

11. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie

Stand: Januar 2023

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Wir können uns beim Umbau des Energiesystems keine weiteren Durchhänger mehr leisten

Mit diesem Monitoring der Energiewende legen wir zum elften Mal eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Der Bericht behandelt im Wesentlichen das Jahr 2021 und bildet die aktuelle Energiekrise noch nicht ab. Das Ergebnis fällt dennoch deutlich schlechter aus als noch im Vorjahr. Die Entwicklung entscheidender Indikatoren wie Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit ist besorgniserregend.

Deutschland gehört zu den Ländern mit den höchsten Strompreisen. Die Bewertung hat sich seit unserem letzten Monitoring noch einmal verschlechtert. Die Abschaffung der EEG-Umlage war ein erster wichtiger Schritt, weitere Schritte – wie die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum – müssen folgen. Insbesondere die energieintensive Industrie braucht jenseits der kurzfristigen Kriseninstrumente dauerhaft einen international wettbewerbsfähigen Strompreis.

Der konsequente Ausbau aller erneuerbaren Energien muss jetzt mit aller Kraft vorangetrieben werden. Auch der Netzausbau darf nicht weiter verzögert werden. Dies gilt gerade mit Blick darauf, dass wir unsere Energieversorgung resilienter gegen geopolitische Krisen aufstellen müssen. Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen daher auf allen Ebenen weiter entschlackt, modernisiert und vereinfacht werden. Die Gasinfrastruktur muss auf klimaneutrale Gase umgestellt und eine bayerische Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden. Das Energiesystem der Zukunft erfordert es, nicht nur in großen Mengen Strom, sondern auch gasförmige und flüssige Energieträger transportieren und speichern zu können.

Bertram Brossardt
20. Januar 2023

Inhalt

1	Zusammenfassende Bewertung	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	4
2.1	Deutschland	4
2.2	Bayern	6
3	Aufbau und Bewertung des Monitorings	9
3.1	Fokus Stromversorgung	9
3.2	Aspekte und Indikatoren	9
3.2.1	Versorgungssicherheit	11
3.2.2	Kosten	11
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	12
3.2.4	Umweltverträglichkeit	12
3.3	Bewertungsschema	12
4	Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse	14
5	Ergebnisse des 11. Monitorings	16
5.1	Versorgungssicherheit	16
5.1.1	Kraftwerke	17
5.1.2	Netze	27
5.2	Bezahlbarkeit	41
5.2.1	Industriestrompreise	42
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage	45
5.2.3	Erdgaspreise für die Industrie	46
5.2.4	Strompreise für private Haushalte	48
5.2.5	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	49
5.2.6	Erdgaspreise für private Haushalte	50
5.2.7	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	51
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	53
5.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	53
5.3.2	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	55
5.3.3	Gasverbrauch	57
5.3.4	Energieproduktivität	58
5.3.5	Primärenergieverbrauch	60
5.3.6	Ausbau der erneuerbaren Energien	61

5.4	Umweltverträglichkeit	65
5.4.1	Gesamte THG-Emissionen	65
5.4.2	Energiewirtschaft	70
5.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	71
5.4.4	Private Haushalte	74
5.4.5	Verkehr	80
5.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	90
6	Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf	95
	Literaturverzeichnis	98
	Abbildungsverzeichnis	103
	Tabellenverzeichnis	106
	Ansprechpartner/Impressum	107

1 Zusammenfassende Bewertung

Versorgungssicherheit in Bayern noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend

Das Monitoring der Energiewende wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die vorliegende elfte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2021. Soweit Daten für 2022 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Auswirkungen der Corona Pandemie und des allgemeinen Energiepreisanstieges

Das Monitoring-Jahr 2021 wurde weiter erheblich durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie beeinflusst. Im Vorjahr ging der Energieverbrauch, bedingt durch den allgemeinen Einbruch der Wirtschaftsleistung, erheblich zurück. 2021 kam es aufgrund der wirtschaftlichen Erholung zu einem Anstieg von 3,1 Prozent. Allerdings lag der Energieverbrauch weiterhin deutlich (4 Prozent) unter den Werten von 2019.

Im Jahr 2021 wurde weiterhin der Verkehrssektor von den Auswirkungen der Corona-Pandemie stark beeinflusst. Hier nahm der Energieverbrauch im Vergleich zum Vorjahr nur leicht zu (2,8 Prozent). Damit lag der Energieverbrauch immer noch 13,2 Prozent unter den Verbrauchswerten von 2019. Das verarbeitende Gewerbe verbrauchte 2021 wieder ähnlich viel Energie wie noch 2019, nachdem es 2020 zu einer Reduktion von rund fünf Prozent kam. Im Haushaltssektor lassen sich hinsichtlich des Energieverbrauches keine Effekte für die Jahre 2020 und 2021 ausmachen.

Im vierten Quartal 2021 machte sich ein massiver Energiepreisanstieg aufgrund von Energieträgerknappheiten und der allgemeinen wirtschaftlichen Erholung bemerkbar. Dieser Anstieg zeigt sich sehr deutlich im Bereich der Bezahlbarkeit, indem sowohl die Industrials als auch die Haushaltsstrompreise deutlich gegenüber dem Vorjahr anstiegen. Auch die neu im Monitoring betrachteten Gaspreise für Haushalte und Gewerbekunden haben sich bereits 2021 deutlich erhöht. Im Jahr 2022 kam es bei den Energiepreisen zu einem weiteren deutlichen Anstieg.

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 sind 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.

Zusammenfassende Bewertung

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 liegt nun im negativen Bereich. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet (gelbe im Vergleich zu roter Ampelfarbe), was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und den daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen ist. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte überproportional positiv auf den Anteil erneuerbarer Energien und die Primärenergieproduktivität aus.

Abbildung 1

Zusammenfassung der Ergebnisse des 11. 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	↓ 3,0 (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).

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2021 trotzdem gewährleistet. Dazu trugen Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen bei. Von diesen Maßnahmen war im Jahr 2021 weiter ein vergleichsweise hohes Niveau an

Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen stiegen gegenüber 2020 massiv an und erreichten mit rund 2,3 Milliarden Euro einen historischen Höchstwert. Für den Winter 2021/2022 war 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 zuletzt 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 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 und erhalten eine negative Bewertung. 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* zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Effizienzzielen insgesamt immer mehr entfernte. Die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch verfehlten im Jahr 2021 trotz der durch die Corona-Pandemie verursachten Effekte erneut ihre Ziele. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch verschlechterte sich deutlich im Vergleich zum Vorjahr und führte für Deutschland zu einer Zielverfehlung. Der Stromverbrauch stieg sowohl in Bayern als auch in Deutschland deutlich an, was eine kritische 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 verschlechterte sich in den negativen Bereich (zuvor kritisch). Der Primärenergieverbrauch ging deutlich zurück, lag aber in Deutschland weiter oberhalb des Zielpfades, in Bayern wurden die Ziele hingegen erreicht. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stagnierte, lag aber ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland erhöhten sich 2021 deutlich um 4,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Diese Erhöhung ist vor allen Dingen auf die wirtschaftliche Erholung nach dem starken Einbruch 2020 zurückzuführen. Die Emissionen des Verkehrssektors verblieben auf dem Niveau des Vorjahres, während der Industriesektor und die Energiewirtschaft wieder mehr Emissionen ausstießen. 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, was zu einer negativen Bewertung führt. Mit 23 ergänzenden Einzelindikatoren zum Klimaschutz wurden darüber hinaus 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 10. 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. 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 eigentlich bis Ende 2022 sukzessive vom Netz genommen werden. Im Oktober 2022 hat die Bundesregierung beschlossen, dass die noch drei am Netz verbliebenden Kraftwerke bis Mitte April 2023 weiterbetrieben werden. In Bayern ist davon noch ein Kraftwerk betroffen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

<i>Blockname</i>	<i>Nettoleistung in MW</i>	<i>(voraussichtliches) Abschaltdatum</i>
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 hat sich die Bayerische Staatsregierung auf neue Ausbauziele für erneuerbare Energien geeinigt. Die Ziele sehen vor, dass sich bis 2030 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern gegenüber 2021 verdoppeln soll.

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 gegenüber 1990 eingespart werden. Damit bezieht die Staatsregierung nun ihre Ziele auf die absoluten Emissionen statt auf Pro-Kopf-Größen. Die Staatsregierung soll bereits bis 2023 klimaneutral werden, die Verwaltung insgesamt bis 2028.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025	2030	2040	2050
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	neues Ziel: THG-Neutralität	altes Ziel: THG-Neutralität
<hr/>				
erneuerbare Energien		Verdopplung der Erzeugung		
Anteil an der Bruttostromerzeugung	rund 70 %			
	davon (geschätzt):			
Wasserkraft	23–25 %	180 MWh zusätzlich		
PV	22–25 %	40 TWh Erzeugung		
Windenergie	14–16 %	min. 800 neue Windräder		
Biomasse	5–6 %	plus 15 % ggü. 2021		
Tiefengeothermie	1 %			
Anteil am EEV*	20 %			
<hr/>				
Stromverbrauch	möglichst konstant			
<hr/>				
Primärenergieverbrauch				
Verringerung gegenüber 2010	10 %			
<hr/>				
Primärenergieproduktivität				
Steigerung gegenüber 2010	25 %			

* EEV = Endenergieverbrauch

Quellen: StMWi 2021, 2019, 2015.

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 elfte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2021. Soweit Daten für 2021 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung mit ein. Seit dem achten Monitoring werden in der Unterkategorie der Umweltverträglichkeit neue Indikatoren aufgeführt, die zahlreiche Aspekte der Klimaverträglichkeit des gesamten Energiesystems beleuchten. Mit dem vorliegenden 11. Monitoring werden zusätzlich neue Indikatoren mit Fokus auf die Gasversorgung aufgeführt.

3.2 Aspekte und Indikatoren

Zur Beurteilung, ob die Energiewende wie geplant vorankommt und sich in die von der Bayerischen Staatsregierung und Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet. Abbildung 2 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 2
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)
- Neu: Gasimporte nach Ländern
- Neu: 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
- Neu: Industriepreis für Gas
- Haushaltsstrompreis
- Neu: 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
- Neu: 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 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 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. 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 Monitoringergebnisse

Versorgungssicherheit in Bayern noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend

Das Monitoringjahr 2020 wurde erheblich durch Auswirkungen der Corona-Pandemie beeinflusst. Aufgrund des allgemeinen Einbruchs der Wirtschaftsleistung gingen Energieverbrauch, Stromverbrauch und Treibhausgasemissionen deutlich zurück.

Somit erhielten die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Treibhausgasemissionen, anders als noch 2019, für Deutschland eine positive Bewertung. Die Entwicklung des Stromverbrauchs wurde auch in Bayern mit einer grünen Ampel bewertet – die Treibhausgasemissionen weiterhin mit einer roten, weil die Daten für 2020 noch nicht verfügbar waren.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland lag weiter im positiven, in Bayern weiter im kritischen Bereich.

In den Bereichen Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit ließen sich keine eindeutigen auf die Corona-Pandemie zurückzuführenden Effekte ausmachen.

Die Stromausfallzeit, gemessen am *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*, konnte in Deutschland und Bayern weiterhin positiv bewertet werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, mussten die Netzbetreiber jedoch weiterhin viele Eingriffe vornehmen.

Der Industriestrompreis stieg gegenüber dem Vorjahr an und wurde negativ bewertet, der Haushaltsstrompreis wurde wie 2019 kritisch bewertet.

Bei der Energieproduktivität und der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wurde Bayern besser als Deutschland bewertet, was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und der daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen war.

Abbildung 3

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 10. Monitoring für das Jahr 2020

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

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 9. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 9. Monitoring aus dem Jahr 2020

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5 Ergebnisse des 11. Monitorings

Entwicklung entscheidender Indikatoren besorgniserregend

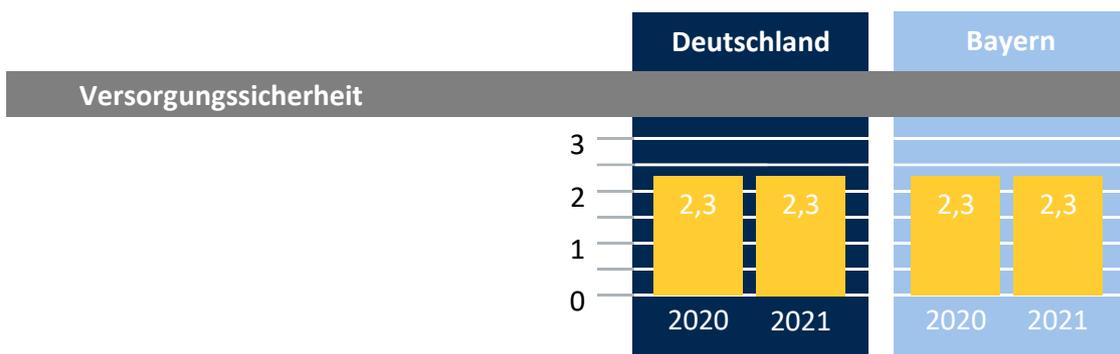
5.1 Versorgungssicherheit

Abbildung 4

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

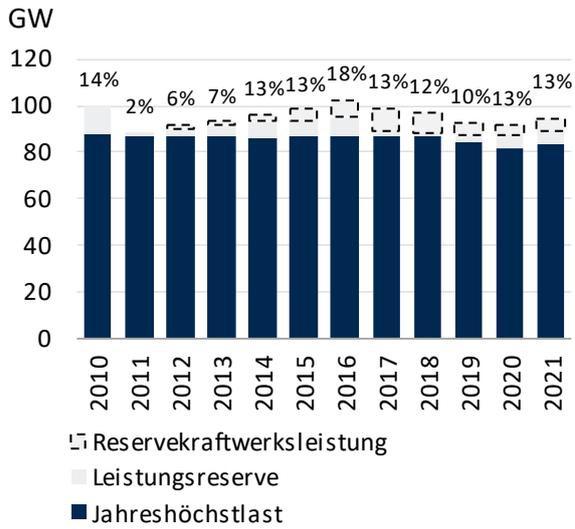
Wichtig für eine sichere Stromversorgung ist unter anderem, dass zum Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs genügend Erzeugungsleistung bereitsteht, um die Nachfrage zu decken. Die Stromnachfrage kann dabei sowohl durch bayerische beziehungsweise deutsche Kraftwerke gedeckt werden als auch durch den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

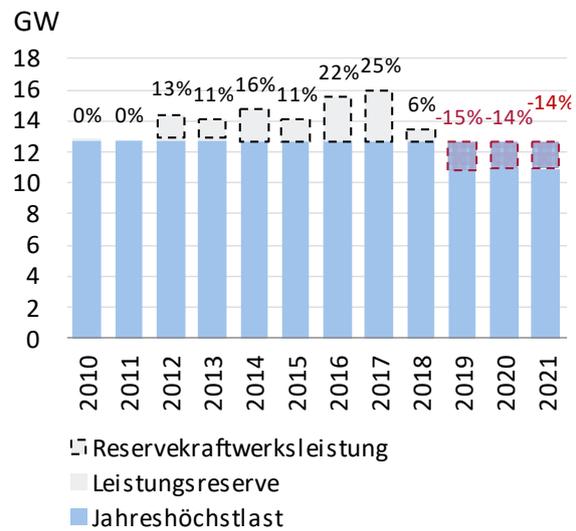
Abbildung 5

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern

Deutschland



Bayern



Deutschland ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Seit dem Jahr 2015 wird die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der 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.

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.

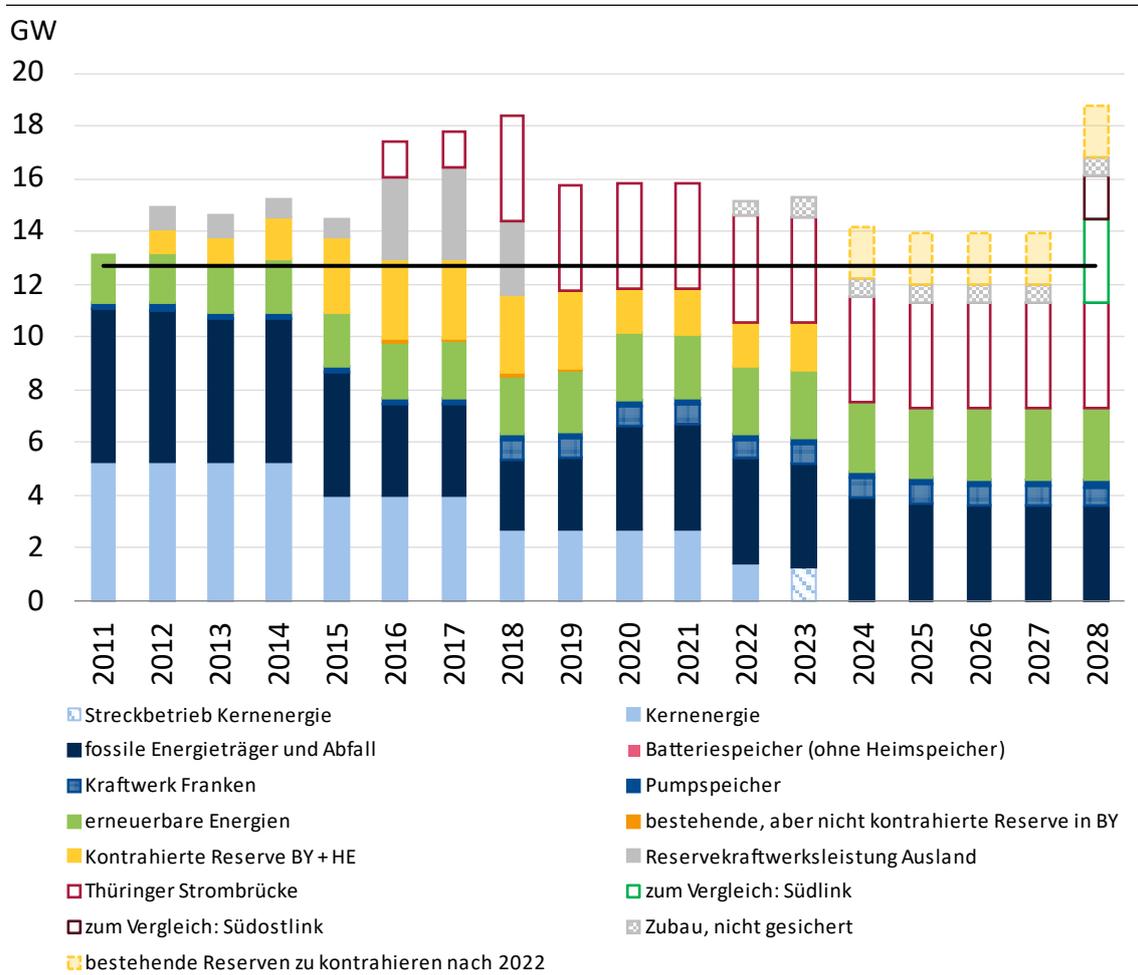
Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2021 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast 13 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 sind jedoch wieder rund 1,3 GW Leistung notwendig. Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2022/2023 liegt mit 7 GW rund 1,4 GW höher als im Vorjahreswinter 2021/2022.
- 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 2021 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt. Im Jahr 2021 waren zur Deckung der Höchstlast in Bayern zusätzlich Stromimporte erforderlich (Abbildung 5). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2022/23 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 6). 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.

Abbildung 6
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. Hierbei handelt es sich im Gegensatz zur Kapazitätsreserve um Neuanlagen.

Diese Anlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen und ihre Betreiber bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Anlagen mit Leistungen von je 600 MW sind in Süddeutschland geplant. In Bayern plant Uniper im zweiten Quartal 2023 das Kraftwerk Irsching 6 als

Netzstabilitätsanlage in Betrieb zu nehmen, dieses sollte ursprünglich bereits im Herbst 2022 fertig gestellt werden. Die zweite bayerische Netzstabilitätsanlage wurde vom Netzbetreiber Amprion beauftragt und soll in Leipheim errichtet werden. Das 300-MW-Gaskraftwerk wird von der LEAG betrieben und soll ab Herbst 2023 betriebsbereit sein.

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. Nach dem 31.12.2022 wird das bayerische Kernkraftwerk Isar 2, wie die zwei weiteren verbliebenen deutschen Kernkraftwerke, in den Streckbetrieb bis zum 15.04.2023 übergehen. Durch den Streckbetrieb soll die Versorgungssicherheit mit Strom sichergestellt 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 Betrieb, hat aber seine Betriebsdauer von 40 Jahren bereits überschritten und wurde 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 soll gemäß einer 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.

Ergebnisse des 11. Monitorings

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

<i>Kraftwerk</i>	<i>Leistung (MW)</i>	<i>Energieträger</i>	<i>Inbetriebnahme</i>	<i>Status 2022</i>	<i>Anmerkung</i>
München/ Unterföhring	300	Erdgas	k. A.	In Planung; Genehmigung durch Gemeinderat abgelehnt; Stadtwerke halten an Planungen fest	-
Irsching	300	Erdgas	2023	In Bau	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp; Genehmigung wurde jedoch erteilt	-
Leipheim	300	Erdgas	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 2023	Im Planfeststellungsverfahren	-

Ergebnisse des 11. 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 6 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	Stan dort	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
		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
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
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	580	580	580	580
GTKW Darm- stadt	HE						95	95	95	95	95	95
UPM Augsburg DT 3**	BY						29		29			
Heizkraft- werk T2 Augsburg**	BY						18		18			
UPM Schongau	BY						82	82	82	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

* 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

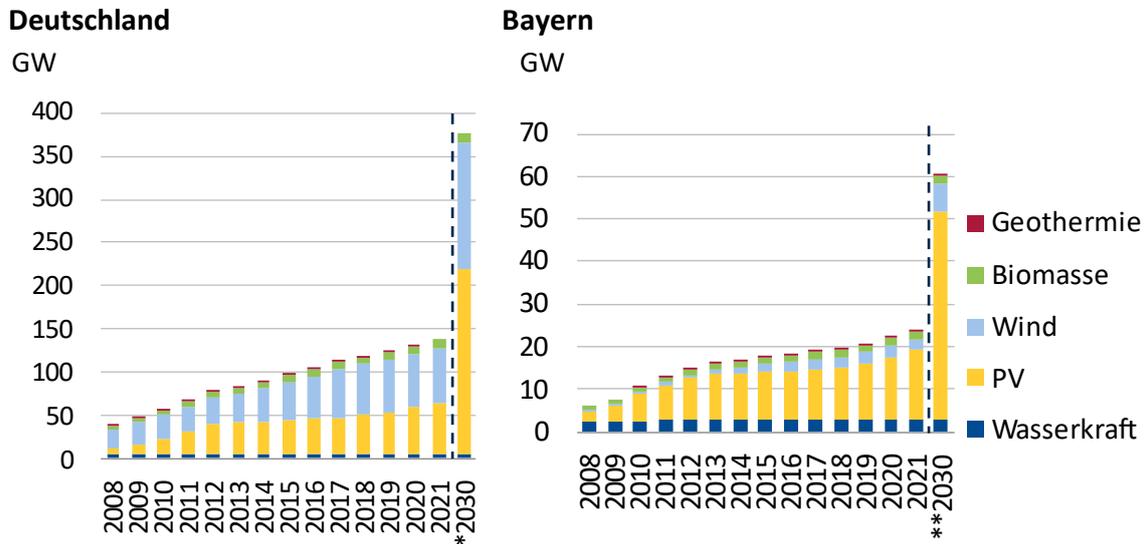
Die installierte Leistung erneuerbarer Energien hat sich in Deutschland seit 2008 von rund 38 GW auf über 138 GW mehr als verdreifacht. Zwischen 2008 und 2021 entfielen rund 61 Prozent des Erneuerbare-Energien-Zubaus auf PV-Anlagen und 41 Prozent auf Windenergieanlagen.

Die installierte Leistung der PV hat sich seit 2008 von rund 6 GW auf rund 59 GW fast 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. Ab 2017 erhöhte sich der Zubau von PV-Anlagen wieder und lag 2021 bei rund 5 GW.

Die Leistung der Windenergieanlagen verdreifachte sich ebenfalls nahezu von rund 23 auf rund 64 GW bis 2021. Der Ausbau von Windkraftanlagen lag zwischen 2014 und 2017 bei rund 6 GW Zuwachs jährlich so hoch wie nie zuvor. Im Jahr 2018 brach der Zubau jedoch auf gut 3 GW ein und halbierte sich dadurch nahezu. Dieses Niveau setzte bis 2021 fort. Es wurden nur noch 1,7 GW zugebaut.

In Abbildung 7 dargestellt sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien für 2030. Um die geltenden Ziele zu erreichen, ist bis 2030 fast eine Verdreifachung (Faktor 2,7) der bis 2021 installierten Leistung notwendig. Hierfür wird ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 17 GW bei PV und 9 GW bei Wind notwendig.

Abbildung 7
Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung



* Ausbauziel 2030 des EEG

** Ausbauziel 2030 der Staatsregierung

Quelle: BMWi Energiedaten 2022, EEG 2023, für Windenergie eigene Abschätzung Prognos, Federal 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 2021 von 6 GW auf rund 24 GW ausgebaut und somit fast vervierfacht. Zu diesem Anstieg trug PV zu rund 79 Prozent bei. 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, zuletzt lag er bei 1,5 GW im Jahr 2021.

