **Wasserstoff und seine Derivate**

Z42. Wasserstoff ist ein bedeutender Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität. Der Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten ist etwa im Bereich der saisonalen Energiespeicherung, bei industriellen Prozessen wie der Herstellung von Stahl und chemischen Grundstoffen sowie für die Luft- und Hochseeschifffahrt aus heutiger Sicht die einzige großskalig verfügbare Option zur Transformation in Richtung Klimaneutralität. Wasserstoffderivate sind zudem eine Möglichkeit für den frühzeitigen Langstreckentransport von Wasserstoff. Langfristig wird die entsprechende Versorgung auf Basis von grünem Wasserstoff beruhen, vor allem in einer Übergangsphase wird jedoch auch blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen können.

**Abbildung Z-5: Wasserstoffbedarf in 2030 und 2045 in den in EWI und BET (2025) analysierten Szenarien**



Anmerkungen: Siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Monitoringbericht 2025.

Z43. Bisher wird in Deutschland vor allem grauer Wasserstoff durch die Reformierung von Erdgas hergestellt, wobei der überwiegende Teil des produzierten Wasserstoffs in der Industrie eingesetzt wird (Gesamtbedarf aller Sektoren im Jahr 2024: 41 TWh). Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte 2030 laut aktueller Studien bei 9 – 55 TWh liegen und bis 2045 auf 71 – 605 TWh ansteigen (Abbildung Z-5). Demgegenüber steht der bisher schleppende Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten. Mitte 2025 waren erst rund 160 MW installiert und für 2030 befinden sich lediglich Projekte mit insgesamt etwa 1.200 MW im Bau oder haben eine finale Investitionsentscheidung (FID) erreicht, bei zugleich rückläufigen Projektankündigungen. Damit rückt das nationale Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 in weite Ferne. Da die inländische Erzeugung zur Deckung der prognostizierten Nachfrage schon 2030 nicht ausreichen dürfte, sollten Importe von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten unverzüglich und mit hoher Priorität vorbereitet und hochgefahren werden.

Z44. Der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes stellt einen der größten Fortschritte des aktuellen Wasserstoffhochlaufs dar. Das genehmigte Netz umfasst 9.040 km bei Investitionskosten von rund 19 Mrd. Euro und soll überwiegend durch die Umstellung bestehender Gasleitungen entstehen, ergänzt um Neubauten. Die Inbetriebnahme ist schrittweise bis 2032 geplant, kann aber flexibel bis 2037 gestreckt werden, um Fehlinvestitionen angesichts unsicherer Nachfrage- und Angebotsentwicklungen zu vermeiden. Weiterhin fehlen jedoch klare Regelungen für Verteilnetze, Netzanschlüsse sowie Tankstelleninfrastruktur. Mit der 2024 eingeführten integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff entsteht erstmals ein abgestimmter Prozess mit der Stromnetzplanung, auch wenn die zugrunde gelegten Wasserstoffmengen nach Einschätzung der Expertenkommission zu optimistisch sind. Die Finanzierung des Kernnetzes erfolgt über ein gedeckeltes Hochlaufentgelt nach § 28q EnWG, das hohe Anfangskosten abfedern und den intertemporalen Ausgleich der Netzkosten bis 2055 sichern soll.

Z45. Die aktuellen Kostenentwicklungen stellen eines der größten Hemmnisse des Wasserstoffhochlaufs dar. Grüner Wasserstoff kostet in Nordwesteuropa derzeit rund 7,50 €/kg und bleibt damit weit über früheren Erwartungen; selbst in optimalen Regionen liegen die Kosten kaum unter 5–6 €/kg. Ursache sind u. a. höhere reale Investitionskosten, Effizienzverluste der Elektrolyse-Stacks sowie unterschätzte Stromkosten unter den RED-III-Vorgaben. Auch blauer Wasserstoff ist mit 4–5 €/kg teurer als erwartet und weist aufgrund unsicherer CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherpreise eine große Kostenspanne auf. Insgesamt führt dies zu hohen Differenzkosten gegenüber Erdgas. Für jeweils 10 TWh müssten bei kurz- bis mittelfristig erwartbaren Preisrelationen jährlich rund 1,4 Mrd. Euro (grün) bzw. 0,8 Mrd. Euro (blau) zur Schließung der Kostenlücke aufgebracht werden. Daher sollte der Hochlaufmix neu bewertet werden, wobei blauem Wasserstoff eine größere Rolle zukommen sollte, während gleichzeitig Innovations- und Kostensenkungspotenziale bei grünem und CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff konsequent weiterzuentwickeln sind.

Z46. Trotz ambitionierter Zielsetzungen kommt der Wasserstoffhochlauf in Deutschland sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite kaum voran. Ausschlaggebend sind unter anderem stark schwankende und zunehmend pessimistische Kostenprognosen sowie ein ausgeprägtes Regulierungsversagen. Hinzu kommt ein vielschichtiges Geflecht aus ökonomischen, regulatorischen und strukturellen Hemmnissen. Für eine wirksame staatliche Unterstützung gilt, dass Förderpolitik konsequent auf die Korrektur von Marktversagen ausgerichtet sein muss. Im Wasserstoffbereich sind dabei insbesondere fünf Ursachen zentral: negative und positive externe Effekte, Informationsasymmetrien, Koordinationsversagen sowie die Infrastruktur als natürliches Monopol. Eine Analyse des aktuellen Instrumentenmix zeigt, dass komplexe Genehmigungsprozesse, regulatorische Unsicherheiten und konkurrierende europäische und nationale Förderinstrumente den Hochlauf erheblich behindern. Dies führt zu Zielkonflikten, Wechselwirkungen und redundanten Maßnahmen. Um wirksam gegenzusteuern, braucht es weniger Komplexität, klare Zuständigkeiten und eine bessere Abstimmung der politischen Ebenen. Die Expertenkommission betont daher, dass Redundanzen und Ineffizienzen im Instrumentenmix konsequent abgebaut werden müssen. Entscheidend ist eine Fokussierung auf wenige, strategisch wirksame Instrumente mit großer Hebelwirkung, um Transparenz, Nutzerfreundlichkeit und Effizienz zu erhöhen und den Wasserstoffhochlauf nachhaltig zu beschleunigen.

## 5. Wärme

### Endenergieverbrauch

Z47. Zwischen 2011 und 2021 blieb der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte weitgehend konstant. Nachdem der temperaturbereinigte Verbrauch 2021 bis 2023 rückgängig war, ist er 2024 leicht gestiegen. Gegenüber 2011 besteht aber weiterhin ein bereinigter Rückgang des Verbrauchs um 8 %. Der Verbrauch für Klimakälte ist seit 2011 um 59 % gestiegen. Allerdings macht dies bisweilen nur einen sehr kleinen Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus. Der Endenergieverbrauch von Strom für Wärme und Kälte in absoluten Zahlen ist gegenüber 2011 sogar um 37 % gefallen. Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch privater Haushalte reduzierte sich von 113 kWh/m<sup>2</sup> (2022) auf 101 kWh/m<sup>2</sup> (2024), zeigt jedoch keine eindeutige langfristige Senkungstendenz. Auch erwartete Einsparungen aufgrund hoher Heizenergiepreise während der Energiekrise sind ausgeblieben.

