

Energie, Klima, Umwelt | Energie

13. Monitoring der Energie- wende

vbw

Studie

Stand: Februar 2025

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Energiewende verlangt größere Anstrengungen

Mit diesem Monitoring legen wir zum dreizehnten Mal eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Der Bericht behandelt im Wesentlichen das Jahr 2023, stellt jedoch auch die jüngsten Entwicklungen dar, sofern zuverlässige Daten zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse sind beunruhigend und in keinem Bereich zufriedenstellend. Die Strompreise sind unverändert hoch und stellen eine ernste Belastung für die Wettbewerbsfähigkeit unserer heimischen Industrie dar. Insbesondere unsere energieintensive Industrie braucht schnellstmöglich Entlastungsmaßnahmen wie die Einführung eines Brückenstrompreises, um die Deindustrialisierung aufzuhalten.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bleibt vor allem mit Blick auf die Windkraft weit hinter den Zielvorgaben zurück – sowohl mit Blick auf Bayern als auch auf das gesamte Bundesgebiet. Um die Ausbauziele erreichen zu können, muss die bis Ende 2024 installierte Anlagenleistung bis 2030 mehr als verdoppelt werden. Dies wird nur durch einen beschleunigten und koordinierten Ausbau aller erneuerbarer Energien und ausreichender Backup-Kapazitäten gelingen.

Der gleichzeitig erforderliche Ausbau der Energieinfrastruktur muss dabei mitgedacht und angereizt werden. Hier zeigen sich immerhin erste Erfolge der eingeführten Erleichterungen in den Planungs- und Genehmigungsverfahren. Weitere Schritte sind notwendig, um den Rückstau aufzulösen. Bei Wasserstoffwirtschaft und Backup-Kapazitäten stehen wir nach wie vor auf dem Startblock.

Der Handlungsbedarf bleibt daher unverändert hoch. Die Energiewende wird nur gelingen, wenn die politischen Akteure endlich die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Industrie setzen.

Bertram Brossardt
17. Februar 2025

Inhalt

1	Zusammenfassende Bewertung	1
2	Ergebnisse des 13. Monitorings	5
2.1	Versorgungssicherheit	5
2.1.1	Kraftwerke	6
2.1.2	Speicher	13
2.1.3	Netze	14
2.2	Bezahlbarkeit	29
2.2.1	Industriestrompreise	30
2.2.2	Netzentgelte innerhalb der EU	34
2.2.3	Betriebe mit begrenzten Umlagen	34
2.2.4	Erdgaspreise für die Industrie	36
2.2.5	Strompreise für private Haushalte	37
2.2.6	Erdgaspreise für private Haushalte	38
2.2.7	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	39
2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	42
2.3.1	Installierte Leistung erneuerbarer Energien	42
2.3.2	Erzeugung erneuerbarer Energien	47
2.3.3	Entwicklung des Stromverbrauchs	49
2.3.4	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	50
2.3.5	Gasverbrauch	52
2.3.6	Energieproduktivität	53
2.3.7	Primärenergieverbrauch	55
2.4	Umweltverträglichkeit	57
2.4.1	Gesamte THG-Emissionen	57
2.4.2	Energiewirtschaft	61
2.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	62
2.4.4	Private Haushalte	65
2.4.5	Verkehr	71
2.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	81
3	Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf	82
	Literaturverzeichnis	85
	Abbildungsverzeichnis	90

Tabellenverzeichnis	93
Anhang	94
A.1 Aufbau und Bewertung des Monitorings	95
A.2 Tabellen	100
Ansprechpartner/Impressum	111

1 Zusammenfassende Bewertung

Versorgungssicherheit noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend, Energieeffizienz verbessert

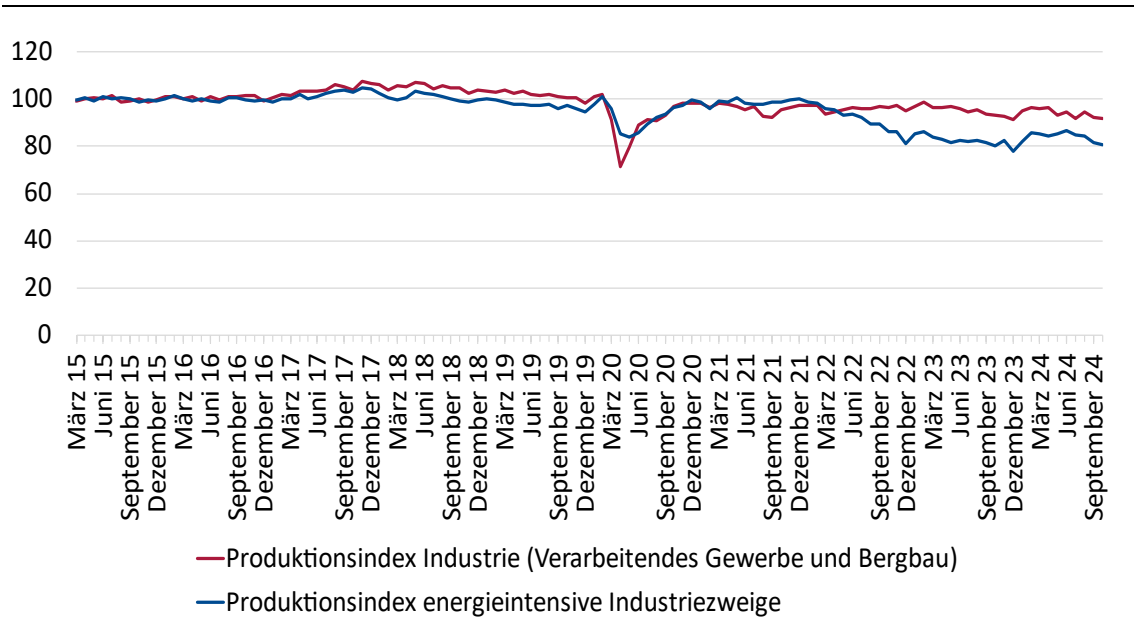
Das Monitoring der Energiewende wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die aktuelle dreizehnte Fassung zeigt die Entwicklungen des Jahres 2023 und – sofern Daten vorliegen – des Jahres 2024. Grundprinzip des Monitorings ist es, Bund und Freistaat an ihren jeweiligen Zielen im Betrachtungszeitraum zu messen.

Die Jahre 2023 und 2024 waren weiter durch hohe Energiepreise gekennzeichnet. Der Anstieg der Gaspreise war bereits im vierten Quartal 2021 beobachtbar, im Herbst 2022 erreichten Gas- und Strompreise ihre (temporären) Höhepunkte, Rohöl hatte den Peak unmittelbar nach dem Überfall Russlands auf die Ukraine im Frühjahr 2022. Im Jahr 2023 gingen die Strom- und Gaspreise an den Großhandelsmärkten wieder auf das Niveau des Jahres 2021 zurück. 2024 lagen die Preise weiterhin höher als vor der Energiepreiskrise. Zudem schlugen sich Preisveränderungen an der Börse erst verzögert bei Endverbrauchern nieder, weshalb die Strom- und Gaskunden in den Jahren 2023 und 2024 weiterhin mit hohen Preisen konfrontiert waren.

Im Jahr 2023 ging der Primärenergieverbrauch um rund 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück und erreichte damit den niedrigsten Wert seit der Wiedervereinigung. 2024 wurde dieser Wert nochmals unterschritten, mit einem erneuten Rückgang um rund 1 Prozent. Die hohen Energiepreise sowie die deutliche Zunahme des Anteils erneuerbarer Energie hatten erhebliche Auswirkungen auf den (Primär-)Energieverbrauch in den Jahren 2023 und 2024. Die deutliche Zunahme der Produktion erneuerbarer Energien führte zu einem Rückgang der Kohleverstromung, gleichzeitig wurden 2023 die letzten verbliebenen Kernkraftwerke abgeschaltet. Hierdurch verringerte sich der Primärenergieverbrauch deutlich.

Ein weiterer wichtiger Grund für den erneuten Rückgang des Energieverbrauchs war die abnehmende wirtschaftliche Leistung und hierbei insbesondere die Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie. Die Produktion der energieintensiven Industrien ist seit Anfang 2022 nahezu kontinuierlich gesunken und damit deutlich stärker zurückgegangen als die Industrieproduktion insgesamt. Als Folge des Rückgangs der energieintensiven Produktion sank die Nachfrage nach Energie.

Abbildung 1
Produktionsentwicklung der (energieintensiven) Industrie



2015 = 100

Quelle: Destatis (2024)

Im Vergleich zum letzten Monitoring verbesserte sich in Deutschland damit deutlich der Indikator des Primärenergieverbrauchs von einer negativen (roten) zu einer positiven (grünen) Bewertung. Auch beim Indikator der Umweltverträglichkeit, der die THG-Emissionen betrachtet, gab es eine Verbesserung von einer kritischen (gelben) zu einer positiven (grünen) Bewertung. Beim neuen Indikator zum Ausbau der erneuerbaren Energien liegt eine kritische Bewertung vor, da zwar die Zubauziele für Photovoltaik erfüllt, jene für Wind aber nicht erreicht wurden. Die Stromausfallzeit lag gemessen am *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* weiterhin im grünen Bereich. Alle weiteren Indikatoren lagen für Deutschland im negativen Bereich.

In Bayern erhielt der neu eingeführte Indikator des Ausbaus der erneuerbaren Energien ebenfalls eine kritische Bewertung, da das Zubauziel für Wind im Gegensatz zu Photovoltaik nicht erfüllt wurde. In den Bereichen Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit wurde Bayern wie Deutschland bewertet: Die Stromausfallzeit schnitt positiv, alle anderen Indikatoren negativ ab. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet. Dies ist vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen der bayerischen Regierung im Vergleich zu den Zielen der Bundesregierung und auf die damit verbundenen unterschiedlichen Bewertungskriterien zurückzuführen. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte (aufgrund der Bilanzsystematik) überproportional positiv auf die Primärenergieproduktivität aus. Die Entwicklung der THG-Emissionen in Bayern erhielt eine negative Bewertung.

Abbildung 2
Zusammenfassung der Ergebnisse des 13. Monitorings

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2,3 (2,3) ●	2,3 (2,3) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↑ 2,3 (3) ●	↓ 1,8 (1,5) ●
Ausbau Wind & PV	2 (neu) ●	2 (neu) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	↑↑ 1 (3) ●	1 (1) ●
Erzeugung erneuerbarer Energien	3 (3) ●	3 (3) ●
Umweltverträglichkeit	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswerte in Klammern,
↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum
12. Monitoring aus dem Jahr 2024

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns blieb mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2023 trotzdem gewährleistet. Dazu trugen Redispatch-Maßnahmen von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken bei. Von diesen Maßnahmen war im Jahr 2023 weiter ein vergleichsweise hohes Niveau an Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen lagen 2023 mit über drei Milliarden Euro auf dem zweithöchsten jemals gemessenen Wert. Für den Winter 2023/2024 und 2024/2025 waren und sind weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Seit dem Winter 2022/2023 ist wieder die Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten notwendig. Dies war letztmals im Winter 2017/2018 der Fall. Insgesamt blieb Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung.

Zusammenfassende Bewertung

Die *Strompreise* der Industrie und der privaten Haushalte waren 2023 und 2024 erneut höher als vor der Energiekrise. Die Steigerung bei den privaten Haushalten lag 2023 deutlich über der Teuerungsrate der Verbraucherpreise. In der Industrie lagen die Preissteigerungen der drei untersuchten Abnahmefälle im Mittel deutlich über der Teuerungsrate (der Produzentenpreise) und erhalten eine negative Bewertung. Auch die Gaspreise lagen 2023/2024 sowohl für Haushaltskunden als auch für Gewerbekunden deutlich über dem Niveau von vor 2021.

Bei den Indikatoren der *Energieeffizienz und Erneuerbaren* zeigt sich ein gemischtes Bild. Die Energieproduktivität in Deutschland und die erneuerbare Stromproduktion verbesserten sich zwar im Jahr 2023, lagen jedoch noch immer deutlich vom Zielpfad entfernt, und erhielten damit weiterhin eine negative Bewertung. Die Energieproduktivität in Bayern erhielt aufgrund der unterschiedlichen Zieldefinition weiter eine positive Bewertung. Der Stromverbrauch ging sowohl in Bayern als auch in Deutschland deutlich zurück, wurde aber aufgrund überholter Zielsetzung nicht mehr bewertet. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stieg an und lag ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland gingen im Jahr 2023 deutlich zurück und lagen klar unter dem neu definierten Zielpfad, was zu einer Verbesserung der Bewertung von kritisch auf positiv führte. Für das Jahr 2024 liegt eine Schätzung von Agora Energiewende vor, die die Bewertung bestätigt. Die Emissionen der einzelnen Sektoren liegen aktuell bis zum Jahr 2023 vor: Die Emissionen des Verkehrssektors verblieben in etwa auf dem Niveau des Vorjahres, während in der Energiewirtschaft deutlich weniger Emissionen als 2022 ausgestoßen wurden. Die Haushalte, der Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) und die Industrie hatten Emissionsminderungen zu verzeichnen. In Bayern konnten im Jahr 2023 zwar Emissionsminderungen von rund drei Prozent gegenüber dem Vorjahr erzielt werden, dennoch lagen die THG-Emissionen mit rund 86 Mt CO₂-Äquivalenten weiter deutlich über dem Zielpfad, was zu einer negativen Bewertung führt.

Mit 23 ergänzenden Einzelindikatoren zum Klimaschutz wurden Entwicklungen in den verschiedenen Sektoren untersucht, beispielsweise die Sanierungsrate im Gebäudebereich oder der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Im Vergleich mit den Ergebnissen des 12. Monitorings der Energiewende sind bei vielen dieser Indikatoren nur geringe Fortschritte zu verzeichnen.

2 Ergebnisse des 13. Monitorings

Entwicklung entscheidender Indikatoren weiterhin besorgniserregend

2.1 Versorgungssicherheit

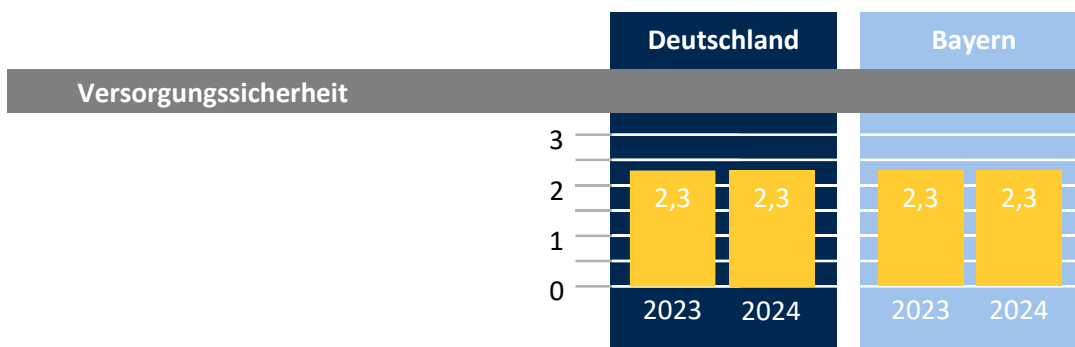
Bei den Indikatoren zur Versorgungssicherheit gibt es im Vergleich zum letzten Monitoring keine wesentlichen Änderungen. Die Gesamtbewertung ist weiterhin kritisch.

Abbildung 3

Bewertung der Versorgungssicherheit

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2,3 (2,3) ●	2,3 (2,3) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
 Vorjahreswert in Klammern
 ↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
 ↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

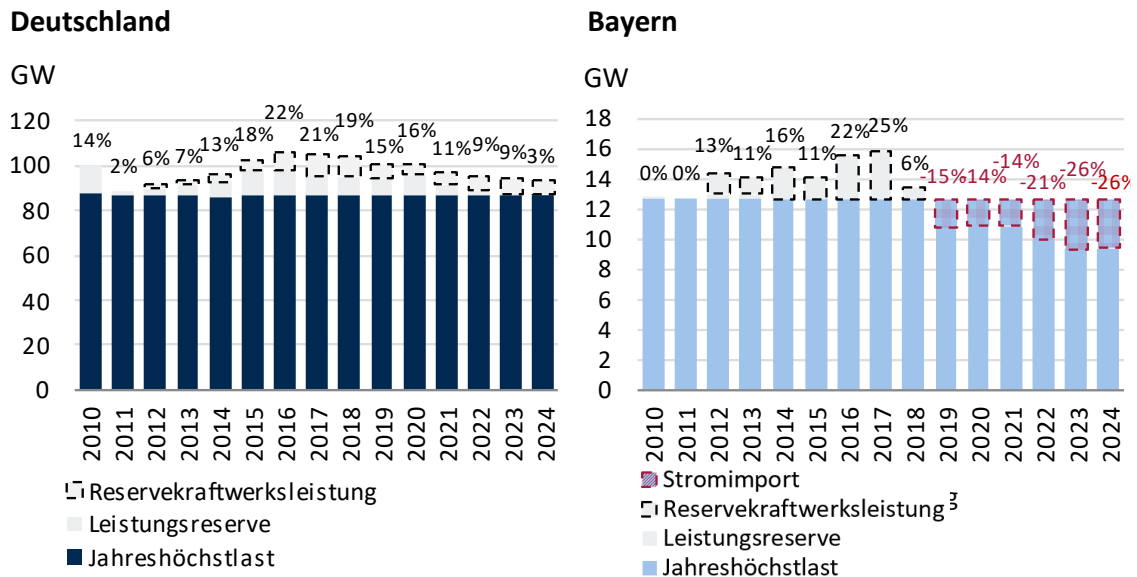
2.1.1 Kraftwerke

2.1.1.1 Gesicherte Erzeugungsleistung

Wichtig für eine sichere Stromversorgung ist unter anderem, dass zum Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs genügend Erzeugungsleistung bereitsteht, um die Nachfrage zu decken. Die Stromnachfrage kann dabei sowohl durch bayerische beziehungsweise deutsche Kraftwerke als auch durch den Stromimport aus anderen Regionen sowie dem Ausland gedeckt werden.

Mit der zunehmenden Integration der europäischen Strommärkte wird der Stromaustausch mit anderen Regionen immer wichtiger. Um die Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen einzuschätzen, wird die bayerische und deutsche Leistungsbilanz als Aspekt der Versorgungssicherheit untersucht. Eine solche Leistungsbilanzierung bildet die Möglichkeiten der Stromversorgung auf der Leistungsseite auf regionaler Ebene ab und zeigt die Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen. Für eine sichere Stromversorgung sind neben der dargestellten Leistungsbilanzierung auch die Verteilung von Strombedarf und Stromerzeugung in der Fläche, die verfügbaren Stromnetze sowie die Integration in das übergeordnete Stromnetz von Bedeutung.

Abbildung 4
Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



Deutschland ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

Bis 2020 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Seit dem Jahr 2021 wird die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgewertet. Der Datenstand der Kraftwerksliste ist aus dem November des jeweiligen Jahres. Kraftwerke, die innerhalb des Jahres vor diesem Zeitpunkt stillgelegt wurden, sind nicht enthalten.

Quelle: Eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste, Bayerisches Energiekonzept, BMWi-Energiedaten, IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste, AG Energiebilanzen, BNetzA

Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird unter anderem diejenige Leistung berücksichtigt, die sich die BNetzA vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Dies sind in der Regel ältere, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, die von den jeweiligen Betreibern zur Stilllegung angemeldet wurden. Sind die Kraftwerke systemrelevant, kann die BNetzA gemäß Energiewirtschaftsgesetz die Außerbetriebnahme verweigern, sodass diese Kraftwerke weiterhin als Leistungsreserve zur Verfügung stehen.

Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2024 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Im Jahr 2024 betrug der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast drei Prozent. Eine zunehmende Anzahl nationaler Kraftwerke, die das Ende ihrer

Ergebnisse des 13. Monitorings

Nutzungsdauer erreicht haben oder nicht mehr rentabel am Strommarkt betrieben werden können, werden als Reserve zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eingestuft. In der Vergangenheit stieg die Leistung kontrahierter ausländischer Kraftwerke ebenfalls tendenziell (3,8 GW im Winter 2016/2017 gegenüber 0,9 GW im Winter 2011/2012), bevor sie im Winter 2017/2018 erstmals gegenüber dem Vorjahr sank (3,1 GW). Zwischen den Wintern 2018/2019 und 2021/2022 mussten keine ausländischen Kraftwerke kontrahiert werden. Für die Winter 2022/2023 und 2023/2024 wurden jedoch wieder rund 1,4 GW Leistung als notwendig eingestuft. Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2024/2025 liegt mit 6,9 GW rund 2,3 GW höher als im Vorjahreswinter 2023/2024.

- Die Bundesregierung plante mit ihrer Kraftwerksstrategie (Februar 2024) 12,5 GW an Kraftwerkskapazitäten und 0,5 GW an Langzeitspeichern auszuscheiden. Hiervon sollen 5 GW als wasserstofffähige Kraftwerke neu errichtet werden. Weitere 5 GW sollen so als Erdgaskraftwerke neu errichtet werden. Zum Zeitpunkt der Erstellung des 13. Monitorings hatte das BMWK die Kraftwerksstrategie in einem Gesetzesentwurf umgesetzt, der von der Bundesregierung aber aufgrund der Neuwahlen des Bundestags nicht weiterverfolgt wurde. Derzeit ist die hier dargestellte Neuerrichtung von Kraftwerken nicht absehbar.
- In Bayern war die Situation durch die Abschaltungen der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 weniger günstig als in Deutschland. Die über die Höchstlast hinausgehende Leistung wurde bis 2018 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt. In den Jahren 2019 bis 2024 waren zur Deckung der Höchstlast in Bayern zusätzlich Stromimporte erforderlich (Abbildung 4). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2024/25 stieg von 1,2 GW im Winter 2023/2024 auf 1,8 GW.

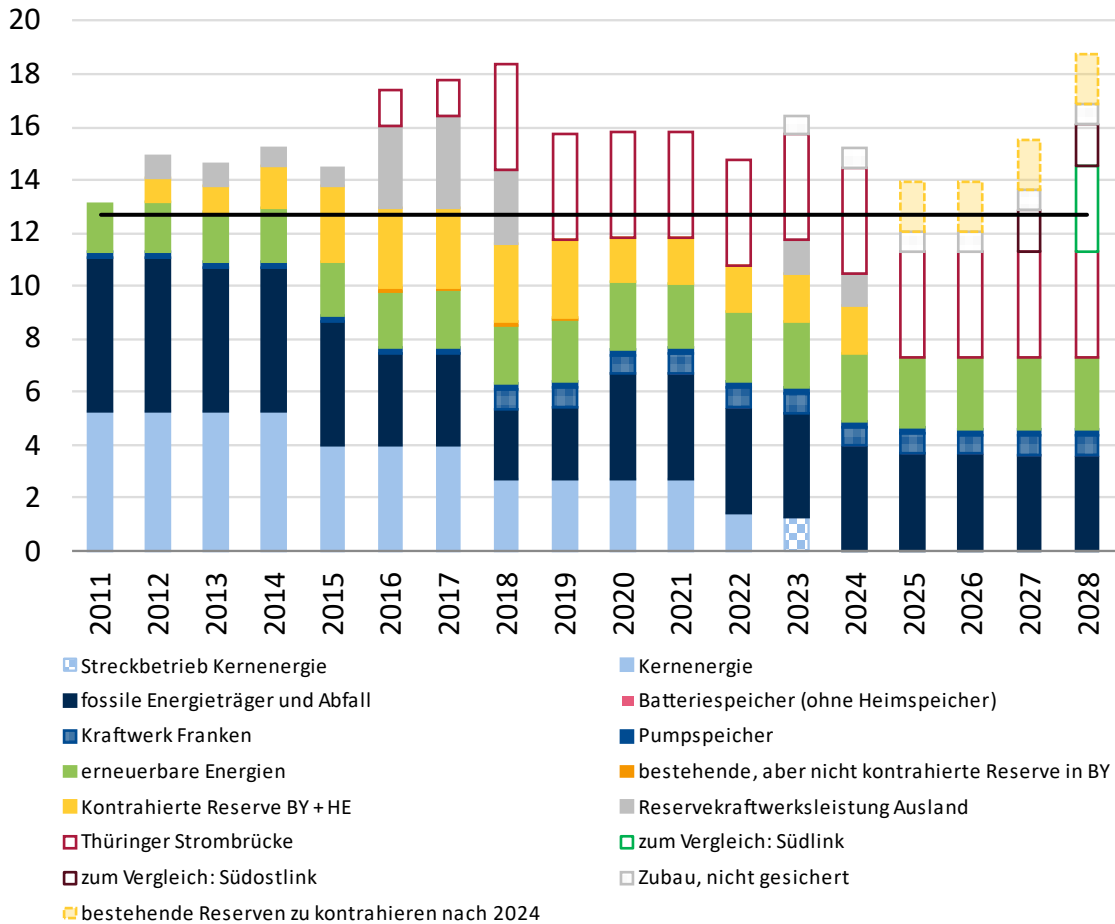
Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**5).

Mit vorwiegend Wasserkraft- und Biomasseanlagen tragen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bisher nur wenig zur

gesicherten Leistung bei. Windkraft- und Solaranlagen waren aufgrund ihrer Witterungsabhängigkeit dazu nicht geeignet. Für die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien siehe Abschnitt 2.3.1.

Seit Oktober 2020 wird eine Kapazitätsreserve von bestehenden Anlagen in einer Größenordnung von bis zu 2 GW gebildet. Für den ersten Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2022 wurden hierfür 1.056 MW durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft. Für den zweiten Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024 erhöhte sich die kontrahierte Leistung leicht auf 1.086 MW.

Abbildung 5
Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2028



Quelle: eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis BNetzA-Kraftwerksliste, Bayerisches Energiekonzept, IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste

Der BNetzA zufolge ist die Errichtung von Netzstabilitätsanlagen (1,2 GW) erforderlich, um den besonderen Herausforderungen in der Zeit zwischen der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und der Fertigstellung der großen Gleichstromtrassen zu begegnen. Bei den Netzstabilitätsanlagen handelt es sich um Gaskraftwerke in Süddeutschland, die im Bedarfsfall verfügbar sein müssen – diese sind, im Gegensatz zur Kapazitätsreserve, Neuanlagen.

Die Netzstabilitätsanlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen, ihre Betreiber bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, die sie auf die Stromkunden über die Netzentgelte umlegen. In Bayern wurde am 10. August 2023 das Kraftwerk Irsching 6 als Netzstabilitätsanlage in Betrieb genommen, ursprünglich war dies für Herbst 2022 geplant. Die zweite bayerische Netzstabilitätsanlage wurde vom Netzbetreiber Amprion

beauftragt. Das 300-MW-Gaskraftwerk wird von der LEAG betrieben und ist seit dem 31. Juli 2023 betriebsbereit.

Angesichts der beschriebenen Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist. Allerdings wird die Spitzenlast zunehmend von Reservekraftwerken und Stromimporten gedeckt. Seit dem April 2023 ist das letzte in Bayern verbliebene Kernkraftwerk nicht mehr am Netz. Das Kraftwerk wurde abgeschaltet, nachdem in den ersten Monaten des Jahres 2023 ein Streckbetrieb der letzten drei deutschen Kernkraftwerke erfolgte. Ursprünglich sollten die Kraftwerke bereits zum 31.12.2022 abgeschaltet werden. Zukünftig wird der Ausbau des Stromnetzes für weitere Entlastung sorgen. Dieser verzögert sich jedoch gegenüber der ursprünglichen Planung (vgl. Abschnitt 2.1.3).

Die Jahreshöchstlast für Bayern wird statistisch nicht erfasst. Das IE Leipzig schätzte für 2010 eine Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW. Es wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich ist. Im Rahmen dieses Monitorings wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass die Höchstlast in Bayern bis 2028 konstant bleibt. Dieser Annahme liegt das Ziel aus dem Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung zugrunde, den Anstieg des Stromverbrauchs bis 2025 auf ein Minimum zu begrenzen.

Das Kraftwerk Franken ist ein Gas- und Heizölkraftwerk mit zwei Blöcken und einer Gesamtnennleistung von 823 MW. Das Kraftwerk ist zurzeit noch in Betrieb – es hat seine Betriebsdauer von 40 Jahren bereits überschritten, wurde aber von der Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuft. Im vorliegenden Monitoring wird davon ausgegangen, dass es nach seiner Stilllegung in die Reserve überführt wird. Da dies jedoch nicht gesichert ist, wird das Kraftwerk gesondert ausgewiesen.

Tabelle A.2.4 im Anhang gibt einen Überblick über größere Kraftwerksneubauprojekte in Bayern sowie ihren jeweiligen aktuellen Planungs- beziehungsweise Genehmigungsstand. Das bereits genehmigte Projekt eines Gaskraftwerkes in Haiming wurde nach dem Rückzug der OMV aus dem Projekt gestoppt und das hierfür vorgesehene Grundstück bereits weiterverkauft. Drei weitere Gaskraftwerksprojekte befinden sich in oder vor der Planung. Die Planungen für ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 1 GW in Schweinfurt wurden abgebrochen.

In München sollte gemäß Volksentscheid vom 5. November 2017 das Kohlekraftwerk im Norden der Stadt bis 2022 abgeschaltet werden. Mittlerweile wurde Block 2 dieses Kohlekraftwerks von der BNetzA bis Ende 2024 als systemrelevant eingestuft. Um die Fernwärme- und Stromversorgung der Stadt München zu gewährleisten, hatten die Stadtwerke die Errichtung eines Gaskraftwerkes geplant und dazu im Januar 2018 den Antrag auf Baugenehmigung eingereicht. Allerdings sprach sich im Januar 2019 der Gemeinderat in Unterföhring gegen den Bau des Kraftwerks aus. Die Stadtwerke München gaben am 11. November 2020 bekannt, dass sie dennoch weiter ein Gaskraftwerk zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Unterföhring planen.

Die Planungen für die Pumpspeicherkraftwerke Poschberg, Einöden und Jochberg wurden gestoppt, über den Energiespeicher Riedl ist noch nicht abschließend entschieden. Im Aktionsprogramm Energie bekennt sich die Bayerische Staatsregierung zu Riedl und will sich für die Realisierung einsetzen.

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist, mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlagen in Irsching und Leipheim, aufgrund des derzeitigen Planungsstandes äußerst unsicher (siehe Tabelle A.2.4 im Anhang).

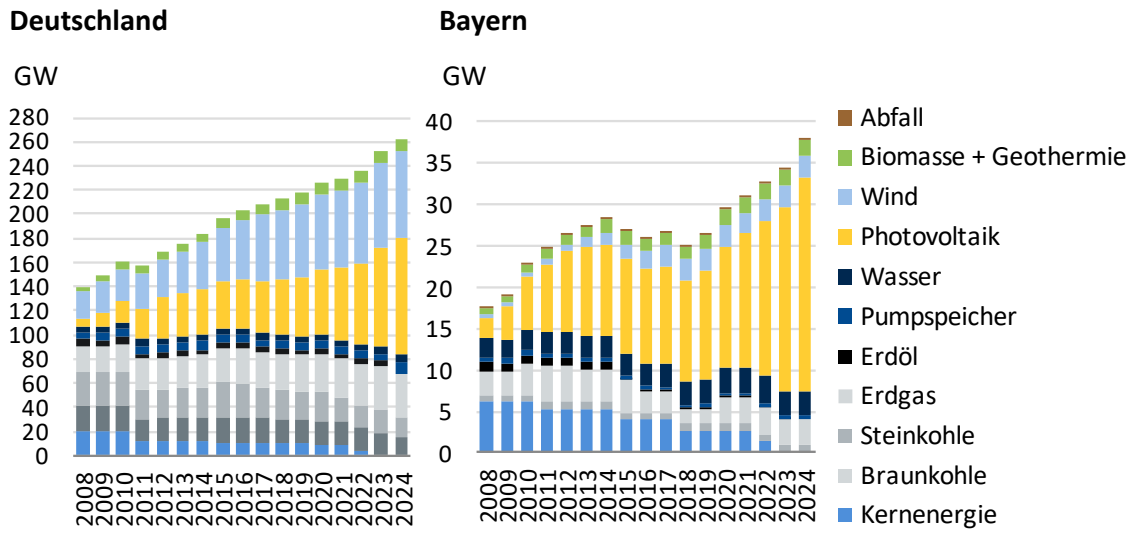
In Tabelle A.2.5 im Anhang sind die kontrahierten Kraftwerkskapazitäten in Bayern und näherer Umgebung dargestellt. In Bayern haben insbesondere die Kraftwerke Irsching 3 sowie Ingolstadt 3 und 4 großen Anteil an der Reservekraftwerksleistung. Diese Kraftwerke wurden zur Stilllegung angezeigt und müssen für jeden Winter erneut als Reserve kontrahiert werden. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**5 wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke auch in Zukunft kontrahiert werden können. Die Kraftwerke Irsching 4 und 5, bei denen es sich um moderne Gaskraftwerke handelt, sind seit Oktober 2020 nicht mehr Teil der Reserve und nehmen am regulären Strommarkt teil.

2.1.1.2 Gesamte Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2024 von 140 GW auf 267 GW (Abbildung 6). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) lag 2024 auf dem Niveau des Vorjahres (rund 86 GW).

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2024 von knapp 18 GW auf rund 38 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung verringerte sich im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf unter 5 GW. Die Abschaltung des Kernkraftwerkes Isar 1 im Jahr 2011 wurde durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Gasblöcken in Irsching ausgeglichen. Mit der Außerbetriebnahme von Grafenrheinfeld im Juni 2015 wurde die konventionelle Kraftwerksleistung auf weniger als 10,5 GW reduziert. Darüber hinaus gingen die Erdölkraftwerke Ingolstadt 3 und 4 (je 386 MW) im März 2015 in die Reserve. 2016 wurden auch die Erdgaskraftwerke Irsching 4 und 5 (846 MW beziehungsweise 550 MW) in die Reserve aufgenommen. Zum 31. Dezember 2017 ging infolge des Atomausstieges der Block B des Kernkraftwerkes Gundremmingen mit einer Nettokapazität von 1.284 MW vom Netz. Im Jahr 2020 kehrten Irsching 4 und 5 wieder an den Strommarkt zurück, hierdurch erhöhte sich die konventionelle Kraftwerksleistung von rund 6 GW auf 7,5 GW. Im Jahr 2023 wurde das letzte Kernkraftwerk Isar 2 mit einer Nettoleistung von 1.410 GW vom Netz genommen.