Die Bayerische Staatsregierung hat sich im Mai 2022 neue Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien für 2030 gesetzt. Angestrebt wird eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 gegenüber 2021.

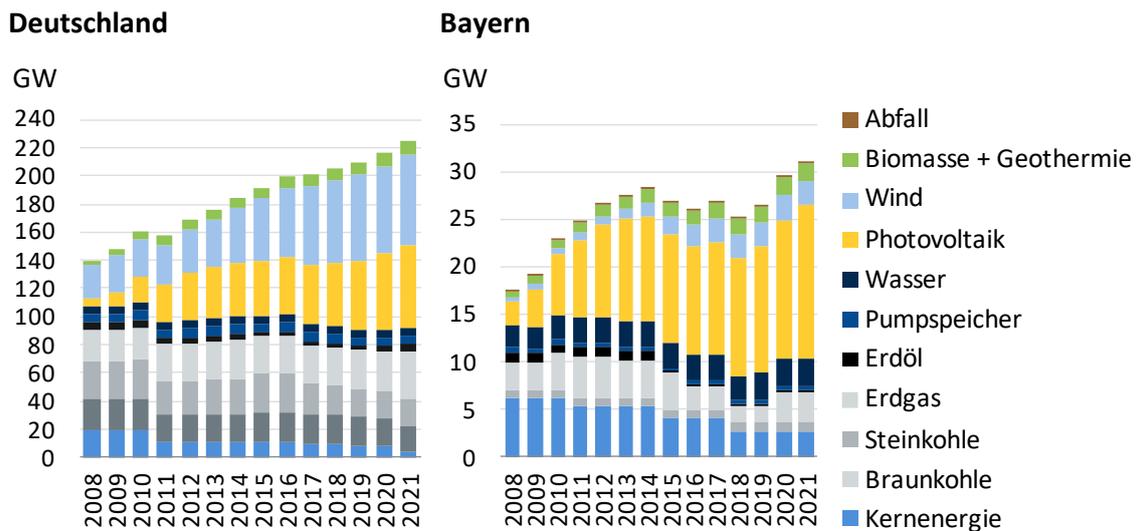
5.1.1.3 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2021 von 140 GW auf 219 GW ohne Reservekapazitäten (Abbildung 8). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) ging 2021 (80 GW) im Vergleich zum Vorjahr zurück (85 GW). Grund hierfür war ein Rückgang an Stein- und Braunkohlekapazitäten.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2021 von knapp 18 GW auf rund 31 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung verringerte sich im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf 7,5 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 bzw. 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.

Abbildung 8

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 Verbrauchsschwerpunkte unterschiedlicher Regionen und können an Verbrauchsschwerpunkten fehlende Kraftwerksleistung zum Teil ersetzen. Deshalb spielen die Stromnetze eine bedeutende Rolle für die Sicherung der Stromversorgung.

Ergebnisse des 11. Monitorings

In dem zuletzt im Juni 2020 angepassten Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, erste Fassung aus dem Jahr 2009) wird 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 2022 waren von den im EnLAG geplanten 1.821 Leitungskilometern acht im Raumordnungsverfahren, 205 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigungsverfahren, 360 genehmigt beziehungsweise in Bau und 1.248 Kilometer realisiert (zum Vergleich: 1.087 km im dritten Quartal 2021).
- Im Jahr 2021 wurden 144 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 120 km im Jahr 2020).
- 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 2021 ein Anteil von 69 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 Oktober 2022 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 79 Vorhaben des BBPIG umfassten zum dritten Quartal 2022 eine Länge von rund 10.400 Leitungskilometern. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 10 Gleichstromleitungen enthalten.

Zum dritten Quartal 2022 waren von den im BBPIG geplanten 10.413 Leitungskilometern 656 Kilometer genehmigt und 886 Kilometer realisiert. Damit machten die fertiggestellten Leitungen rund 9 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer aus (7 Prozent in 2020).

Im Jahr 2021 wurden 171 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 221 km im Jahr 2020).

Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2033 in Betrieb gehen.

Verzögerungen beim Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2021 lag in Deutschland das Netzelement mit den meisten Eingriffsstunden im Leitungsabschnitt Kontek, der das deutsche mit dem

dänischen Netz verbindet, mit 1.959 Eingriffsstunden. Das am stärksten belastete Netzelement in Bayern lag im Gebiet Altheim (955 Eingriffsstunden).

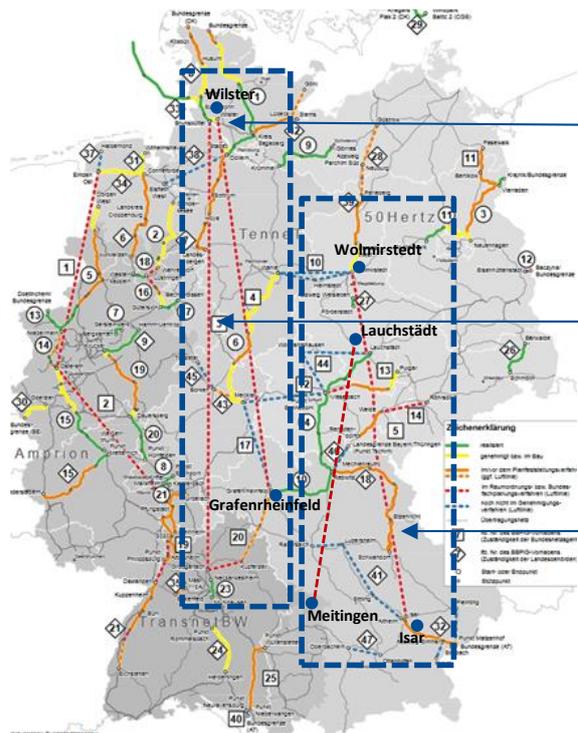
Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 9) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch es zu Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung kommt. SuedLink soll erst im Jahr 2028 in Betrieb gehen. Zum Zeitpunkt des 10. Monitorings wurde noch mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2026 gerechnet. Bei SuedLink befanden sich alle 1.196 Kilometern 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 2022 alle 538 Leitungskilometer im Planfeststellungsverfahren, die Fertigstellung dieses Vorhabens ist nun für 2027 vorgesehen, bisher wurde mit 2025 gerechnet. Beim neu vorgesehenen Leitungsstrang befinden die gleich verlaufenden 538 Kilometer ebenfalls im Planfeststellungsverfahren, weitere 220 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 9

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



Vorhaben

Wilster - Grafenrheinfeld (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPlG: **Neu 2028**, bisher 2026
- Status: Planfeststellung

Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPlG: **Neu 2028**, bisher 2026
- Status: Planfeststellung

Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPlG: **Neu 2027**, bisher 2025
- Startpunkt und Endpunkt mehrfach geändert (früher Lauchstädt – Meitingen)
- Status: Planfeststellung

Quelle: BNetzA.

Tabelle 6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

<i>Netzvorbaben</i>	<i>Trassen- länge in km</i>	<i>Fertigstel- lung nach NEP* 2015</i>	<i>Fertigstellung nach Monitoring des Stromnetzausbaus</i>	<i>Verzögerung in Jahren</i>
Wilster – Bergrhein- feld 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	130	2022	2031	9
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2025	5
Grafenrheinfeld - Großgartach	158	2020	2026	6
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2025	5
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2025	2
Raitersach – Altheim	159	2024	2030	6
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018–2022	2030	2–10
Redwitz – Punkt Tschirn	38	2016	2021 (fertiggestellt)	5
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2029	7

* Netzentwicklungsplan; Quellen: BNetzA, Bundesamt für Justiz 2013, NEP 2015.

5.1.2.2 Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber

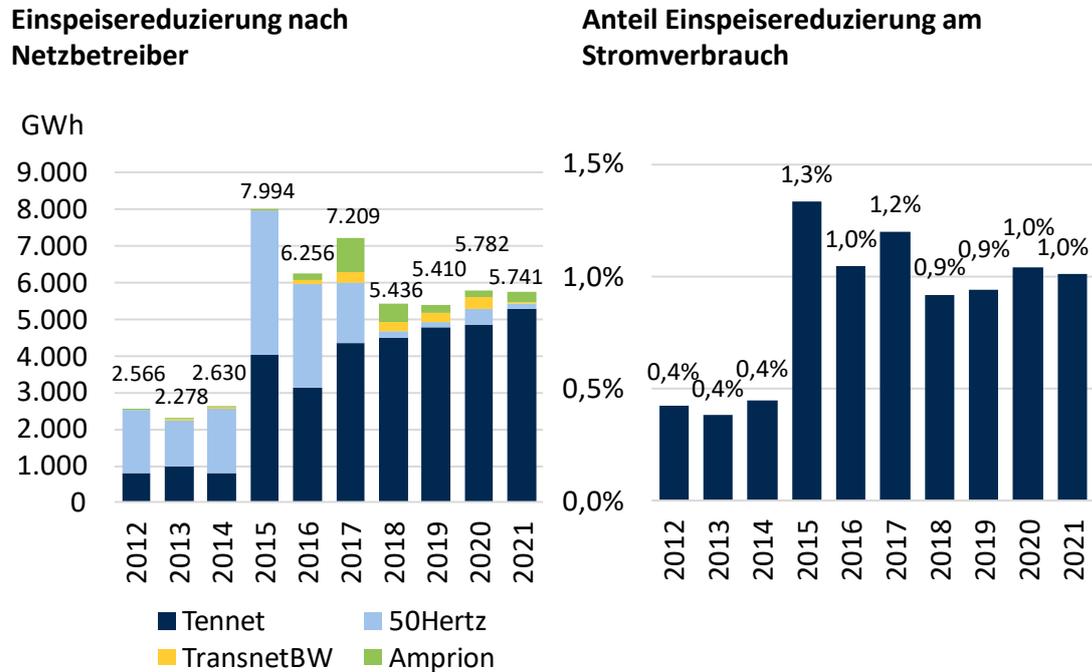
Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist kurzfristig die Sicherstellung der Stabilität im bestehenden Stromsystem die Voraussetzung für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung. Um diese Stabilität zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber in bestimmten Situationen in die Fahrweise von Kraftwerken oder 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.

Zwischen 2012 und 2021 stieg der Umfang der Eingriffe der Netzbetreiber in den Netzgebieten von TenneT, TransnetBW und Amprion deutlich. Im Netzgebiet von 50Hertz stiegen die Eingriffe bis 2015 ebenfalls deutlich an, gingen dann aber bis 2018 deutlich zurück. In den letzten Jahren war wieder ein Anstieg zu verzeichnen, wobei das Niveau deutlich unter den Werten von 2015 lag (Abbildung 10). Die Einspeisereduzierung durch Redispatch lag im Jahr 2021 insgesamt bei gut 5.700 GWh (rund 40 GWh weniger als im Vorjahr) und machte etwas mehr als 1 Prozent am Stromverbrauch aus. Die Einspeisereduzierung lag im Netzgebiet von Amprion niedriger als im Vorjahr, stieg aber in den Netzgebieten von TenneT, 50Hertz und TransnetBW an.

Abbildung 10

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)



Bewertung	DE
Mehr als 1% am Stromverbrauch	●
0,5 - 1% am Stromverbrauch	—
Weniger als 0,5% am Stromverbrauch	—

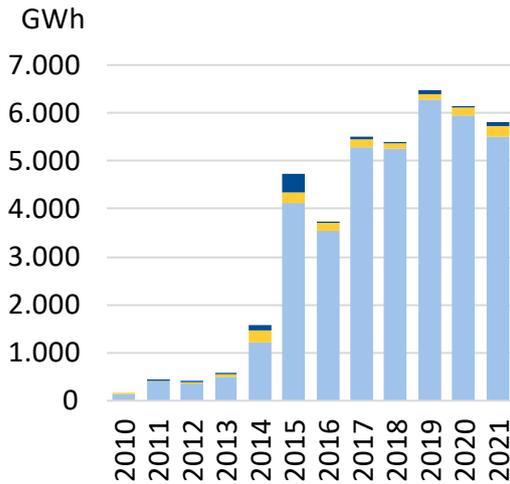
Quelle: BNetzA.

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. In den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT traf dies in den letzten Jahren immer häufiger auf Windkraftanlagen zu, die aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden mussten. Im Jahr 2019 erreichten die abgeregelt Mengen mit fast 6.500 GWh ihren bisherigen Spitzenwert. Im Jahr 2021 ging der Wert leicht zurück (5.818 GWh), lag aber noch immer deutlich über den Werten der Jahre vor 2019. Gut 97 Prozent der abgeregelt Arbeit betrafen die Windenergie. Gemessen an der EEG-Stromerzeugung lag die Ausfallarbeit 2021 mit 2,8 Prozent etwas höher als im Vorjahr (Abbildung 11).

Abbildung 11

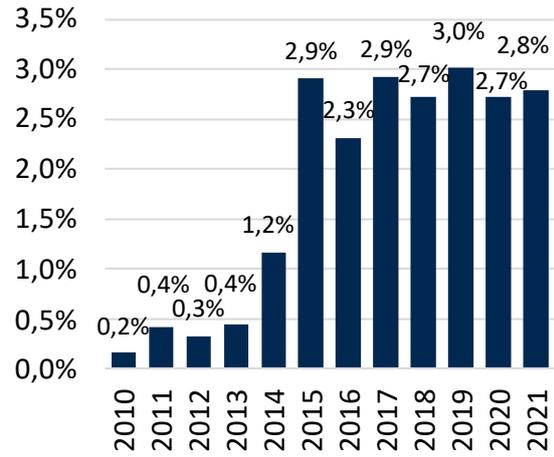
Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)

Abgeregelte Arbeit nach Erzeugungsart



■ Wind ■ Solarenergie ■ Sonstige*

Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-Stromerzeugung (EE ohne Wasserkraft)



Bewertung	DE
Mehr als 1% der EEG-Stromerzeugung	●
0,5 - 1% der EEG-Stromerzeugung	—
Weniger als 0,5% der EEG-Stromerzeugung	—

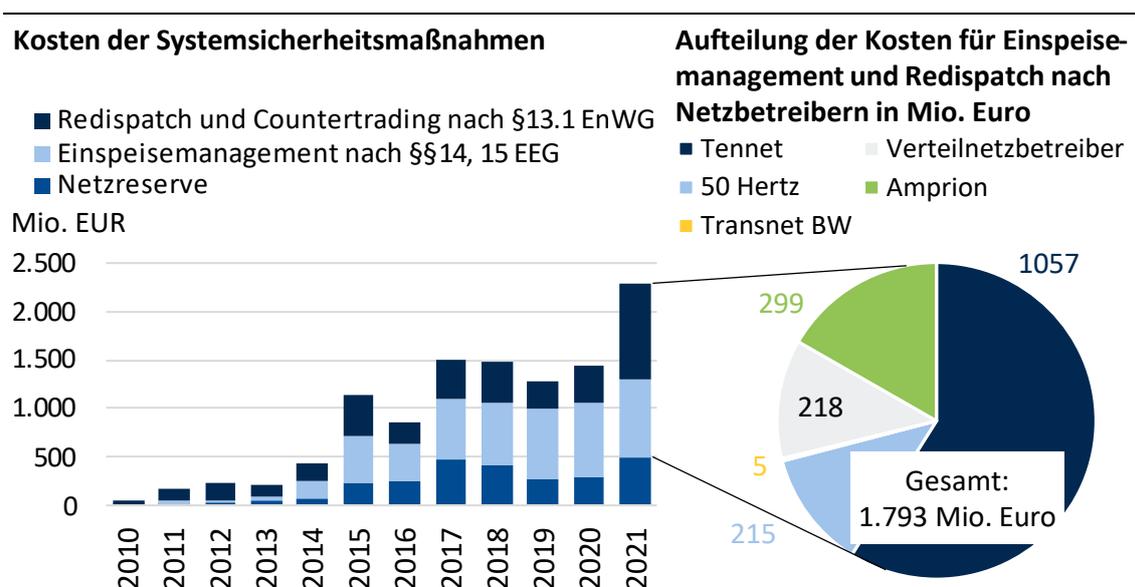
Quelle: BNetzA.

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2021 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 2,3 Milliarden Euro, das waren 0,9 Milliarden Euro mehr als im Vorjahr. Damit erreichten diese Kosten einen historischen Höchstwert. Mit 807 Millionen Euro entfiel im Jahr 2021 der größte Teil dieser Kosten auf Maßnahmen des Einspeisemanagements, die den historischen Höchstwert des Vorjahres erneut übertrafen (761 Millionen Euro in 2020). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von Reservekraftwerken stiegen 2021 auf 986 Millionen Euro. Damit haben sich diese Kosten im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt. Die Kosten für Redispatch und Countertrading verdreifachten sich mit 986 Millionen Euro im Vergleich zu 2020 nahezu. Der Grund für diesen hohen Anstieg liegt in den stark gestiegenen Kosten für Gas und Kohle, die sich besonders im vierten Quartal 2021

bemerkbar machten. Für 2022 ist mit einem weiteren Anstieg der Kosten aufgrund der weiter gestiegenen Energiekosten zu rechnen.

Abbildung 12
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA.

Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz erforderlich. Hier fielen 70 Prozent der insgesamt entstandenen Kosten an. Der wesentliche Grund für diese Verteilung der Kosten waren die von den Netzbetreibern versorgten Gebiete. Zum Netzgebiet von TenneT gehört unter anderem Schleswig-Holstein mit zahlreichen Windkraftanlagen, deren Abregelung im Jahr 2021 hohe Kosten verursachte. Nach den Regelungen des EnWG sind die Kosten der Maßnahmen an die Kunden der Netzbetreiber weiterzugeben. Da Bayern ebenfalls zum Netzgebiet von TenneT gehört, sind Stromkunden hier von den Kosten der Systemsicherheitsmaßnahmen in erheblichem Umfang betroffen. Insgesamt beliefen sich die entsprechenden Kosten bei TenneT im Jahr 2021 auf 1,05 Milliarden Euro. Bei 50Hertz entstanden für diese Maßnahmen Kosten in Höhe von 215 Millionen Euro (Abbildung 12).

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

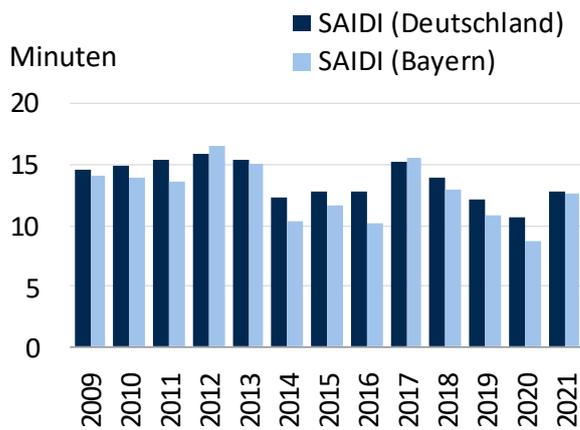
Trotz der hohen Zahl von Eingriffen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2016 mit nur rund 13 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (Abbildung 13, rechte Seite). Gemessen wird dies anhand des SAIDI-Wertes, der die kumulierte durchschnittliche Dauer ungeplanter

Versorgungsunterbrechungen ausweist. Ein europäischer Vergleich der SAIDI-Werte liegt nur bis zum Jahr 2016 vor.

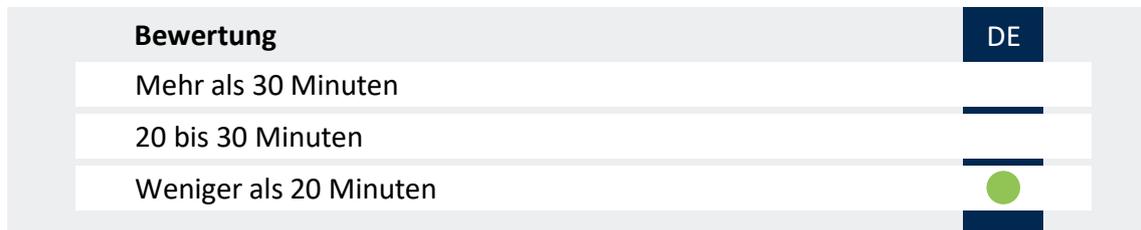
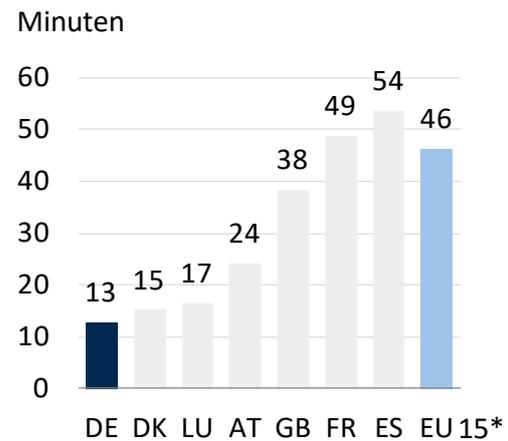
Abbildung 13

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

Entwicklung in Deutschland und Bayern



SAIDI im europäischen Vergleich 2016



* ohne Belgien, Finnland und die Niederlande

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

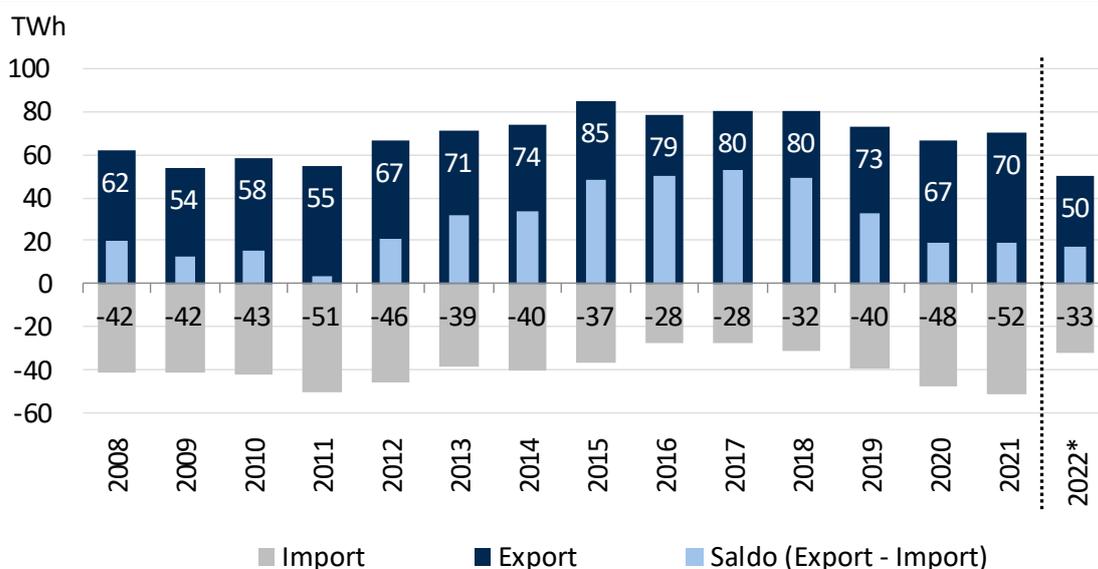
In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Im Jahr 2021 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,7 Minuten und stieg damit leicht im Vergleich zu 2020 (10,7 Minuten). Auch in Bayern nahm der SAIDI-Wert 2021 gegenüber dem Vorjahr leicht zu und lag bei 12,6 Minuten (2020: 8,6 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 14
Stromaustausch mit dem Ausland

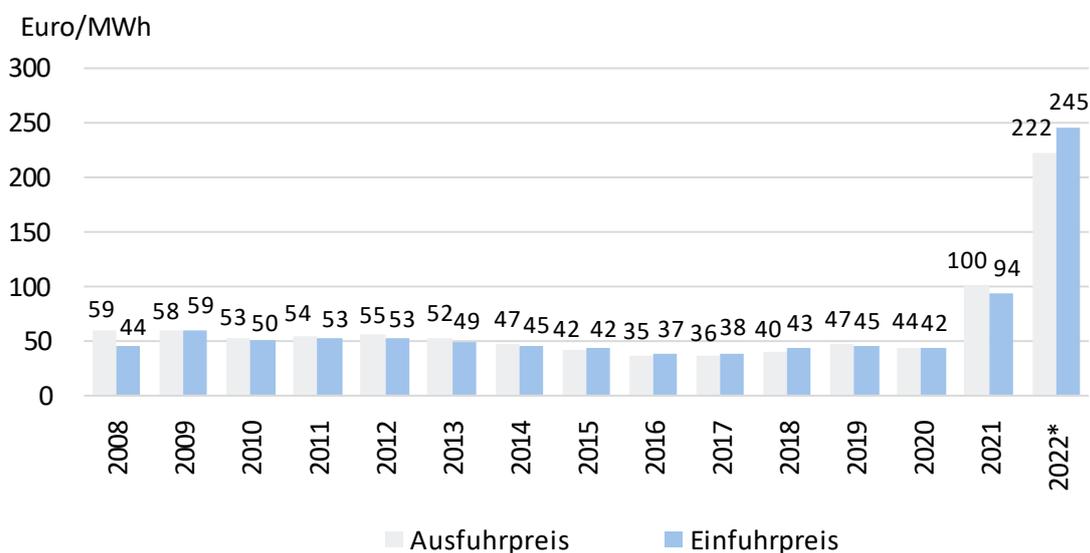


* bis Juli

Quelle: ENTSO-E.