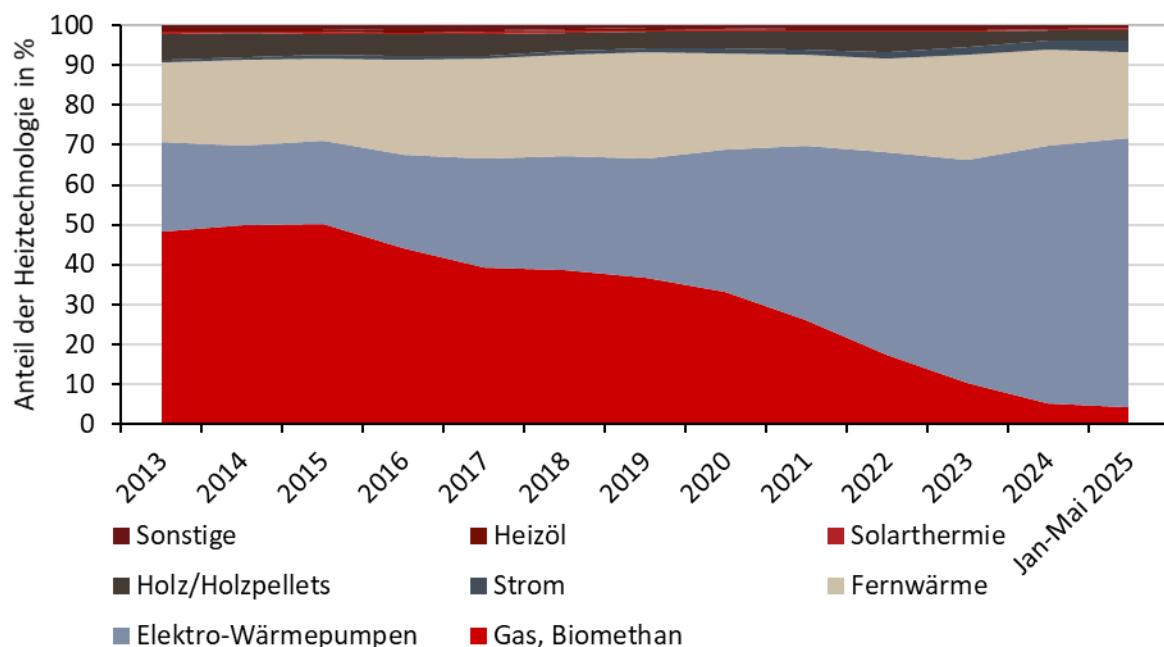
### Klimafreundliche Wärmeversorgung

Z48. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird 2025 novelliert und voraussichtlich mit der EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) verknüpft, wobei neue Heizsysteme künftig zu mindestens 65 % erneuerbare Energien nutzen müssen. Seit Januar 2024 verpflichtet das Wärmeplanungsgesetz Kommunen zur Aufstellung von Wärmeplänen, die den Ausbau von Wärmenetzen sowie klimaneutralen Gasnetzen regeln und bis spätestens 2028 vorliegen müssen. Neue Wärmenetze

müssen bereits seit März 2025 zu 65 % erneuerbar sein, bestehende bis 2045 vollständig dekarbonisiert werden. Auf EU-Ebene fordert die neue EPBD einen emissionsfreien Gebäudebestand bis 2050 sowie den Neubaustandard „Nullemissionsgebäude“ ab 2030; die Förderung fossiler Heizungen ist seit Januar 2025 beendet. Szenarienstudien zeigen, dass Wärmepumpen die zentrale Rolle in der künftigen Wärmeversorgung einnehmen, gefolgt von Fernwärme, während Biomasse, Solarthermie und Wasserstoff nur geringe Anteile haben. Insgesamt stimmen die gesetzlichen Vorgaben mit den wissenschaftlichen Szenarien überein, wobei der Fokus auf dem zügigen Ausbau der effizientesten Technologien wie Wärmepumpen und Wärmenetzen liegen muss.

### Beheizungsstruktur von Gebäuden

Abbildung Z-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau



Anmerkungen: Siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

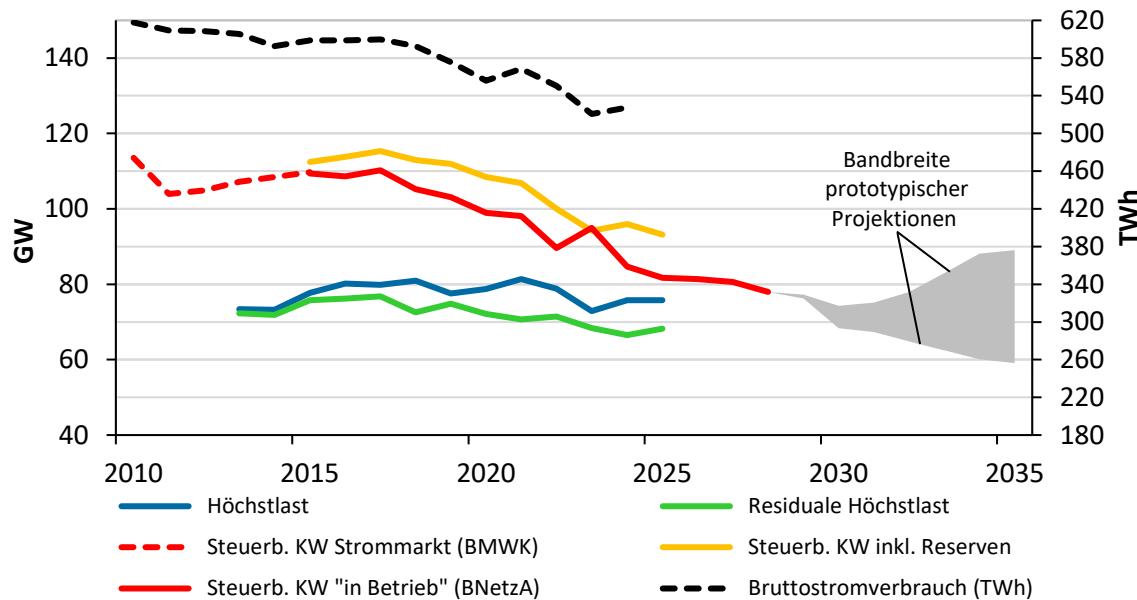
Z49. Im Jahr 2024 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteversorgung bei rund 18 %, wobei biogene Feststoffe (hauptsächlich Holz) den größten Beitrag lieferten. Dies ist wegen begrenzter Verfügbarkeit und den entstehenden Emissionen bei der Verbrennung von Holz problematisch. Biomasse sollte daher vorrangig in Bereichen mit weniger Alternativen genutzt werden. Die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme durch Wärmepumpen gewinnt an Bedeutung. Ihr Energieeinsatz stieg von 24 TWh (2023) auf 28 TWh (2024). Im Neubau hat sich die Wärmepumpe mit einem Anteil von 64,6 % im Jahr 2024 zur Standardtechnologie entwickelt (Abbildung Z-6). Insgesamt waren 2024 1,9 Mio. elektrische Raumwärmepumpen installiert. Der Zubau fiel jedoch wegen Verunsicherungen durch die öffentliche Debatte über das GEG und das Abwarten der kommunalen Wärmeplanungen geringer aus. Für 2025 wird wieder

ein deutlich höherer Absatz von Wärmepumpen erwartet (+55 % im 1. Halbjahr). Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand entwickelt sich langsamer. Der Bestand wird weiterhin von Erdgas mit 56,2 % angeführt, während die Wärmeversorgung durch Heizöl von 33 % (1998) auf rund 17 % (2024) zurückging. Die temperaturbereinigte Fernwärmeerzeugung hat sich im letzten Jahrzehnt kaum verändert. Der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an der Fernwärmeerzeugung ist aber von 24 % (2014) auf 34 % (2024) gestiegen, mit dem Ziel, diesen bis 2030 auf 50 % zu steigern.

## 6. Energie- und Versorgungssicherheit

Z50. Die Gewährleistung eines hohen Niveaus bei der Versorgungssicherheit für Strom und Erdgas bildet ein zentrales Handlungsfeld der Energiepolitik. Bei Strom betrifft dies den Transformationsprozess sowie das Stromsystem nach dem Erreichen des Ziels der Klimaneutralität, bei Erdgas vor allem den Transformationsprozess (und in der Folge dann die Versorgung mit Wasserstoff).

**Abbildung Z-7: Historische Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit Ausblick auf die Entwicklung bis 2035**