Abbildung 6
Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern



Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste

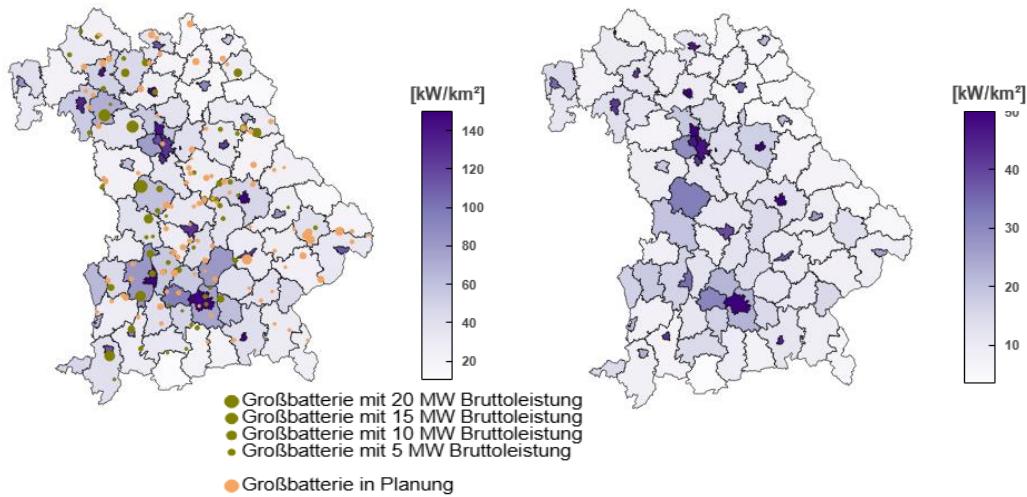
2.1.2 Speicher

Abbildung 7

Batteriespeicher

Installierte Leistung: 2,6 GW

Netto-Zubau im Kalenderjahr 2024: 0,8 GW



Quelle: Marktstammdatenregister

Der Energieplan Bayern 2040 beinhaltet die Bayerische Speicherstrategie. Mit der Strategie soll der Ausbau von Speichern technologieoffen vorangebracht werden. Durch intelligenten und effizienten Einsatz von Energiespeichern soll der Bedarf an Netzausbau gesenkt werden. Zugleich sollen Energiespeicher zur Netzstabilität beitragen, wozu bisher mehrheitlich konventionelle Kraftwerke genutzt wurden. Dies umfasst auch Pumpspeicherwerke sowie Speicher für Wasserstoff. Quantitative Ziele hinsichtlich des Ausbaus von Speichern, die in einem Monitoring bewertet werden könnten, sind nicht in der Strategie enthalten.

Hinsichtlich des aktuellen Zubaus bei Stromspeichern ist eine zunehmende Dynamik zu beobachten (Abbildung 7, linke Grafik). Dies ist vor allen Dingen auf den starken Zubau von (stationären) Batterien zurückzuführen. Der Netto-Zubau an Speicherkapazität in 2024 im Vergleich zum Vorjahr betrug 0,8 GW, was rund 30 Prozent der aktuell installierten Leistung entspricht.

2.1.3 Netze

2.1.3.1 Ausbau des Übertragungsnetzes

Stromübertragungsnetze verbinden Erzeugungs- und Verbrauchsorte unterschiedlicher Regionen und können an Verbrauchsschwerpunkten fehlende Kraftwerksleistung zum Teil ersetzen bzw. bereitstellen. Deshalb spielen die Stromnetze eine bedeutende Rolle für die Sicherung der Stromversorgung.

In dem zuletzt im Juni 2020 angepassten Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, erste Fassung aus dem Jahr 2009) werden für 22 Leitungsbauvorhaben energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf festgestellt. Das Gesetz regelt den beschleunigten Ausbau der Vorhaben mit einer Trassenlänge von rund 1.800 km im Höchstspannungsübertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2024 waren von den im EnLAG geplanten 1.808 Leitungskilometern acht im Raumordnungsverfahren, 11 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigeverfahren, 229 genehmigt beziehungsweise in Bau und 1.560 km realisiert (zum Vergleich: 1.464 km im dritten Quartal 2023).
- Im Jahr 2023 wurden 108 km fertiggestellt (zum Vergleich: 186 km im Jahr 2022).
- Im aktuellen Bericht der BNetzA werden keine Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Fertigstellung an Leitungskilometern mehr aufgeführt. Die Übertragungsnetzbetreiber rechneten Ende 2018 damit, dass bis Ende 2020 rund 70 Prozent der Leitungskilometer fertiggestellt sein werden. Diese Einschätzung hatte zum Zeitpunkt des 6. Monitorings noch bei 80 Prozent und zum Zeitpunkt des 5. Monitoring bei 85 Prozent gelegen. Tatsächlich fertiggestellt wurde bis Ende 2022 ein Anteil von 74 Prozent der Leitungskilometer.
- Die bis Mitte 2020 nicht fertiggestellten Bauvorhaben werden nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber erst nach 2030 abgeschlossen sein. Zum Zeitpunkt des 7. Monitorings war noch die Fertigstellung im Jahr 2025 vorgesehen.

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Das zuletzt im Juli 2024 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 106 Vorhaben des BBPIG umfassen zum dritten Quartal 2024 eine Länge von rund 15.000 Leitungskilometern. Gegenüber dem Vorjahr kamen 13 Vorhaben mit rund 2.800 km Länge dazu. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 22 Gleichstromleitungen enthalten. Damit stieg die Anzahl der Gleichstromtrassen gegenüber dem letzten Monitoring um 12.

- Zum dritten Quartal 2024 wurden von den im BBPIG geplanten rund 15.000 Leitungskilometern 2.954 km genehmigt und 1.525 km realisiert. Damit machten die fertiggestellten Leitungen rund 10 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer aus (ebenso im Jahr 2023).
- Im Jahr 2023 wurden 213 km fertiggestellt (zum Vergleich: 339 km im Jahr 2022).
- Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2038 in Betrieb gehen, wobei bei einer Reihe von Vorhaben noch kein Datum zur Inbetriebnahme definiert ist.

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ-Leitungen) SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 8) von besonderer Bedeutung.

Ergebnisse des 13. Monitorings

Beide Vorhaben sollen vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch es zu Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung kam. Die Planung der Inbetriebnahme von SuedLink sieht das Jahr 2028 vor.

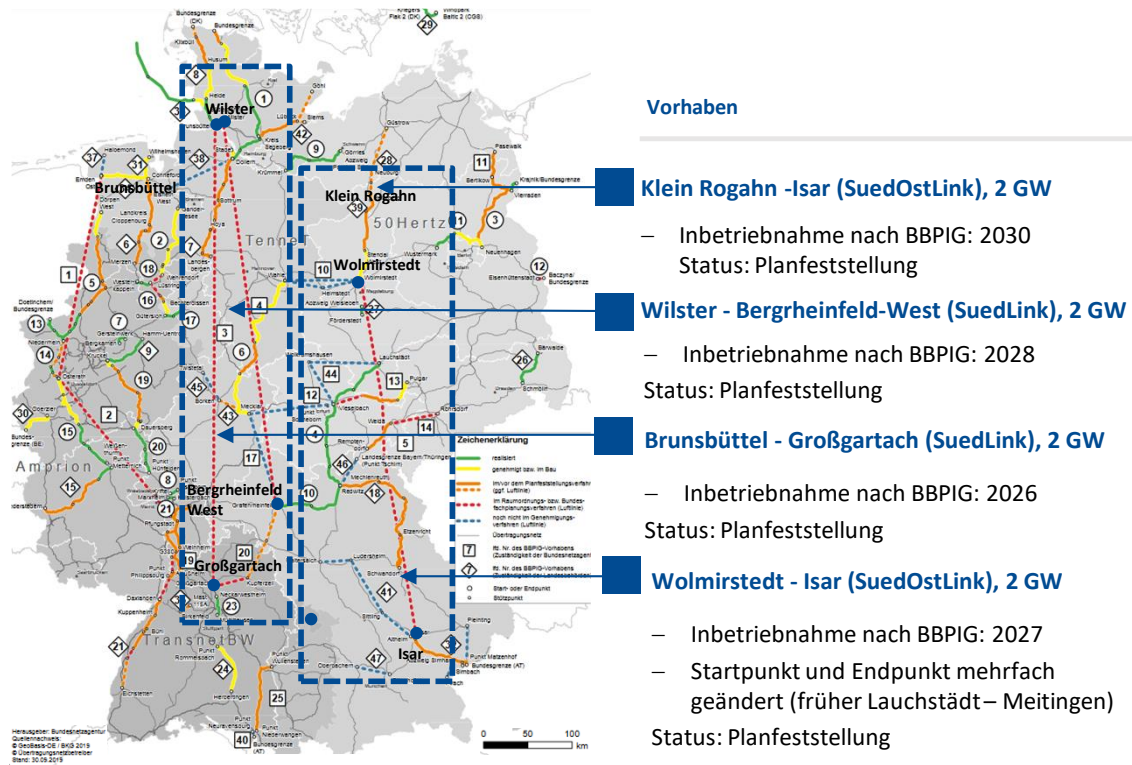
Bei SuedLink waren zum dritten Quartal 2024 193 km der 1.233 km im Bau oder genehmigt. Die restlichen 1.040 km befanden sich im Planfeststellungsverfahren. Beim Planfeststellungsverfahren handelt es sich um den letzten Planungsschritt, der vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden muss. Alle anderen Teilabschnitte stehen am Ende des vorletzten Planungsschritts, der Bundesfachplanung.

Seit 2021 wird beim Vorhaben SuedOstLink ein weiterer Leitungsstrang geplant. Damit besteht SuedOstLink wie auch SuedLink nun ebenfalls aus zwei Vorhaben. Beim bisher geplanten ersten Teil von SuedOstLink befanden sich, zum dritten Quartal 2024, 481 Leitungskilometer im Planfeststellungsverfahren, 48 km sind bereits genehmigt bzw. in Bau. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist weiter für das Jahr 2027 vorgesehen. Beim neu vorgesehenen Leitungsstrang befinden sich die gleich verlaufenden 57 km ebenfalls in Bau. 464 km befinden sich im Planfeststellungsverfahren, weitere 181 km sind noch nicht im Genehmigungsverfahren. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist für das Jahr 2030 vorgesehen.

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplans sind Verzögerungen bis zur Fertigstellung von bis zu sechs Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Verschiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft, mit einer Ausnahme, auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (Tabelle A.2.6 siehe Anhang).

Abbildung 8

Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)

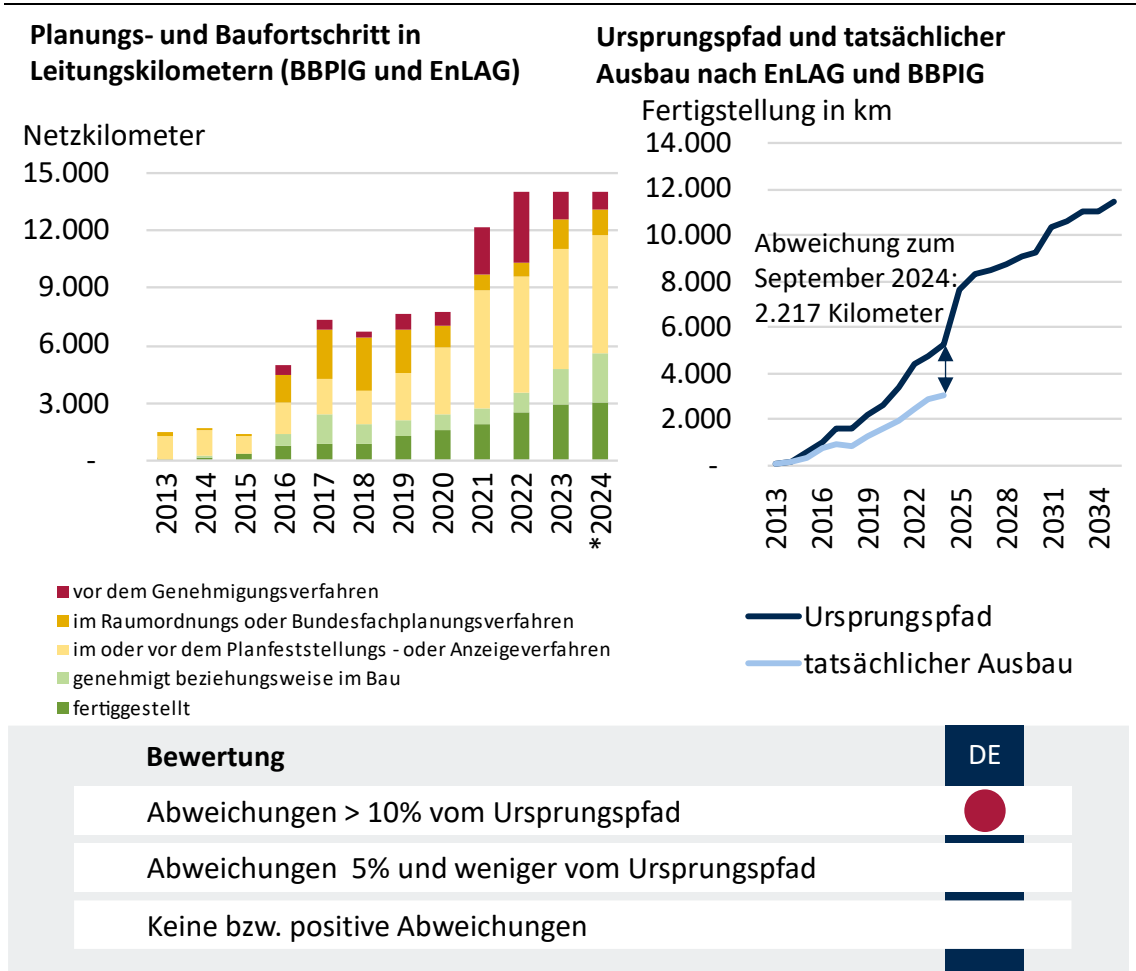


Quelle: BNetzA

Im EnLAG und BBPIG sind zusammen 16.808 Leitungskilometer aufgenommen. 3.085 km hiervon sind bereits fertiggestellt. Bei den Genehmigungen hat es in den Jahren 2023 und 2024 eine deutliche Verbesserung gegeben. Wurden im Jahr 2022 noch 346 km genehmigt, waren es 2023 bereits 739 km. Im Jahr 2024 wurden bis September sogar 1.337 km genehmigt (siehe Abbildung 9, linke Seite). Damit kam 2023 und 2024 jeweils zu einer Verdoppelung der Genehmigungen gegenüber dem Vorjahr.

Auch wenn aktuell bei den Genehmigungen und der Fertigstellung eine Beschleunigung gegenüber den Vorjahren zu verzeichnen ist, weicht die Inbetriebnahme der Leitungskilometer insgesamt aktuell weiter deutlich von der ursprünglichen Planung ab. Zum dritten Quartal 2024 wurden 2.217 km weniger fertiggestellt als in den ursprünglichen Fassungen der Gesetze vorgesehen. Der Netzausbau wird daher erneut rot (negativ) bewertet.

Abbildung 9
Stand des Netzausbaus



* bis zum September

Quelle: Netzausbau; Monitoringberichte

2.1.3.2 Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist kurzfristig die Sicherstellung der Stabilität im bestehenden Stromsystem die Voraussetzung für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung. Um diese Stabilität zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber in bestimmten Situationen in die Fahrweise von Kraftwerken oder in die Stromabnahme von Verbrauchern eingreifen. Die Netzgebiete des Übertragungsnetzbetreibers TenneT sind in besonderer Weise betroffen (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel Photovoltaik im bayerischen Teil des Netzes).

Bei Maßnahmen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu nennen sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Kraftwerken, um

Ergebnisse des 13. Monitorings

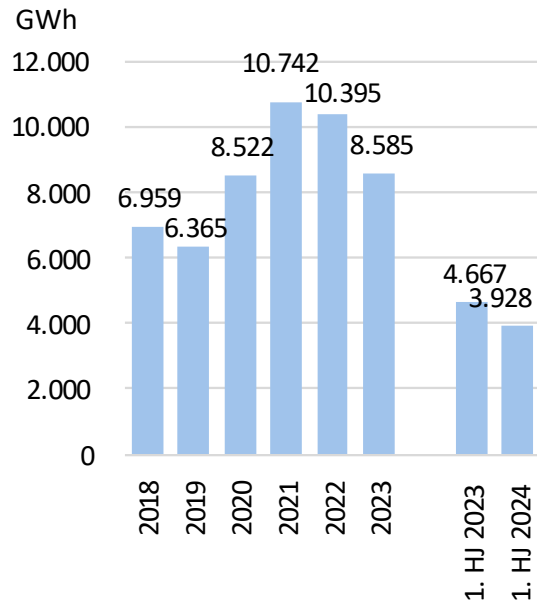
Leitungsüberlastungen zu vermeiden oder zu beheben. Beispielsweise werden bei einer hohen Windeinspeisung – wegen des Einspeisevorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien – kostengünstige konventionelle Kraftwerke in Nord- und Ostdeutschland vom Netz genommen und gleichzeitig teurere konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland angefahren, um hier die Stromversorgung zu sichern. Countertrading bezeichnet das von den Übertragungsnetzbetreibern veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Bis zum dritten Quartal des Jahres 2022 wurde von Seiten der BNetzA zwischen Redispatch und Einspeisemanagement unterschieden. Redispatch bezeichnete dabei die Einspeisereduzierung konventioneller Kraftwerke, Einspeisemanagement hingegen die Reduzierung erneuerbarer Kapazitäten. Diese Unterscheidung wurde so im Energiewirtschaftsgesetz vorgenommen. Seit Ende 2022 werden die beiden Posten zusammen als Redispatch ausgewiesen. Da die Daten weiter eine Unterscheidung zwischen einzelnen Erzeugungsarten zulassen, wird in diesem Bericht die Unterscheidung zwischen konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten sowie deren Indikatoren für Ampelbewertungen fortgeführt.

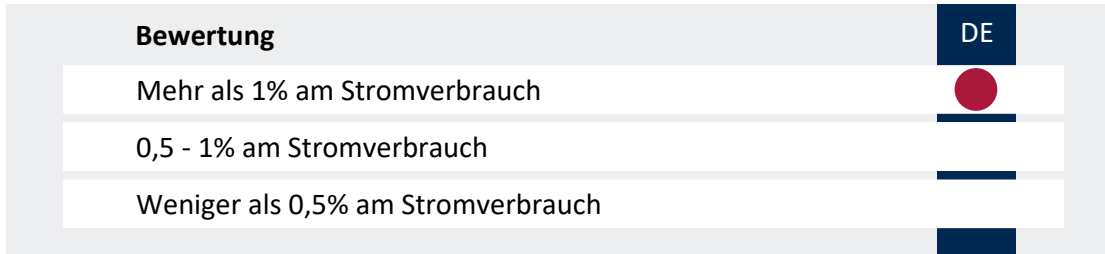
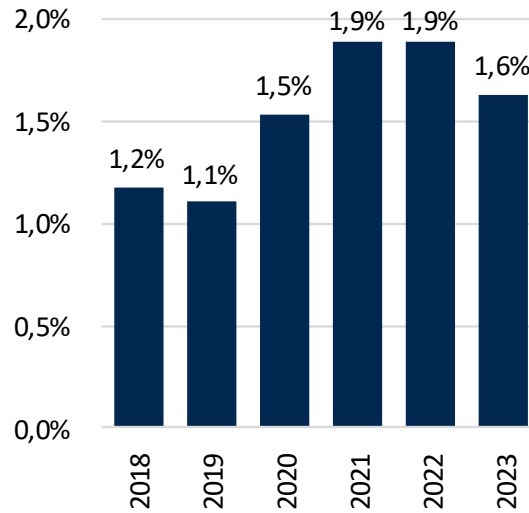
Nach den außerordentlich hohen Werten der beiden Vorjahre sanken die Einspeisereduzierungen konventioneller Kraftwerke im Jahr 2023 auf 8.585 GWh (2022: 10.395 GWh). Bezogen auf den Stromverbrauch wurden 1,6 Prozent abgeregelt, weshalb weiter eine rote Ampelbewertung vorgenommen wird. Für das erste Halbjahr 2024 liegen die Werte mit 3.928 GWh gegenüber dem ersten Halbjahr 2023 rund 16 Prozent tiefer.

Abbildung 10
Eingriffe der Netzbetreiber – konventionelle Kraftwerke

Einspeisereduzierung konventioneller Kraftwerke



Anteil Einspeisereduzierung am Stromverbrauch

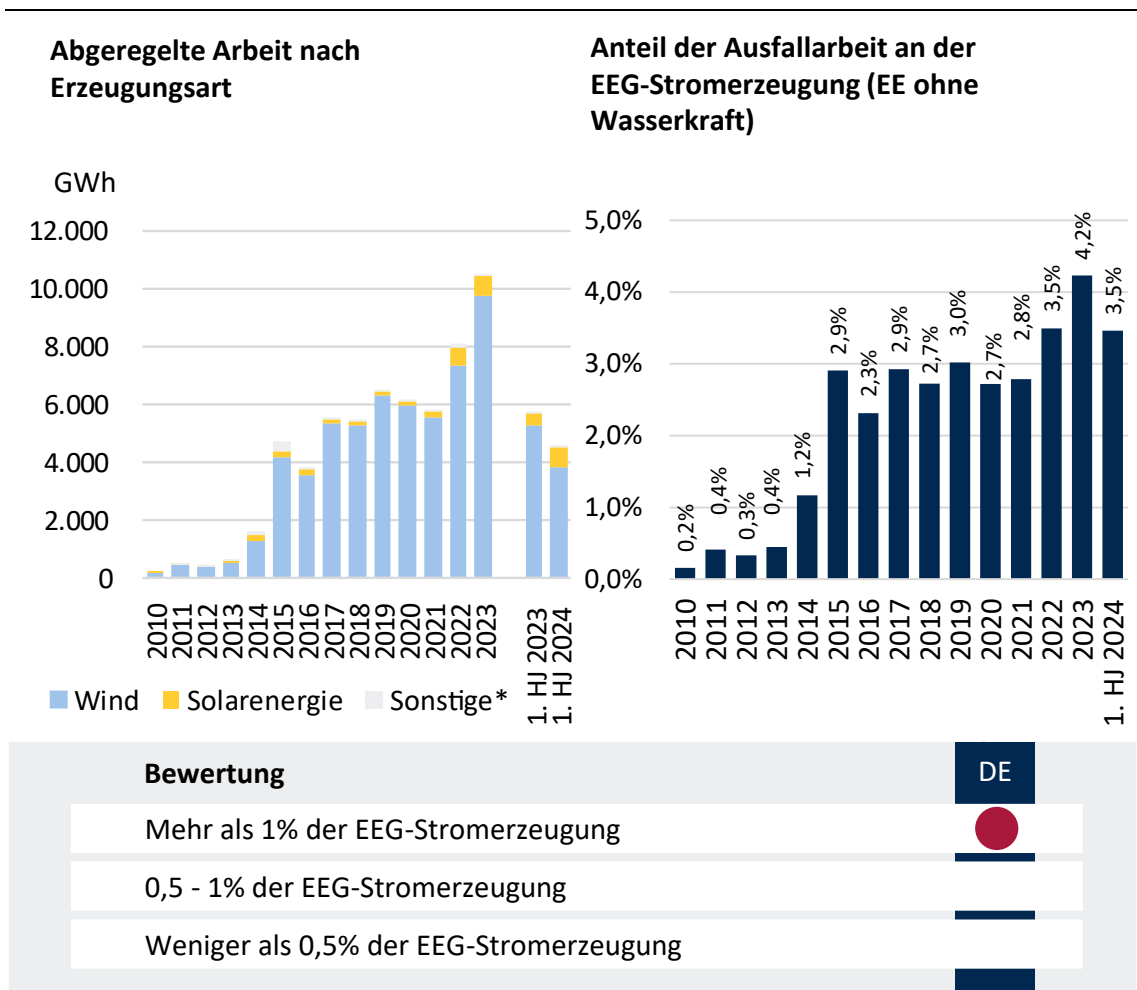


Quelle: BNetzA

In den letzten Jahren mussten immer häufiger Anlagen erneuerbarer Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden. Im Jahr 2023 erreichten die abgeregelt Mengen mit 10.478 GWh zum zweiten Mal in Folge einen neuen Spitzenwert (2022: 8.070 GWh). Knapp 93 Prozent der abgeregelt Arbeit betrafen die Windenergie. Gemessen an der EEG-Stromerzeugung lag die Ausfallarbeit 2023 mit 4,2 Prozent erneut höher als im Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2024 sank dieser Anteil wieder unter das Niveau des Jahres 2023 (Abbildung 11).

Abbildung 11

Eingriffe der Netzbetreiber – erneuerbare Energien



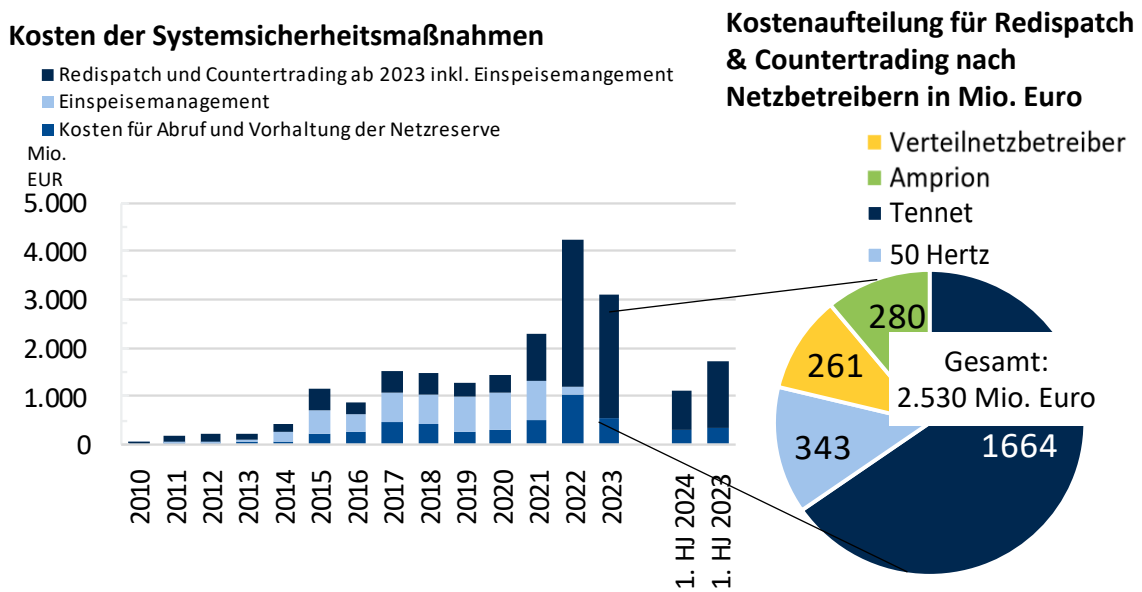
Quelle: BNetzA, BMWi Energiedaten, Energy-Charts

2.1.3.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2023 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von fast 3,1 Milliarden Euro. Damit lagen die Kosten um gut eine Milliarde Euro tiefer als der historische Höchstwert im Jahr 2022, aber weiterhin deutlich über dem Durchschnittsniveau der letzten zwei Jahrzehnte. Mit 2,5 Milliarden Euro entfiel im Jahr 2023 der größte Teil dieser Kosten auf Maßnahmen des Redispatches. Hauptgrund für die zurückgehenden Kosten waren die zurückgegangenen Preise für Gas und Kohle.

Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von Reservekraftwerken sanken 2023 im Vergleich zum Vorjahr auf rund 560 Millionen Euro. Damit haben sich diese Kosten im Vergleich zum Vorjahr fast halbiert, blieben aber weiterhin über dem langjährigen Durchschnitt. Die Kosten für Redispatch und Countertrading lagen im Jahr 2023 mit rund 2,5 Mrd. Euro rund eine halbe Milliarde Euro tiefer als noch 2022. Trotz des Rückgangs war dies der zweithöchste Wert über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Abbildung 12
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA

Der größte Teil der Kosten entfiel mit 66 Prozent auf das Netzgebiet von Tennet. Wesentlich niedrigere Anteile hatten 50 Hertz mit 14 Prozent und Amprion mit 10 Prozent der Kosten. Die Kosten in den jeweiligen Netzgebieten schlagen sich gleichmäßig in den jeweiligen Gebieten nieder, da die Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene bundesweit vereinheitlicht sind. Die Kosten auf Ebene der Verteilnetzbetreiber machten 10 Prozent der entstandenen Redispatchkosten aus.

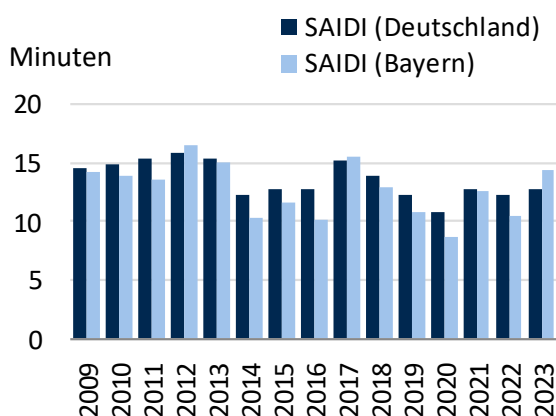
2.1.3.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

Trotz der hohen Zahl an Eingriffen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2022 mit nur 10,8 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (Abbildung 13, rechte Seite). Gemessen wird dies anhand des SAIDI-Wertes, der die kumulierte, durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen ausweist. Ein europäischer Vergleich der SAIDI-Werte liegt nur bis zum Jahr 2022 vor.

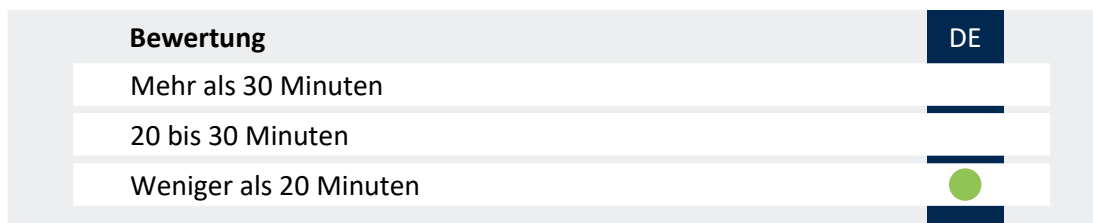
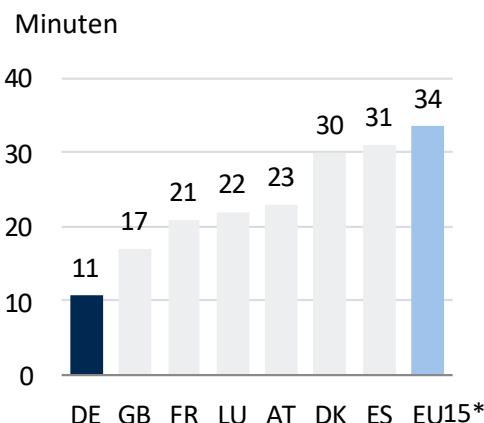
Abbildung 13

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

Entwicklung in Deutschland und Bayern



SAIDI im europäischen Vergleich 2022



Quelle: BNetzA

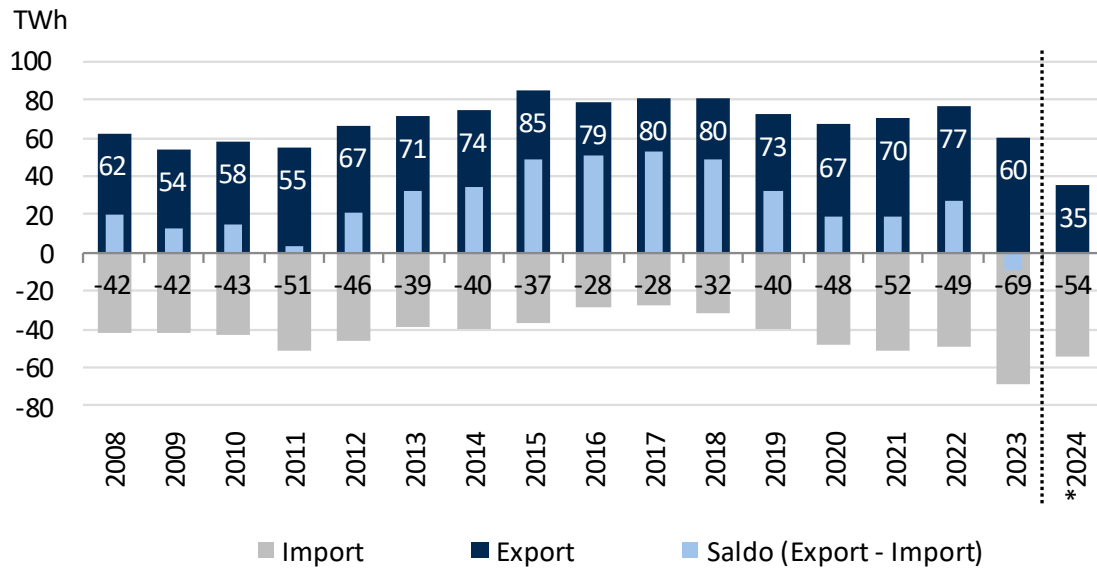
In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Im Jahr 2023 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,8 Minuten und lag damit leicht höher als im Vorjahr. In Bayern stieg der SAIDI-Wert 2022 leicht auf 14,3 Minuten an. Nach den Jahren 2012 und 2017 ist es das dritte Mal im Betrachtungszeitraum, dass es in Bayern zu längeren Unterbrechungen kam als im gesamten Bundesgebiet.

2.1.3.5 Stromaustausch mit dem Ausland

Für die sichere Stromversorgung eines Landes oder einer Region spielen neben der Verfügbarkeit eigener Kraftwerke und landesinterner Stromnetze auch die Möglichkeiten eine Rolle, bei Engpässen aus anderen Regionen beziehungsweise aus dem Ausland Strom zu beziehen oder

überschüssigen Strom dorthin zu verkaufen. Für den Stromaustausch Deutschlands mit dem Ausland sind Strompreisunterschiede zwischen den Ländern von großer Bedeutung.

