

Energie und Klima

# 9. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie

Stand: Januar 2021

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



## Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

## Vorwort

### Mehr Mut und Tempo für zukunftsgerechte Rahmenbedingungen

Mit dem 9. Monitoring der Energiewende legen wir erneut eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Das Ergebnis kann auch dieses Mal nicht zufriedenstellen: In entscheidenden Bereichen fehlen noch immer zukunftsgerechte Rahmenbedingungen. Die vor uns liegenden Herausforderungen bleiben unverändert groß.

Die Versorgungssicherheit ist zwar noch garantiert, eine weitere Verzögerung des Netzausbaus würde uns jedoch vor große Probleme stellen. Jahr um Jahr belasten durch Netzengpässe bedingte Systemsicherheitsmaßnahmen den Strompreis in Milliardenhöhe. Nicht zuletzt kann Deutschland aufgrund europäischer Anforderungen nur mit einem deutlichen Ausbau des Übertragungsnetzes eine Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone verhindern. Andernfalls käme es zu deutlich höheren Strompreisen in Süddeutschland.

Dauerhaft niedrige Industriestrompreise sind die Voraussetzung für einen wettbewerbsfähigen Standort und für die Transformation zu einer möglichst CO<sub>2</sub>-freien Industrie. Vor diesem Hintergrund ist es nicht akzeptabel, dass Deutschland noch immer zu den Ländern mit den höchsten Strompreisen gehört. Die Deckelung der EEG-Umlage ist ein erster wichtiger Schritt, weitere Schritte müssen folgen. Mittelfristig muss die EEG-Umlage unter die Fünf-Cent-Marke gedrückt werden. Zusätzlich müssen die Netzentgelte bezuschusst und die Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum abgesenkt werden.

Trotz vergangener Erfolge brauchen wir beim Ausbau der erneuerbaren Energien mehr Tempo. Aufgrund des höheren Strombedarfs im Zuge der Dekarbonisierung und der schärferen Klimaziele auf EU-Ebene ist dies unerlässlich. Weiterhin bestehende Hemmnisse sind daher dringend zu beseitigen.

Die Energiewende kann nicht unsichtbar realisiert werden. Wir werden sie nur zum Erfolg führen, wenn wir akzeptieren, dass sie mit Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie Stromnetzen auch in der Landschaft sichtbar wird. Dies klar zu benennen und dafür einzustehen, braucht mehr Mut und Entschlossenheit auf allen politischen Ebenen.

Bertram Brossardt  
20. Januar 2021



# Inhalt

<b>1</b>	<b>Das Wichtigste in Kürze</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Hintergrund und Ziele der Energiewende</b>	<b>4</b>
2.1	Deutschland	4
2.2	Bayern	6
<b>3</b>	<b>Aufbau und Bewertung des Monitorings</b>	<b>8</b>
3.1	Fokus Stromversorgung	8
3.2	Aspekte und Indikatoren	8
3.2.1	Versorgungssicherheit	10
3.2.2	Kosten	10
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	11
3.2.4	Umweltverträglichkeit	11
3.3	Bewertungsschema	11
<b>4</b>	<b>Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse</b>	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>Ergebnisse des 9. Monitorings</b>	<b>15</b>
5.1	Versorgungssicherheit	15
5.1.1	Kraftwerke	16
5.1.2	Netze	25
5.2	Bezahlbarkeit	36
5.2.1	Industriestrompreise	37
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage	40
5.2.3	Strompreise für private Haushalte	42
5.2.4	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	43
5.2.5	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	44
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	47
5.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	47
5.3.2	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	50
5.3.3	Energieproduktivität	51
5.3.4	Primärenergieverbrauch	54
5.3.5	Ausbau der erneuerbaren Energien	55
5.4	Umweltverträglichkeit	58
5.4.1	Gesamte THG-Emissionen	58

5.4.2	Energiewirtschaft	62
5.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	63
5.4.4	Private Haushalte	68
5.4.5	Verkehr	73
5.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	83
<b>6</b>	<b>Zusammenfassende Bewertung</b>	<b>88</b>
6.1	Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Deutschland	88
6.2	Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Bayern	89
	Literaturverzeichnis	94
	Abbildungsverzeichnis	100
	Tabellenverzeichnis	103
	Ansprechpartner / Impressum	104

# 1 Das Wichtigste in Kürze

## Versorgungssicherheit in Bayern gewährleistet, wesentliche Indikatoren weiterhin kritisch

Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen erhebliche Herausforderungen für die Stromversorgung. Durch die bereits erfolgte und für die Zukunft geplante Stilllegung der Kernkraftwerke ist die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, nicht mehr ohne Veränderungen in der Beschaffungsstrategie und der Infrastruktur gewährleistet. Die letzten beiden bayerischen Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 abgeschaltet. Dazu kommen noch zwei größere Kohlekraftwerke in Bayern, die gemäß Kohleausstieg, auf den sich Bund und Länder geeinigt haben, bis spätestens 2038 vom Netz gehen müssen.

Der Fokus des hier vorgestellten Monitorings der Energiewende in Bayern und Deutschland liegt auf der Stromerzeugung und Stromversorgung. Ergänzend werden die Aspekte Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit betrachtet. Das Monitoring wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die vorliegende neunte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2019. Soweit Daten für 2020 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring verbesserten sich in Deutschland mit der Entwicklung der Haushaltsstrompreise und den Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zwei Indikatoren von einer negativen (roten) zu einer kritischen (gelben) Bewertung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch lag weiter im positiven Bereich. Der Industriestrompreis ist unverändert kritisch zu bewerten. Die Stromausfallzeit gemessen am System Average Interruption Duration Index (SAIDI) lag wieder im grünen Bereich. Alle weiteren Indikatoren lagen für Deutschland im negativen Bereich.

In Bayern kam es zu einem deutlichen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch sowie zu einer Verbesserung bei der Entwicklung des Stromverbrauchs. Die Bewertung der Bezahlbarkeit von Strom in Deutschland und Bayern lag weiterhin im kritischen Bereich, auch wenn sich der Haushaltsstrompreis 2019 positiv entwickelt hat. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet (gelbe Ampel im Vergleich zu rot), was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen ist. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte überproportional positiv auf den Anteil erneuerbarer Energien und die Primärenergieproduktivität aus. Aufgrund der Senkung der THG-Emissionen verbesserte sich Deutschland bei der Umweltverträglichkeit (von rot auf gelb) und wird dadurch besser als Bayern bewertet.

Abbildung 1

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019

	Deutschland	Bayern
<b>Versorgungssicherheit</b>	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) ●
<b>Bezahlbarkeit</b>	↑ 2 (2,5) ●	↑ 2 (2,5) ●
Industriestrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreise	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
<b>Energieeffizienz und Erneuerbare</b>	2,5 (2,5) ●	1,5 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
<b>Umweltverträglichkeit</b>	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 8. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 8. Monitoring aus dem Jahr 2019

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Versorgungssicherheit Deutschlands bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2019 trotzdem gewährleistet. Dazu trugen Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen bei. Von diesen Maßnahmen waren im Jahr 2019 deutlich mehr Strommengen betroffen als im Vorjahr. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen verringerten sich gegenüber 2018 leicht und blieben mit rund 1,2 Milliarden Euro nahe am historischen Höchstwert vom Vorjahr. Für den Winter 2019/2020 war weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Laut Bundesnetzagentur zeigt dies die Bedeutung des zügigen Netzausbaus. Ab dem Winter 2018/2019 war jedoch keine Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten mehr erforderlich, wozu vor allen Dingen die Einführung

## Das Wichtigste in Kürze

der Engpassbewirtschaftung zu Österreich beitrug. Insgesamt blieb Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die erwartete künftige Entwicklung fließt nicht in diese Bewertung ein.

Die Strompreise entwickelten sich je nach Sektor unterschiedlich. Im Vergleich zu 2010 stiegen die Preise für die privaten Haushalte. Die Steigerung lag über der Teuerungsrate der Verbraucherpreise. Die Entwicklung des Industriestrompreises verlief je nach Abnahmeklasse unterschiedlich. In einer von drei Abnahmeklassen sanken die Preise im Vergleich zu 2010, in den restlichen beiden stiegen sie an. Im Vergleich zum letzten Monitoring ist die Bewertung der Industriestrompreise unverändert.

Die Energieeinsparungen in Deutschland waren weiterhin unzureichend. Die Indikatoren der Energieeffizienz zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Effizienzzielen insgesamt immer mehr entfernte. Der Stromverbrauch, die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch verfehlten im Jahr 2019 die Ziele erneut. Dagegen stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch weiter an; hier blieb Deutschland auf dem Weg der Zielerreichung. In Bayern ging der Stromverbrauch leicht zurück. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Bayern verschlechterte sich von grün zu gelb. Der Primärenergieverbrauch stieg leicht an, lag aber weiter auf dem Zielpfad. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stagnierte, lag aber ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die THG-Emissionen in Deutschland verringerten sich 2019 laut einer Schätzung des Umweltbundesamtes (UBA) erneut deutlich um 6,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Diese Reduktion ist vor allen Dingen auf Verringerungen der THG-Emissionen der Energiewirtschaft zurückzuführen. In Bayern lagen die zuletzt verfügbaren Daten für das Jahr 2017 zu den THG-Emissionen pro Kopf mit 7,2 Tonnen CO<sub>2</sub>-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. Im Vergleich zum 8. Monitoring der Energiewende sind bei den meisten Indikatoren 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. Bis zum Jahr 2030 gilt weiterhin das Minderungsziel von 55 Prozent gegenüber 1990, das bereits in dem im Jahr 2010 verabschiedeten Energiekonzept enthalten war. Auf Ebene der EU ist eine Zielverschärfung auf mindestens 55 Prozent zu erwarten. Es ist zum Stand des vorliegenden 9. Monitorings aber noch offen, inwieweit dies mit Veränderungen des deutschen Ziels einhergehen wird.

Zum 1. Januar 2021 trat die Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in Kraft, in der eine Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt wurde. Bis 2030 soll der Anteil am Bruttostromverbrauch nun 65 Prozent betragen und bereits vor dem Jahr 2050 soll eine vollständige treibhausgasneutrale Stromproduktion erreicht werden. Im Vergleich zum EEG 2017, das noch zum Zeitpunkt des 8. Monitorings galt, haben sich damit die Ziele für 2030 und 2050 deutlich erhöht.

Tabelle 1

## Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
<b>Klimaschutz</b>				
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 %	55 % (nach Klimaschutzgesetz)	70 %	Treibhausgasneutralität (nach Klimaschutzgesetz)  (bisher galt ein Minde- rungsziel von 80-95 % ggü. 1990)
<b>Erneuerbare Energien</b>				
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	65 % <i>(nach EEG 2017 galten bisher 50 %)</i>		100 % be- reits vor 2050  <i>(nach EEG 2017 galten bisher 80 %)</i>
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %
<b>Stromverbrauch</b>				
Verringerung gegenüber 2008	10 %			25 %
<b>Primärenergieverbrauch</b>				
Verringerung gegenüber 2008	20 %			50 %
<b>Endenergieproduktivität</b>				
Steigerung 2008 bis 2050			2,1 % p. a.	

Quellen: Bundesregierung 2011, 2019.

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 wurden beziehungsweise werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon zwei Kraftwerke 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	31. Dezember 2022

Quellen: Atomgesetz, E.ON 2015.

## 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.

Das Kabinett der Bayerischen Staatsregierung brachte bereits im November 2019 ein Bayerisches Klimaschutzgesetz auf den Weg, das am 23. November 2020 im Landtag verabschiedet wurde. In diesem setzt sich die Bayerische Staatsregierung das Ziel, bis zum Jahr 2030 die THG-Emissionen pro Kopf um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 zu senken beziehungsweise auf weniger als fünf Tonnen. Bis spätestens 2050 soll Klimaneutralität in ganz Bayern erreicht werden, in der Verwaltung schon bis 2030.