Anmerkungen: Siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

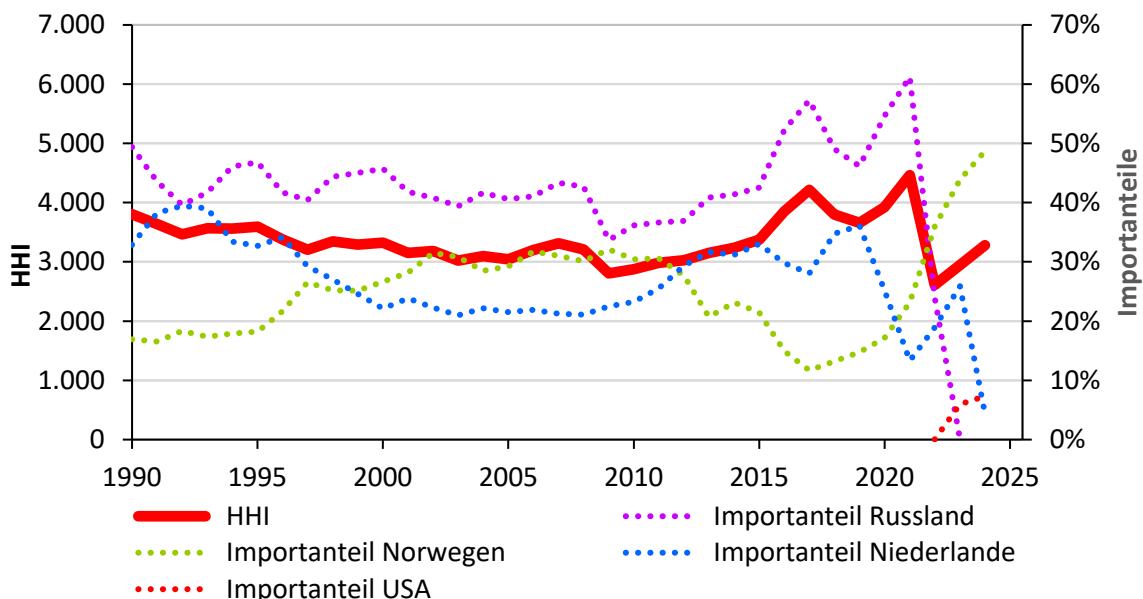
Z51. Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Die Residuallast ist in den letzten Jahren gesunken und liegt derzeit bei etwa 70 GW, wird im Zuge der Elektrifizierung des Energiesystems in den nächsten Jahren jedoch ansteigen. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Rolle zu. Der Bestand dieser Kraftwerkskapazitäten ist im Jahr 2024 erstmals unter einen Wert von 90 GW gesunken und wird in den nächsten Jahren im Zuge des Kohleausstiegs noch deutlich weiter fallen (Abbildung Z-7). In den meisten europäischen Nachbarstaaten vollziehen sich ähnliche Prozesse. Zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit werden in Deutschland erhebliche Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten, im Jahr 2025 belief sich die entsprechende Gesamtkapazität auf gut 12 GW. Dies entspricht etwas mehr als 14 % der gesamten steuerbaren Kraftwerkskapazität. Die unterschiedlichen Analysen zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation führen zu teilweise deutlich unterschiedlichen Ergebnissen. Die Expertenkommission sieht hier einen erheblichen Klärungsbedarf, mit Blick auf die zukünftige Rolle und die Robustheit der Nachfrageflexibilität sowie von Stromspeichern bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Z52. In verschiedenen Analysen zur Versorgungssicherheit wurde für den Zeitraum bis 2030 ein erheblicher Handlungsdruck herausgearbeitet. Eine konzeptionelle Neuordnung der Maßnahmen z. B. im Rahmen einer umfassenden Reform des Marktdesigns (und deren beihilferechtlichen Erfordernisse) wird allerdings bis zum Jahr 2030 kaum materielle Effekte für das Stromsystem bewirken können. Hier kann die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung eine Brücke bilden. Gleichwohl verbleibt die Notwendigkeit, frühestmöglich eine umfassende Reform des Marktdesigns anzustoßen, welche das bestehende und zunehmend unübersichtlicher werdende System aus unterschiedlichen Reserven außerhalb des Strommarktes sowie sehr technologiespezifischen Einzelmaßnahmen ablöst sowie auch und besonders die Nachfrageseite des Stromsystems einbezieht (zur wichtigen Rolle der Flexibilität vergleiche Kapitel 3). Die längerfristige Perspektive mit Blick auf die Strukturen des zukünftigen Strommarktdesigns sollte deswegen eine wichtige Nebenbedingung für die Ausgestaltung der aktuell verfolgten Fördermaßnahmen werden. Gleichermaßen gilt für die langfristig ausgerichtete Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung. Die Kommission weist aber an dieser Stelle noch einmal nachdrücklich darauf hin, dass ein deutlich höheres Maß an Transparenz und Belastbarkeit der grundlegenden Analysen zum Stand der Versorgungssicherheit eine unabdingbare Voraussetzung für die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ergriffenen Maßnahmen bildet.

Z53. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Erdgas war in den Jahren seit 2022 mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Die in den Jahren bis 2022 sehr stark gewachsene Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus Russland hat zu einer sehr starken Konzentration des Erdgasaufkommens für Deutschland und für die Transitlieferungen in benachbarte Staaten geführt (Abbildung Z-8). Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland, gemessen als

Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI), ist nach einer längeren Phase leichter Rückgänge nach 2010 und vor allem in Folge der Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 ab 2012 massiv angestiegen. Im Jahr 2021 wurde mit 4.465 ein historischer Höchststand für die Marktkonzentration erreicht. Getrieben wurde diese Entwicklung des HHI vor allem durch die sehr großen und wachsenden Anteile der Erdgasimporte aus Russland. Die Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 2 hätte diese Konzentration vermutlich weiter erhöht. Gleichwohl liegt der HHI für die Importkonzentration bei Erdgas fast über den gesamten Zeitraum bei Werten von über bzw. nur leicht unter 3.000 Punkten und ist damit klar als hoch einzuordnen. Auch wenn die Konzentration der Erdgasimporte nach Deutschland in Folge der Beendigung der Erdgasbezüge über Pipelines aus Russland gesunken ist, wirkt die massive Erhöhung des Versorgungsanteils aus Norwegen seit 2024 wieder konzentrationserhöhend. Die Übersicht verdeutlicht auch, dass die ausfallenden Lieferungen aus Russland zu erheblichen Anteilen durch norwegische Bezüge ersetzt worden sind, gefolgt von den über die westlichen Grenzen Deutschlands bezogenen Mengen aus den Niederlanden bzw. Belgien (u.a. aus den dortigen LNG-Terminals). Im Rahmen der nach dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und dem nahezu vollständigen Ausfall der Erdgaslieferungen von Russland nach Deutschland ausgerufenen Alarmstufe wurde eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen. Dazu gehörte auch der Ausbau einer LNG-Terminal-Infrastruktur, der mit großer Geschwindigkeit auf den Weg gebracht wurde. LNG-Lieferungen aus den USA über deutsche LNG-Terminals repräsentieren bisher nur einen Anteil von weniger als 10 %. Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Ziel sollte es sein, die Marktkonzentration im Bereich der Erdgas-Importe weiter deutlich zu reduzieren. Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollten diese Aspekte von Anfang an als wichtige Ziele verfolgt sowie entsprechende Maßnahmen ergriffen und Instrumente entwickelt werden.

**Abbildung Z-8: Importkonzentration und Importanteile der wichtigsten Erdgas-Lieferländer Deutschlands**



Anmerkungen: Siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

Z54. Mit der Errichtung aller geplanten LNG-Terminals wird Deutschland in den 2020er Jahren und auch darüber hinaus über erhebliche LNG-Importkapazitäten verfügen. Die Expertenkommission empfiehlt, dass die unterschiedlichen Facetten der Erdgas-Versorgungssicherheit umfassend in Betracht gezogen und auf regelmäßiger Basis analysiert sowie transparent dargelegt und begründet werden sollten. Dies gilt sowohl mit Blick auf die im Kontext der Klimapolitik notwendige massive Rückführung des Erdgasverbrauchs in Deutschland und Europa, aber auch die Versorgung von heute noch in erheblichem Maße von russischen Erdgaslieferungen abhängigen mittel- und zentraleuropäischen Staaten sowie Ausfälle großer Importinfrastrukturen durch Unfälle, terroristische oder andere Vorkommnisse.

Z55. Durch die massive Förderung von LNG-Terminals aus dem Staatshaushalt werden die Versorgungssicherheitskosten der Erdgasversorgung von der Allgemeinheit getragen. Die Expertenkommission empfiehlt stattdessen eine Finanzierung der LNG-Infrastruktur nach dem Muster der Regelungen im Bereich der Mineralölversorgung (Erdölbevorratungsverband (EBV)).

Z56. Mit Blick auf die Versorgungsqualität der Strom- und Gasversorgung sind für Deutschland hohe Qualitätsniveaus zu konstatieren. Die Expertenkommission weist jedoch auf die begrenzte Aussagekraft der entsprechenden System Average Interruption Duration Index (SAIDI) Indikatoren hin.