Abbildung 14
Stromaustausch mit dem Ausland

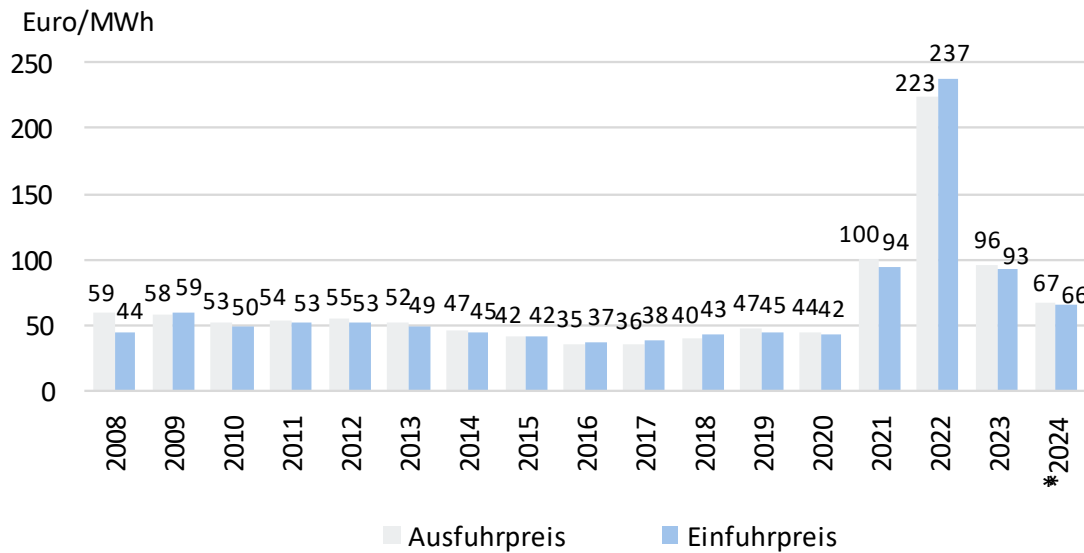


* bis August

Quelle: Destatis

In den vergangenen Jahren exportierte Deutschland stets mehr Strom, als es importierte. Im Jahr 2023 änderte sich das zum ersten Mal: Deutschland importierte 9 TWh mehr als es exportierte, der Grund hierfür lag in der Abschaltung letzten deutschen Kernkraftwerke. Das Handelsvolumen – die Summe von Export und Import – stieg im letzten Jahrzehnt an und lag im Jahr 2023 bei knapp 130 TWh. Nach der Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 verringerte sich der Exportüberschuss im Vergleich zu den Vorjahren merklich. Bis 2015 stieg er wieder deutlich an, um dann nahezu konstant bei etwa 50 TWh zu verbleiben. 2019 war erstmals wieder ein deutlicher Rückgang des Exportüberschusses auf 33 TWh zu beobachten. 2022 lag der Exportüberschuss mit 16 TWh auf einem vergleichbaren Niveau wie 2020 (19 TWh), aber deutlich höher als 2021 (8 TWh). Die Stromexporte machten 35 TWh aus, während der Stromimport bei 19 TWh lag (Abbildung 14).

Abbildung 15
Außenhandelspreise für Strom



* Bis Mai 2024

Quelle: Fraunhofer ISE

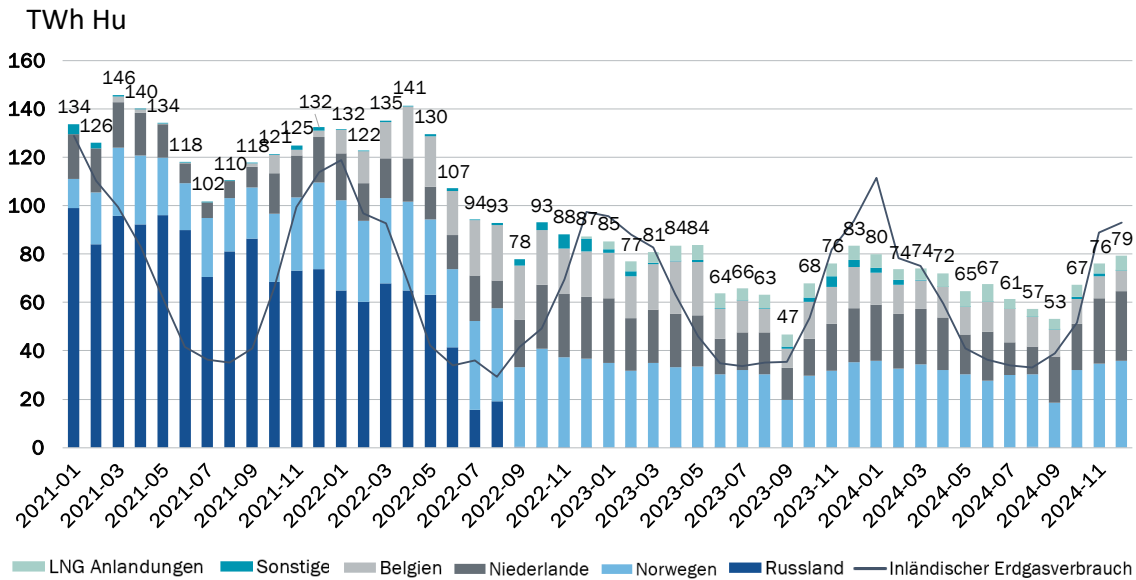
Abbildung 15 zeigt, dass das generelle Preisniveau bis 2016 deutlich sank und bis 2020 wieder leicht anstieg. In den Jahren 2021 und 2022 erfolgte ein erheblicher Anstieg um jeweils mehr als 100 Prozent. 2023 lagen die Preise dann wieder auf dem Niveau des Jahres 2021 und sanken im Jahr 2024 weiter. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

2.1.3.6 Gasimporte nach Ländern

Nach Beginn des russischen Angriffskrieges im Februar 2022 sank der Anteil der Gasimporte per Pipeline aus Russland stark ab. Kamen im Jahr 2021 in den ersten elf Monaten noch rund 70 Prozent der Gasimporte (exkl. Exporte) aus Russland, waren es im Jahr 2022 nur noch 35 Prozent. Seit März 2022 wurden die Gasmengen aus Russland sukzessive reduziert und zum 31. August 2022 komplett eingestellt (Abbildung 16).

Abbildung 16

Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern sowie Gasverbrauch



Quelle: Eigene Berechnungen Prognos aus Basis von ENTSO-G und Eurostat, dargestellt sind Gasimporte, Erdgasverbrauch in Dezember 2024 ist geschätzt

Die fehlenden Mengen wurden zu einem Teil durch größere Pipelineimporte aus anderen Ländern gedeckt. 2021 stammten noch rund 67 Prozent der Gasimporte aus Russland, im Jahr 2024 flossen dann 31 Prozent aus Norwegen, 20 Prozent aus den Niederlanden und 11 Prozent aus Belgien. Im Vergleich zu 2021 war das eine Erhöhung der Importe von 27 Prozent (Norwegen), 44 Prozent (Niederlande) bzw. 670 Prozent (Belgien). Zum anderen Teil wurden die reduzierten Gasmengen aus Russland durch Flüssiggas (LNG) vom Weltmarkt kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und Eemshaven in den Niederlanden sowie Zeebrugge in Belgien nach Deutschland fließt. Im Jahr 2024 änderte sich dieses Bild kaum. Bei den Importmengen aus den Niederlanden handelte es sich nicht ausschließlich um LNG. Hier müssen noch die in den Niederlanden geförderten und nach Deutschland exportierten L-Gasmengen abgezogen werden.

Im November 2022 wurde das erste schwimmende LNG-Terminal (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) in Deutschland ans Gasnetz angeschlossen. Aktuell sind fünf schwimmende LNG-Terminals in Deutschland in Betrieb, davon zwei in Niedersachsen (Stade und Wilhelmshaven), eins in Schleswig-Holstein (Brunsbüttel) und zwei in Mecklenburg-Vorpommern (Lubmin und Mukran auf Rügen). Wilhelmshaven speist hierbei am meisten LNG ins deutsche Netz ein.

2.1.3.7 Geplante Wasserstoffleitungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber für Erdgas haben in ihren ersten Ergebnissen zum Netzentwicklungsplan im Jahr 2022 einen Plan für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2032 vorgelegt. Im Jahr 2023 wurden die Planungen zum Wasserstoffkernnetz weiterentwickelt und konkretisiert. Im Plan enthalten sind 9.040 km an Wasserstoffleitungen, welche im Jahr 2032 eine Einspeiseleistung von 101 GW und eine Ausspeiseleistung von 87 GW erbringen sollen. Hierfür wird mit Investitionskosten in Höhe rund 19 Milliarden Euro gerechnet. Es sollen sowohl bestehende Gasleitungen umgestellt (60 Prozent) als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut (40 Prozent) werden. Bayern soll innerhalb des Planes über drei Stränge angebunden werden, die über Hessen, Baden-Württemberg und Sachsen/Thüringen laufen. Beim Anschluss über Sachsen/Thüringen handelt es sich um einen Neubau. Große Wasserstoffspeicher, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden, sind in Bayern nicht geplant. Der Grund hierfür liegt darin, dass bestehende Kavernenspeicher von Erdgas, die potenziell auch für die Speicherung von Wasserstoff in Frage kommen, bisher nicht in Bayern existieren.

Abbildung 17

Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland



Quelle: FNB Gas

2.1.3.8 Wasserstoffelektrolyseure

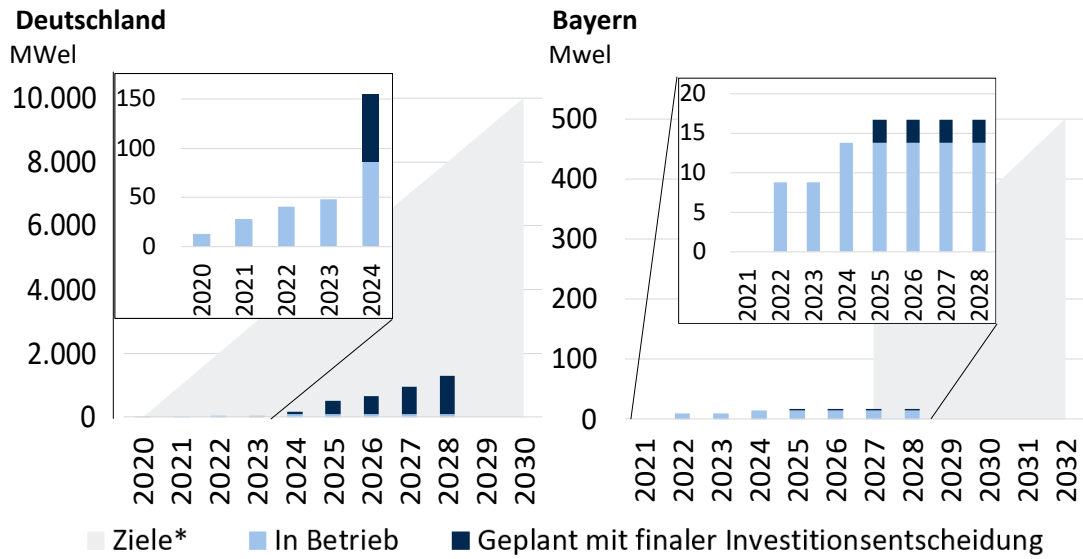
2020 wurde die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) verabschiedet. Die NWS sieht als Zielwert für Elektrolysekapazitäten einen jährlichen Zubau von 1 GW vor und strebt 10 GW installierte Elektrolysekapazität im Jahr 2030 an. In Abbildung 18 sind die bereits in Betrieb genommenen Elektrolyseure sowie die geplanten Anlagen mit FID (Final Investment Decision = endgültige bzw. finale Investitionsentscheidung) dargestellt. Letzteres bedeutet, dass eine formelle Zustimmung der Investoren vorliegt, die Projekte zur Ausführung zu überführen. Bis 2024 wurden rund 90 MW an Elektrolysekapazitäten in Betrieb genommen. Dieser Wert ist vom NWS-Ziel eines jährlichen Zuwachses von 1 GW weit entfernt (Abbildung 18, linke Grafik). Auch die bisher mit finaler Investitionsentscheidung geplanten Projekte lassen bis 2028 nur auf eine Gesamtkapazität von rund 1,3 GW schließen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Zielerreichung bis 2030 unwahrscheinlich.

Auch die Bayerische Wasserstoffstrategie sieht eigene Zubauziele für Elektrolyseure vor. Bis 2027 sollen Elektrolysekapazitäten in Höhe von 200 MW (unteres Ziel) bis 300 MW (oberes Ziel) und bis 2032 von 500 MW (unteres Ziel) bis 1.000 MW (oberes Ziel) vorhanden sein.

Gemessen an der aktuellen Dynamik gegeben durch die bereits laufenden Elektrolyseanlagen und geplanten Projekten befindet sich Bayern ebenfalls nicht auf dem Weg, diese Ziele zu erreichen (Abbildung 18, rechte Grafik).

Abbildung 18

Wasserstoffelektrolyseure in Deutschland und Bayern



*Ziele für Bayern in rechter Grafik nur als untere Grenze angegeben

Quelle: IEA

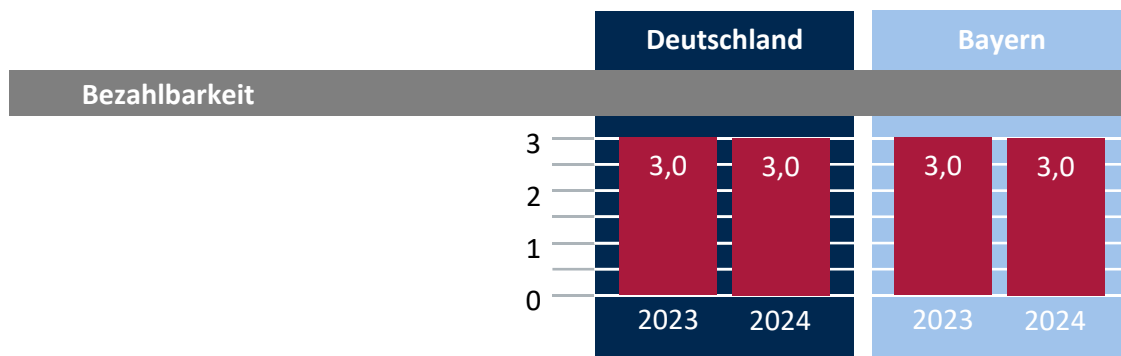
2.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 19

Bewertung der Bezahlbarkeit

	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	3,0 (3) ●	3,0 (3) ●
Industriestrompreis	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreis	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
 Vorjahreswert in Klammern
 ↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
 ↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Die Strompreise für Endkunden stiegen seit 2008 erheblich an.

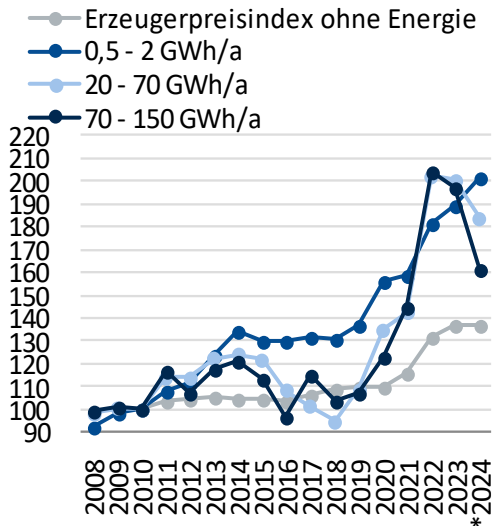
Wie sich der Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und Stromnetze im Zusammenspiel mit weiteren Einflussgrößen – unter anderem Brennstoffpreise, CO₂-Preise, veränderte Kraftwerkseinsatzstruktur – bislang auf die Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen auswirkten, wird im Folgenden dargestellt.

2.2.1 Industriestrompreise

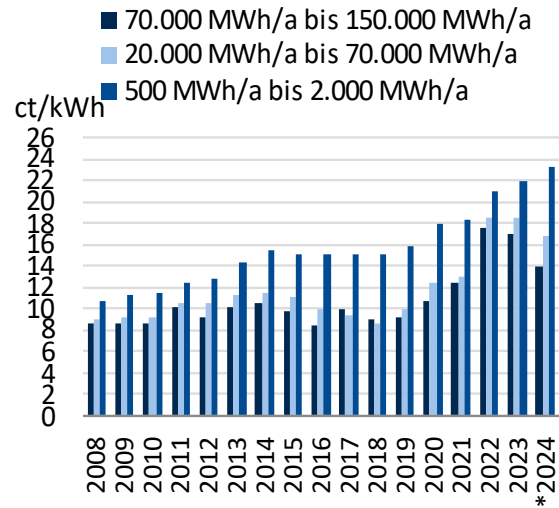
Abbildung 20

Industriestrompreise in Deutschland

Industriestrompreisindex



Industriestrompreise nach Abnahmeklasse



Bewertung	DE
> Doppelte Teuerungsrate	●
> Teuerungsrate	—
≤ Teuerungsrate	—

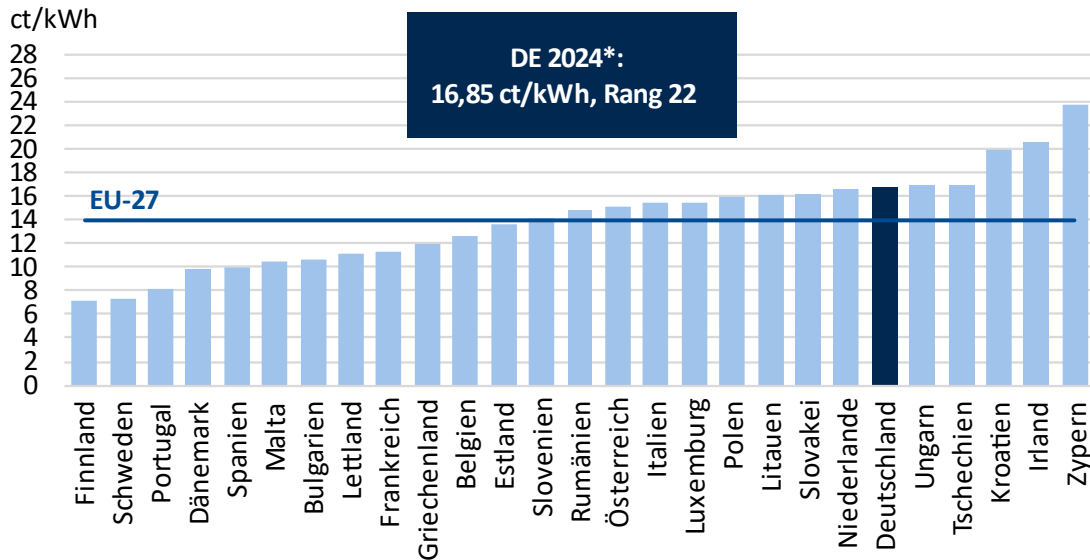
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Die Strompreise für Industriekunden stiegen seit Beginn des Monitorings deutlich an. Im Jahr 2022 wurden in den beiden hohen Abnahmefällen von 20.000 MWh/a bis 70.000 MWh/a und 70.000 MWh/a bis 150.000 MWh/a historische Höchstwerte erreicht. Seitdem ist ein Rückgang bei diesen Preisen zu verzeichnen. Der niedrige Abnahmefall von 500 MWh/a bis 2.000 MWh/a reagierte zeitverzögert auf den Anstieg der Börsenstrompreise und stieg bis 2024 weiter an.

Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist ein Vergleich mit dem Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2023 war gemittelt über die drei Abnahmefälle weiter ein Anstieg zu verzeichnen. Im Jahr 2024 lagen die indizierten Industriestrompreise in allen Abnahmeklassen erneut deutlich höher als der Erzeugerpreisindex (Abbildung 20, linke Seite), wobei die Abnahmeklassen 70.000 MWh bis 150.000 MWh sowie 20.000 MWh bis 70.000 MWh zum Vorjahr abnahmen.

Abbildung 21

Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2024



*1. Halbjahr

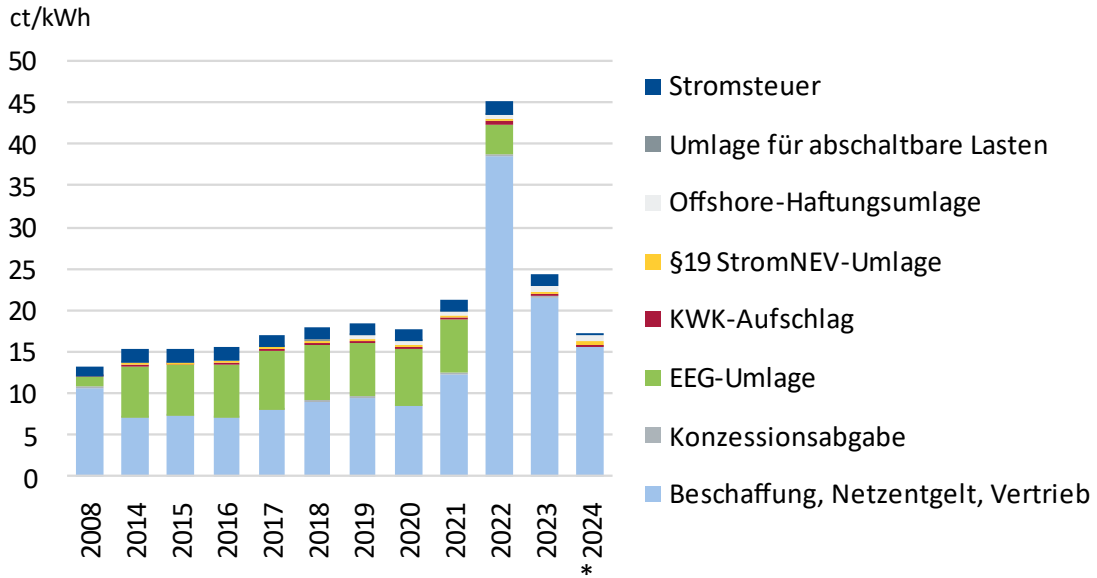
Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2024

Quelle: Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben)

Hohe Strompreise stellen vor allem für stromintensive Unternehmen, die mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb stehen, ein Problem dar. Deshalb wird als zweiter Maßstab für die Einordnung des Industriestrompreises in Deutschland dessen Position innerhalb der Industriestrompreise der EU-27-Staaten herangezogen. Hier lag Deutschland im Jahr 2023 im Mittelfeld auf Rang 14, das heißt in 13 europäischen Ländern waren die Strompreise niedriger als in Deutschland. Im ersten 1. Halbjahr 2024 fiel der Industriestrompreis des dargestellten Abnahmefalls zwar von 19,1 ct/kWh auf 16,9 ct/kWh. Dennoch verschlechterte sich Deutschlands Position im EU-27-Vergleich auf Rang 22.

Am günstigsten konnten Industriekunden im ersten Halbjahr 2024 in Finnland Strom beziehen, wo der Industriestrompreis im Vergleich zum Vorjahr weiter fiel. Auf den Plätzen zwei und drei lagen Schweden und Portugal. Portugal lag im 12. Monitoring noch auf Platz eins mit einem Industriestrompreis von 7,45 ct/kWh. Der EU-27-Durchschnitt fiel von 17,9 ct/kWh in 2023 auf 14,3 ct/kWh im Jahr 2024. Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-27-Durchschnittswert zählten unter anderem auch Dänemark und Frankreich (Abbildung 21).

Abbildung 22
Zusammensetzung des Industriestrompreises,
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



*Bis November 2024

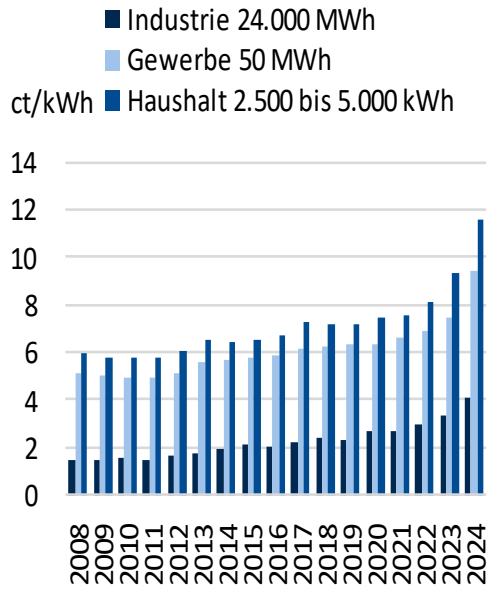
Quelle: BDEW 2023b

Abbildung 22 zeigt die Zusammensetzung des Industriestrompreises für die Abnahmeklasse mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 MWh und 20.000 MWh. Der Industriestrompreis in Deutschland in der dargestellten Abnahmeklasse stieg zwischen 2015 und 2022 kontinuierlich an. Einzig im Jahr 2020 war ein Rückgang aufgrund niedrigerer Beschaffungspreise auszumachen. Seit dem Peak im Jahr 2022 gingen die Preise zurück, im Jahr 2024 lagen sie wieder auf dem Niveau des Jahres 2021.

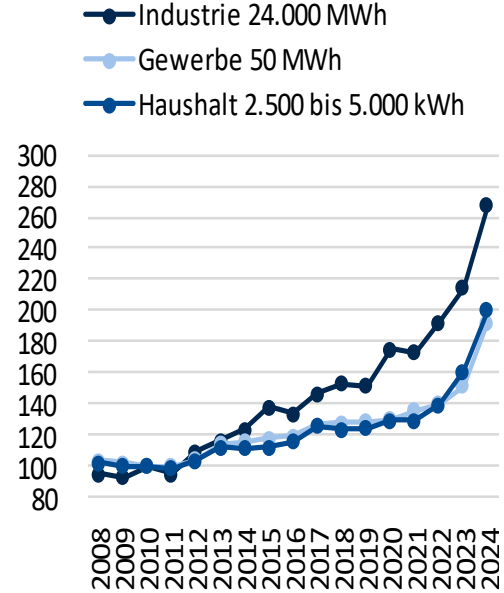
Aus den Daten des BDEW ist keine Unterscheidung zwischen den Beschaffungskosten des Stromes und den Netzentgelten ersichtlich. Die Netzentgelte gewannen in den letzten Jahren jedoch zunehmend an Bedeutung für den Strompreis. Mit ihnen werden unter anderem diejenigen Kosten an die Stromkunden weitergegeben, die den Netzbetreibern durch Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität und für den Netzausbau entstanden (vgl. Abschnitt 2.1.3.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh/a, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, verdoppelten sich von 2008 bis 2024 (Abbildung 23).

Abbildung 23
Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes

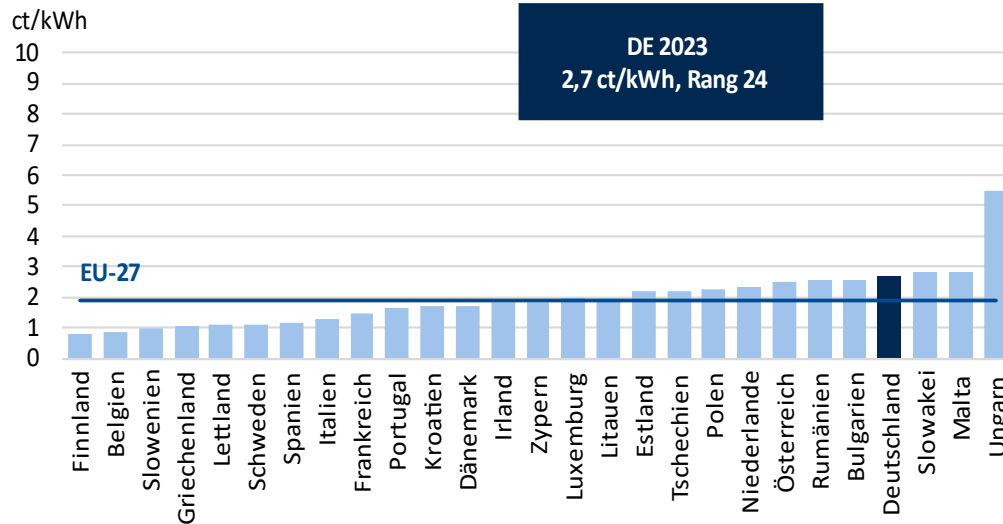


Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

2.2.2 Netzentgelte innerhalb der EU

Abbildung 24

Netzkosten der Industrie innerhalb der EU



Quelle: Eurostat

Ein Vergleich der Netzentgelte innerhalb der EU-27 zeigt, dass Deutschland mit Rang 24 zu den teuersten Ländern Europas gehörte. Nur drei Länder wiesen noch höhere Netzentgelte auf als Deutschland mit rund 2,7 GWh. Mit den geringsten Kosten belegte Finnland den ersten Rang, Belgien den zweiten und Slowenien den dritten, alle drei Länder wiesen Netzkosten von unter 1 ct/kWh auf.

2.2.3 Betriebe mit begrenzten Umlagen

Stromintensive Industrieunternehmen konnten unter bestimmten Umständen ihre Stromkosten senken, indem sie von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG Gebrauch machten. Auf Antrag begrenzte das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens zu erhalten. Um von der Umlagebegrenzung profitieren zu können, musste ein Unternehmen nach den Regelungen im EEG nachweisen, dass der bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens 1 GWh pro Jahr betrug. Darüber hinaus musste eine Stromkostenintensität von mindestens 14 beziehungsweise 20 Prozent, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, nachgewiesen werden. Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 5 GWh mussten zusätzlich nachweisen, dass sie ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement umsetzen. Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 5 GWh pro Jahr konnten ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz einführen.

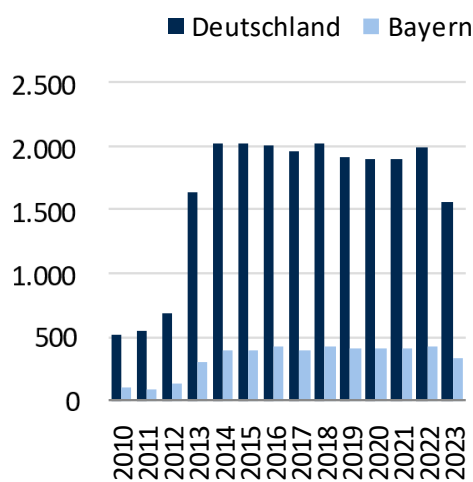
Die Anzahl der Betriebe, die unter die besondere Ausgleichsregelung fielen, blieb in den letzten Jahren stets zwischen 1.500 und 2.100 (Abbildung 2 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.5). In Deutschland waren es 2023 insgesamt 1.559 Unternehmen des produzierenden Gewerbes (2022: 1.990). Die auf das Gesamtjahr hochgerechnete Strommenge blieb 2023 ebenfalls gegenüber dem Vorjahr weitestgehend konstant und betrug 106,3 TWh (2022: 111,0 TWh). In Bayern lag die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2023 bei 334 (2022: 425). Mit der Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 entfällt die Bedeutung der besonderen Ausgleichsregelung für die EEG- Umlage.

Die besondere Ausgleichregelung spielt jedoch weiter eine Rolle für die weiter bestehenden Umlagen zu Offshore Netzanbindung sowie zur Finanzierung von gekoppelten Kraft-Wärme-Anlagen (KWKG-Umlage).

Abbildung 25

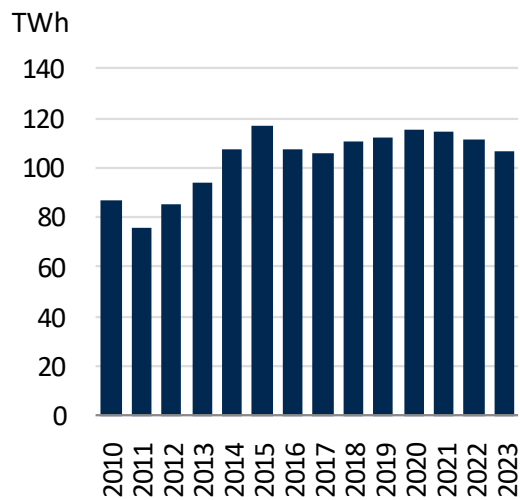
Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Besonderer Ausgleichsregelung

Anzahl der Betriebe



Quelle: BAFA

Betroffene Strommenge

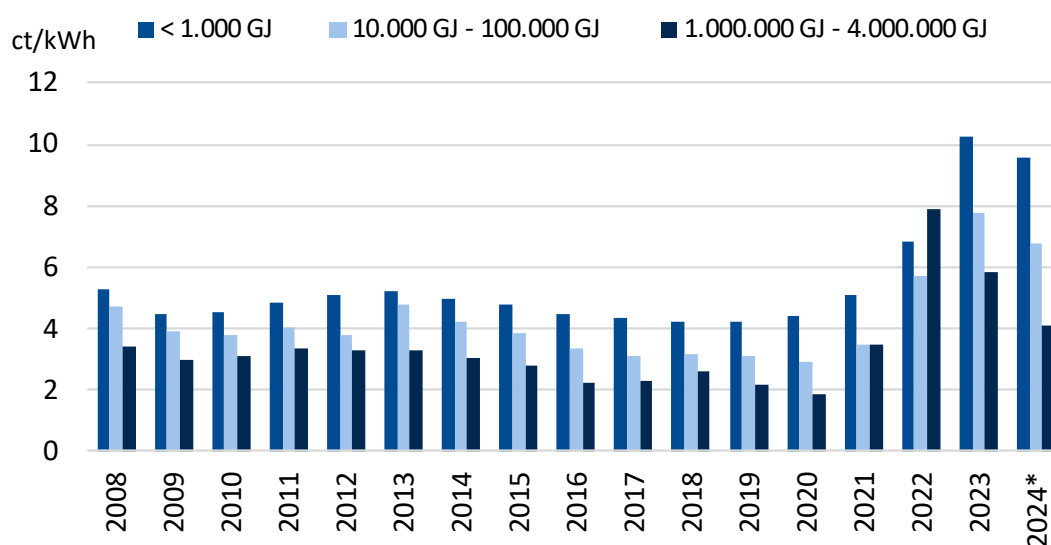


2.2.4 Erdgaspreise für die Industrie

Wie der Strompreis stieg auch der Erdgaspreis für die Industrie in den letzten Jahren erheblich an. Hatte sich der Preis zwischen 2015 und 2020 insgesamt in allen Abnahmeklassen noch verringert, stiegen die Preise seit 2021 deutlich an. Im Jahr 2023 lag der Erdgaspreis so hoch wie nie zuvor. Betriebe mit besonders hohen Abnahmemengen waren von diesem Anstieg stärker betroffen als jene mit niedrigeren Verbrauchsmengen. Im Jahr 2024 sank der Abnahmepreis in allen Abnahmeklassen (Abbildung 26).