Tabelle 3

## Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2022	2025	2030	spätestens bis 2050
<b>Klimaschutz</b>				
THG-Emissionen		5,5 t energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Einwohner und Jahr	unter 5 t THG-Emissionen pro Einwohner und Jahr	THG-Neutralität
<hr/>				
<b>erneuerbare Energien</b>				
Anteil an der Bruttostromerzeugung		rund 70 %		
	Ausbauziele:	davon (Schätzung):		
Wasserkraft	+ 1 TWh	23–25 %		
PV	+ 3,2 GWp	22–25 %		
Windenergie	10 TWh	14–16 %		
Biomasse	+ 1 GW	5–6 %		
Tiefengeothermie	Kein Stromziel	1 %		
Anteil am EEV*		20 %		
<hr/>				
<b>Stromverbrauch</b>		möglichst konstant		
<hr/>				
<b>Primärenergieverbrauch</b>		10 %		
Verringerung gegenüber 2010				
<hr/>				
<b>Primärenergieproduktivität</b>		25 %		
Steigerung gegenüber 2010				

\* EEV = Endenergieverbrauch Quellen: StMWi 2019, 2015.

## 3 Aufbau und Bewertung des Monitorings

### Stromversorgung in Bayern und Deutschland auf dem Prüfstand

#### 3.1 Fokus Stromversorgung

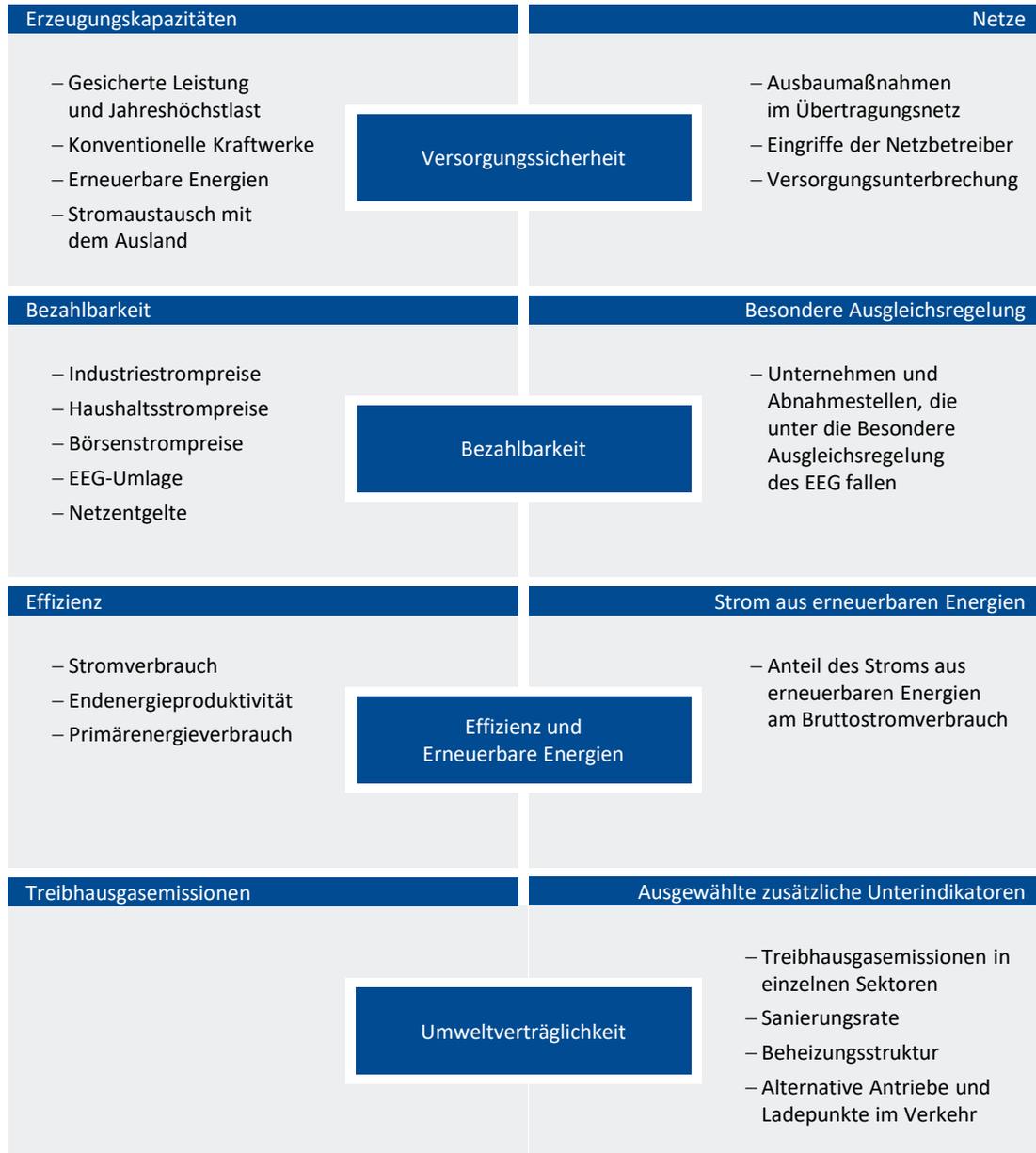
Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen. Durch die teilweise bereits erfolgte und für die Zukunft geplante Stilllegung aller Kernkraftwerke steht die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, vor großen Veränderungen. Insbesondere wird sie voraussichtlich nicht mehr vollständig durch Kraftwerke auf bayerischem Boden erfolgen können. Der Fokus des aktuellen Monitorings liegt auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende neunte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2019. Soweit Daten für 2020 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.

#### 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 Sicherheit der Stromversorgung 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)

### 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
- Haushaltsstrompreis
- 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
- 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 bisher 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. Deshalb 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, wurde dieses verwendet. Quantifizierte Ziele lagen für Deutschland unter anderem für das Jahr 2020 und 2030 vor. In Bayern bezogen sich die Ziele in der Regel auf das Jahr 2025. 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 für Bayern 2010 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 2050 sowohl in Deutschland als auch in Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung der Erreichung dieser Ziele im Bereich *Umweltverträglichkeit* wurden im Monitoring die THG-Emissionen herangezogen. Seit dem achten Monitoring wird der Indikator um Unterindikatoren ergänzt, welche unterschiedliche Aspekte der Klimaverträglichkeit beschreiben. Die Beiträge dieser 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

### Stromversorgung gesichert, aber teuer – Bayern und Deutschland nicht auf Zielpfad bei der Umweltverträglichkeit

Im Jahr 2018 gehörte Deutschland im europäischen Vergleich nach wie vor zu den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die Versorgungssicherheit blieb gewährleistet. Allerdings waren in mehr als der Hälfte aller Stunden im Jahr Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen erforderlich. Diese und weitere Maßnahmen trugen dazu bei, dass die Kosten für Netz- und Systemdienstleistungen mit 1,436 Milliarden Euro weiter auf historisch hohem Niveau verblieben. Im Jahr 2018 wurden insgesamt 171 Kilometer an Leitungskilometern im Übertragungsnetz zugebaut (zum Vergleich: 138 km im Jahr 2017).

Die zur Sicherstellung der Stromversorgung benötigten Reserven waren im Winter 2017/2018 gegenüber dem Vorjahreswinter 2016/2017 rund 17 Prozent größer.

Die Strompreise verblieben im Jahr 2018 auf hohem Niveau. Die Haushaltsstrompreise sanken gegenüber dem Vorjahr etwas. Die Industriestrompreise entwickelten sich nach Verbrauchsklassen differenziert. In zwei von drei Abnahmeklassen kam es zu leichten Preisrückgängen gegenüber dem Vorjahr. Damit stiegen die Preise insgesamt gegenüber 2008 deutlich stärker als die jeweils als Maßstab herangezogenen allgemeinen Preisindizes (Produzentenpreisindex bzw. Verbraucherpreisindex).

Die Energieeffizienz blieb in der Periode des 8. Monitorings in Deutschland auf (zu) niedrigem Niveau. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch war 2018 höher als 2017; der Wert lag damit weiter deutlich über dem Zielpfad. In Bayern entsprach der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung dem Zielpfad und nahm damit gegenüber dem Vorjahr zu. Der Stromverbrauch stieg an und lag damit oberhalb des Zielpfades. Der PEV entwickelte sich weiter positiv unterhalb des Zielpfades.

Die THG-Emissionen sanken 2018 in Deutschland leicht. In Bayern blieben sie zwischen 2014 und 2017 auf konstantem Niveau. Damit lagen ihre Werte in beiden Fällen oberhalb des jeweiligen Zielpfades und erhielten eine negative Bewertung.

Abbildung 3

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 8. Monitoring für das Jahr 2018

	Deutschland	Bayern
<b>Versorgungssicherheit*</b>	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) ●
<b>Bezahlbarkeit</b>	2,5 (2,5) ●	2,5 (2,5) ●
Industriestrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
<b>Energieeffizienz und Erneuerbare</b>	2,5 (2,5) ●	1,5 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs**	3 (3) ●	↓ ↓ 3 (1) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	↑ ↑ 1 (3) ●
<b>Umweltverträglichkeit</b>	3 (3) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen***	3 (3) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 7. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 7. Monitoring aus dem Jahr 2018

- \* Der Indikator *Gesicherte Leistung* im Bereich *Versorgungssicherheit* wird ab dem 9. Monitoring nicht mehr quantitativ anhand einer Ampel bewertet. Die Ergebnisse des 8. Monitorings wurden entsprechend angepasst.
- \*\* Die Entwicklung des Stromverbrauchs in Bayern wurde im 8. Monitoringbericht mit einer grünen Ampel bewertet. Aufgrund einer Revision der Schätzwerte wurde die Ampel nun nachträglich auf rot gesetzt.
- \*\*\* Aufgrund der Ziele der Bayerischen Staatsregierung, die sich nun auf die gesamten THG-Emissionen beziehen, werden seit dem 8. Monitoringbericht die THG-Emissionen und nicht mehr die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen als Indikator verwendet.

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

## 5 Ergebnisse des 9. Monitorings

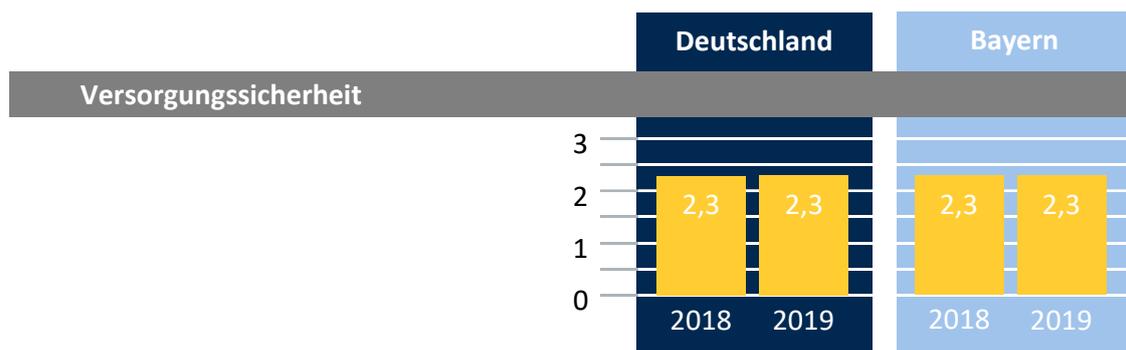
### 5.1 Versorgungssicherheit

Abbildung 4

Bewertung der Versorgungssicherheit

	Deutschland	Bayern
<b>Versorgungssicherheit</b>	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



Der Indikator *Gesicherte Leistung* wird ab dem 9. Monitoring nicht mehr quantitativ anhand einer Ampel bewertet. Grund hierfür ist die steigende Bedeutung des Stromaus-tauschs mit dem Ausland beziehungsweise im Fall von Bayern auch mit dem restlichen Bundesgebiet.

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.

Für Deutschland kommt eine Analyse im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) (r2b 2019) zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit als Deckung der Nachfrage an den Strommärkten trotz Kohleausstieg bis 2030 gesichert sei.