Z57. Im Rahmen der Energiewende und des Übergangs zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft werden zusätzliche Rohstoffe, aber auch Vor-, Zwischen- und Endprodukte benötigt, die überwiegend importiert werden müssen. Die Abhängigkeiten von Importen werden daher aus Sicht Deutschlands und der EU in der Zukunft kaum sinken. Resiliente und klimaneutrale Lieferketten sind für die Erreichung der Klimaneutralität jedoch von hoher Wichtigkeit. Abhängigkeiten und Engpässe bei der Förderung und Verarbeitung von kritischen und strategischen Rohstoffen werden von verschiedenen Akteuren bereits intensiv analysiert. Weitere Aspekte von resilienten Energiewende-Lieferketten wie Abhängigkeiten bei Vor-, Zwischen- und Endprodukten oder Technologien, Gefährdungen und Kapazitätsengpässe entlang der Handelswege, fehlende Potenziale zur Verlagerung der Produktion nach Deutschland oder entsprechenden Partnerstaaten, sowie die Nachhaltigkeit der Lieferketten werden hingegen in geringerem Maße erfasst. Dennoch dürfen diese Aspekte nicht vernachlässigt werden. Um die Versorgungsrisiken zu mindern, empfiehlt die Expertenkommission weiterhin die maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion, die Diversifizierung der Bezugsländer, das Recycling von kritischen Rohstoffen, die Senkung der Rohstoffintensität sowie die Forschung an alternativen Technologien. Aufgrund von Vorlaufzeiten und erst mittel- bis langfristigen Wirkungen sollten diese Maßnahmen zeitnah umgesetzt und auch nachgehalten werden.

## **7. Energiepreise und –kosten**

Z58. Die Großhandelspreise für Grundlaststromlieferungen (Base) lagen bis zum Anfang des Jahres 2021 bei etwa 40 €/MWh. Nach einem massiven Anstieg, bedingt vor allem durch die Entwicklungen im Gas-, aber auch im CO<sub>2</sub>-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von in der Spitze über 500 €/MWh. Ab dem Jahr 2023 sind die Preise bis Anfang 2024 auf unter 100 €/MWh gesunken. Seitdem tendieren sie nach einem kleinen Anstieg seitwärts, ohne jedoch die Marke von 100 €/MWh zu überschreiten. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis in den Jahren 2024 und 2025 liegt bei rund 40 ct/kWh und ist somit relativ konstant geblieben. Trotz der Deckung der EEG-Umlage ab 2022 durch einen Bundeszuschuss liegen die aktuellen Preise immer noch rund 21 % oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Der durchschnittliche Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie ist 2025 im Vergleich zu 2024 um über einen Cent auf 18,31 ct/kWh gestiegen. Damit sind die Strompreise für Industriekunden ungefähr auf dem Niveau von 2019 (18,43 ct/kWh) und noch deutlich unter dem Niveau von 2021 (21,38 ct/kWh).

Z59. Der Rückgang des Preises von leichtem Heizöl für Haushalte seit dem Hoch im Jahr 2022 hat sich auch zu Beginn des Jahres 2025 fortgesetzt. Dieser Rückgang wurde durch die Kosten des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) gedämpft. Mit und ohne nEHS liegen die Preise jedoch noch oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Beim Erdgas für private Haushalte sind die Preise zu Beginn des Jahres 2025 hingegen wieder angestiegen. Auch hier liegen die Preise mit und ohne nEHS oberhalb des Niveaus von vor 2022. Die Kosten für den nEHS haben den Anstieg 2025 leicht verstärkt. Die im Vorjahr beobachtete Annäherung der Kurven von leichtem Heizöl und Erdgas kann somit aktuell nicht festgestellt werden. Die Preise für Treibstoffe verzeichneten während des Beginns der Energiekrise 2022 einen deutlichen Anstieg. Seitdem sind die Preise jedoch rückläufig. Der Rückgang der Treibstoffpreise wird dabei durch die Emissionskosten im Rahmen des nEHS gebremst. Die Preise liegen noch oberhalb des Niveaus von 2019.

**Tabelle Z-2: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität**

		2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Stromabsatz</b>	<b>[TWh]</b>	479	465	447	451	448	445	445	440	419	419	413	390	388
<b>Gesamtausgaben</b>		58,7	58,7	70,4	69,5	68,5	69,0	73,3	75,1	76,3	79,8	92,5,8	106,3	100,5
<b>Staatlich induzierte Elemente</b>		16,4	29,6	32,3	31,5	33,2	34,8	34,6	34,0	33,9	33,6	20,3	11,6	n.v.
Stromsteuern		6,4	7,0	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6	6,3	n.v.
Konzessionsabgaben		2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1	2,1
EEG-Umlage		7,5	19,3	22,4	22,0	22,8	24,5	24,6	22,8	23,2	22,6	8,9	-	-
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (EEG)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8	-	-	18,5
KWKG Umlagen (§17F EnWG, §18 AbLaV)	<b>Mrd. €</b>	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0	0,8	0,9	1,2	n.v.
<b>Staatlich regulierte Elemente</b>		15,2	18,1	17,8	18,0	18,7	20,8	19,9	20,1	20,6	21,1	23,2	22,2	36,9
Netzentgelte Übertragungsnetze		2,2	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9	4,9	4,9	5,3	5,3	10,7
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (Netzentgelte)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,8	-
Netzentgelte Verteilnetze		13,0	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2	15,7	16,2	17,9	16,8	26,2
<b>Marktgetriebene Elemente</b>		27,1	11,0	20,3	20,0	16,6	13,5	18,8	21,0	21,8	25,2	48,9	72,5	n.v.

Anmerkungen: siehe Tabelle 7-1 im Monitoringbericht 2025.

Z60. Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen nutzt die Expertenkommission die Konzepte der Letztverbraucherausgaben und Energiestückkosten (Energiekosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung oder den Bruttoproduktionswert), um die Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Bei den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (Tabelle Z-2) hat sich der deutliche Anstieg der Gesamtausgaben trotz weiter rückläufigem Verbrauch 2023 fortgesetzt. Im Jahr 2022 sind die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um rund 12,7 Mrd. Euro gestiegen. 2023 sind die Ausgaben nochmals um rund 13,8 Mrd. Euro auf 106,3 Mrd. Euro gestiegen. Nach aktuellen Angaben sind die Gesamtausgaben 2024 hingegen um rund 6 Mrd. Euro auf circa 100,5 Mrd. Euro gesunken. Der Anstieg 2022 und 2023 ist im Wesentlichen auf marktgetriebene Elemente zurückzuführen, die von 48,9 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf 72,5 Mrd. Euro 2023 gestiegen sind. Aktuell (Ende November 2025) können diesbezüglich noch keine Aussagen für 2024 getroffen werden. Dämpfend wirkten sich 2022 und 2023 staatliche Maßnahmen aus. So reduzierte die Umfinanzierung der EEG-Umlage die staatlich induzierten Elemente deutlich, da sie 2022 und 2023 niedriger ausfallen als in den Vorjahren, als die EEG-Umlage von der Mehrheit der Letztverbraucher getragen werden musste. Ebenfalls dämpfend hat sich 2023 ein staatlicher Zuschuss von rund 12,8 Mrd. Euro zu den Übertragungsnetzkosten ausgewirkt, wodurch die staatlich regulierten Elemente 2023 auf dem Niveau der Vorjahre stabilisiert werden konnten. Die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor betrugen im Jahr 2024 rund 100 Mrd. Euro. Damit sind die Ausgaben seit 2022, als in Folge der Energiekrise im Rahmen des Beginns des Ukraine-Krieges 128 Mrd. Euro ausgegeben wurden, weiter rückläufig. Diese Entwicklung spiegelt die rückläufigen Preise für Treibstoffe wider. Zudem liegen damit die Gesamtkosten 2024 auf dem Niveau der Jahre 2012 und 2013, als vergleichbare Preise verzeichnet wurden sowie deutlich oberhalb des Niveaus zu Beginn der Corona-Pandemie 2020, als mit rund 74 Mrd. Euro ein absolutes Minimum verzeichnet wurde. Abgesehen von Krisen sind die jährlichen Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor im Betrachtungszeitraum relativ konstant im Bereich von 100 Mrd. Euro.

Z61. Die Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes betrugen 2008 rund 8 Prozent der Bruttowertschöpfung. Anschließend sind sie bis 2020 auf unter 6 % gesunken. Somit ist die Bedeutung der Energiekosten gemessen an der Bruttowertschöpfung bis 2020 zurückgegangen. Anschließend sind die Energiestückkosten jedoch angestiegen, da sie 2021 rund 6,7 % und 2022 sogar rund 10,5 % betrugen. 2023 sind sie leicht auf rund 9,4 % gesunken. Damit liegen sie jedoch noch rund 50 % über den Werten von 2020 und 2021. Die Energiestückkosten liegen nun auch oberhalb des Niveaus der Jahre 2008 und 2009 und weisen eine starke Heterogenität in Bezug auf einzelne Wirtschaftssektoren auf. Sie sind in den meisten betrachteten Produktzweigen von 2008 bis 2020 gesunken. Bis 2023 wurden diese Rückgänge jedoch im Wesentlichen zu Nichte gemacht.