Abbildung 26

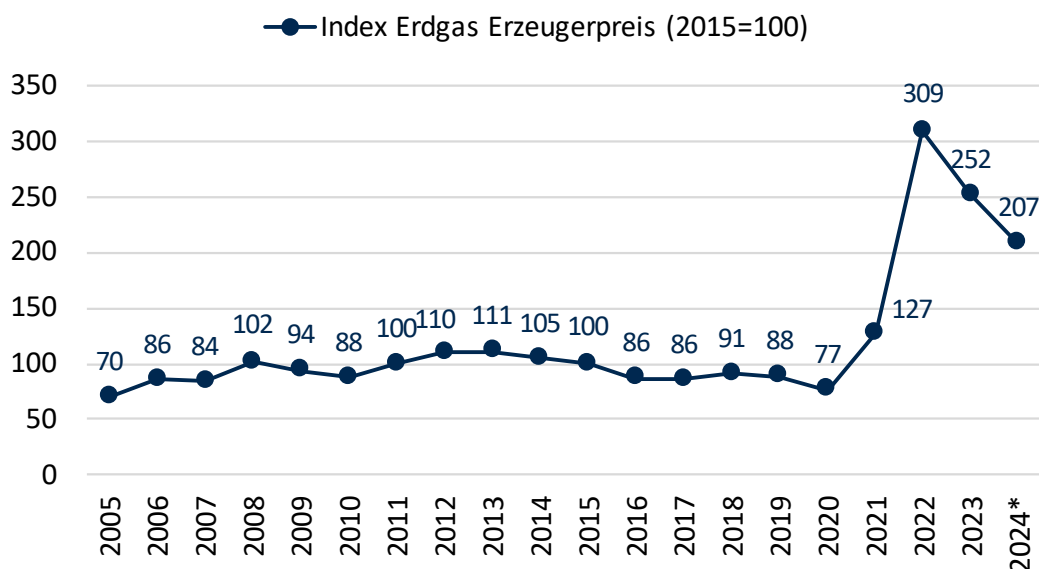
Erdgaspreise für Gewerbekunden



Werte für 2024 beinhalten nur Daten der ersten Jahreshälfte.

Quelle: Eurostat

Abbildung 27
Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas



*2024 nur erste Jahreshälfte

Quelle: Destatis

Die Erzeugerpreise für Erdgas nahmen seit 2020 zu und erreichten im Jahr 2022 einen Höchststand (+209 Prozent gegenüber 2015). In den Jahren 2023 und 2024 ging der Preis wieder zurück (siehe Abbildung 27). Die Entwicklung der Verbraucherpreise folgt in der Regel mit zeitlicher Verzögerung der Dynamik der Erzeugerpreise.

2.2.5 Strompreise für private Haushalte

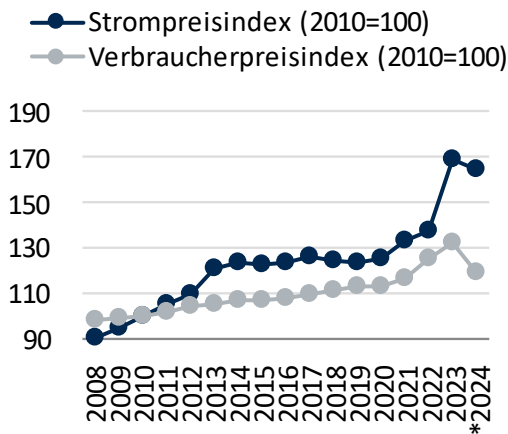
Eine Kilowattstunde kostete für Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2024 durchschnittlich 39,5 ct und war damit etwas billiger als im Vorjahr (40,7 ct/kWh), gleichzeitig aber gut 64 Prozent teurer als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2024 stieg der Strompreisindex damit fast dreimal so stark wie der Verbraucherpreisindex mit 19 Prozent.

Bei der Entwicklung des Haushaltsstrompreises spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2021 stiegen sie von Jahr zu Jahr und machten seit 2013 rund 50 Prozent des gesamten Strompreises aus. Die Erhöhung war im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (bei einem mittleren Jahresverbrauch von 3.500 kWh). Das Ende der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 bedeutete einen Rückgang der Steuern, Abgaben und Umlagen. Dieser wurde aber durch einen Anstieg der Beschaffungskosten weitestgehend ausgeglichen. In den vorherigen Monitoringberichten wurden im hierauf folgenden Kapitel die Anteile der Stromkosten an den Konsumausgaben der Haushalte dargestellt. Nach einer Revision stellt das Statistische Bundesamt die hierfür notwendigen Energiekosten

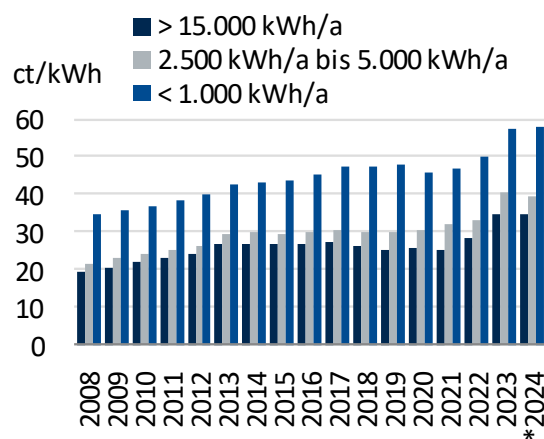
jedoch nur noch zusammen mit den Ausgaben für Wohnen bereit. Aus diesem Grund entfällt die Darstellung.

Abbildung 28
Strompreise für Haushaltskunden

Jährliche Veränderung



Haushaltsstrompreis nach Abnahmeklassen**



Bewertung	DE
> Doppelte Teuerungsrate	●
> Teuerungsrate	■
≤ Teuerungsrate	■

* Stromabnahmen von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen.

Für 2024 nur 1. Halbjahr.

** Beschriftungen: Abnahmefall 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr, mengengewichtet über alle Tarife, alle Steuern und Abgaben inbegriffen, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte.

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von Eurostat

2.2.6 Erdgaspreise für private Haushalte

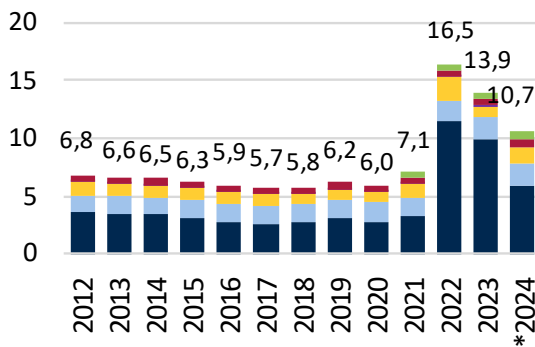
Auch für die privaten Haushalte wurde Erdgas 2021 und besonders 2022 deutlich teurer. Für die Bewohner von Einfamilienhäusern erreichte der Erdgaspreis – bedingt durch den neu hinzugekommenen CO₂-Preis – bereits 2021 den damaligen Höchststand im Betrachtungszeitraum (seit 2012). Gleichzeitig machten sich bereits im vierten Quartal 2021 deutlich gestiegene Großhandelspreise bemerkbar. Die Beschaffungskosten und (daraus resultierend) auch die Mehrwertsteuerbeiträge stiegen in Folge deutlich an. Im Jahr 2022 kam es zu mehr als einer

Verdoppelung des Erdgaspreises gegenüber dem Vorjahr. In den Folgejahren ging der Preis wieder deutlich zurück. Beschaffungskosten machen hierbei den größten Anteil daran aus. Die Entwicklung des Erdgaspreises für die Bewohner von Mehrfamilienhäusern verlief identisch, der Preis lag jeweils etwas niedriger.

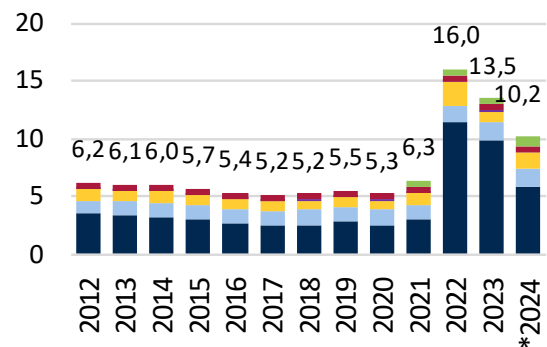
Abbildung 29

Erdgaspreise für Haushaltskunden

Einfamilienhäuser
ct/kWh



Mehrfamilienhäuser
ct/kWh



- Beschaffung, Vertrieb
- Netzentgelt inkl. Messung und Messstellenbetrieb
- Mehrwertsteuer
- Konzessionsabgabe
- Erdgassteuer
- CO₂-Preis

*MwSt. 7 Prozent

Quelle: BDEW Gaspreisanalyse Dezember 2024

2.2.7 Börsenstrompreis und EEG-Umlage

Die Endkundenpreise für Strom resultieren aus dem Zusammenwirken unterschiedlicher Preiskomponenten. Bei Industrieunternehmen, insbesondere energieintensiven Großabnehmern, haben die Börsenstrompreise einen entscheidenden Einfluss auf den Gesamtstrompreis.

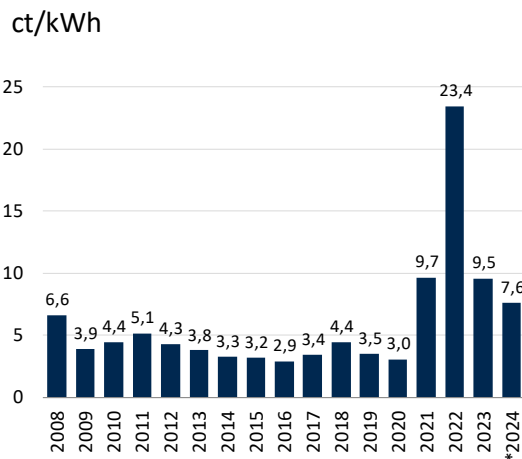
Der Börsenstrompreis geht als Beschaffungskosten in die Kalkulation der Endkundenstrompreise ein und hängt von vielen Faktoren ab (unter anderem von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. Im Jahr 2021 fand mehr als eine Verdreifachung des Preises auf 9,7 ct/kWh gegenüber 3,0 ct/kWh im Jahr 2020 statt. Grund hierfür war ein deutlicher Anstieg der Gas- und Steinkohlepreise im vierten Quartal 2021, der im Vorfeld des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stattfand. Im Jahr 2022 stieg der Börsenstrompreis aus dem gleichen Grund weiter massiv an. 2023 sank der Börsenstrompreis wieder auf

das Niveau von 2021 ab, im ersten Halbjahr 2024 lag der Preis bei 7,6 ct/kWh (Abbildung 30, linke Seite).

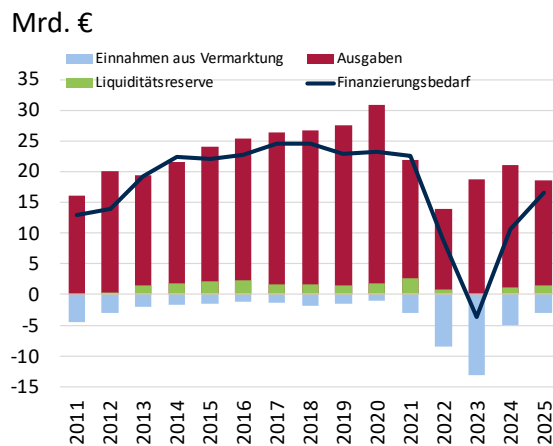
Trotz der Abschaffung der EEG-Umlage wird das EEG-Konto fortgeschrieben, da es weiter eine zentrale Rolle bei der Finanzierung erneuerbarer Energien darstellt. Bis zum Wegfallen der EEG-Umlage ab Juli 2022 wurde die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien weitestgehend über Anteile am Strompreis der Endverbraucher gedeckt. Seit diesem Zeitpunkt gleichen Bundeszuschüsse die Differenzen zwischen den Ausgaben, die durch die Vergütung der Produktion aus erneuerbaren Anlagen entstehen, und den Einnahmen durch Stromverkauf aus.

Abbildung 30
Börsenstrompreis und Entwicklung des EEG-Kontos

Börsenstrompreis



Verlauf des EEG-Kontos



*nur erste Jahreshälfte 2024

Quelle: EEX, energinet.dk, Nordpool Group, BNetzA (netztransparenz.de)

Dabei fallen Vermarktungserlöse aus dem Verkauf am Strommarkt unter Einnahmen. Die Zahlungen an EEG-Anlagen für die Einspeisung von Strom gehören hingegen – zusammen mit den sonstigen Kosten für Management, Wartung und betriebliche Aufwendungen – zu den Ausgaben. Die Liquiditätsreserve dient als zusätzlicher Puffer, um Differenzen zwischen Einnahmen und Ausgaben auszugleichen und die Zahlungsfähigkeit zu gewährleisten. Im Jahr 2023 kam es zu einem negativen Finanzierungsbedarf, da in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der stark gestiegenen Börsenstrompreise hohe Erlöse mit der Vermarktung erneuerbarer Energien erzielt werden konnten.

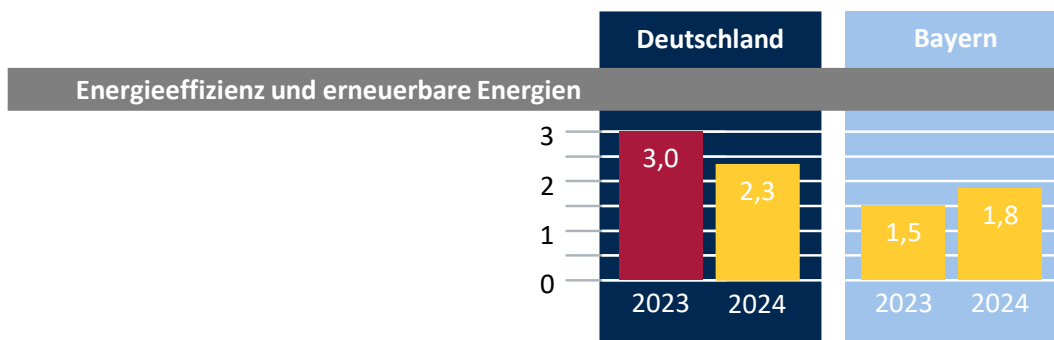
2.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 31

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und erneuerbare Energien	↑ 2,3 (3,0) ●	↓ 1,8 (1,5) ●
Ausbau Wind & PV	2 (neu) ●	2 (neu) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	↑↑ 1 (3) ●	1 (1) ●
Erzeugung erneuerbarer Energien	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
Vorjahreswert in Klammern
↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

2.3.1 Installierte Leistung erneuerbarer Energien

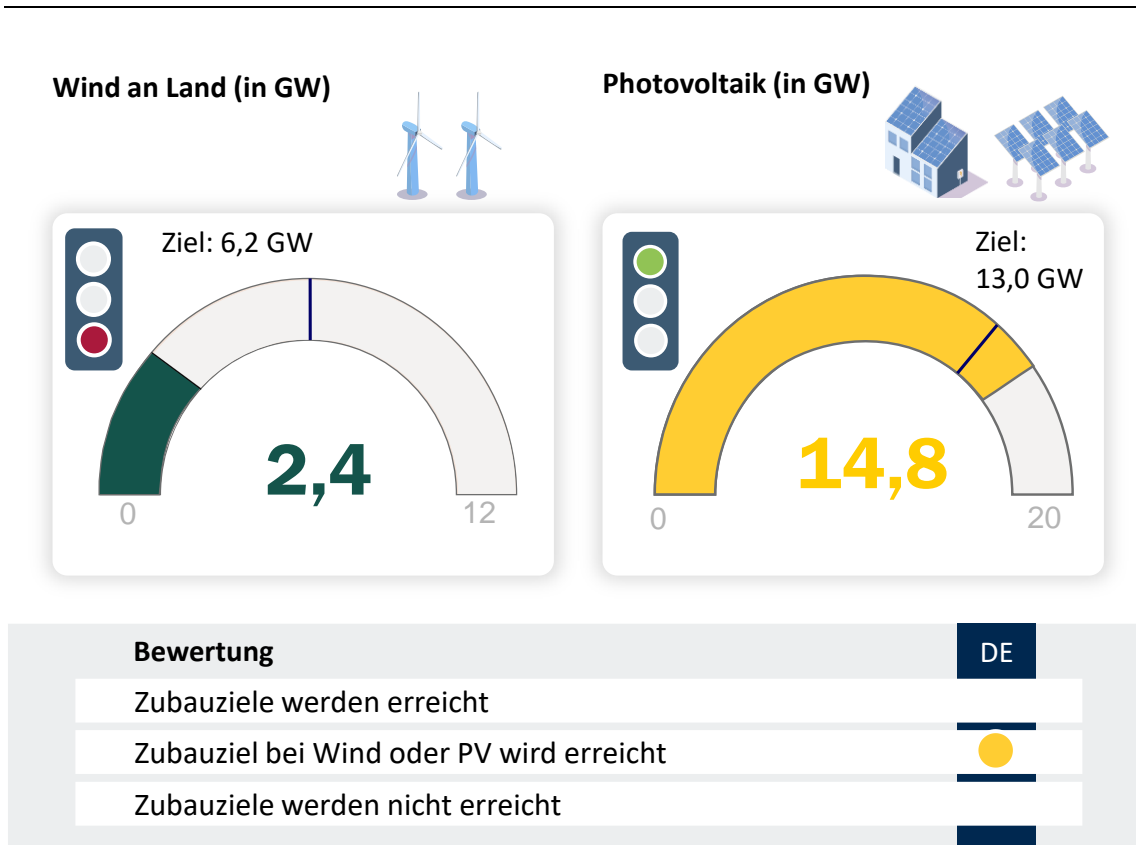
Die installierte Leistung erneuerbarer Energien hat sich in Deutschland seit 2008 von rund 38 GW auf über 185 GW im Jahr 2024 fast verfünffacht. Zwischen 2008 und 2024 entfielen rund 59 Prozent des EE-Zubaus auf PV-Anlagen und 36 Prozent auf Windenergieanlagen.

Die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele für den Zubau an erneuerbaren Energien gesetzt. Diese liegen aktuell niedriger als mittel- und langfristig. Für Windenergie an Land lag das Ausbauziel im Jahr 2024 bei 6,2 GW, erreicht wurden jedoch nur 2,4 GW. Langfristig ist zur Erreichung der Ziele ein jährlicher Zubau von bis zu 12 GW pro Jahr notwendig. Bei Photovoltaik sieht das Bild anders aus. Hier lag das Ausbauziel im Jahr 2024 bei 13 GW. Dieses wurde mit

einem Zubau von 14,8 GW deutlich übertroffen. Langfristig sind aber auch hier mit rund 20 GW höhere jährliche Ausbauraten erforderlich. Mit dem aktuellen Monitoring wurde eine neue Ampelbewertung für den Zubau von Windkraft- und PV-Anlagen eingeführt.

Abbildung 32

Deutschland – Dynamik des Ausbaus im letzten Jahr
(01.01.2024- 31.12.2024)



Quelle: Marktstammdatenregister

Die installierte Leistung von PV-Anlagen hat sich seit 2008 von rund 6 GW auf über 97 GW mehr als verzehnfacht. Ein starker Zubau von jährlich durchschnittlich fast 8 GW fand in den Jahren 2010 bis 2012 statt. Zwischen 2013 und 2017 kam es zu einer deutlichen Verlangsamung des Ausbaus von PV-Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren auf unter 2 GW jährlich. Seit 2017 erhöhte sich der Zubau von PV-Anlagen wieder deutlich. 2023 und 2024 wurden jeweils rund 15 GW zugebaut.

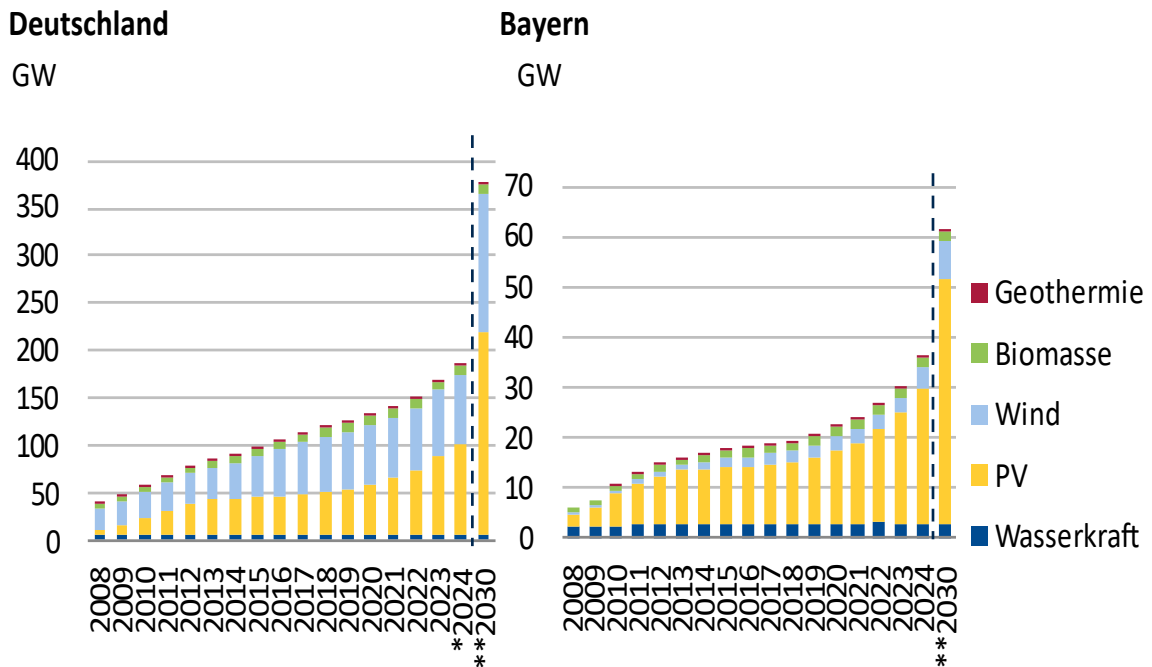
Bei Windenergieanlagen kam es zwischen 2008 und 2024 zu einer Verdreifachung der installierten Leistung von rund 23 GW auf 72 GW. Im Jahr 2017 erreichte der Windenergieausbau mit über 6 GW seinen bisherigen Höhepunkt. In den Jahren danach brachen die Zubauzahlen auf unter 2 GW im Jahr 2020 ein. Im Jahr 2023 wurden mehr als 3 GW, im Jahr 2024 mehr als 2 GW an Anlagenleistung errichtet.

In den nächsten Jahren ist aufgrund der Dynamik bei genehmigten Windenergieanlagen von 14 GW in 2024 mit einer deutlichen Steigerung des Ausbaus zu rechnen. Von der Genehmigung bis zum Bau der Anlage dauert es aktuell rund zwei Jahre.

In Abbildung 33 sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien für 2030 dargestellt. Um die geltenden Ziele zu erreichen, muss die bis Ende 2024 installierte Anlagenleistung bis 2030 mehr als verdoppelt werden. Hierfür ist ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 19 GW bei Photovoltaik und 11 GW bei Wind notwendig.

Abbildung 33

Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung



* Ausbauziel 2030 des EEG

** Ausbauziel 2030 der Staatsregierung

Quelle: BMWi Energiedaten 2023, Energycharts 2024, EEG 2023, für Windenergie eigene Abschätzung Prognos, Föderal Erneuerbar, Bericht aus der Kabinettsitzung vom 17. Mai 2022

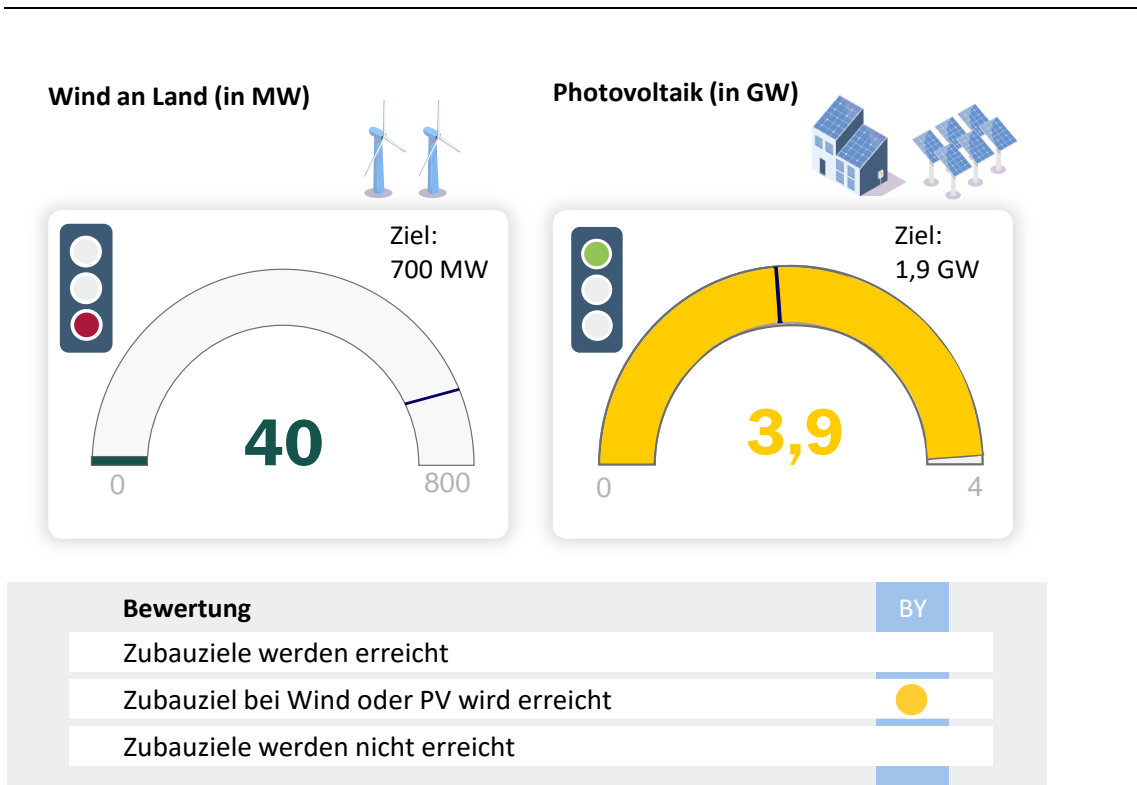
Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2024 von 6 GW auf 33 GW ausgebaut und somit mehr als verfünffacht. PV-Anlagen machten mit rund zwei Dritteln den größten Anteil bei diesem Zubau aus. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 auf 0,5 GW pro Jahr zurück. In den Folgejahren stieg der Zubau an, lag 2023 bei 3,5 GW und 2024 bei 3,9 GW. Das aus der Studie „Bayernplan Energie 2040“ entnommene Zubauziel von 1,9 GW für die Jahre 2023 und 2024 wurde deutlich übererfüllt. Im Jahr 2024 lag der Ausbau in Bayern sogar bereits nahe am langfristigen Zielwert von 4 GW. Für die Wahl des jährlichen Zubauziels

wurden Werte aus der genannten Studie verwendet, da sich Bayern kein jährliches Ziel gesetzt hat. In einer weiteren Studie „Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral“ im Auftrag des Freistaats finden sich etwas höhere Werte für den Zubau von 4,2 GW.

Beim Ausbau von Windenergieanlagen ist eine deutlich schwächere Dynamik zu verzeichnen. Ende 2024 waren 2,7 GW installierter Leistung in Betrieb. Wurden in den Jahren 2013 bis 2017 noch durchschnittlich über 300 MW pro Jahr zugebaut, kam der Ausbau seitdem nahezu zum Erliegen. In den Jahren 2023 und 2024 wurden jeweils rund 40 MW zugebaut. Damit entfielen rund 94 Prozent der Ende 2024 installierten Leistung auf Anlagen, die vor dem Jahr 2018 zugebaut wurden. Das jährliche Zubauziel von 700 MW wurde deutlich verfehlt. Auch langfristig sind mit 800 MW deutlich höhere jährliche Ausbauraten erforderlich. In der Studie „Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral“ liegen die Werte mit rund 1,3 GW noch höher.

Abbildung 34

Bayern – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr
(01.01.2024- 31.12.2024)



Quelle: Marktstammdatenregister

Im Jahr 2022 hat sich die Bayerische Staatsregierung Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien gesetzt. Bis zum Jahr 2030 wird eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber 2021 angestrebt. Es sollen mehr als 1.000 neue Windkraftanlagen zugebaut werden, die Anlagenleistung der Photovoltaik soll sich gegenüber 2021 verdreifachen. Um die Ziele zu erreichen, ist bis 2030 ein durchschnittlicher Zubau der Leistung von 3,7 GW bei

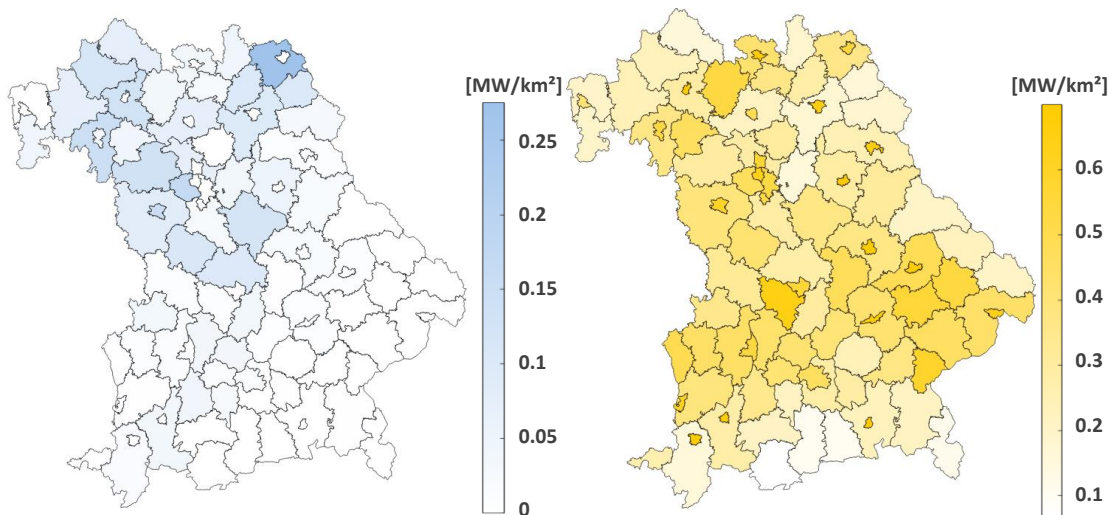
Photovoltaik und 700 MW bei Windenergieanlagen notwendig. Bei Photovoltaik liegt der Zubau des Jahres 2023 damit bereits fast in der Größenordnung der Zubauziele. Der Zubau von Windenergieanlagen muss gegenüber 2023 um fast um den Faktor 20 vervielfacht werden.

Der Ausbau der Windenergieanlagen ist regional sehr unterschiedlich über die Landkreise des Freistaates Bayern verteilt. Über 70 Prozent der Ende 2023 installierten Anlagen entfallen auf Landkreise in Franken beziehungsweise im nördlichen Bayern. Landkreise im südlichen und östlichen Bayern zeigen im Vergleich dazu deutlich geringere installierte Anlagenleistungen. Die installierte Leistung der Photovoltaik ist deutlich gleichmäßiger über die Landkreise des Freistaates verteilt.

Abbildung 35

Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2024)

Windkraft an Land: 2,68 GW Gesamtleistung Photovoltaik: 26,5 GW Gesamtleistung



Quelle: Marktstammdatenregister

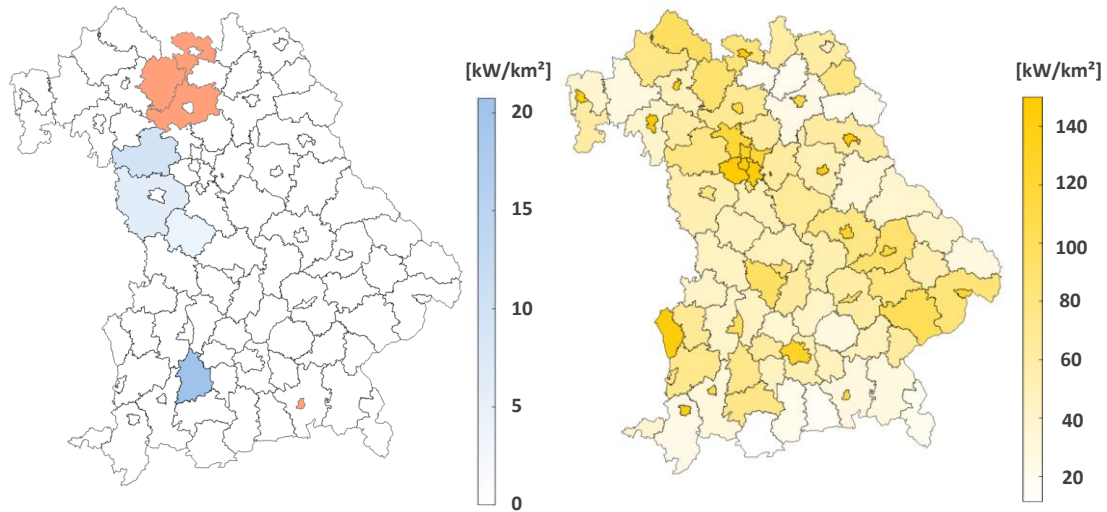
Ein ähnliches Bild wie bei der gesamten installierten Leistung zeigt sich für den Zubau an Windkraftanlagen. Der geringe Zubau von 36 GW ist vollständig auf Landkreise im Norden Bayerns verteilt. In vier Landkreisen kam es sogar zu einem Rückbau der Anlagenkapazität (rot dargestellt in Abbildung 36). Im Vergleich dazu erfolgte der Zubau an Photovoltaikanlagen deutlich gleichmäßiger über die Landkreise.

