

12. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie

Stand: März 2024

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Energiewende erfordert gemeinsame Kraftanstrengung

Mit diesem Monitoring legen wir zum zwölften Mal eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Der Bericht behandelt im Wesentlichen das Jahr 2022, stellt jedoch auch die jüngsten Entwicklungen dar, sofern zuverlässige Daten zur Verfügung stehen.

Das Ergebnis kann in keinem Bereich zufriedenstellen. Die wenigen Verbesserungen, z. B. bei den THG-Emissionen in Deutschland, sind nicht strukturell bedingt, sondern haben ihre Ursache in der schlechten Konjunktur. Die hohen Energiepreise sind alarmierend. Die Entwicklung hat sich seit unserem letzten Monitoring noch einmal verschlechtert. Insbesondere die energieintensive Industrie braucht dauerhaft einen international wettbewerbsfähigen Strompreis. Aufgrund der schwierigen konjunkturellen Lage muss darüber hinaus ein Brückenstrompreis für alle Unternehmen kommen. Zumindest Zuschüsse zu den Übertragungs- und Verteilnetzentgelten sowie eine dauerhafte Absenkung der Stromsteuer sind erforderlich.

Der Ausbau aller erneuerbaren Energien muss mit aller Kraft vorangetrieben werden. Die Ausbaugeschwindigkeit bei der Windenergie ist noch viel zu langsam. Zur Steigerung der Akzeptanz müssen jetzt alle beteiligten Akteure an einem Strang ziehen. Auch der Netzausbau darf nicht weiter verzögert werden. Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen auf allen Ebenen weiter entschlackt, modernisiert und vereinfacht werden. Die Gasinfrastruktur muss auf klimaneutrale Gase umgestellt und eine bayerische Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden, die parallel zu einer CO₂-Transportinfrastruktur geplant wird. Ohne die Abscheidung von CO₂, seiner Speicherung und Weiterverwendung sind die Klimaziele nicht zu erreichen.

Der Handlungsbedarf ist also unverändert hoch. Mit gemeinsamen Anstrengungen aller Akteure auf den genannten Feldern bleibt es möglich, die Energiewende erfolgreich zu gestalten.

Bertram Brossardt
07. März 2024

Inhalt

1	Zusammenfassende Bewertung	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	5
2.1	Deutschland	5
2.2	Bayern	7
3	Aufbau und Bewertung des Monitorings	10
3.1	Fokus Stromversorgung	10
3.2	Aspekte und Indikatoren	10
3.2.1	Versorgungssicherheit	12
3.2.2	Kosten	12
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	13
3.2.4	Umweltverträglichkeit	13
3.3	Bewertungsschema	13
4	Rückblick: bisherige Monitoring-Ergebnisse	15
5	Ergebnisse des 12. Monitorings	17
5.1	Versorgungssicherheit	17
5.1.1	Kraftwerke	18
5.1.2	Netze	31
5.2	Bezahlbarkeit	46
5.2.1	Industriestrompreise	47
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage (bis Mitte 2022 relevant)	51
5.2.3	Erdgaspreise für die Industrie	52
5.2.4	Strompreise für private Haushalte	54
5.2.5	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	55
5.2.6	Erdgaspreise für private Haushalte	56
5.2.7	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	57
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	59
5.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	59
5.3.2	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	62
5.3.3	Gasverbrauch	63
5.3.4	Energieproduktivität	64
5.3.5	Primärenergieverbrauch	66
5.3.6	Ausbau der erneuerbaren Energien	67

5.4	Umweltverträglichkeit	70
5.4.1	Gesamte THG-Emissionen	70
5.4.2	Energiewirtschaft	76
5.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	76
5.4.4	Private Haushalte	80
5.4.5	Verkehr	87
5.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	96
6	Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf	101
	Literaturverzeichnis	104
	Abbildungsverzeichnis	109
	Tabellenverzeichnis	112
	Ansprechpartner/Impressum	113

1 Zusammenfassende Bewertung

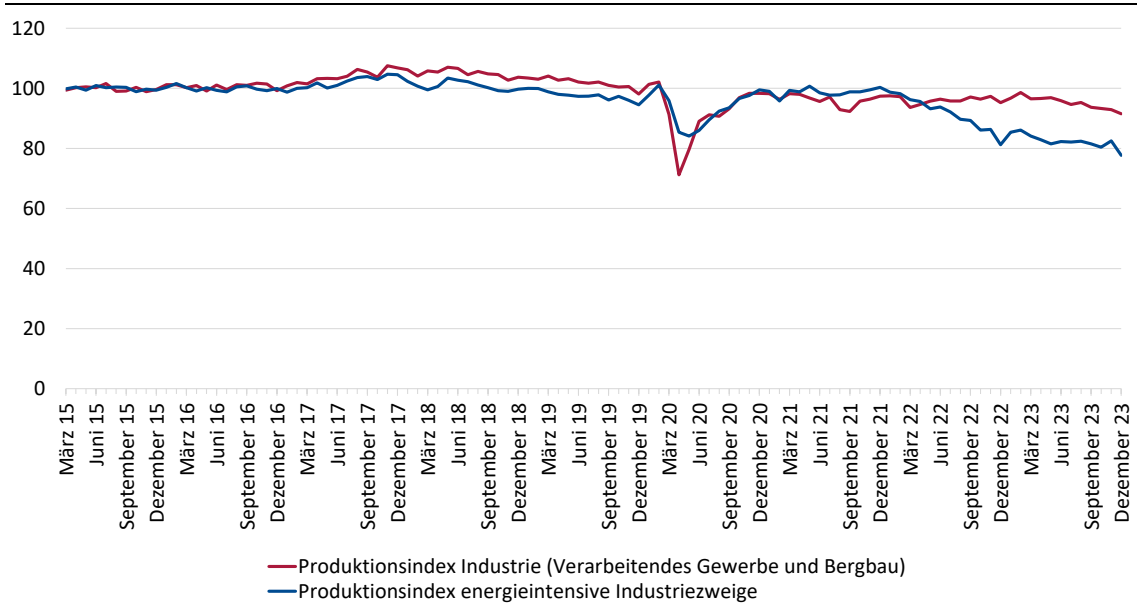
Versorgungssicherheit noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend, Energieeffizienz verbessert

Das Monitoring der Energiewende wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die aktuelle zwölfte Fassung zeigt die Entwicklungen des Jahres 2022 und, sofern Daten vorliegen, des Jahres 2023.

Die Jahre 2022 und 2023 waren stark durch einen Anstieg der 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. Damit liegen 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 auch im Jahr 2023 mit hohen Preisen konfrontiert waren.

Die hohen Energiepreise sowie die angespannte Versorgungslage mit Erdgas und damit einhergehende Energieeinsparungen hatten deutliche Auswirkungen auf den Energieverbrauch in den Jahren 2022 und 2023. Im Jahr 2022 ging der Primärenergieverbrauch um 5,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück und erreichte damit den niedrigsten Wert seit der Wiedervereinigung. 2023 wurde dieser Wert nochmals unterschritten, mit einem erneuten Rückgang um 7,9 Prozent. Der Hauptgrund für diesen erneuten Rückgang 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 ist 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 vorhergehenden Monitoring verbesserte sich in Deutschland ein Indikator: Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) wurde nach einer negativen (roten) Bewertung im Vorjahr nun kritisch (gelb) beurteilt. Alle anderen Indikatoren blieben unverändert: Die Stromausfallzeit lag gemessen am *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) weiter im grünen Bereich. Alle weiteren Indikatoren lagen für Deutschland im negativen Bereich.

Auch in Bayern gab es nur eine Veränderung: Die Entwicklung des Stromverbrauchs erhielt wieder eine positive (grüne) Bewertung, nachdem sie im Vorjahr kritisch (gelb) eingestuft worden war. In den Feldern Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit wurde Bayern wie Deutschland bewertet: Die Stromausfallzeit schnitt positiv ab, alle anderen Indikatoren negativ. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet (gelbe im Vergleich zu roter Ampelfarbe). Dies ist vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen der bayerischen Regierung im Vergleich zu den Zielen der Bundesregierung und die damit verbundenen unterschiedlichen Bewertungskriterien zurückzuführen. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte (aufgrund der Bilanzsystematik) überproportional positiv auf den Anteil erneuerbarer Energien und die Primärenergieproduktivität aus. Die Entwicklung der THG-Emissionen in Bayern erhielt eine negative Bewertung.

Abbildung 2

Zusammenfassung der Ergebnisse des 12. 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	3 (3) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	entfällt	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	3 (3) ●	3 (3) ●
Umweltverträglichkeit	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswerte in Klammern, ↑ bzw. ↓: Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 11. Monitoring aus dem Jahr 2022

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2022 trotzdem gewährleistet. Dazu trugen Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen bei. Von diesen Maßnahmen war im Jahr 2022 weiter ein vergleichsweise hohes Niveau an Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen stiegen gegenüber 2021 nochmals massiv an und erreichten mit rund 5 Milliarden Euro einen historischen Höchstwert. Für den Winter 2022/2023 und 2023/2024 waren 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 zuvor letztmals im Winter 2017/2018 der Fall. Insgesamt blieb Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die erwartete künftige Entwicklung fließt nicht in diese Bewertung ein.

Die *Strompreise* der Industrie und der privaten Haushalte stiegen in 2022 und 2023 weiter erheblich an. Die Steigerung bei den privaten Haushalten lag 2023 deutlich über der Teuerungsrate der Verbraucherpreise. In der Industrie lagen die Preissteigerungen ebenfalls in allen drei untersuchten Abnahmefällen deutlich über der Teuerungsrate (der Produzentenpreise) und erhalten eine negative Bewertung. Auch die Gaspreise stiegen 2022/2023 sowohl für Haushaltskunden als auch für Gewerbekunden sehr deutlich an.

Die Energieeinsparungen in Deutschland waren weiterhin unzureichend: Bei allen Indikatoren der *Energieeffizienz* – Energieproduktivität, Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch – verbesserten sich die Werte im Jahr 2022 zwar, lagen jedoch noch immer zu weit vom Zielpfad entfernt, und erhielten damit weiterhin eine kritische Bewertung. Der Stromverbrauch ging sowohl in Bayern als auch in Deutschland deutlich zurück, was eine positive Bewertung in Bayern zu Folge hat. In Deutschland besteht seit 2021 kein Ziel mehr für die Entwicklung des Stromverbrauchs. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Bayern lag weiterhin im negativen Bereich. Der Primärenergieverbrauch ging in Bayern deutlich zurück und erhielt eine positive Bewertung. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stieg an und lag ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland erreichten 2023 gemäß Agora Energiewende den tiefsten Wert seit mehr als 70 Jahren, was zu einer Verbesserung der Bewertung von negativ auf kritisch führte. Die Emissionen der einzelnen Sektoren liegen aktuell nur bis zum Jahr 2022 vor: Die Emissionen des Verkehrssektors verblieben in etwa auf dem Niveau des Vorjahres, während in der Energiewirtschaft mehr Emissionen als 2021 ausgestoßen wurden. Die Haushalte, der Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor (GHD) und die Industrie hatten Emissionsminderungen zu verzeichnen. In Bayern lagen die zuletzt verfügbaren beziehungsweise schätzbaren Daten zu den THG-Emissionen für die Jahre 2020 und 2021 mit mehr als 90 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 (Kap. 5.4.6). Im Vergleich zum 11. Monitoring der Energiewende sind bei vielen dieser Indikatoren wieder nur relativ geringe Fortschritte zu verzeichnen.

2 Hintergrund und Ziele der Energiewende

Ziele für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung

2.1 Deutschland

Mit ihrem im Herbst 2010 verabschiedeten Energiekonzept hat die Bundesregierung quantitative Zielgrößen definiert, um langfristig eine sichere, wirtschaftliche und umwelt- sowie klimaverträgliche Energieversorgung zu erreichen.

Entscheidende Säulen des Energiekonzepts sind die Steigerung der Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Daneben war ursprünglich eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorgesehen.

Mit dem am 12. Dezember 2019 vom Bundestag beschlossenen Klimaschutzgesetz hat sich die Bundesregierung das Ziel einer langfristigen Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 gesetzt. Am 29. April 2021 entschied jedoch das Bundesverfassungsgericht, dass das beschlossene Klimaschutzgesetz in Teilen verfassungswidrig ist, da die bisherige Klimaschutzgesetzgebung zu wenig ambitioniert ausgestaltet war. Daraufhin verschärfte die Bundesregierung das Minderungsziel für 2030 von 55 Prozent auf 65 Prozent gegenüber 1990. Das Ziel der Klimaneutralität gilt nun bereits bis zum Jahr 2045 statt 2050.

Mit der Novelle des EEG im April 2022 (Osterpaket) hat die Bundesregierung das bereits im Koalitionsvertrag enthaltene Ziel von 80 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 gesetzlich verankert.

Tabelle 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 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.		

Quellen: Bundesregierung 2011, 2019, 2021.

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 hatte die Bundesregierung beschlossen, die Laufzeit der Kernkraftwerke zu verkürzen. Acht Anlagen wurden sofort stillgelegt, die verbleibenden Reaktoren sollten ursprünglich bis Ende 2022 sukzessive vom Netz genommen werden. Nach einem Beschluss der Bundesregierung im Herbst 2022 liefen die verbliebenen drei Reaktoren, darunter das Kraftwerk Isar/Ohu 2 in Bayern (siehe Tabelle 2), noch bis Mitte April 2023 weiter. Seit dem 15. April 2023 werden in Deutschland keine Kernkraftwerke mehr am Strommarkt betrieben.

Tabelle 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

Quellen: Atomgesetz, E.ON 2015, Tagesschau 2022

2.2 Bayern

Im Oktober 2015 legte die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung“ (Bayerisches Energieprogramm) vor, mit dem das Bayerische Energiekonzept vom Mai 2011 fortgeschrieben wurde und das unter anderem qualitative und quantitative Ziele bis zum Jahr 2025 definiert (siehe Tabelle 3). Auch im Bayerischen Energieprogramm spielen eine steigende Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidende Rollen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Im November 2019 veröffentlichte die Bayerische Staatsregierung das „Aktionsprogramm Energie“, in dem die energiepolitische Agenda der Staatsregierung für die aktuelle Legislaturperiode dargestellt wird. Im Aktionsprogramm Energie sind unter anderem konkrete Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2022 genannt.

Am 17. Mai 2022 einigte sich die Bayerische Staatsregierung auf neue Ausbauziele für erneuerbare Energien. Die Ziele sehen vor, dass sich bis 2030 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern gegenüber 2021 verdoppeln soll.

[Hintergrund und Ziele der Energiewende](#)

Im Bayerischen Klimaschutzgesetz vom 23. November 2020 wurde als Ziel festgesetzt, bis zum Jahr 2030 die THG-Emissionen pro Kopf um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 beziehungsweise auf weniger als fünf Tonnen zu senken. Bis spätestens 2050 soll Klimaneutralität in ganz Bayern erreicht werden, in der Verwaltung schon bis 2030.

Am 13. Dezember 2022 hat der Bayerische Landtag ein verschärftes Klimaschutzgesetz verabschiedet. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent der Treibhausgas-Emissionen pro Einwohner gegenüber 1990 eingespart werden.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025	2030	2040
Klimaschutz			
THG-Emissionen	altes Ziel: 5,5 t energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Einwohner und Jahr	altes Ziel: unter 5 t THG-Emissionen pro Einwohner neues Ziel: Reduktion der THG-Emissionen um 65 % ggü. 1990 pro Einwohner	THG-Neutralität
erneuerbare Energien		Verdopplung der Erzeugung	
Anteil an der Bruttostromerzeugung	rund 70 %		
	davon (geschätzt):		
Wasserkraft	23–25 %		
PV	22–25 %	180 MWh zusätzlich	
Windenergie	14–16 %	40 TWh Erzeugung	
Biomasse	5–6 %	min. 800 neue Windräder	
Tiefengeothermie	1 %	plus 15 % ggü. 2021	
Anteil am EEV*	20 %		
Stromverbrauch	möglichst konstant		
Primärenergieverbrauch			
Verringerung gegenüber 2010	10 %		
Primärenergieproduktivität			
Steigerung gegenüber 2010	25 %		

* EEV = Endenergieverbrauch

Quellen: StMWi 2021, 2019, 2015; BayKlimaG

3 Aufbau und Bewertung des Monitorings

Stromversorgung in Bayern und Deutschland auf dem Prüfstand

3.1 Fokus Stromversorgung

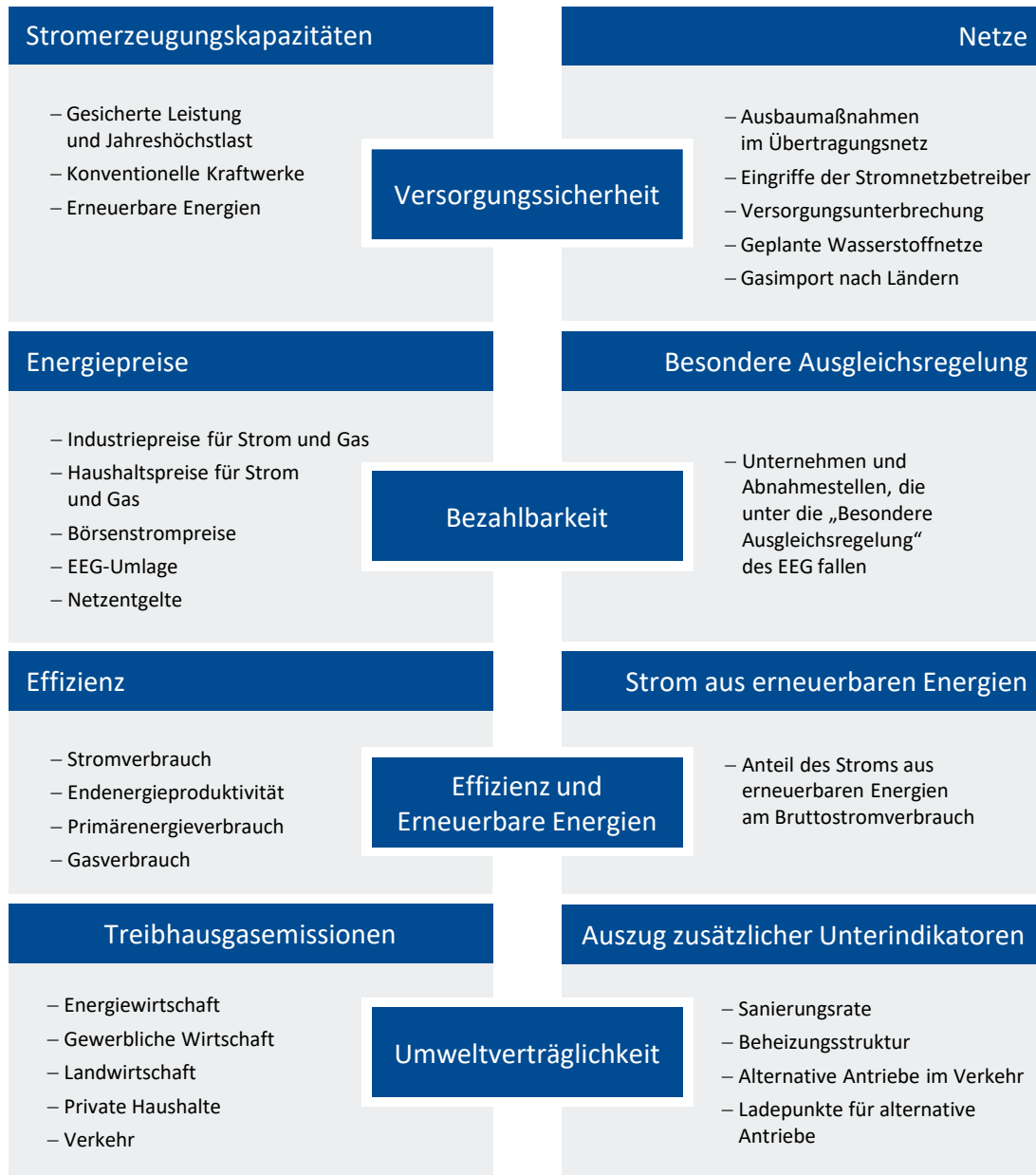
Der Fokus des Monitorings liegt auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung. Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende zwölfte Fassung bewertet die Situation der Jahre 2022 und 2023. 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 nun vorliegende 12. Monitoring wurde um weitere Indikatoren und Darstellungen zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zum Netzausbau ergänzt.

3.2 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 3 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 3
Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

3.2.1 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

3.2.2 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

3.2.3 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.

3.2.4 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.

3.3 Bewertungsschema

Für die Bewertung ausgewählter Indikatoren wurde 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 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.

4 Rückblick: bisherige Monitoring-Ergebnisse

Versorgungssicherheit in Bayern noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend

Das Monitoringjahr 2021 wurde, wie schon das Vorjahr 2020, erheblich durch Auswirkungen der Corona-Pandemie beeinflusst. Nach dem allgemeinen Einbruch der Wirtschaftsleistung im Vorjahr – damit verbunden gingen Energieverbrauch, Stromverbrauch und Treibhausgasemissionen erheblich zurück – erholte sich die Wirtschaft zwar wieder, der Energieverbrauch lag aber weiterhin deutlich unter den Werten von 2019. Im vierten Quartal 2021 machte sich ein massiver Energiepreisanstieg aufgrund von Energieträgerknappheiten und der allgemeinen wirtschaftlichen Erholung bemerkbar, der sich im Jahr 2022 fortsetzte.

Im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring verschlechterte sich in Deutschland mit der Entwicklung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und dem Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zwei Indikatoren von einer positiven (grünen) Bewertung zu einer negativen (roten). Die Haushaltsstrompreise verschlechterten sich ebenfalls und waren negativ zu bewerten (vorher kritisch). Die Stromausfallzeit lag gemessen am *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) weiter im grünen Bereich. Alle weiteren Indikatoren lagen für Deutschland im negativen Bereich.

In Bayern kam es zu einer Verschlechterung bei der Entwicklung des Stromverbrauchs und damit zu einer kritischen (gelben) Bewertung (vorher grün). Die Bewertung der Bezahlbarkeit von Strom in Bayern verschlechterte sich und lag im negativen Bereich. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wurde Bayern besser als Deutschland bewertet (gelbe im Vergleich zu roter Ampelfarbe), was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und die daraus resultierenden Unterschiede in den Bewertungskriterien zurückzuführen war. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirkten sich Stromimporte überproportional positiv auf den Anteil erneuerbarer Energien und die Primärenergieproduktivität aus.

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns blieb mäßig zufriedenstellend, war aber 2021 trotzdem gewährleistet. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen stiegen gegenüber 2020 massiv an und erreichten mit rund 2,3 Milliarden Euro einen historischen Höchstwert. Insgesamt blieb Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung.

Die *Strompreise* der Industrie und der privaten Haushalte stiegen im Jahr 2021 deutlich an. Die Steigerung lag über der Teuerungsrate der Verbraucherpreise. In der Industrie lagen die Preissteigerungen ebenfalls in allen drei untersuchten Abnahmefällen deutlich über der Teuerungsrate. Auch die neu aufgenommen Gaspreise stiegen 2021 sowohl für Haushaltskunden als auch für Gewerbekunden deutlich an.

Die Energieeinsparungen in Deutschland waren weiterhin unzureichend. Die Indikatoren der *Energieeffizienz* zeigten, dass Deutschland sich seit 2014 von den Effizienzzielen insgesamt immer mehr entfernte.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland erhöhten sich 2021 deutlich um 4,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Diese Erhöhung war vor allen Dingen auf die wirtschaftliche Erholung nach dem starken (pandemiebedingten) Einbruch 2020 zurückzuführen. In Bayern lagen die zuletzt verfügbaren Daten zu den THG-Emissionen für das Jahr 2019 mit 95 Mt CO₂-Äquivalenten weiter deutlich über dem Zielpfad.

Abbildung 4

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 11. Monitoring

	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	↓ 3,0 (2,5) ●	↓ 3,0 (2,5) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	↓ 3 (2) ●	↓ 3 (2) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↓ 3,0 (2,0) ●	↓ 1,8 (1,3) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	entfällt	↓ 2 (1) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	↓↓ 3 (1) ●	↓ 3 (2) ●
Umweltverträglichkeit	↓↓↓ 3 (1) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↓↓↓ 3 (1) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 10. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 10. Monitoring aus dem Jahr 2021

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5 Ergebnisse des 12. Monitorings

Entwicklung entscheidender Indikatoren weiterhin besorgniserregend

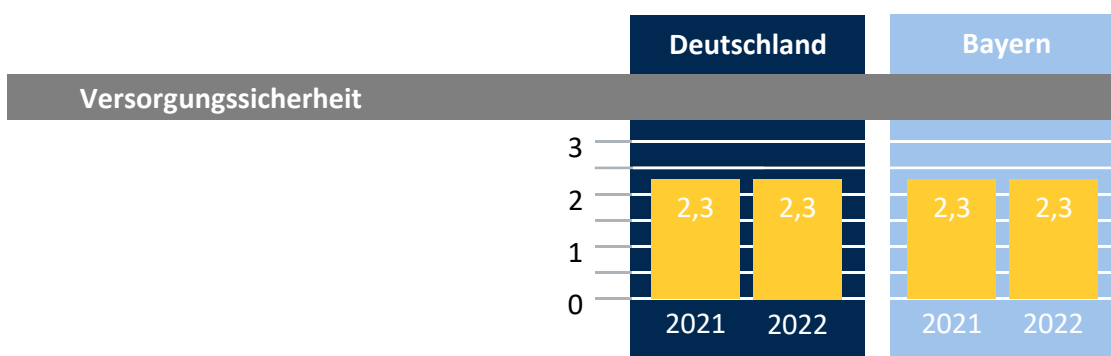
5.1 Versorgungssicherheit

Abbildung 5

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).

5.1.1 Kraftwerke

5.1.1.1 Gesicherte Erzeugungsleistung

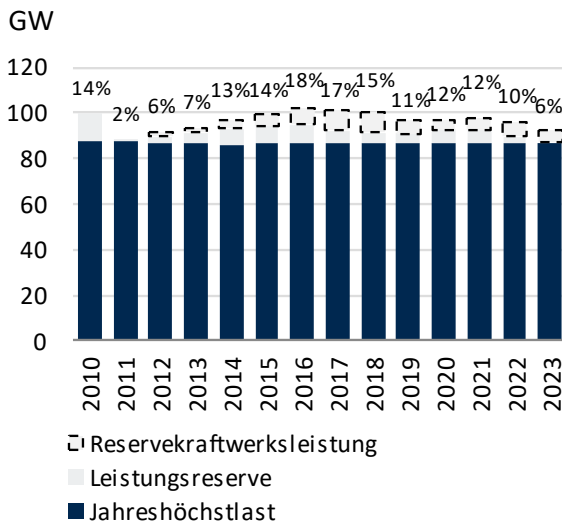
Wichtig für eine sichere Stromversorgung ist unter anderem, dass zum Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs genügend Erzeugungsleistung bereitsteht, um die Nachfrage zu decken. Die Stromnachfrage kann dabei sowohl durch bayerische beziehungsweise deutsche Kraftwerke gedeckt werden als auch durch den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

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 lässt Schlussfolgerungen über die Möglichkeiten einer „autarken“ Stromversorgung auf der Leistungsseite zu 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.

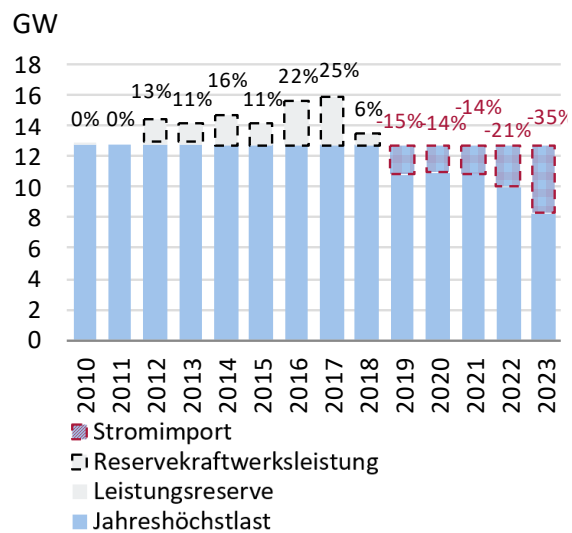
Abbildung 6

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern

Deutschland



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. Dabei werden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „saisonale Konservierung“, „Sicherheitsbereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke werden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke werden als Reserve eingestuft. 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 die Leistung berücksichtigt, die sich die Bundesnetzagentur (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.