In den vergangenen Jahren exportierte Deutschland stets mehr Strom als es importierte. Das Handelsvolumen – die Summe von Export und Import – lag meist knapp oberhalb von 100 TWh. Nach der Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 verringerte sich der Exportüberschuss im Vergleich zu den Vorjahren merklich. Bis 2015 stieg er wieder deutlich an, um dann nahezu konstant bei etwa 50 TWh zu verbleiben. 2019 war erstmals wieder ein deutlicher Rückgang des Exportüberschusses auf 33 TWh zu beobachten. 2021 verblieb der Exportüberschuss mit 17 TWh auf einem vergleichbaren wie 2020 (19 TWh). Die Stromexporte machten 70 TWh aus, während der Stromimport bei 52 TWh lag (Abbildung 14).

Abbildung 15
Außenhandelspreise für Strom



* Stand 18. Oktober 2021

Quelle: Fraunhofer ISE.

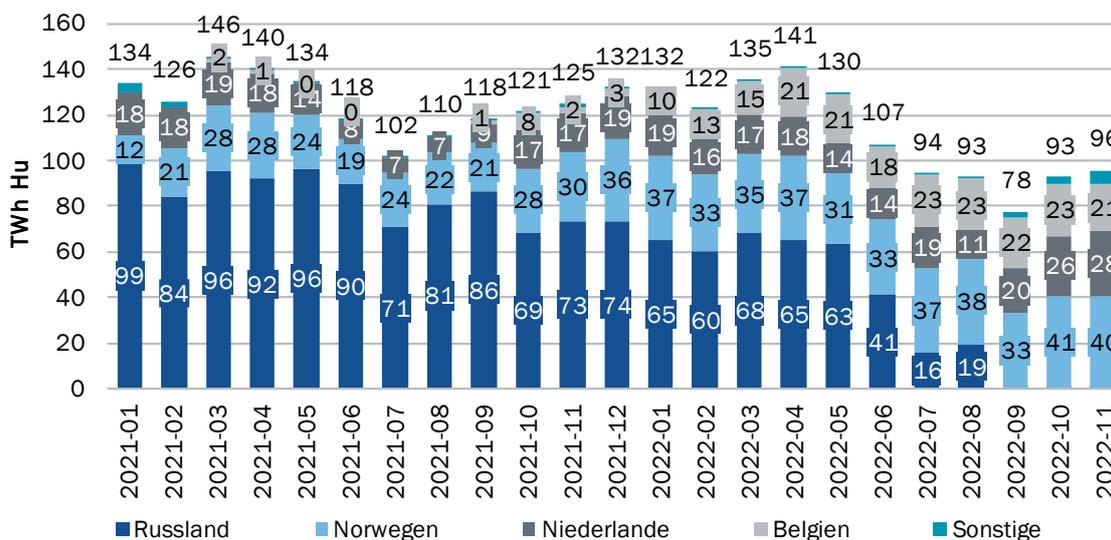
Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2014 meist über den Einfuhrpreisen. In den Jahren 2016 bis 2018 kehrte sich dies bei weiterhin kleinen Preisdifferenzen um. In den Jahren 2019 bis 2021 lag der Ausfuhrpreis wieder über dem Einfuhrpreis. Abbildung 15 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau bis 2016 deutlich sank, seit 2017 aber tendenziell steigt. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden. Für das Jahr 2022 ist bisher ein weiterer deutlicher Anstieg sowohl der Import- als auch der Exportpreise auszumachen.

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 vergangenen 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 16).

Abbildung 16

Entwicklung Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern zwischen Januar 2021 und November 2022, 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 wurde im Jahr 2022 bis November, verglichen mit den ersten elf Monaten des Vorjahres, 53 Prozent mehr Gas geliefert. Seit dem 13. Oktober 2022 floss über den Grenzübergangspunkt Medelsheim im Saarland auch Gas aus Frankreich nach Deutschland. Laut dem französischen Gasnetzbetreiber GRTgaz importierte Deutschland rund 31 GWh pro Tag aus Frankreich. Insgesamt flossen im November rund 2 TWh aus Frankreich nach Deutschland.

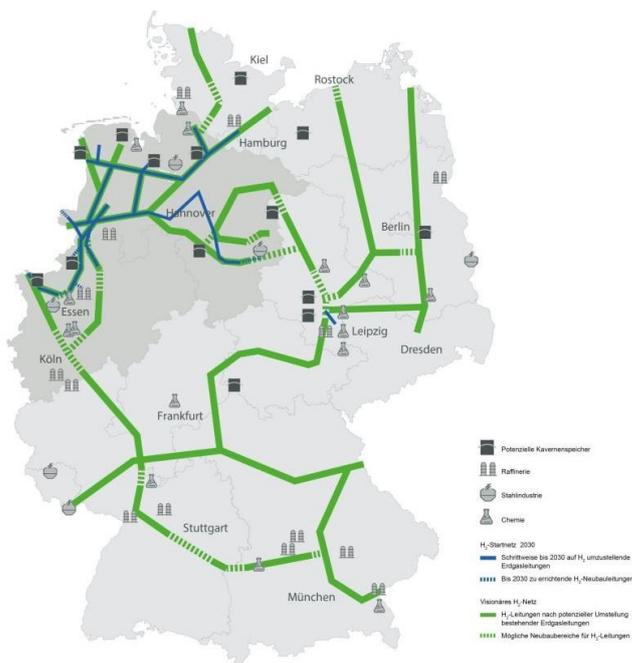
Zum anderen Teil wurden die reduzierten Gasmengen aus Russland durch Flüssiggas (LNG) vom Weltmarkt kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und Eemshaven in den Niederlanden sowie Zeebrugge in Belgien nach Deutschland fließt. Im Vergleich zum Vorjahr wurden in den ersten elf Monaten des Jahres 2022 aus den Niederlanden 33 Prozent und aus Belgien knapp 1.280 Prozent mehr Gas nach Deutschland importiert. 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. Weitere folgen in Kürze.

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 Plan enthalten sind 7.600 bis 8.500 km an Wasserstoffleitungen. Hierfür wird mit Investitionskosten in Höhe von 6 bis 8 Milliarden Euro gerechnet. Es sollen sowohl bestehende Gasleitungen umgestellt als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut werden. Bayern soll innerhalb des Planes über zwei 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 17
Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Quellen: FNB Gas

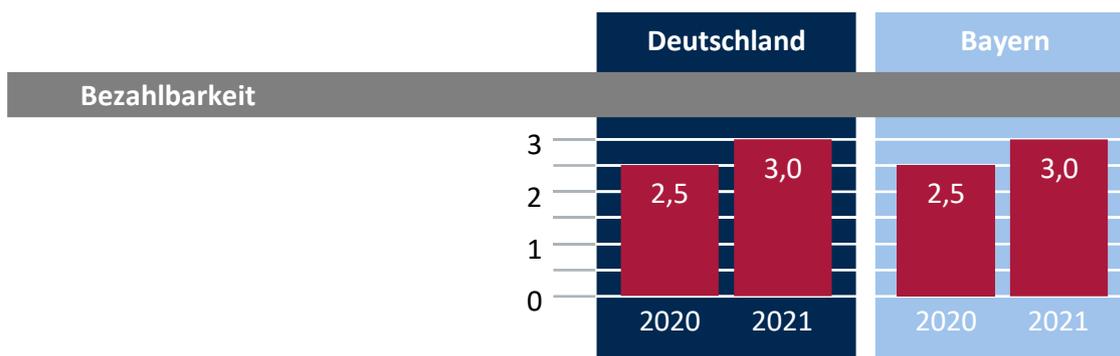
5.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 18

Bewertung der Bezahlbarkeit

	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	↓ 3,0 (2,5) ●	↓ 3,0 (2,5) ●
Industriestrompreis	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreis	↓ 3 (2) ●	↓ 3 (2) ●

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, die nicht die Besondere Ausgleichsregelung des EEG nutzen können, 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

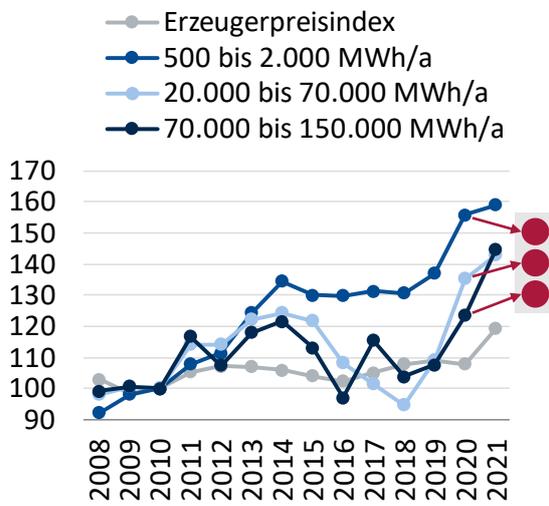
Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen auswirken, wird im Folgenden dargestellt.

5.2.1 Industriestrompreise

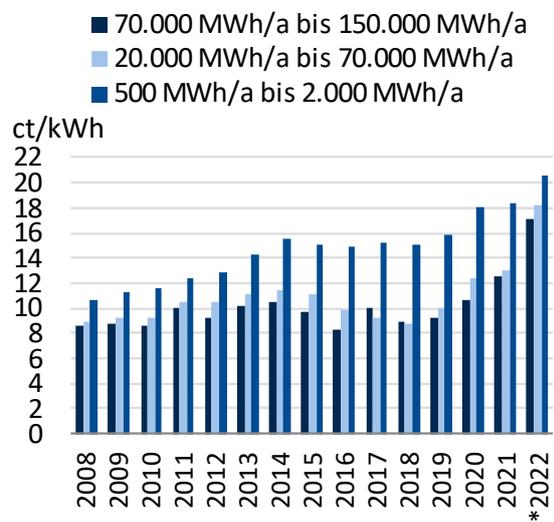
Abbildung 19

Industriestrompreise in Deutschland

Industriestrompreisindex



Industriestrompreise nach Abnahmeklasse



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

*1. Halbjahr 2022

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

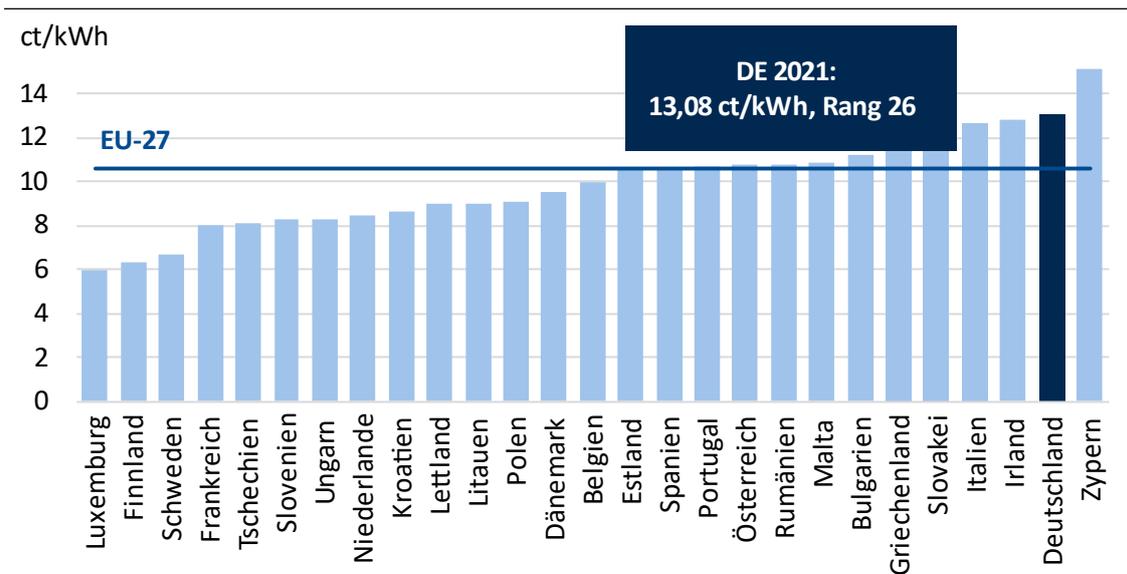
In den ersten sechs Monitorings wurde der Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis 70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern/Abgaben) besonders untersucht und für die Indikatoren zum Industriestrompreis herangezogen. In detaillierten Statistiken wurden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil von Abbildung 19 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen der einzelnen Abnahmefälle flossen seit dem 7. Monitoring alle drei Abnahmeklassen in die Bewertung ein.

Die Strompreise für Industriekunden stiegen zwischen 2008 und 2014 deutlich an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen war. Die beiden massiven 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 19). Im Jahr 2021 stieg der Industriestrompreis weiter an und erreichte in allen Abnahmeklassen historische Höchstwerte.

Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist ein Vergleich mit dem Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2021 lagen die Industriestrompreise in allen Abnahmeklassen erneut höher als der Erzeugerpreisindex (Abbildung 19, linke Seite).

Abbildung 20

Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2021



Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2021

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

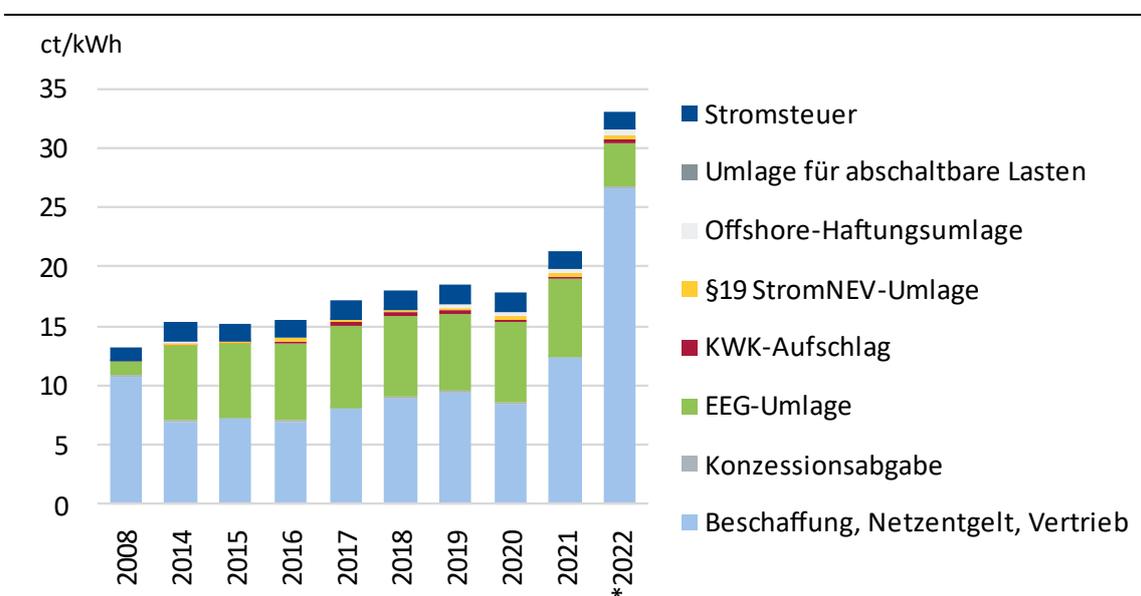
Hohe Strompreise stellen vor allem für Unternehmen ein Problem dar, die mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb stehen. Deshalb wird als zweiter Maßstab für die Einordnung des Industriestrompreises in Deutschland dessen Position innerhalb der Industriestrompreise der EU-27-Staaten herangezogen. 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 verschlechterte sich die Platzierung auf Rang 24. 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. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Industriestrompreis im Jahr 2021 von 12,4 auf 13,1 ct/kWh. Zypern war der einzige EU-27-Staat, der einen höheren Industriestrompreis als Deutschland aufwies.

Am günstigsten konnten Industriekunden Strom im Jahr 2021 – wie auch schon in den Jahren davor – in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Der EU-27-Durchschnitt stieg gegenüber dem Vorjahr auf 10,6 ct/kWh an. Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-27-Durchschnittswert zählten unter anderem die Niederlande, Frankreich, und Tschechien (Abbildung 20).

Abbildung 21

Zusammensetzung des Industriestrompreises,
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



*1. Halbjahr 2022

Quelle: BDEW 2022b.

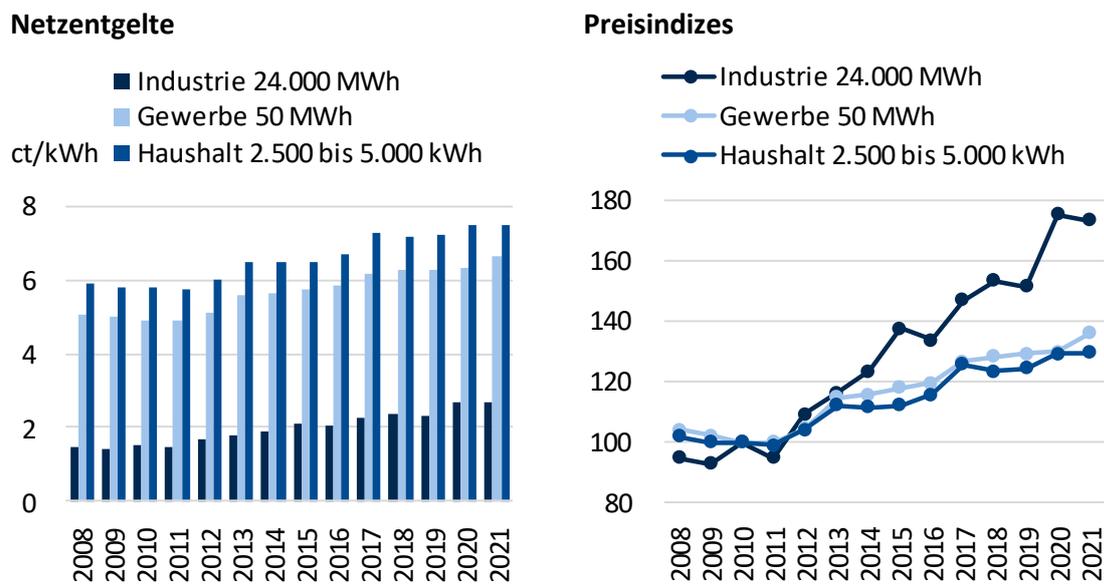
Abbildung 21 zeigt die Zusammensetzung des Industriestrompreises für die Abnahmeklasse mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh. Der Industriestrompreis in Deutschland in der dargestellten Abnahmeklasse stieg zwischen 2015 und 2021 kontinuierlich an. Einzig 2020 war ein Rückgang aufgrund niedrigerer Beschaffungspreise auszumachen.

2021 stieg der Preis deutlich an und erreichte einen höchsten Wert im Betrachtungszeitraum. Grund hierfür waren deutlich gestiegene Beschaffungspreise. Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machten Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2021 weniger als die Hälfte (42 Prozent) des von der Industrie (bei

jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh) zu zahlenden Strompreises aus. Das waren 10 Prozentpunkte weniger als im Jahr 2020. Im Jahr 2008 war der Anteil aller staatlich bedingten Abgaben noch bei 19 Prozent gelegen.

Den größten Teil der Abgaben machte die EEG-Umlage 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 2021 nahezu (Abbildung 22).

Abbildung 22
Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle



Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

5.2.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

Stromintensive Industrieunternehmen konnten unter bestimmten Umständen ihre Stromkosten senken, indem sie von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG Gebrauch machten. Auf Antrag begrenzte das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens zu erhalten. Um von der Umlagebegrenzung profitieren zu können, musste ein Unternehmen nach den Regelungen im EEG 2017 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

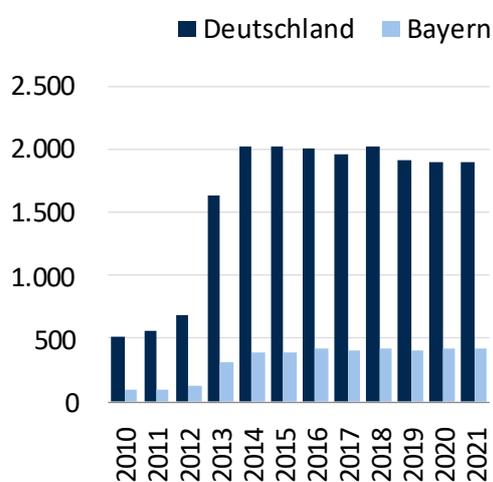
20 Prozent, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, nachgewiesen werden. Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 5 GWh mussten zusätzlich nachweisen, dass sie ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement umsetzen. Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 5 GWh pro Jahr konnten 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 konstant (Abbildung 23). In Deutschland waren es 2021 insgesamt 1.902 Unternehmen des produzierenden Gewerbes (2020: 1.903). Die betroffene Strommenge blieb 2021 ebenfalls gegenüber dem Vorjahr weitestgehend konstant und betrug 114,4 TWh (2020: 115,2 TWh). In Bayern blieb die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2021 mit 414 konstant. Mit der Abschaffung der EEG-Umlage zum 1.7.2022 entfällt in Zukunft die Bedeutung der besonderen Ausgleichsregelung.

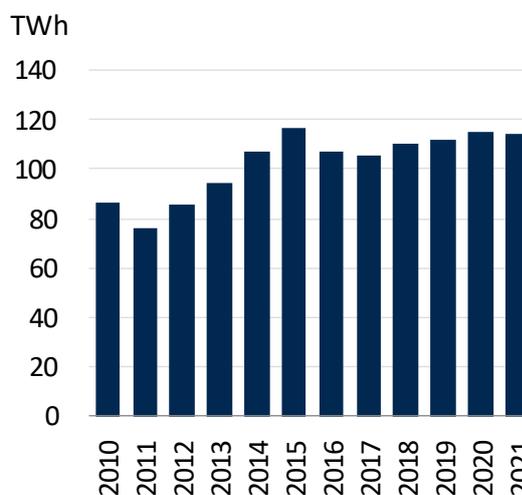
Abbildung 23

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

Anzahl der Betriebe



Betroffene Strommenge



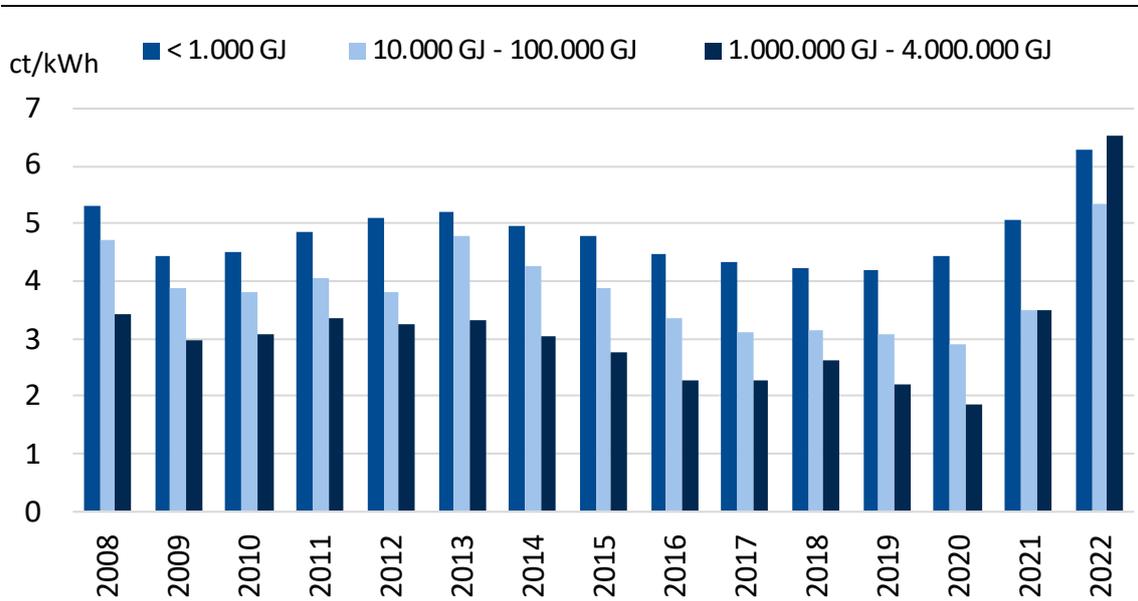
Quelle: BAFA.

5.2.3 Erdgaspreise für die Industrie

Wie der Strompreis stieg auch der Erdgaspreis für die Industrie im Jahr 2021 erheblich an. Hatte sich der Preis zwischen 2015 und 2020 beinahe halbiert, lag der Erdgaspreis im Jahr 2021 bereits um 33 Prozent höher als noch 2015. Damit war Erdgas so teuer wie nie zuvor

im Betrachtungszeitraum (seit 2005). Im Jahr 2022 verdreifachte sich der Erdgaspreis nochmals gegenüber dem Vorjahr, das Erdgas kostete damit viermal so viel wie noch 2015. Auch für Gewerbekunden war das Erdgas im Jahr 2022 so teuer wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum (seit 2008). Besonders drastisch fiel der Anstieg in der größten dargestellten Abnahmeklasse aus. Auch hier musste bereits im Jahr 2021 ein historischer Höchstwert gezahlt werden. Im Jahr 2022 verdoppelte sich dieser Preis nahezu erneut von 3,5 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh und lag damit 4,7 ct/kWh über dem Wert von 2020. Auch in den anderen Abnahmeklassen war ein deutlicher Anstieg der Preise zu erkennen: Zwischen 2020 und 2022 wurde Erdgas für Gewerbekunden um bis zu 140 Prozent teurer.