Abbildung 36

Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2024

Windkraft an Land: 40 MW Netto-Zubau

Photovoltaik: 3,9 GW Netto-Zubau



Quelle: Marktstammdatenregister

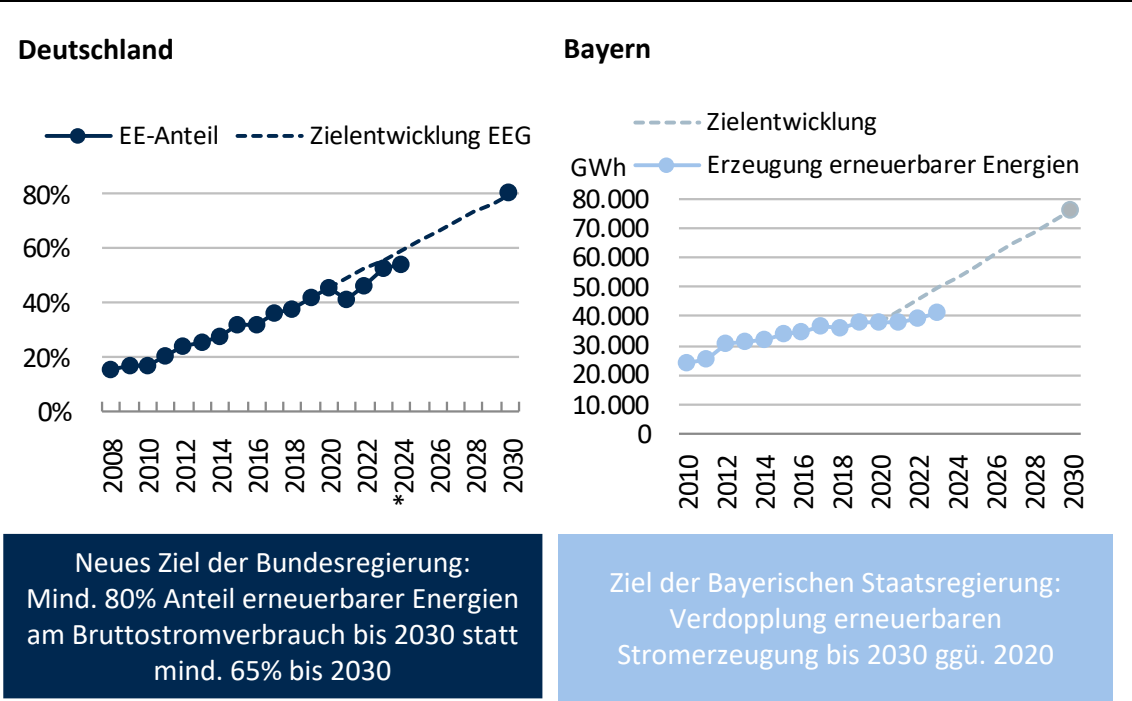
2.3.2 Erzeugung erneuerbarer Energien

Im EEG 2023 wurde ein Ausbauziel von 80 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2030 gesetzlich festgeschrieben. Dies ist eine deutliche Erhöhung gegenüber den zuvor geltenden Zielen.

Für Bayern ist der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 auf 70 Prozent festgelegt. Die Bayerische Staatsregierung hat sich im Mai 2022 neue Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien gesetzt. Angestrebt wird bis 2030 eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber 2020.

Als Bewertungsmaßstab wurde jeweils ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2020 und dem jeweiligen Zielwert definiert.

Abbildung 37
Erzeugung erneuerbarer Energien



Bewertung	DE	BY
Abweichung nach unten größer als 2%	●	●
Abweichung nach unten zwischen 1 und 2%	■	■
Abweichung nach unten kleiner als 1%	■	■

*vorläufige Werte

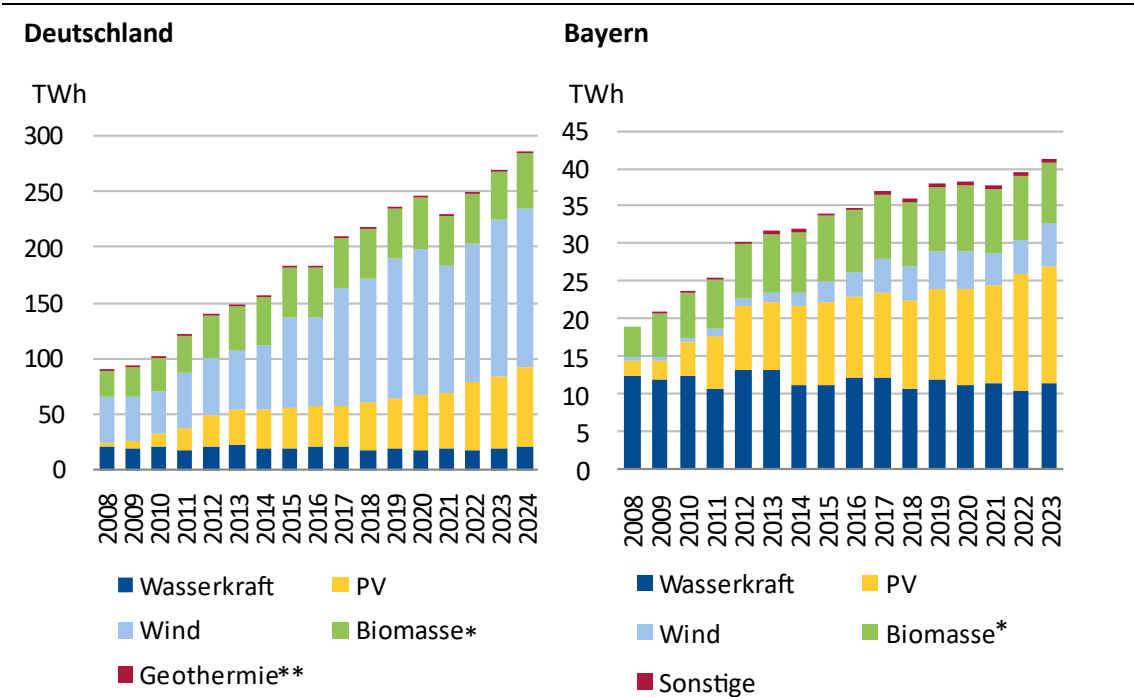
Quelle: AG Energiebilanzen, Stand September 2024, BMWi Energiedaten 2024, EEG 2024, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2023 vorläufig, 2022 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches

In Deutschland stieg der Anteil der erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in den Jahren 2023 und 2024 deutlich an. Mit 54 Prozent lag der Wert im Jahr 2024 1,5 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert und 9 Prozentpunkte über dem Wert von 2020. Damit liegt der Wert zwar weiter unterhalb des 80-Prozent-Zielpfades, nähert sich diesem jedoch an. Gründe für den Anstieg waren der Rückgang des Bruttostromverbrauchs sowie die Zunahme der Erzeugung von Photovoltaik, Biomasse und Wind.

Auch in Bayern stieg die erneuerbare Erzeugung im Jahr 2023 deutlich an und erreichte 41.000 GWh. Damit liegen die bayerischen Werte weiter unter dem Zielpfad.

Abbildung 38

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger



* Biomasse: Inkl. biogene Festbrennstoffe, flüssige Bioenergieträger, Biogas, Klärgas, Deponiegas, ohne biogener Anteil des Abfalls

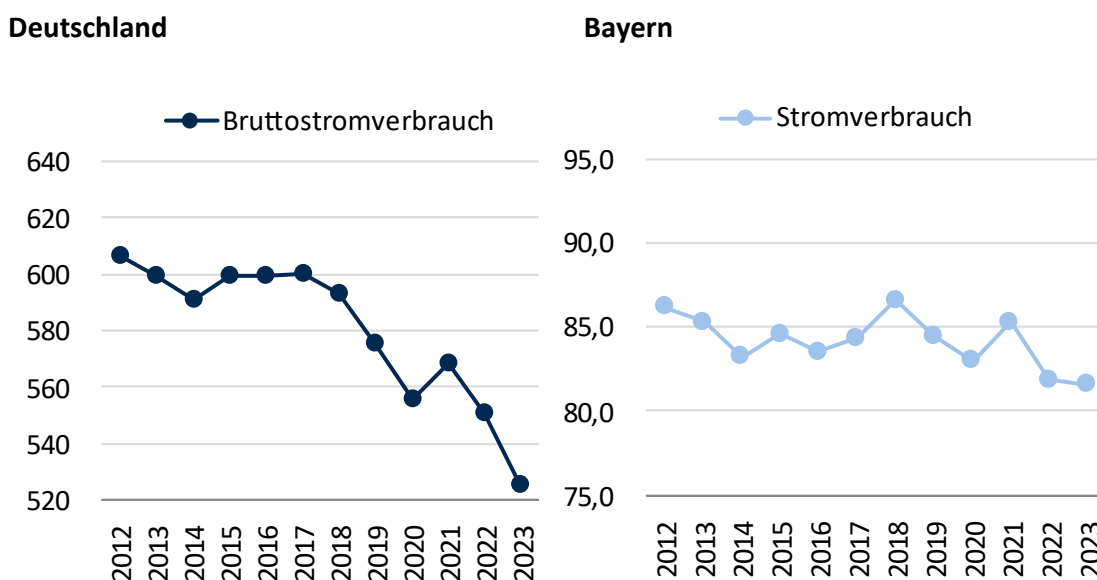
** Geothermie: Inkl. sonstige erneuerbare Energieträger: Solarthermie, Klärgas, Deponiegas, Sonstige

Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik

2.3.3 Entwicklung des Stromverbrauchs

In bisherigen Monitoringberichten wurden quantitative und qualitative Ziele für Deutschland und Bayern mitgeführt. Da diese Ziele überholt sind, wurden sie im aktuellen Monitoringbericht nicht mehr aufgenommen. Im Zuge der Elektrifizierung ist für die Zukunft ohnehin mit einem deutlich steigenden Stromverbrauch aufgrund der neuen Verbrauchergruppen Wärmepumpen, Elektromobilität und Elektrolyse bis zur Erreichung von Klimaneutralität zu rechnen. Dennoch ist es erforderlich, bei den konventionellen Nachfragern wie Beleuchtung, Geräten, Steuerungen, raumluftechnischen Anlagen etc. weiter die Effizienz zu steigern, um den Verbrauchsanstieg zu begrenzen.

Abbildung 39
Stromverbrauch



Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2024 (2023 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2022 und 2023 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm

Im Jahr 2020 ging der Stromverbrauch insbesondere aufgrund des coronabedingten Wirtschaftseinbruchs deutlich zurück. In den Jahren 2022 (551 TWh) und 2023 (526 TWh) lag der Bruttostromverbrauch sogar unterhalb des Wertes von 2020. Die Gründe hierfür liegen zu großen Teilen in einem Rückgang der stromintensiven Produktion.

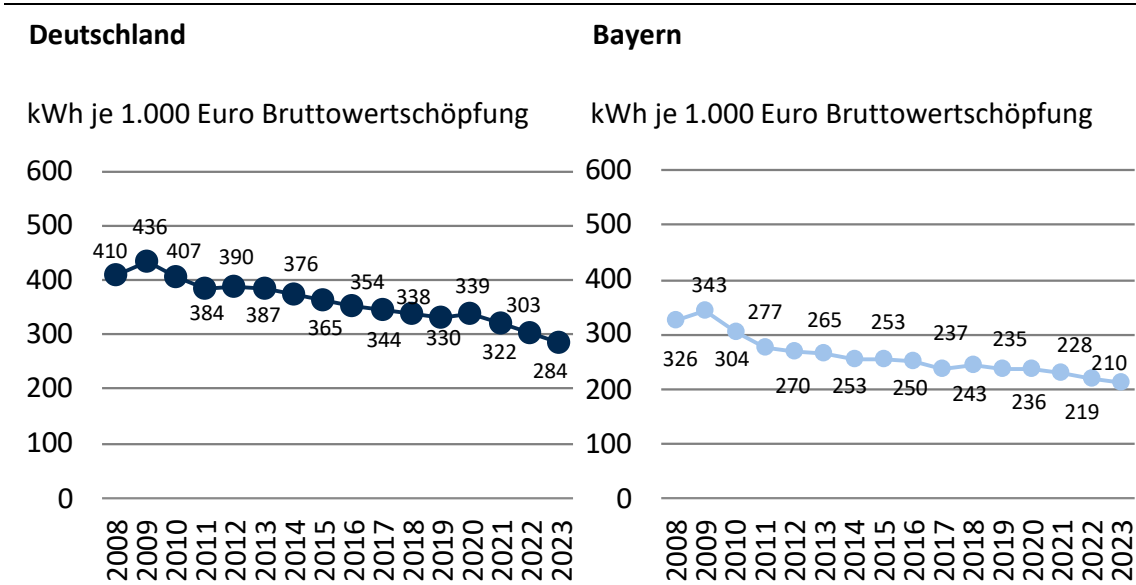
In Bayern unterlag der Stromverbrauch seit 2012 nur geringen Schwankungen. Der höchste Wert wurde dabei im Jahr 2018 mit 87 TWh erreicht. Im Jahr 2023 erreichte der Stromverbrauch mit 82 TWh den niedrigsten Wert im Betrachtungszeitraum.

2.3.4 Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte

Ergänzend zum Bruttostromverbrauch wurden Indikatoren für die Entwicklung der Strom-Intensität der Industrie beziehungsweise des spezifischen Stromverbrauchs der privaten Haushalte betrachtet. In den Energiekonzepten ist keine entsprechende Vorgabe formuliert, deshalb kann hier keine Gegenüberstellung der erfassten Entwicklung mit Zielen vorgenommen werden. Die Indikatoren haben informatorischen Charakter, eine Ampelbewertung entfällt.

Abbildung 40

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



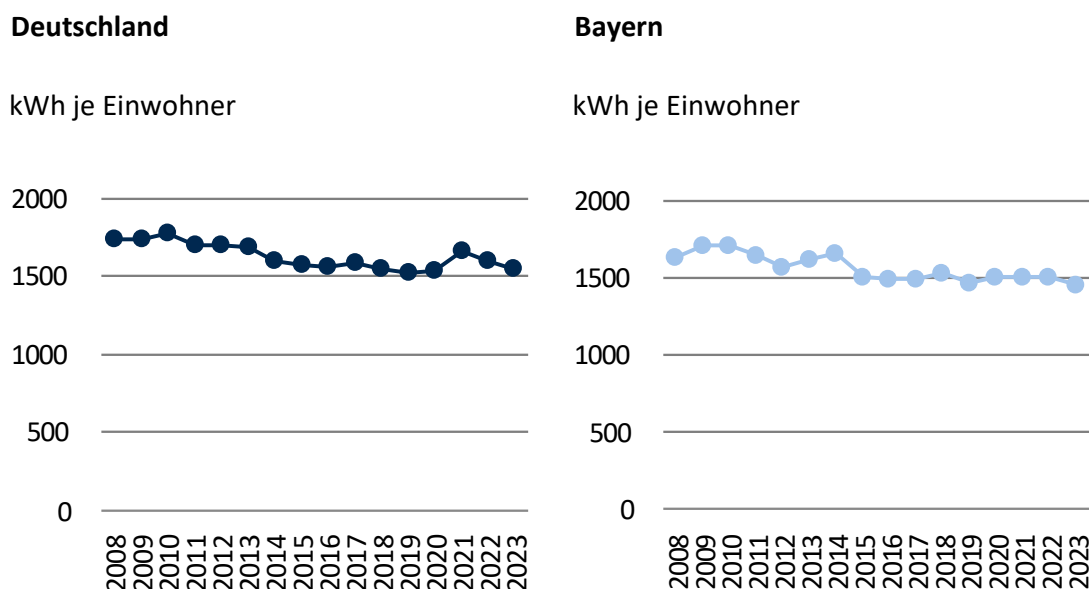
Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter der Länder, StMWi

Die Stromintensität der deutschen Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung. Zwischen 2009 und 2019 ging die Stromintensität um gut 24 Prozent zurück. Der entsprechende Rückgang in Bayern fiel im selben Zeitraum mit 30 Prozent deutlich höher aus. Im Jahr 2021 war in Deutschland ein deutlicher und in Bayern ein leichter Anstieg zu beobachten (Abbildung 40), die jeweils auf den pandemiebedingten Rückgang der Bruttowertschöpfung der Industrie zurückzuführen waren und somit einen „Kapazitätseffekt“ darstellen. Im Jahr 2023 ging die Stromintensität der Industrie sowohl in Deutschland als auch in Bayern wieder zurück und lag jeweils unterhalb der Werte von 2019.

Der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte veränderte sich im Zeitraum 2008 bis 2012 in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Zwischen 2012 und 2018 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung. Zwischen 2018 und 2020 blieb der Wert ungefähr konstant bei 1.530 kWh pro Kopf (Abbildung 41). Im Jahr 2023 ist der spezifische Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr wieder leicht gesunken und liegt bei etwa 1.540 kWh pro Kopf.

Abbildung 41

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quelle: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik

In Bayern schwankte der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte seit dem Jahr 2015 nur leicht um 1.500 kWh/Einwohner. Im Jahr 2023 war ein Rückgang gegenüber dem Vorjahr auf 1.457 kWh/Einwohner beobachtet. Dies war der tiefste Wert im Beobachtungszeitraum. Allgemein wurde in der Vergangenheit in Bayern pro Kopf geringfügig weniger Strom verbraucht als in Deutschland.

2.3.5 Gasverbrauch

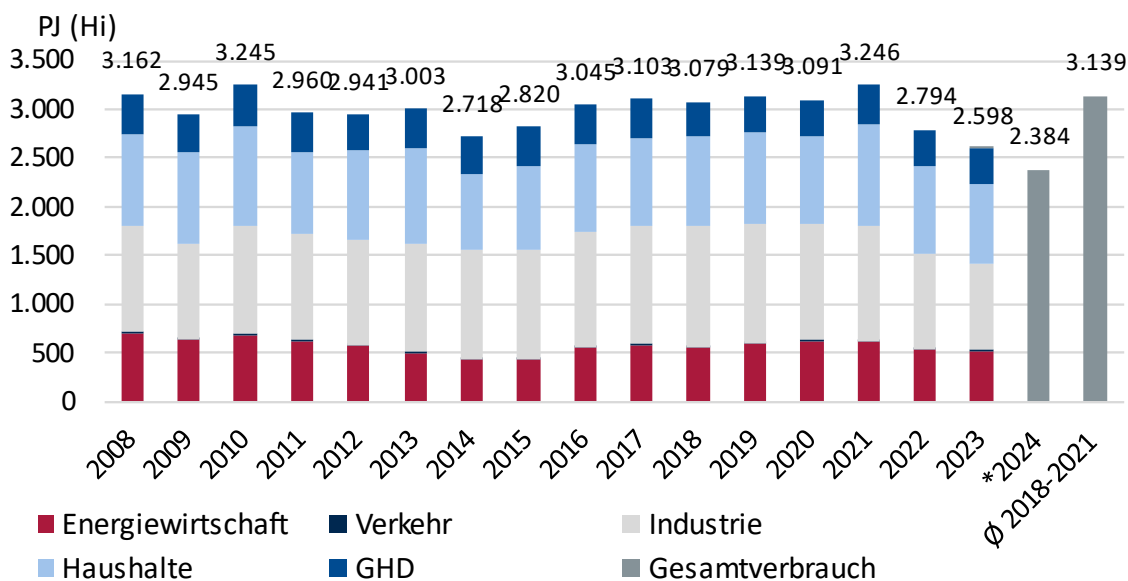
Der gesamte Verbrauch von Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) lag in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2024 stets zwischen 2.384 PJ (2024) und 3.246 PJ (2021). Eine eindeutige Entwicklungstendenz war nicht zu erkennen, jedoch lag der durchschnittliche Verbrauch der Jahre 2016 bis 2021 mit 3.117 PJ um knapp 200 PJ über dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2011 bis 2015 (2.888 PJ). Im Jahr 2023 erreichte der Verbrauch mit 2.598 PJ den tiefsten Wert im Betrachtungszeitraum. Die angestrebte Reduktion um 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr wurde damit zwar verfehlt (knapp 7 Prozent wurden erreicht), die befürchtete Gasmangellage blieb jedoch aus. Im Jahr 2023 sank der Verbrauch weiter, und blieb mit 2.598 PJ weiterhin unterhalb von 3.000 PJ. Die Zahlen bis zum Dezember 2024 deuten auf ein vergleichbares bzw. leicht höheres Niveau als in 2023 hin.

Größter Verbraucher war über den gesamten Zeitraum die Industrie, im Jahr 2023 entfielen rund 34 Prozent des Gasverbrauchs auf diesen Sektor. Die Industrie war der einzige Sektor, bei

dem zwischen 2008 und 2020 ein eindeutig steigender Verlauf des Gasverbrauchs zu verzeichnen war, zuletzt ging auch hier der Verbrauch deutlich zurück (2023: 888 PJ; 2020: 1.199 PJ).

Abbildung 42

Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland



*Bis Dezember

Quelle: AG Energiebilanzen, BNetzA

2.3.6 Energieproduktivität

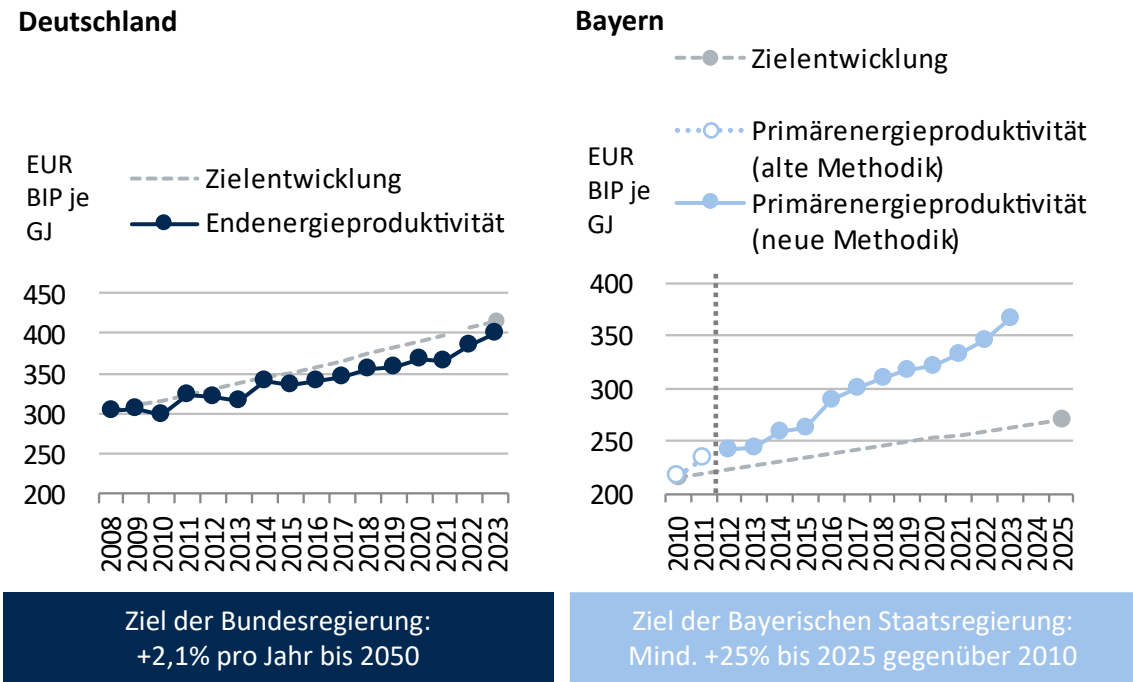
Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem Bruttoinlandprodukt (BIP) und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der Primärenergieverbrauch (PEV) oder der Endenergieverbrauch (EEV) herangezogen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Varianten ist der Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Strom, Fernwärme und verarbeiteten Mineralölprodukten. Im PEV ist dieser Energieträgereinsatz enthalten. Der EEV umfasst dagegen das Resultat dieses Einsatzes, nämlich den Verbrauch von Strom, Fernwärme, Brenn- und Treibstoffen aus Mineralöl und Gas. Gemäß Energiekonzept der Bundesregierung wird eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent angestrebt. Das Bayerische Energieprogramm legt als Ziel eine Steigerung der Primärenergieproduktivität um 25 Prozent zwischen 2010 und 2025 fest.

Bis zum Jahr 2011 wurden für das Monitoring Werte verwendet, die gemäß der alten Methodik des bayerischen Statistikamtes berechnet wurden. Ein neuer Zielpfad wurde nicht berechnet. Der Startpunkt des bayerischen Zielpfades ist nach wie vor die Primärenergieproduktivität im

Jahr 2010. Bis 2025 soll die Produktivität um mindestens 25 Prozent gegenüber diesem Startwert steigen. Der für das Monitoring definierte Zielpfad verhält sich linear.

Abbildung 43

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Bewertung	DE	BY
Werte kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte zwischen 98% und 100% des Zielwerts	■	■
Werte größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quelle: AG Energiebilanzen, Bayerisches Energieprogramm, Bayerisches Landesamt für Statistik, Energiekonzept der Bundesregierung, IE-Leipzig (2021 vorläufig, 2022 Schätzung), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel sowohl im Jahr 2022 als auch im Jahr 2023 klar verfehlt, wobei sich der Wert 2023 (-3,6 Prozent) verglichen mit dem Vorjahr (-5,4 Prozent) dem Zielpfad wieder annäherte. Coronabedingt ging der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 deutlich zurück, die Wirtschaftsleistung stieg dagegen leicht an, sodass der entsprechende Produktivitätswert nur noch knapp (-0,9 Prozent) unter dem Zielpfad lag (2019: -6,3 Prozent). Im Jahr 2021 stieg der Endenergieverbrauch wieder an, während die Wirtschaftsleistung zurückging. 2022 stieg der Endenergieverbrauch zwar wieder auf das Niveau von 2020, der stärkere Anstieg bei der Wirtschaftsleistung führte jedoch zu einem

Anstieg der Energieproduktivität. Im Jahr 2023 bewegten sich beide Werte wieder entgegengesetzt, die Endenergieproduktivität stieg auf 400 EUR/GJ.

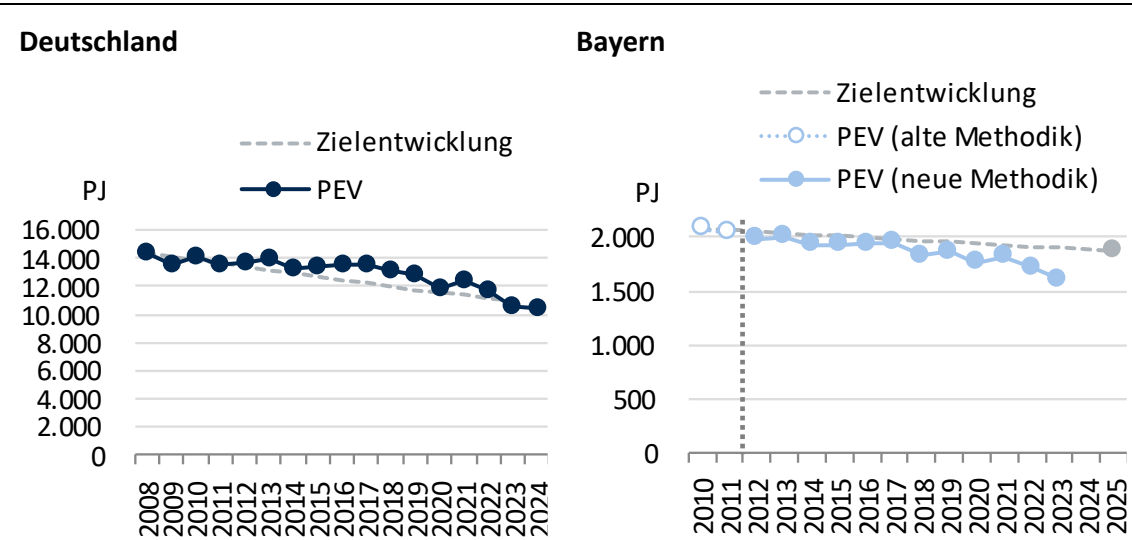
In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität stieg im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr an und lag mit etwa 367 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 43). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips die infolge des Kernenergieausstiegs gestiegenen Stromimporte nach Bayern sowie die Regeln bei der Bilanzierung von Wind- und PV-Strom (mit implizit 100 Prozent Wirkungsgrad im Gegensatz zu Wirkungsgradverlusten bei konventionellen Kraftwerken und Biomasse durch Verbrennung bzw. den Wirkungsgrad bei der Dampfverstromung) steigernd auf den hier definierten Wert der Energieproduktivität.

2.3.7 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist die Summe der in Deutschland beziehungsweise in Bayern von allen Sektoren im Laufe eines Jahres eingesetzten Energieträger. Für Deutschland wurde ein linearer Zielpfad definiert, der den PEV des Jahres 2008 mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung für 2030 angestrebten Wert (-30 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Die Ampel steht, wie auch im letzten Monitoring, auf Rot: Im Jahr 2024 ging der PEV in Deutschland wieder zurück (-1,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr), lag unter dem Wert des Jahres 2020 und damit so tief wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum (Abbildung 43), allerdings immer noch leicht über dem Zielpfad.

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel die Verringerung des PEVs um 10 Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Seit dem Jahr 2012 wird eine neue Erfassungsmethodik für den PEV angewandt. Der Zielpfad basiert allerdings weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Auch in Bayern ging der PEV im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 6,5 Prozent zurück (1.607 PJ nach 1.720 PJ im Vorjahr) und lag weiterhin klar unter dem Zielpfad. Wie bei der Bewertung des Indikators „Energieproduktivität“ liegt dies insbesondere an den weiter angestiegenen Stromimporten, der Beendigung der Kernkraftproduktion mit ihren hohen Wirkungsgradverlusten sowie dem Aufwuchs der erneuerbaren Stromerzeugung mit ihren Bilanzierungseigenschaften. Die Ampelbewertung des Indikators bleibt deshalb grün.

Abbildung 44
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Ziel der Bundesregierung:
-30% bis 2030 gegenüber 2008

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
-10% bis 2025 gegenüber 2010

Bewertung	DE	BY
Werte größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quelle: AG Energiebilanzen (2023 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, IE Leipzig (2021 vorläufig, 2022 geschätzt), Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Energieprogramm

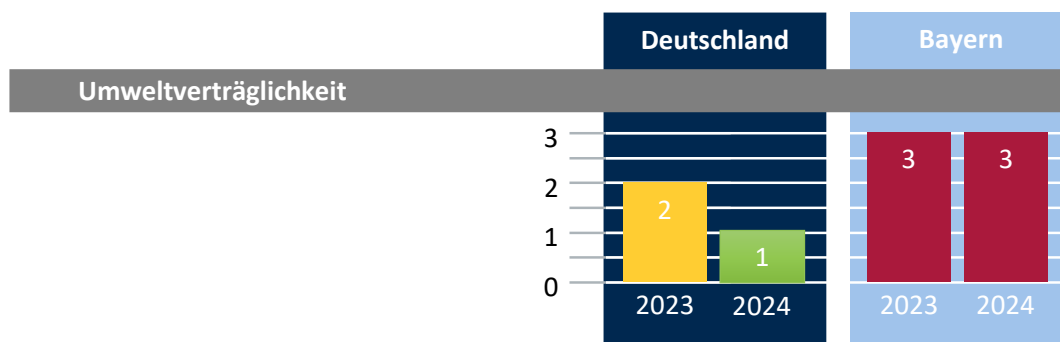
2.4 Umweltverträglichkeit

Abbildung 45

Bewertung der Umweltverträglichkeit

	Deutschland	Bayern
Umweltverträglichkeit	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
 Vorjahreswert in Klammern
 ↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
 ↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



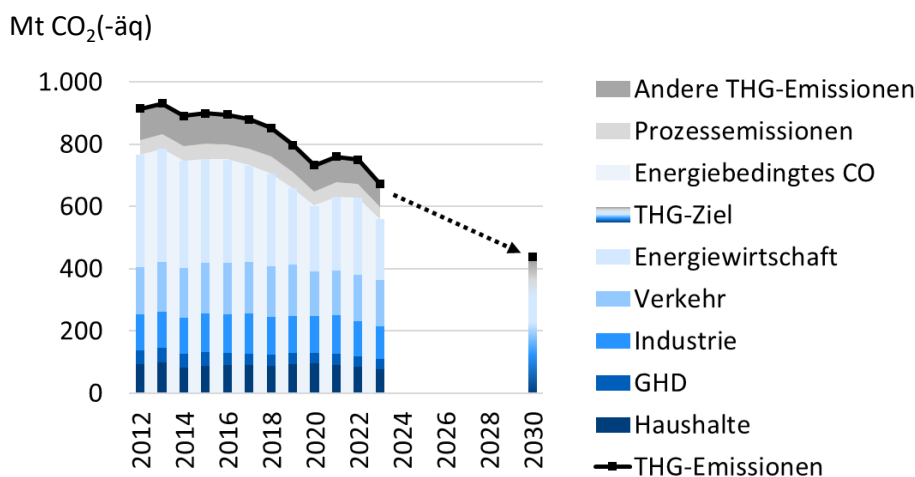
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

2.4.1 Gesamte THG-Emissionen

Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bezeichnet. Neben CO₂ zählen unter anderem Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen die CO₂-Emissionen rund 89 Prozent der gesamten THG-Emissionen aus.

Letztere lassen sich in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse (aufgrund chemischer oder metallurgischer Reaktionen) freigesetzt werden, und machen etwa 7 Prozent der THG-Emissionen aus. Unter die anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft. Der Großteil der THG-Emissionen (rund 85 Prozent; und unter anderem 93 Prozent der CO₂-Emissionen) wird durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Abbildung 46
THG- und CO₂-Emissionen in Deutschland



2030: THG-Emissionsziel

Quelle: UBA

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sanken zwischen 2012 und 2017 nur leicht. Seither ist insgesamt ein deutlicher Rückgang zu beobachten: 560 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2023, dies sind fast 25 Prozent weniger als im Jahr 2017.

Der deutliche Rückgang gegenüber dem Vorjahr (-11 Prozent) ist hauptsächlich auf den Sektor Energiewirtschaft zurückzuführen: Hier lag der Wert erstmals unter 200 Mt CO₂-Äquivalente und etwa 20 Prozent niedriger als 2022. Grund dafür war der deutliche Rückgang der emissionsintensiven Verstromung von Kohle. Auch in den anderen Sektoren gingen die Emissionen leicht zurück.

Seit 2012 sanken die energiebedingten Emissionen in allen Sektoren, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß. Größte Emittenten waren im Jahr 2023 weiterhin die Energiewirtschaft (mit einem Anteil von 35 Prozent aller verursachten energiebedingten Emissionen) und der Verkehrssektor (mit einem Anteil von 26 Prozent).