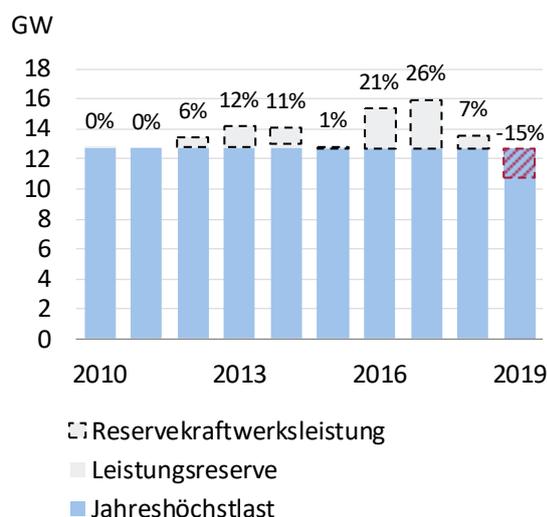
Abbildung 5

## 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:

## Ergebnisse des 9. Monitorings

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2019 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Im Jahr 2019 betrug der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast 12 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 mit 3,1 GW erstmals gegenüber dem Vorjahr sank. Seit dem Winter 2018/2019 werden keine ausländischen Kraftwerke mehr für die Reserve benötigt.
- Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2019/2020 lag mit 6,6 GW in der gleichen Größenordnung wie im Vorjahr.
- 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 2019 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt. Im Jahr 2019 waren zur Deckung der Höchstlast in Bayern zusätzlich Stromimporte erforderlich (Abbildung 5). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2018/2019 blieb mit 2,5 GW auf dem Niveau des Vorjahres.

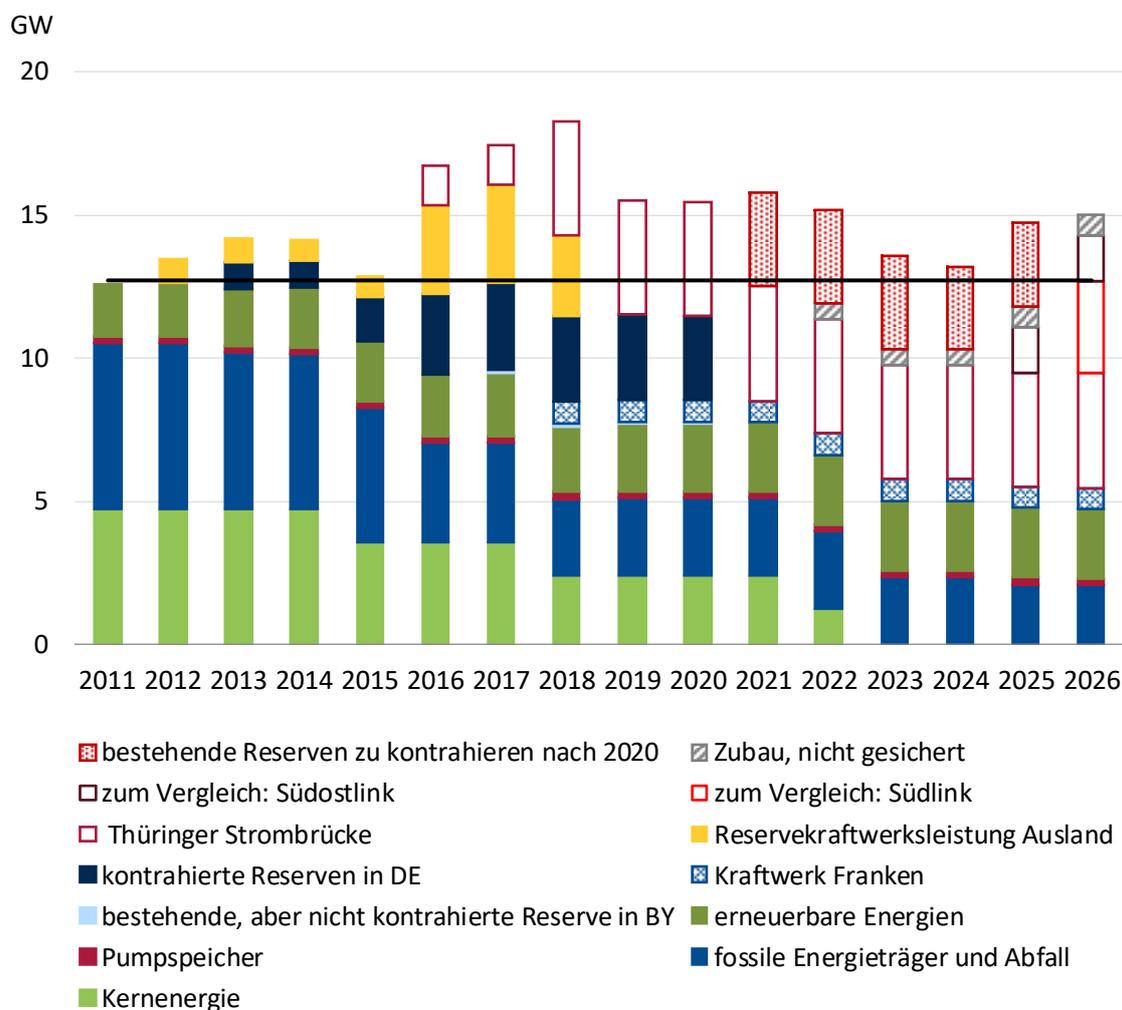
Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe Abbildung 6). Mit vorwiegend Wasserkraft- und Biomasseanlagen tragen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bisher nur wenig zur gesicherten Leistung bei. Windkraft- und Solaranlagen waren aufgrund ihrer Witterungsabhängigkeit dazu nicht geeignet.

Die gesicherte Leistung bayerischer Kraftwerke reichte im Jahr 2019 nicht aus, um die Höchstlast in Bayern zu decken. Die bekannten Planungen neuer Kapazitäten lassen nicht darauf schließen, dass sich dies in den folgenden Jahren ändern wird. Unter Berücksichtigung der bereits kontrahierten Reservekraftwerkskapazitäten wird nach derzeitigem Stand die Bedeutung der Stromimporte und damit des Netzausbaus weiter zunehmen.

Im Strommarktgesetz 2016 sind unter anderem folgende Maßnahmen vorgesehen, die eine sichere Stromversorgung gewährleisten sollen:

- Die Übertragungsnetzbetreiber können weiterhin mit Zustimmung der BNetzA von den Betreibern zur Abschaltung angemeldete Kraftwerke als Netzreserve unter Vertrag nehmen und im Bedarfsfall zur Netzstabilisierung Strom erzeugen lassen.
- Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 soll schrittweise eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes in Höhe von 2 GW zur Sicherung der Stromversorgung gebildet werden.

Abbildung 6  
Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026



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 ab 2021/2022 verfügbar sein müssen. 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 Bayern und Baden-Württemberg geplant. Am 9. Januar 2018 verkündete der Kraftwerksbetreiber Uniper, dass er vom zuständigen Netzbetreiber

TenneT den Zuschlag für die Errichtung eines 300-MW-Gaskraftwerkes erhalten habe, das ab 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird. Auf zwei Ausschreibungen von 300 MW des Übertragungsnetzbetreibers Amprion im Bereich Bayerisch-Schwaben bewarben sich, trotz konkreter Pläne, keine Betreiber. Der Grund hierfür waren nach Aussage möglicher Investoren die Konditionen der Ausschreibung.

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. 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 2023 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. Die Trendentwicklung des Stromverbrauchs deutet für Bayern – anders als für Deutschland insgesamt, wo die Höchstlast zwischen 2010 und 2018 konstant blieb – allerdings einen steigenden Stromverbrauch an.

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. 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 reichten dazu im Januar 2018 den Antrag auf Baugenehmigung ein. Allerdings sprach sich im Januar 2019 der Gemeinderat in Unterföhring gegen den Bau des Kraftwerkes aus. Die Stadtwerke München gaben am 11. November 2020 bekannt, dass sie dennoch weiter ein Gaskraftwerk zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Unterföhring planen würden.

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

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist, mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlage in Irsching, 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 2019</i>	<i>Anmerkung</i>
München/ Unterföhring	300	Erdgas	k. A.	In Planung – Genehmigung durch Gemeinderat abgelehnt. Stadtwerke halten an Planungen fest.	-
Irsching	300	Erdgas	2022	In Planung – Zuschlag zur Errichtung durch Netzbetreiber erteilt.	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp – Genehmigung wurde jedoch erteilt.	-
Ulm / Leipheim	max. 600	Erdgas	2021	In Planung, bereits zwei Ausschreibungen scheiterten mangels Bieter.	-
Gundremmingen	k. A.	Erdgas	k. A.	in Planung	-

## Ergebnisse des 9. Monitorings

Gundelfingen	max. 1.200	Erdgas	frühestens 2021	in Planung	-
Energiespeicher Riedl	300	Pumpspeicher	frühestens 2023	im Planfeststellungsverfahren	-
Poschberg	450	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchensee	700	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas	-	abgesagt	-

Quellen: BDEW 2018a, BNetzA 2017a, Handelsblatt 2019, Süddeutsche Zeitung 2019.

In Tabelle 5 sind die kontrahierten Kraftwerkskapazitäten in Bayern und näherer Umgebung dargestellt. In Bayern haben insbesondere die Kraftwerke Irsching 3, 4 und 5 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.

Tabelle 5

## Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Standort	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		2012 (MW)	2013 (MW)	2014 (MW)	2015 (MW)	2016 (MW)	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)
Freimann	BY	160								
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	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
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	580	580
GTKW Darmstadt	HE						95	95	95	95
UPM Augsburg Dampfturbine 3**	BY						29		29	
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY						18		18	
UPM Schongau Dampfkraftwerk	BY						82	82	82	64
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.326	3.331	3.266

\* 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 2018e.

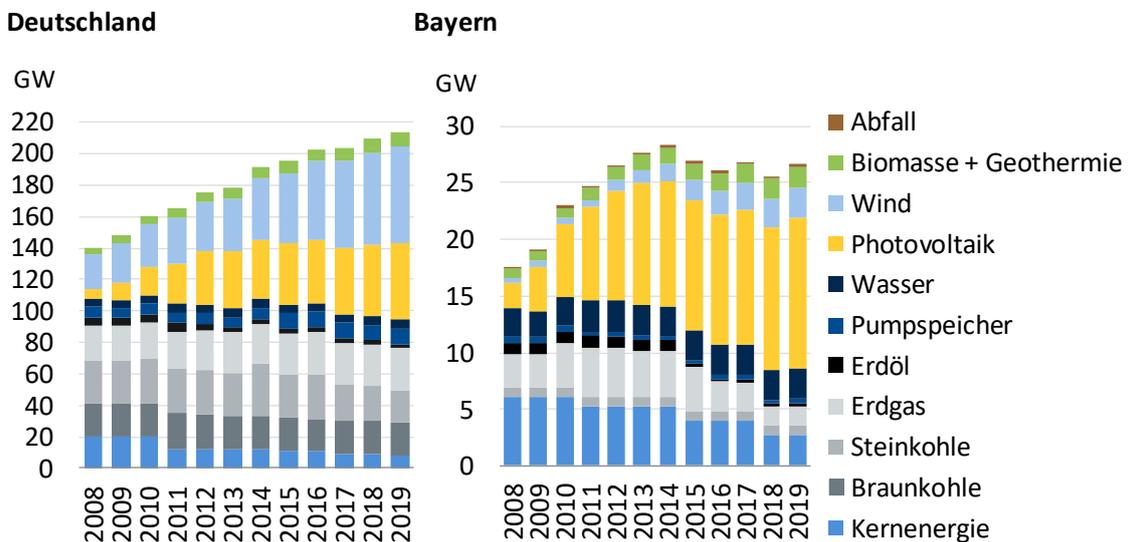
### 5.1.1.2 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2019 von 140 GW auf 220 GW ohne Reservekapazitäten (Abbildung 7). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) lag 2019 mit 89 GW leicht unter dem Wert des Vorjahres (91 GW).

Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland wurde von 2008 bis 2019 von 38 GW auf 124 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Im Jahr 2015 bestand knapp die Hälfte der insgesamt installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, im Jahr 2019 waren es gut 57 Prozent. Seit 2008 entfielen bis 2019 rund 50 Prozent des Zubaus auf PV-Anlagen und 44 Prozent auf Windenergieanlagen. Zwischen 2013 und 2017 kam es zu einer 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 2019 bei 3,8 GW. Der Ausbau von Windkraftanlagen hatte sich seit 2014 beschleunigt und war 2017 mit 6,3 GW Zuwachs so hoch wie nie zuvor. Im Vergleich dazu halbierte er sich 2018 mit 3,3 GW beinahe. Dieser Trend setzte sich im Jahr 2019 fort. Es wurden nur noch 2 GW zugebaut, weniger waren es zuletzt im Jahr 2011 gewesen.

Abbildung 7

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern



Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2019 von knapp 18 GW auf rund 27 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung halbierte sich im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf 6 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 verringerte 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.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2019 von 6 GW auf mehr als 20 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug PV etwa 75 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 kontinuierlich auf 0,5 GW pro Jahr zurück, nahm bis 2019 aber wieder auf 1,1 GW zu.

## 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.

In dem zuletzt im Mai 2019 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 zweiten Quartal 2020 waren von den im EnLAG geplanten 1.825 Leitungskilometern acht noch nicht im Genehmigungsverfahren, 420 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigeverfahren, 444 genehmigt beziehungsweise in Bau und 953 Kilometer realisiert (zum Vergleich: 881 km im dritten Quartal 2019). Das entspricht rund 52 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer.
- Im Jahr 2019 wurden 97 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 53 km im Jahr 2018).
- 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

## Ergebnisse des 9. Monitorings

Einschätzung lag zum Zeitpunkt des 6. Monitorings noch bei 80 Prozent und beim 5. Monitoring bei 85 Prozent.

- 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 Mai 2019 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 43 Vorhaben des BBPIG umfassten zum zweiten Quartal 2020 eine Länge von rund 5.830 Leitungskilometern. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 4-GW-Gleichstromleitungen enthalten.

- Zum dritten Quartal 2019 waren von den im BBPIG geplanten rund 5.830 Leitungskilometern 331 Kilometer genehmigt und 372 Kilometer realisiert. Das entspricht gut 6 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2019 wurden 106 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 118 km im Jahr 2018). 77 Kilometer davon entfielen auf das dritte Quartal 2019.
- Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2031 in Betrieb gehen, zum Zeitpunkt des achten Monitorings wurde noch 2030 angegeben.

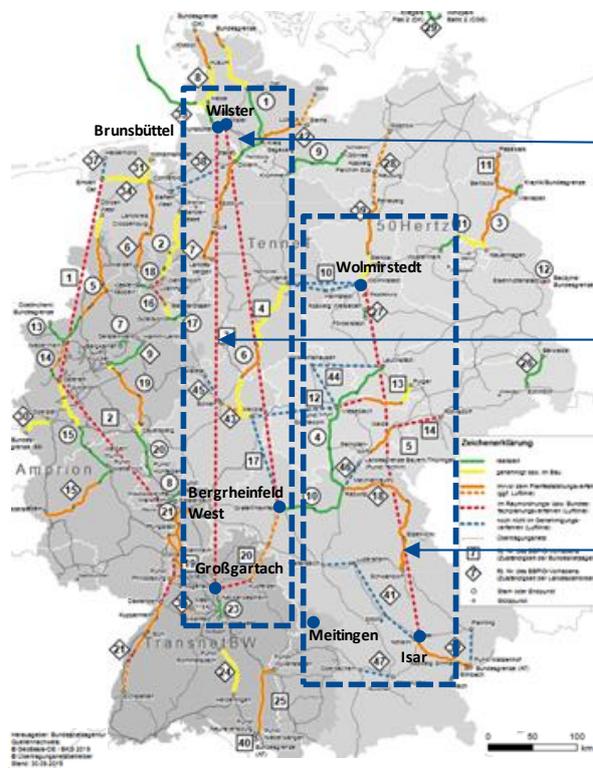
Verzögerungen beim Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2019 lag in Deutschland das Netzelement mit den meisten Eingriffsstunden im Leitungsabschnitt Großkrotzenburg. Mit 1.052 Eingriffsstunden stieg deren Zahl dort gegenüber 2018 um 474 Stunden. Das am stärksten belastete Netzelement in Bayern lag im Gebiet Altheim. Es war das bundesweit am zweitstärksten belastete Element (999 Eingriffsstunden).

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Leitungen SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 8) 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. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber ist die Inbetriebnahme von SuedOstLink im Jahr 2025 geplant. SuedLink soll erst im Jahr 2026 in Betrieb gehen. Bei SuedOstLink befanden sich zum zweiten Quartal 2020 alle 539 Leitungskilometer im Planfeststellungsverfahren, die Fertigstellung von SuedOstLink ist für 2025 vorgesehen. Bei SuedLink befanden sich 198 von insgesamt 1.195 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.

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

Abbildung 8

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



**Vorhaben**

**Wilster - Bergheinfeld-West (SuedLink), 2 GW**

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2026
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

**Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink), 2 GW**

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2026
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

**Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink), 2 GW**

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2025
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung
- Startpunkt und Endpunkt mehrfach geändert (früher Lauchstädt – Meitingen)

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

Quelle: BNetzA 2020g.

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	2026	4
Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	580	2022	2025	3
Mecklar – Grafenrheinfeld	130	2022	2027	5
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2025	5
Grafenrheinfeld - Großgartach	158	2020	2025	5
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2023	3
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2025	2
Raitersach – Altheim	159	2024	2028	4
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018–2022	2028	2–8
Redwitz – Punkt Tschirn	38	2016	2021	5
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2029	7

\* Netzentwicklungsplan; Quellen: BNetzA 2018f, 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 der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (hoher Windanteil in Ostdeutschland) und TenneT (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel PV im bayerischen Teil des Netzes) zu.

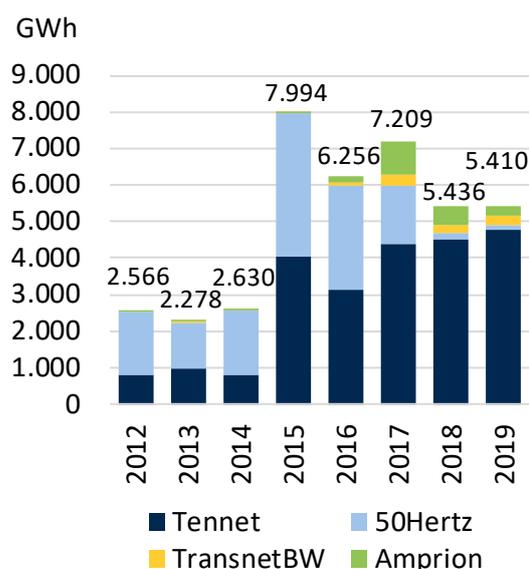
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden 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 2019 stieg der Umfang der Eingriffe der Netzbetreiber in den Netzgebieten von TenneT, TransnetBW und Amprion deutlich, während im Netzgebiet von 50Hertz zunächst ebenfalls ein Anstieg, 2018 aber ein deutlicher Rückgang der Eingriffe zu verzeichnen war (Abbildung 9). Wie im Vorjahr lag die Einspeisereduzierung durch Redispatch im Jahr 2019 insgesamt bei gut 5.400 GWh und machte knapp 1 Prozent am Stromverbrauch aus. Die Einspeisereduzierung war in den Netzgebieten von 50Hertz und Amprion geringer als im Vorjahr, stieg aber in den Netzgebieten von TenneT und TransnetBW. Ein Grund dafür war unter anderem die vollständige Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke am 14. September 2017, die sich bereits im vierten Quartal 2017 positiv bemerkbar machte und 2018 vollständig wirkte.

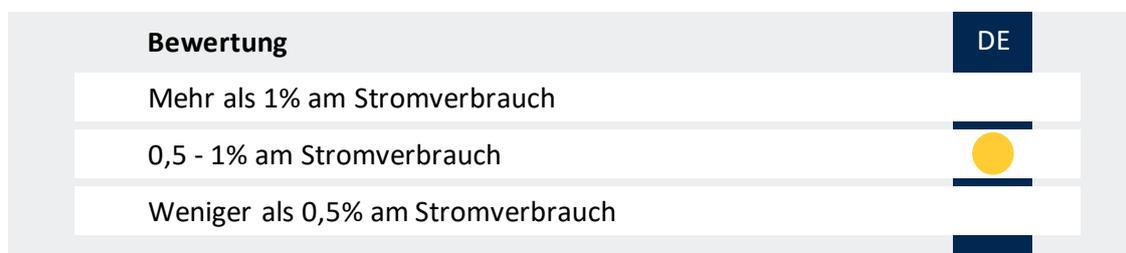
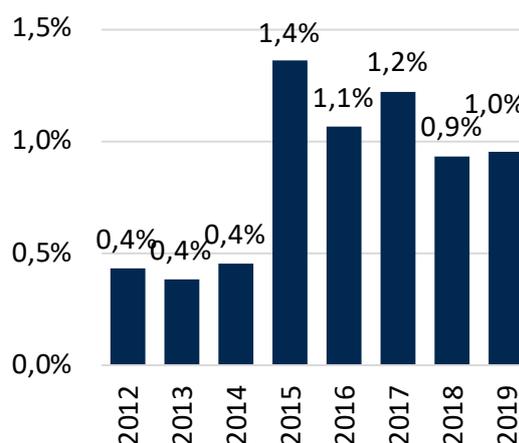
Abbildung 9

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)

Einspeisereduzierung nach Netzbetreiber



Anteil Einspeisereduzierung am Stromverbrauch

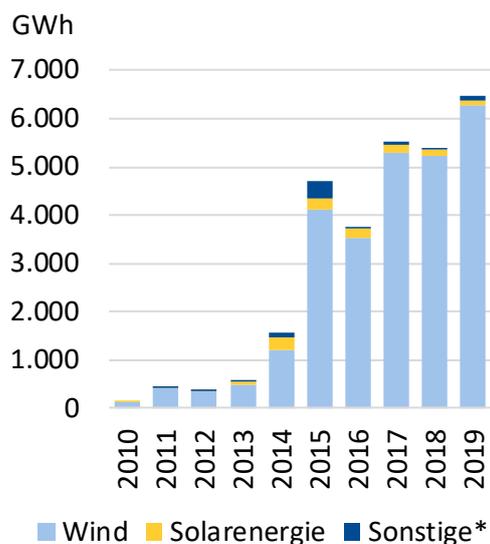


Quelle: BNetzA.

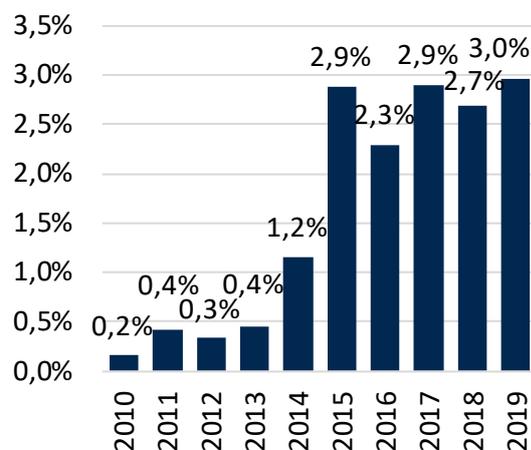
Wenn die Maßnahmen nach § 13.1 EnWG zur Stabilisierung des Stromsystems nicht ausreichen, werden Maßnahmen nach § 13.2 EnWG ergriffen und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. In den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT traf dies in den letzten Jahren immer häufiger auf Windkraftanlagen zu, die aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden mussten. Im Jahr 2019 war die dadurch abgeregeltete Arbeit mit fast 6.500 GWh so hoch wie noch nie. Bereits in den Vorjahren 2017 und 2018 war der Wert mit etwa 5.500 GWh sehr hoch gewesen. Gut 97 Prozent der abgeregelteten Arbeit betrafen die Windenergie. Der Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-Stromerzeugung war 2019 mit 3,0 Prozent etwas höher als im Vorjahr (Abbildung 10) und erreichte einen historischen Höchstwert.