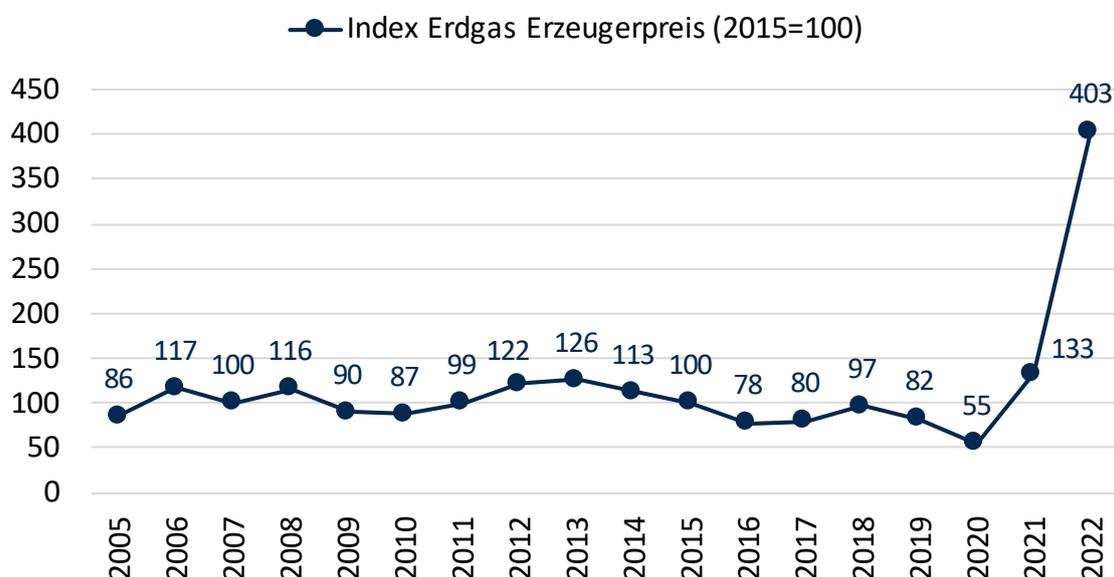
Abbildung 24
Erdgaspreise für Gewerbekunden



Werte für 2022 beinhalten nur Daten der ersten Jahreshälfte.

Quelle: Eurostat

Abbildung 25
Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas



Werte für 2022 beinhalten nur Daten bis Oktober.

Quelle: Destatis

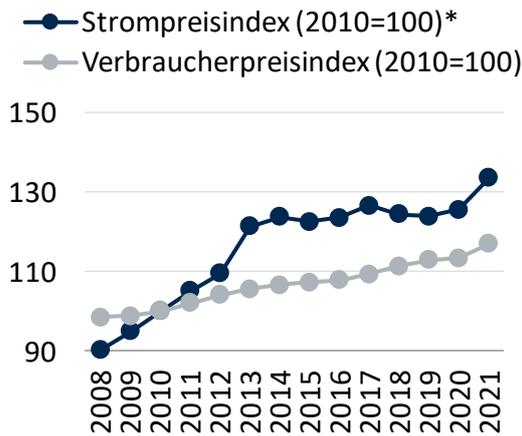
5.2.4 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie zählen auch bei den privaten Haushalten in Deutschland die Strompreise zu den höchsten in den EU-27-Staaten. Im Jahr 2021 lag der Haushaltsstrompreis (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in Deutschland EU-weit auf dem letzten Rang. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2021 mit 32,1 ct/kWh um ein Drittel höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2021 stieg der Strompreisindex damit doppelt so stark wie der Verbraucherpreisindex mit 17 Prozent.

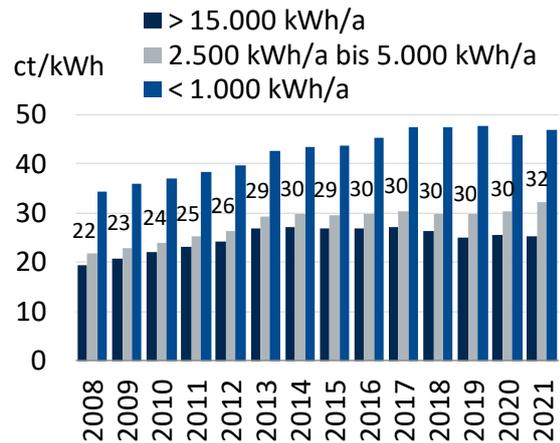
Bei der Entwicklung des Haushaltsstrompreises spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2021 stiegen sie von Jahr zu Jahr und machen seit 2013 über 50 Prozent des gesamten Strompreises aus. Diese Erhöhung war im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (bei einem mittleren Jahresverbrauch von 3.500 kWh). Neben Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein bedeutender Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Im Jahr 2021 kam es erneut zu einer Erhöhung. Seit 2008 stiegen die Netzentgelte um gut 24 Prozent und betragen im Jahr 2021 7,5 ct/kWh (24 Prozent des gesamten Strompreises).

Abbildung 26
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.

** 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 2,1 Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2014 stieg dieser Wert auf 2,5 Prozent, bis 2019 ging er wieder auf 2,1 Prozent zurück, im Jahr 2021 lag er bei 2,4 Prozent (Abbildung 27).

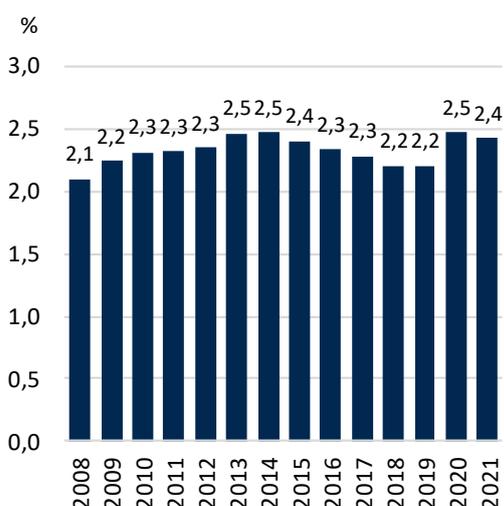
Die Kosten für sonstige Energieträger, wie beispielsweise Heizöl oder Erdgas für Heizzwecke, übertrafen bis 2013 den Anteil der Stromkosten. Im Jahr 2014 beanspruchten sie mit

2,0 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch in den Jahren 2015 bis 2021 der Fall. Grund dafür waren vor allem die bis 2021 günstigen Preise für Heizöl und Erdgas. Für 2022 ist aufgrund der stark angestiegenen Energiepreise mit einer Erhöhung dieser Konsumausgaben zu rechnen.

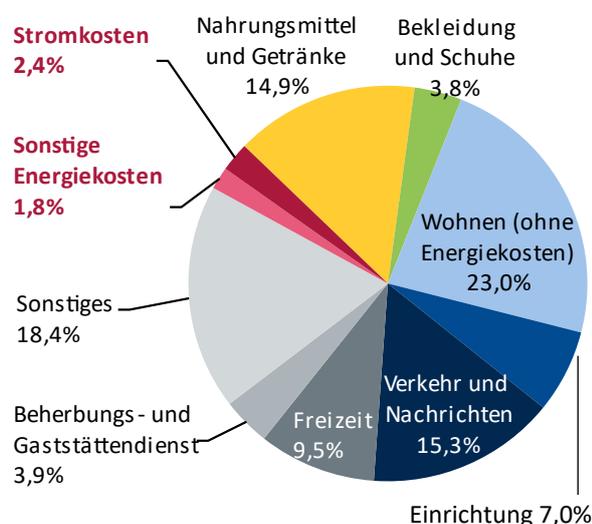
Abbildung 27

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2021

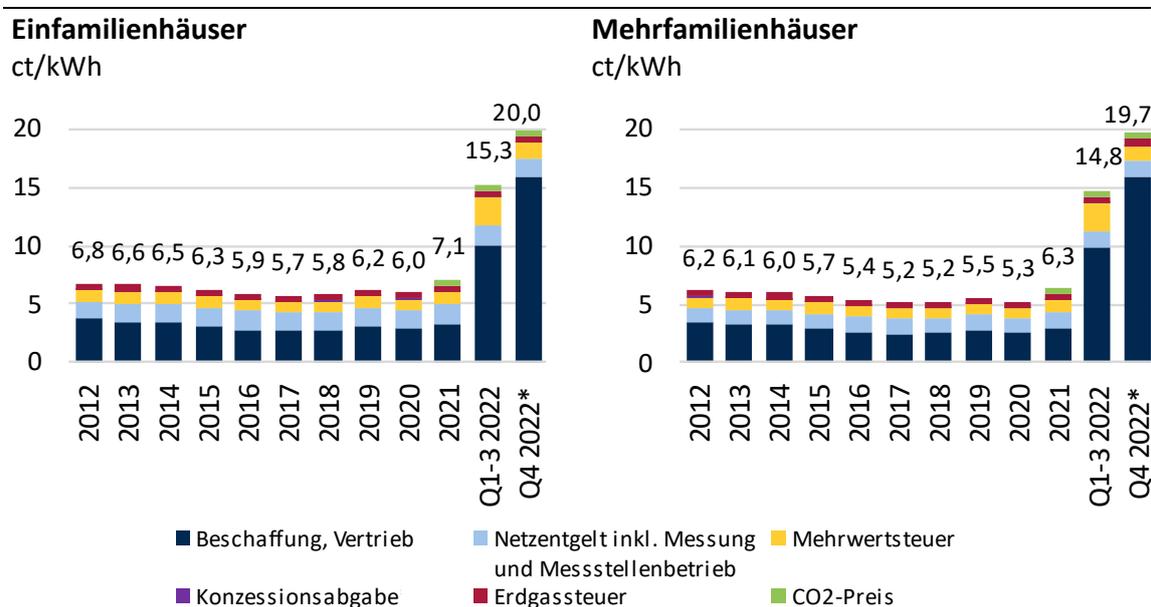


Quelle: Statistisches Bundesamt.

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 machte sich bereits im vierten Quartal deutlich gestiegene Großhandelspreise bemerkbar. Die Beschaffungskosten und (daraus resultierend) auch die Mehrwertsteuerbeiträge stiegen in Folge deutlich an. Im Jahr 2022 kam es infolgedessen zu mehr als einer Verdoppelung der Erdgaspreise gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 28
Erdgaspreise für Haushaltskunden



*MwSt. 7%

Quelle: BDEW Gaspreisanalyse November 2022

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.

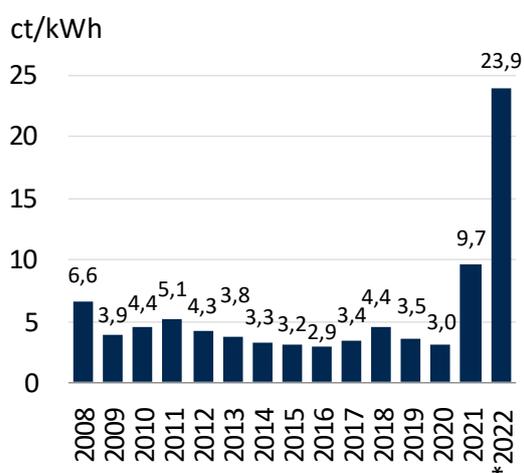
Der Börsenstrompreis geht als Beschaffungskosten in die Kalkulation der Endkundenstrompreise ein und hängt von vielen Faktoren ab (unter anderem von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. 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 29, linke Seite). Im Jahr 2021 fand mehr als eine Verdreifachung des Preises auf 9,6 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 an.

Im Jahr 2021 lag die EEG-Umlage bei 6,5 ct/kWh (Abbildung 29, 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.

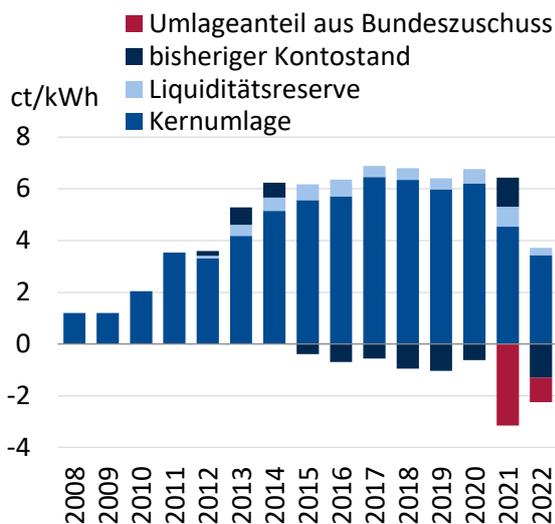
Abbildung 29

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage

Börsenstrompreis



Zusammensetzung der EEG-Umlage



* Durchschnittspreis bis zum 22.10.2022

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 29 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.

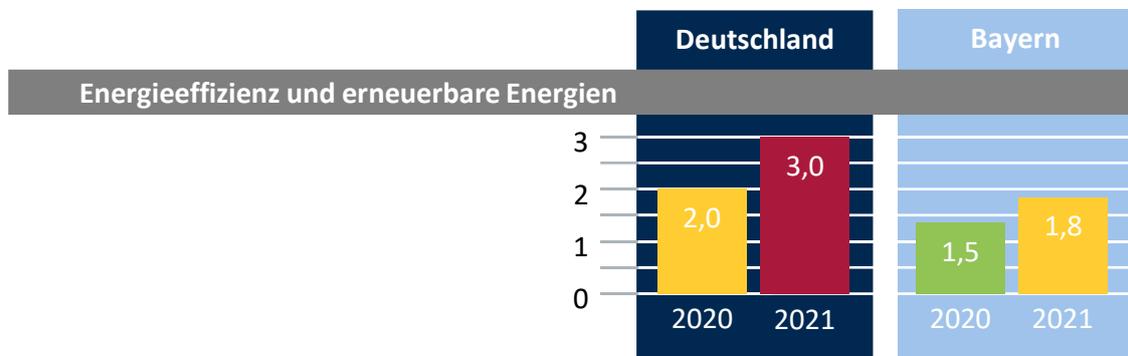
5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 30

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und erneuerbare Energien	↓ 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	↓ ↓ 3 (1) ●	↓ 3 (2) ●

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

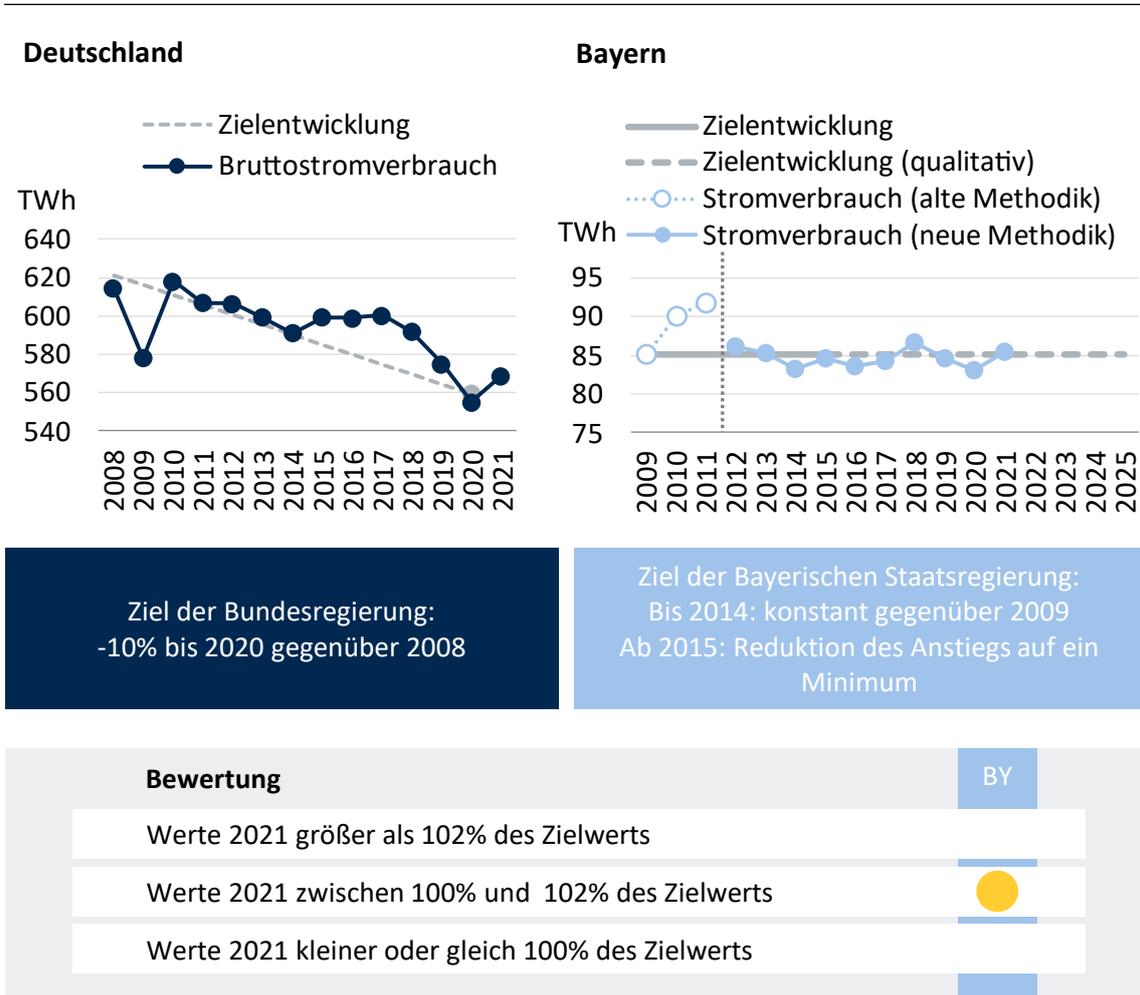
Für die Entwicklung des Stromverbrauchs wurden im Energiekonzept der Bundesregierung quantitative und im Energieprogramm Bayerns qualitative Ziele definiert.

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 31
Stromverbrauch



Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2021 (2020 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2019 und 2020 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 bis zur Erreichung von Klimaneutralität zu rechnen.

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 Corona bedingten Wirtschaftseinbruchs deutlich zurück. Der Stromverbrauch lag mit 0,4 Prozent nur geringfügig oberhalb des Zielwertes (Abbildung 31). 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 (575 TWh).

In Bayern unterlag der Stromverbrauch seit 2012 nur geringen Schwankungen und lag stets auf Niveau des Zielpfades. Der höchste Wert wurde dabei im Jahr 2018 mit 87 TWh (1,7 Prozent oberhalb des Zielpfades) erreicht, der niedrigste im Jahr 2020 mit 83 TWh (2,5 Prozent unterhalb des Zielpfades). Im Jahr 2021 stieg der Stromverbrauch in Bayern wieder an und lag mit 85 TWh rund 0,3 Prozent oberhalb des Zielwertes. Der Indikator bekommt deshalb ebenfalls eine kritische (gelbe) Ampelbewertung.

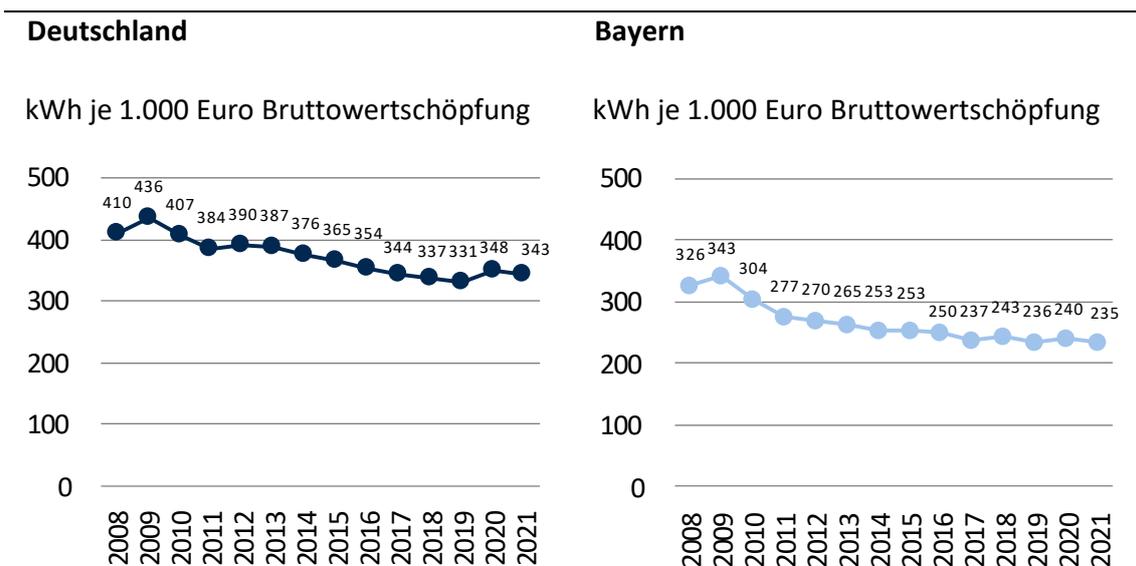
5.3.2 Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte

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 32

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



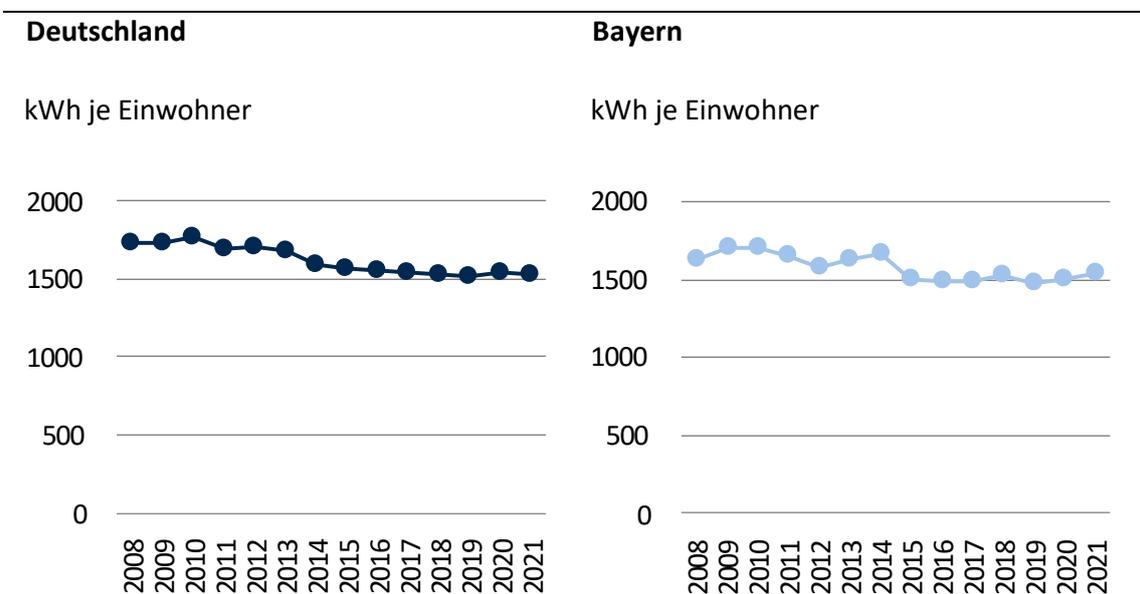
Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter der Länder, StMWi.

Die Stromintensität der deutschen Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung. Zwischen 2009 und 2019 ging die Stromintensität um gut 24 Prozent zurück. Der entsprechende Rückgang in Bayern fiel im selben Zeitraum mit 30 Prozent deutlich höher aus. Im Jahr 2020 war in Deutschland ein deutlicher und in Bayern ein leichter Anstieg zu beobachten (Abbildung 32), die jeweils auf den coronabedingten Rückgang der Bruttowertschöpfung der Industrie zurückzuführen waren. Im Jahr 2021 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. Ebenfalls ist anzumerken, dass auch das Jahr 2009 (wie in der Grafik ersichtlich) ein untypisches Verbrauchsjahr war. Aufgrund der Finanzkrise war die Wertschöpfung deutlich geringer als im Durchschnitt, die Anlagen waren schlechter ausgelastet, hierdurch erhöhte sich wiederum der spezifische Energieverbrauch.

Bei den Haushalten veränderte sich im Zeitraum 2008 bis 2012 der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte 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. Seit 2018 ist der Wert mit 1.525 kWh pro Kopf ungefähr konstant (Abbildung 33).

Abbildung 33

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik.

Auch in Bayern sank der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2021. Während der Wert zwischen 2008 und 2014 bei 1.650 kWh/Einwohner lag, sank er zwischen 2015 und 2021 im Schnitt auf 1.504 kWh/Einwohner. Tendenziell wurde in der Vergangenheit in Bayern pro Kopf weniger Strom verbraucht als in Deutschland. 2021 stellt somit eine Ausnahme dar, indem der spezifische Stromverbrauch in Bayern (1.540 kWh/Einwohner) leicht über dem spezifischen Stromverbrauch in Deutschland (1.524 kWh/Einwohner) lag.