## **8. Kosten und Finanzierung der Energiewende**

Z62. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erfordert erhebliche Investitionen, die größtenteils durch privates Kapital gedeckt werden müssen. Ein marktorientierter Ansatz in Kombination mit ausgewogenen Staatseingriffen kann die notwendige Kapitalaktivierung sicherstellen. Wettbewerbliche Strukturen fördern Kosteneffizienz, Innovation und Flexibilität. Allerdings sind staatliche Eingriffe unter Umständen notwendig, um Marktversagen zu adressieren, das durch externe Effekte, Informationsasymmetrien oder Koordinierungsdefizite verursacht wird. In erster Linie sollte jedoch ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen implementiert werden, der die wesentlichen Marktunvollkommenheiten adressiert. Direkte staatliche Eingriffe sollten nur erwogen werden, wenn eine klare Marktunvollkommenheit besteht, die nicht bereits durch existierende Instrumente abgedeckt wird. Zudem müssen Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten geprüft werden.

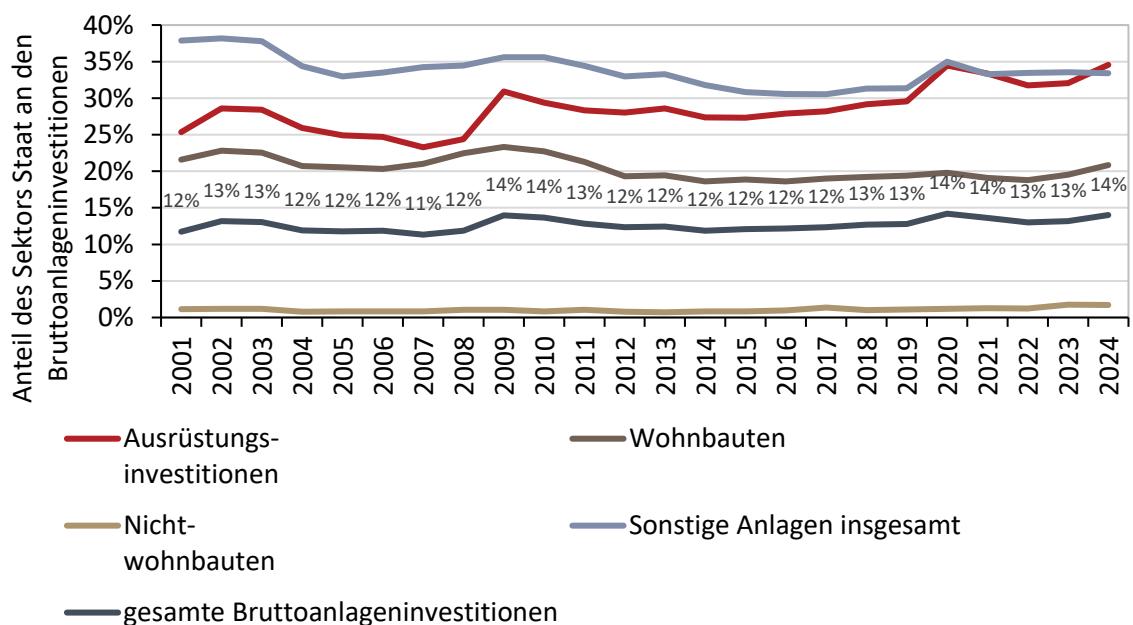
Z63. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder ein Emissionshandel zur Adressierung negativer externer Effekte von Emissionen sollte die Grundlage für jeden Policy-Mix bilden, um Emissionen kostengünstig zu reduzieren und Anreize für klimafreundliche Technologien zu schaffen. Weitere Marktunvollkommenheiten können komplementäre Maßnahmen rechtfertigen. Positive externe Effekte erfordern insbesondere eine staatliche Forschungsförderung. Informationsasymmetrien können etwa durch eine transparente CO<sub>2</sub>-Zertifizierung behoben werden. Koordinierungsdefizite erfordern regulatorische Vorgaben, wie technische Standards. In der Praxis gibt es in der Klima- und Energiepolitik der EU und ihrer Mitgliedstaaten jedoch multiple Ziele und Instrumente, die sich gegenseitig beeinflussen. Ein Beispiel ist der Wasserbetteffekt, bei dem der Ausbau erneuerbarer Energien die CO<sub>2</sub>-Preise senken kann. Ineffizienzen entstehen zudem, wenn sich der Fokus der Politik zu sehr auf bestehende Technologien konzentriert, anstatt auf Forschung und Entwicklung.

Z64. Die Expertenkommission hat ein Vorgehen skizziert, das die Identifizierung von Marktunvollkommenheiten, die Auswahl zielführender Maßnahmen, die Untersuchung von Wirkungen sowie die regelmäßige Evaluation neuer Maßnahmen umfasst. Staatliche Instrumente sollten diesbezüglich auch im internationalen Kontext beurteilt werden, um Spannungsfelder wie Carbon-Leakage zu vermeiden. Das Vorgehen kann in folgende sechs Schritte unterteilt werden:

- (1) Es müssen in einem ersten Schritt konkrete Marktunvollkommenheiten identifiziert werden, die durch die bestehenden Instrumente und den bestehenden ordnungspolitischen Rahmen nicht adressiert werden und einen Eingriff rechtfertigen.
- (2) Die identifizierte Marktunvollkommenheit muss anhand einer geeigneten Indikatorik sowie einer hinreichenden, belastbaren und aktuellen Datenbasis nachweisbar und transparent einschätzbar sein.

- (3) Es müssen darauf aufbauend zielführende Maßnahmen und Instrumente ausgewählt werden. Dieser Auswahlprozess sollte eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen beinhalten, welche endogene und exogene Faktoren berücksichtigt.
- (4) Abschließend müssen direkte und indirekte Wirkungen, Verteilungseffekte sowie Wechselwirkungen mit dem bestehenden Policy-Mix untersucht werden. Dies beinhaltet auch eine Analyse, ob die Wirkung nachhaltig ist und darauf aufbauend ob gegebenenfalls die Befristung einer Maßnahme oder eines Instruments gerechtfertigt sind.
- (5) Sollten die Prüfungen positiv ausfallen, kann ein Instrument oder eine Maßnahme eingeführt werden. Dieses Instrument oder die Maßnahme muss regelmäßig anhand der Indikatorik gemäß (2) evaluiert werden, um sie notfalls zeitnah zu ändern oder abzuschaffen.
- (6) Im Rahmen der Evaluation einer neuen Maßnahme kann auch die Überarbeitung bestehender Instrumente oder Maßnahmen angezeigt sein. Zudem sollte der bestehende Policy-Mix regelmäßig auf Effizienz überprüft und gegebenenfalls nachjustiert werden.

**Abbildung Z-9: Anteil des Sektors Staat an den Bruttoanlageninvestitionen 2001 bis 2024**



Anmerkungen: siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

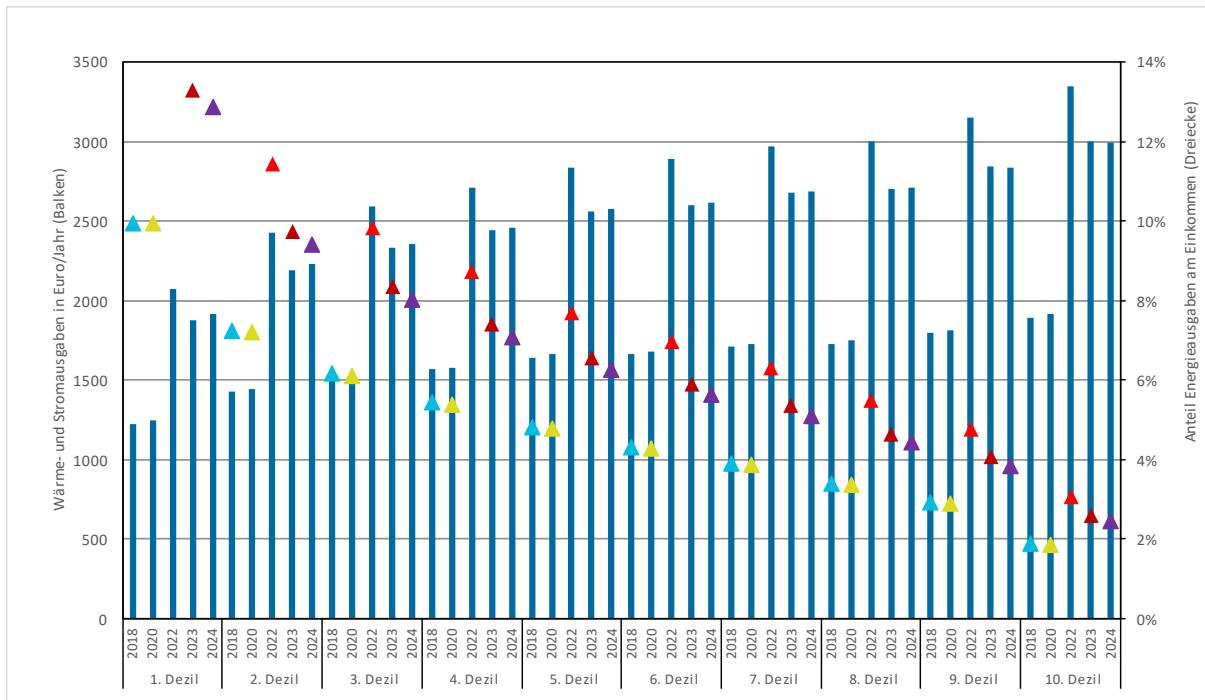
Z65. In Deutschland liegt der Anteil des Staates an allen Bruttoanlageninvestitionen seit 2001 relativ konstant bei 11 bis 14 % (Abbildung Z-9). Die überwiegende Mehrheit aller Investitionen und damit auch von Investitionen in die Energiewende stammt daher aus privatem Kapital. Unternehmensumfragen zeigen, dass Unternehmen vier Hauptproblemberiche für Investitionen in Deutschland sehen: Rezession/Stagnation, Lohnkosten und Fachkräftemangel, Kostenbelastung insgesamt sowie Bürokratie und Regulierung. Diese Hemmnisse müssen angegangen werden, um das Investitionsklima generell zu verbessern.