Abbildung 10  
Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)

**Abgeregelte Arbeit nach Erzeugungsart**



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



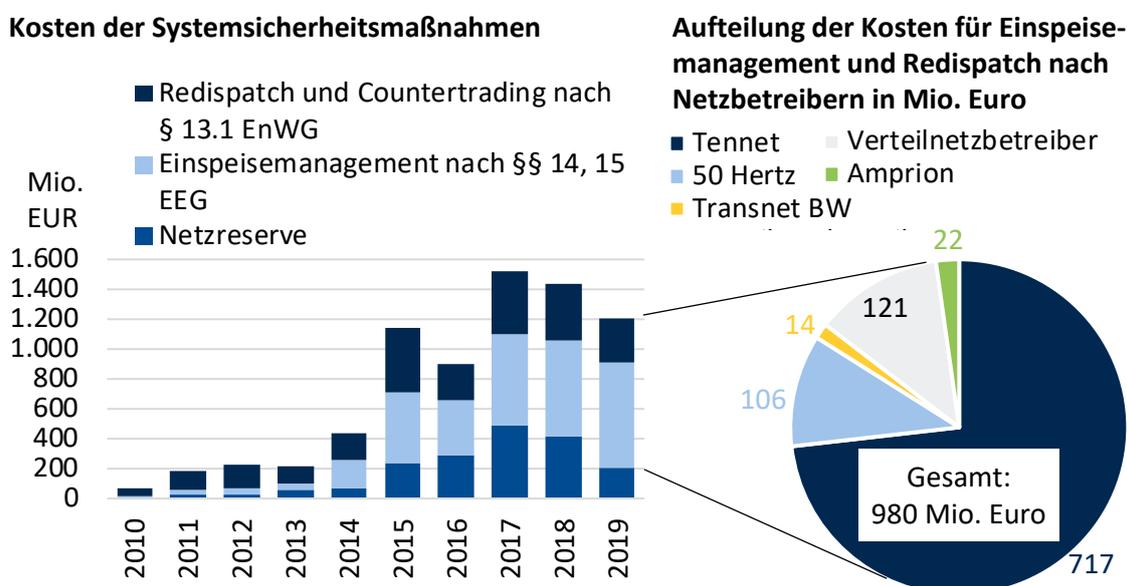
Bewertung	DE
Mehr als 1% der EEG-Stromerzeugung	●
0,5 - 1% der EEG-Stromerzeugung	■
Weniger als 0,5% der EEG-Stromerzeugung	■

Quelle: BNetzA.

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2019 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 1,2 Milliarden Euro. Damit lagen diese Kosten zwar unter den Werten der Vorjahre (2018: 1,44 Milliarden Euro; 2017: 1,51 Milliarden Euro), blieben aber hoch. Mit 710 Millionen Euro entfiel im Jahr 2019 der größte Teil dieser Kosten auf Maßnahmen des Einspeisemanagements, die den historischen Höchstwert des Vorjahres erneut übertrafen (im Jahr 2018 waren es 635 Millionen Euro). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von inländischen sowie ausländischen Reservekraftwerken sanken 2019 im Vergleich zum

Abbildung 11  
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA.

Vorjahr um 52 Prozent auf 199 Millionen Euro. Ein Grund für die große Reduktion war der Wegfall der Kosten durch Reservekraftwerke im Ausland. Die Kosten für Redispatch und Countertrading verringerten sich 2019 gegenüber 2018 um gut 24 Prozent, waren mit 292 Millionen Euro aber noch immer hoch.

Die Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz erforderlich. Hier fielen 84 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, durch deren Abregelung 2019 hohe Kosten entstanden. 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 2019 auf 717 Millionen Euro. Bei 50Hertz entstanden für diese Maßnahmen Kosten in Höhe von 106 Millionen Euro (Abbildung 11).

Nach der offiziellen Prognose vom 1. Juli 2019 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber für 2020 mit einem Anstieg der Kosten für Netz- und Systemdienstleistungen auf 1,762 Milliarden Euro. Bis 2023 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber einen leichten Rückgang auf 1,676 Milliarden Euro. Es wird damit gerechnet, dass die Kosten des Einspeisemanagements von 812 Millionen auf 364 Millionen Euro sinken. Der Anstieg der Redispatchkosten konventioneller Kraftwerke und der Kosten der Netzreserve gleicht diese Senkung

jedoch fast vollständig aus. Die geplanten vorzeitigen Abschaltungen von Kohlekraftwerken im Zuge des Kohleausstieges konnten bei der Prognose (noch) keine ausreichende Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund erscheint derzeit sogar ein noch stärkerer Anstieg der Kosten bis 2023 wahrscheinlich.

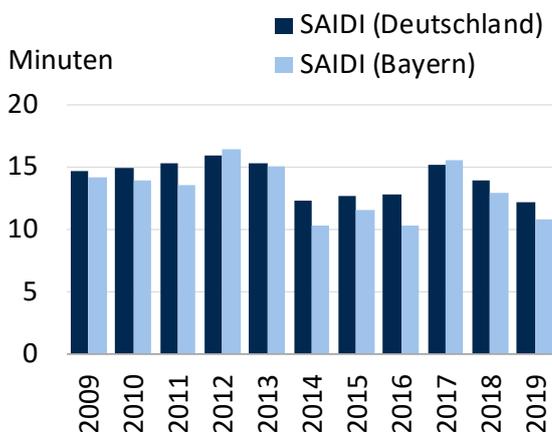
#### 5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

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 12, 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.

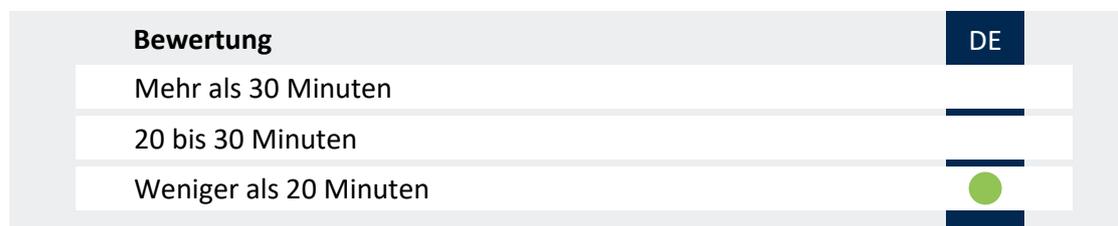
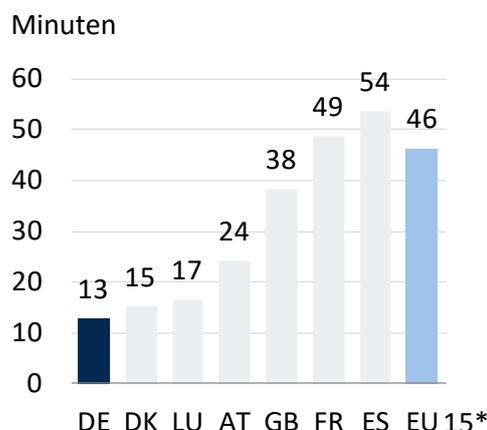
Abbildung 12

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

#### Entwicklung in Deutschland und Bayern



#### SAIDI im europäischen Vergleich 2016



\* ohne Belgien, Finnland und die Niederlande

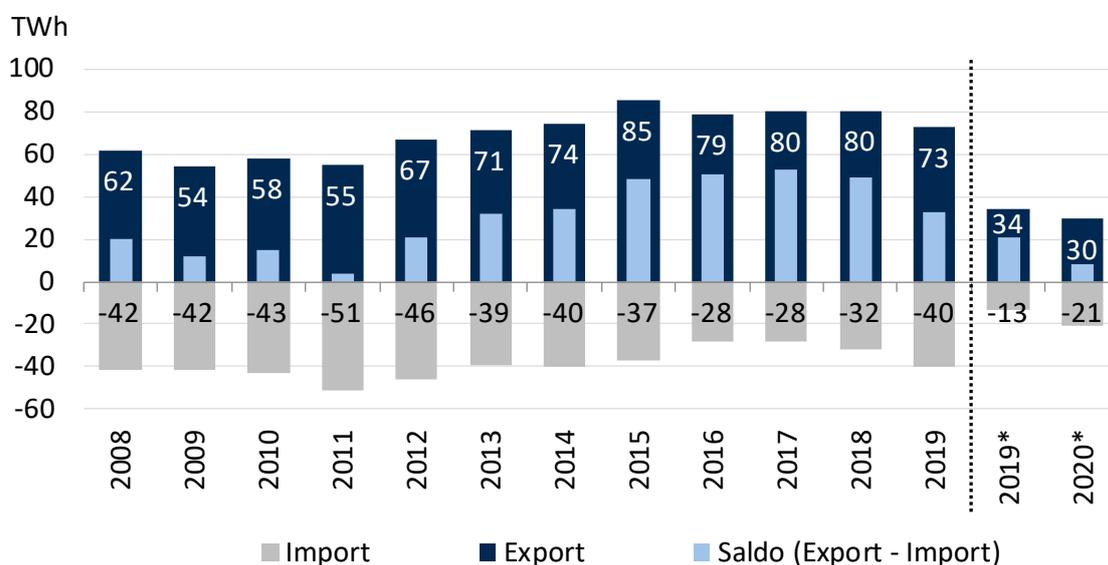
Quellen: BNetzA, CEER Benchmarking Report 6.1: ungeplanter SAIDI ohne Ausnahmefälle.

In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Im Jahr 2019 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,2 Minuten und sank damit leicht im Vergleich zu 2018 (13,9 Minuten). Auch in Bayern nahm der SAIDI-Wert 2019 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 10,8 Minuten. Damit lagen die Werte sowohl in Deutschland als auch in Bayern in etwa wieder auf dem Niveau der Jahre 2014 bis 2016 (Abbildung 12, linke Seite). 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 13  
Stromaustausch mit dem Ausland



\* jeweils bis August

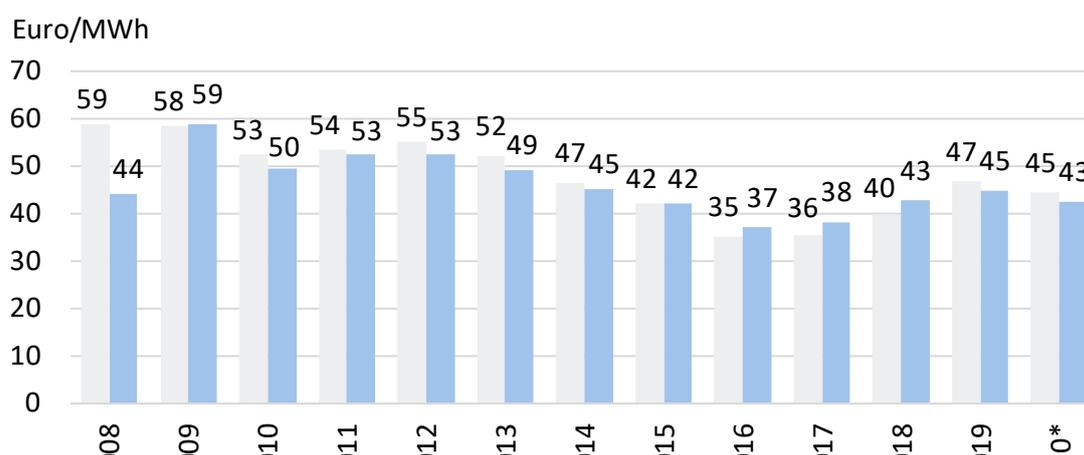
Quelle: ENTSO-E.

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 bleiben. 2019 war erstmals wieder ein deutlicher Rückgang des Exportüberschusses auf 33 TWh zu beobachten. Der Stromexport ging auf 73 TWh zurück. Das war der niedrigste Wert seit 2013. Der Stromimport stieg 2019 um 26 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 40 TWh, nachdem er schon 2018 um 12 Prozent höher als im Vorjahr ausgefallen war (Abbildung 13). Ursachen für den hohen Exportüberschuss 2018 waren die steigende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Betrieb konventioneller Kraftwerke und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland.