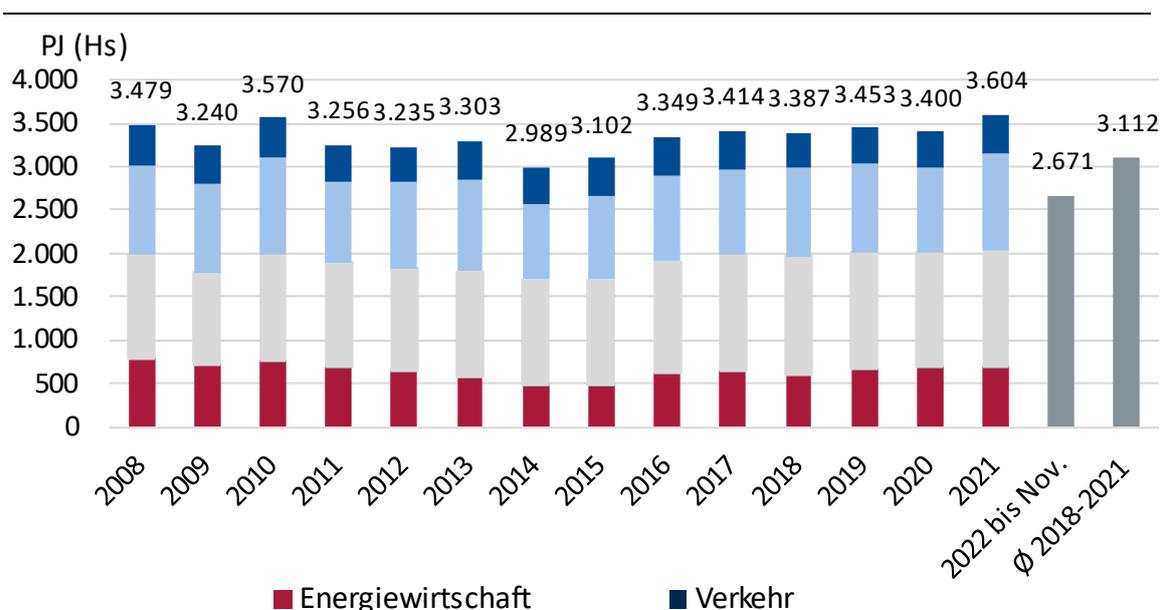
5.3.3 Gasverbrauch

Der gesamte Verbrauch von Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) lag in Deutschland seit 2008 stets zwischen 2.989 PJ (2014) und 3.604 PJ (2021). Eine eindeutige Tendenz war nicht zu erkennen, jedoch lag der durchschnittliche Verbrauch der Jahre 2015 bis 2021 mit 3.387 PJ knapp 90 PJ über dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2008 bis 2014 (3.296 PJ). Größter Verbraucher war über den gesamten Zeitraum die Industrie, im Jahr 2021 entfiel rund 37 Prozent des Gasverbrauches auf diesen Sektor. Die Industrie war der einzige Sektor, bei dem seit 2008 ein eindeutig steigender Verlauf des Gasverbrauches zu verzeichnen war.

Um eine Gasmangellage zu vermeiden, wird für den Winter 2022/2023 eine Reduktion des Gasverbrauches um 20 Prozent angestrebt. Im Jahr 2022 konnte bis November, gegenüber

dem durchschnittlichen Verbrauch in den ersten elf Monaten der Vorjahre, eine Reduktion von knapp 15 Prozent erreicht werden.

Abbildung 34
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.

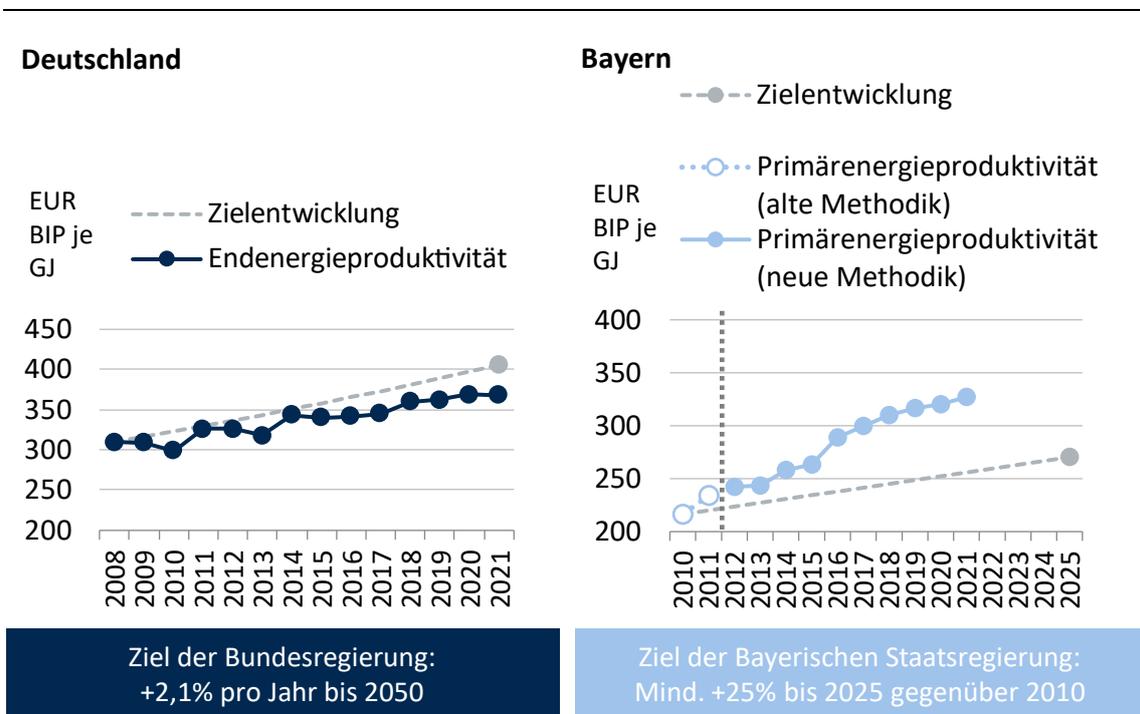
Die seit dem 7. Monitoring neue Erfassungsmethodik des bayerischen Stromverbrauchs wirkt sich auf die Energieproduktivität aus. Da die Stromverbrauchswerte mit der neuen Methodik ihrer Erfassung auf ein niedrigeres Niveau gesetzt werden, wird die Energieproduktivität im Vergleich zu den früheren Monitoringberichten 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 35

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Bewertung	DE	BY
Werte 2021 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2021 zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte 2021 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Energieprogramm, Bayerisches Landesamt für Statistik, Energiekonzept der Bundesregierung, IE-Leipzig (2020 vorläufig, 2021 Schätzung), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder.

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel sowohl 2020 als auch 2021 verfehlt. Coronabedingt sind Endenergieverbrauch und

Wirtschaftsleistung im Jahr 2020 deutlich zurückgegangen, sodass der entsprechende Produktivitätswert weiterhin etwa 7 Prozent unter dem Zielpfad lag. Im Jahr 2021 stiegen Endenergieverbrauch und Wirtschaftsleistung wieder an, ohne jedoch den Wert von 2019 zu erreichen, die Energieproduktivität ging minimal zurück und lag damit rund 9 Prozent unter dem Zielpfad.

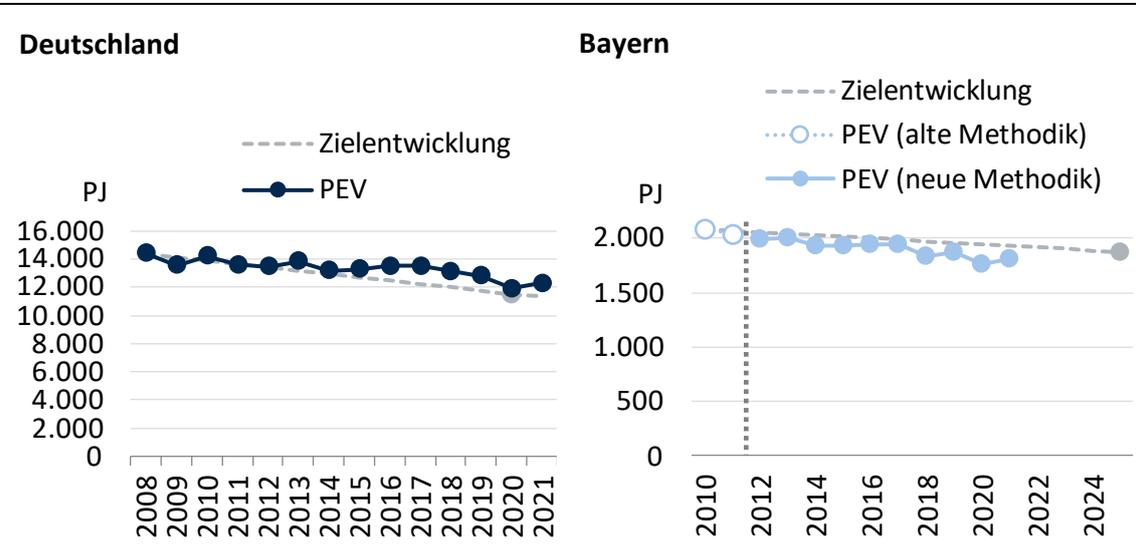
In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität stieg im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr nochmals leicht an und lag mit etwa 327 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 35). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips 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 2021 stieg der PEV in Deutschland erstmals seit 2017 wieder an (+3,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr), der Wert lag jedoch deutlich unter dem Wert von 2019. Der Grund hierfür liegt im Jahr 2020, indem aufgrund der Auswirkungen der Coronapandemie ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen war (-7,1 Prozent gegenüber 2019; Abbildung 36).

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel die Verringerung des PEVs um 10 Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Trotz der neuen Erfassungsmethodik, welche seit dem Jahr 2012 angewandt wird, ist der Zielpfad nicht angepasst worden. Er basiert weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Auch in Bayern stieg der PEV im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr leicht an (um 49 PJ auf 1.813 PJ), liegt damit aber noch immer klar unter dem Zielpfad. Die Ampelbewertung des Indikators bleibt deshalb grün.

Abbildung 36
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Ziel der Bundesregierung:
-30% bis 2030 gegenüber 2008

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

Bewertung	DE	BY
Werte 2021 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2021 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2021 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen (2021 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, IE Leipzig (2020 vorläufig, 2021 geschätzt), Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Energieprogramm.

5.3.6 Ausbau der erneuerbaren Energien

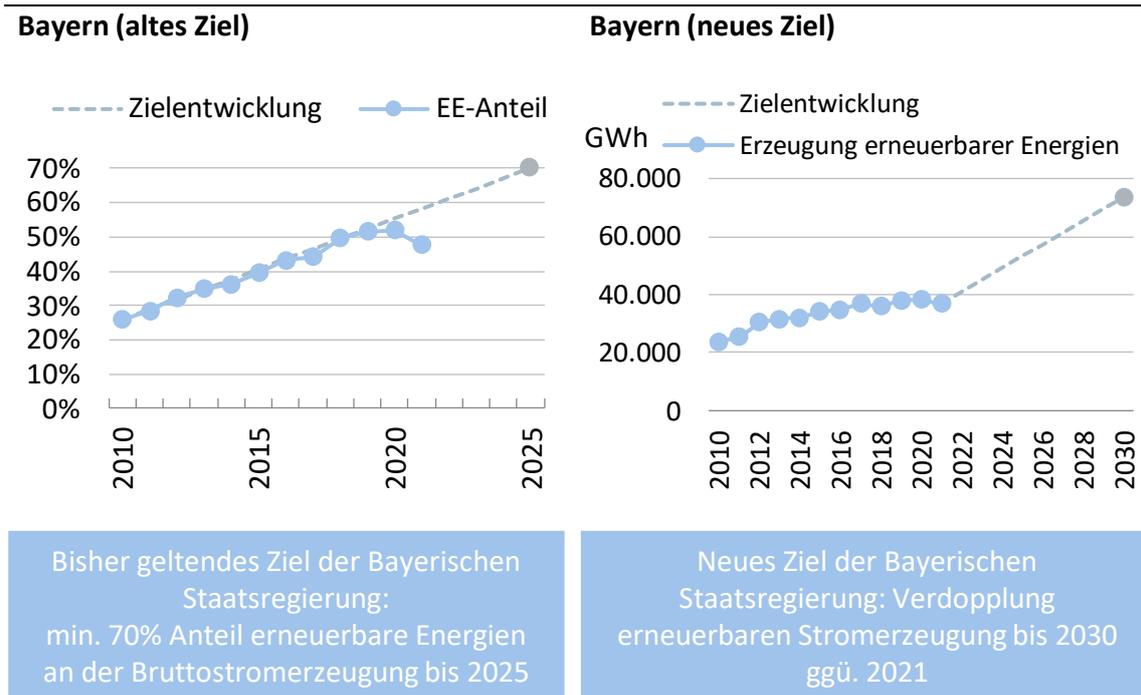
Im EEG 2023 wurde ein neues Ausbauziel von 80 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2030 gesetzlich festgeschrieben, dass gegenüber den bisher geltenden Zielen eine deutliche Erhöhung der Ziele vorsieht.

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. Für das vorliegende 11. Monitoring mit dem Berichtszeitraum 2021 werden daher noch die alten Ziele für die Bewertung herangezogen.

Abbildung 37

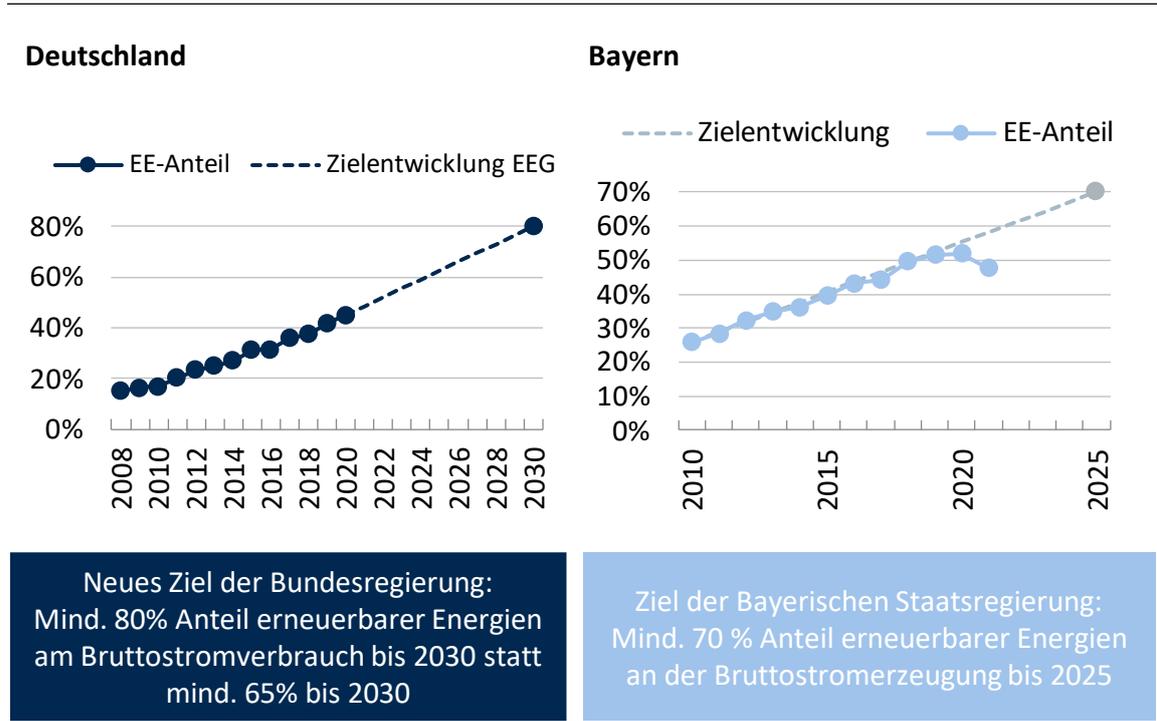
Anteil erneuerbarer Energien Bayern – altes und neues Ziel



Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2020 vorläufig, 2021 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm, Bayerische Staatsregierung – Bericht aus der Kabinettsitzung 17. Mai 2022.

Als Bewertungsmaßstab wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2010 für Bayern beziehungsweise 2020 für Deutschland und dem jeweiligen Zielwert definiert.

Abbildung 38
Anteil erneuerbarer Energien



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

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2022 (2021 vorläufig), BMWi Energiedaten 2022, EEG 2023, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2020 vorläufig, 2021 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

Bei Bayern ist der lineare Zielpfad das Ergebnis einer stark vereinfachenden Annahme. In der Realität ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung volatiler. Würde dieses Ziel beibehalten, würde ein deutlicher Anstieg in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden und die Stromerzeugung insgesamt deshalb deutlich zurückgeht.

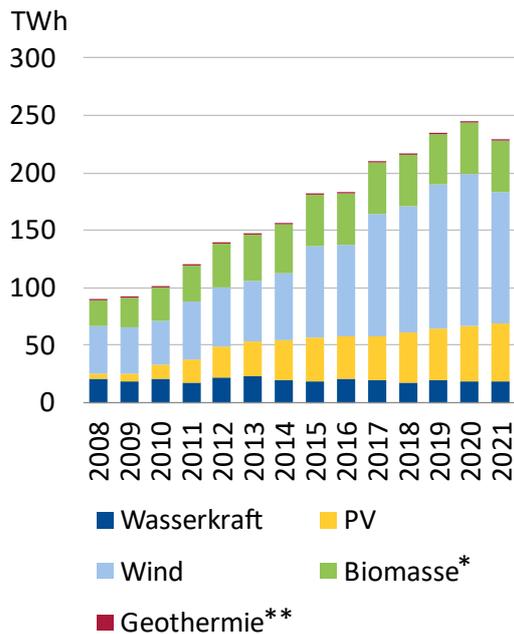
In Deutschland ging der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2021 erstmals im Betrachtungszeitraum zurück. Mit 41,9 Prozent lag der Wert 3,2 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert und nur minimal über dem Wert von 2019. Damit wurde zwar das alte Ziel noch immer übertroffen, der Wert rutschte jedoch deutlich unter den neuen 80-Prozent-Zielpfad ab. Ein Grund für den Rückgang war der Anstieg des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Vorjahr. Außerdem musste die Erzeugung aus Windenergie und Wasserkraft witterungsbedingt deutliche Einbußen hinnehmen.

Auch in Bayern wurde im Jahr 2021 der erste Rückgang des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung verzeichnet. Mit 47,7 Prozent (-4,2 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr) lag der Wert so tief wie zuletzt 2017 und entfernte sich damit weiter vom Zielpfad. Gründe für den Rückgang waren ebenfalls der Anstieg des Bruttostromverbrauches sowie die Einbußen bei der Erzeugung aus Windenergie und aus Wasserkraft.

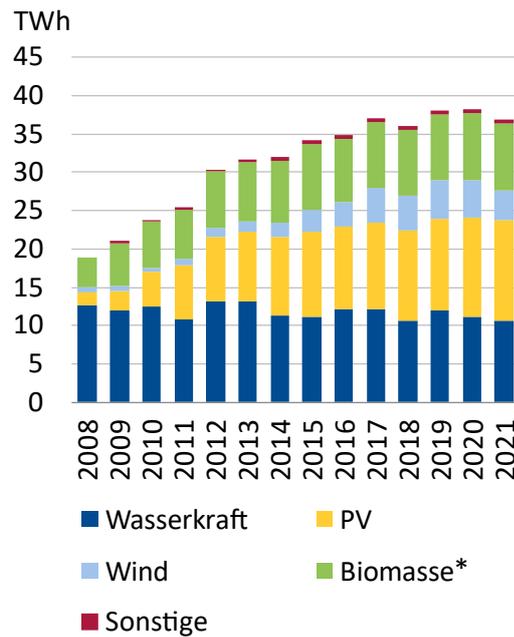
Abbildung 39

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger

Deutschland



Bayern



* 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

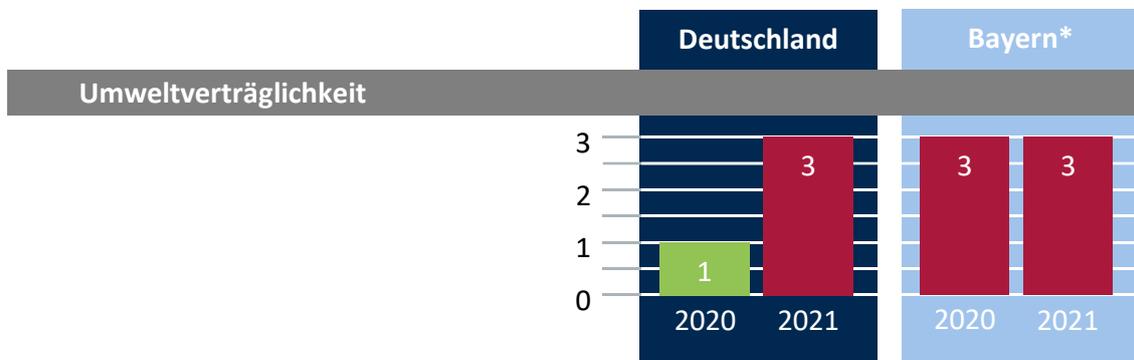
Abbildung 40

Bewertung der Umweltverträglichkeit

	Deutschland	Bayern*
Umweltverträglichkeit	↓ ↓ 3 (1) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↓ ↓ 3 (1) ●	3 (3) ●

* Für Bayern werden nicht die THG-Emissionen des Monitoringjahres verwendet, sondern aufgrund der Datenverfügbarkeit diejenigen von vor zwei Jahren (Daten von 2019 für das Monitoringjahr 2021).

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



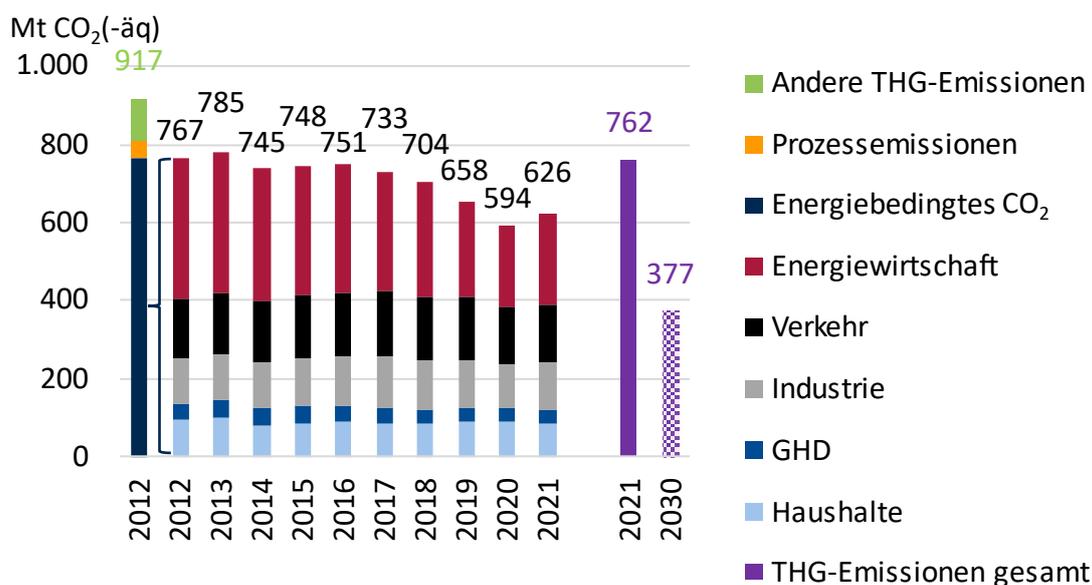
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5.4.1 Gesamte THG-Emissionen

Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als THG-Emissionen bezeichnet. Neben Kohlendioxid zählen unter anderem Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen die CO₂-Emissionen rund 88 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 knapp 6 Prozent der THG-Emissionen aus.

Unter die anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft. Die restlichen 81 Prozent der THG-Emissionen (93 Prozent der CO₂-Emissionen) werden durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Abbildung 41
THG- und CO₂-Emissionen in Deutschland



2021 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, wenngleich im Jahr 2021 wieder mehr emittiert wurde als noch 2020. 626 Megatonnen (Mt) CO₂-Äquivalente im Jahr 2021 sind knapp 15 Prozent weniger als im Jahr 2017. Der deutliche Rückgang im Jahr 2020 war maßgeblich auf den coronabedingten Wirtschaftseinbruch und dem damit verbundenen geringeren Energieverbrauch zurückzuführen, der sich auch im Jahr 2020 noch fortführte.

Der Anstieg im Jahr 2021 nach dem Rückgang im Vorjahr war in den meisten Sektoren zu erkennen: Während die Emissionen des Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektors (GHD) und der Industrie wieder das Niveau von 2019 erreichten, stiegen die Emissionen der Energiewirtschaft zwar auch wieder deutlich an, blieben aber unterhalb der Werte aus dem Jahr 2019. Im Sektor Verkehr stiegen energiebedingten Emissionen im Jahr 2021 nur

geringfügig an. Bei den privaten Haushalten war ein umgekehrtes Bild zu erkennen: Hier kam es im Jahr 2020 gegenüber 2019 zu einem Anstieg, gefolgt von einem deutlichen Rückgang im Jahr 2021.