## **9. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende**

Z66. Die Analyse der Energieausgaben nach Einkommensgruppen zeigt, dass Haushalte mit höherem Einkommen absolut mehr für Energie ausgeben, während Haushalte mit niedrigem Einkommen eine höhere relative Belastung aufweisen (Abbildung Z-10). Die Balken in Abbildung Z-10 geben die absoluten Energieausgaben in Euro pro Jahr an, die an der linken Achse abgelesen werden können. Die Dreiecke und die rechte Achse geben die entstehende Belastung im Verhältnis zum Einkommen in % wieder. Die absoluten Ausgaben steigen mit dem Einkommen an. So gaben die Haushalte im 1. Einkommens-Dezil unter 2.000 Euro im Jahr 2024 für Wärme und Strom aus, während es im 10. Dezil rund 3.000 Euro waren. Im Vergleich von 2024 mit 2023 können leichte Unterschiede bei der Entwicklung zwischen den Einkommensdezilen festgestellt werden. So sind die absoluten Energieausgaben für die unteren Dezile von 2023 auf 2024 geringfügig gestiegen. Für die oberen Dezile sind diese Ausgaben nahezu konstant geblieben. Die relative Belastung ist jedoch für alle Dezile 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Während der Anteil bei den oberen Dezilen sich dem Wert von 2020 bei knapp oberhalb von 2 % annähert, ist die Belastung bei den unteren Dezilen 2024 noch deutlich oberhalb des Wertes von 2020. Konkret betrug der Anteil im 1. Dezil 2020 rund 10 %, während es 2024 noch knapp unter 13 % waren. Je geringer das Einkommen, desto größer ist die Differenz zwischen dem Anteil 2024 und 2020.

Z67. Es ist das Ziel einer adäquaten CO<sub>2</sub>-Bepreisung, über die Verteuerung von fossilen Energien eine Lenkungswirkung zu erzielen. Durch die damit verbundenen Ausgaben werden die Haushalte entsprechend belastet. Um eine regressive Verteilungswirkung zu vermeiden, müssen die entstehenden Einnahmen zielgenau zurückerstattet werden. Dies kann direkt an die Bürgerinnen und Bürger in Form eines geeignet ausgestalteten Klimageldes erfolgen oder über die Senkung von Belastungen sowie mittels einer Unterstützung von Investitionen in emissionsarme Alternativen geschehen.

**Abbildung Z-10: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2024)**



Anmerkungen: siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Monitoringbericht 2025.

Z68. Einerseits hat die Energiewende mit den richtigen Instrumenten das Potenzial, den negativen Verteilungswirkungen entgegenzuwirken, wodurch die soziale Ungleichheit verringert oder zumindest nicht weiter verstärkt wird. Andererseits ist die umfassende Integration von Verteilungszielen in Fördermaßnahmen nicht zielführend. Diese Integration in Fördermaßnahmen kann zu einer Überkomplexität der Instrumente führen, wodurch bürokratische Lasten erhöht, unerwünschte Anreizwirkungen ausgelöst und letztlich eine wirksame Abfederung von Härten verhindert wird. Eine direkte Einkommensunterstützung besonders betroffener Gruppen kann helfen, eine Minderung der Belastung, vor allem bei perspektivisch höheren CO<sub>2</sub>-Preisen, zu erreichen. Es ist jedoch notwendig, durch einen geringeren Energieverbrauch und geringere Emissionen – mittels Maßnahmen und Investitionen – vulnerable Gruppen resilient gegenüber

CO<sub>2</sub>- und Energiepreissteigerungen aufzustellen. Zudem ist dieses Ziel im Klima-Sozialfonds der EU, welcher im Rahmen des EU ETS 2 etabliert wird, festgeschrieben.

Z69. Energiearmut ist ein relevantes Phänomen in Deutschland. Diese begründet sich in hohen Energiebedarf insbesondere in Relation zum Einkommen, die Haushalte stark belasten. Als Ursachen gelten eine geringe energetische Effizienz des Wohngebäudes oder der Haushaltsausstattung, hohe Energiepreise sowie ein geringes Einkommen. Energiearmut kann durch verschiedene Indikatoren gemessen werden. Die Indikatoren weisen eine breite Spanne auf, wobei selbstberichtete Indikatoren in der Regel niedriger liegen als Indikatoren, die die Energieausgaben bzw. -belastung in den Fokus nehmen. Die Analyse zeigt, dass die Einkommensgruppen mit dem niedrigsten Einkommen am stärksten von Energiearmut betroffen sind.

Z70. Die Auswirkungen von steigenden Energiepreisen auf Unternehmen unterscheiden sich je nach Unternehmensgröße und Wirtschaftszweig. Für eine fundierte Analyse der Betroffenheit von Energiepreissteigerungen und die Auswahl sowie Ausgestaltung von Entlastungsmaßnahmen sind quantitative Einblicke, wie sich Kosten, Umsatz oder Gewinn in unterschiedlichen Unternehmensgrößenklassen sowie Branchen aufgrund der gestiegenen Energiepreise entwickelt haben, von hoher Bedeutung. Da die Verfügbarkeit solcher Daten begrenzt ist, regt die Expertenkommission an, soweit möglich, auch für die verschiedenen Unternehmensgrößenklassen in den unterschiedlichen Sektoren differenzierte Daten öffentlich verfügbar zu machen. Zudem weist die Expertenkommission auf dringenden Handlungsbedarf bei der Schaffung einer Datengrundlage hin, die auch Informationen über Kleinstunternehmen zur Verfügung stellt. Dabei ist es wichtig, dass diese Daten so erhoben werden, dass für Kleinstunternehmen kein zusätzlicher bürokratischer Aufwand in großem Umfang entsteht. Werden entlastende Maßnahmen für Unternehmen erwogen, dürfen diese nicht nur das Ziel haben, Unternehmen finanziell zu entlasten. Gleichzeitig sollten auch Transformationsanreize zu einem klimaneutralen und effizienteren Energiesystem gesetzt werden. Dadurch wird die Resilienz gegenüber Energiepreissteigerungen gestärkt, anstatt lediglich kurzfristig und wenig nachhaltig einzutreten.