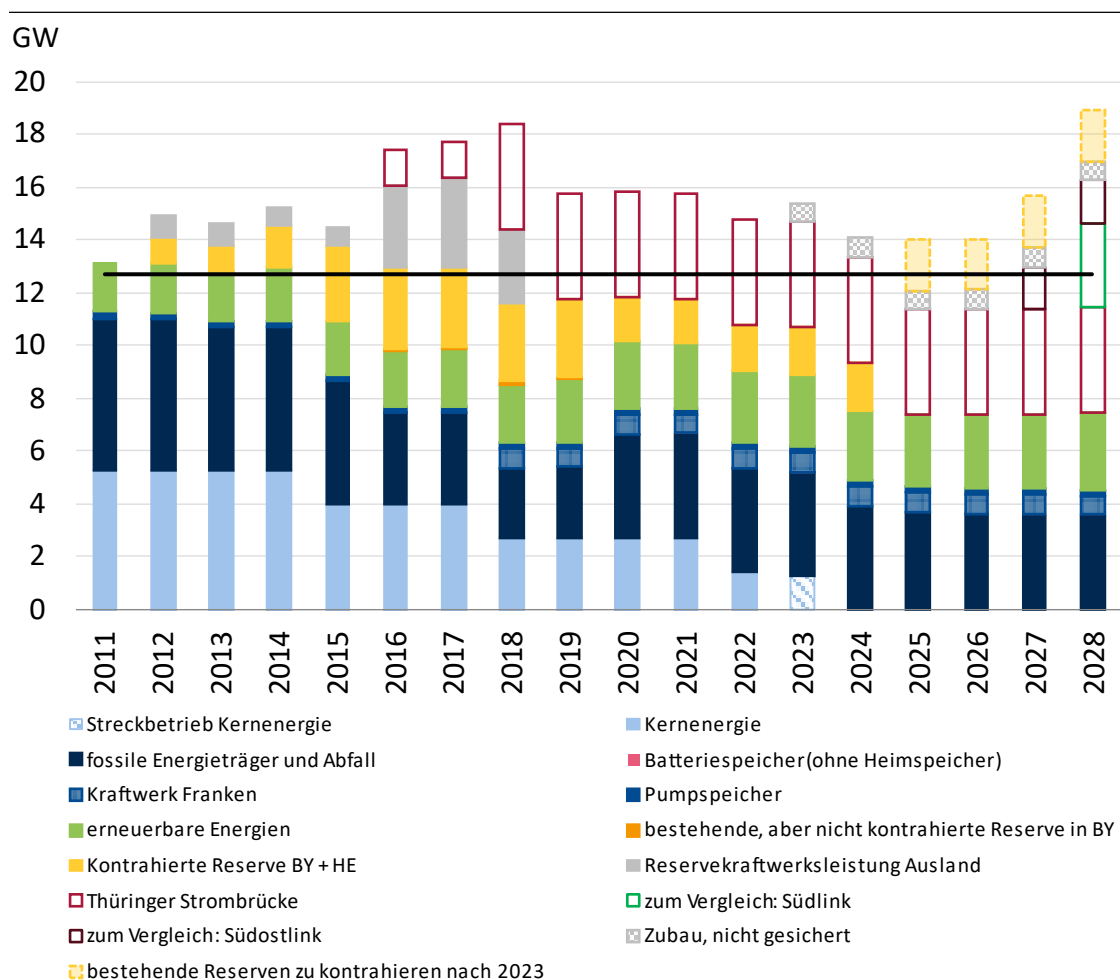
Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2023 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Im Jahr 2023 betrug der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast 6 Prozent. Zunehmend mehr nationale Kraftwerke, die das Ende ihrer 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 den Winter 2022/2023 und 2023/2024 sind jedoch wieder rund 1,3 GW Leistung notwendig. Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2023/2024 liegt mit 4,6 GW rund 2,4 GW niedriger als im Vorjahreswinter 2022/2023.
- 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 2023 waren zur Deckung der Höchstlast in Bayern zusätzlich Stromimporte erforderlich (Abbildung 6). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2023/24 bleibt mit 1,2 GW auf dem Niveau des Vorjahres.

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe Abbildung 7). 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 Kapitel 5.3.5.

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 7
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 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. Dezember 2022 abgeschaltet werden. Zukünftig wird der Ausbau des Stromnetzes für weitere Entlastung sorgen. Dieser verzögert sich jedoch gegenüber der ursprünglichen Planung (vgl. Abschnitt 5.1.2).

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 Betriebes 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 4 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 einem Volksentscheid vom 5. November 2017 das Kohlekraftwerk im Norden der Stadt bis 2022 abgeschaltet werden. Mittlerweile wurde Block 2 dieses Kohlekraftwerks von der Bundesnetzagentur 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 Kraftwerkes 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 würden.

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.

Tabelle 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	-

Ergebnisse des 12. Monitorings

Poschberg	450	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchensee	700	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas	-	Abgesagt	-

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

In Tabelle 5 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 Abbildung 7 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.

Tabelle 5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Standort	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Freimann	BY	160												
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	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
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	580	580	580	580	580	580
GTKW Darmstadt	HE						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
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

* 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

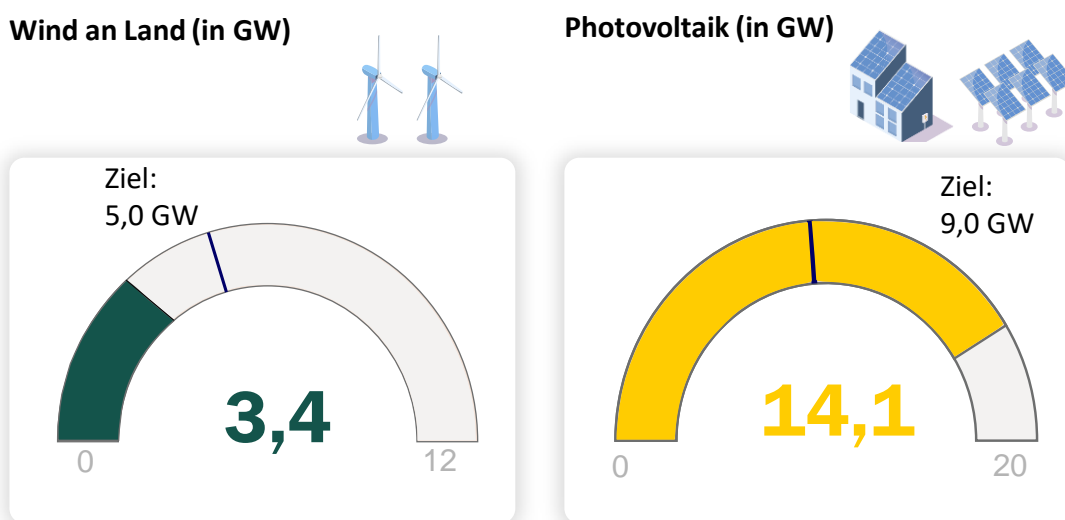
5.1.1.2 Installierte Leistung erneuerbarer Energien

Die installierte Leistung erneuerbarer Energien hat sich in Deutschland seit 2008 von rund 38 GW auf über 150 GW fast vervierfacht. Zwischen 2008 und 2021 entfielen rund 61 Prozent des Erneuerbare-Energien-Zubaus auf PV-Anlagen und 41 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 2023 bei 5 GW, erreicht wurden jedoch nur 3,4 GW. Langfristig ist zur Erreichung der Ziele ein jährlicher Zubau von 12 GW notwendig. Bei Photovoltaik sieht das Bild anders aus. Hier lag das Ausbauziel im Jahr 2023 bei 9 GW. Dieses wurde mit einem Zubau von 14,1 GW deutlich übertroffen. Langfristig sind aber auch hier mit 20 GW höhere jährliche Ausbauraten erforderlich.

Abbildung 8

Deutschland – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2023 - 31.12.2023)



Quelle: Prognos-Energieatlas 2024

Die installierte Leistung der PV hat sich seit 2008 von rund 6 GW auf rund 67 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

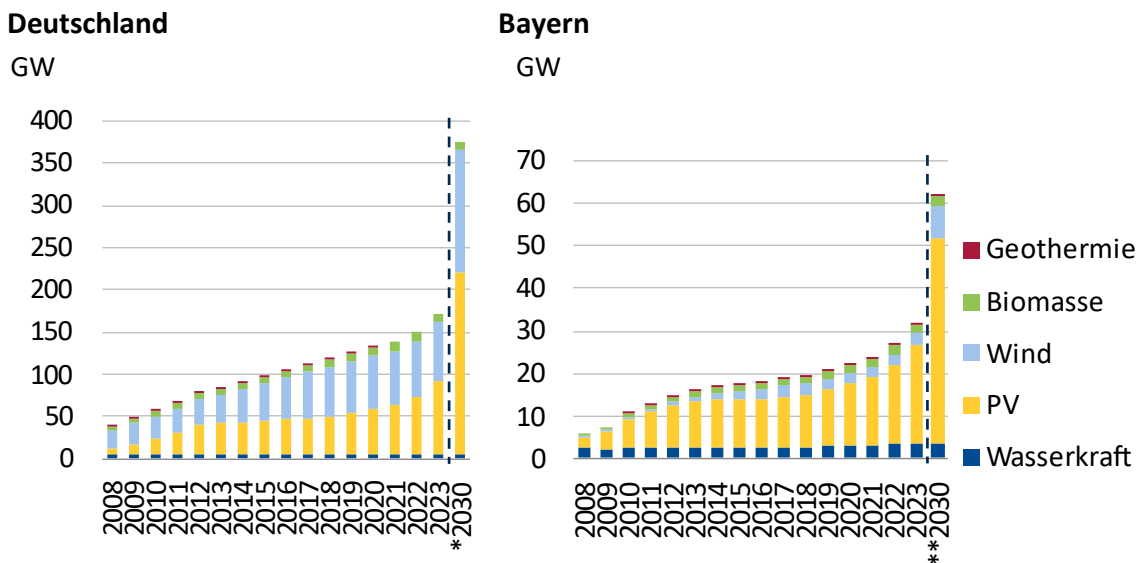
2017 erhöhte sich der Zubau von PV-Anlagen wieder deutlich. 2022 wurden rund 9 GW und 2023 rund 14 GW zugebaut.

Bei Windenergieanlagen kam es zwischen 2008 und 2023 zu einer Verdreifachung der installierten Leistung von rund 23 GW auf 69 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. Seitdem ist ein moderater Anstieg zu verzeichnen. Im Jahr 2022 wurden mehr als 2 GW, im Jahr 2023 mehr als 3 GW an Anlagenleistung errichtet.

In Abbildung 9 dargestellt sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien für 2030. Um die geltenden Ziele zu erreichen, muss sich die bis Ende 2023 installierte Anlagenleistung mehr als verdoppeln. Hierfür ist ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 19 GW bei PV und 11 GW bei Wind notwendig.

Abbildung 9

Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung



* Ausbauziel 2030 des EEG

** Ausbauziel 2030 der Staatsregierung

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

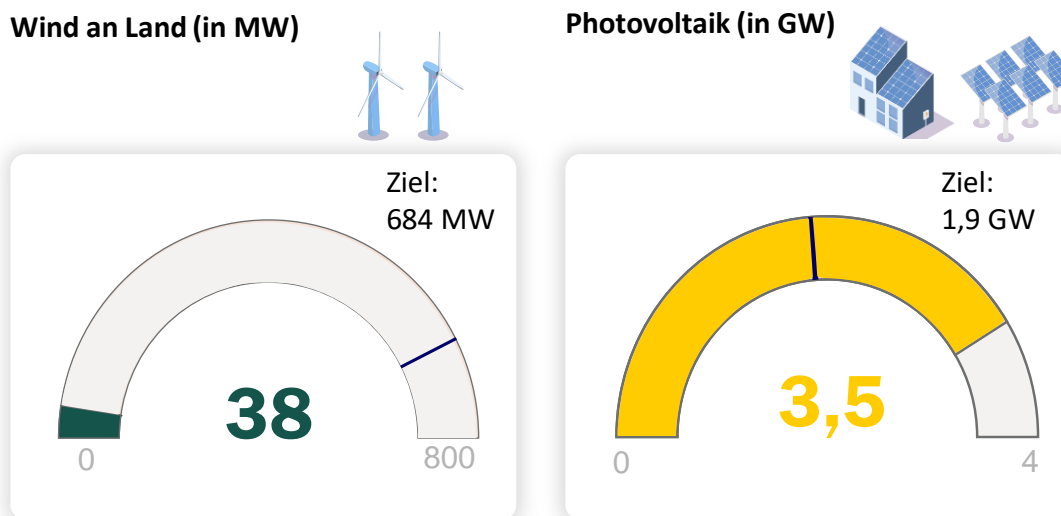
Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2023 von 6 GW auf 30 GW ausgebaut und somit verfünffacht. Photovoltaikanlagen machten mit rund zwei Dritteln den größten Anteil bei diesem Zubau aus. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis

2016 auf 0,5 GW pro Jahr zurück, in den Jahren danach stieg der Zubau an, lag 2022 bei fast 3 GW und 2023 bei 3,5 GW. Gemessen am jährlichen notwendigen Zubau, der gemäß der Studie „Bayernplan Energie 2040“ notwendig ist, wurde das Ziel von 1,9 GW im Jahr 2023 deutlich übererfüllt. Langfristig ist ein höherer jährlicher Zubau von 4 GW erforderlich.

Beim Ausbau von Windenergieanlagen ist eine deutlich schwächere Dynamik zu verzeichnen als bei der Photovoltaik. Bis Ende 2023 wurden 2,6 GW an Leistung zugebaut. Wurden in den Jahren 2013 bis 2017 noch durchschnittlich über 300 MW pro Jahr zugebaut, kam der Ausbau seitdem nahezu zum Erliegen. Im Jahr 2022 wurden 40 MW und im Jahr 2023 36 MW zugebaut. Damit entfielen rund 94 Prozent der Ende 2023 installierten Leistung auf Anlagen, die vor dem Jahr 2018 zugebaut wurden. Gemessen am jährlichen Ziel von 684 MW für 2023 liegt Bayern damit deutlich unter dem Zielwert. Auch langfristig sind deutlich höhere jährliche Ausbauraten von 800 MW erforderlich.

Abbildung 10

Bayern – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr
(01.01.2023 - 31.12.2023)



Quelle: Prognos-Energieatlas 2024

Im Jahr 2022 hat sich die Bayerische Staatsregierung Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien für 2030 gesetzt. Angestrebt wird eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 gegenüber 2021. Außerdem sollen mehr als 1.000 neue Windräder zugebaut werden, und die Anlagenleistung der Photovoltaik soll sich gegenüber 2021 verdreifachen. Hierfür sind bis 2030 ein durchschnittlicher Zubau der Leistungen von 3,7 GW bei Photovoltaik und 700 MW bei Windanlagen notwendig. Bei Photovoltaik liegt der Zubau des Jahres 2023 damit bereits fast in der Größenordnung der Zubauziele. Der

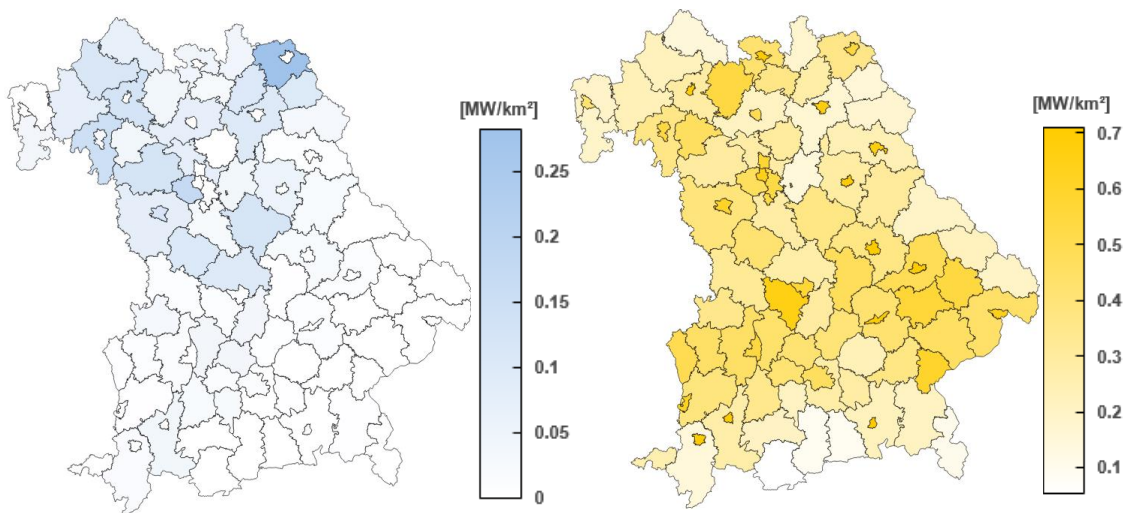
Zubau von Windanlagen muss sich gegenüber 2023 um fast um den Faktor 20 vervielfachen.

Der regionale Ausbau von Windenergieanlagen verteilt sich sehr unterschiedlich über die Landkreise des Freistaates Bayern. 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 verteilt sich im Vergleich dazu deutlich gleichmäßiger über die Landkreise des Freistaates.

Abbildung 11

Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2023)

Windkraft an Land: 2,6 GW Gesamtleistung Photovoltaik: 22,2 GW Gesamtleistung



Quelle: Prognos-Energieatlas 2024

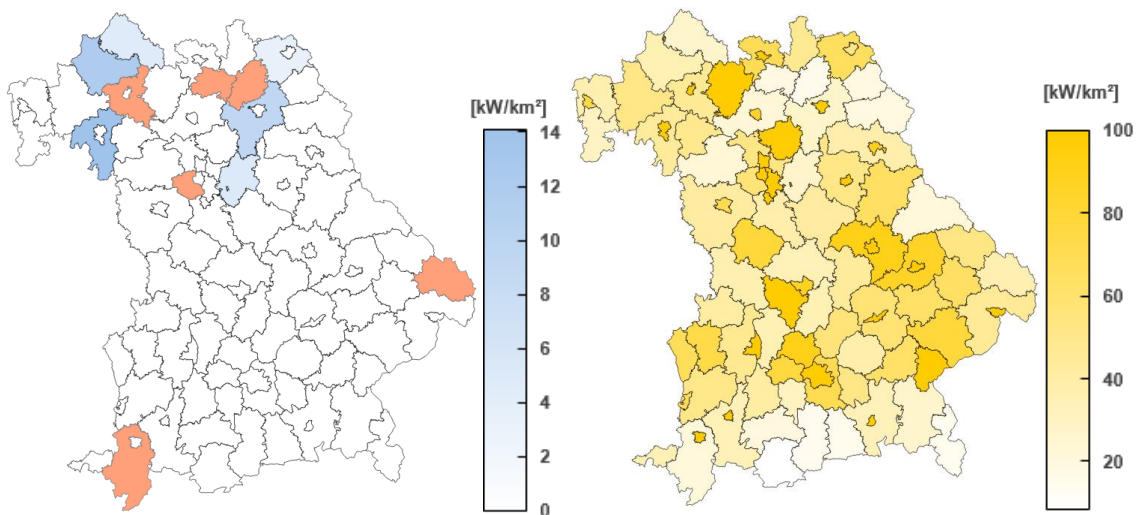
Ein ähnliches Bild wie bei der gesamten installierten Leistung zeigt sich für den Zubau an Windanlagen. Der geringe Zubau von 36 GW verteilte sich vollständig auf Landkreise im Norden Bayerns. In sechs Landkreisen kam es sogar zu einem Rückbau der Anlagenkapazität (rot dargestellt in Abbildung 12). Im Vergleich dazu verteilte sich der Zubau an Photovoltaikanlagen deutlich gleichmäßiger über die Landkreise.

Abbildung 12

Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2023

Windkraft an Land: 38 MW Netto-Zubau

Photovoltaik: 3,5 GW Netto-Zubau



Quelle: Prognos-Energieatlas 2024

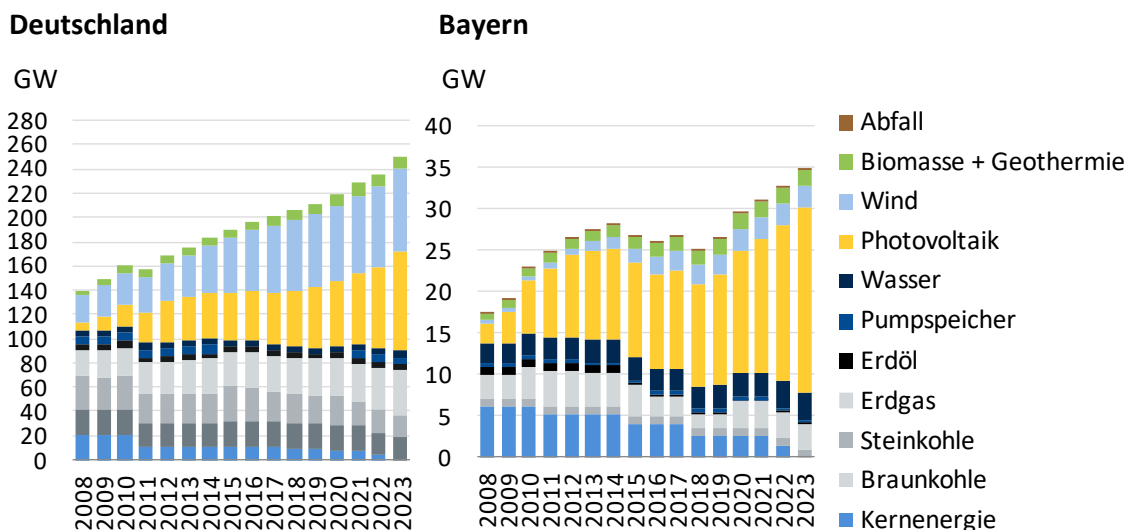
5.1.1.3 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2023 von 140 GW auf 250 GW (Abbildung 12). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) ging 2023 (84 GW) im Vergleich zum Vorjahr zurück (86 GW). Grund hierfür war das Abschalten der letzten Kernkraftwerke.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2023 von knapp 18 GW auf rund 35 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 reduzierte sich die konventionelle Kraftwerksleistung auf weniger als 10,5 GW. 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 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 auf 7,5 GW. Im Jahr 2023 wurde das letzte Kernkraftwerk Isar 2 mit einer Nettoleistung von 1.410 GW vom Netz genommen.

Abbildung 13

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern



Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste.

5.1.2 Netze

5.1.2.1 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 Kilometern im Höchstspannungsübertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2023 waren von den im EnLAG geplanten 1.821 Leitungskilometern acht im Raumordnungsverfahren, 128 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigungsverfahren, 216 genehmigt beziehungsweise in Bau und 1.464 Kilometer realisiert (zum Vergleich: 1.338 km im dritten Quartal 2021).
- Im Jahr 2022 wurden 186 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 144 km im Jahr 2021).

Ergebnisse des 12. Monitorings

- 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 8. Monitorings gaben sie noch das Jahr 2030 und im Betrachtungszeitraum des 7. Monitorings das Jahr 2025 hierfür an.

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Das zuletzt im Dezember 2023 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 97 Vorhaben des BBPIG umfassten zum dritten Quartal 2023 eine Länge von rund 12.168 Leitungskilometern. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 10 Gleichstromleitungen enthalten.

Zum dritten Quartal 2023 waren von den im BBPIG geplanten 12.168 Leitungskilometern 1.228 Kilometer genehmigt und 1.231 Kilometer realisiert. Damit machten die fertiggestellten Leitungen rund 10 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer aus (9 Prozent in 2022).

Im Jahr 2022 wurden 339 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 171 km im Jahr 2021).

Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2038 in Betrieb gehen.

Verzögerungen beim Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2022 lag in Deutschland das Netzelement mit den meisten Eingriffsstunden im Leitungsabschnitt Dörpen mit 16.021 Eingriffsstunden. Zum Vergleich: Das im Jahr 2021 am stärksten belastete Element war in 1.959 Stunden betroffen. Das am stärksten belastete Netzelement in Bayern lag erneut im Gebiet Altheim (3.040 Eingriffsstunden in 2022 gegenüber 334 in 2021).

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 14) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch es zu Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung kommt. Die Planung der Inbetriebnahme von SuedLink sieht seit dem letzten Monitoring das Jahr 2028 vor.

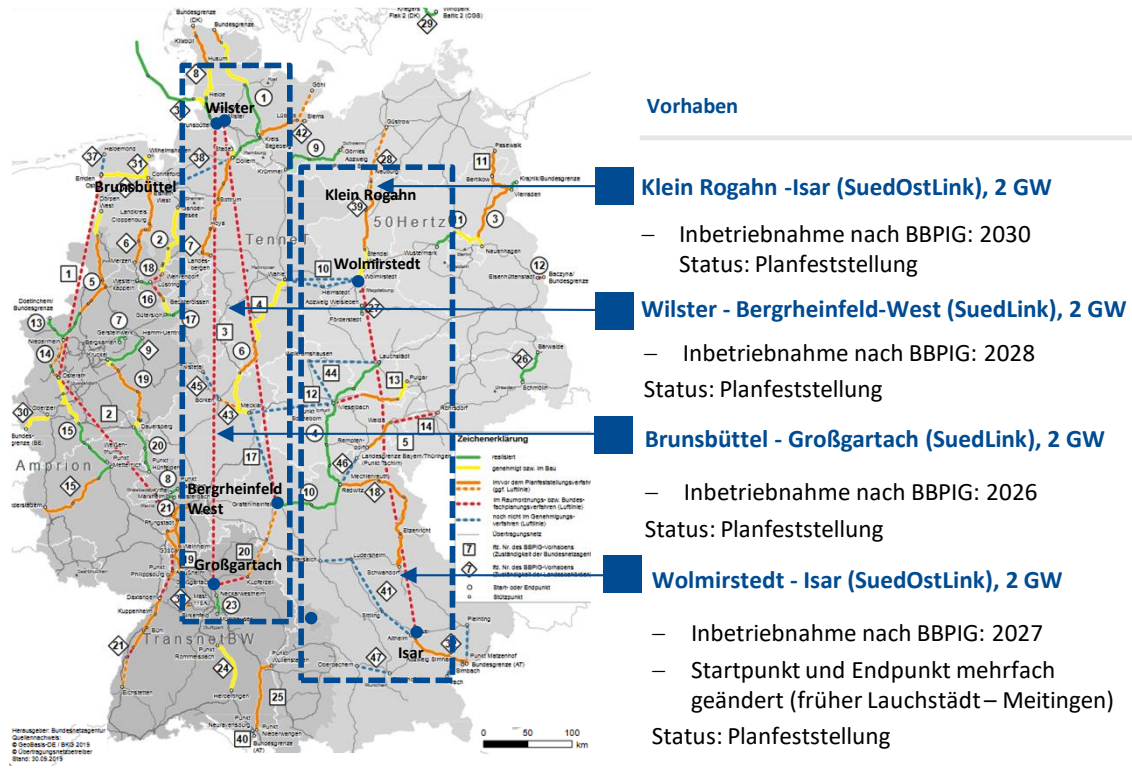
Bei SuedLink waren zum dritten Quartal letzten Jahres 36 der 1.230 Kilometern im Bau oder genehmigt. Die restlichen 1.194 befanden sich im Planfeststellungsverfahren. Beim

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 2023 alle 538 Leitungskilometer im Planfeststellungsverfahren, die Fertigstellung dieses Vorhabens ist weiter für 2027 vorgesehen. Beim neu vorgesehenen Leitungsstrang befinden sich die gleich verlaufenden 521 Kilometer ebenfalls im Planfeststellungsverfahren, weitere 237 sind noch nicht im Genehmigungsverfahren. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist für 2030 vorgesehen.

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplanes sind Verzögerungen bis zur Fertigstellung von bis zu 6 Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Verschiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft, mit einer Ausnahme, auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (Tabelle 6).

Abbildung 14
Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)



Quelle: BNetzA.

Tabelle 6

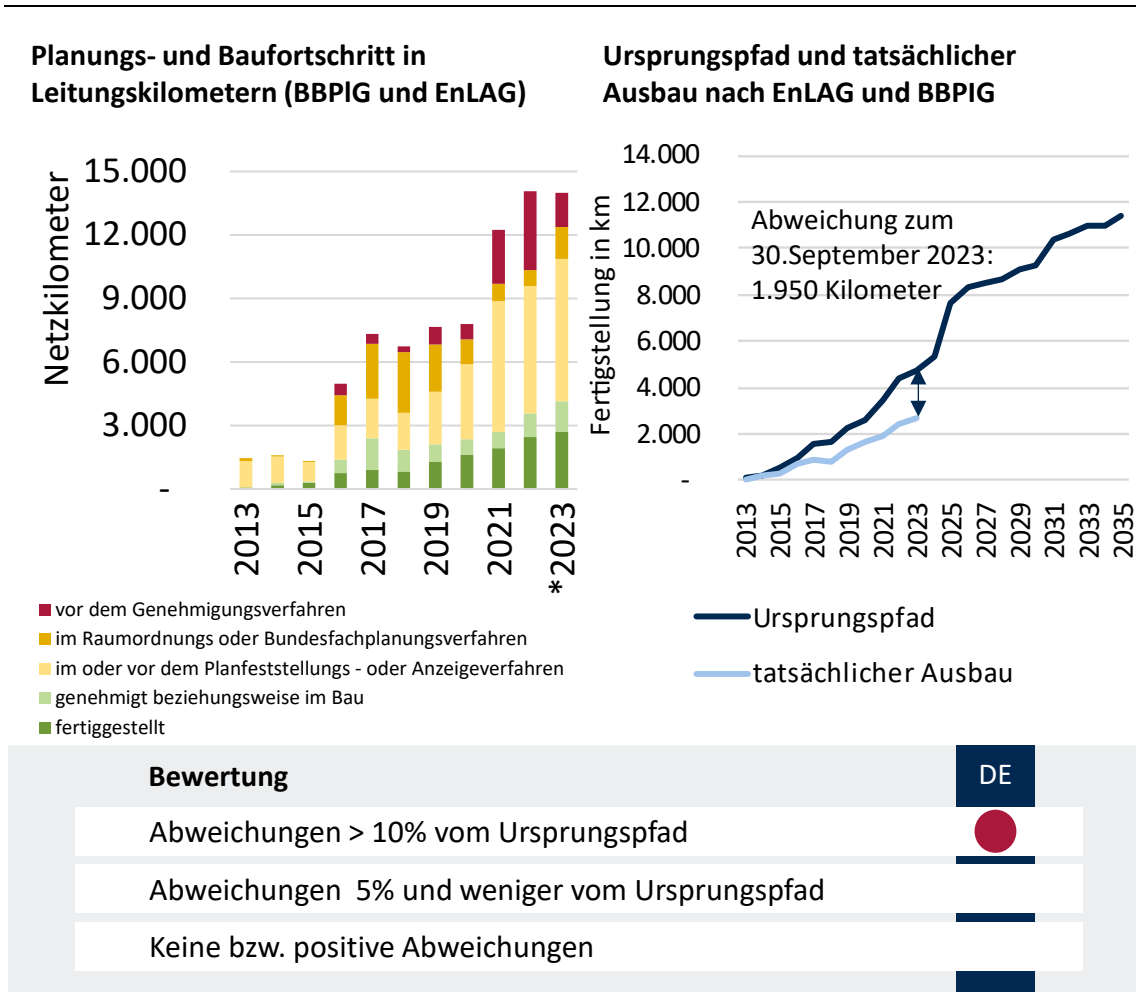
Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

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	2025	5
Grafenrheinfeld - Großgartach	149	2020	2026	6
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2025	5
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2025	2
Raitersach – Altheim	160	2024	2030	6
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; Quellen: BNetzA, Bundesamt für Justiz 2013, NEP 2015.