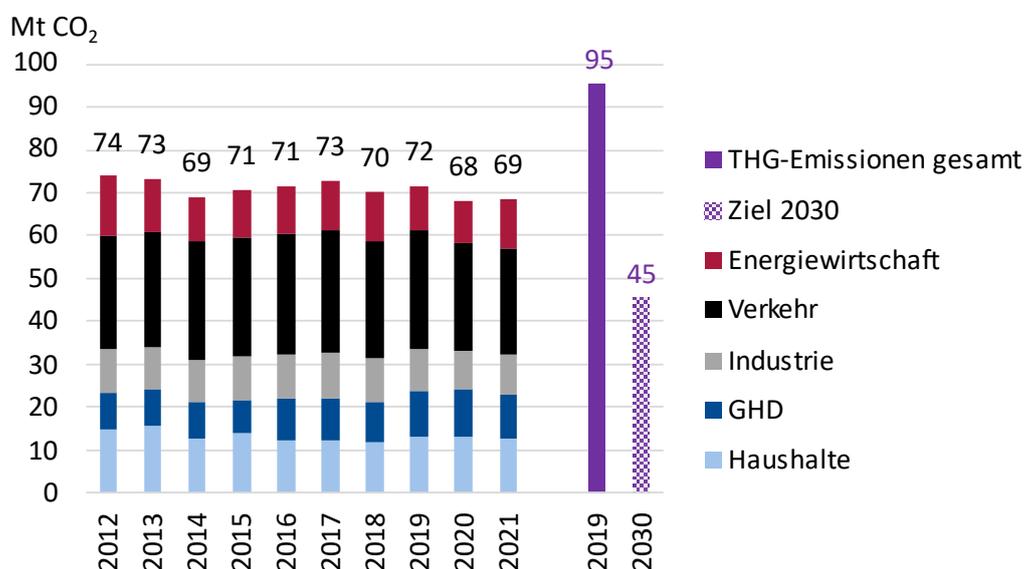
Zwischen 2012 und 2021 sanken die energiebedingten Emissionen der Energiewirtschaft (minus 35 Prozent), des GHD-Sektors (minus 11 Prozent), der privaten Haushalte (minus 11 Prozent) und des Verkehrssektors (minus 4 Prozent). Die energiebedingten Emissionen der Industrie lagen im Jahr 2021 wieder höher als im Jahr 2012 (plus 4 Prozent).

Größte Emittenten blieben weiterhin die Energiewirtschaft, mit einem Anteil von 38 Prozent aller verursachten energiebedingten Emissionen im Jahr 2021 (2020: 35 Prozent), und der Verkehrssektor, mit einem Anteil von 23 Prozent (2020: 24 Prozent).

Das im Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel von minus 65 Prozent gegenüber 1990 bedeutet einen Rückgang der THG-Emissionen auf 377 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2030. Im Jahr 2021 wurden insgesamt 762 Mt CO₂-Äquivalente emittiert. Um das gesetzte Ziel zu erreichen, muss dieser Wert mehr als halbiert werden.

Für Bayern liegen die offiziellen Werte der THG-Emissionen nur bis zum Jahr 2019 vor, diese wurden im Herbst 2022 veröffentlicht. Um dennoch Werte bis 2021 zu erhalten, wurden die energiebedingten Emissionen anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Prognose von 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.

Abbildung 42
THG- und CO₂-Emissionen in Bayern



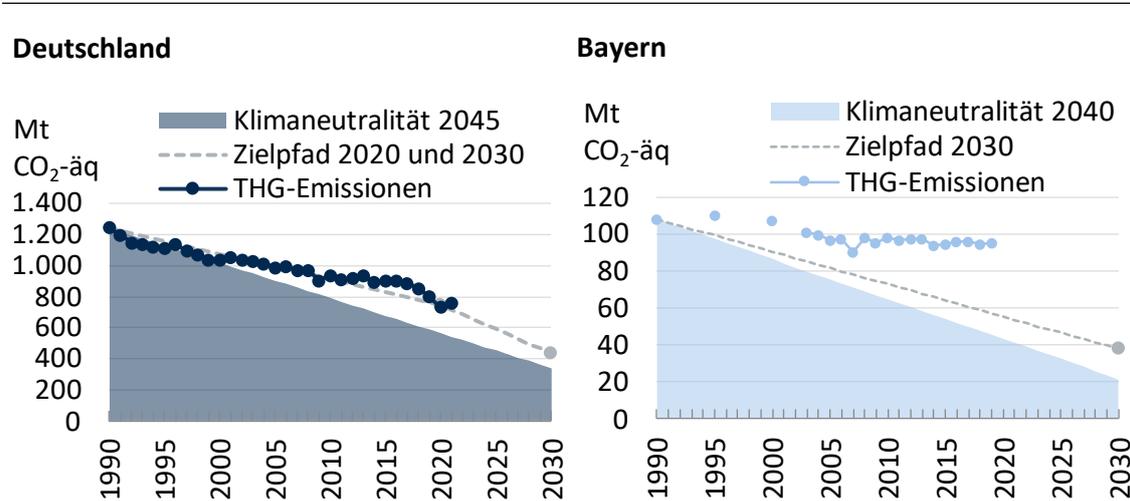
Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

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

Auch in Bayern war im Jahr 2020 ein Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen zu erkennen. Dieser war hauptsächlich auf den Verkehrssektor zurückzuführen (-10 Prozent gegenüber 2019). Im Jahr 2021 gab es insgesamt nur geringfügig mehr Emissionen, wobei Energiewirtschaft (+16 Prozent) und Industrie (+3 Prozent) mehr als im Vorjahr, private Haushalte (-3 Prozent) sowie der GHD-Sektor (-8 Prozent) weniger als im Vorjahr emittierten. Im Verkehr blieben die Emissionen nahezu konstant.

Die gesamten energiebedingten Emissionen gingen zwischen 2012 und 2021 um 7 Prozent zurück. Die Emissionen des GHD-Sektors (+23 Prozent) stiegen, während in den Sektoren Energiewirtschaft (-17 Prozent), Haushalte (-15 Prozent), Industrie (-8 Prozent), und – nachdem die Werte bis 2019 stets höher als im Jahr 2012 gelegen hatten – auch im Verkehrssektor (-6 Prozent) weniger CO₂ freigesetzt wurde. Die Emissionen der Energiewirtschaft machten einen deutlich kleineren Anteil an den Gesamtemissionen aus als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde. Mit einem Anteil von 36 Prozent machte 2021 der Verkehrssektor den größten Anteil an den energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern aus.

Abbildung 43
Entwicklung der THG-Emissionen



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

Neues Ziel der Bayerischen
Staatsregierung:
-65% 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 2021. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für die Bewertung der bayerischen THG-Emissionen der Wert des Jahres 2019 verwendet.

Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2021, UBA Sektorenkonzept bis 2020, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder

Die Bundesregierung hatte sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. 2020 konnte dieses Ziel Aufgrund der deutlichen Senkung der Emissionen im Vergleich zum Vorjahr erzielt werden. Im Jahr 2021 wurde jedoch wieder deutlich mehr emittiert. 762 Mt CO₂-Äquivalente bedeuteten nicht nur viereinhalb Prozent mehr als im Vorjahr, sondern auch einen Rückgang von nur noch knapp 39 Prozent gegenüber 1990, was einer nachträglichen Verfehlung der Ziele von 2020 gleichkommt.

Für 2030 besteht das Ziel der Bundesregierung, die THG-Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Durch die oben beschriebene Zunahme der Emissionen lag der Wert der Emissionen im Jahr 2021 über dem Zielpfad (Abbildung 43) und erhält daher eine rote Ampelbewertung.

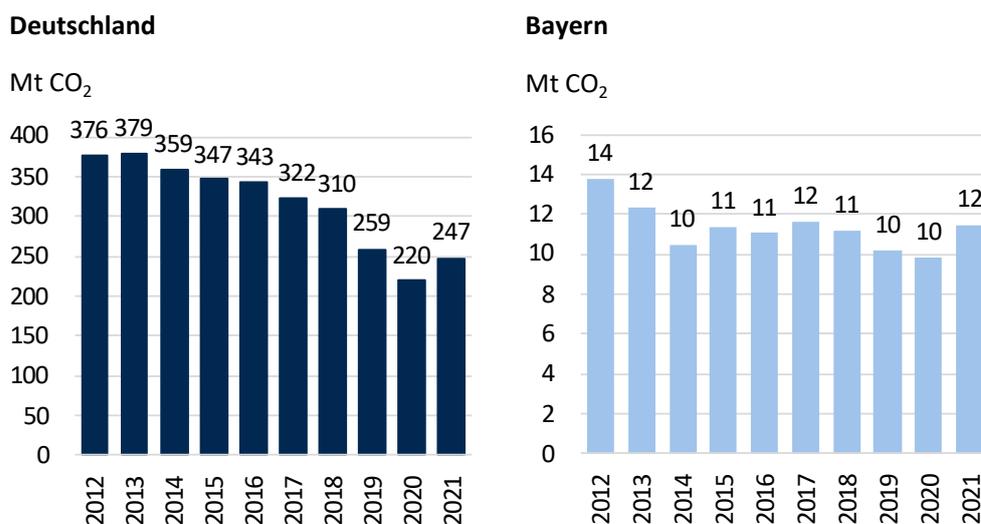
Die Bayerische Staatsregierung hat bereits im November 2021 eine Erhöhung der Klimaziele auf den Weg gebracht. Das novellierte Klimaschutzgesetz wurde im Dezember 2022 im Landtag verabschiedet. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Da die THG-Emissionen Bayerns zwischen 2005 und 2019 nur geringfügig gesunken sind – aktuellere Zahlen liegen noch nicht vor – liegt Bayern hier sehr deutlich über dem linear gezogenen Zielpfad und erhält ebenfalls eine rote Ampelbewertung.

5.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland gingen seit 2012 deutlich zurück. Im Jahr 2021 wurden 247 Mt CO₂ freigesetzt. Das sind gut 34 Prozent weniger als neun Jahre zuvor, aber auch 12 Prozent mehr als noch im Vorjahr. Auch in Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft zwischen 2012 und 2021 und betragen im Jahr 2021 etwa 11,5 Mt CO₂ (Abbildung 44). Das sind 17 Prozent weniger als im Jahr 2012, aber auch 16 Prozent mehr als im Vorjahr und gleichzeitig der zweithöchste Wert seit 2014. 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 deutlich geringerer Rückgang festzuhalten.

Abbildung 44

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft

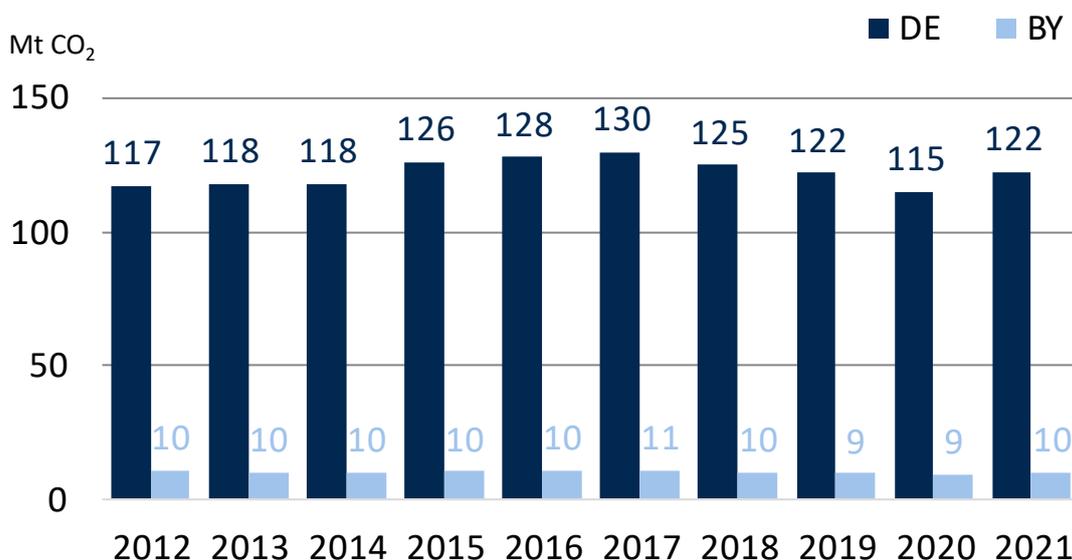


Quellen: UBA, eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA, AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

5.4.3 Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft

Bezogen auf die Treibhausgase waren nach der Energiewirtschaft die Sektoren gewerbliche Wirtschaft (Industrie plus GHD-Sektor) und Landwirtschaft neben dem Verkehrssektor die größten Emittenten. In Deutschland lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2020 mit 115 Mt CO₂ erstmals unter dem Wert von 2012 (117 Mt). Im Jahr 2021 stiegen sie jedoch wieder auf das Niveau von 2019 (122 Mt) an. Ähnlich verlief die Entwicklung der CO₂-Emissionen der bayerischen Industrie. 2020 konnte mit 9,3 Mt CO₂ der im Beobachtungszeitraum tiefste Wert erreicht werden, im Jahr 2021 lag der Wert wie 2019 bei rund 9,5 Mt CO₂ (Abbildung 45).

Abbildung 45
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie



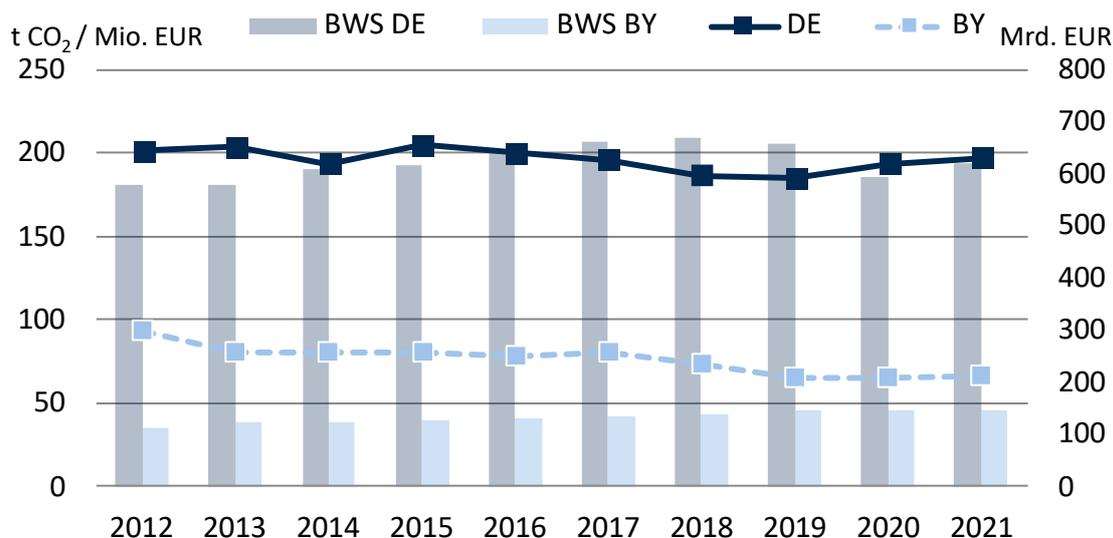
Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Nachdem die Bruttowertschöpfung der Industrie in Deutschland in den Jahren 2019 (leicht) und 2020 (deutlich, coronabedingt) zurückgegangen war, konnte im Jahr 2021 wieder ein Anstieg verzeichnet werden. In Bayern war trotz der Corona-Pandemie kein Rückgang im Jahr 2020 zu verzeichnen, der Wert blieb zwischen 2019 und 2021 nahezu konstant. Da die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr verhältnismäßig stärker stiegen als die Bruttowertschöpfung, stieg auch die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) leicht an. Während sich der Wert für Deutschland im Jahr 2021 mit 197 t CO₂/Mio. EUR weiter auf dem Niveau

der Jahre 2012 bis 2017 bewegte, lag die Emissionsintensität der Industrie in Bayern wie in den beiden Vorjahren deutlich tiefer als zwischen 2012 und 2017 (Abbildung 46).

Abbildung 46

Emissionsintensität (CO₂, energiebedingt) der Industrie



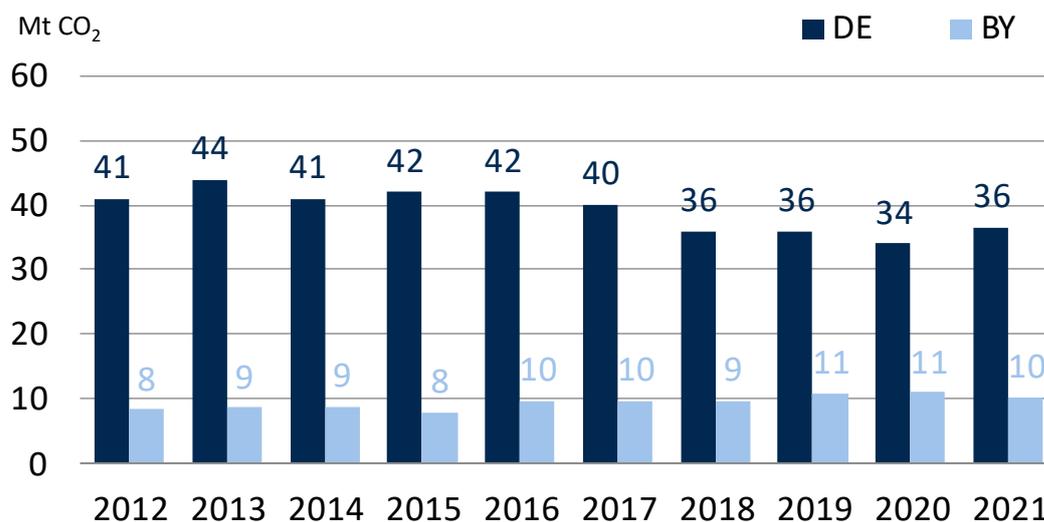
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

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

Im Sektor GHD gingen die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland zwischen 2012 und 2020 von 41 auf 34 Mt zurück, im Jahr 2021 stiegen sie wieder auf 36 Mt an. In Bayern war dagegen ein Anstieg von 8,2 auf 10,9 Mt CO₂ zwischen 2012 und 2020 und ein Rückgang auf 10,1 Mt (eigene Schätzung Prognos) zu beobachten (Abbildung 47).

Abbildung 47

Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



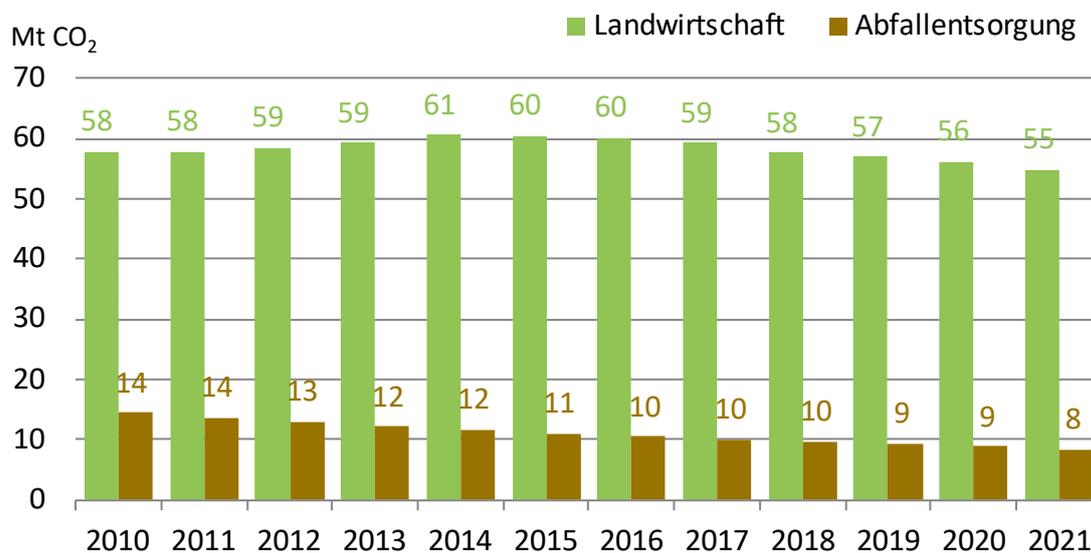
DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

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 lagen die gesamten THG-Emissionen (nicht nur energiebedingte Emissionen) in Deutschland, nach zwischenzeitlichem Anstieg bis 2014, im Jahr 2020 mit 54,8 Mt CO₂-Äquivalenten klar unter dem Wert des Jahres 2010 (57,8 Mt CO₂- Äquivalente). Die Abfallentsorgung reduzierte ihre THG-Emissionen zwischen 2010 und 2021 um mehr als 40 Prozent von 14,5 auf 8,4 Mt CO₂- Äquivalenten (Abbildung 48). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das seit 2005 gültige Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle zurückzuführen.

Abbildung 48

THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



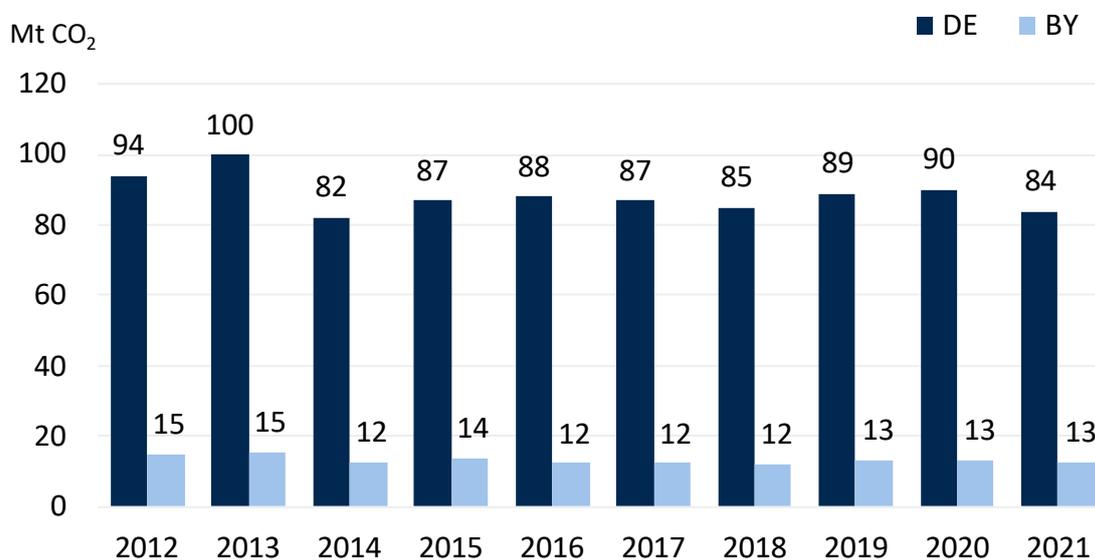
Quellen: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, UBA 2021.

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 und lagen 2021 bei 84 Mt CO₂. In Bayern gingen die Emissionen im Jahr 2014 auf rund 12 Mt CO₂ zurück und blieben dann bis 2021 relativ konstant (Abbildung 49).

Abbildung 49

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei den privaten Haushalten

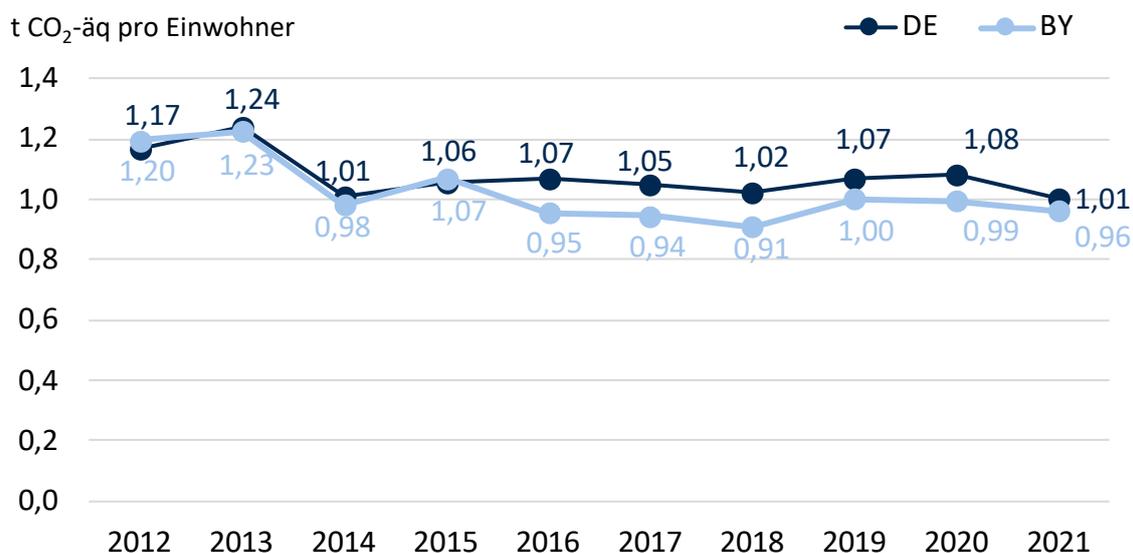


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2020, Umweltbundesamt 2022; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig.

Die CO₂-Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf unterschieden sich in Bayern und Deutschland bis 2015 nur wenig. Seit 2015 liegen die Werte in Bayern konstant untern denen Deutschlands. (Abbildung 50).