Der Anteil an erneuerbaren Energien im europäischen Ausland ist in den vergangenen Jahren ebenfalls deutlich angestiegen. Zwischen 2008 und 2019 erhöhte sich der Anteil am Bruttostromverbrauch in den EU-27 Ländern von 18,5 auf 34 Prozent. Dementsprechend ist bei Stromimporten nach Deutschland ebenfalls von einem steigenden erneuerbaren Anteil auszugehen.

Abbildung 14

### Außenhandelspreise für Strom



\* Stand 20. August 2020

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. Im Jahr 2019 lag der Ausfuhrpreis wieder über dem

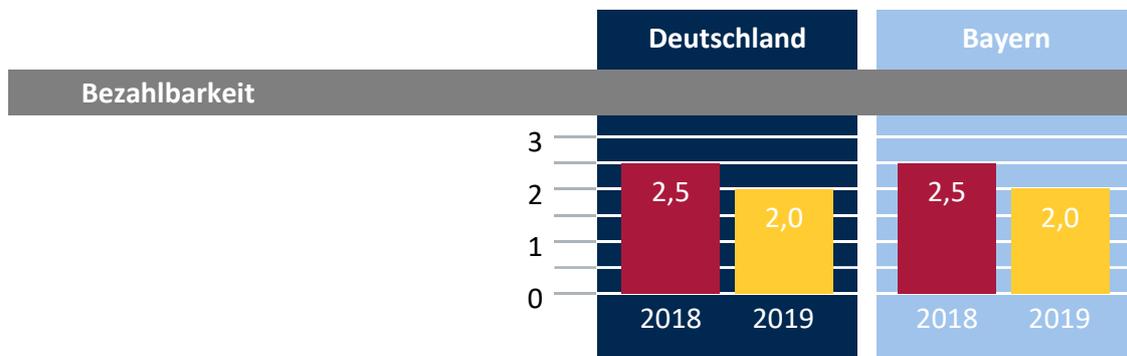
Einfuhrpreis. Abbildung 14 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau bis 2016 deutlich sank, seit 2017 aber tendenziell steigt. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

## 5.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 15  
Bewertung der Bezahlbarkeit

	Deutschland	Bayern
<b>Bezahlbarkeit</b>	↑ 2 (2,5) ●	↑ 2 (2,5) ●
Industriestrompreis	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreis	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●

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



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Strompreise für Endkunden, 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 wird von den Stromkunden über EEG-Umlage und Netzentgelte finanziert. Diese erhöhen den Strompreis für die Mehrzahl der Kunden.

- Die hohe Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien senkt den Börsenstrompreis. Davon profitieren insbesondere stromintensive Industrieunternehmen, die die besondere Ausgleichsregelung (teilweise bis zur fast vollständigen Reduktion der EEG-Umlage) nutzen können.

Wie sich diese Faktoren im Zusammenspiel mit weiteren Einflussgrößen – unter anderem Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, veränderte Kraftwerkseinsatzstruktur – bislang auf die Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen auswirkten, wird im Folgenden dargestellt.

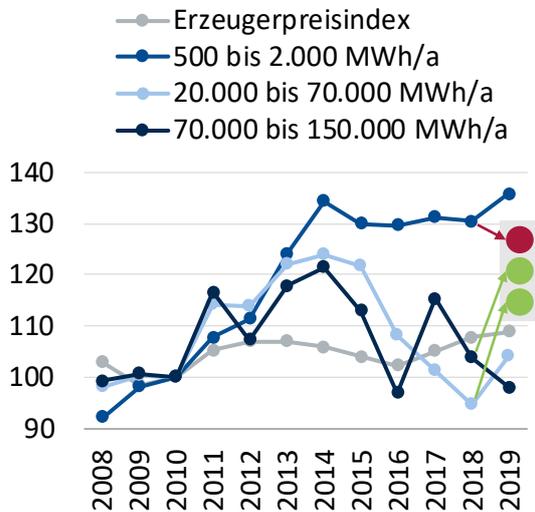
### 5.2.1 Industriestrompreise

Der in den ersten sechs Monitorings besonders untersuchte und für die Indikatoren herangezogene Industriestrompreis stellte den Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis

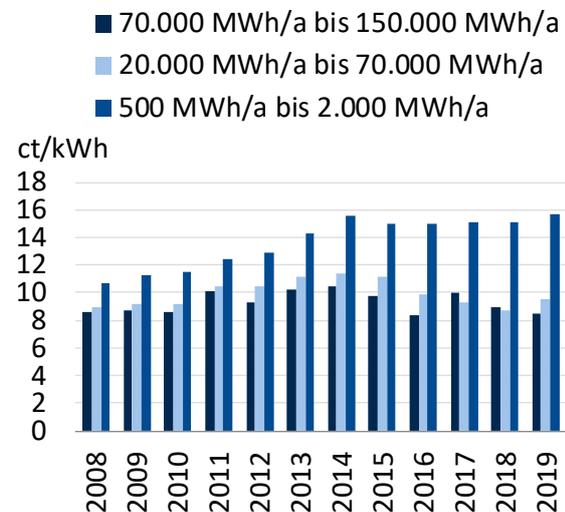
Abbildung 16

#### Industriestrompreise in Deutschland

##### Industriestrompreisindex



##### Industriestrompreise nach Abnahmeklasse



##### Bewertung

DE

> Doppelte Teuerungsrate

> Teuerungsrate

≤ Teuerungsrate

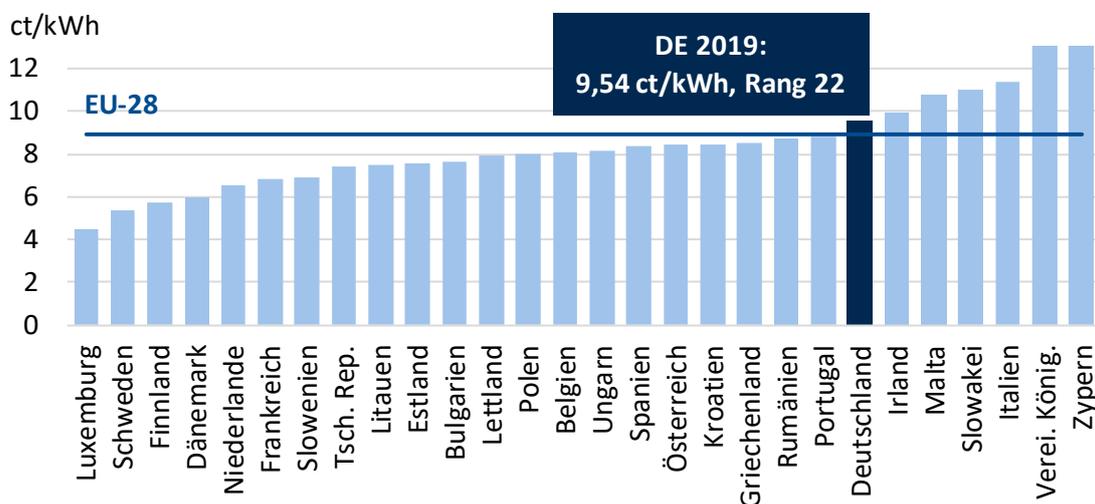
Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben), Statistisches Bundesamt.

70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern/Abgaben) dar. In detaillierten Statistiken wurden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil der Abbildung 16 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 ist. Je nach Abnahmeklasse blieben die Preise danach konstant hoch oder sanken bis 2019 (Abbildung 16). Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist der Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2019 lag der Industriestrompreisindex in zwei Abnahmeklassen auf niedrigerem Niveau als der Erzeugerpreisindex (Abbildung 16, linke Seite). In niedrigeren Abnahmeklassen blieb der Preis seit 2014 konstant hoch und stieg zuletzt sogar weiter (siehe Abbildung 16, rechte Seite).

Abbildung 17

Industriestrompreise in den Staaten der EU-28 im Jahr 2019



Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2018

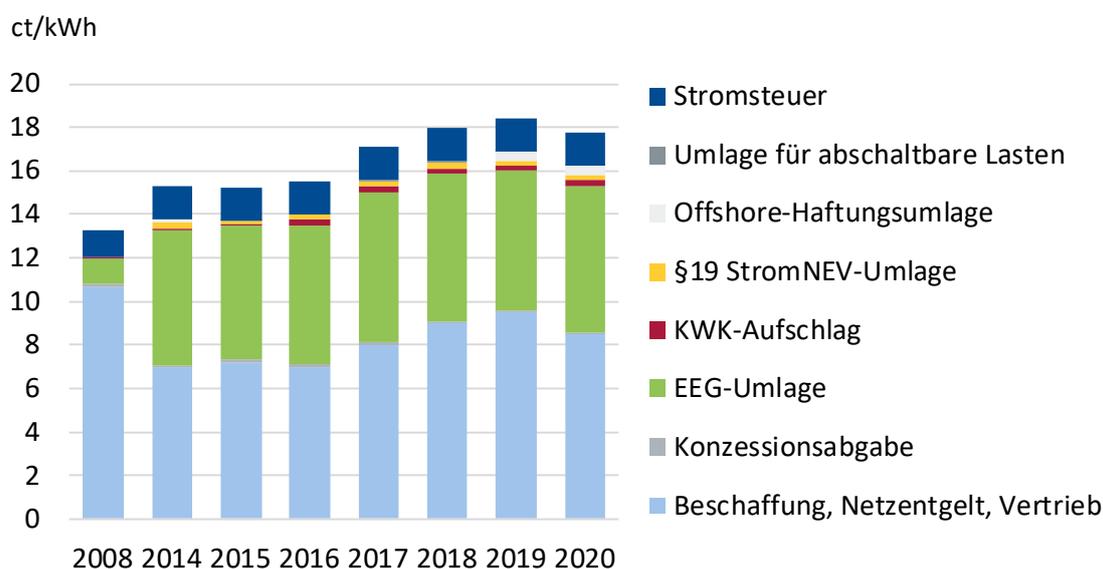
Quelle: Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

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-28-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“. Bis 2016 gab es wenig Veränderungen in der Rangfolge. In den Jahren 2017 und 2018 verbesserte sich Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 20.000 bis 70.000 MWh jeweils um zwei Plätze gegenüber dem Vorjahr von Rang 24 auf Rang 20. Im Jahr 2019 fiel Deutschland jedoch wieder um zwei Plätze (hinter Spanien und Portugal) auf Rang 22 zurück. Im Vergleich zu 2018 stieg der Industriestrompreis im Jahr 2019 von 8,7 auf 9,5 ct/kWh.

Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2019 – wie auch schon in den Jahren davor – in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Der EU-28-Durchschnitt stieg 2019 gegenüber dem Vorjahr um etwa 0,7 ct/kWh. Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-28-Durchschnittswert von 8,9 ct/kWh zählten unter anderem Frankreich, Polen und die Niederlande (Abbildung 17).

Abbildung 18  
Zusammensetzung des Industriestrompreises,  
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



Quelle: BDEW 2020b.

Nachdem der Industriestrompreis in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen war, war 2020 erstmals seit 2015 wieder ein Rückgang zu verzeichnen. Grund dafür war der starke Rückgang im Bereich „Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb“ um etwa 1 ct/kWh auf 8,5 ct/kWh (siehe Abbildung 18), was zugleich den Anteil staatlicher Abgaben am Strompreis erhöht. Der leichte Anstieg der EEG-Umlage trägt dazu in geringerem Maße

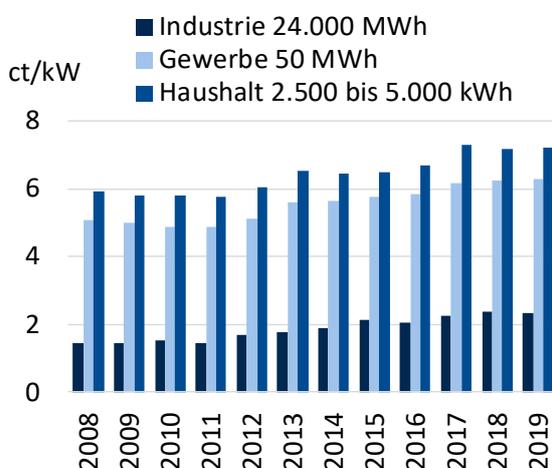
ebenfalls bei. Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machten Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2020 knapp mehr als die Hälfte (52 Prozent) des von der Industrie bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh zu zahlenden Strompreises aus. Das waren drei Prozentpunkte mehr als im Jahr 2019. Im Jahr 2008 lag der Anteil aller staatlich bedingten Abgaben noch bei 19 Prozent.