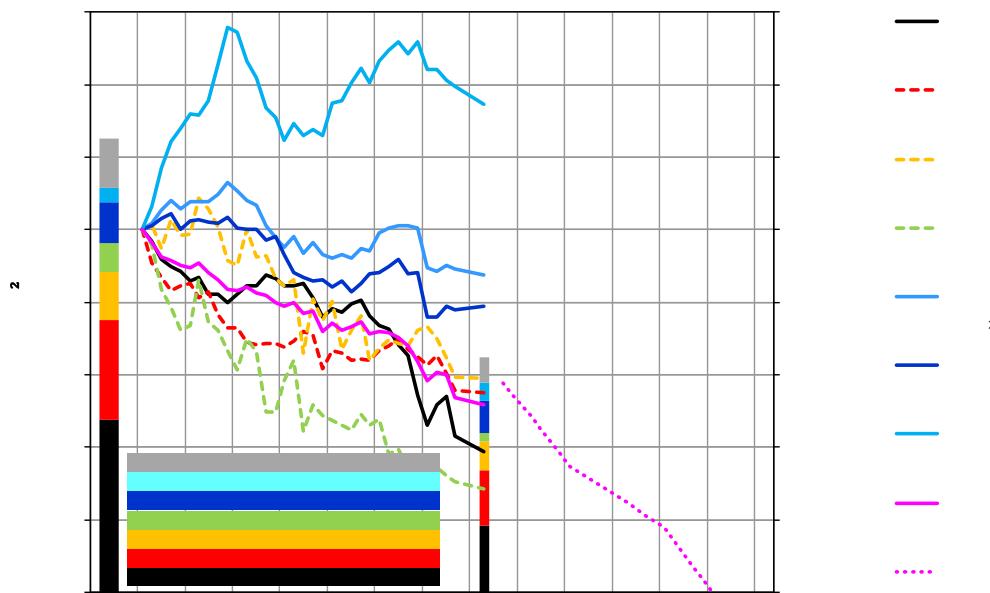
Z71. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist ein bedeutender Faktor für deren Gelingen. Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende in Deutschland ist weiterhin hoch. Die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende ist deutlich geringer. Die Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit zeigt, dass die Haushalte auch bereit sind, selbst konkrete Maßnahmen zu ergreifen. Die Expertenkommission spricht sich für eine Fortführung und institutionelle Förderung einer repräsentativen, regelmäßig wiederkehrenden Befragung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende aus. Nur durch eine kontinuierliche Datenerhebung können Veränderungen im Zeitverlauf nachvollzogen und soziale, regionale sowie demografische Unterschiede in der Akzeptanz frühzeitig erkannt und adressiert werden.

## **10. Emissionen, Umweltauswirkungen und Ressourcen**

Z72. Die Reduktion der durch die Energieversorgung verursachten Umweltbelastung und die Reduktion der Treibhausgasemissionen in Richtung Klimaneutralität sind zentrale Ziele der Energiewende.

Z73. Die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2024 um 48 % unter dem Basisniveau des Jahres 1990 (Abbildung Z-11). Für die Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 (minus 65 %) ist ab dem Jahr 2020 eine jährliche Emissionsminderung von etwa 2,5 Prozentpunkten (bezogen auf die Basisjahremissionen von 1990) notwendig. Dieser Orientierungswert wurde im Durchschnitt der letzten drei Jahren trotz der massiven Emissionsminderung im Jahr 2023 (-6 Prozentpunkte) nicht erreicht, wobei die Emissionsminderungen im Jahr 2023 neben effektiven Klimapolitikmaßnahmen (Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, CO<sub>2</sub>-Preise) auch auf kaum dauerhaft wirkenden Sondereffekten (hohe Erdgaspreise, niedriger Stromverbrauch etc.) beruhen. Wie im Vorjahr entfiel im Jahr 2024 wieder ein Großteil der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft. Dieser Sektor ist für 28,5 % der gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich und hat seine Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 60 % verringert. Andere Sektoren weisen im letzten Jahr ebenfalls einen rückläufigen Trend auf, mit Ausnahme des Verkehrssektors und teilweise des Gebäudesektors, wo nur unterproportionale Emissionsminderungen zu verzeichnen sind. Aktuelle Projektionen zeigen, dass die Minderungsziele mit Blick auf die Gesamtheit aller Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 erreicht werden können, wenn die bisher anvisierten Maßnahmen implementiert werden. Dazu gehören insbesondere das Erreichen des 80 %-Ziels für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich und die Umsetzung diverser Maßnahmen in den einzelnen Sektoren. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die in den Projektionen unterstellten Maßnahmen in den nächsten Jahren vollumfänglich umgesetzt werden. Die Expertenkommission sieht daher weiteren Handlungsbedarf, um (sektorale) Emissionsminderungsprofile zu erreichen, die auch die Zielerreichung nach 2030 absichern, wenn die verbleibenden Emissionsminderungsbeiträge der Energiewirtschaft deutlich abnehmen werden.

**Abbildung Z-11: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF)**



Anmerkungen: siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Monitoringbericht 2025.

Z74. Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet, die bereits in der Stellungnahme des Jahres 2018 identifiziert wurden. Neben den Treibhausgasemissionen sollen dadurch auch andere Umweltbelastungen der Energieversorgung, wie zum Beispiel die Emissionen von Luftschadstoffen, die Rohstoffentnahme und die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems sowie die aktuellen Recyclinganstrengungen betrachtet werden.

Z75. Die Europäische Union (EU) hat bereits 2016 Vorgaben für Reduktionsziele für Luftschadstoffe beschlossen. Deutschland hat 2023 die 2030er-Ziele für flüchtige organische Verbindungen bereits erreicht. Bei Schwefeldioxid (alle Schwefelverbindungen ausgedrückt als SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub (PM2.5) wurden 2023 die Ziele für 2030 noch nicht erreicht. Mit einer Differenz von über 17 Prozentpunkten zwischen Ist-Wert 2023 und Zielwert 2030 besteht der größte Handlungsbedarf im Bereich Stickoxide.

Z76. Von 2006 bis 2023 ist die Entnahme von Braunkohle um 42 % gesunken. Die Entnahme von Energieholz ist hingegen im gleichen Zeitraum um nahezu 70 % gestiegen. Die Expertenkommission betrachtet diesen Trend aufgrund der unklaren Rolle von Biomasse in der Energiewende weiterhin kritisch.

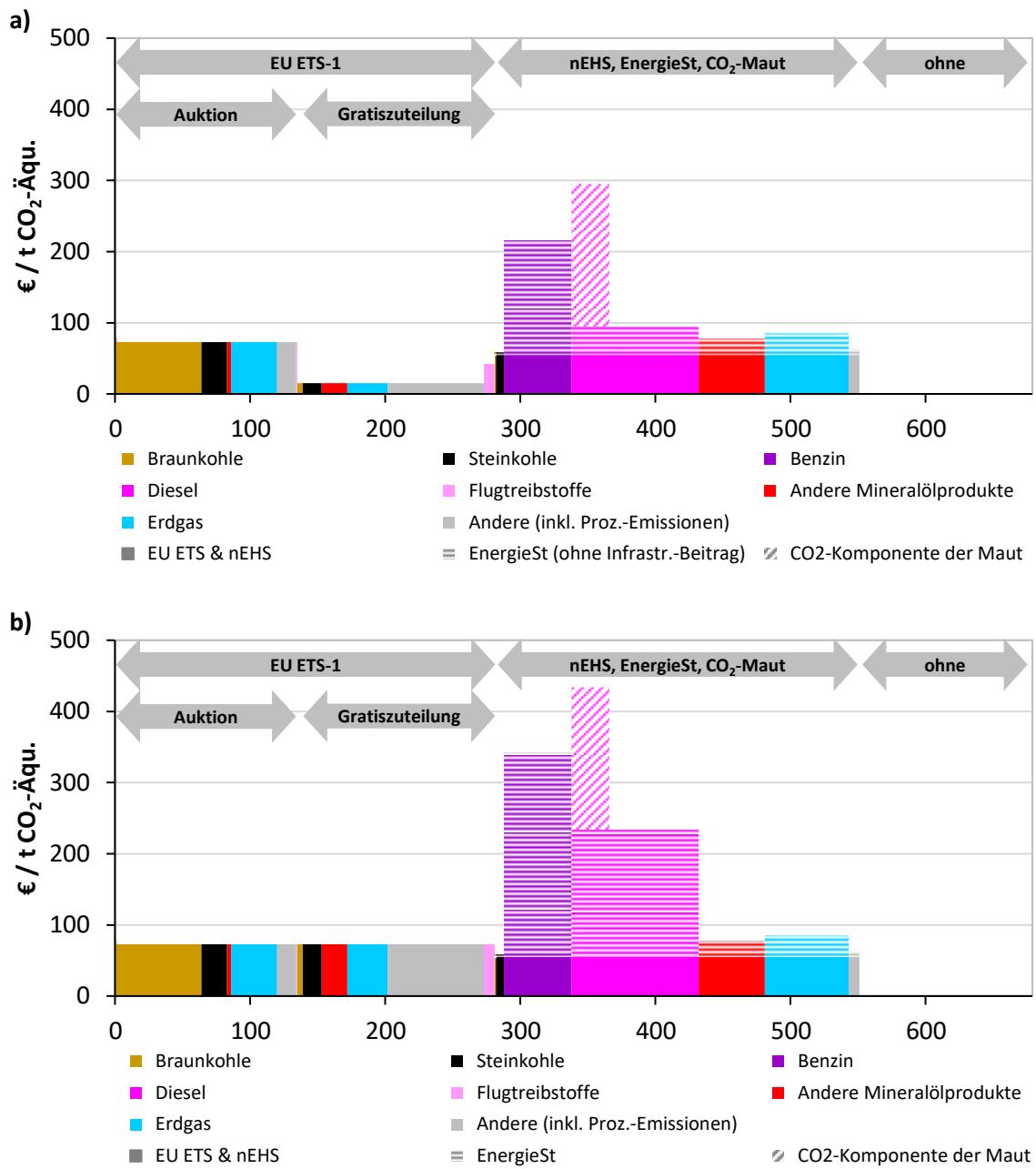
Z77. Der Anstieg der Gesamtrohstoffproduktivität in den Jahren 2021 und 2022 hat dazu geführt, dass das Ziel eines jährlichen Wachstums von im Durchschnitt 1,6 Prozentpunkten in den Jahren 2010 bis 2030 eingehalten wurde. Bei der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems zeigt sich weiterhin eine zunehmende Verlagerung von der fossilen (Braunkohletagebau) zur erneuerbaren (Windkraft- und Flächenphotovoltaikanlagen) Energiegewinnung und zudem ein leichter Rückgang des Anbaus von Energiepflanzen. Beim Recycling bestehen EU-Zielvorgaben. Diese konnten bei den meisten Materialgruppen bei Verpackungsabfällen sowie bei Batterien/Akkumulatoren eingehalten werden. Bei Elektro- und Elektronikgeräten konnten die EU-Vorgaben aktuell nicht eingehalten werden.