In EnLAG und BBPIG sind zusammen 13.098 Leitungskilometer aufgenommen. 2.695 Kilometer hiervon sind bereits fertiggestellt. Die geplante Fertigstellung der Leitungskilometer weicht aktuell weiter deutlich von der ursprünglichen Planung ab. Zum dritten Quartal 2023 wurden 1.950 weniger Kilometer fertiggestellt als in den ursprünglichen Fassungen der Gesetze vorgesehen. Hinsichtlich des Netzausbaus wird daher erneut eine rote Ampelbewertung vorgenommen.

Abbildung 15
Stand des Netzausbaus



Quelle: Netzausbau; Monitoringberichte.

5.1.2.2 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. In Deutschland trifft dies vor allem auf Netzgebiete des Übertragungsnetzbetreibers TenneT zu (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel PV im bayerischen Teil des Netzes).

Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um 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.

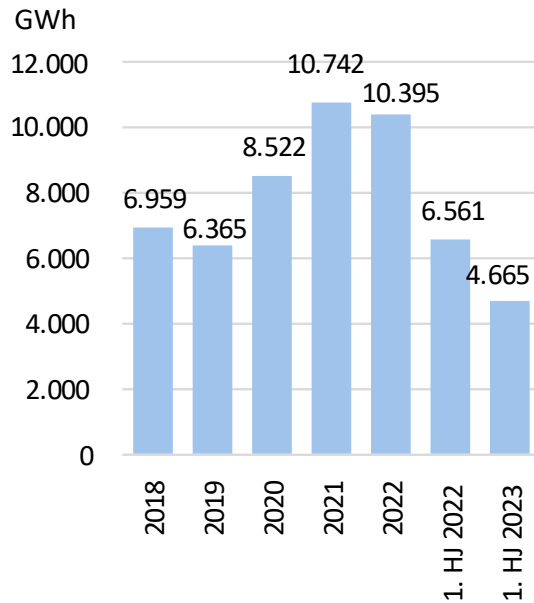
In den bisherigen Monitoringberichten konnte auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur eine Unterscheidung zwischen den einzelnen Netzbetreibern vorgenommen werden. Seit dem dritten Quartal 2022 hat sich die Methodik der Datenerfassung der BNetzA geändert. Die Daten zum Umfang in den einzelnen Netzgebieten sind in den aktuellen Berichten nicht mehr verfügbar und werden aggregiert über das gesamte Bundesgebiet ausgegeben. Die aktuell ausgegebenen Daten sind aufgrund methodischer Bereinigungen, die durch die BNetzA vorgenommen wurden, auch nicht mehr in der Gesamtheit mit den Daten der vergangenen Monitoringberichte vergleichbar.

Im Jahr 2022 lagen die Einspeisereduzierungen konventioneller Kraftwerke weiter auf dem historisch höchsten Niveau des Vorjahres. Bezogen auf den Stromverbrauch wurden fast zwei Prozent abgeregelt, weshalb weiter eine rote Ampelbewertung vorgenommen wird.

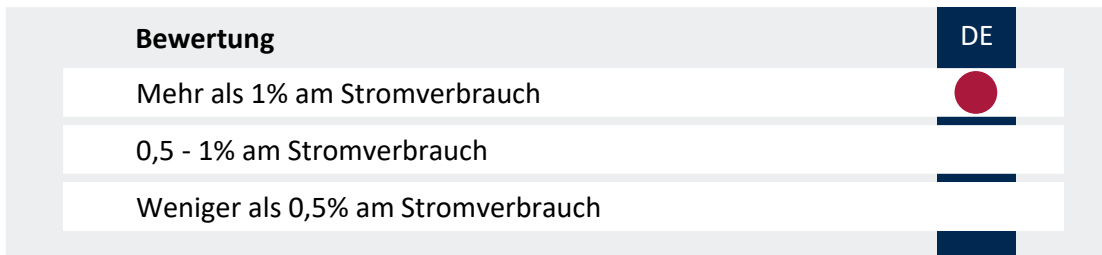
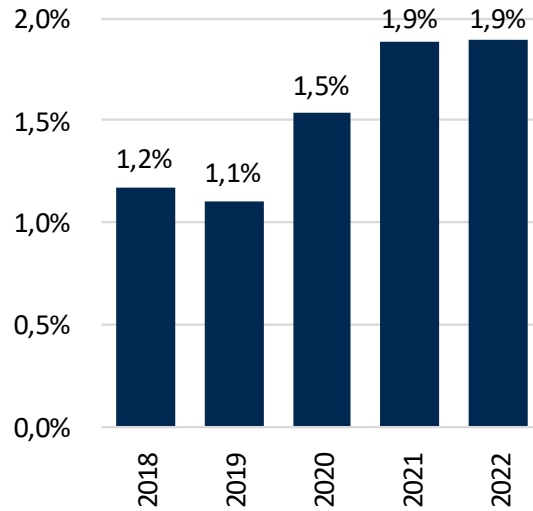
Abbildung 16

Engriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)

Einspeisereduzierung konventioneller Kraftwerke



Anteil Einspeisereduzierung am Stromverbrauch



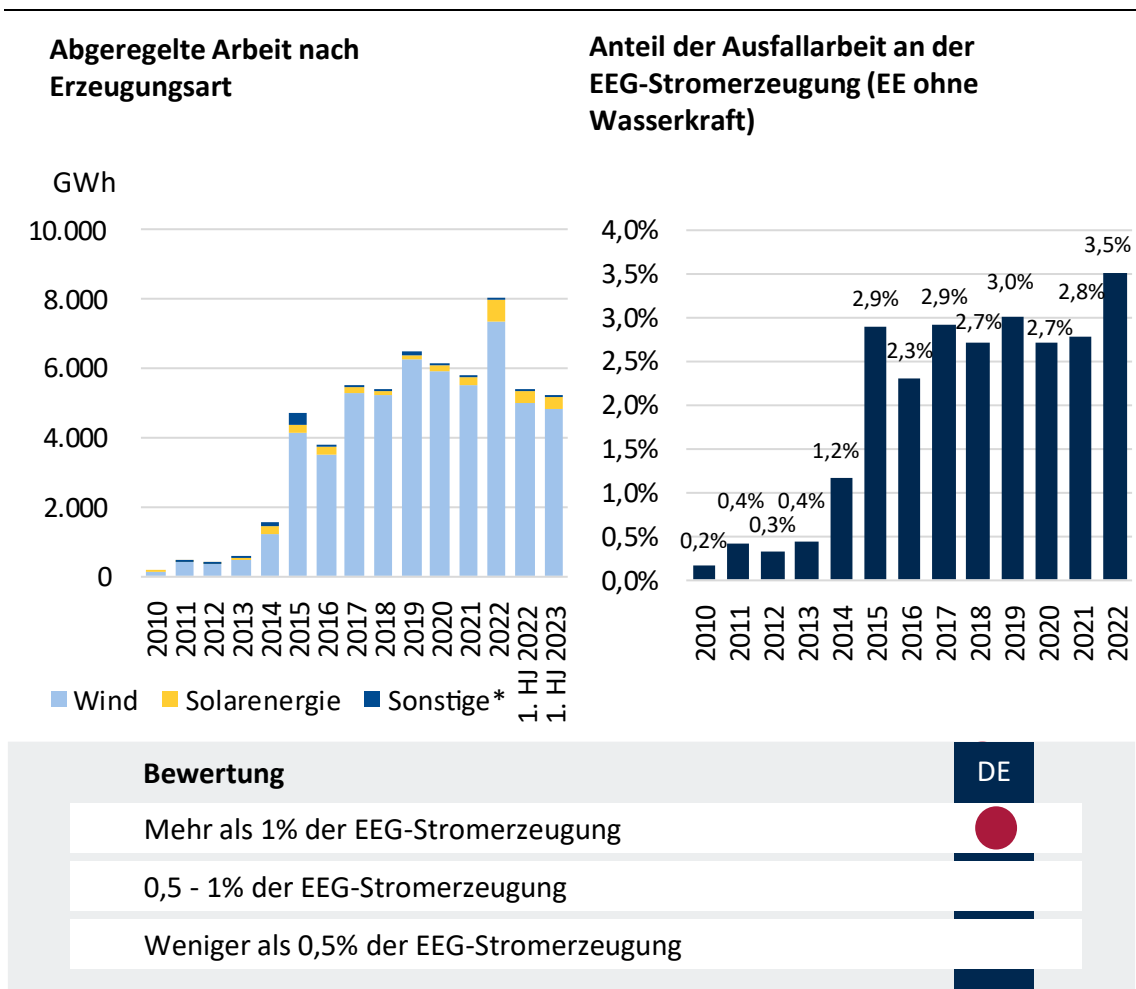
Quelle: BNetzA.

Wenn die Maßnahmen nach § 13.1 EnWG zur Stabilisierung des Stromsystems nicht ausreichen, werden Maßnahmen nach § 13.2 EnWG ergriffen und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. Seit dem dritten Quartal werden die Daten von der BNetzA zusammen mit den Redispatch-Daten ausgewiesen, die konventionelle Marktkraftwerke betreffen. Eine Unterscheidung der Daten ist jedoch weiter möglich, sodass an der bisherigen Differenzierung zwischen erneuerbaren Anlagen und konventionellen Marktkraftwerken festgehalten wird.

In den letzten Jahren mussten immer häufiger Anlagen erneuerbarer Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden. Im Jahr 2022 erreichten die abgeregelt Mengen mit 8.070 GWh einen neuen Spitzenwert. Zuvor lag der Höchstwert bei im Jahr 2019 abgeregelt 6.482 GWh. Bis zum Jahr 2021 verbesserte sich der Wert auf 5.818 GWh, ehe im Jahr 2022 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen war. Gut 92 Prozent der abgeregelt Arbeit betrafen die Windenergie. Gemessen an der EEG-Stromerzeugung lag die Ausfallarbeit 2022 mit 3,5 Prozent erneut höher als im Vorjahr (Abbildung 17).

Abbildung 17

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)



Quelle: BNetzA.

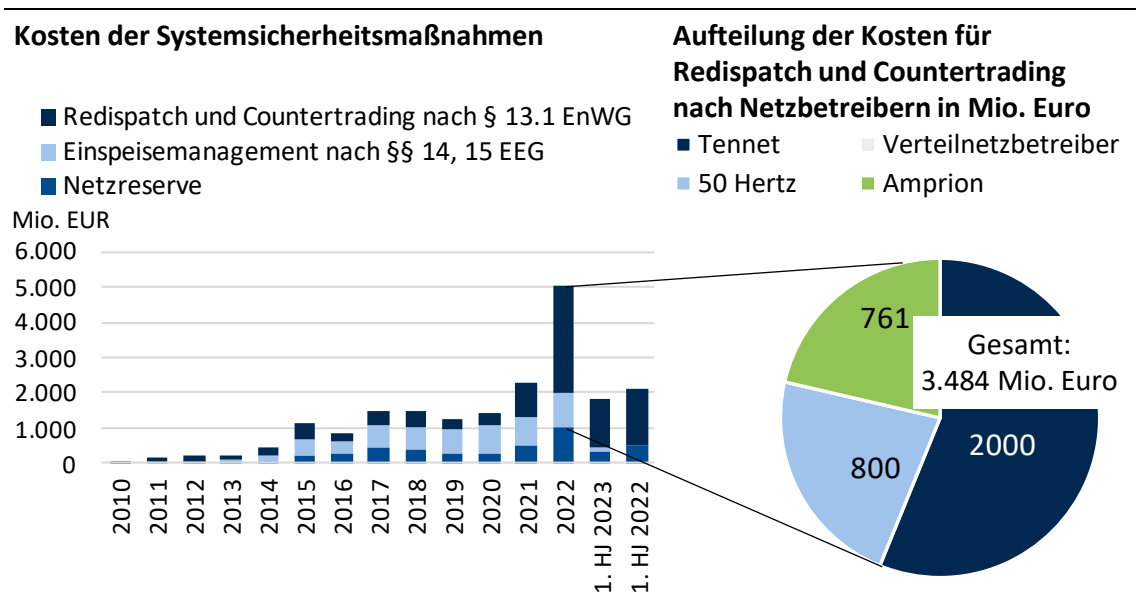
5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2022 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 4,3 Milliarden Euro, das waren fast zwei Milliarden Euro mehr als im Vorjahr.

Damit erreichten diese Kosten erneut einen historischen Höchstwert. Mit drei Milliarden Euro entfiel im Jahr 2022 der größte Teil dieser Kosten auf Maßnahmen des Redispatches, die den historischen Höchstwert des Vorjahres deutlich übertrafen (986 Millionen Euro in 2021). Der Grund für den hohen Anstieg liegt in den stark gestiegenen Kosten für Gas und Kohle, die sich ab dem vierten Quartal 2021 bemerkbar machten.

Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von Reservekraftwerken stiegen 2022 auf über eine Milliarde Euro. Damit haben sich diese Kosten im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt. Die Kosten für die Entschädigungen erneuerbarer Anlagen gingen hingegen im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurück auf 148 Millionen Euro, 2021 hatten sie 807 Millionen Euro betragen.

Abbildung 18
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA.

Der größte Teil der Kosten entfiel auf das Netzgebiet von TenneT, hier fielen 57 Prozent der insgesamt entstandenen Kosten an. Auf 50 Hertz und Amprion entfielen jeweils rund 22 Prozent der Kosten (Abbildung 18). Die Kosten in den jeweiligen Netzgebieten schlagen sich gleichmäßig in den jeweiligen Gebieten nieder, da die Netzentgelte auf Übertragungsebene bundesweit vereinheitlicht sind.

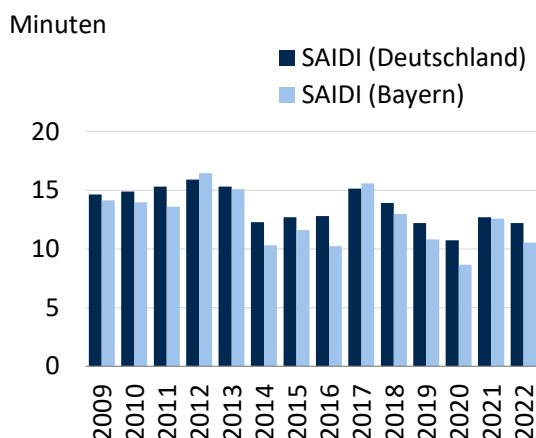
5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

Trotz der hohen Zahl von Eingriffen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2018 mit nur rund 14 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (Abbildung 19, 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 2018 vor.

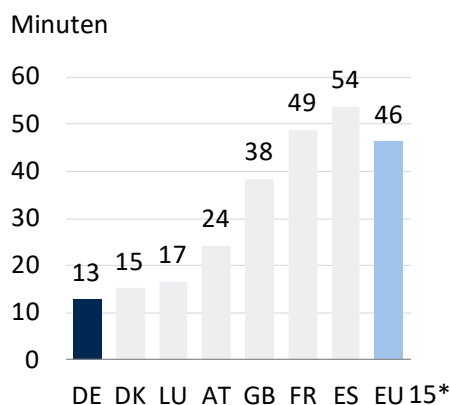
Abbildung 19

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

Entwicklung in Deutschland und Bayern



SAIDI im europäischen Vergleich 2016



Bewertung	DE	BY
Mehr als 30 Minuten	—	—
20 bis 30 Minuten	—	—
Weniger als 20 Minuten	●	●

* ohne Belgien, Finnland und die Niederlande

Quellen: BNetzA, CEER Benchmarking Report 6.1: ungeplanter SAIDI ohne Ausnahmefälle.

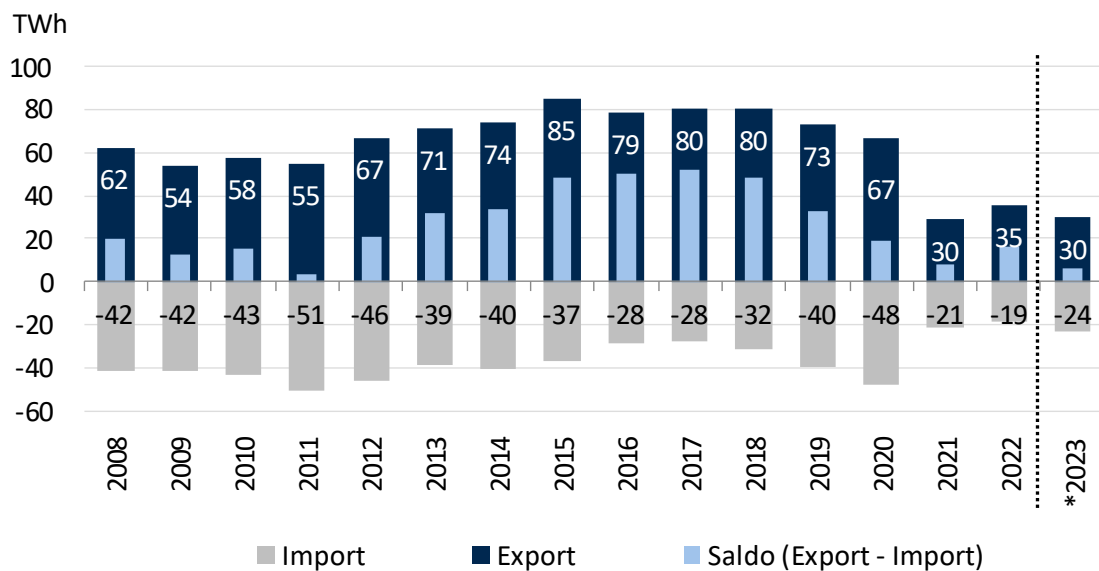
In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Im Jahr 2022 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,2 Minuten und lag damit etwas tiefer als im Vorjahr (12,7 Minuten). Auch in Bayern ging der SAIDI-Wert 2022 gegenüber dem Vorjahr zurück und lag bei 10,54 Minuten (2021: 12,57 Minuten). In Bayern kam es über den Betrachtungszeitraum – außer in den Jahren 2012 und 2017 – zu durchschnittlich kürzeren Unterbrechungen als im gesamten Bundesgebiet.

5.1.2.5 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 20

Stromaustausch mit dem Ausland

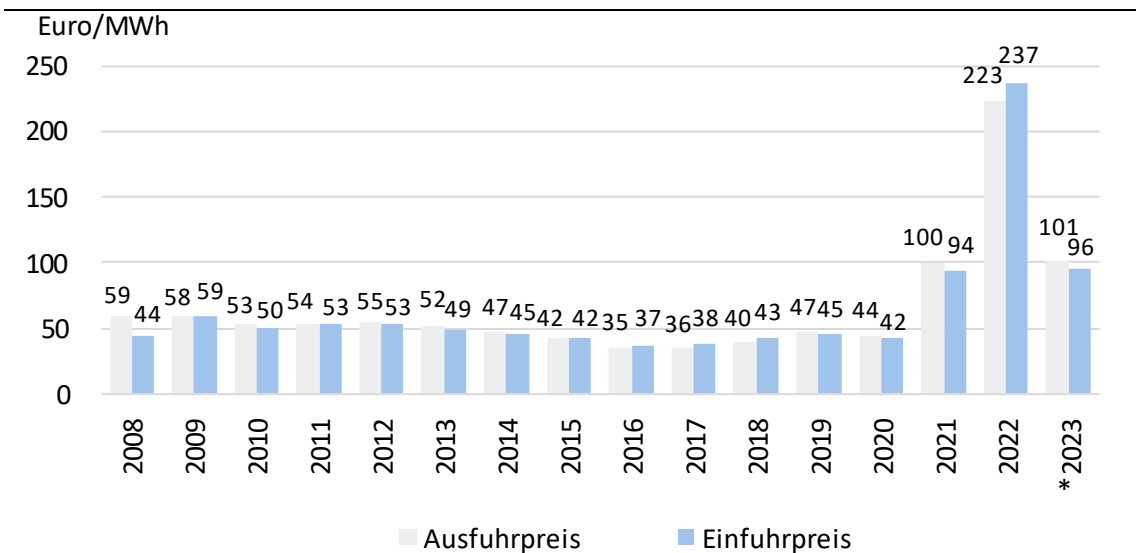


* bis September

Quelle: ENTSO-E.

In den vergangenen Jahren exportierte Deutschland stets mehr Strom, als es importierte. Das Handelsvolumen – die Summe von Export und Import – lag bis zum Jahr 2020 meist knapp oberhalb von 100 TWh, in den Jahren danach nur noch bei etwa der Hälfte. 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 20).

Abbildung 21
Außenhandelspreise für Strom



* Bis November 2023

Quelle: Fraunhofer ISE.

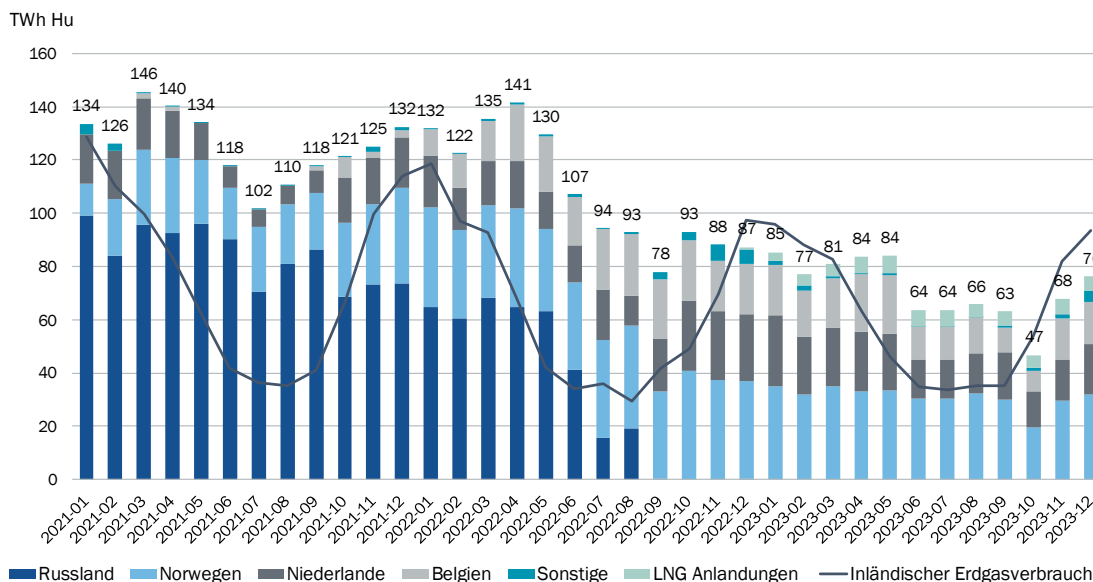
Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2014 meist über den Einfuhrpreisen. In den Jahren 2016 bis 2018 kehrte sich dies bei weiterhin kleinen Preisdifferenzen um. In den Jahren 2019 bis 2021 lag der Ausfuhrpreis wieder über dem Einfuhrpreis. Abbildung 21 zeigt darüber hinaus, 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 etwa auf dem Niveau des Jahres 2021. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

5.1.2.6 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 (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22

Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern sowie Gasverbrauch in TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2022) auf Basis von ENTSOG (2022), Eurostat (2022)

Die fehlenden Mengen wurden zum einen Teil durch steigende Pipelineimporte aus anderen Ländern gedeckt. Aus Norwegen wurden im Jahr 2022 46 Prozent und im Jahr 2023 26 Prozent mehr Gas als im Jahr 2021 geliefert.

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 2022 flossen aus den Niederlanden 32 Prozent und aus Belgien 1.162 Prozent mehr Gas nach Deutschland. Im Jahr 2023 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.

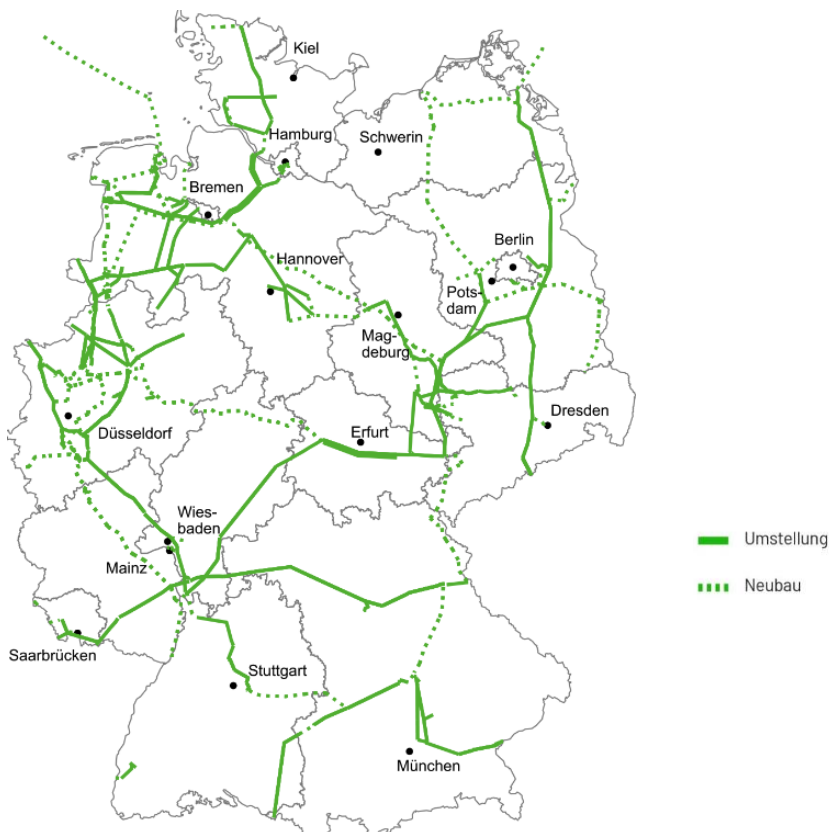
Im November 2022 wurde das erste schwimmende LNG-Terminal (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) in Deutschland ans Gasnetz angeschlossen. Die Anlegestelle für Flüssiggas-Spezialschiffe in Wilhelmshafen wurde am 15. November 2022 nach knapp 200 Tagen Bauzeit fertiggestellt. Aktuell sind fünf schwimmende LNG-Terminals in Deutschland in Betrieb.

5.1.2.7 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 gingen die Planungen zum Wasserstoffkernnetz weiter und wurden konkreter. Im Plan enthalten sind 9.700 km an Wasserstoffleitungen. Hierfür wird mit Investitionskosten in Höhe rund 20 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 ans Fernleitungsnetz angeschlossen werden, sind in Bayern nicht geplant. Der Grund hierfür liegt darin, dass bestehende Kavernenspeicher, die potenziell auch für die Speicherung von Wasserstoff in Frage kommen, nicht in Bayern existieren.

Abbildung 23

Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland



Quellen: FNB Gas

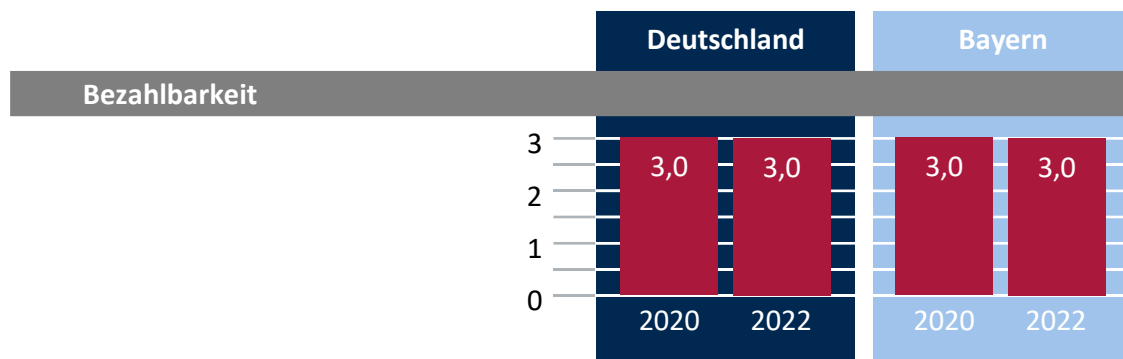
5.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 24

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. Dabei spielte der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze wurde von den Stromkunden über EEG-Umlage und Netzentgelte finanziert. Diese erhöhten den Strompreis für die Mehrzahl der Kunden. Zum 1. Juli 2022 wurde die EEG-Umlage vollständig abgeschafft.