Den größten Teil der Abgaben machte die EEG-Umlage aus. Neben ihr gewinnen die Netzentgelte zunehmend an Bedeutung für den Strompreis. Mit ihnen werden unter anderem diejenigen Kosten an die Stromkunden weitergegeben, die den Netzbetreibern durch Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität und für den Netzausbau entstehen (Abschnitt 5.1.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh pro Jahr, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, erhöhten sich von 2008 bis 2019 um 60 Prozent (Abbildung 19).

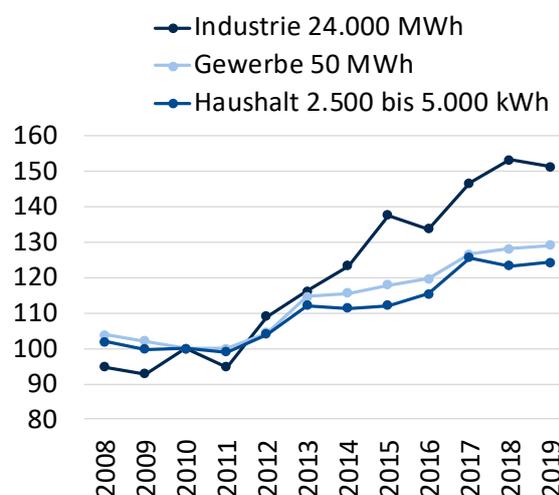
Abbildung 19

Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

**Netzentgelte**



**Preisindizes**



Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

5.2.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

Stromintensive Industrieunternehmen können ihre Stromkosten senken, indem sie von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG Gebrauch machen. Auf Antrag begrenzt 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, muss ein Unternehmen nach den Regelungen im EEG 2017 nachweisen, dass der bezogene und selbst verbrauchte Strom an

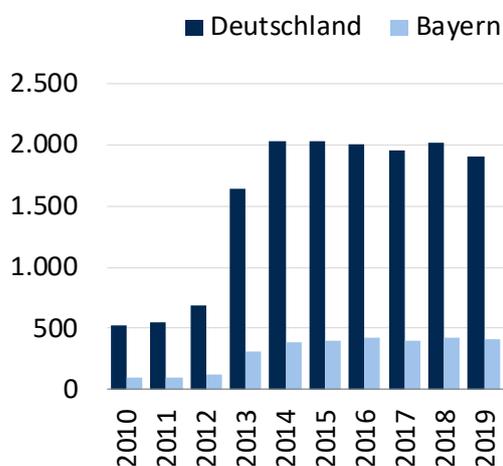
einer Abnahmestelle mindestens 1,0 GWh pro Jahr beträgt. Darüber hinaus muss eine Stromkostenintensität von mindestens 14 beziehungsweise 20 Prozent, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, nachgewiesen werden. Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 5,0 GWh müssen zusätzlich nachweisen, dass sie ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement umsetzen. Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 5,0 GWh im Jahr können ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz einführen.

Die Anzahl der Betriebe, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen, blieb in den letzten Jahren konstant (Abbildung 20). In Deutschland waren es 2019 insgesamt 1.910 Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Die betroffene Strommenge stieg 2019 leicht gegenüber dem Vorjahr und betrug 112,1 TWh. In Bayern sank die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2019 von 421 im Vorjahr auf 410.

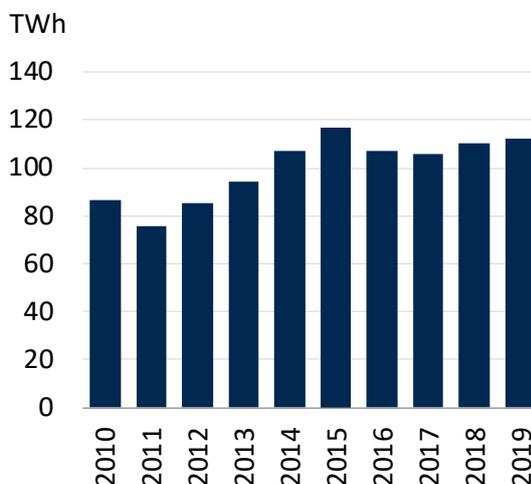
Abbildung 20

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

**Anzahl der Betriebe**



**Betroffene Strommenge**



Quelle: BAFA.

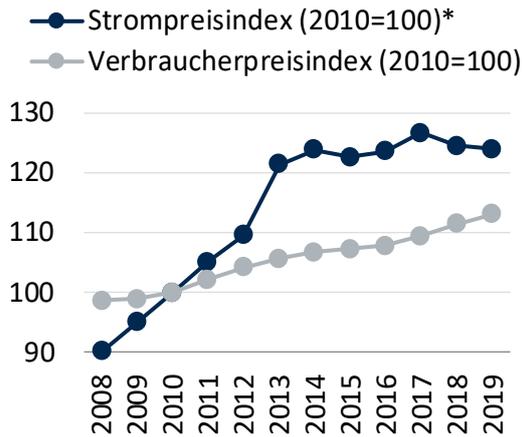
### 5.2.3 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie zählen auch bei den privaten Haushalten in Deutschland die Strompreise zu den höchsten in den EU-28-Staaten. Im Jahr 2019 lag der Haushaltsstrompreis (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in Deutschland EU-weit an der Spitze. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2019 mit 29,8 ct/kWh um 24 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2019 stieg der Strompreisindex damit fast doppelt so stark wie der Verbraucherpreisindex mit 11 Prozent. Während der Verbraucherpreisindex kontinuierlich stieg, blieb der Strompreisindex seit 2014 nahezu konstant (Abbildung 21).

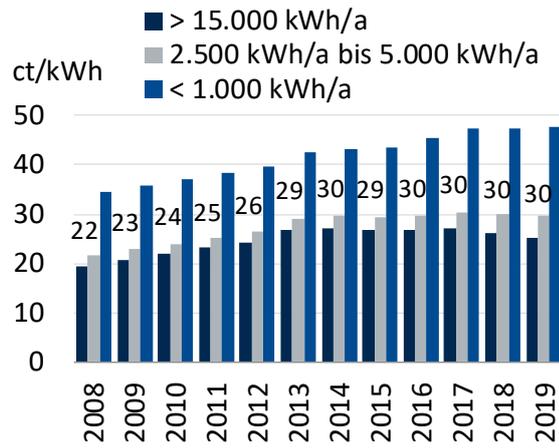
Bei der Entwicklung des Haushaltsstrompreises spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2019 stiegen sie von Jahr zu Jahr und machen seit 2013 über 50 Prozent des gesamten Strompreises aus. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (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 Vergleich zum Vorjahr kam es 2019 zu einer Erhöhung. Seit 2008 stiegen die Netzentgelte um gut 31 Prozent und betragen im Jahr 2019 7,39 ct/kWh (24 Prozent des gesamten Strompreises).

Abbildung 21  
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.

### 5.2.4 Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

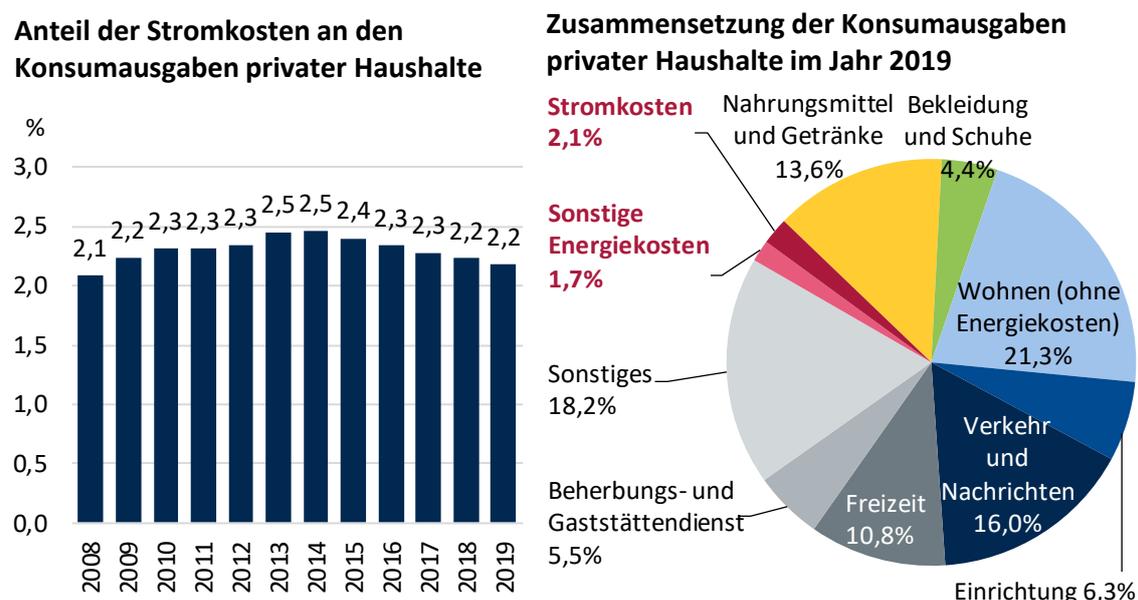
Die Betrachtung des Anteils der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte ermöglicht eine Einordnung der durch den Strombezug entstandenen finanziellen Belastung.

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 (Abbildung 22). Seitdem ist eine leichte Abnahme bis auf 2,2 Prozent im Jahr 2019 festzustellen.

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 2019 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

Abbildung 22

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Quelle: Statistisches Bundesamt.

### 5.2.5 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, CO<sub>2</sub>-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. Im Zeitraum 2011 bis 2016 war er durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich gesunken und lag 2016 bei durchschnittlich 2,9 ct/kWh. Im Jahr 2017 verteuerte er sich durch ansteigende Rohstoffpreise auf 3,4 ct/kWh und auch 2018 kam es zu einem Anstieg durch anziehende CO<sub>2</sub>-Preise (Abbildung 23, linke Seite). 2019 sank der Preis wieder auf 3,5 ct/kWh.

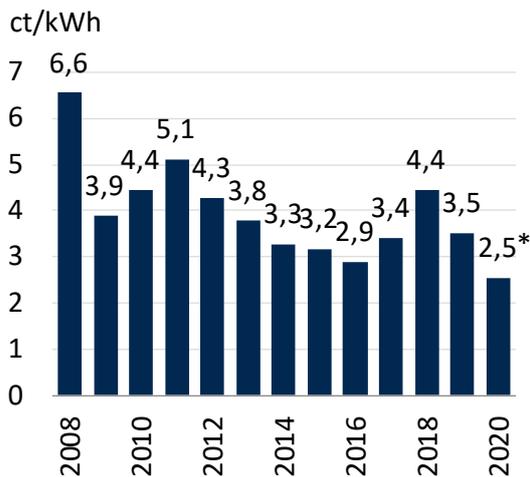
Die EEG-Umlage war mit 6,88 ct/kWh im Jahr 2017 fast sechsmal so hoch wie 2008. Bis zum Jahr 2019 ging die Umlage leicht auf 6,41 ct/kWh zurück. Im Jahr 2020 stieg die Umlage auf 6,76 ct/kWh (Abbildung 23, rechte Seite). Im Zuge des „Corona-Konjunkturpakets“ kündigte die Bundesregierung im Juni 2020 an, die Umlage für das Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh zu begrenzen und die Differenz aus Bundesmitteln zu finanzieren. Für das Jahr 2022 ist eine Absenkung auf 6 ct/kWh geplant.