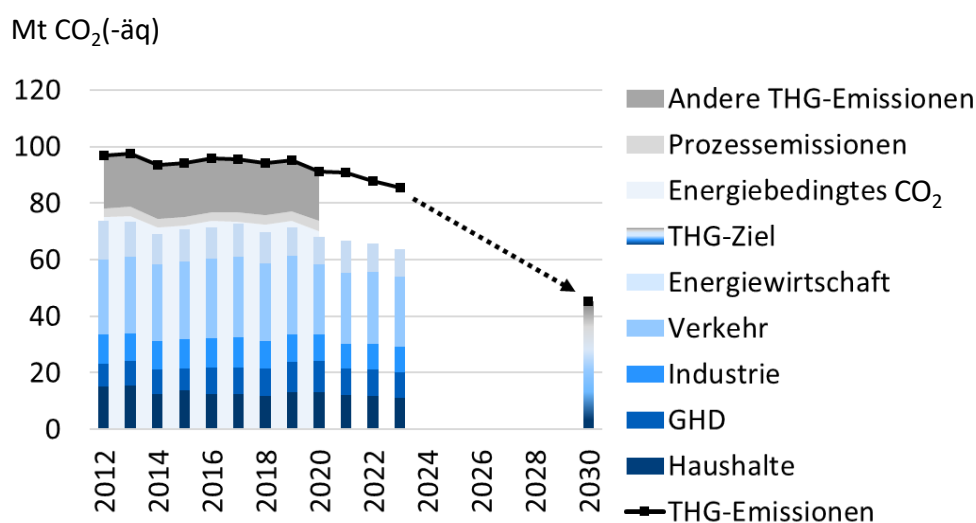
Das im Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel von -65 Prozent gegenüber 1990 bedeutet einen Rückgang der THG-Emissionen auf 441 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2030. Im Jahr 2023 wurden insgesamt 674 Mt CO₂-Äquivalente emittiert. Das sind etwa 46 Prozent weniger als im Jahr 1990.

Für Bayern wurden die offiziellen Werte der THG-Emissionen für die Jahre 2021 und 2022 im Klimabericht 2023 der Bayerischen Staatsregierung publiziert, die THG-Emissionen des Jahres 2023 veröffentlichte das Bayerische Landesamt für Statistik in einer Pressemitteilung. Die Aufteilung in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen

erfolgte anhand der Tabellen der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen der Länder – hier liegen nur bis zum Jahr 2020 offizielle Werte vor. Die energiebedingten Emissionen nach Sektoren wurden anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Schätzbilanz durch Prognose geschätzt. Es ist zu erwarten, dass sich die Werte mit Vorliegen der endgültigen Ist-Daten für die bayerische Energiebilanz im Nachhinein noch geringfügig verändern werden.

Abbildung 47

THG- und CO₂-Emissionen in Bayern



Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

Quelle: Eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von StMWi

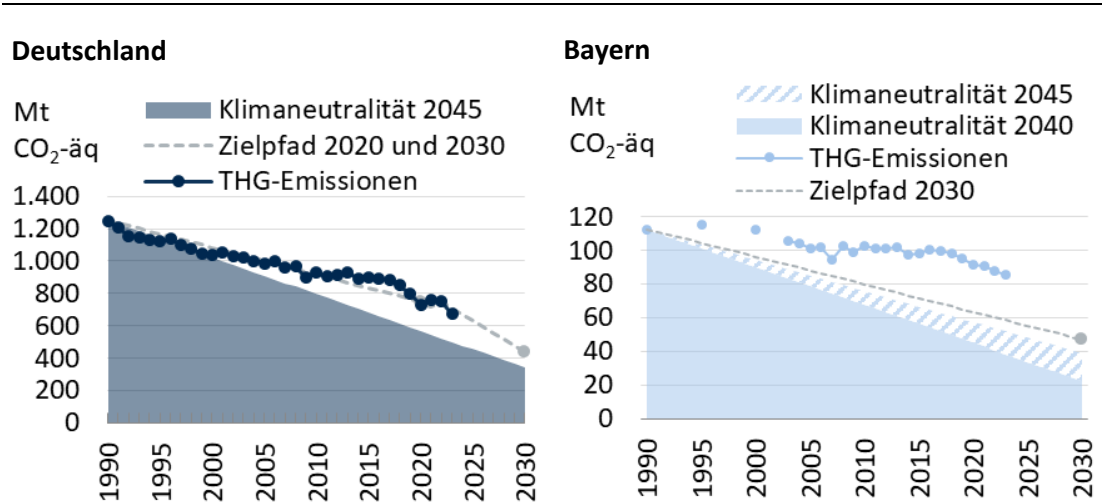
In Bayern zeigte sich insgesamt eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland: Seit 2017 gingen die THG-Emissionen deutlich zurück. 2023 lagen die Werte der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in allen Sektoren tiefer als im Vorjahr. Auch in Bayern hatte die Energiewirtschaft den größten relativen Rückgang zu verzeichnen.

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen gingen zwischen 2012 und 2023 um rund 14 Prozent zurück. Die Emissionen des GHD-Sektors stiegen geringfügig, während in den anderen Sektoren weniger CO₂ freigesetzt wurde.

Mit 39 Prozent machte im Jahr 2023 der Verkehrssektor weiterhin den größten Anteil an den energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern aus. Der Anteil der Emissionen der Energiewirtschaft lag mit 15 Prozent deutlich tiefer als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde.

Gemäß Klimabericht liegt das bayerische Ziel für 2030 bei 3,5 t CO₂-Äquivalenten pro Einwohner. Im Jahr 2022 wurden 6,6 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner emittiert.

Abbildung 48
Entwicklung der THG-Emissionen



Ziel der Bundesregierung:
-40% bis 2020 und -65% bis 2030
ggü. 1990
Klimaneutralität 2045

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
-65% pro Einwohner bis 2030 ggü. 1990
und Klimaneutralität bis 2040

Bewertung	DE	BY
Werte größer als 105% des Zielwerts		●
Werte zwischen 102% und 105% des Zielwerts		
Werte kleiner als 102% des Zielwerts	●	

Quelle: UBA Emissionsübersichten in den KSG-Sektoren, Agora Energiewende Stand der Dinge 2024, UBA Sektorenkonzept bis 2020, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz

Für 2030 besteht das Ziel der Bundesregierung, die THG-Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Im Jahr 2023 lagen die THG-Emissionen mit 674 Mt CO₂-Äquivalente deutlich niedriger als im Vorjahr (750 Mt CO₂-Äquivalente) und damit um etwas mehr als 5 Prozent unter dem ab 2022 linear konstruierten Zielpfad. Die Ampel steht für Deutschland somit auf Grün (Abbildung 48). Gemäß ersten Schätzungen von Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2024) sanken die THG-Emissionen im Jahr 2024 weiter auf etwa 656 Mt CO₂-Äquivalente (2,5 Prozent unter Zielwert).

Die Bayerische Staatsregierung hat bereits im November 2021 eine Erhöhung der Klimaziele auf den Weg gebracht. Das novellierte Klimaschutzgesetz wurde im Dezember 2022 im Landtag verabschiedet. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030

sollen außerdem 65 Prozent pro Einwohner der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Dargestellt ist ebenfalls ein schraffierter Bereich der einen alternativen linearen Zielpfad zur Erreichung von Klimaneutralität 2045, wie es bisher auf Bundesebene gilt, darstellt.

Die THG-Emissionen Bayerns zwischen 1990 und 2023 um rund 24 Prozent gesunken. Zwei Prozentpunkte dieses Rückgangs entfielen auf den vergleichsweise starken Rückgang im Jahr 2023. Trotz dieses Rückgangs liegt Bayern weiter deutlich über dem linear gezogenen Zielpfad bzw. allen weiteren linear gezogenen Zielpfaden und erhält eine rote Ampelbewertung (Abbildung 48). Auch bei Anpassung des bayrischen Nettonullzieles auf das Zieljahr 2045 würde es weiter zu einer deutlichen Verfehlung kommen.

2.4.2 Energiewirtschaft

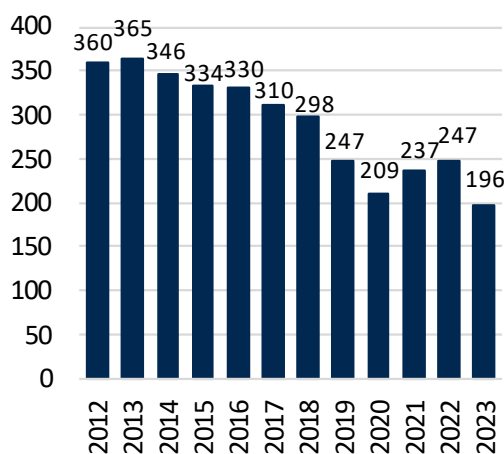
Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland gingen seit 2012 deutlich zurück. Im Jahr 2023 wurde mit einem Rückgang von mehr als 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr der tiefste Wert im Betrachtungszeitraum erreicht. Der Grund hierfür lag im deutlichen Rückgang der Verstromung von Kohle. In Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft seit 2012 zwar nicht ganz so deutlich, erreichten aber im Jahr 2023 rund 9,6 Mt CO₂ ebenfalls den tiefsten Wert im Betrachtungszeitraum (Abbildung 49). Verglichen mit den anderen Sektoren entfällt auf die Energiewirtschaft ein überproportionaler Anteil an den Emissionsreduktionen seit 2012.

Abbildung 49

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft

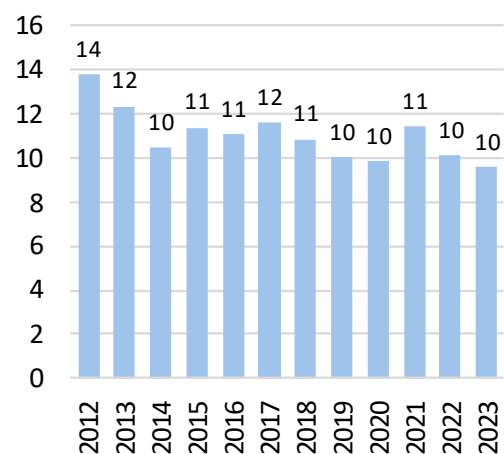
Deutschland

Mt CO₂



Bayern

Mt CO₂



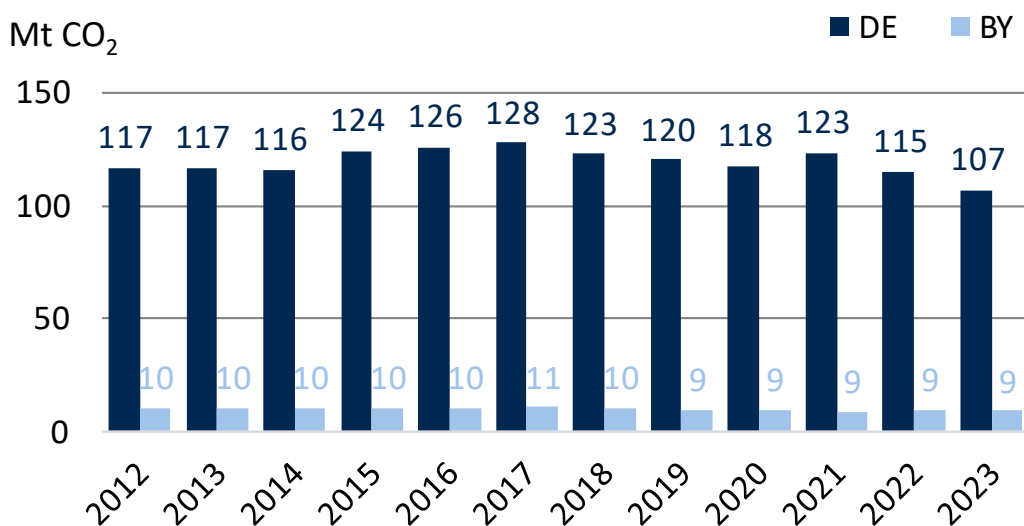
Quelle: UBA, eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA, AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

2.4.3 Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft

Bezogen auf die Treibhausgase waren, nach der Energiewirtschaft und neben dem Verkehrssektor, die Sektoren gewerbliche Wirtschaft (Industrie plus GHD-Sektor) und Landwirtschaft die größten Emittenten. In Deutschland sanken die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2023 weiter auf 107 Mt CO₂. Der Rückgang um mehr als 16 Mt CO₂ gegenüber 2021 ist auch auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der bayerischen Industrie lagen im Jahr 2023 weiter auf vergleichbarem Niveau wie in den Vorjahren (Abbildung 50).

Abbildung 50

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie

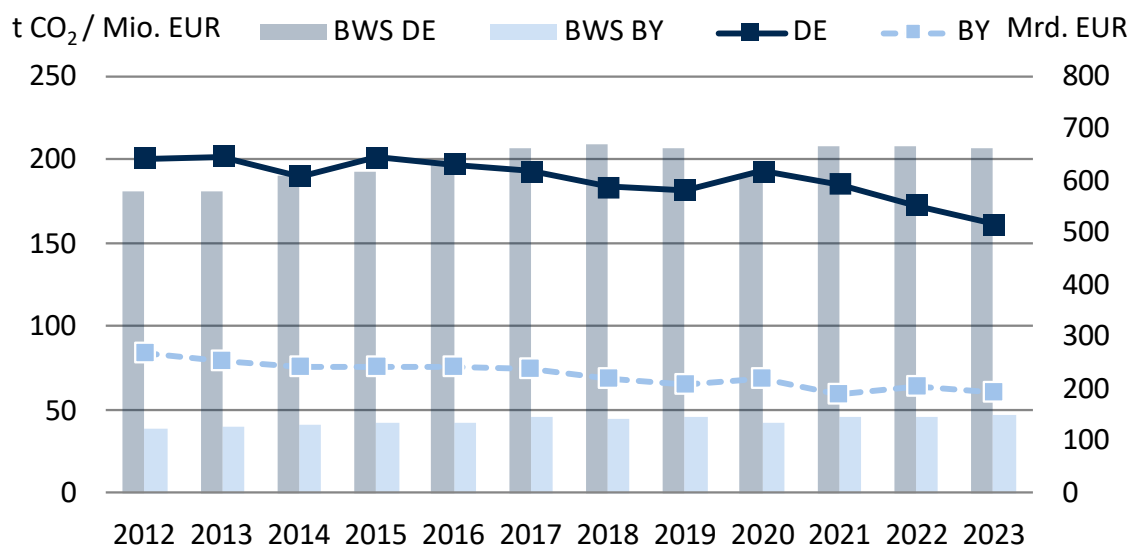


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Die Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland verzeichnete im Jahr 2023 zum zweiten Mal in Folge einen leichten Rückgang. In Bayern kam es dagegen in den Jahren 2022 und 2023 zu leichten Anstiegen.

Da die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie in Deutschland im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich zurückgingen, sank die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) weiter und erreichte mit 161 t CO₂/Mio. EUR den tiefsten Wert im Betrachtungszeitraum. Auch in Bayern gingen die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2023 zurück. Somit erfuhr auch die Emissionsintensität der Industrie einen deutlichen Rückgang auf 60 t CO₂/Mio. EUR (Abbildung 51).

Abbildung 51
Emissionsintensität (CO₂, energiebedingt) der Industrie



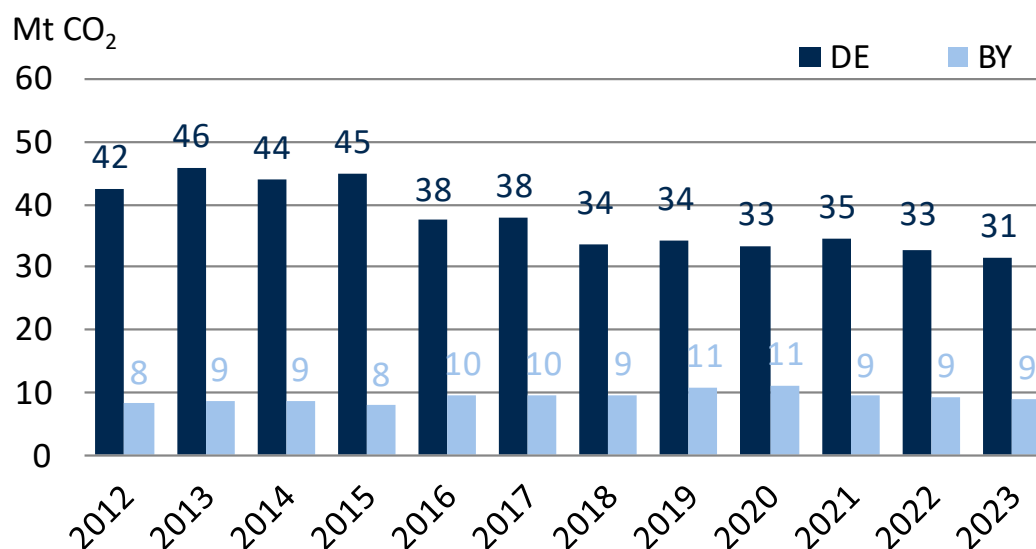
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Auch im Sektor GHD gingen die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland zurück: Im Jahr 2023 betrug der Wert erstmals im Betrachtungszeitraum weniger als 32 Mt CO₂. In Bayern war bis 2020 ein Anstieg auf gut 11 Mt CO₂ und seither ein kontinuierlicher Rückgang auf 9 Mt CO₂ im Jahr 2023 (eigene Schätzung Prognos) zu beobachten (Abbildung 52).

Abbildung 52

Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



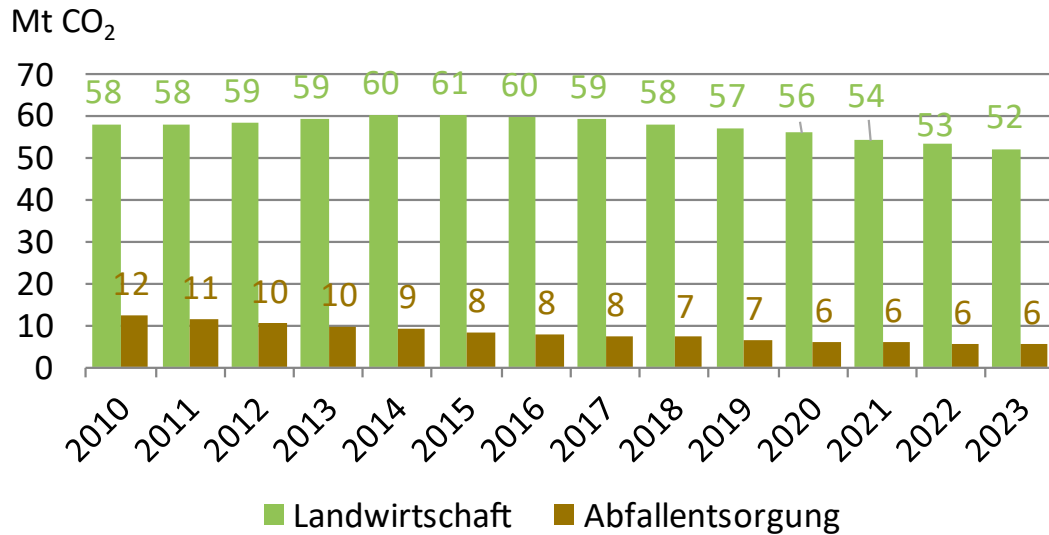
DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

Quellen: AG Energiebilanzen, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA, IE Leipzig und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Im Sektor Landwirtschaft sanken, nach zwischenzeitlichem Anstieg bis 2015, die gesamten THG-Emissionen (nicht nur energiebedingte Emissionen) in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich auf 52 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2023. Im Sektor Abfallentsorgung wurden die THG-Emissionen bereits seit 2010 kontinuierlich reduziert, und insgesamt um mehr als 50 Prozent von 12,2 auf 5,5 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2023 (Abbildung 53). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das seit 2005 gültige Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle zurückzuführen.

Abbildung 53

THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



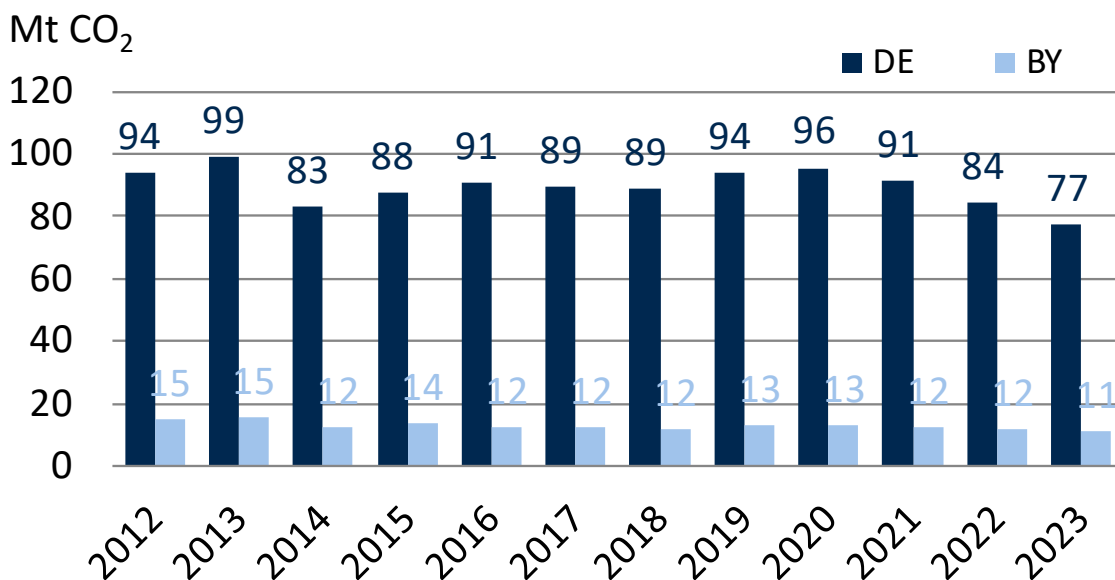
Quelle: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, UBA 2021; Umweltbundesamt 2022

2.4.4 Private Haushalte

In den privaten Haushalten entstehen CO₂-Emissionen primär durch das Verbrennen von Heizöl und Erdgas für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Daher spielen andere Treibhausgase als CO₂ in diesem Bereich nahezu keine Rolle. Die Emissionen der privaten Haushalte in Deutschland bewegten sich zwischen 2012 und 2022 in einem Bereich von 80 bis 100 Mt CO₂. Im Jahr 2023 setzte sich der deutliche Rückgang der Vorjahre fort und der Wert blieb erstmals im Betrachtungszeitraum unter der 80-Mt-CO₂-Marke. In Bayern war eine ähnliche Entwicklung zu beobachten, hier lag der (von Prognos geschätzte) Wert im Jahr 2023 bei 11,2 Mt CO₂ (Abbildung 54).

Abbildung 54

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei den privaten Haushalten

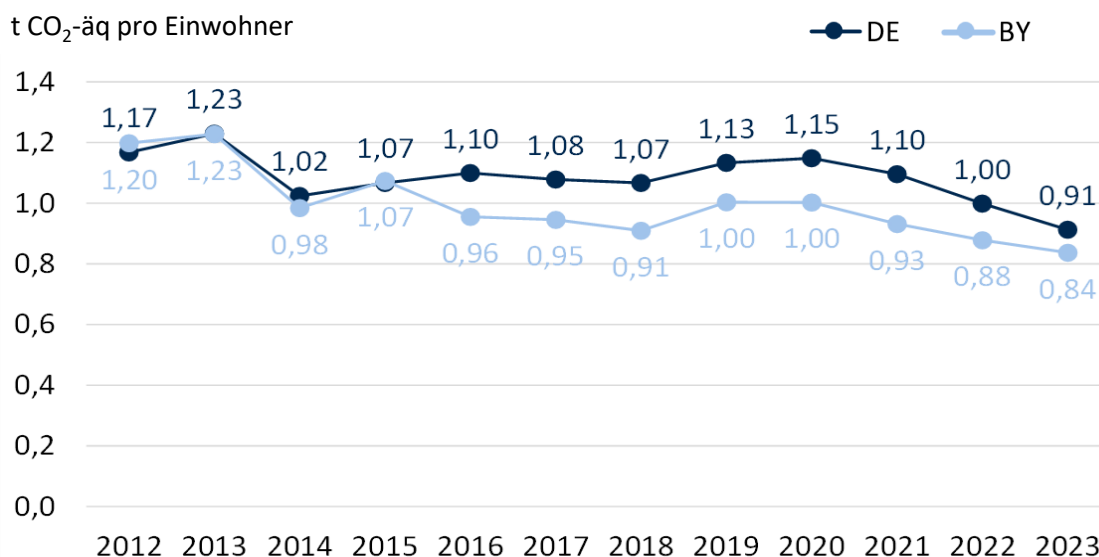


Quelle: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, Umweltbundesamt 2022; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig

Die CO₂-Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf unterschieden sich in Bayern und Deutschland bis 2015 nur geringfügig. Seit 2015 liegen die Werte Bayerns konstant unterhalb der Werte Deutschlands. Dies liegt vor allem an der unterschiedlichen Heizungsstruktur mit einem höheren Anteil an Biomasse in Bayern. Im Jahr 2023 waren erstmals beide Werte kleiner 1 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner (Abbildung 55).

Abbildung 55

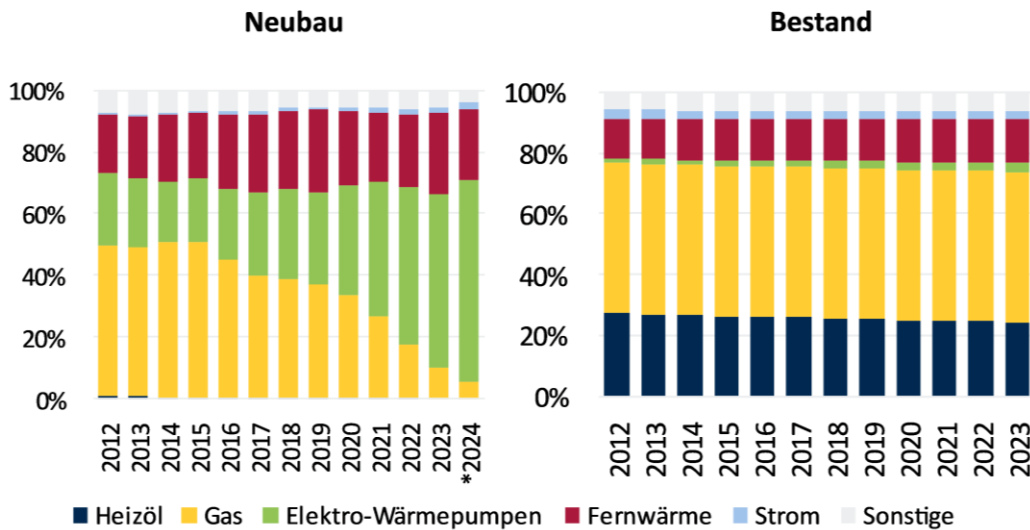
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



Quellen: UBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis IE Leipzig, Statistisches Bundesamt, AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik

Der Großteil der Emissionen entsteht durch die Gebäudebeheizung, wobei die jeweils eingesetzten Brennstoffe bzw. Heizungstechniken eine Rolle spielen. Während sich die Beheizungsstruktur im deutschen Gebäudebestand seit 2012 nur leicht verändert hat, war bei den Neubauten eine deutliche Modifikation zu sehen: Insbesondere die CO₂-intensiven Ölheizungen kamen in Neubauten fast nicht mehr zum Einsatz. Der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen nahm bei den Neubauten seit 2012 stetig zu (Abbildung 56). Im Bestand wirkt sich diese Veränderung jedoch nur sehr langsam aus, denn Neubauten machten (gemäß Daten der dena) nur einen Anteil von unter 1 Prozent am Gebäudebestand aus.

Abbildung 56
Private Haushalte- Beheizungsstruktur in Deutschland



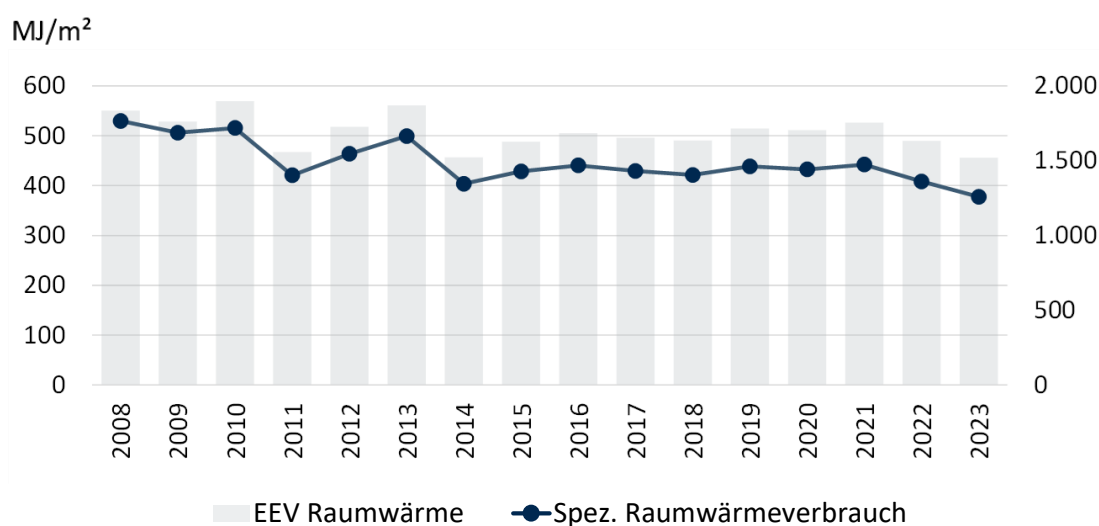
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW

Die für die Bereitstellung von Raumwärme erforderliche Energie ging sowohl insgesamt als auch spezifisch (pro Quadratmeter) bis 2021 leicht und seither deutlich zurück (Abbildung 57). Durch effizientere Heizsysteme und zunehmend energetisch sanierte Bestandsgebäude sind hier weitere Verbesserungen zu erwarten. Leichte Schwankungen zwischen den Jahren lassen sich durch unterschiedliche Witterungsverhältnisse erklären.

Abbildung 57

Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland



Linke Achse: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland (graue Balken).

Rechte Achse: Spezifischer Raumwärmeverbrauch in Deutschland (blaue Punkte).

Quelle: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland, AG Energiebilanzen 2021; Bestand an Wohnungen, Destatis; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen

Neben den Heizsystemen sind energetisch bessere Gebäudehüllen ein wichtiger Aspekt, um die Emissionen der privaten Haushalte zu senken. Als Indikator für Verbesserungen in diesen Bereichen kann die Inanspruchnahme der bundesweiten KfW-Programme „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG, zuvor EBS) betrachtet werden, denn diese Programme fördern große Teile der Sanierungen mit hoher energetischer Qualität in Deutschland. Der Anteil der Wohneinheiten, deren Sanierung mit den entsprechenden KfW-Programmen gefördert wurden, lag in Bayern im Jahr 2022 mit 1,2 Prozent weiterhin deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 58). In Bayern gab es bis April 2022 zusätzlich zu den KfW-Programmen das 10.000-Häuser-Programm, welches unterschiedliche Sanierungsmaßnahmen wie den Austausch von Heizanlagen oder die Integration von erneuerbaren Energien unterstützte. Aktuell bietet das Bayerische Modernisierungsprogramm die Möglichkeit, zinsgünstige Darlehen für die Modernisierung von Mietwohnungen zu erhalten. Es ist mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude kombinierbar. Diese zusätzlichen Programme sind positiv zu bewerten.

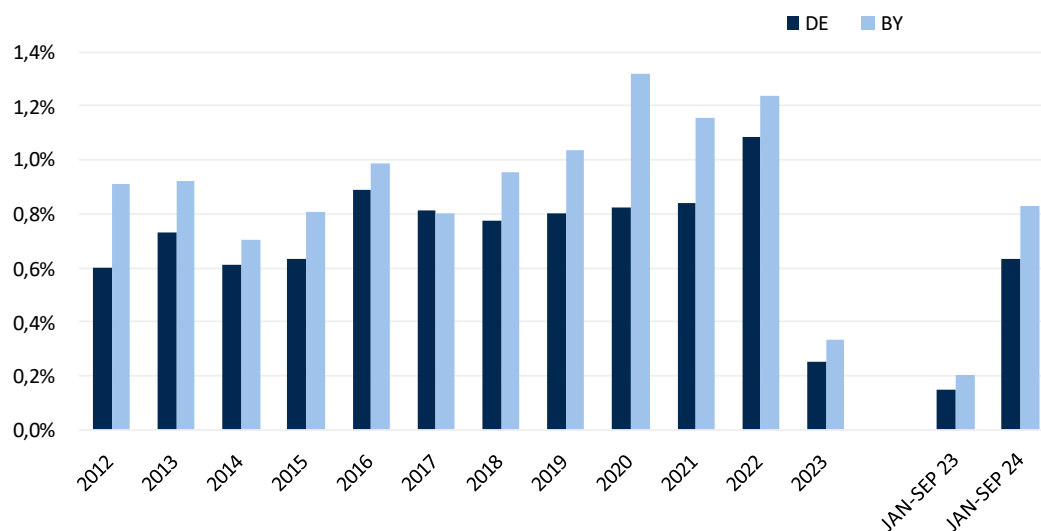
Seit dem 1. Januar 2020 ist aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung die steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden möglich. Mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm hat die Bundesregierung zum 21. Juni 2021 eine Förderung von

Sanierungsmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudesektor in Höhe von über 5 Milliarden Euro beschlossen. Zum 1. Januar 2024 trat in ganz Deutschland das neue Gebäudeenergiegesetz in Kraft, mit dem der Umstieg auf erneuerbare Heizungen eingeleitet werden soll.

In den ersten neun Monaten des Jahres 2023 ging der Anteil der Wohneinheiten, die durch KfW-Effizienzprogramme – erstmals auch durch das Programm „Klimafreundlicher Neubau“ gefördert wurden, gegenüber dem Vorjahreszeitraum deutlich zurück (0,2 Prozent statt 1,0 Prozent beziehungsweise 1,2 Prozent). Der Grund hierfür lag im Auslaufen des BEG-Wohngebäude-Zuschusses, der in den Vorjahren einen großen Anteil an den Förderfällen ausmachte.