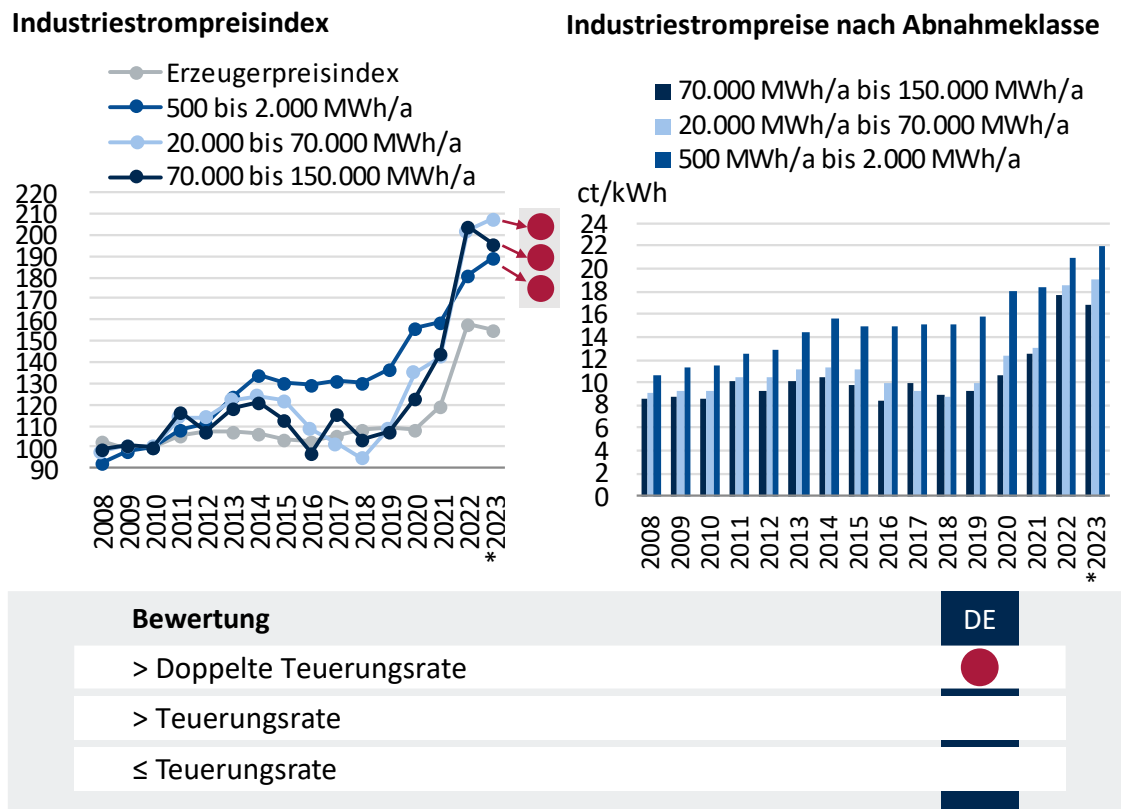
Mit dem deutlichen Anstieg der Rohstoffpreise stiegen auch die Börsenstrompreise deutlich an. Davon waren insbesondere stromintensive Industrieunternehmen betroffen, die nicht vom Wegfall der EEG-Umlage profitierten.

Wie sich diese Faktoren im Zusammenspiel mit weiteren Einflussgrößen – unter anderem Brennstoffpreise, CO₂-Preise, veränderte Kraftwerkseinsatzstruktur – bislang auf die

Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen auswirken, wird im Folgenden dargestellt.

5.2.1 Industriestrompreise

Abbildung 25
Industriestrompreise in Deutschland



*1. Halbjahr 2023

Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben), Statistisches Bundesamt.

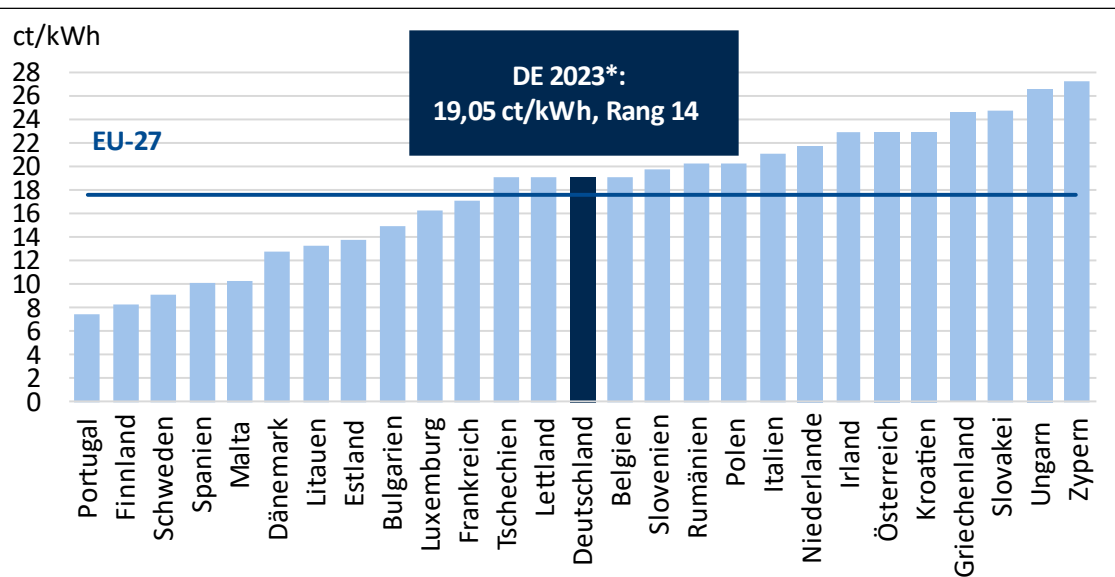
In den ersten sechs Monitorings wurde der Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis 70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern/Abgaben) besonders untersucht und für die Indikatoren zum Industriestrompreis herangezogen. In detaillierten Statistiken wurden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil von Abbildung 25 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen der einzelnen Abnahmefälle fließen seit dem 7. Monitoring alle drei Abnahmeklassen in die Bewertung ein.

Die Strompreise für Industriekunden stiegen zwischen 2008 und 2014 signifikant an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen war. Die beiden deutlichen Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Je nach Abnahmeklasse entwickelten sich die Preise bis 2018 gegenläufig. In den Jahren 2019 und 2020 war für alle Abnahmeklassen wieder ein Anstieg zu verzeichnen (Abbildung 25). Nachdem er bereits 2021 in allen Abnahmeklassen historische Höchstwerte erreichte, stieg der Industriestrompreis im Jahr 2022 weiter stark an. Der Anstieg setzte sich 2023 in zwei Abnahmeklassen fort, in der Abnahmeklasse von jährlich 70.000 bis 150.000 MWh ging der Preis leicht zurück.

Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist ein Vergleich mit dem Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2023 lagen die Industriestrompreise in allen Abnahmeklassen erneut höher als der Erzeugerpreisindex (Abbildung 25, linke Seite).

Abbildung 26

Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2022



*1. Halbjahr

Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2023

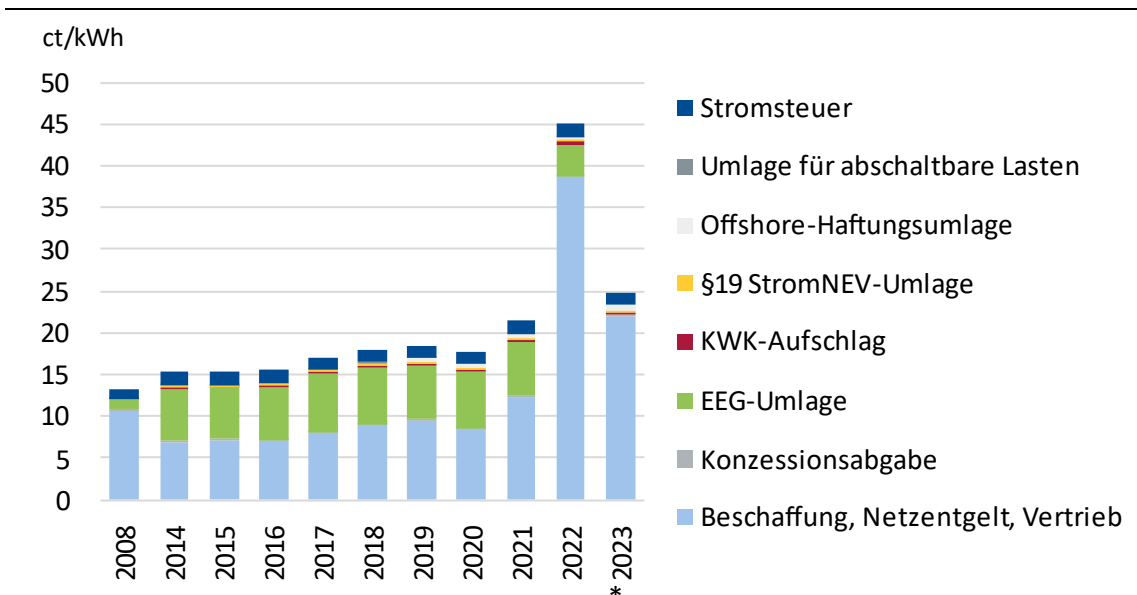
Quelle: Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

Hohe Strompreise stellen vor allem für stromintensive Unternehmen ein Problem dar, die mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb stehen. 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 2009 auf Rang 19, das heißt in achtzehn europäischen Ländern (der damaligen EU-28) waren die Strompreise niedriger als in Deutschland. Bis 2011 fiel Deutschland auf Rang 24 zurück. Damit zählte Deutschland in der Kategorie Industriestrompreise zur Gruppe der „teuren Staaten“. Im Jahr 2020 verschlechterte sich Deutschland sogar auf Rang 26 und verblieb hier auch im Jahr 2021. Bis zum 1. Halbjahr 2023 stieg der Industriestrompreis zwar von 13,1 ct/kWh (2021) auf 19,1 ct/kWh. Dennoch verbesserte sich Deutschland im EU-27-Vergleich auf Rang 14, unter anderem vor den Nachbarländern Belgien, Niederlande, Österreich und Polen.

Am günstigsten konnten Industriekunden im Jahr 2023 in Portugal Strom beziehen – nur in Portugal und Malta ging der Industriestrompreis gegenüber dem letzten Monitoring zurück. Auf den Plätzen zwei und drei lagen, wie beim 11. Monitoring, Schweden und Finnland. In Luxemburg, das beim letzten Monitoring noch den niedrigsten Industriestrompreis vorweisen konnte, stieg dieser am stärksten an (Rang 10). Der EU-27-Durchschnitt stieg auf 17,6 ct/kWh an (2021: 10,6 ct/kWh). Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-27-Durchschnittswert zählten unter anderem Dänemark und Frankreich (Abbildung 26).

Abbildung 27
Zusammensetzung des Industriestrompreises,
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



*1. Bis November 2023

Quelle: BDEW 2023b.

Abbildung 27 zeigt die Zusammensetzung des Industriestrompreises für die Abnahmeklasse mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh. Der Industriestrompreis

in Deutschland in der dargestellten Abnahmeklasse stieg zwischen 2015 und 2023 kontinuierlich an. Einzig 2020 war ein Rückgang aufgrund niedrigerer Beschaffungspreise auszumachen.

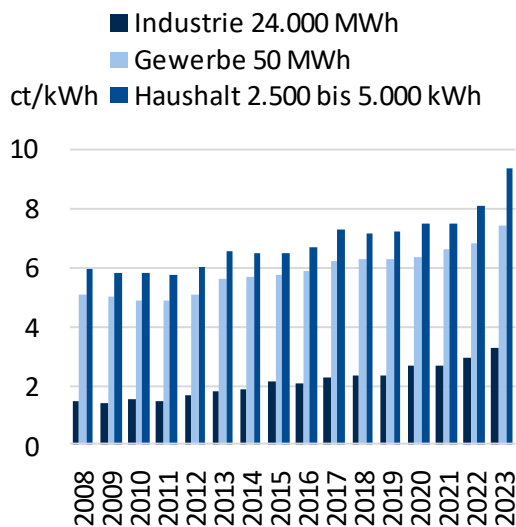
Aufgrund massiv gestiegener Beschaffungspreise (38 ct/kWh nach 12 ct/kWh im Vorjahr) lag der Strompreis im Jahr 2022 mehr als doppelt so hoch wie ein Jahr zuvor. Steuern, Abgaben und Umlagen machten nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im Jahr 2022 nur noch etwa 14 Prozent des von der Industrie (bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh) zu zahlenden Strompreises aus.

Den größten Teil der Abgaben im Jahr 2022 machte noch immer die EEG-Umlage, die zum 1. Juli 2022 abgeschafft wurde, aus. Neben ihr gewannen die Netzentgelte zunehmend an Bedeutung für den Strompreis. Mit ihnen wurden unter anderem diejenigen Kosten an die Stromkunden weitergegeben, die den Netzbetreibern durch Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität und für den Netzausbau entstanden (Abschnitt 5.1.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh pro Jahr, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, verdoppelten sich von 2008 bis 2023 (Abbildung 28).

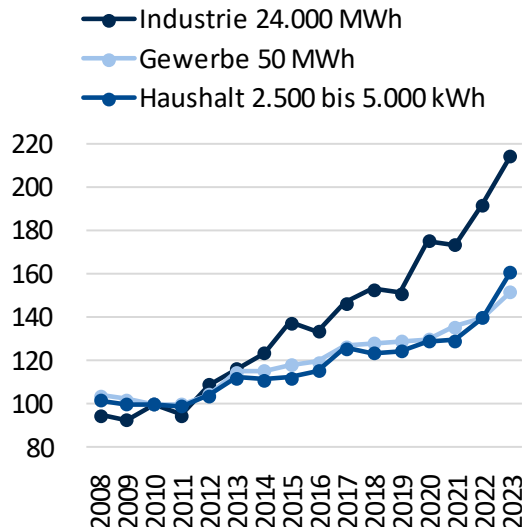
Abbildung 28

Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes



Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

5.2.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage (bis Mitte 2022 relevant)

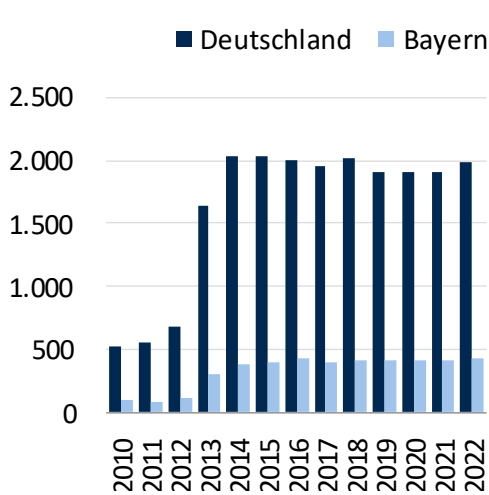
Stromintensive Industrieunternehmen konnten unter bestimmten Umständen ihre Stromkosten senken, indem sie von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG Gebrauch machten. Auf Antrag begrenzte das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens zu erhalten. Um von der Umlagebegrenzung profitieren zu können, musste ein Unternehmen nach den Regelungen im Erneuerbaren Energien Gesetz 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 des EEG fielen, blieb in den letzten Jahren stets zwischen 1.900 und 2.100 (Abbildung 29). In Deutschland waren es 2022 insgesamt 1.990 Unternehmen des produzierenden Gewerbes (2021: 1.902). Die auf das Gesamtjahr hochgerechnete Strommenge blieb 2022 ebenfalls gegenüber dem Vorjahr weitestgehend konstant und betrug 111,0 TWh (2021: 114,4 TWh). In Bayern lag die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2022 bei 425 (2021: 414). Mit der Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 entfällt in Zukunft die Bedeutung der besonderen Ausgleichsregelung.

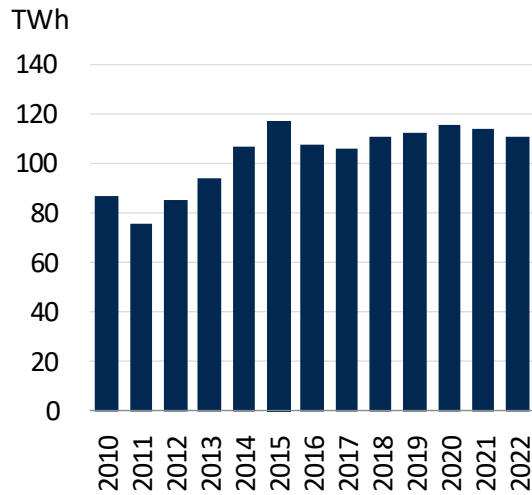
Abbildung 29

Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge

Anzahl der Betriebe



Betroffene Strommenge

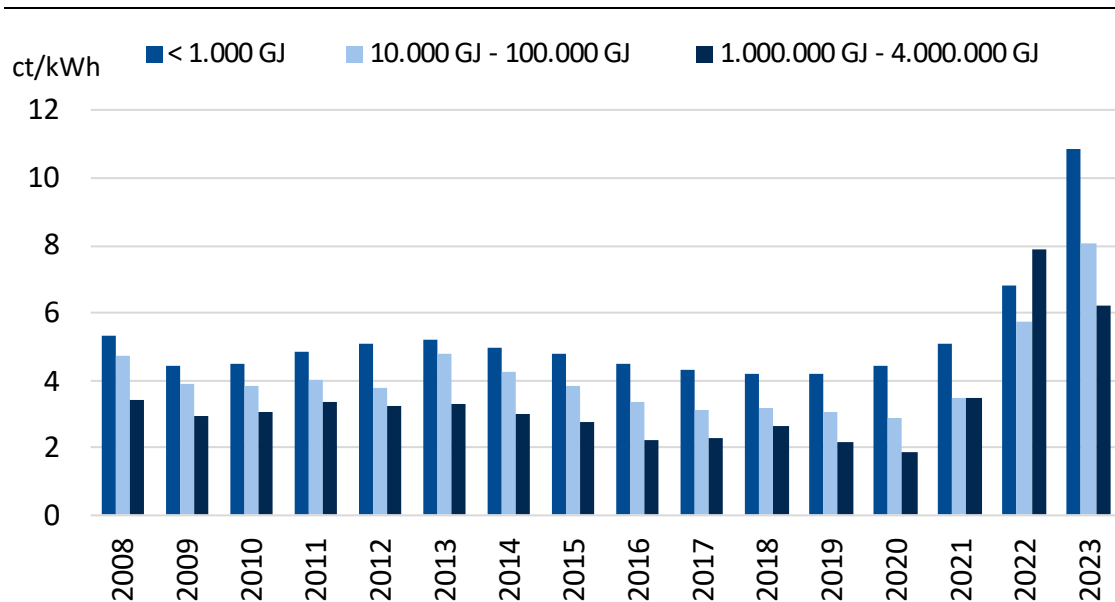


Quelle: BAFA.

5.2.3 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 2022 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 2023 stieg der Abnahmepreis in den niedrigen Abnahmeklassen erneut an. In der höchsten Verbrauchsklasse kam es dagegen zu einem Rückgang, nachdem sich die Preise dieser Klasse im Vorjahr mehr als verdoppelt hatten.

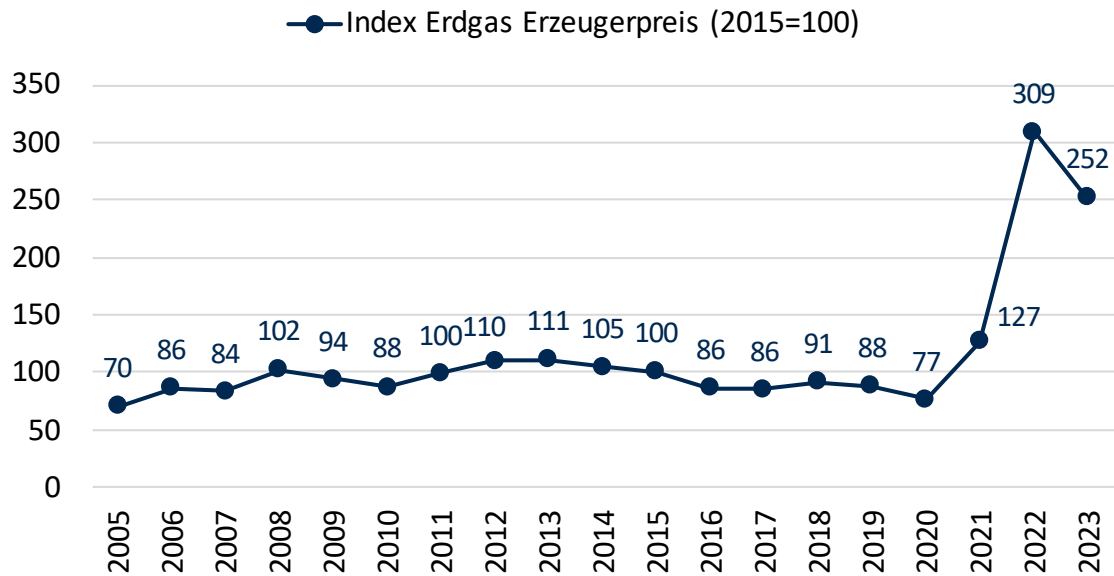
Abbildung 30
Erdgaspreise für Gewerbekunden



Werte für 2023 beinhalten nur Daten der ersten Jahreshälfte.

Quelle: Eurostat

Abbildung 31
Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas



Quelle: Destatis

5.2.4 Strompreise für private Haushalte

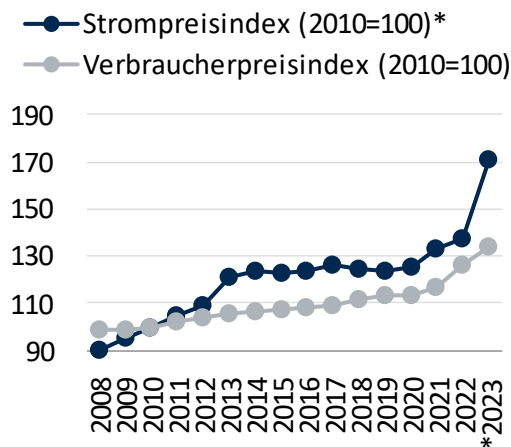
Bei den privaten Haushalten in Deutschland zählen die Strompreise zu den höchsten in den EU-27-Staaten. Im ersten Halbjahr 2023 lag der Haushaltsstrompreis (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in Deutschland EU-weit auf dem 24. Rang. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war im ersten Halbjahr 2023 mit 41,3 ct/kWh nicht nur deutlich höher als im Vorjahr (33,2 ct/kWh), sondern auch um gut 70 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2023 stieg der Strompreisindex damit doppelt so stark wie der Verbraucherpreisindex mit 34 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. Da die Beschaffungskosten sehr stark anstiegen, ging der Anteil der Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2023 sogar auf 12 Prozent zurück. Neben Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein bedeutender Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Im Jahr 2023 kam es erneut zu einer Erhöhung. Seit 2012 stiegen die Netzentgelte um gut 55 Prozent und betragen im Jahr 2023 9,52 ct/kWh (20 Prozent des gesamten Strompreises).

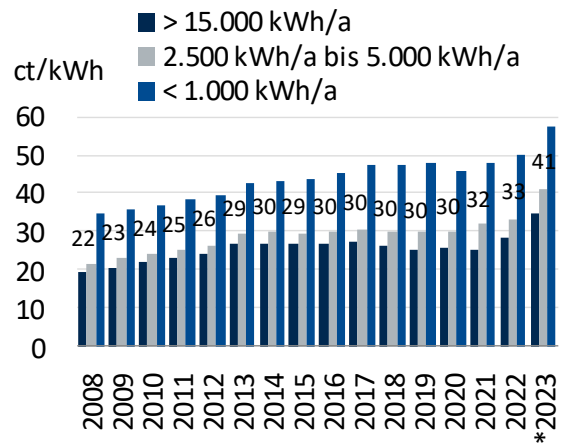
Abbildung 32

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 2023 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.

5.2.5 Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Die Betrachtung des Anteils der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte ermöglicht eine Einordnung der durch den Strombezug entstandenen finanziellen Belastung.

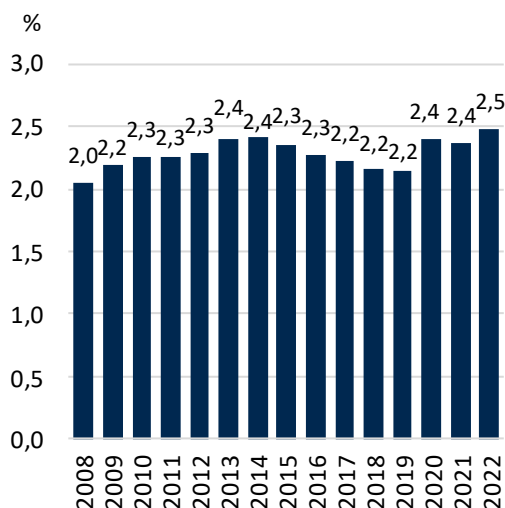
Im Jahr 2008 wendeten die privaten Haushalte 2,0 Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2014 stieg dieser Wert auf 2,4 Prozent, bis 2019 ging er auf 2,2 Prozent zurück. Seit 2020 lag er wieder höher, im Jahr 2022 bei 2,5 Prozent (Abbildung 33).

Die Kosten für sonstige Energieträger, wie beispielsweise Heizöl oder Erdgas für Heizzwecke, übertrafen bis 2013 den Anteil der Stromkosten. Im Jahr 2014 beanspruchten sie mit 2,0 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch in den Jahren 2015 bis 2022 der Fall. Grund dafür waren vor allem die bis 2021 günstigen Preise für Heizöl und Erdgas. Für 2022 war aufgrund der stark angestiegenen Energiepreise eine Erhöhung dieser Konsumausgaben zu beobachten.

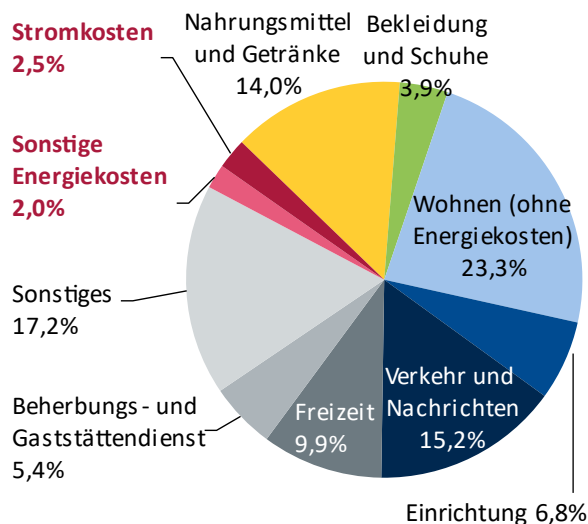
Abbildung 33

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2022

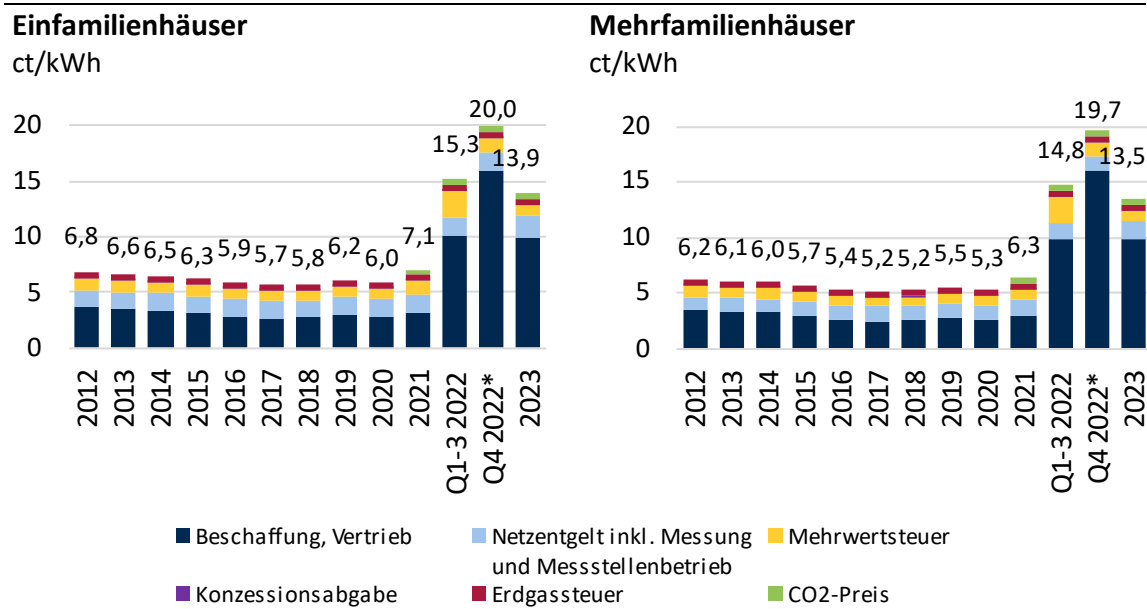


Quelle: Statistisches Bundesamt.

5.2.6 Erdgaspreise für private Haushalte

Auch für die privaten Haushalte wurde Erdgas 2021 und besonders 2022 deutlich teurer. Für die Bewohner von Einfamilienhäusern wie Mehrfamilienhäusern erreichte der Erdgaspreis – bedingt durch den neu hinzugekommenen CO₂-Preis – bereits 2021 den 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 der Erdgaspreise gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2023 ging der Preis wieder zurück, lag jedoch noch immer etwa doppelt so hoch wie 2021.

Abbildung 34
Erdgaspreise für Haushaltskunden



*MwSt. 7%

Quelle: BDEW Gaspreisanalyse Dezember 2023

5.2.7 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.

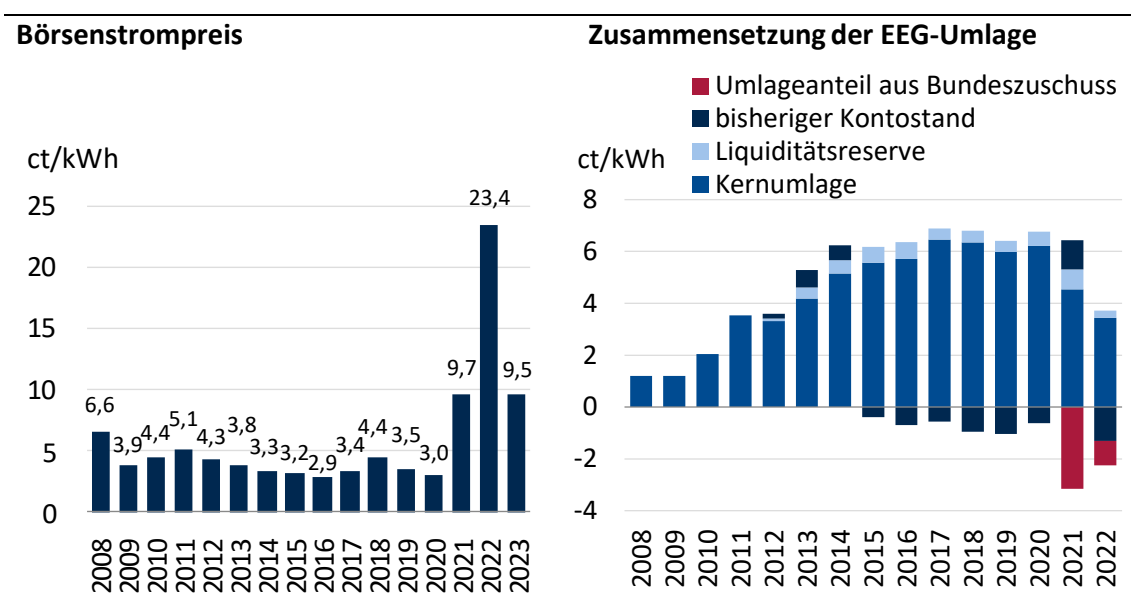
Der Börsenstrompreis geht als Beschaffungskosten in die Kalkulation der Endkundenstrompreise ein und hängt von vielen Faktoren ab (unter anderem von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. Im Zeitraum 2011 bis 2016 sank er durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich und lag 2016 bei durchschnittlich 2,9 ct/kWh. In den Jahren 2017 und 2018 verteuerte er sich durch ansteigende Rohstoffpreise beziehungsweise ansteigende CO₂-Preise auf 3,4 beziehungsweise 4,4 ct/kWh (Abbildung 35, linke Seite). Im Jahr 2021 fand mehr als eine Verdreifachung des Preises auf 9,7 ct/kWh gegenüber 3,0 ct/kWh 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 lag der Preis dann wieder auf dem Niveau des Jahres 2021.