Abbildung 50

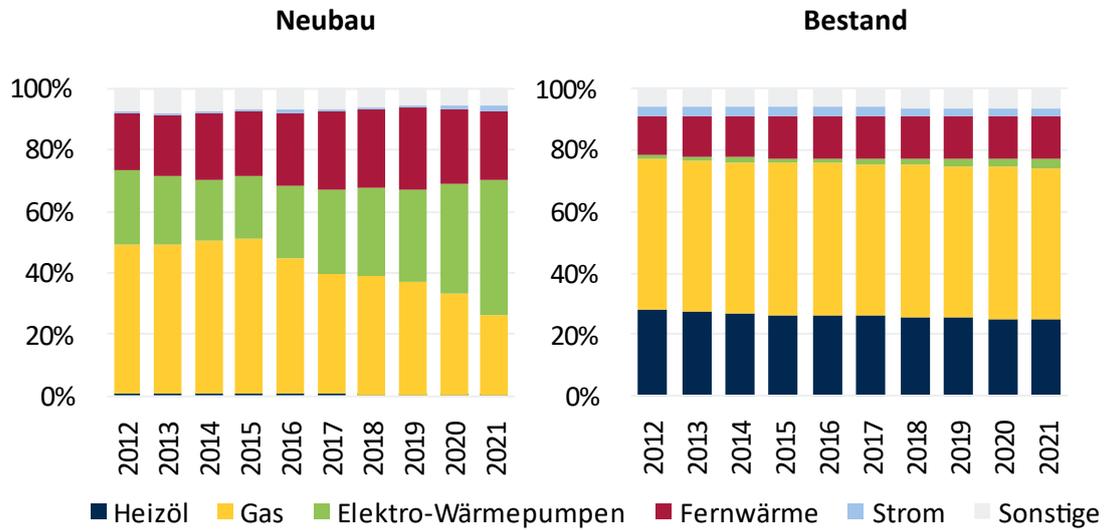
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



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 2026 dürfen Ölheizungen nur noch in Kombination mit erneuerbaren Energien eingebaut werden, oder wenn keine Gas- oder Fernwärmeversorgung möglich ist. Der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen nahm bei den Neubauten seit 2012 stetig zu (Abbildung 51). 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 51
Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland



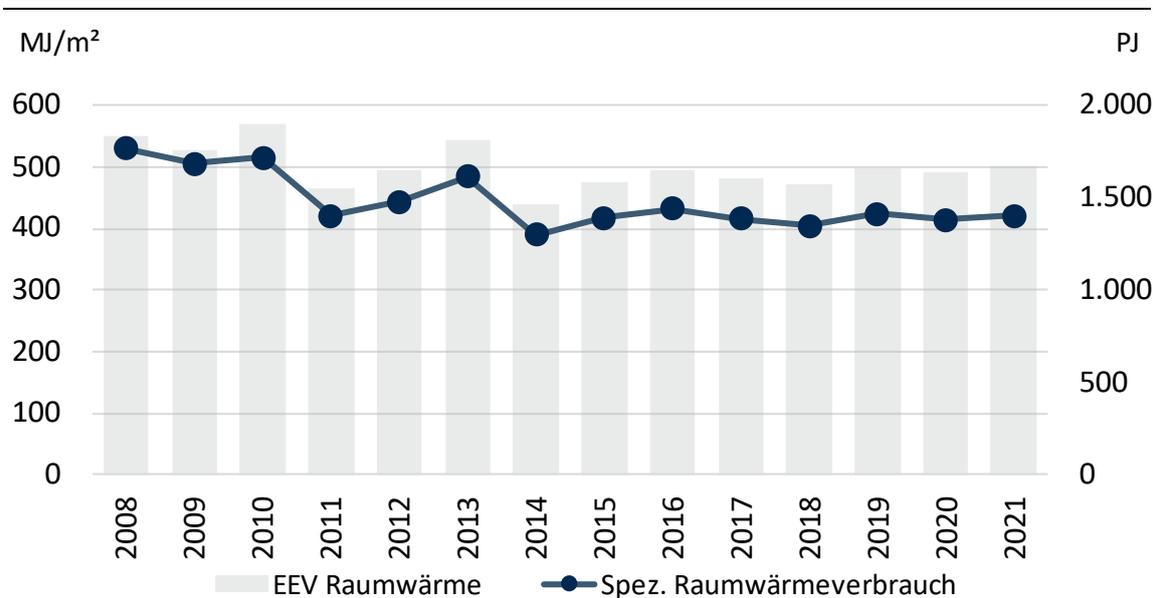
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

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 zurück (Abbildung 52). 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 52

Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland



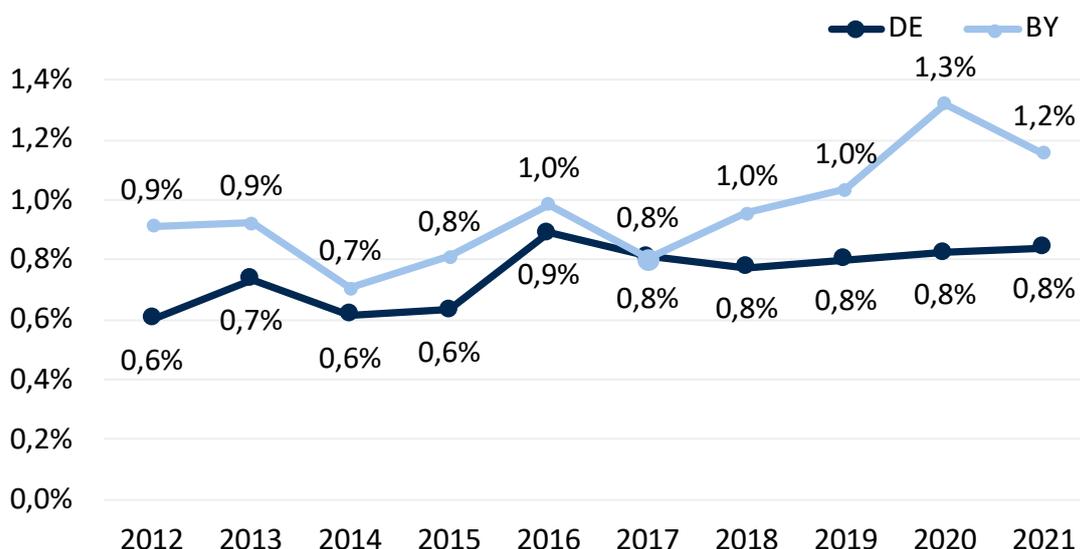
Linke Achse: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland (graue Balken).
Rechte Achse: Spezifischer Raumwärmeverbrauch in Deutschland (blaue Punkte).

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 „Energieeffizientes Bauen und Sanieren“ (EBS; bis 2021) und der nachfolgenden BEG-Wohngebäude-Programme (ab 2021) 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 2021 mit 1,2 Prozent weiterhin deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 53). In Bayern gibt es zusätzlich zu den KfW-Programmen das 10.000-Häuser-Programm, welches unterschiedliche Sanierungsmaßnahmen wie den Austausch von Heizanlagen oder die Integration von erneuerbaren Energien unterstützt. Seit 01. 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. Diese zusätzlichen Programme sind positiv zu bewerten.

Abbildung 53

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



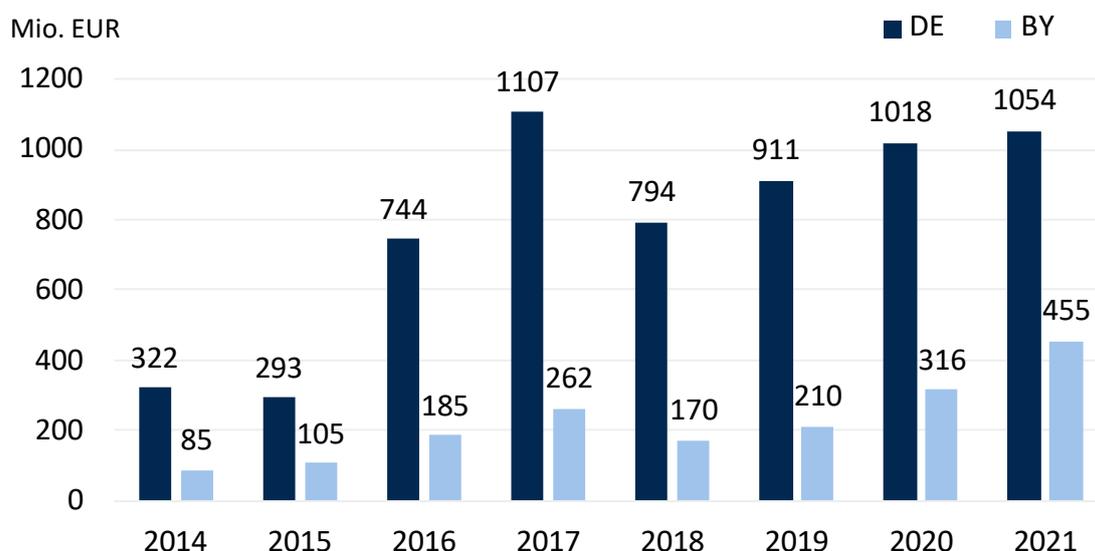
Quellen: Statistisches Bundesamt, KfW-Förderberichte.

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 2020 schwankten die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zwischen 700 und 1.118 Millionen EUR. Im Jahr 2021 erhöhte sich der Wert leicht um 36 Millionen auf 1.054 (Abbildung 54). Dies deutet auf eine leichte Zunahme der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin.

Die bayerischen Kommunen hatten einen maßgeblichen Anteil am Anstieg der gesamtdeutschen Kreditvolumen im Jahr 2021, da das bayerische Kreditvolumen um 139 Millionen Euro gegenüber 2020 zunahm. Das Gesamtdeutsche stieg hingegen nur um 36 Millionen an. Dies spricht dafür, dass das Kreditvolumen von deutschen Kommunen ohne Bayern konstant gesunken wäre. Die bayerischen Kommunen erreichten im Jahr 2021 erneut seit 2014 einen historischen Höchstwert. Dies deutet auf einen weiteren Anstieg der Investitionstätigkeiten hin und ist positiv zu bewerten.

Abbildung 54

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 154 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.

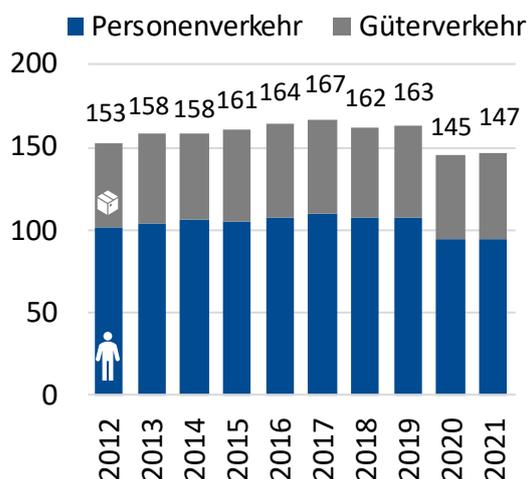
Erst im Jahr 2020 konnte jeweils ein deutlicher, maßgeblich durch die Coronakrise bedingter, Rückgang auf 145 respektive 25 Mt CO₂ verzeichnet werden. Im Jahr 2021 blieben die Emissionen auf ähnlichem Niveau wie im Vorjahr, da die Folgen der Coronakrise sich auch 2021 stark auswirkten.

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 55).

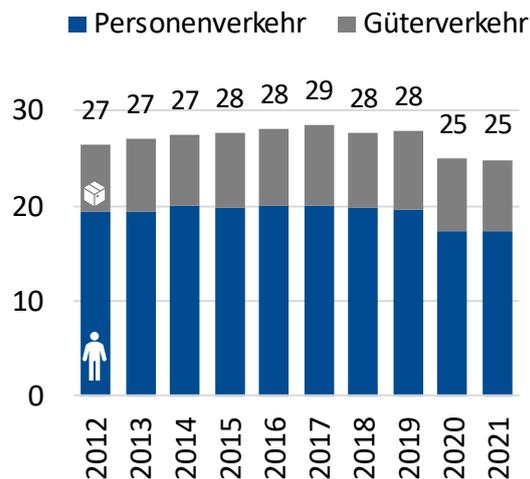
Abbildung 55

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

Deutschland



Bayern

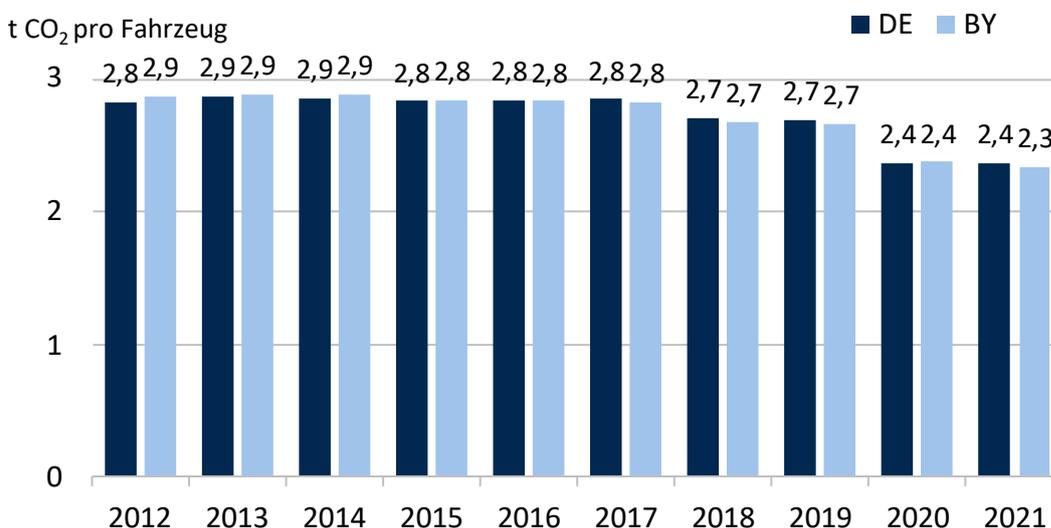


Quelle: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Die Emissionen pro zugelassenes Fahrzeug unterschieden sich in Bayern und Deutschland nicht wesentlich. Das Gleiche gilt für die Entwicklung der spezifischen Emissionen seit 2012. In den Jahren 2018 und 2019 lagen sie sowohl in Bayern als auch in Deutschland tiefer als in den Jahren zuvor. Im Jahr 2020 kam es dann zu einem deutlichen Rückgang (Abbildung 56), 2021 blieben die Zahlen auf dem Niveau des Vorjahres.

Abbildung 56

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge

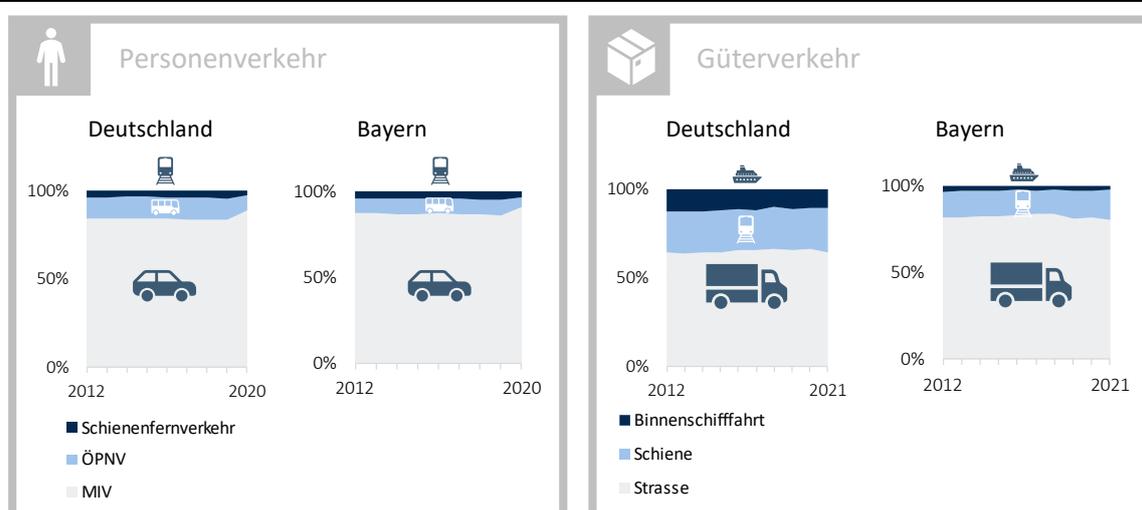


Quellen: KBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

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. Im Jahr 2020 lag der Anteil des MIV pandemiebedingt mit 89 bzw. 91 Prozent jeweils um vier bis fünf Prozentpunkte höher als in den Vorjahren. Mit Blick auf Energieverbrauch und Emissionen schnitten – spezifisch bezogen auf die Personenkilometer – sowohl Schienenverkehr als auch ÖPNV deutlich besser ab als der MIV.

Der weit überwiegende Teil der Transportleistung des Güterverkehrs wurde in Deutschland und insbesondere in Bayern auf der Straße erbracht. Auf Schienenverkehr und Binnenschifffahrt entfiel in Deutschland jeweils ein höherer Anteil als in Bayern (Abbildung 57). 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 57
Entwicklung des Modal Split



Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen.

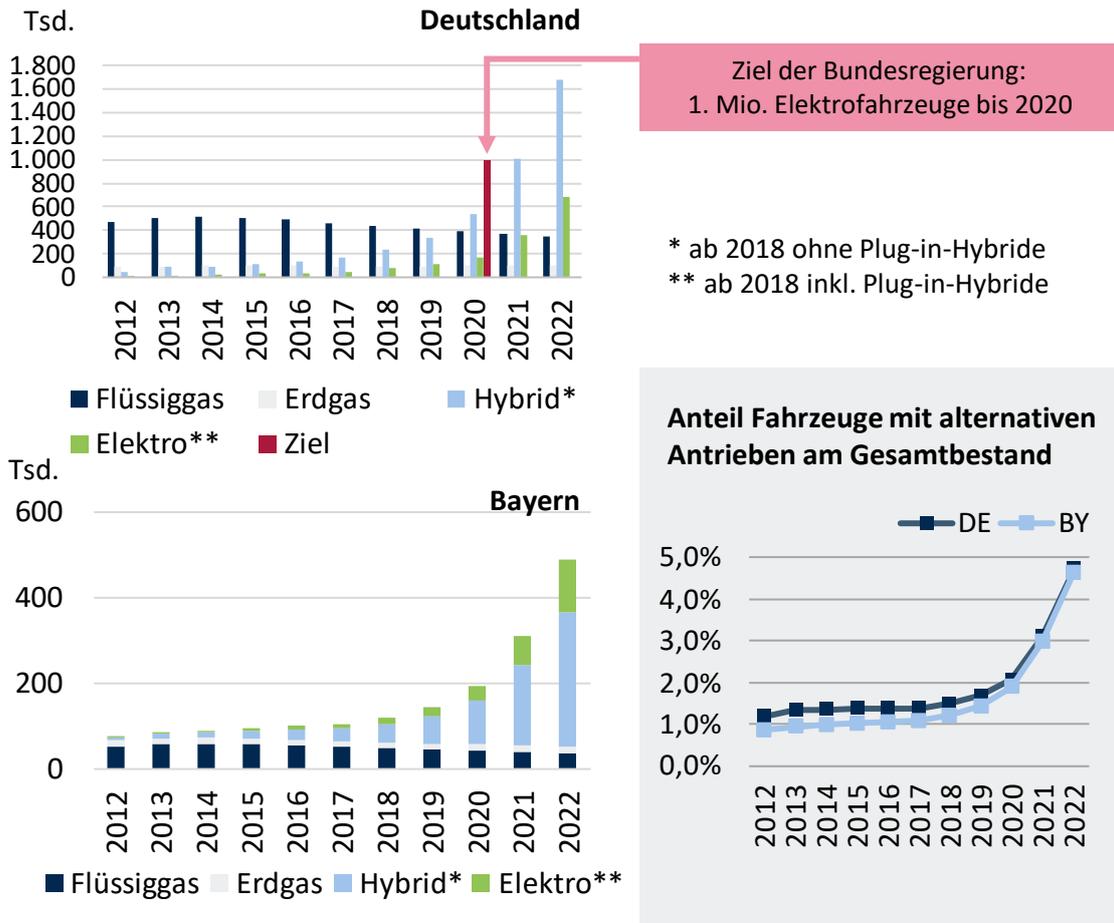
Den Fahrzeugbestand dominierten weiterhin Benzin- und Dieselantriebe. Innerhalb des Fahrzeugbestandes sind sämtliche Personenkraftwagen und Nutzfahrzeuge wie Lastkraftwagen, Zugmaschinen und Kraftomnibusse enthalten. Unter den alternativen Antrieben verzeichneten insbesondere elektrische und Hybridantriebe seit 2012 in Bayern und Deutschland immer deutlichere Zuwächse. In Deutschland war der Bestand an Elektrofahrzeugen am 1. Januar 2022 fast viermal so hoch wie zwei Jahre zuvor. Der Bestand an Hybridfahrzeugen verdreifachte sich im selben Zeitraum. 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 nicht ganz so stark wie in Deutschland. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge blieb seit 2012 sowohl in Bayern als auch in Deutschland nahezu konstant (Abbildung 58). Die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge erhöhte sich zum 1. Januar 2022 auf 1.309 Fahrzeuge gegenüber 857 und bleibt damit 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 58

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

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben

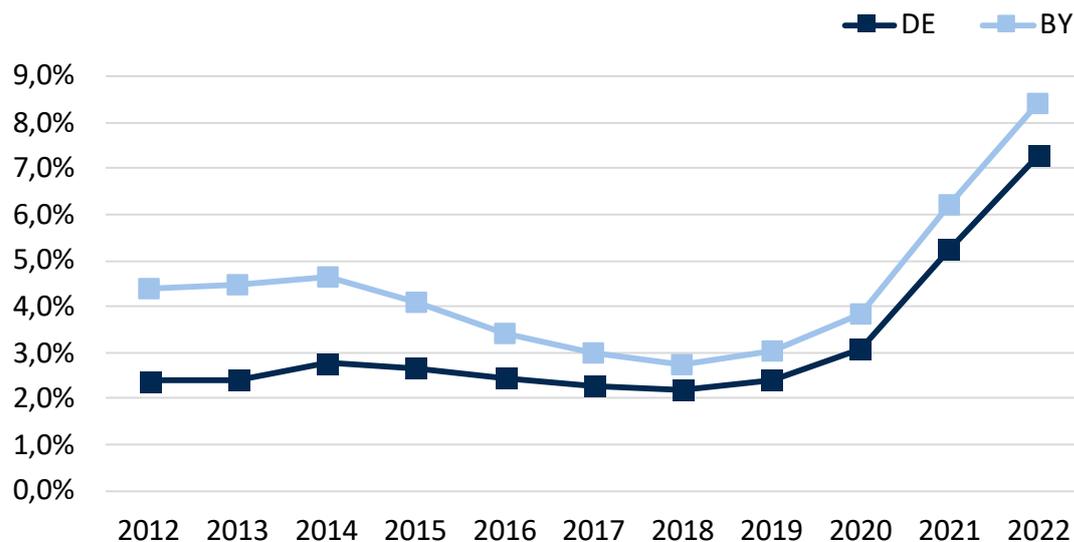


Quelle: KBA.

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. Im Jahr 2021 stieg der Wert auf über fünf und 2022 auf über sieben Prozent. Unter den alternativen Antrieben machten Diesel-Hybridantriebe mit vier-einhalb Prozent den größten Anteil aus, gefolgt von batterieelektrischen Antrieben mit 1,6 Prozent. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe 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 2022 wieder auf fast achteinhalb Prozent anstieg (Abbildung 59). 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 59
Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen

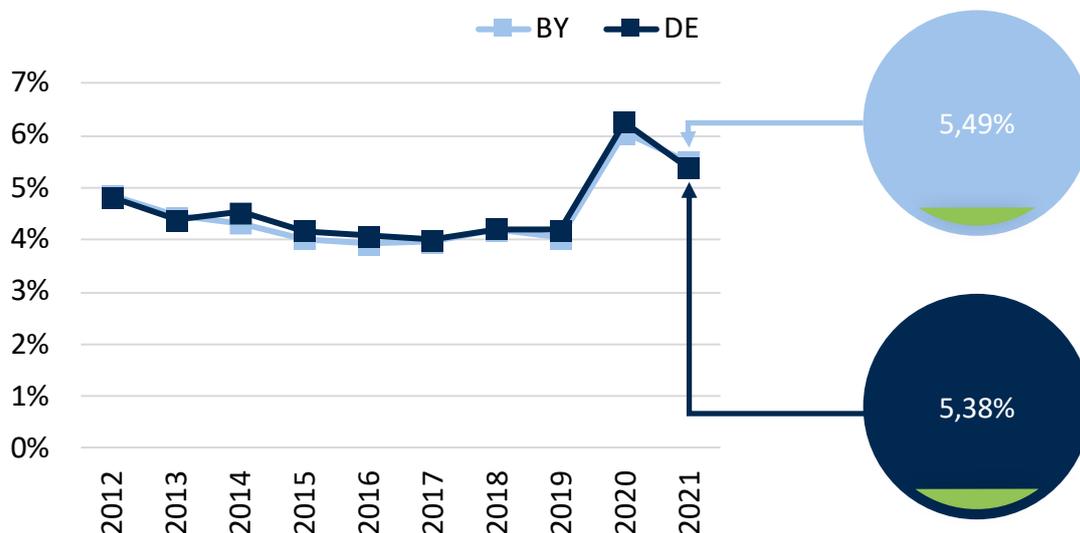


Quelle: KBA.