Abbildung 58

Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, an allen Wohneinheiten



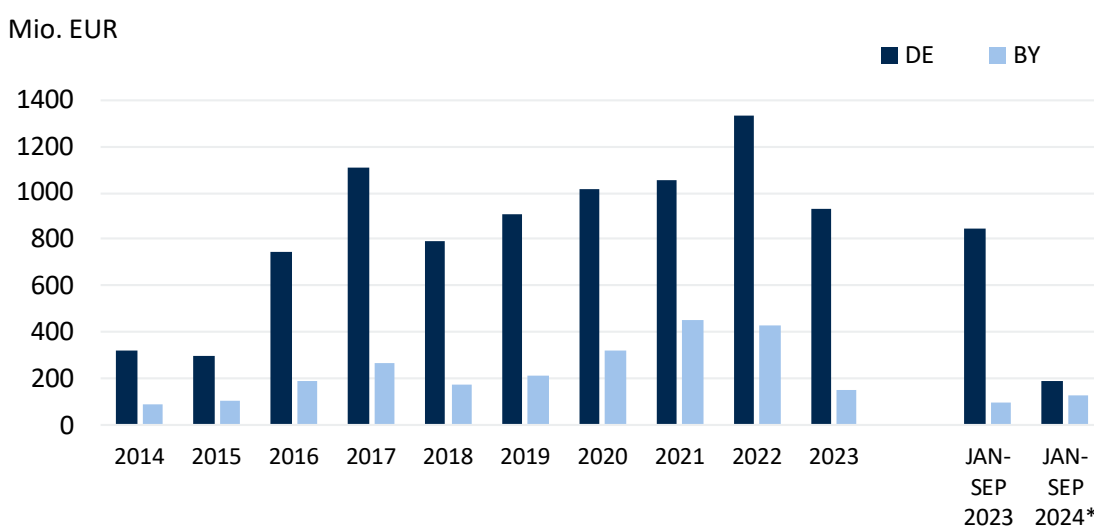
Quelle: Statistisches Bundesamt, KfW-Förderreporte

Zur Investitionsaktivität des Staates für energetisches Sanieren liegen aufgrund der föderalen Organisation der öffentlichen Hand keine Daten vor. Als Proxy für die Investitionstätigkeit kann das Kreditvolumen der KfW-Programme für energieeffizientes Bauen und Sanieren von Nichtwohngebäuden für Kommunen und kommunale Unternehmen dienen. Zwischen 2016 und 2023 schwankten die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zwischen 700 und 1.054 Millionen Euro. Im Jahr 2022 stieg der Wert deutlich um 277 Millionen Euro auf 1.331 Millionen Euro (Abbildung 59). Dies deutet auf eine Zunahme der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin. Für das Jahr 2023 ist für ein deutlicher Einbruch der Investitionstätigkeit beobachtbar. Als Grund hierfür lässt sich die Unsicherheit im Zuge der Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetz vermuten. Die Zahlen bis zum September 2024 zeigen bereits einen erneuten Anstieg.

Die bayerischen Kommunen hatten keinen maßgeblichen Anteil am Anstieg des gesamtdeutschen Kreditvolumens im Jahr 2022. Das bayerische Kreditvolumen ging um 26 Millionen Euro gegenüber 2021 zurück und verzeichnete damit erstmals seit 2017 einen leichten Rückgang. Für das Jahr 2023 ist in Bayern ebenfalls ein deutlicher Einbruch der Investitionstätigkeit beobachtbar.

Abbildung 59

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen



Quelle: KfW-Förderreport

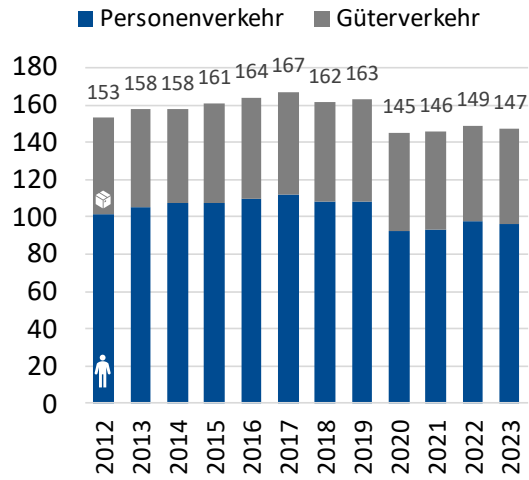
2.4.5 Verkehr

Der Verkehr ist derjenige Sektor, dessen Emissionen seit 1990 am wenigsten gesunken sind. Zwischen 2012 und 2019 waren die Emissionen in Deutschland und in Bayern sogar leicht gestiegen, 2019 wurde sowohl in Deutschland als auch in Bayern im Sektor Verkehr mehr CO₂ ausgestoßen als 1990. Erst im Jahr 2020 konnte jeweils ein deutlicher, maßgeblich durch die Coronakrise bedingter, Rückgang auf 145 respektive 25 Mt CO₂ verzeichnet werden. Bis 2023 blieben die Emissionen auf ähnlichem Niveau, was neben der zunehmenden Einführung von (batterie-)elektrisch betriebenen Fahrzeugen darauf zurückzuführen ist, dass abgesehen vom Schienenverkehr nicht mehr die Verkehrsleistungen der Vor-Corona-Zeit erreicht wurden.

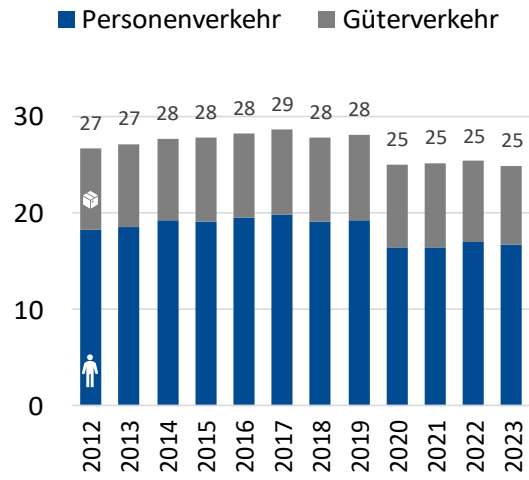
Die Emissionen entstanden zu rund zwei Dritteln im Personenverkehr und zu rund einem Drittel im Güterverkehr; mehr als 96 Prozent der Emissionen sind auf den Straßenverkehr zurückzuführen (Abbildung 60).

Abbildung 60
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

Deutschland



Bayern

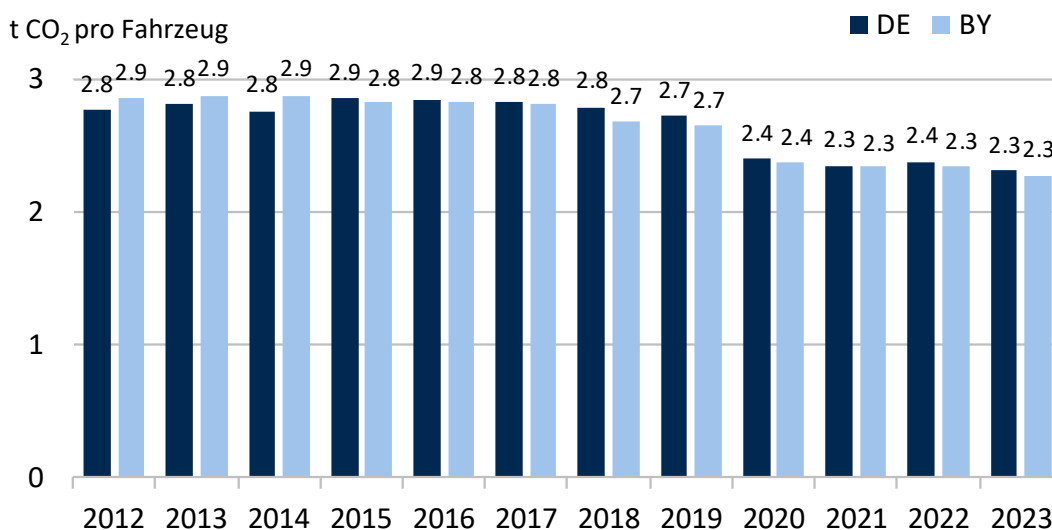


Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Die Emissionen pro zugelassenes Fahrzeug unterschieden sich in Bayern und Deutschland nicht wesentlich. Das Gleiche gilt für die Entwicklung der spezifischen Emissionen seit 2012. Seit 2015 war sowohl in Bayern als auch in Deutschland ein Rückgang zu erkennen. Seit 2020 lagen die Werte, mit leicht rückläufigem Trend, um 2,3 t CO₂ und 2,4 t CO₂ pro Fahrzeug (Abbildung 61).

Abbildung 61

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenen Fahrzeugen

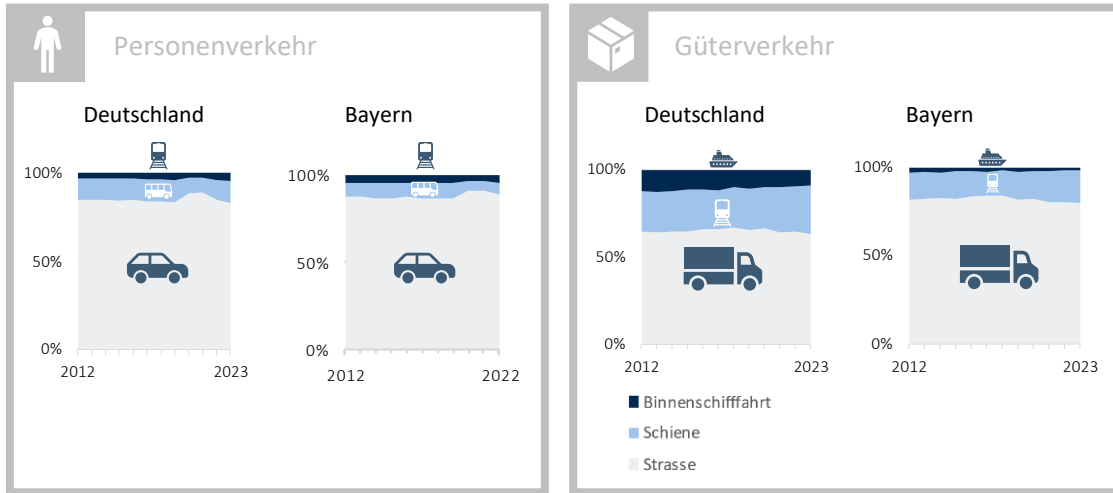


Quelle: KBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Im Personenverkehr dominiert in Deutschland und in Bayern der motorisierte Individualverkehr (MIV). Schienenverkehr und öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) spielen jeweils untergeordnete Rollen. Daran änderte sich seit 2012 wenig. Lediglich in den pandemiegeprägten Jahren 2020 und 2021 lag der Anteil des MIV um vier bis fünf Prozentpunkte höher als in den Vorjahren. Mit Blick auf Energieverbrauch und Emissionen schnitten – spezifisch bezogen auf die Personenkilometer – sowohl Schienenverkehr als auch ÖPNV deutlich besser ab als der MIV.

Der weit überwiegende Teil der Transportleistung des Güterverkehrs wurde in Deutschland und insbesondere in Bayern auf der Straße erbracht. Auf Schienenverkehr und Binnenschifffahrt entfiel in Deutschland jeweils ein höherer Anteil als in Bayern (Abbildung 62). Die Gründe für den überdurchschnittlich hohen Anteil des Straßengüterverkehrs in Bayern sind unter anderem die hier große Bedeutung der Gütererzeugung und der hohe Anteil Bayerns am deutschen Straßennetz. Hinzu kommt, dass in Bayern nur wenige Binnenwasserstraßen zur Verfügung stehen. An der Dominanz des Straßengüterverkehrs in Bayern und Deutschland änderte sich seit 2012 kaum etwas. Unter Effizienzgesichtspunkten hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Emissionen galt für den Straßengüterverkehr Ähnliches wie für den Personenverkehr: Schiene und Binnenschifffahrt erzielten deutlich bessere Werte.

Abbildung 62
Entwicklung des Modal Split



Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen

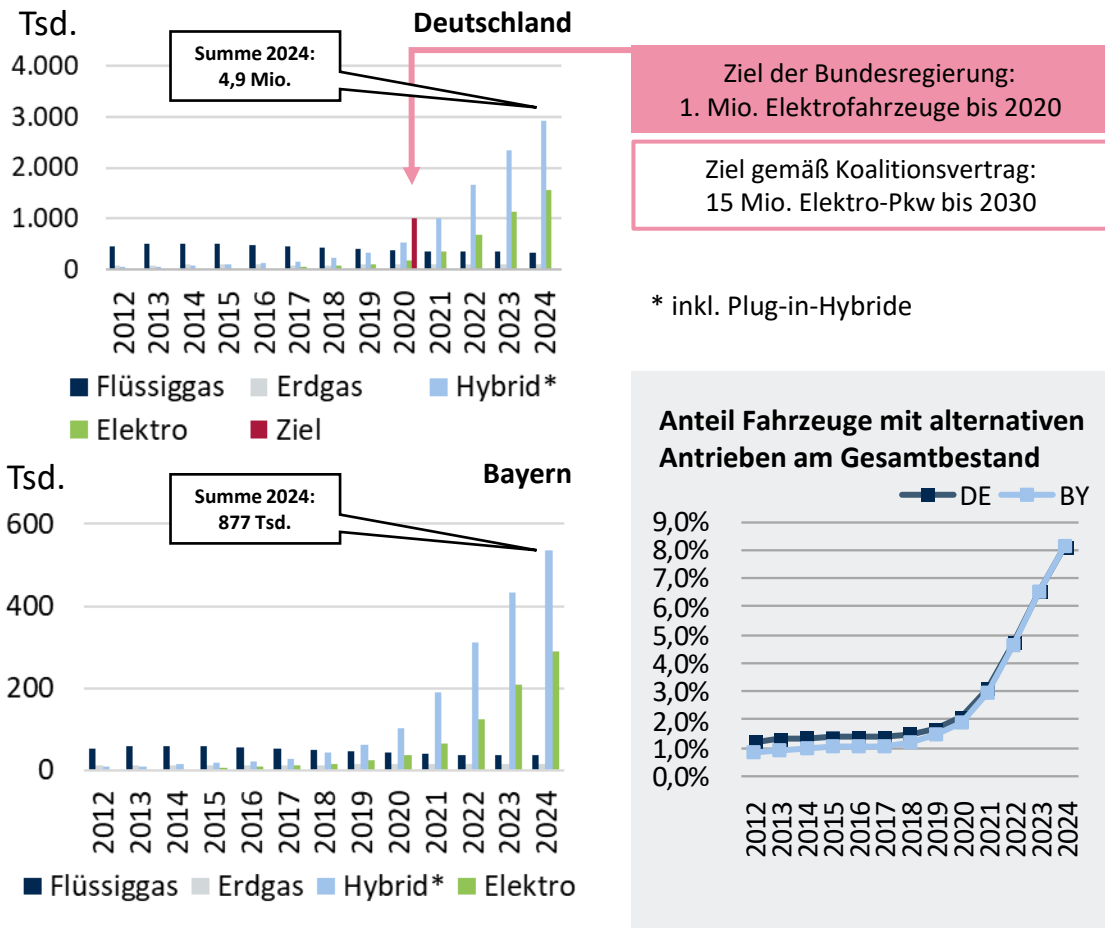
Den Fahrzeugbestand dominierten weiterhin Benzin- und Dieselantriebe. Innerhalb des Fahrzeugbestandes sind sämtliche Personenkraftwagen und Nutzfahrzeuge wie Lastkraftwagen, Zugmaschinen und Kraftomnibusse enthalten. Unter den alternativen Antrieben verzeichneten seit 2012 insbesondere (batterie-)elektrische und Hybridantriebe immer deutlichere Zuwächse. In Deutschland waren am 1. Januar 2023 erstmals mehr als eine Million Elektrofahrzeuge gemeldet, zum 1. Januar 2024 waren es 1,56 Mio. Fahrzeuge. Der Bestand an Hybridfahrzeugen lag zum selben Zeitpunkt nur noch knapp unter 3 Millionen. Das Ziel der Bundesregierung von einer Million zugelassenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 – Elektrofahrzeuge umfassten in der Definition der Bundesregierung sowohl rein batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV) als auch Hybrid-Fahrzeuge – wurde leicht verspätet im August 2021 erreicht. In Bayern legten die Bestände an Elektro- und Hybridfahrzeugen ebenfalls deutlich zu. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge blieb seit 2012 sowohl in Bayern als auch in Deutschland nahezu konstant (Abbildung 63). Die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge erhöhte sich zum 1. Januar 2024 zwar leicht (2.410 Fahrzeuge), blieb damit aber weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau.

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung sind 15 Millionen Elektro-Pkw als Ziel für das Jahr 2030 festgehalten. Es ist jedoch derzeit jedoch unklar, ob damit ausschließlich BEV-Pkw gemeint sind oder ob wiederum Hybrid-Fahrzeuge miteingeschlossen sind.

Abbildung 63

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum jeweils 1. Januar

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben

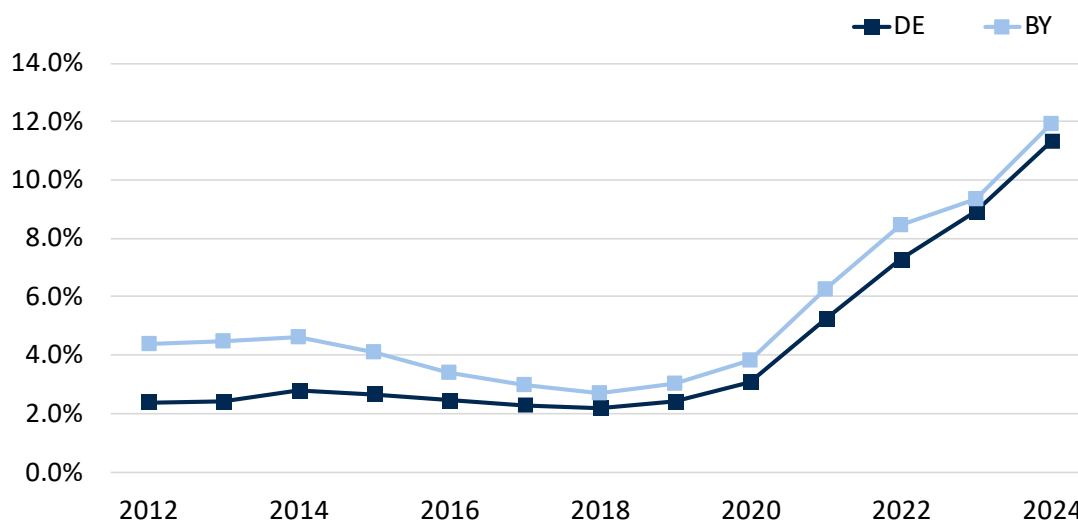


Quelle: KBA

Bei den Kraftomnibussen erreichte der Anteil alternativer Antriebe im Jahr 2020 in Deutschland erstmals einen Wert über 3 Prozent, nachdem er zuvor konstant zwischen 2 und 3 Prozent lag. Seither stieg der Wert kontinuierlich an auf 11,3 Prozent am 1. Januar 2024. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen seit 2012 stets höher als in Deutschland, zum 1. Januar 2024 lag der Wert bei 11,9 Prozent (Abbildung 64). Der deutliche Anstieg seit 2018 war auch in Bayern auf den wachsenden Bestand an Kraftomnibussen mit Elektro- und Hybridantrieb zurückzuführen.

Abbildung 64

Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen

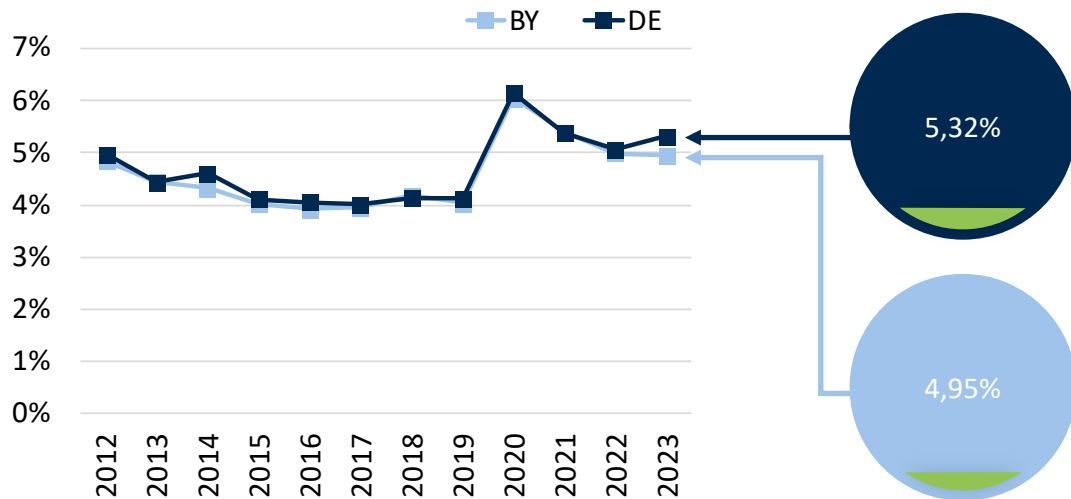


Quelle: KBA

Neben alternativen Antrieben tragen Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien dazu bei, die verkehrlichen CO₂-Emissionen zu reduzieren. In der Regel werden diese Kraftstoffe konventionellem Benzin- und Dieselmotorkraftstoff beigemischt. In Deutschland und in Bayern lag der Anteil an beigemischten erneuerbaren Kraftstoffen 2023 wie in den Vorjahren jeweils nahe fünf Prozent (Abbildung 65). In relevantem Umfang werden erneuerbare Kraftstoffe bislang ausschließlich auf biogener Basis erzeugt, in Form von Biodiesel und Bioethanol. Strombasierte synthetische Kraftstoffe – sogenannte E-Fuels – wurden bisher nicht in relevanten Mengen in Verkehr gebracht.

Abbildung 65

Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien

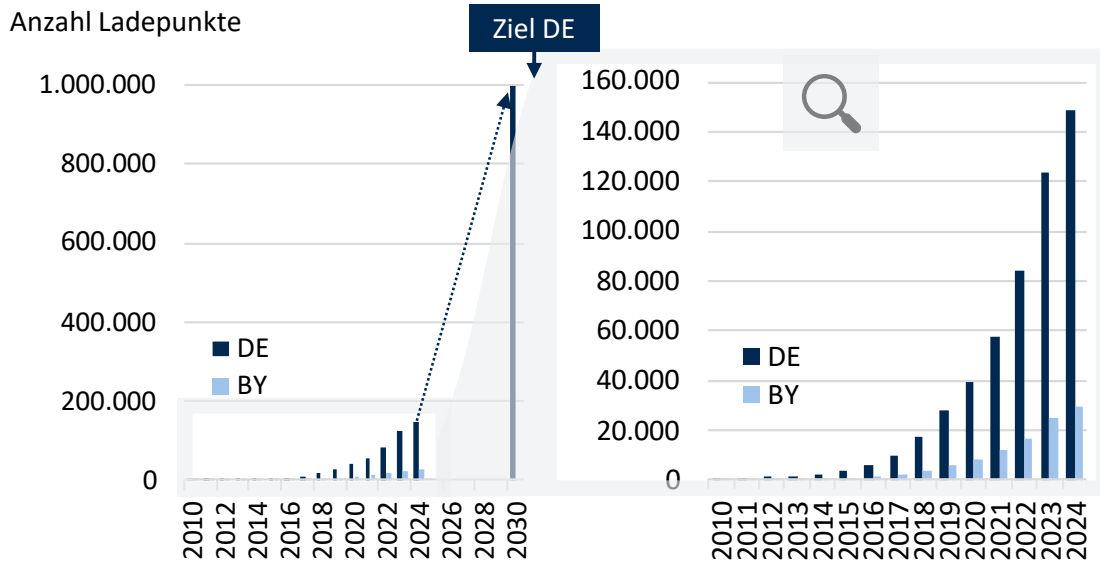


Quellen: AG Energiebilanzen, IE-Leipzig

Voraussetzung für eine weite Verbreitung der Elektromobilität ist neben einem entsprechenden Fahrzeugangebot der Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Nach dem Ziel der Bundesregierung sollen bis 2030 eine Million öffentlich und diskriminierungsfrei zugängliche Ladepunkte eingerichtet werden. Die Anzahl der in Deutschland installierten Ladepunkte im Jahr 2024 (Stand: 1. Dezember 2024) lag mit etwa 148.500 deutlich unter dem mit der Annahme eines ab dem Jahr 2010 linearen Ausbaues konstruierten Zielpfad (Zielwert: 650.000 Ladepunkte). In Bayern erhöhte sich die Anzahl der Ladepunkte im Jahr 2024 auf fast 30.000. Die für das Jahr 2023 angestrebten 14.000 Ladepunkte konnte Bayern erreichen (Abbildung 66). Bei dieser Bewertung ist zu beachten, dass Elektrofahrzeuge auch an nicht-öffentlichen Ladestationen geladen werden können.

Abbildung 66
Bestand an öffentlichen Ladepunkten



Das Ziel für Bayern von 14.000 Ladepunkten ergibt sich aus den 7.000 geplanten Ladesäulen der High-tech-Agenda Bayern und durchschnittlich zwei Ladepunkten pro Ladesäule in Bayern.

Quelle: BNetzA

Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem Ladepunkt stieg ab 2019 deutlich an, lag zum 1. Januar 2024 aber aufgrund der deutlichen Zunahme an Ladepunkten tiefer als ein Jahr zuvor. In Bayern lag der Wert seit 2021 etwas tiefer als in Deutschland.¹ Insgesamt zeigt sich, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur derzeit nicht bzw. nur mit Verzögerung mit den stark steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen mithält. Bei den Schwere Nutzfahrzeugen (Lastwagen & Sattelzugmaschinen) sieht die Situation wesentlich dramatischer aus: Gemäß den Zahlen von KBA und der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur lagen die Werte Ende 2024 bei 390 (Deutschland) bzw. 208 (Bayern) BEV-Fahrzeugen pro installiertem Lkw-Ladepunkt.

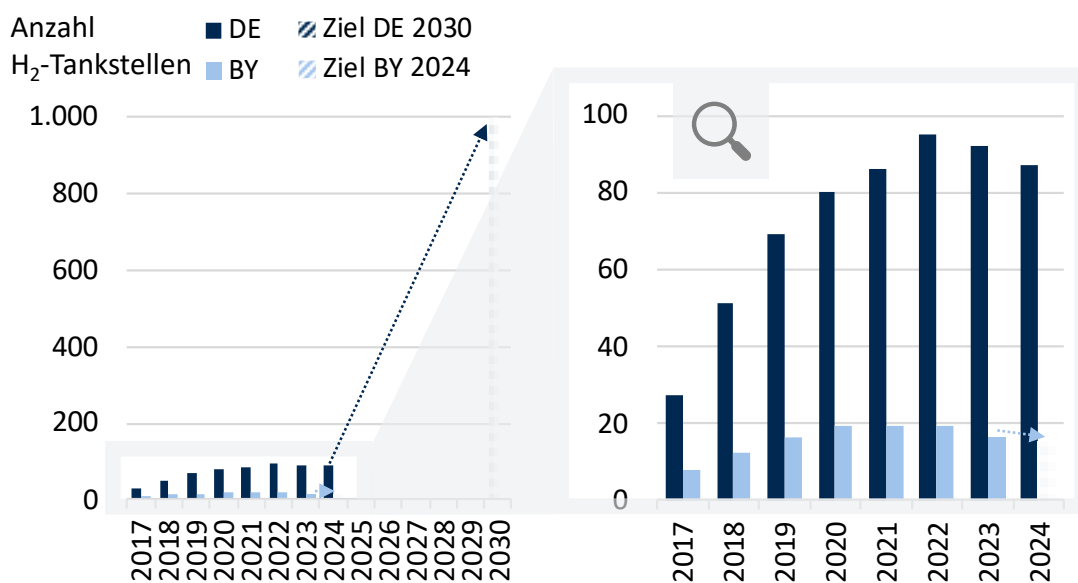
Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO₂-Emissionen zu reduzieren. Zum 1. Januar 2024 kamen rund 26 Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 68), das ist deutlich mehr als in den Vorjahren. Trotz des Zuwachses an Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen ging die Anzahl der Wasserstofftankstellen zurück. Gründe hierfür waren neue Anforderungen – unter anderem benötigen Nutzfahrzeuge eine größere Menge Wasserstoff – aufgrund derer Tankstellen neu gebaut oder umgerüstet werden müssen, aber auch Schließungen in die Jahre gekommener Anlagen. Mit

¹Die Anstiege in den Jahren 2017 (DE) und 2018 (BY) sind auf Veränderungen in der Statistik zurückzuführen. Plug-in-Hybridfahrzeuge wurden in Deutschland bis 2016 und in Bayern bis 2017 in der Statistik als normale Hybridfahrzeuge geführt. Da Plug-in-Hybridere ebenfalls an Ladepunkten geladen werden können, werden sie seitdem zu den Elektrofahrzeugen gezählt

26 Fahrzeugen pro Tankstelle lag der Wert im Jahr 2024 höher als die Quote bei den Elektrofahrzeugen, allerdings bei noch immer sehr geringer Anzahl an zugelassenen wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen. Zu beachten ist hierbei auch, dass Wasserstofffahrzeuge, anders als Elektrofahrzeuge, in der Regel nur an öffentlichen Tankstellen tanken können.

Abbildung 67

Bestand an Wasserstofftankstellen



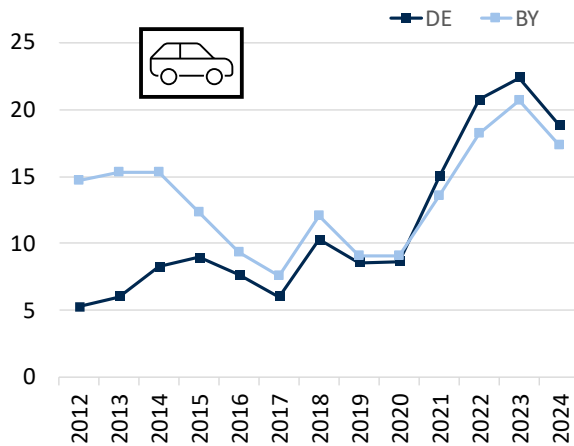
Quelle: H2 MOBILITY

Abbildung 68

Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

Anzahl Elektroautos* pro Ladepunkt in Deutschland und Bayern

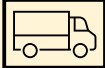
* inkl. Plug-in Hybride



Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge in Deutschland im Jahr 2024

26 Brennstoffzellenfahrzeuge pro Wasserstofftankstelle



 BEV-Lkw & BEV-Sattelzugmaschinen pro Lkw-Ladepunkt**:
DE: 390 Fzg./LP; BY: 208 Fzg./LP

**Berechnung auf Basis von KBA (Stand: 1.10.24) und Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Stand: 31.12.24)

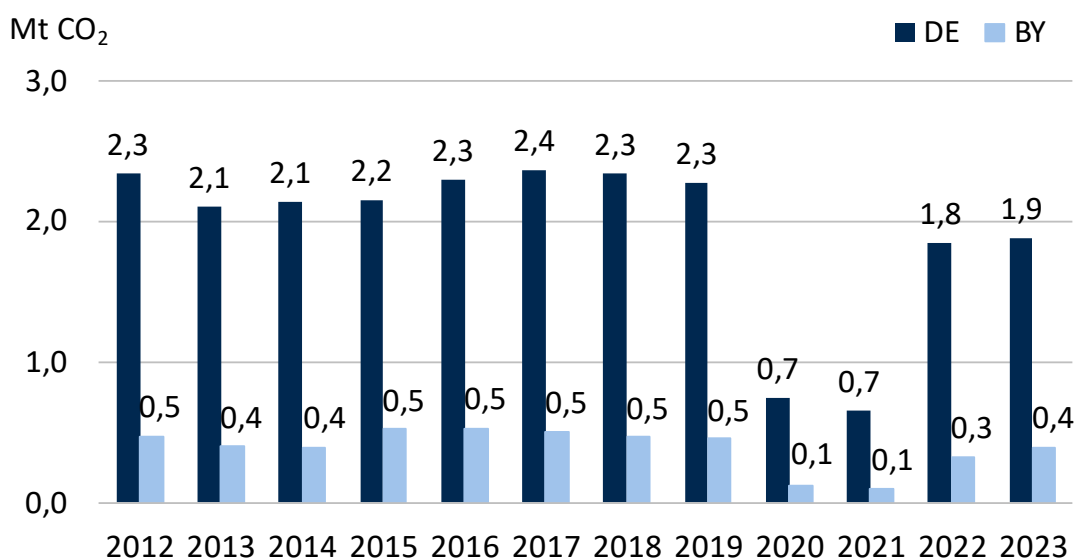
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis BNetzA und KBA

Die durch den nationalen Flugverkehr pro Jahr verursachten CO₂-Emissionen lagen in den Jahren 2022 und 2023 wieder deutlich höher als in den von der Corona-Pandemie geprägten Jahren 2020 und 2021, erreichten aber nicht mehr das Niveau der Jahre zuvor (Abbildung 69). Die genannten Emissionen beziehen sich ausschließlich auf innerdeutsche Flüge beziehungsweise auf die Bayern zuzurechnenden innerdeutschen Flüge. Internationale Flüge, die den weitaus überwiegenden Teil der Flugverkehrsemissionen verursachen, werden (bislang) nicht in den nationalen Emissionsstatistiken aufgeführt. Deshalb sind ihre Emissionswerte nicht in den deutschen beziehungsweise bayerischen Emissionen enthalten und werden auch nicht von den Klimaschutzzielen adressiert.

Abbildung 69

Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen, eigene Berechnung auf Basis von IE-Leipzig, Energiedaten.Bayern - Schätzbilanz, UNFCCC Nationale Treibhausinventare

2.4.6 Kurzübersicht der Unterindikatoren

Tabelle A.2.7 im Anhang führt die die Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit für Deutschland und Bayern auf und stuft den Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele ein. Die Beiträge zur Erreichung der Klimaschutzziele wurden qualitativ als positiv oder negativ (unterstützender oder beeinträchtigender Beitrag) und hinsichtlich ihrer Bedeutung (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet. Nicht bewertet wurde, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die im Monitoring ausgewiesene Bewertung der Umweltverträglichkeit erfolgt ausschließlich anhand der gemessenen THG-Emissionen für Deutschland und Bayern. Die Ampel steht in Deutschland auf Grün und in Bayern auf Rot.

3 Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf

Gegenüber dem Vorjahr leicht verbesserte Bewertungen für Deutschland, kaum Unterschiede bei den Bewertungen Bayerns

Bei der Versorgungssicherheit lagen die Bewertungen für Deutschland und Bayern seit Beginn des Monitorings ausschließlich im kritischen Bereich. Tendenziell ist seit Beginn des Monitorings eine leichte Verschlechterung festzustellen. Zwischenzeitlich erreichte der Indikator im 3. und im 4. Monitoring Werte von 1,8. Seit dem 9. Monitoring lag er konstant bei 2,3.