Im Jahr 2021 lag die EEG-Umlage bei 6,5 ct/kWh (Abbildung 35, rechte Seite). Für 2022 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Umlage deutlich niedriger auf 3,723 ct/kWh festgelegt. Zum 01. Juli 2022 wurde die EEG-Umlage vollständig abgeschafft. Sie wird nun vollständig aus Haushaltsmitteln finanziert.

Abbildung 35

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage



Quellen: EEX, energinet.dk, Nordpool Group, netztransparenz.de.

Die EEG-Umlage wurde im Wesentlichen von drei Komponenten bestimmt: Erstens von der sogenannten Kernumlage, mit der die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen vergütet wurde. Zweitens vom Umlageanteil, der zur Bildung einer Liquiditätsreserve verwendet wurde. Die Bildung dieser Reserve war erforderlich, weil die faktische Stromproduktion aus EEG-geförderten Anlagen im jeweils kommenden Jahr zum Zeitpunkt der Festsetzung der EEG-Umlage ebenso geschätzt werden musste wie der Börsenstrompreis. Und drittens vom Umlageanteil, der aus dem Stand des EEG-Kontos resultierte: Das EEG-Konto wurde jeweils zum 30. September eines Jahres ausgeglichen. Wurde ein negativer Kontostand ausgeglichen, erhöhte sich die EEG-Umlage des Folgejahres, der Ausgleich eines positiven Kontostandes senkte sie. Der rechte Teil von Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der drei Komponenten. In den Jahren 2015 bis 2019 führte der positive Kontostand des jeweiligen Vorjahres für sich genommen zu einer Absenkung der Umlage. Ab 2021 führte der beschlossene Bundeszuschuss zu einer deutlichen Verringerung der EEG-Umlage.

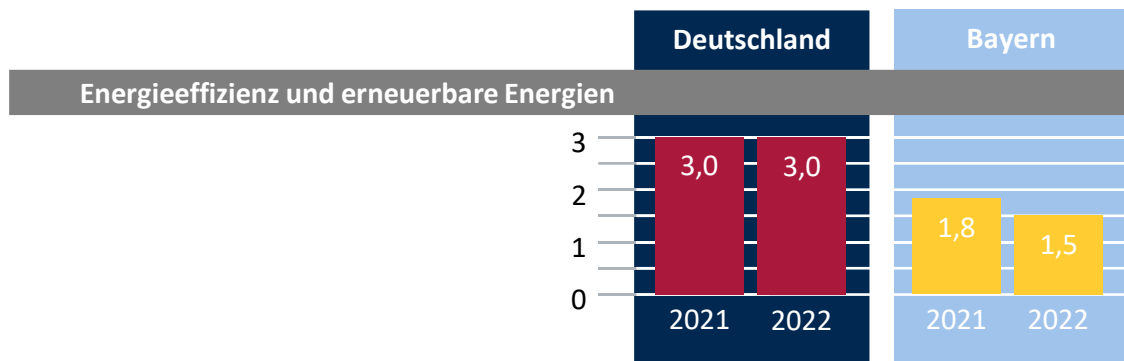
5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 36

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und erneuerbare Energien	3,0 (3,0) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	entfällt	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	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).

5.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

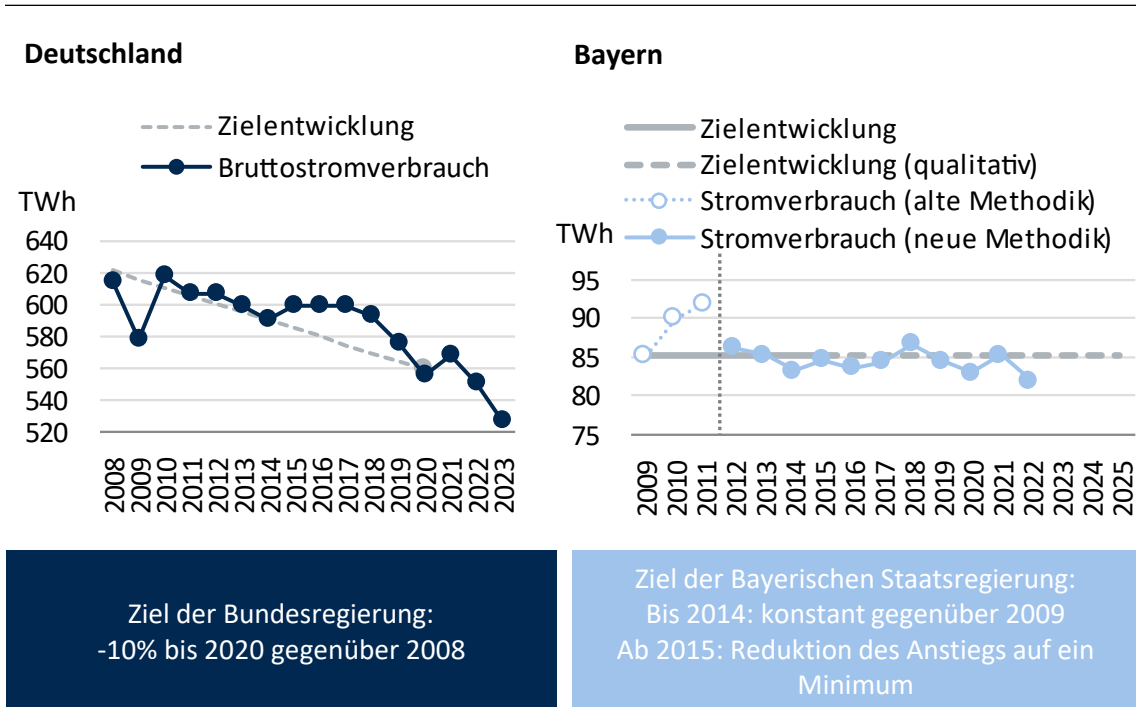
Für die Entwicklung des Stromverbrauchs wurden im Energiekonzept der Bundesregierung quantitative und im Energieprogramm Bayerns qualitative Ziele definiert.

Nach dem Bayerischen Energieprogramm vom Oktober 2015 soll der Anstieg des Bruttostromverbrauchs auf ein Minimum begrenzt werden. Im Bayerischen Energieprogramm aus dem Jahr 2011 wurde als Ziel ein gegenüber 2009 unveränderter Stromverbrauch genannt. Das Monitoring geht deshalb davon aus, dass der Bruttostromverbrauch das Niveau des Wertes aus dem Jahr 2009 nicht überschreiten soll. Im Bayerischen Aktionsprogramm

Energie finden sich keine Zielwerte zum Thema Stromverbrauch. Daher ist das Bayerische Energieprogramm weiterhin grundlegend für das Monitoring.

In Deutschland sollte der Bruttostromverbrauch laut Energiekonzept der Bundesregierung zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent sinken. Für die Zeit nach 2020 besteht auf Bundesebene kein Ziel.

Abbildung 37
Stromverbrauch



Bewertung	BY
Werte 2022 größer als 102% des Zielwerts	[Progress bar]
Werte 2022 zwischen 100% und 102% des Zielwerts	[Progress bar]
Werte 2022 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts	[Progress bar with green dot]

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2022 (2021 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2021 und 2022 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

Um die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs zu bewerten, wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert zu Beginn des Referenzzeitraums und dem Zielwert definiert. Da

der Stromverbrauch in Bayern gemäß dem Bayerischen Energieprogramm möglichst konstant gehalten werden soll, entspricht der Zielwert dem Ist-Wert des Jahres 2009. Als Indikator wurde die Abweichung vom Zielpfad gewählt.

Für Deutschland erstreckte sich der Zielpfad vom Ist-Wert im Jahr 2008 zum Zielwert im Jahr 2020 gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung. Da aktuell keine neuen Ziele für den Bruttostromverbrauch definiert sind, konnte für Deutschland kein neuer Zielpfad definiert und somit auch keine Ampelbewertung durchgeführt werden. Im Zuge der Elektrifizierung ist 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. die Effizienz weiter zu steigern, um den Verbrauchsanstieg zu begrenzen.

Zur Erfassung des bayerischen Stromverbrauchs wird seit 2012 vom Statistischen Landesamt eine neue Ermittlungsmethodik angewendet. Nach Aussage des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi) hatte der bis dahin verwendete (kaufmännische) Ansatz zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs den Stromabsatz anhand der Rechnungsadresse zugeordnet. Dies hatte zunehmend zu einer Verzerrung der Stromverbrauchsstatistik geführt, da damit auch Strommengen erfasst worden waren, die zwar in Bayern gekauft, aber andernorts verbraucht worden waren.

Für eine realistischere Erfassung des Bruttostromverbrauchs wurde deshalb nach StMWi auf die Ermittlung der tatsächlichen physischen Stromabgabe an den Letztverbraucher umgestellt. Diese neue Methodik wurde mit dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen abgestimmt und steht auch den anderen Bundesländern zur Verfügung. In Bayern wird sie für die Energiebilanzen ab dem Jahr 2012 angewendet.

In Deutschland lag der Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 rund 3 Prozent über dem Zielwert (negative Ampelbewertung). Im Jahr 2020 ging der Stromverbrauch insbesondere aufgrund des coronabedingten Wirtschaftseinbruchs deutlich zurück. Der Stromverbrauch lag mit 0,4 Prozent nur geringfügig oberhalb des Zielwertes (Abbildung 37). Im Jahr 2021 stieg der Stromverbrauch wieder deutlich an, blieb mit 569 TWh (+13,5 TWh gegenüber dem Vorjahr) aber unterhalb des Wertes von 2019 (576 TWh). 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.

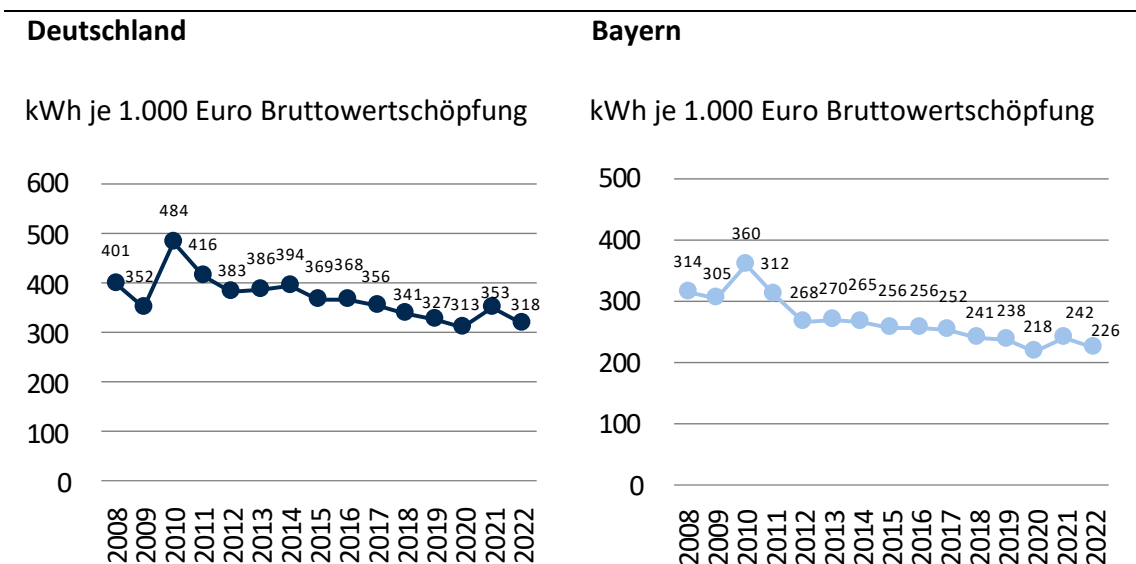
In Bayern unterlag der Stromverbrauch seit 2012 nur geringen Schwankungen und bewegte sich stets auf dem Niveau des Zielpfades. Der höchste Wert wurde dabei im Jahr 2018 mit 87 TWh (1,7 Prozent oberhalb des Zielpfades) erreicht. Im Jahr 2021 stieg der Stromverbrauch in Bayern gegenüber dem Vorjahr wieder an und lag mit 85 TWh rund 0,1 Prozent oberhalb des Zielwertes. Im Jahr 2022 erreichte der Stromverbrauch mit 82 TWh (3,9 Prozent unterhalb des Zielpfades) den niedrigsten Wert im Betrachtungszeitraum. Der Indikator bekommt daher eine positive (grüne) Ampelbewertung.

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

Ergänzend zum Bruttostromverbrauch wurden Indikatoren für die Entwicklung der Stromintensität 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 38

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter der Länder, StMWi.

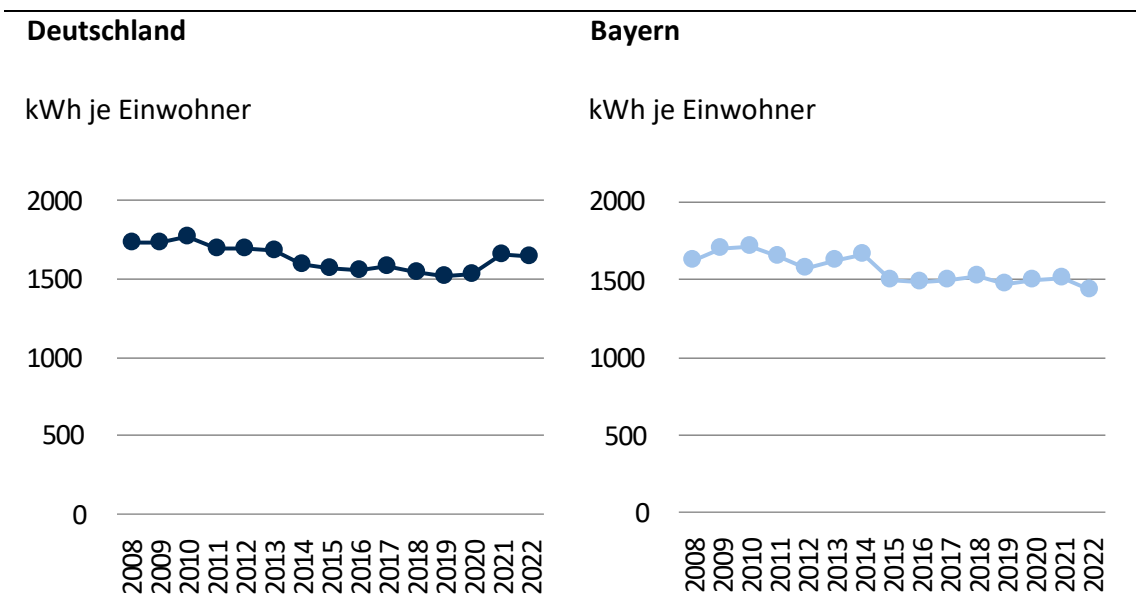
Die Stromintensität der deutschen Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung. Zwischen 2009 und 2020 ging die Stromintensität um gut 24 Prozent zurück. Der entsprechende Rückgang in Bayern fiel im selben Zeitraum mit 30 Prozent deutlich höher aus. Im Jahr 2021 war in Deutschland ein deutlicher und in Bayern ein leichter Anstieg zu beobachten (Abbildung 38), die jeweils auf den pandemiebedingten Rückgang der Bruttowertschöpfung der Industrie zurückzuführen waren. Im Jahr 2022 ging die Stromintensität der Industrie sowohl in Deutschland als auch in Bayern wieder zurück, in Bayern lag der Wert sogar unterhalb des Wertes 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 39). In den Jahren 2021 und 2022 lag der spezifische Stromverbrauch wieder höher, bei etwa 1.660 kWh pro Kopf.

Abbildung 39

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik.

In Bayern war in den Jahren 2021 und 2022 kein Anstieg des spezifischen Stromverbrauchs der privaten Haushalte zu verzeichnen. Im Gegenteil: Während der Wert zwischen 2008 und 2014 um 1.650 kWh/Einwohner und zwischen 2015 und 2021 um 1.500 kWh/Einwohner schwankte, wurde 2022 mit 1.439 kWh/Einwohner erstmals im Beobachtungszeitraum ein Wert deutlich unter 1.500 kWh/Einwohner erreicht. Allgemein wurde in der Vergangenheit in Bayern pro Kopf geringfügig weniger Strom verbraucht als in Deutschland.

5.3.3 Gasverbrauch

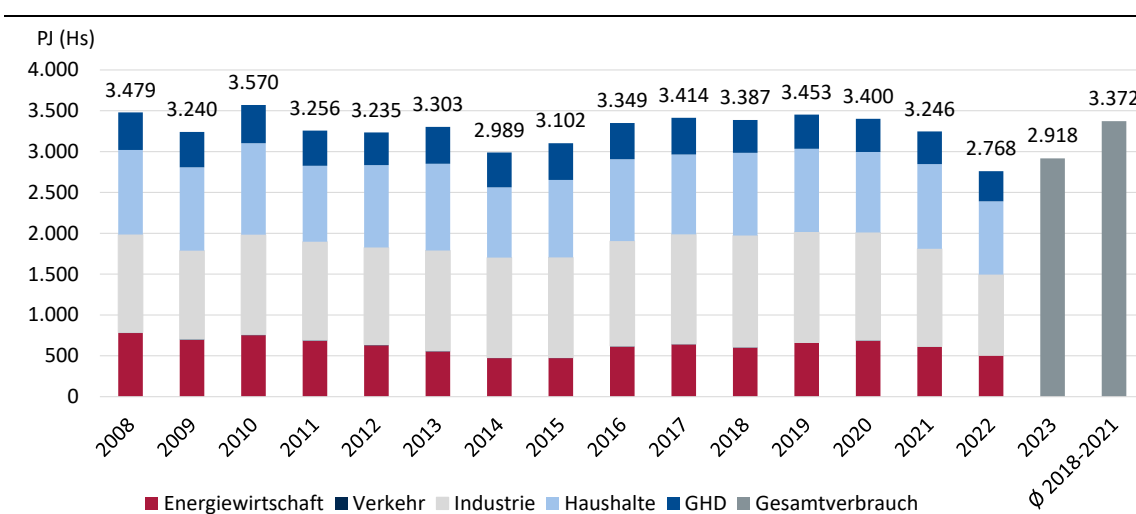
Der gesamte Verbrauch von Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) lag in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2023 stets zwischen 2.989 PJ (2014) und 3.570 PJ (2010). Eine eindeutige Tendenz war nicht zu erkennen, jedoch lag der durchschnittliche Verbrauch der Jahre 2016 bis 2020 mit 3.400 PJ knapp 200 PJ über dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2011 bis 2015 (3.177 PJ). Im Jahr 2022 erreichte der Verbrauch mit 2.768 PJ den tiefsten Wert im Betrachtungszeitraum. Die angestrebte Reduktion um 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr wurde damit zwar verfehlt (knapp 15 Prozent wurden erreicht), die befürchtete

Gasmangellage blieb jedoch aus. Im Jahr 2023 stieg der Verbrauch wieder leicht an, blieb mit 2.918 PJ aber weiterhin unterhalb von 3.000 PJ.

Größter Verbraucher war über den gesamten Zeitraum die Industrie, im Jahr 2022 entfiel rund 36 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 (2022: 987 PJ; 2020: 1.319 PJ).

Abbildung 40

Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland



Quelle: AG Energiebilanzen, BNetzA

5.3.4 Energieproduktivität

Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem Bruttoinlandprodukt (BIP) und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der PEV oder der 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.

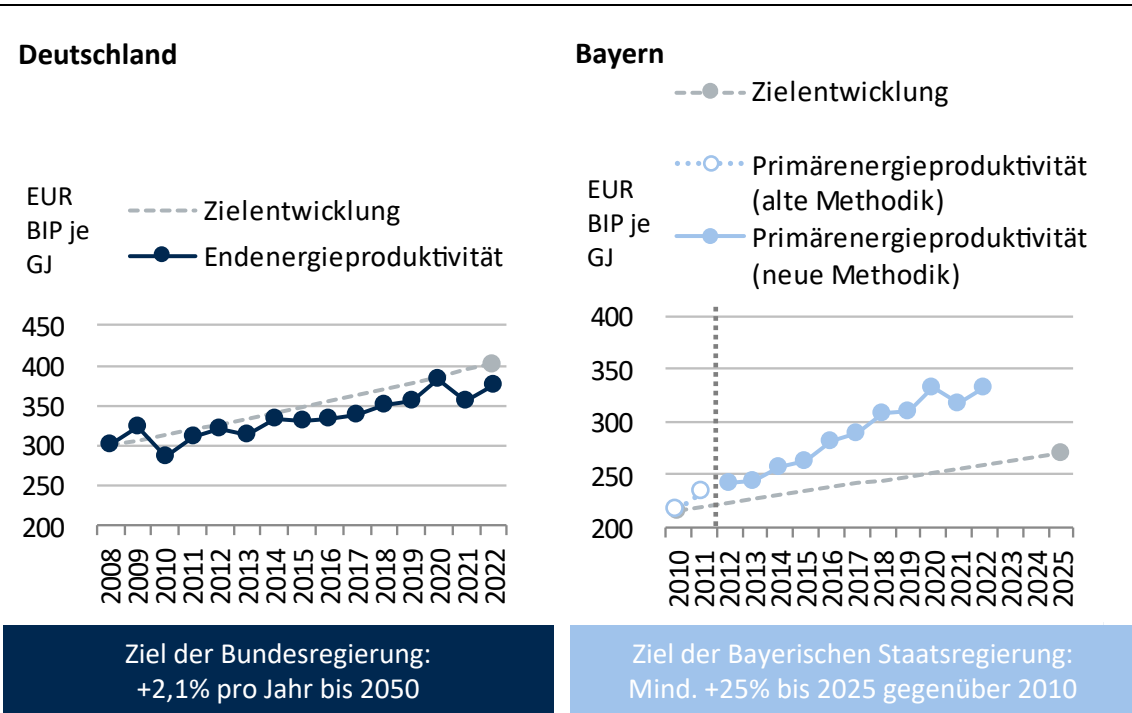
Die seit dem 7. Monitoring neue Erfassungsmethodik des bayerischen Stromverbrauchs wirkt sich auf die Energieproduktivität aus. Da die Stromverbrauchswerte mit der neuen Methodik ihrer Erfassung auf ein niedrigeres Niveau gesetzt werden, wird die

Energieproduktivität im Vergleich zu den früheren Monitoringberichten erhöht. Laut StMWi ist der Einfluss der neuen Berechnungsmethodik des bayerischen Bruttostromverbrauchs auf die Primärenergieproduktivität geringer einzuschätzen als die Auswirkungen auf den PEV, da hier das unveränderte BIP als Dividend zu berücksichtigen ist.

Bis zum Jahr 2011 wurden für das Monitoring Werte verwendet, die gemäß der alten Methodik 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 41

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Bewertung	DE	BY
Werte 2022 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2022 zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte 2022 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

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

Ergebnisse des 12. Monitorings

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel sowohl 2021 als auch 2022 klar verfehlt, wobei sich der Wert 2022 (-6,6 Prozent) verglichen mit dem Vorjahr (-9,9 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. Im Jahr 2022 bewegten sich beide Werte wieder entgegengesetzt, die Endenergieproduktivität lag mit 376 EUR/GJ nur leicht unter dem Wert von 2020.

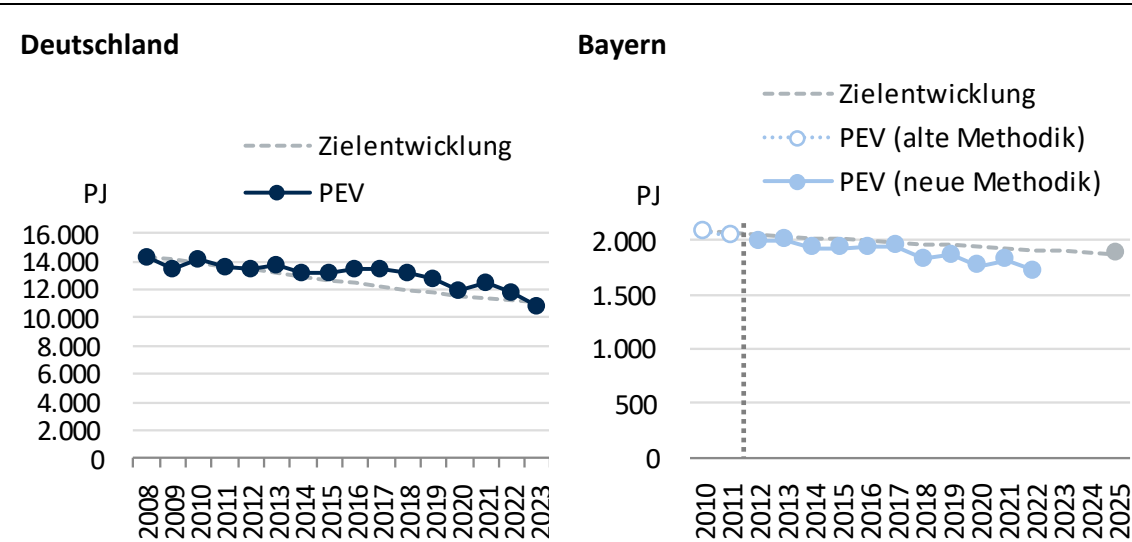
In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität stieg im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr an und lag mit etwa 333 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 41). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips die infolge 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) produktivitätssteigernd.

5.3.5 Primärenergieverbrauch

Der PEV ist die Summe der in Bayern beziehungsweise in Deutschland 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 (minus 30 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Die Ampel steht, wie auch im letzten Monitoring, auf Rot: Im Jahr 2022 ging der PEV in Deutschland wieder zurück (-5,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr), lag unter dem Wert des Jahres 2020 und damit so tief wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum (Abbildung 42).

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 2022 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 Prozent zurück (1.720 PJ nach 1.822 PJ im Vorjahr) und lag weiterhin klar unter dem Zielpfad. Die Ampelbewertung des Indikators bleibt deshalb grün.

Abbildung 42
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Ziel der Bundesregierung:
-30% bis 2030 gegenüber 2008

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

Bewertung	DE	BY
Werte 2022 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2022 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2022 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

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

5.3.6 Ausbau der erneuerbaren Energien

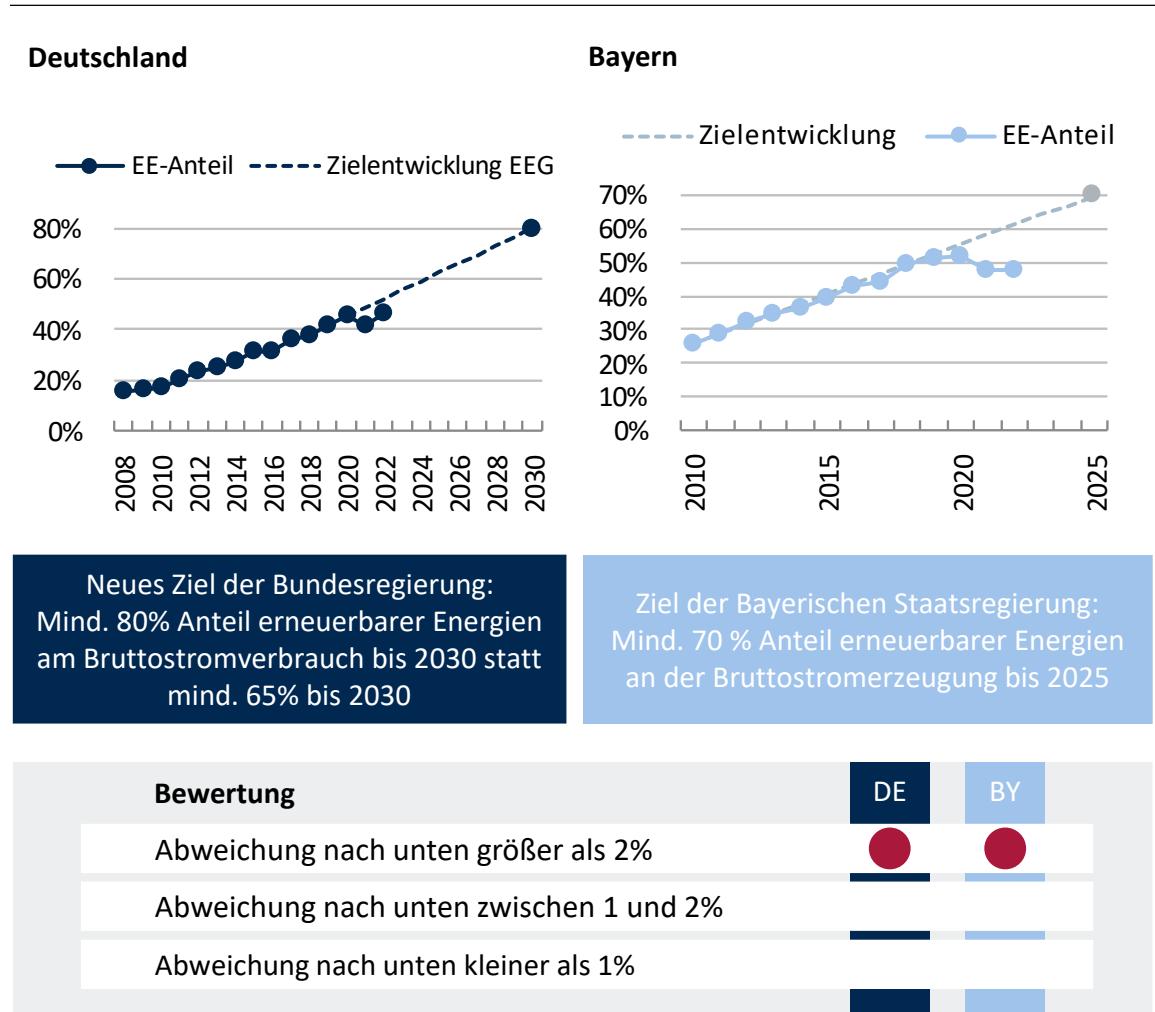
Im EEG 2023 wurde ein neues Ausbauziel von 80 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2030 gesetzlich festgeschrieben, das gegenüber den zuvor geltenden Zielen eine deutliche Erhöhung vorsieht.