## **11. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik**

Z78. Das EU ETS ist nicht nur ein CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrument auf Grundlage einer Mengensteuerung, sondern bildet zusammen mit weiteren Instrumenten ein zentrales Element der Klimaschutzarchitektur der Europäischen Union und sichert die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele. Aktuell wird die Mengenplanung neu auf das 2040er-Ziel ausgerichtet. Im Oktober 2025 wurde mit den entsprechenden Beschlüssen des Europäischen Rates sowie des Europäischen Parlaments eine Kompromisslösung gefunden. Damit ist das Emissionsminderungsziel von 90 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 rechtskräftig geworden. In der Umsetzung ergeben sich noch verschiedene offene Punkte. Dazu zählt etwa, ob Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten direkt in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden sollen. Auch im Hinblick auf die mögliche Einbeziehung von Senken und CCU (Carbon Capture and Utilization) besteht noch erheblicher Klärungsbedarf. Auf europäischer Ebene wurde auch eine Verschiebung des Starts des EU ETS-2 auf das Jahr 2028 beschlossen. Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich insbesondere auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßenverkehrs und die vom EU ETS nicht erfassten stationären Anlagen, vor allem im Gebäudesektor. Damit wird sich die Laufzeit des nEHS um ein Jahr verlängern. Die Expertenkommission hält die Einführung des ETS-2 trotz aller zu erwartenden Umstiegsprobleme für ein zentrales und unverzichtbares Element der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik.

Z79. Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich. In Deutschland wird, teilweise auch bedingt durch EU-weit eingeführte Instrumente, die direkte und implizite Treibhausgas-(THG-) Bepreisung durch eine Reihe unterschiedlicher Instrumente verfolgt. Diese historisch entstandene Vielfalt führt zu einer sehr heterogenen Landschaft der THG-Bepreisung. Die Abbildung Z-12 zeigt die kombinierte Wirkung der unterschiedlichen expliziten und impliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisungsmechanismen. Während die Preisanreize im Bereich der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen des EU ETS (auch im Kontext der verschiedenen ex-post-Anpassungen der Gratiszuteilung) auf einem sehr geringen Niveau liegen, werden im Bereich der Vollauktionierung im EU ETS in den ersten 10 Monaten des Jahres 2025 durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Preise von 73 €/t CO<sub>2</sub> wirksam. Im Bereich Verkehr besteht eine sehr große Bandbreite effektiver CO<sub>2</sub>-Preise, die von 0 €/t CO<sub>2</sub> für den Extra-EU-Luftverkehr über 43 €/t CO<sub>2</sub> für den Intra-EU-Luftverkehr, 95 € für den nicht der LKW-Maut unterliegenden Diesel und 216 €/t CO<sub>2</sub> für Benzin bis zu 295 €/t CO<sub>2</sub> für die der LKW-Maut unterliegenden Dieselfahrzeuge reicht. Aus der Anreizperspektive, in der kostenlose Zuteilungen im EU ETS-1 sowie die Finanzierungsbeiträge aus der Kraftstoffbesteuerung für die Verkehrsinfrastrukturen nicht berücksichtigt werden, ergeben sich für den der LKW-Maut unterliegenden Diesel Bepreisungsniveaus von 434 €/t CO<sub>2</sub>, ohne CO<sub>2</sub>-Komponente der Maut für Diesel Werte von 234 sowie für Ottokraftstoffe 342 €/t CO<sub>2</sub>. Für Heizstoffe verlieren die unterschiedlichen impliziten CO<sub>2</sub>-Steuersätze der Energiesteuern inzwischen sehr weitgehend durch die Bepreisungsbeiträge des nEHS an Bedeutung.

**Abbildung Z-12: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland aus der Finanzierungsperspektive (a) und der Anreizperspektive (b)**



Anmerkungen: siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Monitoringbericht 2025.

Z80. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO<sub>2</sub>-preisbasierte Energiepreisreform ein zentraler Bestandteil eines effektiven und effizienten Rahmens zur Erreichung der langfristigen Energiewende- und Klimaschutzziele. Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Fortführung der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes und dem Bundeszuschuss für die Übertragungsnetzentgelte wichtige erste Schritte in die richtige Richtung gemacht. Die Expertenkommission sieht aber die Notwendigkeit, die im Koalitionsvertrag vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Minimalniveau für alle Verbraucher auch zeitnah umzusetzen. Die Expertenkommission sieht auch die finanziellen Restriktionen im Bundeshaushalt und empfiehlt daher zu prüfen, ob die Gegenfinanzierung der Stromkostensenkung für alle Verbraucher durch eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe erreicht werden kann.

Z81. Aus dem EU ETS und dem nEHS sind 2024 Auktionserlöse in Höhe von ca. 18,5 Mrd. Euro entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit Einnahmen von 15 Mrd. Euro zu rechnen. Dies verdeutlicht, dass auch Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds deutlich einbrechen, wenn die Preise durch staatliche Inventionen im EU ETS-2 gedrückt werden.

Z82. Für die CO<sub>2</sub>-basierte Energiebepreisung ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene notwendig, um deren Effektivität zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu vermeiden. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem Emissionshandel ausgewählte komplementäre Maßnahmen sinnvoll. Diese dürfen allerdings bestehende und/oder geplante marktorientierte Instrumente nicht konterkarieren. Zudem ist es von entscheidender Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume langfristig durchhaltbar sind. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare und nicht aufschiebbare technologiespezifische Entscheidungen (sogenannte „No-regret“-Maßnahmen). Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben.

Z83. In der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung gibt es gute Beteiligungsprozesse (z. B. den NEP-Prozess), die durch die Förderung von Transparenz und Partizipation sowie die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven zu einer verbesserten Akzeptanz und Wirksamkeit von politischen Entscheidungen führen können. Andere Prozesse, bei denen die Beteiligung der Stakeholder zwar formal vorgesehen ist, die aber in der Praxis zeitaufwendig sind und zugleich wenig Einfluss auf die Entscheidungsfindung haben, können allerdings Frustration und Misstrauen in der Bevölkerung sowie bei den Beteiligten hervorrufen und die Legitimität von politischen Entscheidungen untergraben. Notwendige Maßnahmen zum Klimaschutz werden insbesondere für die kommende Phase der Transformation mit Härten für Industrie und/oder Haushalte verbunden sein, sind aber zum Erreichen der Klimaziele unvermeidbar. Für eine breite Akzeptanz dieser Maßnahmen in der Gesellschaft ist es zentral, dass ein konsistentes Gesamtkonzept für die Transformation entwickelt und kommuniziert wird, welches die Belastungen für die betroffenen Haushalte ausgewogen verteilt. Weitere zentrale Aspekte sind eine frühzeitige Ankündigung neuer Maßnahmen für eine bessere Planbarkeit sowie eine transparente Kommunikation.