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 2021 jeweils bei etwa fünfeinhalb Prozent und damit wieder tiefer als im Vorjahr (etwa 6 Prozent). Zuvor war der Wert von rund fünf Prozent im Jahr 2012 auf rund vier Prozent im Jahr 2019 zurückgegangen (Abbildung 60). 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 60

Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien

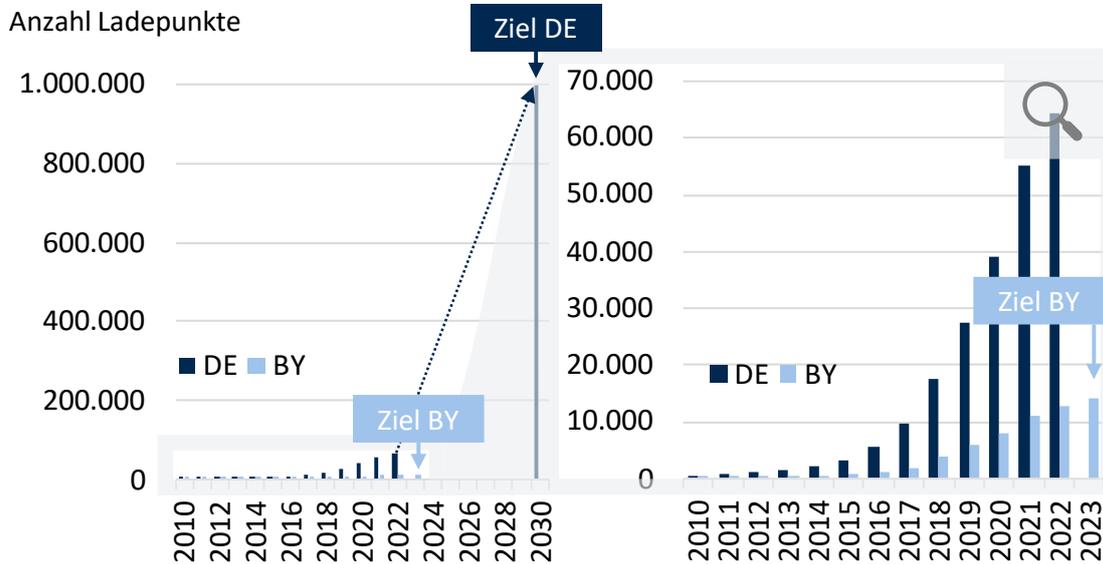


Quellen: AG Energiebilanzen, IE-Leipzig.

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 2022 mit knapp 64.485 deutlich unter dem Zielpfad. Entsprechend der Zielsetzung wären 600.000 Ladepunkte erforderlich gewesen. In Bayern erhöhte sich die Anzahl Ladepunkte im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um knapp 2.000 auf 12.785. Damit ist Bayern auf einem guten Weg, die für 2023 angestrebten 14.000 Ladepunkten zu erreichen (Abbildung 61). Bei dieser Bewertung ist zu beachten, dass Elektrofahrzeuge auch an nicht öffentlichen Ladestationen geladen werden können.

Abbildung 61
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.

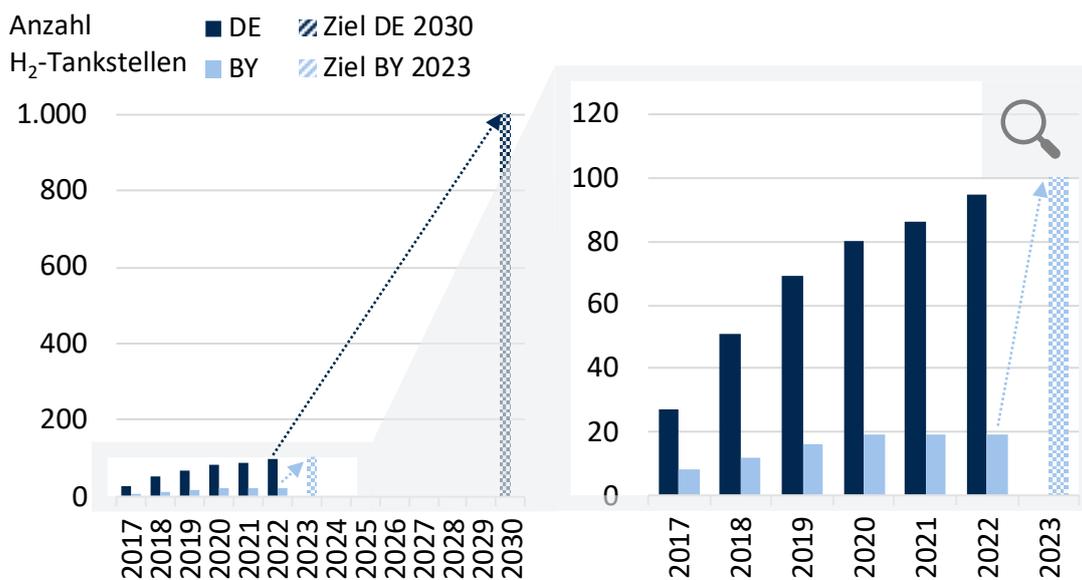
Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem Ladepunkt bewegte sich zwischen 2012 und 2020 in Deutschland zwischen fünf und elf und stieg danach deutlich an auf 21,5 im Jahr 2022. In Bayern lag der Wert bis 2020 stets höher als in Deutschland und seit 2021 etwas tiefer. 20 Elektrofahrzeuge pro installiertem Ladepunkt im Jahr 2022 bedeuteten auch für Bayern den höchsten Wert im Betrachtungszeitraum (Abbildung 63). 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 Ladeinfrastruktur nicht mit den stark steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen mithalten kann.

Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO₂-Emissionen zu reduzieren. Im Jahr 2022 kamen rund 14 Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 63), das ist deutlich mehr als in den Vorjahren (9,5 bzw. 6,6 Fahrzeuge pro Wasserstofftankstelle) und ist auf den deutlichen Zuwachs an Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen bei gleichzeitig nur wenig neuen Wasserstofftankstellen zurückzuführen. Im Vergleich zur Elektromobilität ist diese Quote vorteilhafter. Dies ist auch auf die bisher sehr geringe Anzahl an zugelassenen wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen zurückzuführen. Zu beachten ist außerdem, dass

Wasserstofffahrzeuge, anders als Elektrofahrzeuge, in der Regel nur an öffentlichen Tankstellen tanken können.

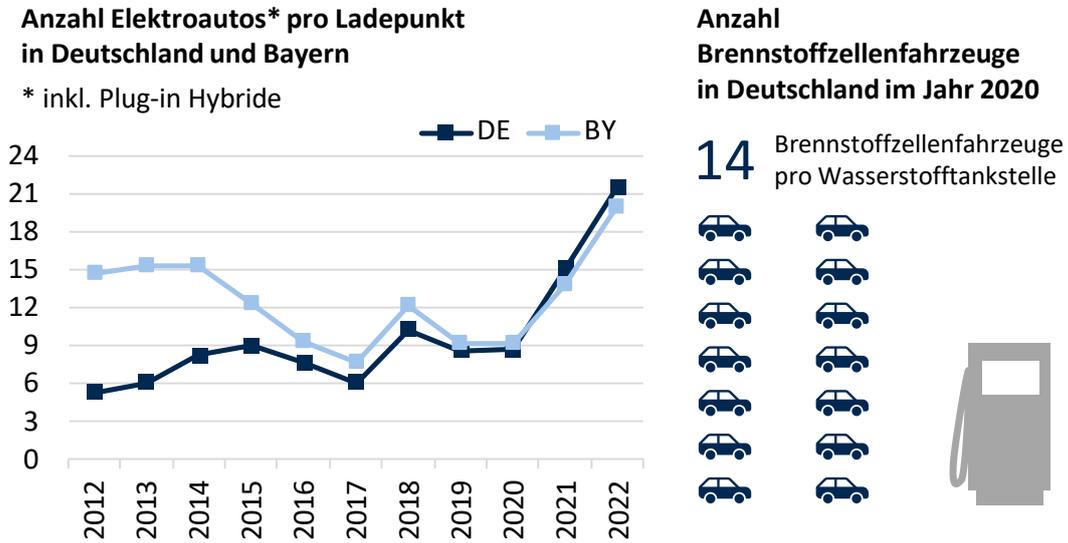
Abbildung 62

Bestand an Wasserstofftankstellen



Quellen: H2 MOBILITY.

Abbildung 63
Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen



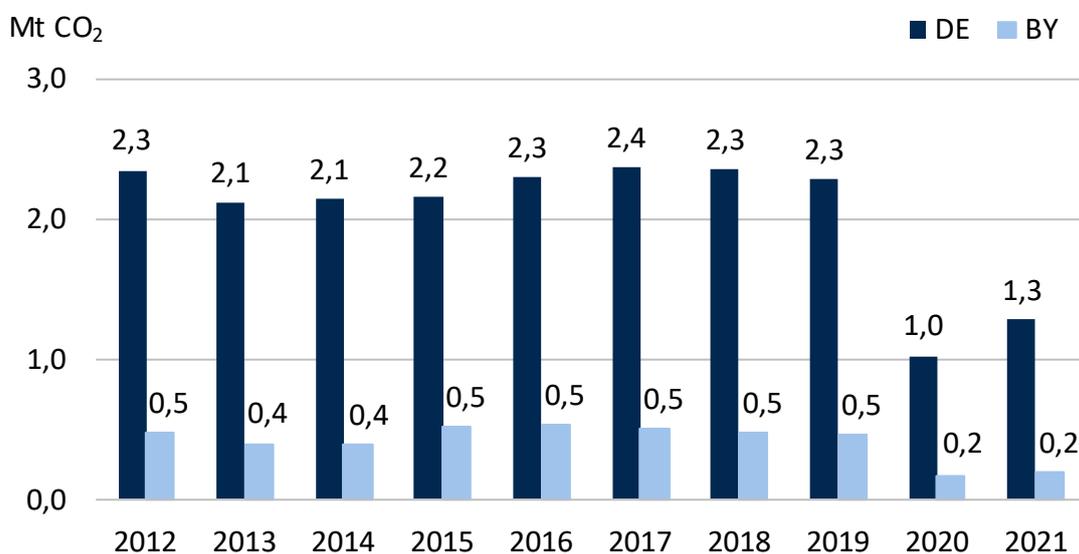
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

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 2,3 Mt. Aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie gingen die Werte im Jahr 2020 auf 0,2 beziehungsweise 1 Mt jeweils deutlich zurück. Im Jahr 2021 stiegen die Emissionen des nationalen Flugverkehrs wieder an (0,2 beziehungsweise 1,3 Mt), blieben jedoch weit unter den Werten früherer Jahre (Abbildung 64). 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 64

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 sowohl in Deutschland als auch in Bayern auf Rot (Abbildung 43).

Tabelle 7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft (siehe Abbildung 44)	Umwandlung	Deutlicher Rückgang seit 2012, überproportionaler positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 45)	Industrie	Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Emissionsintensität (siehe Abbildung 46)	Industrie	Seit 2012 leicht gesunken, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 deutlich gesunken, überproportional positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 47)	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 48)	Landwirtschaft	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
THG-Emissionen der Abfallwirtschaft (siehe Abbildung 48)	Abfall	Deutlicher Rückgang seit 2010 und daher deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 49)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Ergebnisse des 11. Monitorings

Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (siehe Abbildung 50)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beheizungsstruktur (siehe Abbildung 51)	Private Haushalte	Deutlicher Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, da Neubauten nur einen geringen Einfluss auf den gesamten Energieverbrauch haben.	-
Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche (siehe Abbildung 52)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, bei nur leicht gesunkenem Bedarf für Raumwärme.	-
Sanierungsrate: Anteil der Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen (siehe Abbildung 53)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gestiegen und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	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.
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (siehe Abbildung 54)	Öffentliche Gebäude	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors (siehe Abbildung 55)	Verkehr	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit geringer positiver	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit geringer positiver

Ergebnisse des 11. Monitorings

		Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug (siehe Abbildung 56)	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 57)	Verkehr	<p>Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung bis 2019. Pandemiebedingter Modal Shift hin zum motorisierten Individualverkehr im Jahr 2020.</p> <p>Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.</p>	<p>Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung bis 2019. Pandemiebedingter Modal Shift hin zum motorisierten Individualverkehr im Jahr 2020.</p> <p>Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.</p>
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (siehe Abbildung 58)	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 Innenstadtbussen im ÖPNV (siehe Abbildung 59)	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 60)	Verkehr	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Bestand an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 61)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibender	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag an die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ausbauziele in Bayern liegen höher.

Ergebnisse des 11. Monitorings

		Ausbau- dynamik nicht er- reicht.	
Bestand an Wasserstofftankstellen (siehe Abbildung 62)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht erreicht.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die bayerischen Ziele werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik knapp verfehlt.
Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität (siehe Abbildung 63)	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 63)	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 64)	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

Ergebnis des 11. Monitorings deutlich schlechter als im Vorjahr

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 in den Jahren 2013 und 2014 Werte von 1,8, verschlechterte sich jedoch ab 2019 auf Werte von 2,3.

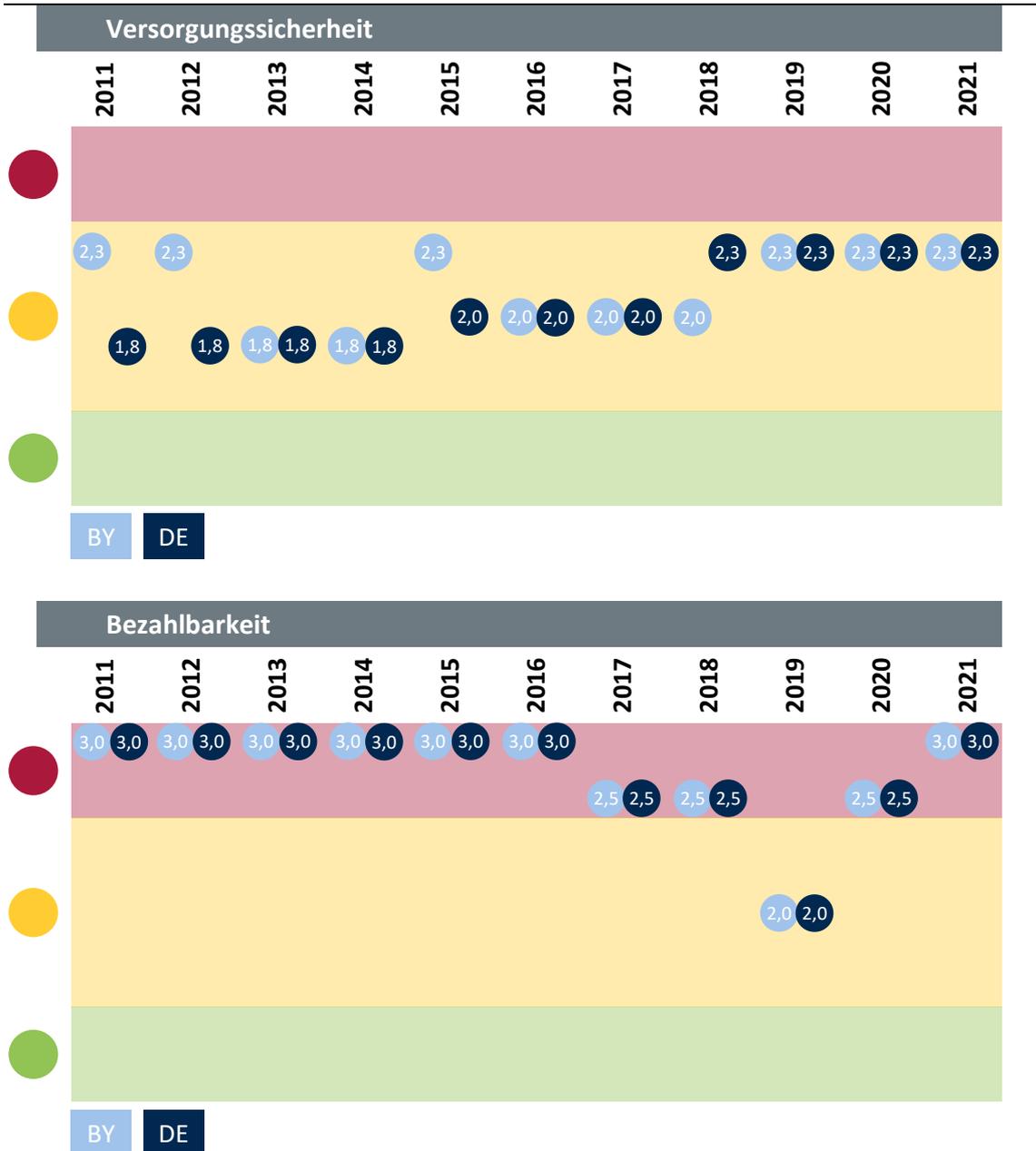
Die Bezahlbarkeit liegt seit Beginn des Monitorings fast durchgängig im negativen Bereich. Im Jahr 2019 konnte eine Verbesserung auf eine kritische Bewertung erreicht werden, allerdings ist dies, aufgrund der Verschlechterung in diesem und dem letzten Monitoring, bisher als Ausreißer zu bewerten.

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 Jahr 2020 waren für diesen Indikator deutliche Verbesserungen auszumachen, zuletzt waren jedoch wieder Rückschritte zu erkennen: Der Indikator für Bayern liegt nun wieder im kritischen Bereich, nachdem er letztes Jahr eine positive Bewertung erhielt. Für Deutschland erhält der Indikator wieder eine negative Bewertung, nachdem er 2020 eine kritische erhielt.

Bei der Umweltverträglichkeit kam es seit 2014 zu einer deutlichen Verschlechterung in Bayern, die bis zum aktuellen Monitoring anhielt. In Deutschland verbesserte sich der Indikator seit 2018 von einer negativen Bewertung über eine kritische Bewertung zu einer positiven Bewertung im letzten Jahr, aktuell liegt wieder eine negative Bewertung vor. In Bayern verblieb der Indikator im roten Bereich, was aber auch auf eine mangelnde Datenverfügbarkeit zurückzuführen ist.

Abbildung 65

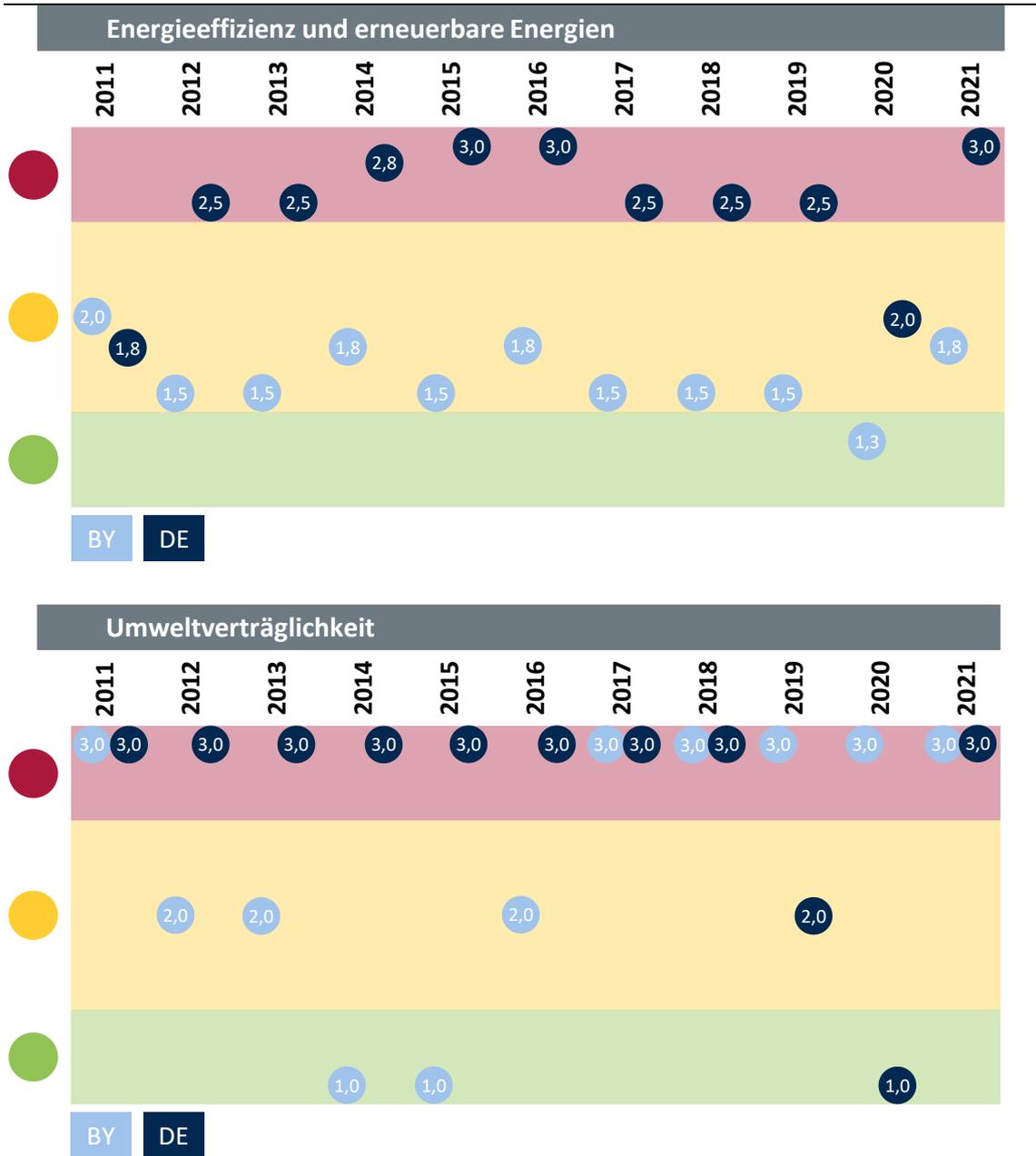
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Abbildung 66

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 (2021a und vorherige)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2020

AG Energiebilanzen (2021b und vorherige)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021

AG Energiebilanzen (2021c und vorherige)

Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2020

Agora Energiewende (2020)

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

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

BAFA (2021 und vorherige)

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

Bayerisches Landesamt für Statistik (2021 und vorherige)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, 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)

BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021 – Haushalte und Industrie

BDEW (2021d und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000 (Stand 06/2021)

<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-der-beheizungsstruktur-im-wohnungsneubau-deutschland-ab-2000/>

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/>

BMVI 2020 und vorherige

Verkehr in Zahlen 2020/2021

BMWi (2021 und vorherige)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2021a und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

BNetzA (2021b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, www.bundesnetzagentur.de

BNetzA (2021c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Viertes Quartal 2020

BNetzA (2021d und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020

BNetzA (2021e und vorherige)

www.netztransparenz.de

BNetzA (2021f und vorherige)

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

BNetzA (2021g und vorherige)

Monitoring des Stromnetzausbaus - Zweites Quartal 2021

BNetzA (2021h 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 (2021 und vorherige)Strompreise, Eurostat Data Explorer, https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en**Fraunhofer ISE (2021 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-leipzig/>, zugegriffen 20.12.2021

LFU (2018)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Umwelt

Netzentwicklungsplan (2015)

Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

r2b, consentec, TEP, Fraunhofer ISI (2019)

Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten

Statistische Ämter der Länder (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 (2021 und vorherige)

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

Statistisches Bundesamt (2021a und vorherige)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2021b und vorherige)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2021c und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2021

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	Zusammenfassung der Ergebnisse des 11. Monitorings
Abbildung 02	Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren
Abbildung 03	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 10. Monitoring für das Jahr 2020
Abbildung 04	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 05	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 06	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2028
Abbildung 07	Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung
Abbildung 08	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern
Abbildung 09	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 10	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)
Abbildung 11	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)
Abbildung 12	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 13	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 14	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 15	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 16	Entwicklung Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern zwischen Januar 2021 und November 2022, TWh Hu
Abbildung 17	Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland
Abbildung 18	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 19	Industriestrompreise in Deutschland
Abbildung 20	Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2021
Abbildung 21	Zusammensetzung des Industriestrompreises, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh
Abbildung 22	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 23	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 24	Erdgaspreise für Gewerbekunden
Abbildung 25	Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 26	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 27	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte
Abbildung 28	Erdgaspreise für Haushaltskunden
Abbildung 29	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 30	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 31	Stromverbrauch
Abbildung 32	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern
Abbildung 33	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 34	Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland
Abbildung 35	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 36	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 37	Anteil erneuerbarer Energien Bayern – altes und neues Ziel
Abbildung 38	Anteil erneuerbarer Energien
Abbildung 39	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger
Abbildung 40	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 41	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 42	THG- und CO ₂ -Emissionen in Bayern
Abbildung 43	Entwicklung der THG-Emissionen
Abbildung 44	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 45	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Industrie
Abbildung 46	Emissionsintensität (CO ₂ energiebedingt) der Industrie
Abbildung 47	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Abbildung 48	THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 49	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 50	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 51	Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland
Abbildung 52	Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 53	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, an allen Wohneinheiten
Abbildung 54	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 55	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 56	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge
Abbildung 57	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 58	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum 1. Januar
Abbildung 59	Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen
Abbildung 60	Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien
Abbildung 61	Bestand an öffentlichen Ladepunkten
Abbildung 62	Bestand an Wasserstofftankstellen
Abbildung 63	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen
Abbildung 64	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs
Abbildung 65	Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
Abbildung 66	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

Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@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 Januar 2023

Weiterer Beteiligter

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

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