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 eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 gegenüber 2021.

Als Bewertungsmaßstab wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2020 für Deutschland beziehungsweise 2021 für Bayern und dem jeweiligen Zielwert definiert.

Abbildung 43
Anteil erneuerbarer Energien



Quellen: AG Energiebilanzen, Stand September 2023, BMWi Energiedaten 2022, EEG 2023, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2021 vorläufig, 2022 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

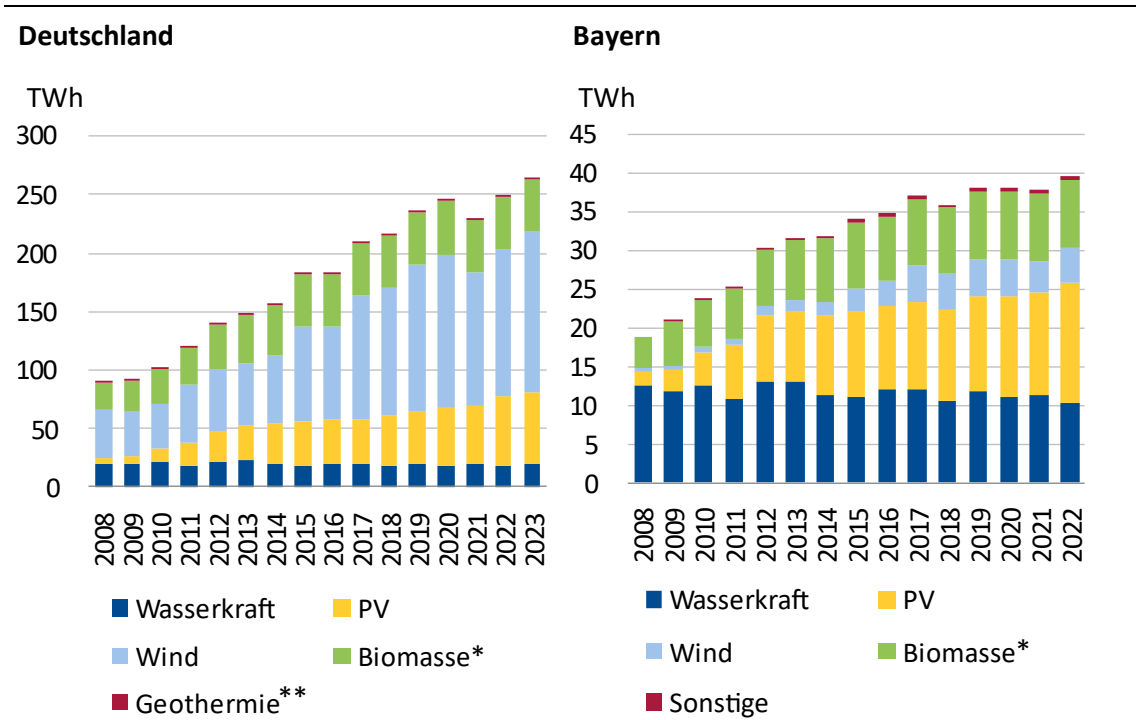
In Deutschland ging der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2021 erstmals im Betrachtungszeitraum zurück. Mit 41,9 Prozent lag der Wert 3,2 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert und nur minimal über dem Wert von 2019, der Wert

rutschte deutlich unter den 80-Prozent-Zielpfad ab. In den letzten beiden Jahren stieg der Wert um jeweils mehr als vier Prozentpunkte und lag 2023 mit 50,6 Prozent wieder näher am Zielpfad. Gründe für den Anstieg waren der Rückgang des Bruttostromverbrauchs sowie die Zunahme der Erzeugung aus Wasserkraft und PV.

Auch in Bayern war im Jahr 2021 der erste Rückgang des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu verzeichnen. Mit 47,7 Prozent (-4,2 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr) lag der Wert so tief wie zuletzt 2017. Im Jahr 2022 blieb der Wert konstant bei 47,7 Prozent und entfernte sich damit weiter vom Zielpfad.

Abbildung 44

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.

Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik, BMWi.

5.4 Umweltverträglichkeit

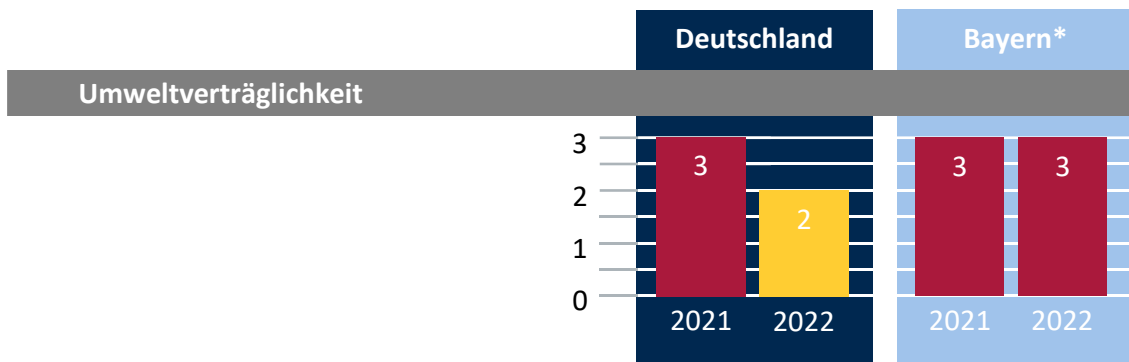
Abbildung 45

Bewertung der Umweltverträglichkeit

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

* Für Bayern werden nicht die THG-Emissionen des Monitoringjahres verwendet, sondern aufgrund der Datenverfügbarkeit diejenigen von vor zwei Jahren (Daten von 2020 für das Monitoringjahr 2022).

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



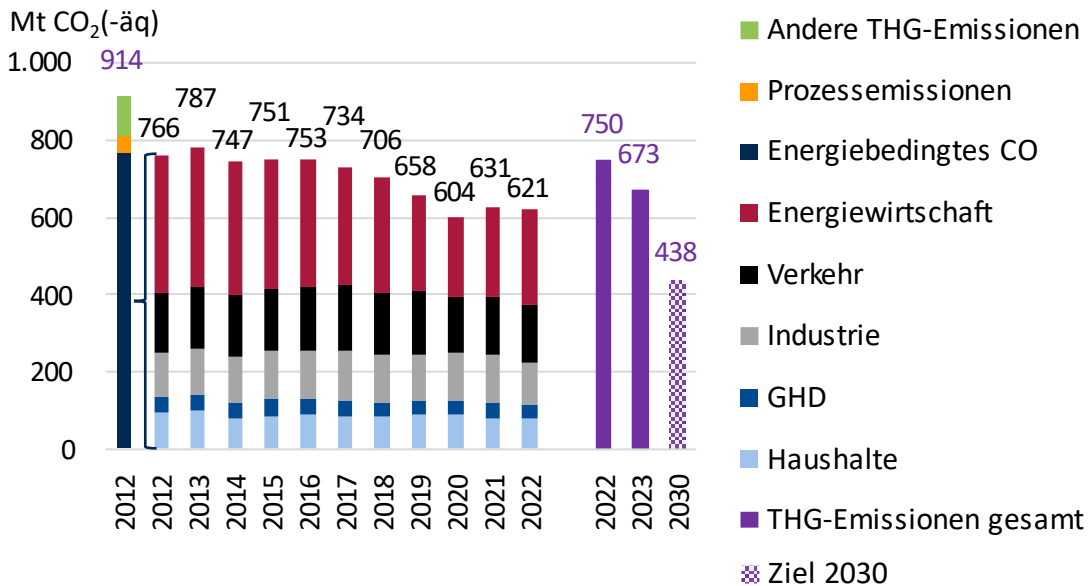
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5.4.1 Gesamte THG-Emissionen

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

Die THG-Emissionen lassen sich in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse 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. Die restlichen 85 Prozent der THG-Emissionen (unter anderem 93 Prozent der CO₂-Emissionen) werden durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Abbildung 46
THG- und CO₂-Emissionen in Deutschland



2022 vorläufige Schätzung des UBA
2030: THG-Emissionsziel

Quellen: UBA.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sanken zwischen 2012 und 2017 nur leicht. Seither ist insgesamt ein deutlicher Rückgang zu beobachten: 621 Megatonnen (Mt) CO₂-Äquivalente im Jahr 2022 sind rund 15 Prozent weniger als im Jahr 2017. Der deutliche Rückgang im Jahr 2020 war maßgeblich auf den coronabedingten Wirtschaftseinbruch und den damit verbundenen geringeren Energieverbrauch zurückzuführen, der sich auch im Jahr 2021 noch fortsetzte.

Der Rückgang der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2022 ist hauptsächlich auf den Sektor Industrie zurückzuführen, der besonders von den Auswirkungen des

russischen Angriffskrieges in der Ukraine betroffen war: Der Wert lag mit 111 Mt CO₂-Äquivalenten so tief wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum (minus 12 Prozent gegenüber 2021). Auch die Emissionen des GHD-Sektors gingen mit minus 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr deutlich zurück (36 Mt CO₂-Äquivalente), die Privaten Haushalte verzeichneten einen Rückgang um 4 Prozent (79 Mt CO₂-Äquivalente).

Die Energiewirtschaft hatte als einziger Sektor einen klaren Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen zu verzeichnen (plus 5 Prozent auf 247 Mt CO₂-Äquivalente), im Verkehr gab es nur minimale Änderungen (plus 0,7 Prozent, 147 Mt CO₂-Äquivalente).

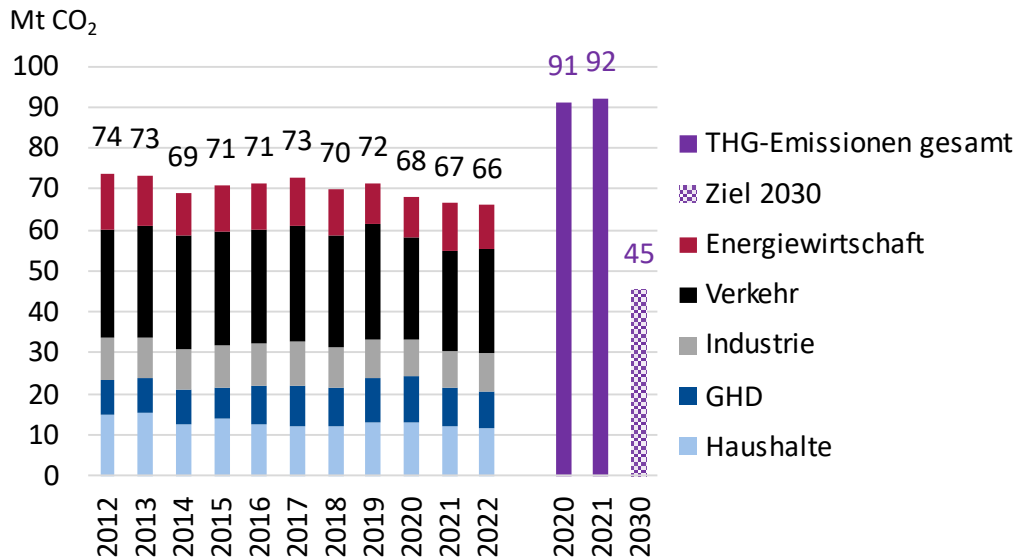
Zwischen 2012 und 2022 sanken die energiebedingten Emissionen der Energiewirtschaft (minus 31 Prozent), der privaten Haushalte (minus 16 Prozent), des GHD-Sektors (minus 11 Prozent) und des Verkehrssektors (minus 4 Prozent). Durch den deutlichen Rückgang im Jahr 2022 lagen auch die energiebedingten Emissionen der Industrie im Jahr 2022 tiefer als im Jahr 2012 (minus 5 Prozent).

Größte Emittenten waren weiterhin die Energiewirtschaft, mit einem Anteil von 40 Prozent aller verursachten energiebedingten Emissionen im Jahr 2022 (2021: 37 Prozent), und der Verkehrssektor, mit einem Anteil von 24 Prozent (2021: 23 Prozent).

Das im Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel von minus 65 Prozent gegenüber 1990 bedeutet einen Rückgang der THG-Emissionen auf 438 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2030. Im Jahr 2022 wurden insgesamt 749 Mt CO₂-Äquivalente emittiert. Das sind etwa 40 Prozent weniger als im Jahr 1990.

Für Bayern liegen die offiziellen Werte der THG-Emissionen nur bis zum Jahr 2020 vor, diese wurden im Herbst 2022 veröffentlicht. Um dennoch Werte bis 2022 zu erhalten, wurden die energiebedingten Emissionen anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Schätzbilanz durch Prognos 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. Der THG-Gesamt-Wert für 2021 wurde anhand eines Berichtes des Bayerischen Rundfunks über eine Anfrage der Grünen im Landtag geschätzt.

Abbildung 47
THG- und CO₂-Emissionen in Bayern



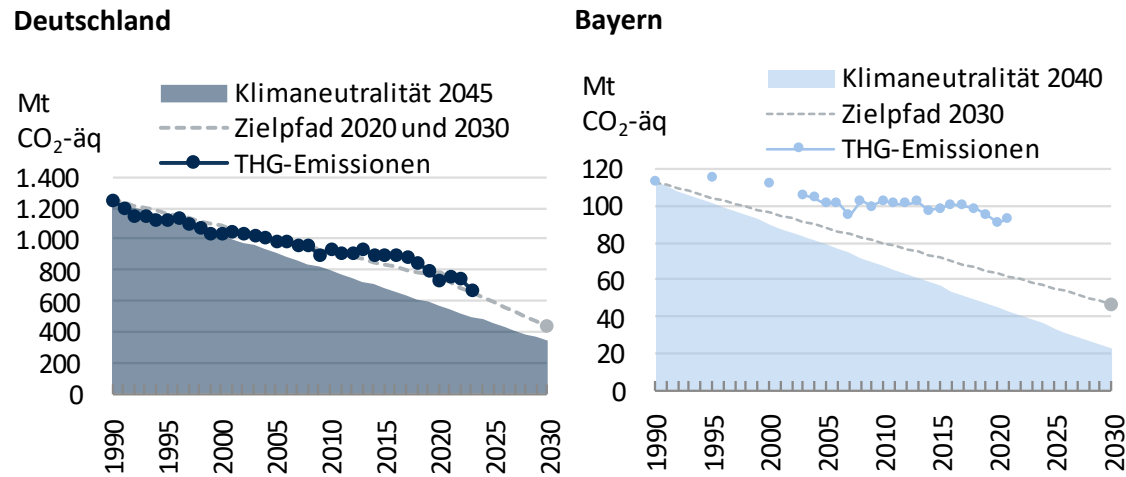
Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

Quelle: eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von StMWi.

In Bayern zeigte sich insgesamt eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland: In den Jahren 2020 und 2021 lagen die Werte der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen deutlich unter dem Wert von 2019, was hauptsächlich auf den Rückgang im Verkehrssektor zurückzuführen war. Im Jahr 2022 ging der Gesamtwert nochmals leicht zurück: Die Privaten Haushalte, der GHD-Sektor und die Energiewirtschaft verzeichneten niedrigere Emissionen, während im Verkehr und in der Industrie mehr energiebedingtes CO₂ ausgestoßen wurde.

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen gingen zwischen 2012 und 2022 um 10 Prozent zurück. Die Emissionen des GHD-Sektors (plus 12 Prozent) stiegen, während in den Sektoren Energiewirtschaft (minus 20 Prozent), Haushalte (minus 23 Prozent), Industrie (minus 11 Prozent), und – nachdem die Werte bis 2019 stets höher als im Jahr 2012 gelegen hatten – auch im Verkehrssektor (minus 5 Prozent) weniger CO₂ freigesetzt wurde. Die Emissionen der Energiewirtschaft machten einen deutlich kleineren Anteil (17 Prozent) an den Gesamtemissionen aus als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde. Mit 38 Prozent machte 2021 der Verkehrssektor den größten Anteil an den energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern aus.

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		

* Die Ampelbewertung für Deutschland basiert auf den Werten des Jahres 2023. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für die Bewertung der bayerischen THG-Emissionen der Wert des Jahres 2020 verwendet.

Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2022, Agora Energiewende Stand der Dinge 2023, UBA Sektorenkonzept bis 2020, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Bayerischer Rundfunk (2023)

Für 2030 besteht das Ziel der Bundesregierung, die THG-Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Gemäß ersten Schätzungen von Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2023) sanken die THG-Emissionen im Jahr 2023 deutlich auf etwa 673 Mt CO₂-Äquivalente. Damit lag der Wert der Emissionen um 2,5 Prozent über dem linear konstruierten Zielpfad (Abbildung 48). Er erhält daher eine gelbe Ampelbewertung.

[Ergebnisse des 12. Monitorings](#)

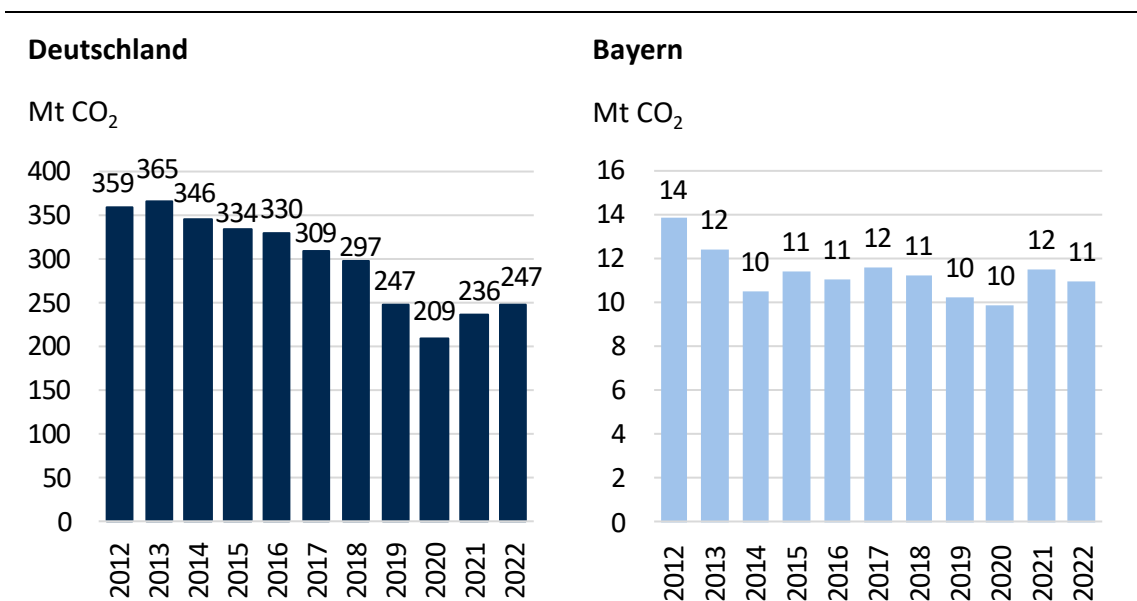
Die Bayerische Staatsregierung hat bereits im November 2021 eine Erhöhung der Klimaziele auf den Weg gebracht. Das novellierte Klimaschutzgesetz wurde im Dezember 2022 im Landtag verabschiedet. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent pro Einwohner der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Da die THG-Emissionen Bayerns zwischen 2005 und 2019 nur geringfügig gesunken sind, lag Bayern trotz eines deutlichen Rückgangs im von der Corona-Pandemie geprägten Jahr 2020 sehr deutlich über dem linear gezogenen Zielpfad und erhält eine rote Ampelbewertung. Für das Jahr 2021 liegen noch keine offiziellen Zahlen vor. Der Wert lag gemäß der Antwort des Bayerischen Umweltministeriums auf eine Anfrage der Grünen im Landtag etwa 18 Prozent unter dem Wert von 1990 und damit voraussichtlich leicht über dem Wert von 2020.

5.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland gingen seit 2012 deutlich zurück. Im Jahr 2022 wurden 247 Mt CO₂ freigesetzt. Das sind gut 31 Prozent weniger als zehn Jahre zuvor – allerdings lagen die Emissionen durch den Anstieg um knapp 5 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf demselben Niveau wie im Jahr 2019. In Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft zwischen 2012 und 2022 ebenfalls deutlich (Abbildung 49) – 11 Mt CO₂ im Jahr 2022 bedeuten 20 Prozent weniger als im Jahr 2012. Auch im Vergleich zum Vorjahr ging der Wert zurück (minus 4 Prozent), gegenüber 2019 stieg der Wert jedoch sogar leicht an. Verglichen mit den anderen Sektoren entfällt auf die Energiewirtschaft ein überproportionaler Anteil an den Emissionsreduktionen seit 2012. In Bayern ist im Vergleich mit Deutschland ein prozentual geringerer Rückgang festzuhalten.

Abbildung 49

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft



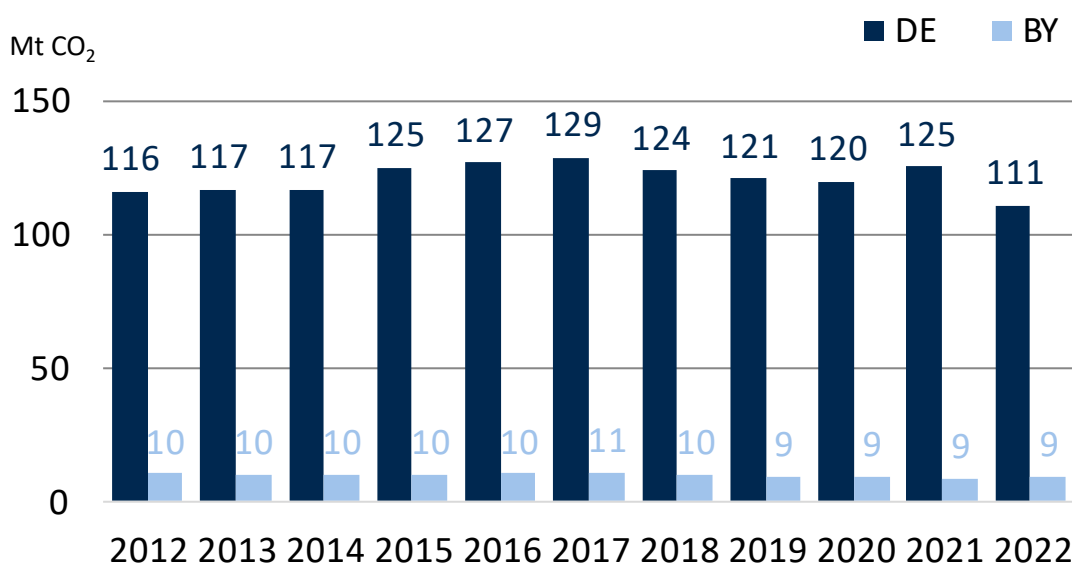
Quellen: UBA, eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA, AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

5.4.3 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 lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2022 mit 111 Mt CO₂ so tief wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum. Der Rückgang um 14 Mt CO₂ gegenüber dem Vorjahr ist auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der bayerischen Industrie lagen im

Jahr 2022 mit 9,2 Mt CO₂ über dem im Vorjahr erreichten Tiefstwert (seit 2012), aber noch immer unter dem Wert des nicht von der Corona-Pandemie beeinflussten Jahres 2019 (Abbildung 50).

Abbildung 50
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie

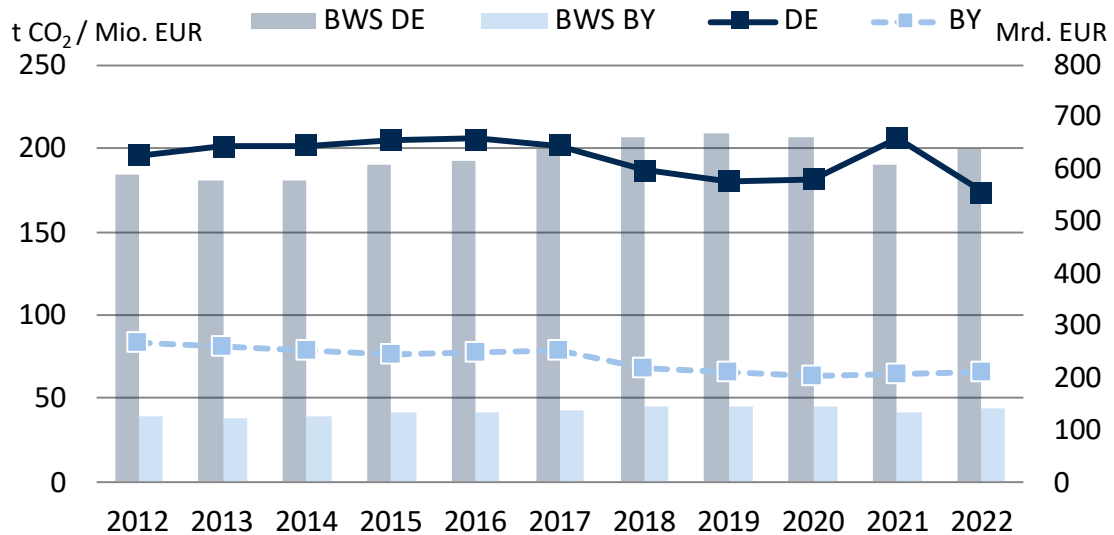


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Nachdem die Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland in den Jahren 2020 und 2021 zurückging, konnte im Jahr 2022 wieder ein Anstieg verzeichnet werden. Der Wert lag jedoch noch immer klar unter denen der Jahre 2018 bis 2020. In Bayern wurde der Rückgang im Jahr 2021 im Folgejahr nahezu komplett kompensiert. Der Wert lag im Jahr 2022 wieder fast auf dem Niveau der Jahre 2018 bis 2020.

Da die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie in Deutschland im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgingen, sank die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) erstmals im Betrachtungszeitraum auf unter 180 t CO₂/Mio. EUR. In Bayern lag die Emissionsintensität der Industrie weiterhin bei rund 65 t CO₂/Mio. EUR (Abbildung 51), da Emissionen und Bruttowertschöpfung gleichermaßen stiegen.

Abbildung 51
Emissionsintensität (CO₂, energiebedingt) der Industrie



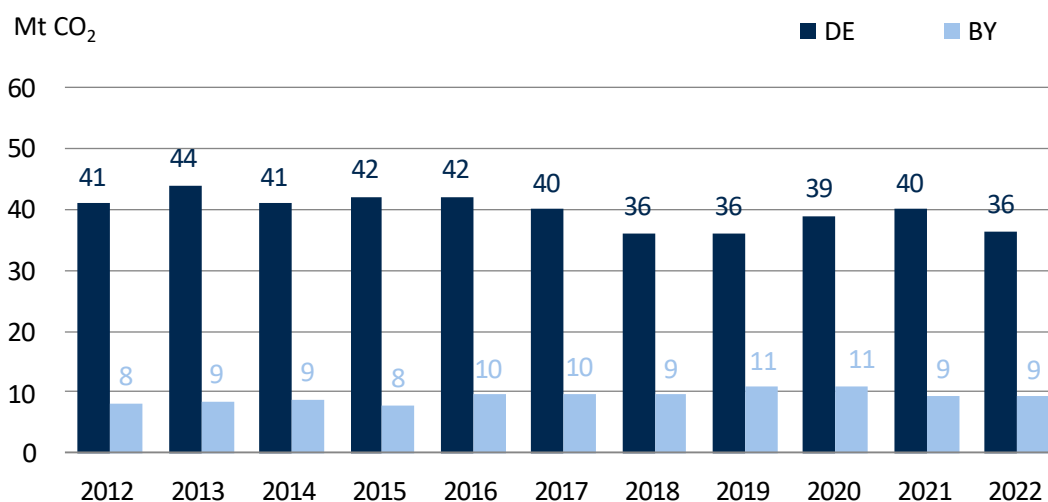
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Sektor GHD schwankten die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2022 zwischen 36 auf 44 Mt, im Jahr 2022 ging der Wert gegenüber dem Vorjahr (40 Mt) um 9 Prozent auf 36 Mt zurück. In Bayern war dagegen ein Anstieg von 8,2 auf 11,0 Mt CO₂ zwischen 2012 und 2020 und seither ein Rückgang auf 9,2 Mt (eigene Schätzung Prognos) zu beobachten (Abbildung 52).