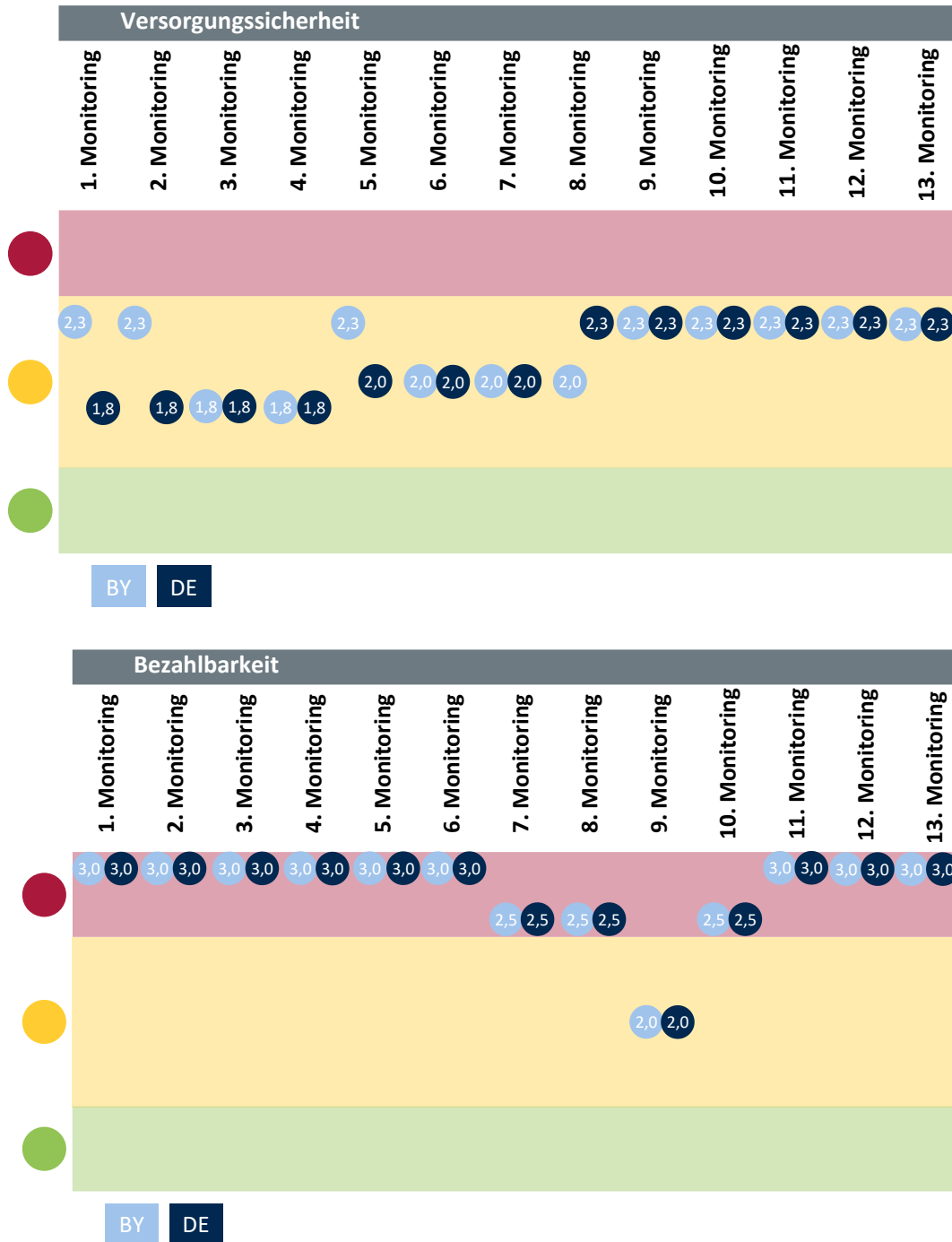
Die Bewertungen der Bezahlbarkeit lagen seit Beginn des Monitorings fast durchgängig im negativen Bereich. Im 9. Monitoring konnte eine Verbesserung auf eine kritische Bewertung erreicht werden, allerdings ist dies, aufgrund der gegenläufigen Entwicklung in den letzten Monitorings, bisher als Ausreißer zu bewerten.

Beim Indikator zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien ist ein systematischer Unterschied zwischen Bayern und Deutschland auszumachen. Bayern schnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich besser ab als Deutschland. Das ist insbesondere auf die gegenüber dem Bund unterschiedliche Zieldefinition in Bayern zurückzuführen. Bis zum 10. Monitoring waren jeweils deutliche Verbesserungen auszumachen, danach jedoch auch wieder Rückschritte zu erkennen. Im aktuellen Monitoring wird der Indikator sowohl für Deutschland wie auch für Bayern kritisch bewertet.

Bei der Umweltverträglichkeit kam es seit dem 4. Monitoring zu einer deutlichen Verschlechterung in Bayern, die bis zum aktuellen Monitoring anhielt. In Deutschland erhielt der Indikator bis zum 8. Monitoring eine negative Bewertung. Seither wechselte die Bewertung stets zwischen negativ, kritisch und positiv. Aktuell liegt wieder eine positive Bewertung vor.

Abbildung 70

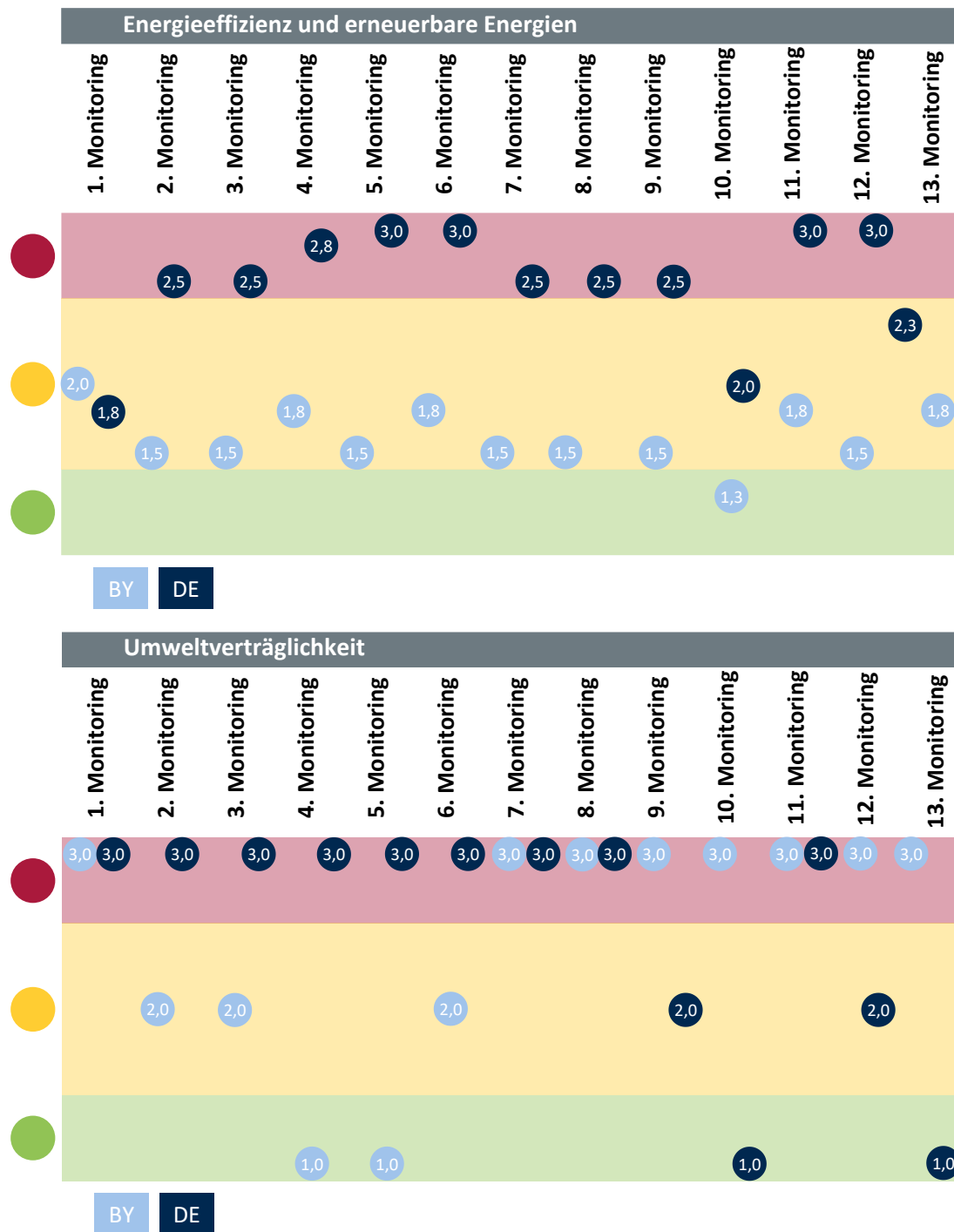
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Abbildung 71

Veränderung in der Bewertung der Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien sowie der Umweltverträglichkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Literaturverzeichnis

50Hertz (2018)

Maßnahmen und Anpassungen in Wahrnehmung der Systemverantwortung, www.50hertz.com

AEE föderal erneuerbar (2021 und vorherige)

Agentur für Erneuerbare Energien – Föderal Erneuerbar, www.foederal-erneuerbar.de

AG Energiebilanzen (2024a und vorherige)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2022

AG Energiebilanzen (2024b und vorherige)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022

AG Energiebilanzen (2024c und vorherige)

Anwendungsbilanzen Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Energiesektoren 2011 bis 2022

Agora Energiewende (2020)

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Agora Energiewende (2024)

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

Bundesamt für Justiz, Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

BAFA (2021 und vorherige)

Statistische Auswertungen zur „Besonderen Ausgleichsregelung“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Bayerisches Landesamt für Statistik

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, <https://www.statistik.bayern.de/>
Pressemitteilung vom 27.11.2024, <https://www.statistik.bayern.de/presse/mitteilungen/2024/pm338/>

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz (2024)

Klimabericht 2023

Bayerische Staatsregierung (2011)

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

Bayerische Staatsregierung (2019)

Entwurf Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG)

Bayerische Staatsregierung (2021)

Bericht Kabinettsitzung 15.11.2021

BDEW (2021a und vorherige)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – Kraftwerkliste

BDEW (2021b und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland seit 1995 (Stand 01/2021) <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

BDEW (2024a und vorherige)

BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023 – Haushalte und Industrie

BDEW (2024b und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000 (Stand 12/2024)

<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizung-des-wohnungsbestandes-in-deutschland/>

BMDV 2023 und vorherige

Verkehr in Zahlen 2022/2023

BMWi (2021 und vorherige)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2023a und vorherige)

Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Gesamtes Jahr 2023

BNetzA (2023b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Erstes Quartal 2023W

BNetzA (2023c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Zweites Quartal 2022

BNetzA (2024a und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

BNetzA (2024b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html

BNetzA (2024c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Erstes Quartal 2024

BNetzA (2024c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Zweites Quartal 2024

BNetzA (2024d)

Netztransparenz.de; EEG-Finanzierungsbedarf der Jahre 2023, 2024 und 2025; Jahresabrechnungen 2011 – 2022

BNetzA (2021a und vorherige)

www.netztransparenz.de

BNetzA (2021b und vorherige)

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024

BNetzA (2021c und vorherige)

Monitoring des Stromnetzausbaus - Zweites Quartal 2021

BNetzA (2021d und vorherige)

www.netzausbau.de

Bundesamt für Justiz (2013)

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG)

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2016)

Datenbasis zum Gebäudebestand - BBSR-Analysen KOMPAKT 09/2016

Bundesregierung (2011)

Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

Bundesregierung (2019a)

Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften

Bundesregierung (2019b)

Gesetzentwurf für das Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Bundesregierung (2019c)

Pressemitteilung – Bund-/Länder-Einigung zum Kohleausstieg, Nummer 21/20 vom 16. Januar 2020

Bundesregierung (2021)

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

CUBE CONCEPTS (2024)

<https://cubeconcepts.de/saidi-deutsches-stromnetz-weiterhin-stabil>, zugegriffen 15.01.2025

Destatis (2021 und vorherige)

Bestand an Wohnungen 2020

Destatis (2024)

<https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43312/table/43312-0002/search/s/NDMzMTI=>; aufgerufen am 20.01.2025

dena (2018)

dena-GEBÄUDEREPORT KOMPAKT 2018 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand

EEG (2021)

https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf, zugegriffen 20.12.2021

ENERGINET (2021 und vorherige)

www.energinet.dk

Energy-Charts

<https://www.energy-charts.info/>; zugegriffen am 21.01.2025

ENTSO-E (2018)

Country Data Package Germany, Stand: November 2018, www.entsoe.eu

E.ON (2015)

Pressemeldung vom 28. Juni 2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld

Eurostat (2024 und vorherige)

Strompreise, Eurostat Data Explorer, https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en

Fraunhofer ISE (2024 und vorherige)

Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom, www.energy-charts.de

Glauber (2017)

Treibhausgasemissionen in Bayern, https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNo-deServlet/BYMonografie_derivate_00000655/Treibhausgasemissionen%20in%20Bayern.pdf, zugegriffen 20.12.2021

H2 Mobility (2024 und vorherige)

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 08.12.2024)

Handelsblatt (2019)

Artikel „Warum Uniper zwei moderne Gaskraftwerke stilllegen und gleichzeitig ein neues bauen will“, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-absurd-warum-uniper-zwei-moderne-gaskraftwerke-stilllegen-und-gleichzeitig-ein-neues-bauen-will/23844326.html?ticket=ST-724463-cBNHePSGTbkmALHXJYOB-ap5>, zugegriffen 13.12.2019

IEA (2024)

Hydrogen Project Database, Stand 02.10.2024

IE Leipzig (2018)

Datenlieferung

KBA (2018)

Fahrzeugzulassungen FZ

KBA (2021 und vorherige)

Datenlieferung bezüglich Sonderauswertung Wasserstofffahrzeuge

KfW (2021 und vorherige)

Förderreport KfW Bankgruppe zwischen 2012 und 2021, <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/%C3%9Cber-die-KfW/Zahlen-und-Fakten/KfW-auf-einen-Blick/F%C3%B6rderreport/>

Koalitionsvertrag (2018)

Für ein bürgernahes Bayern – Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2018 - 2023

Koalitionsvertrag (2021)

Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit – Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP

LEAG (2021)

<https://www.leag.de/de/news/details/grundsteinlegung-fuer-gaskraftwerk-leipheim/>, zugegriffen 20.12.2021

LFU (2018)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Umwelt

Marktstammdatenregister (2024)

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Netzentwicklungsplan (2015)

Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

r2b, consentec, TEP, Fraunhofer ISI (2019)

Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten

Statistische Ämter der Länder (2024 und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2023

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2024 und vorherige)

Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Treibhausgasemissionen, <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg>

Statistisches Bundesamt (2024a und vorherige)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2024b und vorherige)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2022c und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2022

StMWi (2015)

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie – Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung

StMWi (2019)

Datenlieferung des Bayerisches Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Süddeutsche Zeitung (2019)

Artikel „München braucht eine Alternative zum Gaskraftwerk in Unterföhring“, <https://www.sueddeutsche.de/muenchen/kohleblock-unterfoehring-gaskraftwerk-1.4284633>, zugegriffen 12.12.2019

Tagesschau (2022)

Artikel „Was das Machtwort des Kanzlers bedeutet“: <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/scholz-machtwort-regierung-koalition-101.html>

UBA (2021)

Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes

UBA (2021a und vorherige)

Erneuerbare Energien in Zahlen; Internetauftritt des Umweltbundesamtes, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>

UBA (2021b und vorherige)

Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2019

UBA (2021c und vorherige)

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2019

UBA (2021d und vorherige)

Klimabilanz 2020 – Pressemitteilung März 2021; Internetauftritt des Umweltbundesamtes,

UNFCCC (2021)

National inventory submissions 2021 of greenhouse gas emissions in the common reporting format

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Produktionsentwicklung der energieintensiven Industrie
Abbildung 2	Zusammenfassung der Ergebnisse des 13. Monitorings
Abbildung 3	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 4	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 5	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2028
Abbildung 6	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern
Abbildung 7	Batteriespeicher
Abbildung 8	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 9	Stand des Netzausbaus
Abbildung 10	Eingriffe der Netzbetreiber – konventionelle Kraftwerke
Abbildung 11	Eingriffe der Netzbetreiber – erneuerbare Energien
Abbildung 12	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 13	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 14	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 15	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 16	Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern sowie Gasverbrauch in TWh Hu
Abbildung 17	Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland
Abbildung 18	Wasserstoffelektrolyseure in Deutschland und Bayern
Abbildung 19	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 20	Industriestrompreise in Deutschland
Abbildung 21	Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2024
Abbildung 22	Zusammensetzung des Industriestromverbrauchs, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh
Abbildung 23	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 24	Netzkosten der Industrie innerhalb der EU
Abbildung 25	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 26	Erdgaspreise für Gewerbekunden
Abbildung 27	Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 28	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 29	Erdgaspreise für Haushaltskunden
Abbildung 30	Börsenstrompreis und Entwicklung des EEG-Kontos
Abbildung 31	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 32	Deutschland – Dynamik des Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2024 – 31.12.2024)
Abbildung 33	Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung
Abbildung 34	Bayern – Dynamik des (Brutto-) Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2024 – 31.12.2024)
Abbildung 35	Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2024)
Abbildung 36	Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2024
Abbildung 37	Erzeugung erneuerbarer Energien
Abbildung 38	Stromerzeugung der erneuerbaren Energien nach Energieträger
Abbildung 39	Stromverbrauch
Abbildung 40	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern
Abbildung 41	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 42	Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland
Abbildung 43	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 44	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 45	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 46	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 47	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland Bayern
Abbildung 48	Entwicklung der THG-Emissionen
Abbildung 49	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 50	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Industrie
Abbildung 51	Emissionsintensität (CO ₂ , energiebedingt) der Industrie
Abbildung 52	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Abbildung 53	THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 54	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 55	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 56	Private Haushalte – Beheizungsstruktur in Deutschland

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 57	Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland
Abbildung 58	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen, an allen Wohneinheiten
Abbildung 59	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 60	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 61	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenes Fahrzeug
Abbildung 62	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 63	Anteil an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum 01. Januar
Abbildung 64	Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen
Abbildung 65	Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien
Abbildung 66	Bestand an öffentlichen Ladepunkten
Abbildung 67	Bestand an Wasserstofftankstellen
Abbildung 68	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen
Abbildung 69	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs
Abbildung 70	Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
Abbildung 71	Veränderung in der Bewertung der Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien sowie der Umweltverträglichkeit

Tabellenverzeichnis

Tabelle A.2.1	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung
Tabelle A.2.2	Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern
Tabelle A.2.3	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung
Tabelle A.2.4	Kraftwerksneubauprojekte in Bayern
Tabelle A.2.5	Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung
Tabelle A.2.6	Verzögerung beim Netzausbau in Bayern
Tabelle A.2.7	Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Anhang

Kapitelübersicht

A.1	Aufbau und Bewertung	114
A.2	Tabellen	121

A.1 Aufbau und Bewertung des Monitorings

A.1.1 Fokus Stromversorgung

Der Fokus des Monitorings liegt auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung. Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende dreizehnte Fassung bewertet die Situation der Jahre 2023 und 2024. Seit dem achten Monitoring werden in der Unterkategorie der Umweltverträglichkeit neue Indikatoren aufgeführt, die zahlreiche Aspekte der Klimaverträglichkeit des gesamten Energiesystems beleuchten. Seit dem 11. Monitoring werden zusätzlich neue Indikatoren mit Fokus auf die Gasversorgung aufgeführt. Das darauf folgende 12. Monitoring wurde um weitere Indikatoren und Darstellungen zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zum Netzausbau ergänzt.

A.1.2 Aspekte und Indikatoren

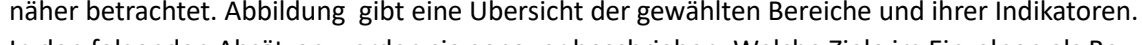
Zur Beurteilung, ob die Energiewende wie geplant vorankommt und sich in die von Bayerischer Staatsregierung und Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet.  Abbildung gibt eine Übersicht der gewählten Bereiche und ihrer Indikatoren. In den folgenden Absätzen werden sie genauer beschrieben. Welche Ziele im Einzelnen als Bewertungsmaßstab herangezogen wurden, wird bei den jeweiligen Indikatoren erläutert.

Abbildung A.1.1
Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

A.1.2.1 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wurde anhand von sieben Einzelindikatoren untersucht, die den beiden Themenfeldern *Kraftwerke* und *Netze* zugeordnet wurden.

Die Situation und die Entwicklung bei den *Kraftwerken* wurden anhand folgender Indikatoren geprüft:

- Leistung konventioneller Kraftwerke (Territorialprinzip)
- Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- geplanter Zubau von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken in Bayern
- Reservekraftwerkskapazitäten
- gesicherte Leistung zur Stromerzeugung
- Stromaustausch mit dem Ausland

Zur Beurteilung der *Netze* wurden folgende Indikatoren verwendet:

- Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz
- Eingriffe der Netzbetreiber
- SAIDI-Wert (Versorgungsunterbrechungen länger als drei Minuten)
- Gasimporte nach Ländern
- Geplante Wasserstoffleitungen

A.1.2.2 Kosten

Die *Kosten* der Energiewende wurden anhand des Strompreises für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie deren Belastung mit Stromkosten und der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten beurteilt.

Im Einzelnen wurden folgende Indikatoren genutzt, bei denen zumeist nicht zwischen Bayern und Deutschland differenziert werden konnte:

- Industriestrompreis
- Industriepreis für Gas
- Haushaltsstrompreis
- Haushaltspreis für Gas
- Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben
- Börsenstrompreis
- Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage)
- Netzentgelte
- Anzahl der Abnahmestellen, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen und für die die EEG-Umlage begrenzt wird, sowie die zugehörige Strommenge

A.1.2.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Zur Beurteilung der *Energieeffizienz* wurden folgende Indikatoren herangezogen:

- Stromverbrauch insgesamt
- Stromintensität in der Industrie
- spezifischer Stromverbrauch der privaten Haushalte je Einwohner
- Gasverbrauch
- Energieproduktivität
- Primärenergieverbrauch (PEV)

Der Ausbau der *erneuerbaren Energien* wurde anhand des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland und an der Stromerzeugung in Bayern bewertet. Die Bewertung der Energieproduktivität beruht auf dem Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts (BIP) zum Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland und zum PEV in Bayern.

A.1.2.4 Umweltverträglichkeit

Die *Umweltverträglichkeit* in Deutschland wurde seit dem achten Monitoring anhand der THG-Emissionen (ohne Landnutzungsmaßnahmen [LULUCF]) beurteilt. Zuvor gingen nur die energiebedingten Emissionen in die Bewertung ein. Für Bayern wurden bis zum achten Monitoring die energiebedingten Emissionen pro Einwohner als Indikator verwendet, da sich hierauf das Ziel der Bayerischen Staatsregierung aus dem Jahr 2015 beziehungsweise 2011 bezog. Mit dem Bayerischen Klimaschutzgesetz, das im November 2020 verabschiedet wurde, bezieht sich das Ziel für Bayern nun auf die gesamten THG-Emissionen pro Einwohner. Aus diesem Grund wurde ab dem achten Monitoring dieser Indikator genutzt.

A.1.3 Bewertungsschema

Für die Bewertung ausgewählter Indikatoren wird ein Ampelschema verwendet. Bei den einzelnen Indikatoren finden sich die Kriterien für die Einordnung in die Kategorien „Grün“ für eine positive Bewertung, „Gelb“ für eine kritische Einschätzung und „Rot“ für eine negative Beurteilung.

Zusätzlich wurden die Ziffern von eins bis drei zur Bewertung herangezogen und den Farbkategorien zugeordnet. „Grün“ entspricht 1, „Gelb“ 2 und „Rot“ 3. Die Zahlen bieten die Möglichkeit, die Gesamtentwicklung der Oberbereiche anhand der Bildung von Mittelwerten zu bestimmen. Darüber hinaus ermöglichen sie den Vergleich zwischen dem aktuellen Monitoring und den Vorgänger-Monitoringberichten.

Sofern für einen Indikator ein quantifiziertes Ziel aus dem Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise dem Energiekonzept der Bundesregierung vorlag, wurden diese verwendet. Auch in Gesetzen wie dem EEG definierte Ziele wurden berücksichtigt. Waren solche quantifizierten Angaben für ein Zieljahr (z.B. 2030 oder 2050) vorhanden, wurde ein Zielpfad definiert, der den

A.1 Aufbau und Bewertung des Monitorings

Start- und Zielpunkt linear verband. Entsprechend der Formulierungen im Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Startjahr 2010 für Bayern beziehungsweise 2008 für Deutschland. Sofern Zielsetzungen aktualisiert wurden, wurden diese übernommen. Die Zielpfade starten dann jeweils im Jahr der neuen Zielsetzung. Für den Indikator der THG-Emissionen ist sowohl in Bayern als auch in Deutschland 1990 der Startwert des Zielpfades.

Lag kein durch Energieprogramm beziehungsweise Energiekonzept quantifizierter Zielwert für einen Indikator vor, wurde ein angemessener Referenzwert definiert. Bei Indikatoren, bei denen dies nicht möglich war, wurde auf Zielwerte, Zielpfade und Bewertung verzichtet. Sie haben informatorischen Charakter und beschreiben wichtige Aspekte des Energiesystems.

Durch die jeweiligen Klimaschutzgesetze wurde das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland sowie bis 2040 in Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung der Erreichung dieser Ziele im Bereich *Umweltverträglichkeit* wurden im Monitoring die THG-Emissionen herangezogen.

Die Beiträge der Unterindikatoren zur Erreichung der Klimaschutzziele wurden qualitativ als positiv oder negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag) und hinsichtlich ihrer Bedeutung (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet. Nicht bewertet wurde, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

A.2 Tabellen

Tabelle A.2.1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2045	2050
Klimaschutz					
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 %	65 %	88 %	Treibhausgasneutralität	Nach dem Jahr 2050 sollen netto negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	80 %			100 % treibhausgasneutrale Stromerzeugung
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %		60 %
Stromverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	10 %				
Primärenergieverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	20 %				50 %
Endenergieproduktivität					
Steigerung 2008 bis 2050	2,1 % p. a.				

Quelle: Bundesregierung 2011, 2019, 2021

Tabelle A.2.2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

Blockname	Nettoleistung in MW	Abschaltdatum
Isar/Ohu 1	878	6. August 2011
Grafenrheinfeld	1.275	27. Juni 2015
Gundremmingen B	1.288	31. Dezember 2017
Gundremmingen C	1.288	31. Dezember 2021
Isar/Ohu 2	1.410	15. April 2023

Quelle: Atomgesetz, E.ON 2015, Tagesschau 2022

Tabelle A.2.3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025	2030	2040
Klimaschutz			
THG-Emissionen	altes Ziel: 5,5 t energiebe- dingte CO ₂ -Emissio- nen pro Einwohner und Jahr	altes Ziel: unter 5 t THG-Emissionen pro Einwohner neues Ziel: Reduk- tion der THG-Emis- sionen um 65 % ggü. 1990 pro Ein- wohner	THG-Neutralität
Erneuerbare Energien		Verdopplung der Erzeugung	
Anteil an der Brutto- stromerzeugung	rund 70 %		
	davon (geschätzt):		
Wasserkraft	23–25 %		1 TWh Steigerung
Photovoltaik	22–25 %	180 MWh zusätzlich	80 bis 100 GWh
Windenergie	14–16 %	40 TWh Erzeugung	
Biomasse	5–6 %	min. 800 neue	
Tiefengeothermie	1 %	Windräder	
Anteil am EEV*	20 %	plus 15 % ggü. 2021	
Stromverbrauch	möglichst konstant		
Primärenergieverbrauch			
Verringerung gegenüber 2010	10 %		
Primärenergieproduktivität			
Steigerung gegenüber 2010	25 %		

* EEV = Endenergieverbrauch

Quelle: StMWi 2021, 2019, 2015; BayKlimaG

Tabelle A.2.4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

Kraftwerk	Leistung (MW)	Energieträger	Inbetriebnahme	Status 2024	Anmerkung
München/ Unterföhring	214	Erdgas	k. A.	In Planung; Genehmigung durch Gemeinderat abgelehnt; Stadtwerke halten an Planungen fest	-
Irsching	300	Erdgas	In Betrieb seit 2023	In Bau	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp; Genehmigung wurde jedoch erteilt	-
Leipheim	300	Erdgas	In Betrieb seit 2023	In Planung	Netzstabilitätsanlage
Gundremmingen	k. A.	Erdgas	k. A.	In Planung	-
Gundelfingen	max. 1.200	Erdgas	k.A.	In Planung	-
Energiespeicher Riedl	300	Pumpspeicher	frühestens 2028	Im Planfeststellungsverfahren	-
Poschberg	450	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchensee	700	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-

A.2 Tabellen

Schweinfurt 1.000 Erdgas - Abgesagt -

Quelle: BNetzA, BDEW 2018a, Handelsblatt 2019, Süddeutsche Zeitung 2019, LEAG 2021

Tabelle A.2.5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Standort	2011 2012 MW	2013 2014 MW	2014 2015 MW	2015 2016 MW	2016 2017 MW	2017 2018 MW	2018 2019 MW	2019 2020 MW	2020 2021 MW	2021 2022 MW	2022 2023 MW	2023 2024 MW	2024 2025 MW
Freimann	BY	160												
Irsching 3	BY	415	415	415	415	415	375	375	375	375	375	375	375	375
Irsching 4	BY				545	545	545	545	545					
Irsching 5	BY				846	846	846	846	846					
Ingolstadt 3 und 4*	BY				716	761	761	761	761	761	761	761	761	772
Staudinger 4	HE	622	622	622	622	622	622	580	580	580	580	580	580	580
Staudinger 5	HE													510
GTKW Darmstadt	HE					95	95	95	95	95	95	95	95	95
UPM Augsburg DT 3**	BY					29		29						
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY					18		18						
UPM Schongau	BY					82	82	82	64	64	64	64	64	64

A.2 Tabellen

Zolling	BY															472
Summe	160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.326	3.331	3.266	1.875	1.875	1.875	1.875	1.875	2.868	

* Zu Ingolstadt 3 und 4 2015/2016 (MW): Die Reservekraftwerke konnten hier aufgrund netztechnischer Engpässe im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich lediglich mit einer Nettoengpassleistung von in Summe 716,1 MW einspeisen.

** Zu UPM Augsburg Dampfturbine 3 und Heizkraftwerk T2 Augsburg: Die Kraftwerke gehören zur Reserve, wurden aber nicht für jedes Winterhalbjahr durch die BNetzA kontrahiert.

Quelle: BNetzA

Tabelle A.2.6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

Netzvorhaben	Trassenlänge in km	Fertigstellung nach NEP* 2015	Fertigstellung nach Monitoring des Stromnetzausbaus	Verzögerung in Jahren
Wilster – Bergrheinfeld West (SuedLink)	620	2022	2028	6
Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	580	2022	erstes Vorhaben: 2027 zweites Vorhaben: 2030	5 (bezogen auf erstes Vorhaben)
Mecklar – Bergrheinfeld West	133	2022	2031	9
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2026	6
Grafenrheinfeld - Großgartach	149	2020	2026	6
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2026	6
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2030	7

A.2 Tabellen

Raitersach – Altheim	160	2024	2031	7
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018–2022	2030	2–10
Redwitz – Punkt Tschirn	38	2016	2021 (fertiggestellt)	5
Oberbachern – Ottenhofen	47	2022	2029	7

* Netzentwicklungsplan

Quelle: BNetzA, Bundesamt für Justiz 2013, NEP 2015

Tabelle A.2.7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft (Abbildung 49)	Umwandlung	Deutlicher Rückgang seit 2012, überproportionaler positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang seit 2012, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 50)	Industrie	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Emissionsintensität (Abbildung 51)	Industrie	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 52)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Deutlicher Rückgang seit 2012, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Zunahme seit 2012, negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
THG-Emissionen der Landwirtschaft (Abbildung 53)	Landwirtschaft	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver	-

A.2 Tabellen

		Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	
THG-Emissionen der Abfallwirtschaft (Abbildung 53)	Abfall	Deutlicher Rückgang seit 2010 und daher deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 54)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beheizungsstruktur (Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.6)	Private Haushalte	Deutlicher Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten; geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, da Neubauten nur einen geringen Einfluss auf den gesamten Energieverbrauch haben.	-
Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche (Abbildung 57)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Sanierungsrate: Anteil der Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen (Abbildung 58)	Private Haushalte	Im Jahr 2023 deutlich eingebrochen, was negativ zu bewerten ist.	Im Jahr 2023 ebenfalls deutlich eingebrochen und daher negativ zu bewerten.
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (Abbildung 59)	Öffentliche Gebäude	Im Jahr 2023 deutlich eingebrochen, was negativ zu bewerten ist.	Im Jahr 2023 ebenfalls deutlich eingebrochen und daher negativ zu bewerten.

A.2 Tabellen

Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors (Abbildung 60)	Verkehr	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit sehr geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit sehr geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug (Abbildung 61)	Verkehr	Rückläufig seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückläufig seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Model Shift / Entwicklung des Modal Split (siehe Abbildung 62)	Verkehr	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung abgesehen von Pandemie-Jahren 2020 und 2021 Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung abgesehen von Pandemie-Jahren 2020 und 2021 Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. 63)	Verkehr	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.
Anteile alternativer Antriebe bei Innenstadtbusen im ÖPNV (siehe Abbildung 64)	Verkehr	Annähernd konstant bis 2019, danach deutlicher Anstieg, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang bis 2018, danach deutlicher Anstieg, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beimischung erneuerbarer Energien zu Kraftstoffen (siehe Abbildung 65)	Verkehr	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Jedoch Rückgang gegenüber 2020.	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Jedoch Rückgang gegenüber 2020.

A.2 Tabellen

Bestand an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 66)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht erreicht.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; das Ausbauziel für Bayern 2023 wurde erreicht.
Bestand an Wasserstofftankstellen (siehe Abbildung 67)	Verkehr	Gering, Rückgang im Jahr 2023.	Gering, Rückgang im Jahr 2023, um die bayerischen Ziele zu erreichen, muss deutlich mehr zugebaut werden als in den Jahren vor 2023.
Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität (siehe Abbildung 66)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an Elektrofahrzeugen nicht Schritt.	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an Elektrofahrzeugen nicht bzw. nur verzögert Schritt.
Abdeckung Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge (siehe Abbildung 68)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Wasserstofftankstellen unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen nicht Schritt.	-

A.2 Tabellen

Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs (siehe Abbildung 69)	Verkehr	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit (leicht) positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit (leicht) positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
--	---------	---	---

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

Weitere Beteiligte

Prognos AG
0041 61 3273-337
info@prognos.com

Bearbeitende:
Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Jana Breitenstein
Andreas Brutsche
Dr. Almut Kirchner
Dina Tschumi
Minh Phuong Vu