Abbildung 52

Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



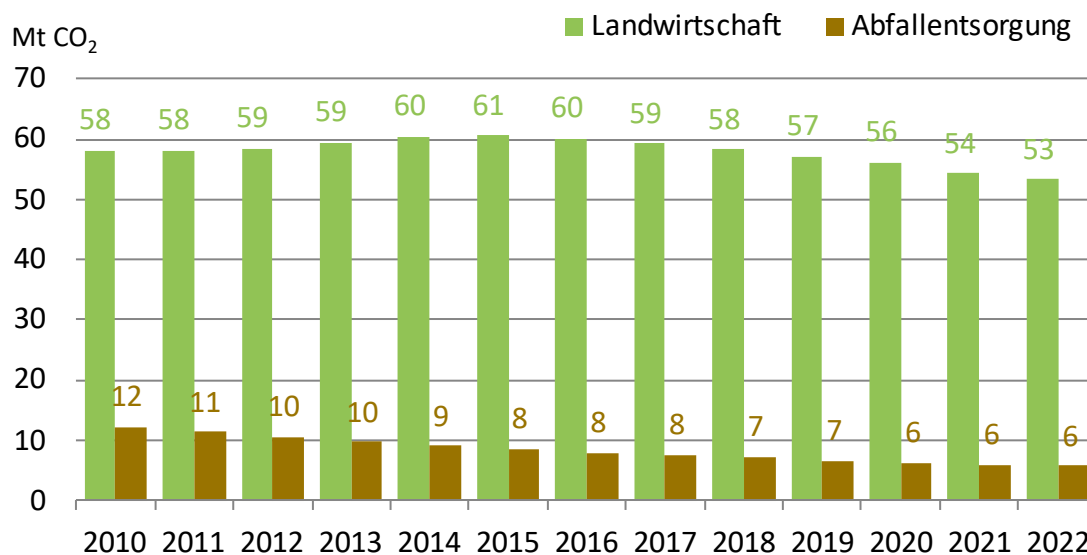
DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

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 die gesamten THG-Emissionen (nicht nur energiebedingte Emissionen) in Deutschland, nach zwischenzeitlichem Anstieg bis 2015 (61 Mt CO₂-Äquivalente), in den letzten Jahren kontinuierlich auf 53 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2022. Die Abfallentsorgung reduzierte ihre THG-Emissionen bereits seit 2010 kontinuierlich, und insgesamt um mehr als 50 Prozent von 12,2 auf 5,7 Mt CO₂-Äquivalenten (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



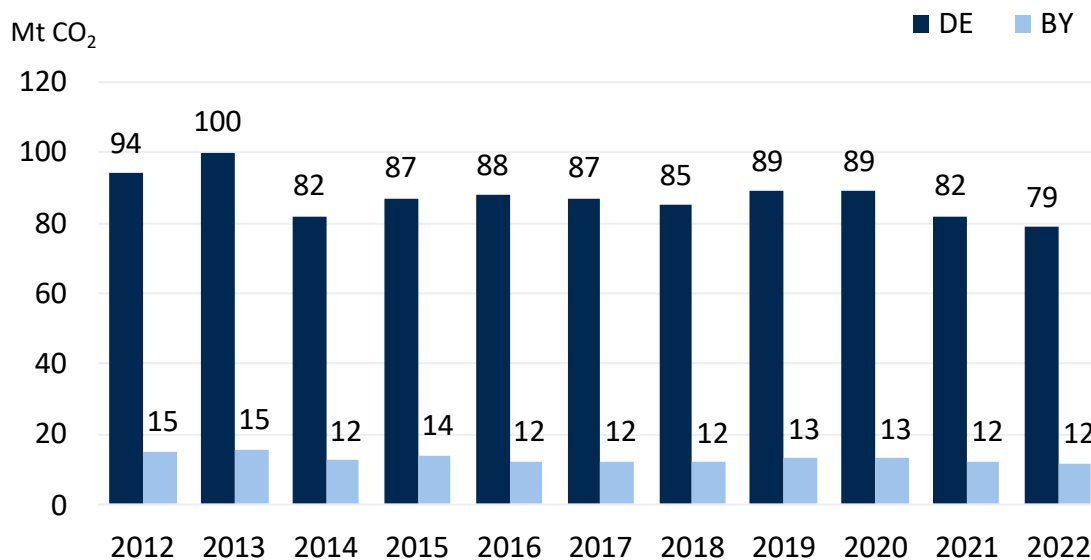
Quellen: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, UBA 2021; Umweltbundesamt 2022.

5.4.4 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 seit 2012 zwischen 80 und 100 Mt CO₂. In Bayern gingen die Emissionen im Jahr 2014 auf rund 12 Mt CO₂ zurück und blieben seither relativ konstant. Im Jahr 2022 lagen die Werte mit 79 und 11,5 Mt CO₂ so tief wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum (Abbildung 54).

Abbildung 54

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei den privaten Haushalten

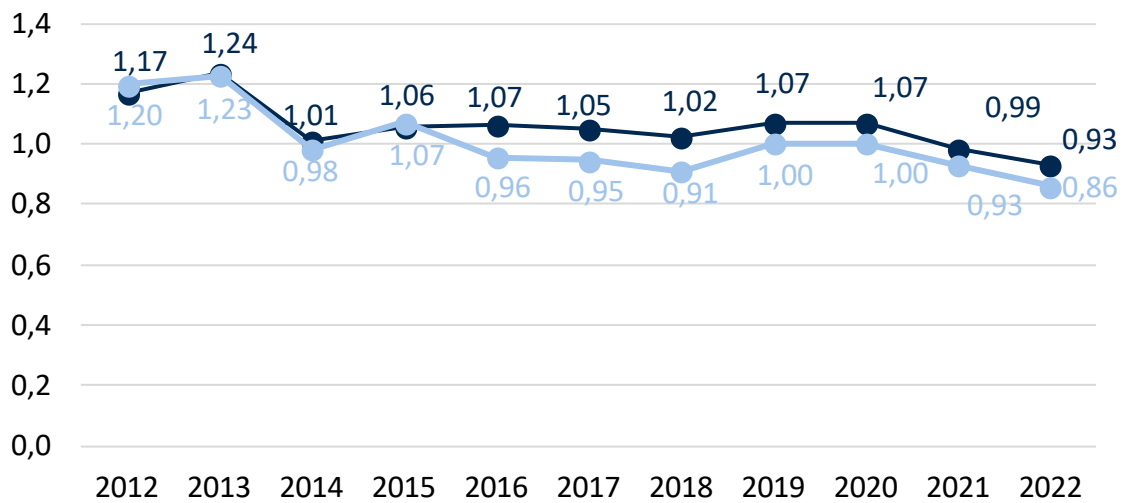


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, Umweltbundesamt 2022; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig.

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. Seit 2021 sind beide Werte kleiner 1 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner (Abbildung 55).

Abbildung 55

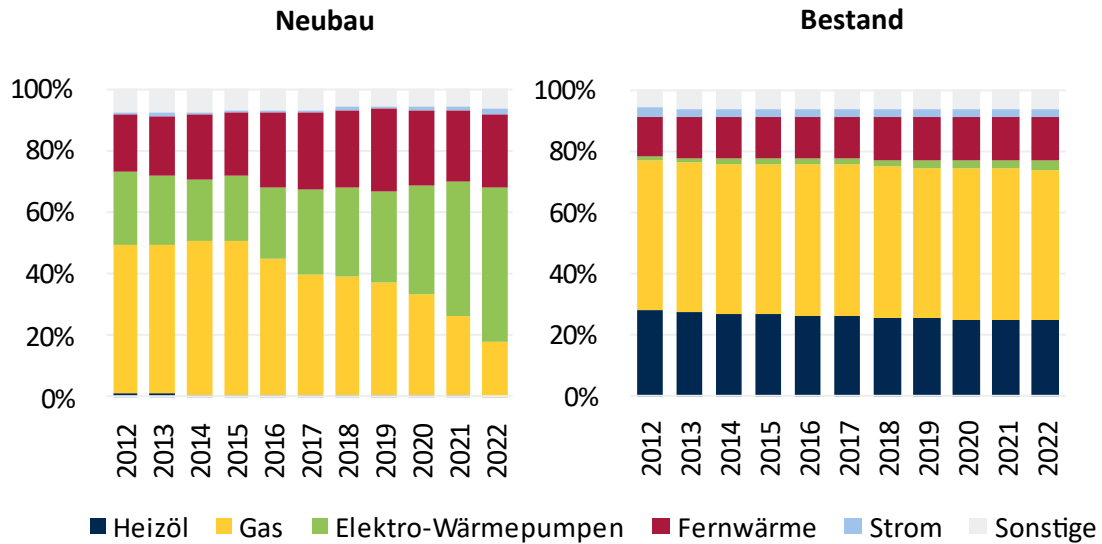
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



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 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. Ab Mitte 2026 oder, je nach Gemeindegröße, 2028 dürfen Ölheizungen nur noch im Härtefall installiert werden, wenn keine Gas- oder Fernwärmeversorgung möglich ist. Zudem müssen diese in Kombination mit einem Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 65 Prozent betrieben werden. 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



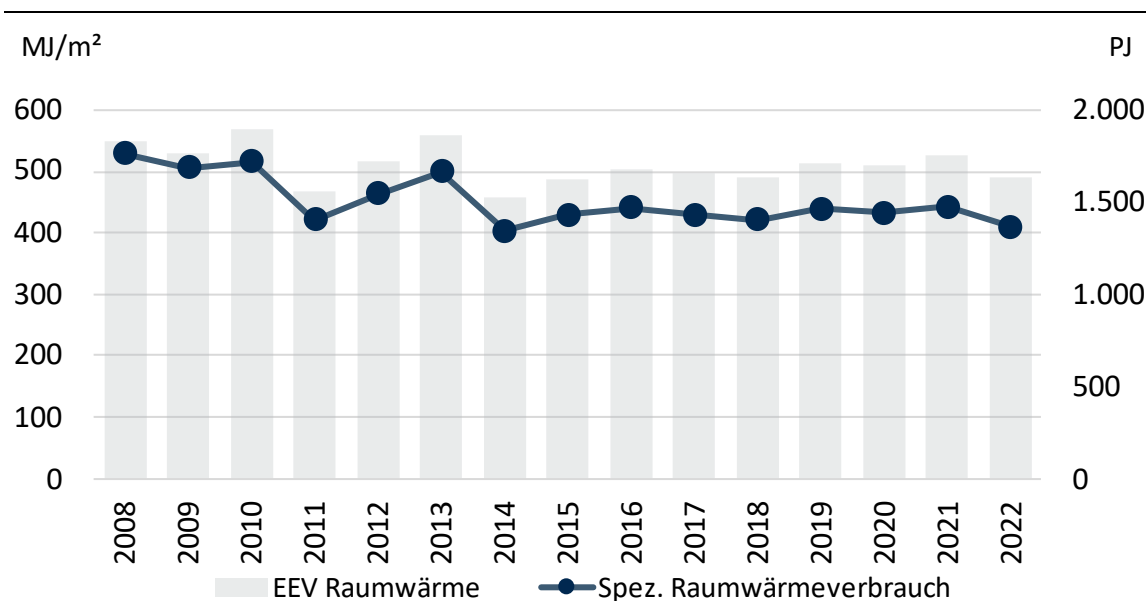
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW Entwicklung der Beheizungsstruktur.

Die für die Bereitstellung von Raumwärme erforderliche Energie ging sowohl insgesamt als auch spezifisch (pro Quadratmeter) zwischen 2008 und 2021 leicht und 2022 gegenüber dem Vorjahr 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.

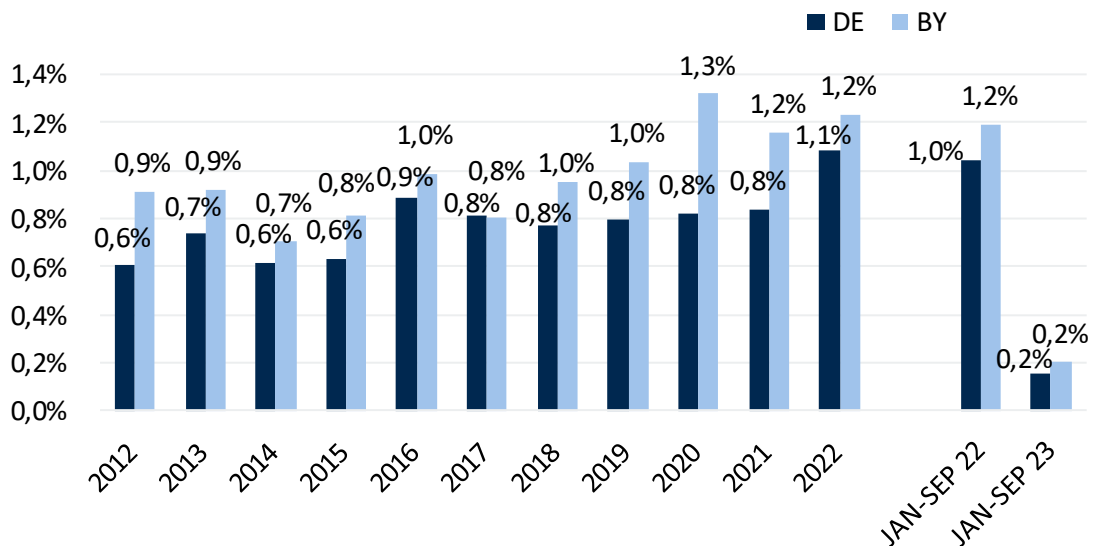
Seit 1. Januar 2020 ist aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung die steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden möglich. Mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm hat die Bundesregierung zum 21. Juni 2021 eine Förderung

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 Wohneinheiten, die durch KfW-Effizienzprogramme – erstmals auch durch das Programm „Klimafreundlicher Neubau“ (das aktuell aufgrund erschöpfter Haushaltsmittel mittlerweile nicht mehr beantragt werden kann) – gefördert wurden, gegenüber dem Vorjahreszeitraum deutlich zurück (0,2 Prozent statt 1,0 beziehungsweise 1,2 Prozent).

Abbildung 58

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



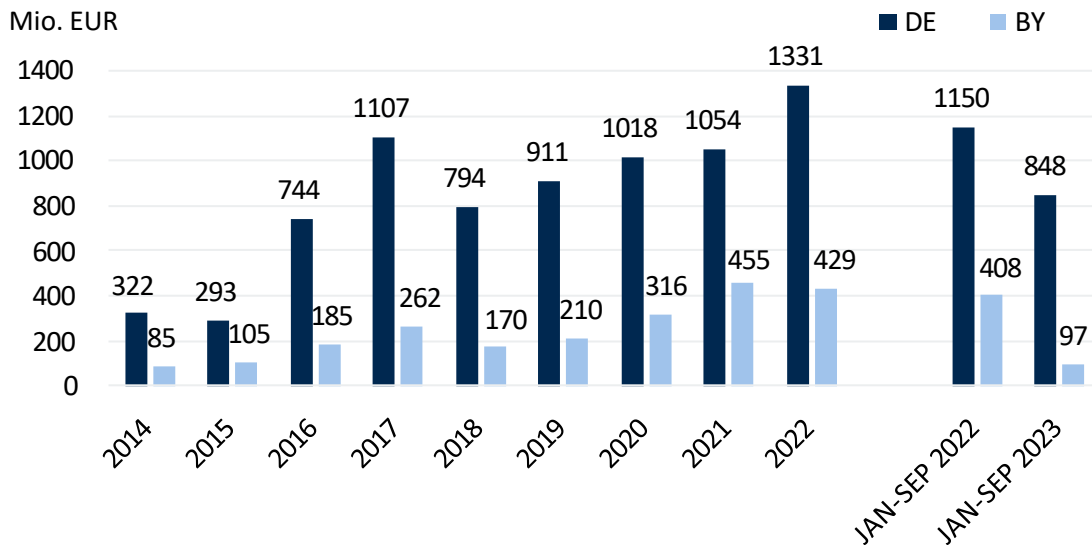
Quellen: Statistisches Bundesamt, KfW-Förderberichte.

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 2021 schwankten die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zwischen 700 und 1.054 Millionen EUR. Im Jahr 2022 stieg der Wert deutlich um 277 Millionen auf 1.331 Millionen (Abbildung 59). Dies deutet auf eine Zunahme der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin. Für das Jahr 2023 ist für Gesamtdeutschland im Betrachtungszeitraum Januar bis September ein Rückgang der Investitionsaktivität um 26 Prozent gegenüber dem Vorjahr erkennbar.

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. Von Januar bis September 2023 reduzierte sich das bayrische Kreditvolumen um 76 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum auf 97 Millionen. Dies deutet auf einen deutlichen Rückgang der Investitionstätigkeiten hin und ist negativ zu bewerten.

Abbildung 59

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen



Quelle: KfW-Förderreport.

5.4.5 Verkehr

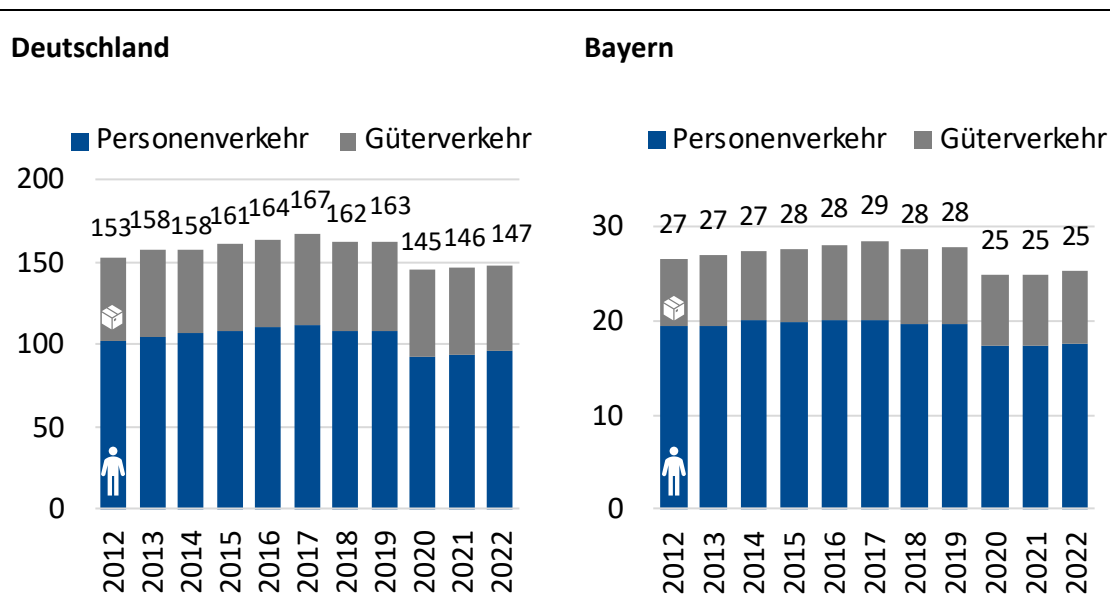
Der Verkehr ist der Sektor, dessen Emissionen seit 1990 am geringsten gesunken sind. Zwischen 2012 und 2019 waren die Emissionen in Deutschland und in Bayern von 153 auf 163 Mt CO₂ respektive von 27 auf 28 Mt CO₂ sogar leicht gestiegen, 2019 wurde sowohl in Deutschland als auch in Bayern im Sektor Verkehr 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. In den Jahren 2021 und 2022 stiegen die Emissionen sowohl in Deutschland (147 Mt CO₂) als auch in Bayern (25 Mt CO₂) wieder leicht an.

Die Emissionen entstanden zu rund zwei Dritteln im Personenverkehr und zu rund einem Drittel im Güterverkehr; etwa 98 Prozent der Emissionen sind auf den Straßenverkehr zurückzuführen (Abbildung 60).

Abbildung 60

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

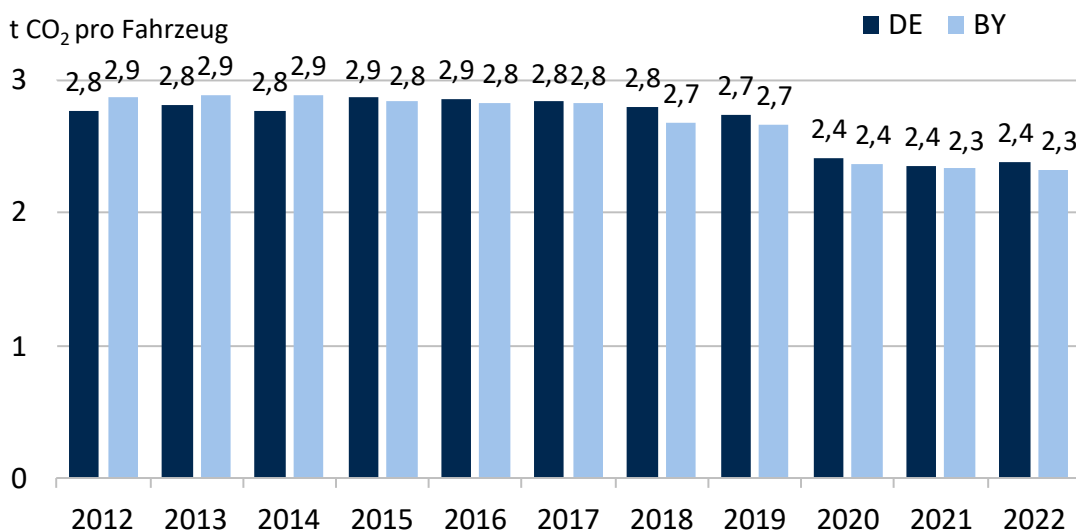


Quelle: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Die Emissionen pro zugelassenem 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. Im Jahr 2022 ging der Wert Bayerns weiter leicht zurück, während sich der Wert Deutschlands leicht erhöhte (Abbildung 61).

Abbildung 61

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge

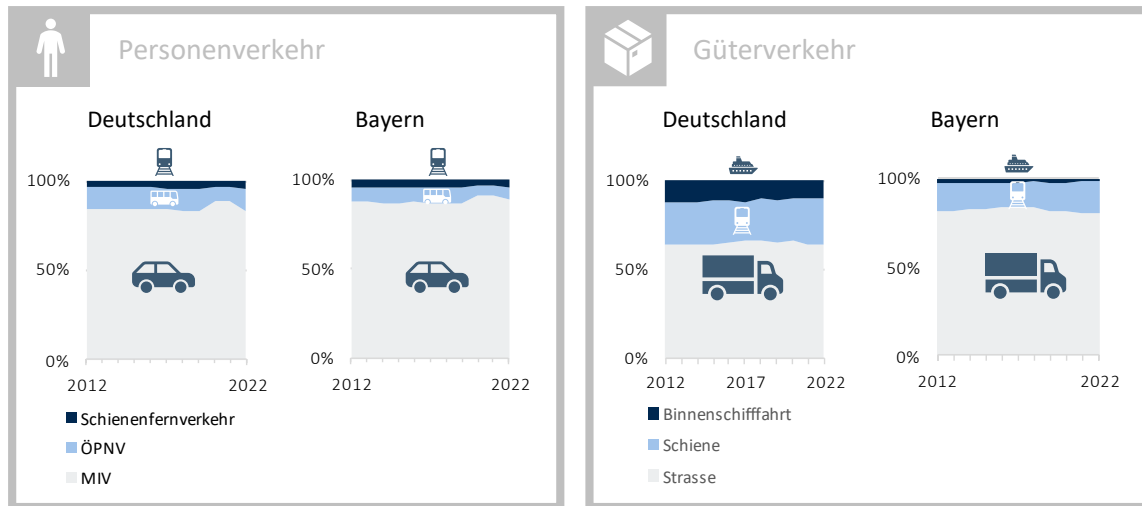


Quellen: KBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Personenverkehr dominiert in Deutschland und in Bayern der motorisierte Individualverkehr (MIV). Schienenverkehr und öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) spielen jeweils untergeordnete Rollen. Daran änderte sich zwischen 2012 und 2019 wenig. In den Jahren 2020 und 2021 lag der Anteil des MIV pandemiebedingt mit 89 beziehungsweise 91 Prozent jeweils um vier bis fünf Prozentpunkte höher als in den Vorjahren, im Jahr 2022 lagen die Anteile wieder auf ähnlichem Niveau wie vor Ausbruch der Pandemie. 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.

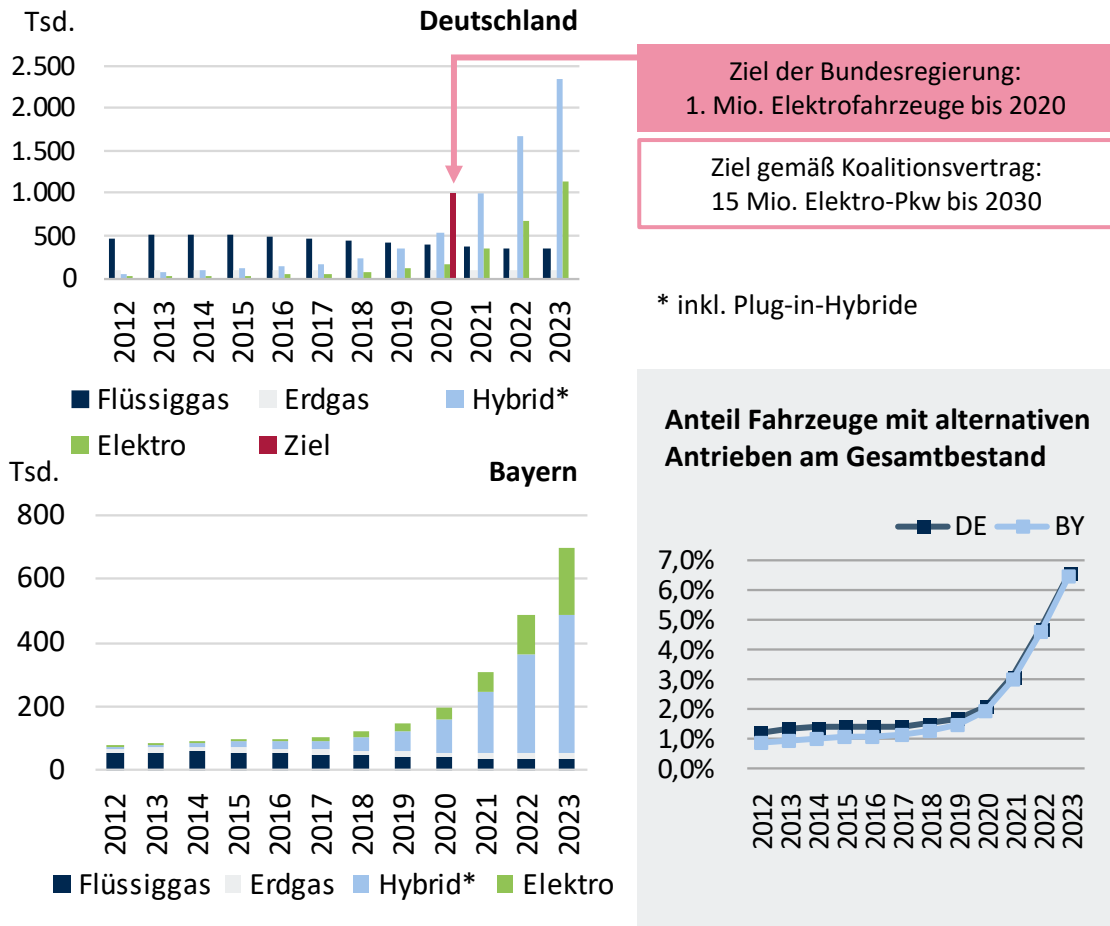
Den Fahrzeugbestand dominierten weiterhin Benzin- und Dieselantriebe. Innerhalb des Fahrzeugbestandes sind sämtliche Personenkraftwagen und Nutzfahrzeuge wie Lastkraftwagen, Zugmaschinen und Kraftomnibusse enthalten. Unter den alternativen Antrieben verzeichneten insbesondere elektrische und Hybridantriebe seit 2012 in Bayern und Deutschland immer deutlichere Zuwächse. In Deutschland waren am 1. Januar 2023 erstmals mehr als eine Million Elektrofahrzeuge gemeldet. 1,14 Mio. Fahrzeuge bedeuten einen Zuwachs um 66 Prozent gegenüber dem Vorjahr, gegenüber 2019 verzehnfachte sich der Bestand. Auch der Bestand an Hybridfahrzeugen erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich (plus 40 Prozent), am 1. Januar 2023 waren 2,35 Mio. Fahrzeuge gemeldet. 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, wenn auch insgesamt nicht ganz so stark wie in Deutschland. 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 2023 zwar deutlich auf 2.141 Fahrzeuge (1.309 Fahrzeuge am 1. Januar 2022), bleibt 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 bleibt 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 1. Januar

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben



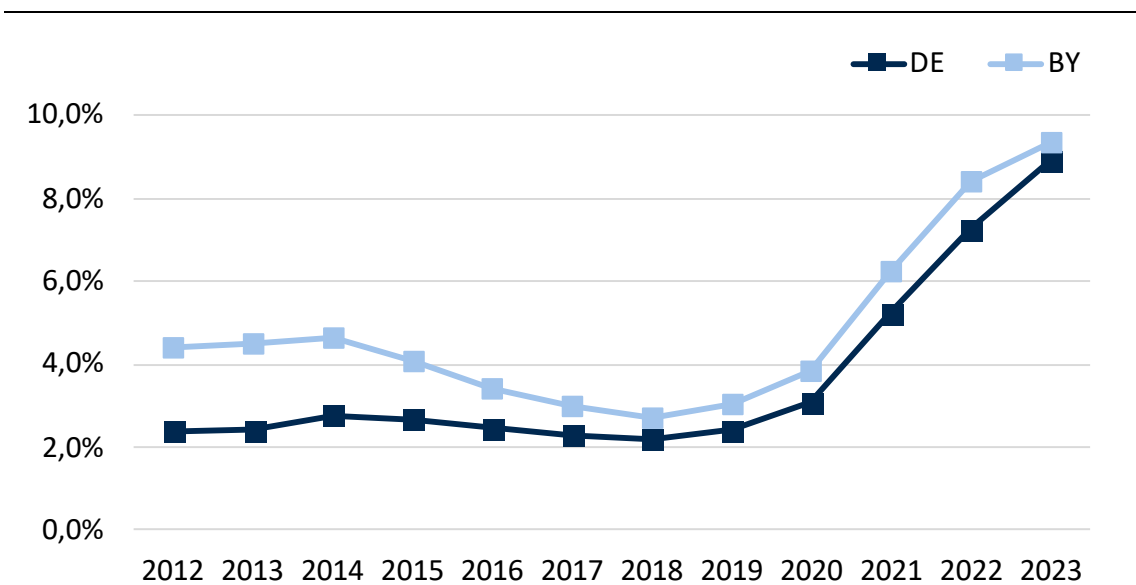
Quelle: KBA.

Bei den Kraftomnibussen erreichte der Anteil alternativer Antriebe im Jahr 2020 in Deutschland erstmals einen Wert über 3 Prozent, nachdem er von 2012 bis 2019 konstant zwischen 2 und 3 Prozent lag. In den letzten Jahren stieg der Wert kontinuierlich an auf 8,9 Prozent am 1. Januar 2023. Unter den alternativen Antrieben machten dabei Diesel-Hybridantriebe mit 5,6 Prozent den größten Anteil aus, gefolgt von batterieelektrischen Antrieben mit 2,3 Prozent. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen seit 2012 stets höher als in Deutschland, zwischenzeitlich hatte er jedoch von über vier Prozent im Jahr 2014 auf 2,7 Prozent im Jahr 2018 abgenommen, bevor er bis 2023 wieder auf 9,4 Prozent anstieg (Abbildung 64). Hier machten Fahrzeuge mit Diesel-

Hybridantrieb und Erdgasantrieb den größten Anteil aus. Sowohl in Deutschland als auch in Bayern war seit 2018 bei den Kraftomnibussen mit Elektro- und Hybridantrieb ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen.

Abbildung 64

Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen

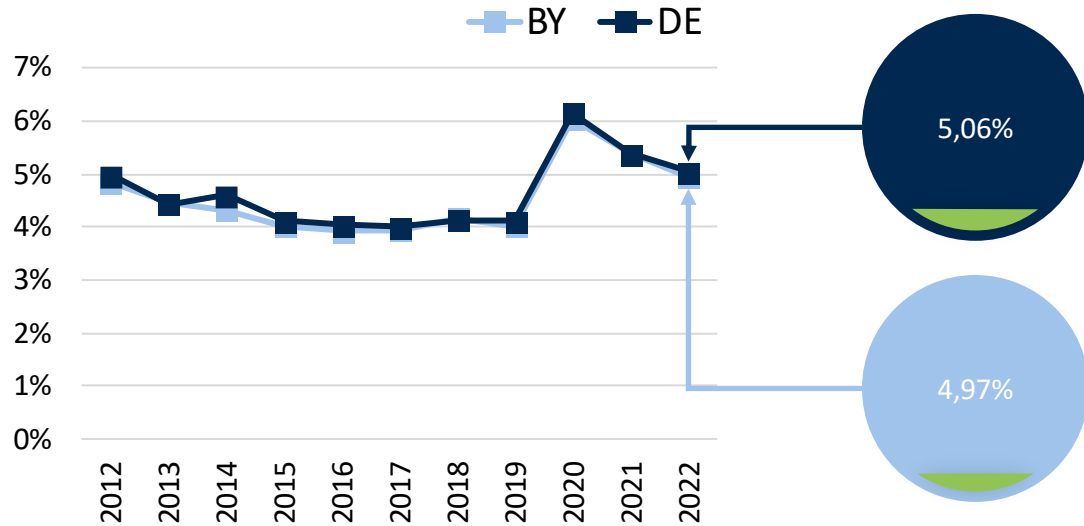


Quelle: KBA.

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 2022 jeweils nahe fünf Prozent und damit tiefer als im Vorjahr (etwa 5,4 Prozent) und deutlich tiefer als 2020 (größer 6 Prozent). In den Jahren 2012 bis 2019 lag der Wert zwischen 3,9 und 4,9 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



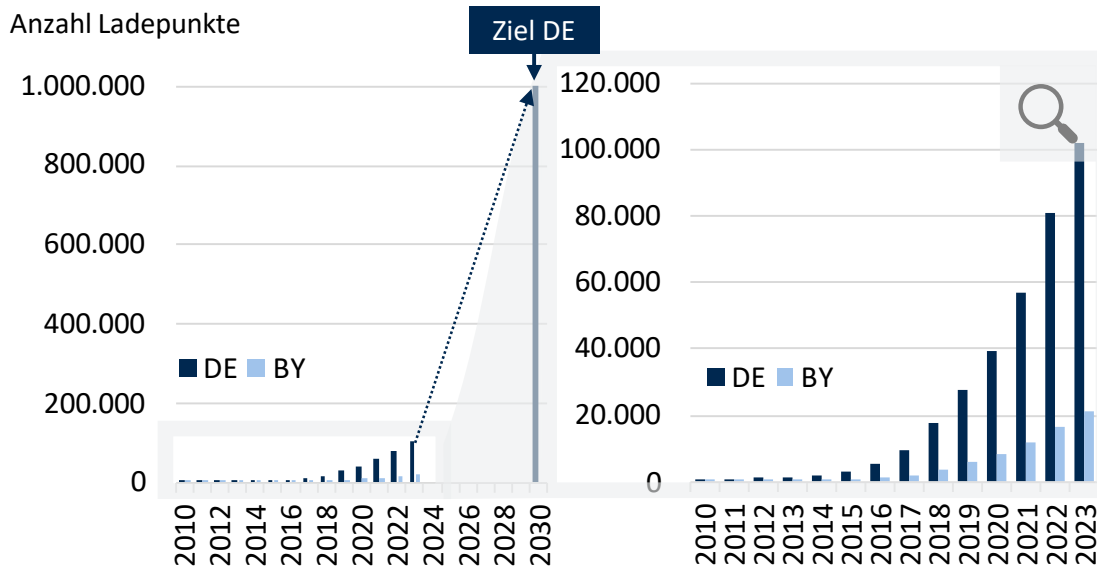
Quellen: AG Energiebilanzen, IE-Leipzig.

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. Unter der Annahme eines linearen Ausbaues mit Beginn 2010 lag die Anzahl der in Deutschland installierten Ladepunkte 2023 (Stand: 12. Dezember 2023) mit etwa 102.300 deutlich unter dem Zielpfad. Entsprechend der Zielsetzung wären 650.000 Ladepunkte erforderlich gewesen. In Bayern erhöhte sich die Anzahl der Ladepunkte im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um knapp 4.500 auf fast 21.100. Damit konnte Bayern die für das Jahr 2023 angestrebten 14.000 Ladepunkte 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.

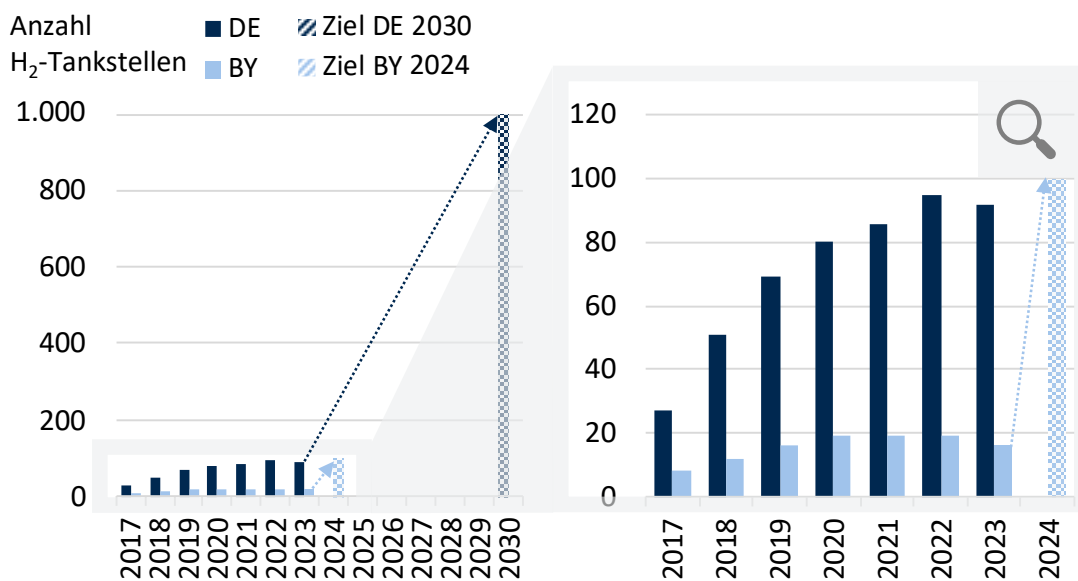
Quelle: BNetzA.

Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem Ladepunkt stieg in den letzten Jahren deutlich an, von rund neun im Jahr 2019 (DE: 8,6; BY: 9,1) auf über zwanzig im Jahr 2023 (DE: 23,1; BY: 20,8) – jeweils der höchste Wert im Betrachtungszeitraum. In Bayern lag der Wert bis 2020 stets höher als in Deutschland und seit 2021 etwas tiefer. Die 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-Hybride ebenfalls an Ladepunkten geladen werden können, werden sie seitdem zu den Elektrofahrzeugen gezählt. Insgesamt zeigt sich, dass der Ausbau der Ladefrastruktur derzeit nicht mit den stark steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen mithält.

Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO₂-Emissionen zu reduzieren. Zum 1. Januar 2023 kamen rund 23 Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 68), das ist deutlich mehr als in den Vorjahren (15,6 beziehungsweise 10,8 Fahrzeuge pro Wasserstofftankstelle). Trotz des Zuwachses an Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen ging die Anzahl der Wasserstofftankstellen leicht 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. 23 Fahrzeuge pro Tankstelle entspricht in etwa der Quote bei den Elektrofahrzeugen, allerdings bei noch immer sehr geringer Anzahl an zugelassenen

wasserstoffangetrieben Fahrzeugen. Zu beachten ist außerdem, dass Wasserstofffahrzeuge, anders als Elektrofahrzeuge, in der Regel nur an öffentlichen Tankstellen tanken können.

Abbildung 67
Bestand an Wasserstofftankstellen



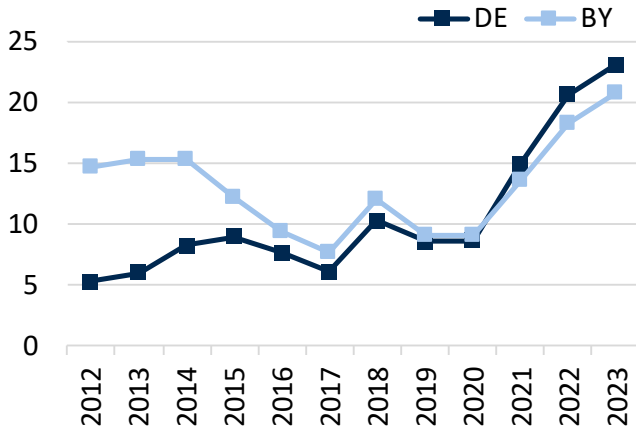
Quellen: H2 MOBILITY.

Abbildung 68

Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

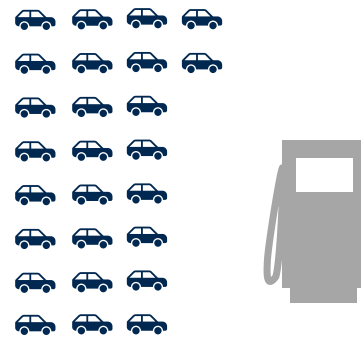
Anzahl Elektroautos* pro Ladepunkt in Deutschland und Bayern

* inkl. Plug-in Hybride



Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge in Deutschland im Jahr 2023

26 Brennstoffzellenfahrzeuge pro Wasserstofftankstelle



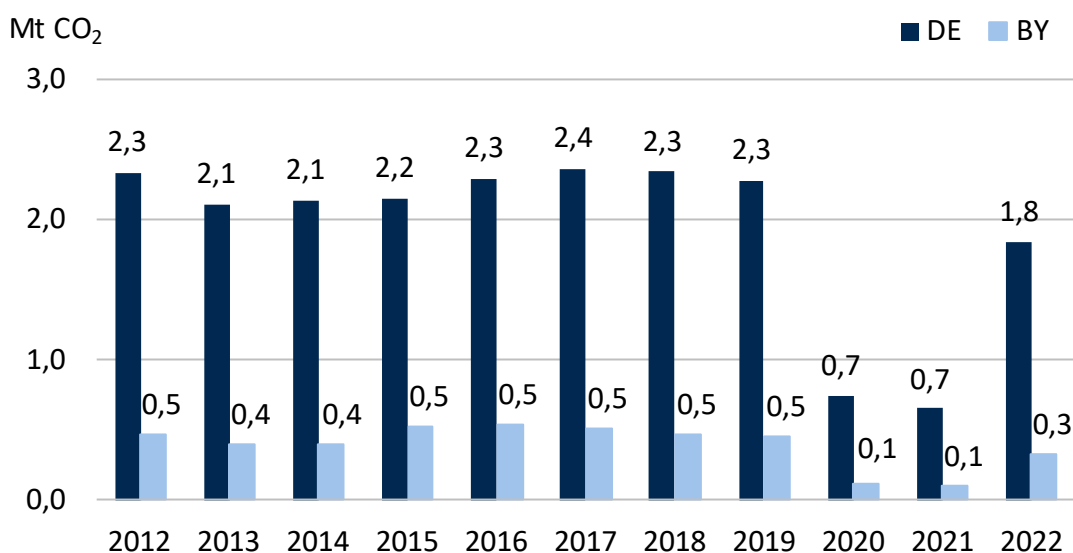
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis BNetzA und KBA.

Die durch den nationalen Flugverkehr pro Jahr verursachten CO₂-Emissionen lagen im Zeitraum 2012 bis 2019 in Bayern zwischen 0,4 und 0,5 Mt, in Deutschland zwischen 2,1 und 2,4 Mt. Aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie gingen die Werte in den Jahren 2020 und 2021 auf 0,1 beziehungsweise 0,7 Mt jeweils deutlich zurück. Im Jahr 2022 stiegen die Emissionen des nationalen Flugverkehrs wieder an (0,3 beziehungsweise 1,8 Mt), blieben jedoch unter den Werten früherer Jahre (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 Klimaschutzziele adressiert.

Abbildung 69

Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



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

5.4.6 Kurzübersicht der Unterindikatoren

Nachfolgend werden die Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit für Deutschland und Bayern aufgelistet und auf ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele eingestuft (Tabelle 7). 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 Gelb und in Bayern auf Rot (Abbildung 71).

Tabelle 7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft (siehe Abbildung 49)	Umwandlung	Deutlicher Rückgang seit 2012, überproportionaler positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Wert 2022 jedoch auf demselben Niveau wie 2019.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Wert 2022 jedoch sogar leicht höher als 2019.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe 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 (siehe Abbildung 51)	Industrie	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 52)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Abnahme seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
THG-Emissionen der Landwirtschaft (siehe Abbildung 53)	Landwirtschaft	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
THG-Emissionen der Abfallwirtschaft (siehe Abbildung 53)	Abfall	Deutlicher Rückgang seit 2010 und daher deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe 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.

Ergebnisse des 12. Monitorings

Beheizungsstruktur (siehe Abbildung 56)	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 (siehe 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 (siehe Abbildung 58)	Private Haushalte	Bis 2022 leicht gestiegen und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Bis September 2023 ist bisher ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen was negativ zu bewerten ist.	In den letzten Jahren deutlich höherer Anteil als in Deutschland und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; zusätzliche Aktivitäten in Bayern könnten durch das 10.000-Häuser-Programm entfaltet worden sein, das mit den bundesweiten KfW-Programmen kombinierbar ist und ausgeweitet werden soll. In 2023 ist ebenfalls ein deutlicher Rückgang bis September zu beobachten.
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (siehe Abbildung 59)	Öffentliche Gebäude	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Bis September ist für 2023 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen was negativ zu bewerten ist.	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Bis September ist für 2023 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen, was negativ zu bewerten ist.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors	Verkehr	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und

Ergebnisse des 12. Monitorings

(siehe Abbildung 60)		damit geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	damit geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug (siehe 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.
Modal Shift / Entwicklung des Modal Split (siehe Abbildung 62)	Verkehr	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung bis 2019. Pandemiebedingter Modal Shift hin zum motorisierten Individualverkehr in den Jahren 2020 und 2021. 2022 ähnlich wie 2019. Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung bis 2019. Pandemiebedingter Modal Shift hin zum motorisierten Individualverkehr in den Jahren 2020 und 2021. 2022 geringer Modal Shift weg vom motorisierten Individualverkehr. Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (siehe Abbildung 63)	Verkehr	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; Ziele der Bundesregierung für 2020 wurden verspätet erreicht; 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.
Bestand an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 66)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die

Ergebnisse des 12. Monitorings

		Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht erreicht.	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 68)	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 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.	-
Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs (siehe Abbildung 69)	Verkehr	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

6 Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf

Leichte Verbesserungen gegenüber dem 11. Monitoring

Im Bereich der Versorgungssicherheit liegen 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. Monitoring und im 4. Werte von 1,8, verschlechterte sich jedoch ab dem 9. auf Werte von 2,3.

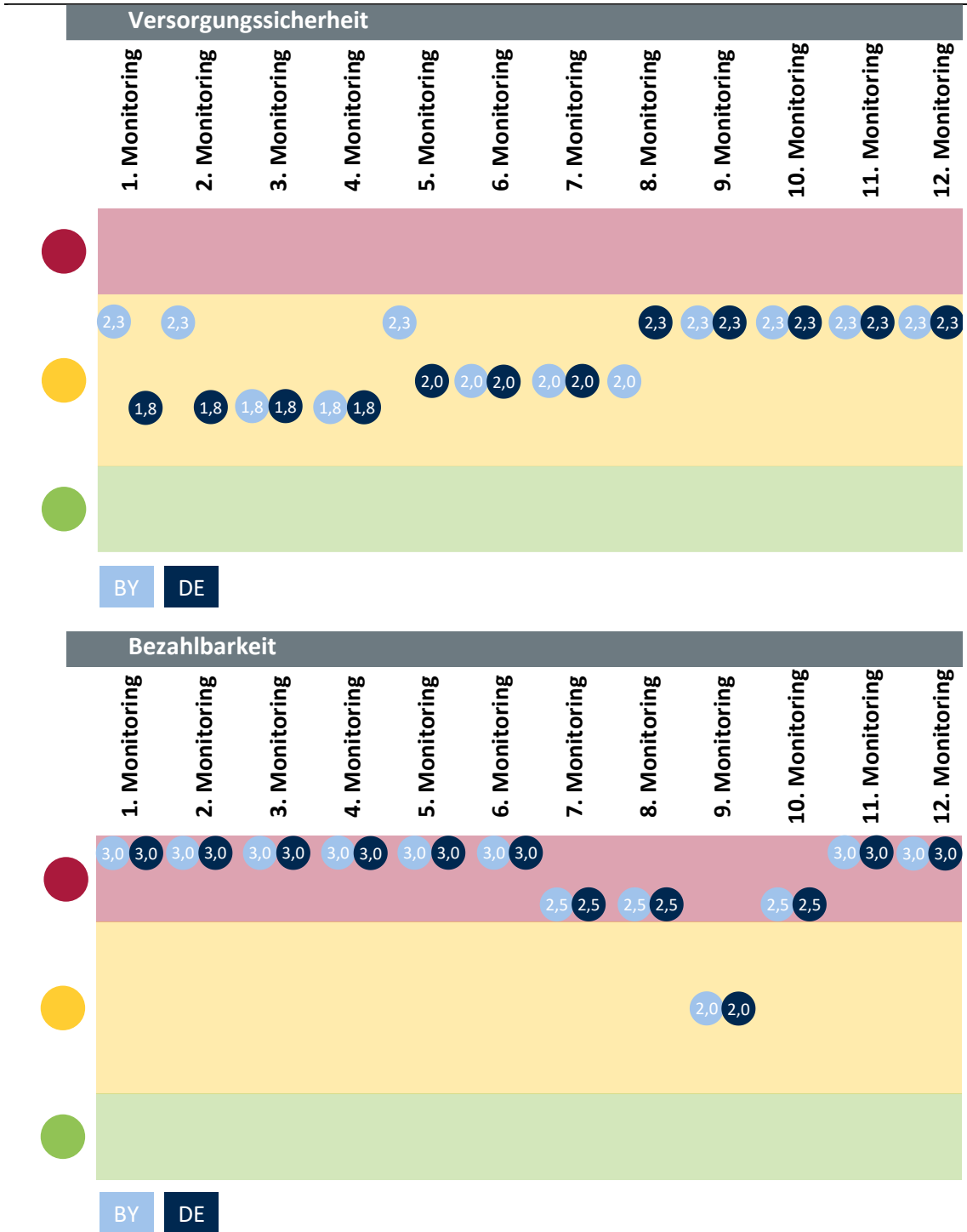
Die Bezahlbarkeit liegt seit Beginn des Monitorings fast durchgängig im negativen Bereich. Im 9. Monitoring konnte eine Verbesserung auf eine kritische Bewertung erreicht werden, allerdings ist dies, aufgrund der Verschlechterung in den letzten Monitorings, bisher als Ausreißer zu bewerten.

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, was insbesondere auf die unterschiedliche Zieldefinition in Bayern gegenüber dem Bund zurückzuführen ist. In den letzten Jahren vor und speziell im 10. Monitoring waren für diesen Indikator deutliche Verbesserungen auszumachen, zuletzt waren jedoch wieder Rückschritte zu erkennen: Der Indikator für Bayern liegt nun wieder im kritischen Bereich, verzeichnet jedoch eine leichte Verbesserung im Vergleich zum Vorjahr. Für Deutschland erhält der Indikator wieder eine negative Bewertung.

Bei der Umweltverträglichkeit kam es seit dem 4. Monitoring zu einer deutlichen Verschlechterung in Bayern, die bis zum aktuellen Monitoring anhielt. In Deutschland verbesserte sich der Indikator seit dem 8. Monitoring von einer negativen Bewertung über eine kritische Bewertung zu einer positiven Bewertung, im letzten Jahr wiederum verschlechterte er sich zu einer negativen Bewertung, aktuell liegt wieder eine kritische Bewertung vor. In Bayern verblieb der Indikator im roten Bereich, was aber auch auf eine mangelnde Datenverfügbarkeit zurückzuführen ist.

Abbildung 70

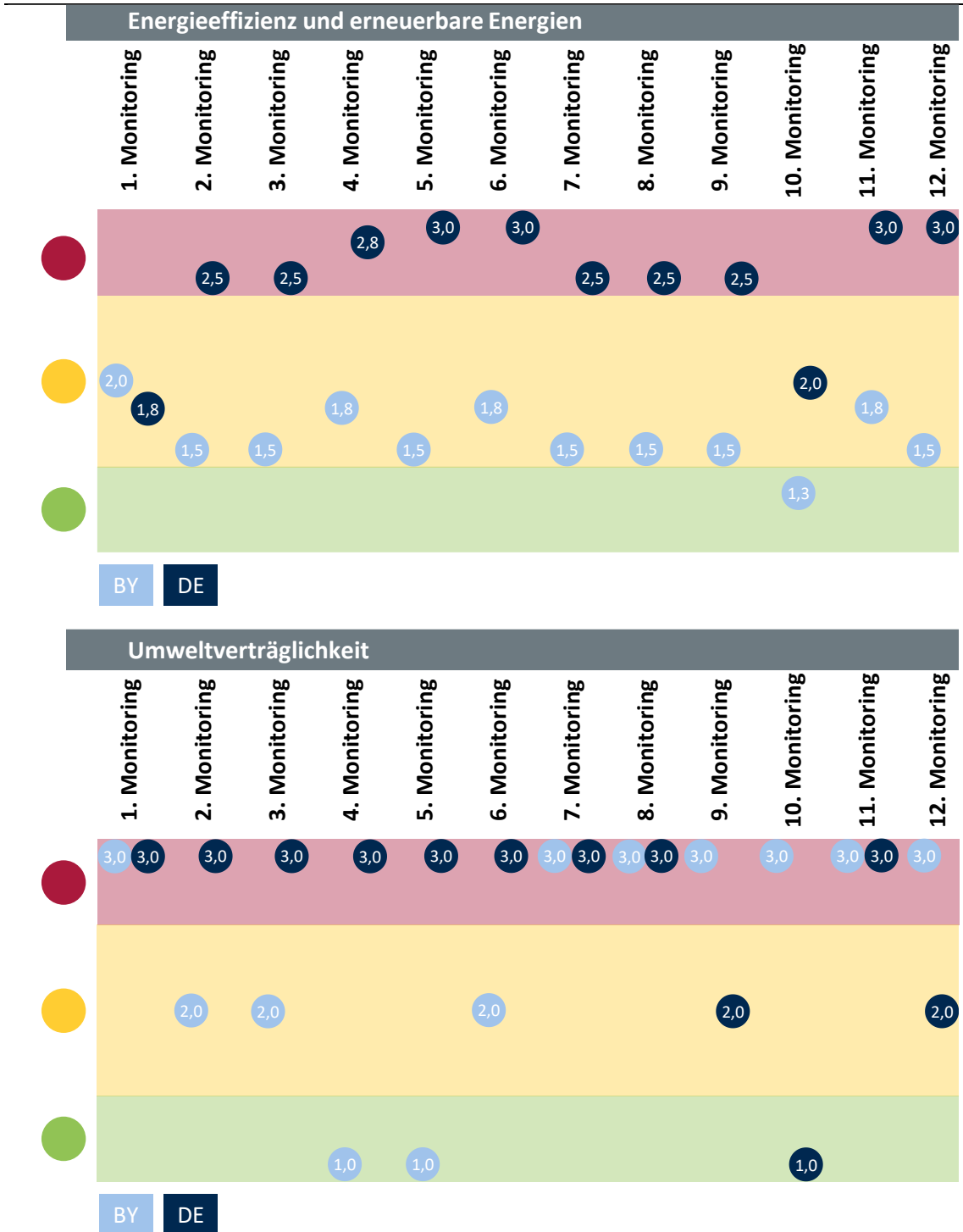
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



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 (2023a und vorherige)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2022

AG Energiebilanzen (2023b und vorherige)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022

AG Energiebilanzen (2023c und vorherige)

Anwendungsbilanzen Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Energiesektoren 2011 bis 2022

Agora Energiewende (2020)

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Agora Energiewende (2023)

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023

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)

Bayerischer Rundfunk (2023)

Bericht über Entwicklung der THG-Emissionen Bayerns, <https://www.br.de/nachrichten/bayern/treibhausgasemissionen-in-bayern-sinken-langsam-als-im-bund,TqYtgC1>

Bayerisches Landesamt für Statistik (2021 und vorherige)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, <https://www.statistik.bayern.de/>

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 (2023a und vorherige)

BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023 – Haushalte und Industrie

BDEW (2023b und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000 (Stand 10/2023)

<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

BMDV 2022 und vorherige

Verkehr in Zahlen 2022/2023

BMWi (2021 und vorherige)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2022a und vorherige)

Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Gesamtes Jahr 2022

BNetzA (2022b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Erstes Quartal 2022

BNetzA (2022c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Zweites Quartal 2022

BNetzA (2023a und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kraftwerkliste

BNetzA (2023b und vorherige)

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

BNetzA (2023c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Erstes Quartal 2023

BNetzA (2023c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Zweites Quartal 2023

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)

CEER (2018)

Council of European Energy Regulators, CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply

Destatis (2021 und vorherige)

Bestand an Wohnungen 2020

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

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 (2023 und vorherige)

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

Fraunhofer ISE (2023 und vorherige)

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

Glauber (2017)

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

H2 Mobility (2021 und vorherige)

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 08.12.2021)

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

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

Netzentwicklungsplan (2015)

Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Prognos (2024)

Energieatlas

r2b, consentec, TEP, Fraunhofer ISI (2019)

Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten

Statistische Ämter der Länder (2021 und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2020, Reihe 1, Länderergebnisse Band 1, Berechnungsstand August 2020/Februar 2021

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023 und vorherige)

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

Statistisches Bundesamt (2023a und vorherige)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2023b 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 Vereinigten 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 01	Produktionsentwicklung der energieintensiven Industrie
Abbildung 02	Zusammenfassung der Ergebnisse des 12. Monitorings
Abbildung 03	Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren
Abbildung 04	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 12. Monitoring für das Jahr 2022
Abbildung 05	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 06	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 07	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2028
Abbildung 08	Deutschland – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2023 - 31.12.2023)
Abbildung 09	Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung
Abbildung 10	Bayern – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2023 - 31.12.2023)
Abbildung 11	Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2023)
Abbildung 12	Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2023
Abbildung 13	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern
Abbildung 14	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 15	Stand des Netzausbaus
Abbildung 16	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)
Abbildung 17	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)
Abbildung 18	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 19	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 20	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 21	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 22	Entwicklung Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern zwischen Januar 2021 und November 2022, TWh Hu
Abbildung 23	Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland
Abbildung 24	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 25	Industriestrompreise in Deutschland

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 26	Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2021
Abbildung 27	Zusammensetzung des Industriestrompreises, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh
Abbildung 28	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 29	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 30	Erdgaspreise für Gewerbekunden
Abbildung 31	Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas
Abbildung 32	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 33	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte
Abbildung 34	Erdgaspreise für Haushaltskunden
Abbildung 35	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 36	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 37	Stromverbrauch
Abbildung 38	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern
Abbildung 39	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 40	Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland
Abbildung 41	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 42	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 43	Anteil erneuerbarer Energien
Abbildung 44	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger
Abbildung 45	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 46	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 47	THG- und CO ₂ -Emissionen in 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

[Abbildungsverzeichnis](#)

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
Abbildung 57	Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland
Abbildung 58	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, 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 zugelassene Fahrzeuge
Abbildung 62	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 63	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum 1. 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 erneuerbaren Energien sowie der Umweltverträglichkeit

Tabellenverzeichnis

Tabelle 01	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung
Tabelle 02	Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern
Tabelle 03	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung
Tabelle 04	Kraftwerksneubauprojekte in Bayern
Tabelle 05	Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung
Tabelle 06	Verzögerung beim Netzausbau in Bayern
Tabelle 07	Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Ansprechpartner/Impressum

Christine Völzow

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251
christine.voelzow@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

© vbw März 2024

Weiterer Beteiligter

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

Bearbeiter:
Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Andreas Brutsche
Minh Phuong Vu
Tim Trachsel
Dr. Almut Kirchner