Der starke Anstieg der EEG-Umlage bis 2017 hatte zwei Ursachen: zum einen den schnellen Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit der EEG-Umlage gefördert werden; zum anderen den niedrigen Börsenstrompreis, der seinerseits vom Ausbau der erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Mit der EEG-Umlage wird im Prinzip die Differenz zwischen der EEG-Vergütung, die die Betreiber der Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten, und dem Börsenstrompreis ausgeglichen. Je niedriger der Börsenstrompreis ist, desto höher fällt der auszugleichende Differenzbetrag und damit die EEG-Umlage aus. In den letzten Jahren war die EEG-Umlage ein Haupttreiber für den Strompreis von Kunden, die nicht die Besondere Ausgleichsregel in Anspruch nehmen konnten. Hierzu zählen sämtliche Betriebe, die nicht als energieintensiv eingestuft werden – also die meisten – sowie die privaten Haushalte.

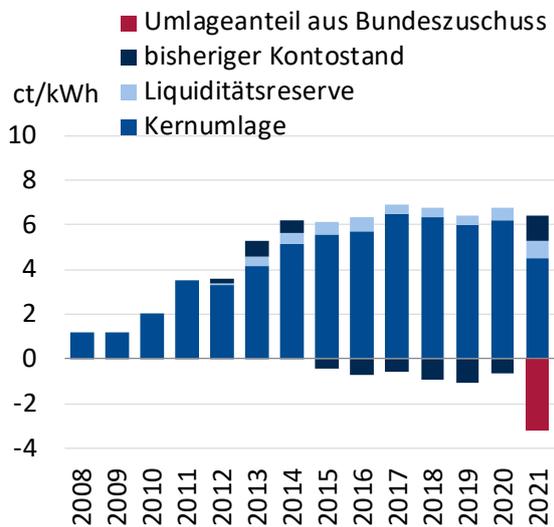
Abbildung 23

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage

**Börsenstrompreis**



**Zusammensetzung der EEG-Umlage**



\* Durchschnittspreis bis zum 27.08.2020

Quellen: Statistische ENERGINET, netztransparenz.de.

## Ergebnisse des 9. Monitorings

Die EEG-Umlage wird im Wesentlichen von drei Komponenten bestimmt: erstens von der sogenannten Kernumlage, mit der die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen vergütet wird. Zweitens vom Umlageanteil, der zur Bildung einer Liquiditätsreserve verwendet wird. Die Bildung dieser Reserve ist erforderlich, weil die faktische Stromproduktion aus EEG-geförderten Anlagen im jeweils kommenden Jahr zum Zeitpunkt der Festsetzung der EEG-Umlage ebenso geschätzt werden muss wie der Börsenstrompreis. Und drittens vom Umlageanteil, der aus dem Stand des EEG-Kontos resultiert: Das EEG-Konto wird jeweils zum 30. September eines Jahres ausgeglichen. Wird ein negativer Kontostand ausgeglichen, erhöht sich die EEG-Umlage des Folgejahres, der Ausgleich eines positiven Kontostandes senkt sie. Der rechte Teil der Abbildung 23 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 führt der beschlossene Bundeszuschuss zu einer deutlichen Verringerung der EEG-Umlage.

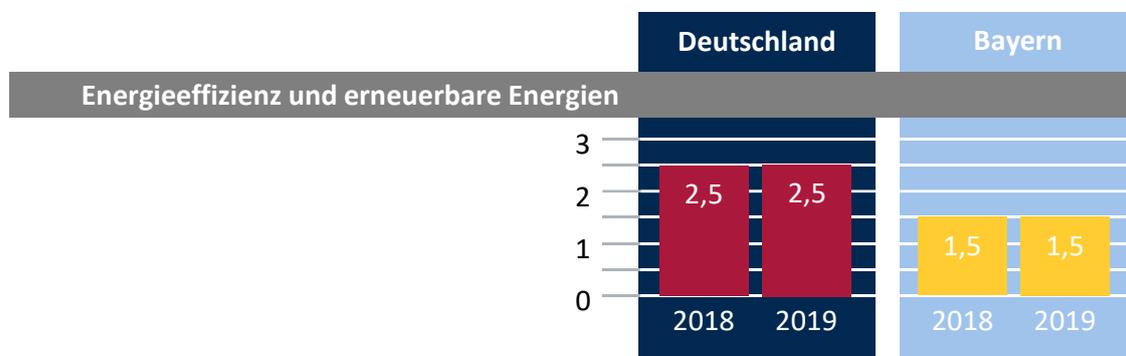
### 5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 24

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

	Deutschland	Bayern
<b>Energieeffizienz und erneuerbare Energien</b>	2,5 (2,5) ●	1,5 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●

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

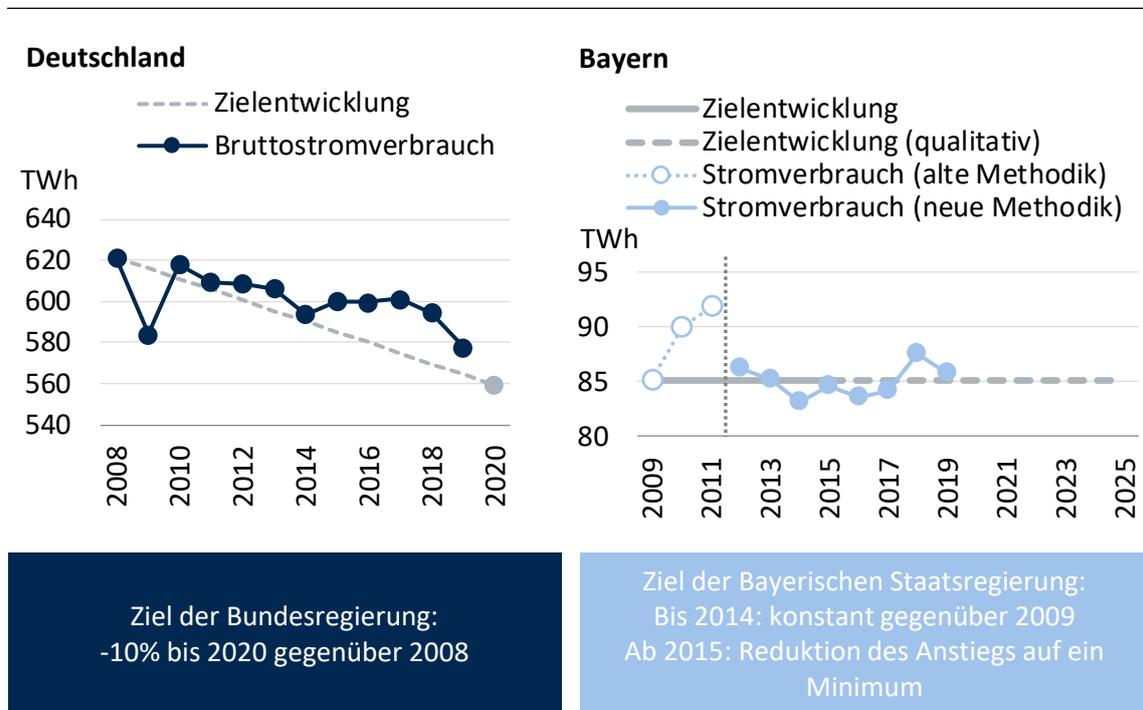
Für die Entwicklung des Stromverbrauchs sind im Energiekonzept der Bundesregierung quantitative und im Energieprogramm Bayerns qualitative Ziele definiert:

- 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 soll der Bruttostromverbrauch laut Energiekonzept der Bundesregierung zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent sinken.

Abbildung 25  
Stromverbrauch



Bewertung	DE	BY
Werte 2019 größer als 102% des Zielwerts	●	■
Werte 2019 zwischen 100% und 102% des Zielwerts	■	●
Werte 2019 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts	■	■

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand März 2019 (2018 Schätzung), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

## Ergebnisse des 9. Monitorings

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. Für Deutschland erstreckt sich der Zielpfad vom Ist-Wert im Jahr 2008 zum Zielwert im Jahr 2020 gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung. Als Indikator wurde die Abweichung vom Zielpfad gewählt.

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) ordnete der bis dahin verwendete (kaufmännische) Ansatz zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs den Stromabsatz anhand der Rechnungsadresse zu. Das führte zunehmend zu einer Verzerrung der Stromverbrauchsstatistik, da damit auch Strommengen erfasst wurden, die zwar in Bayern gekauft, aber andernorts verbraucht wurden.

Für eine realistischere Erfassung des Bruttostromverbrauchs ist deshalb nach StMWi auf die Ermittlung der tatsächlichen physischen Stromabgabe an den Letztverbraucher umgestellt worden. 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 überstieg der Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 den Zielwert um mehr als 2 Prozent (Abbildung 25). Der Indikator bekommt deshalb eine negative (rote) Ampelbewertung.

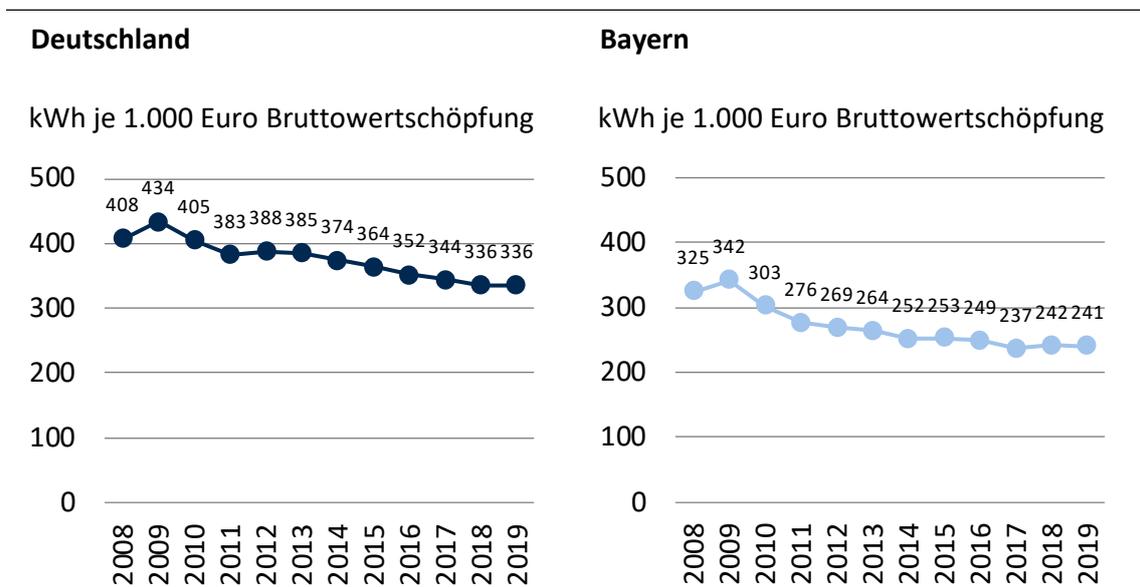
In Bayern lag der Stromverbrauch von 2014 bis 2017 unterhalb des Zielpfades. Die Schätzungen des Stromverbrauchs für das Jahr 2018 zum Zeitpunkt des 8. Monitorings lagen ebenfalls unterhalb des Zielwertes, wurden zum Stand des vorliegenden 9. Monitorings jedoch nach oben korrigiert. Aus diesem Grund wurde in dem hier vorliegenden Monitoring die Ampelbewertung für 2018 nachträglich auf rot gesetzt (zuvor grün). Für das Jahr 2019 wurde das Ziel eines möglichst geringen Anstieges des Stromverbrauchs annähernd erreicht (gelbe Ampel), der Verbrauch lag mit 83,4 TWh knapp über dem Zielwert.

### 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. Im Vergleich zu den vorangegangenen Monitorings haben sich die Werte der Vergangenheit geändert, da die Preisbasis der Bruttowertschöpfung in Anlehnung an Destatis von 2008 auf 2010 umgestellt wurde.

Abbildung 26

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



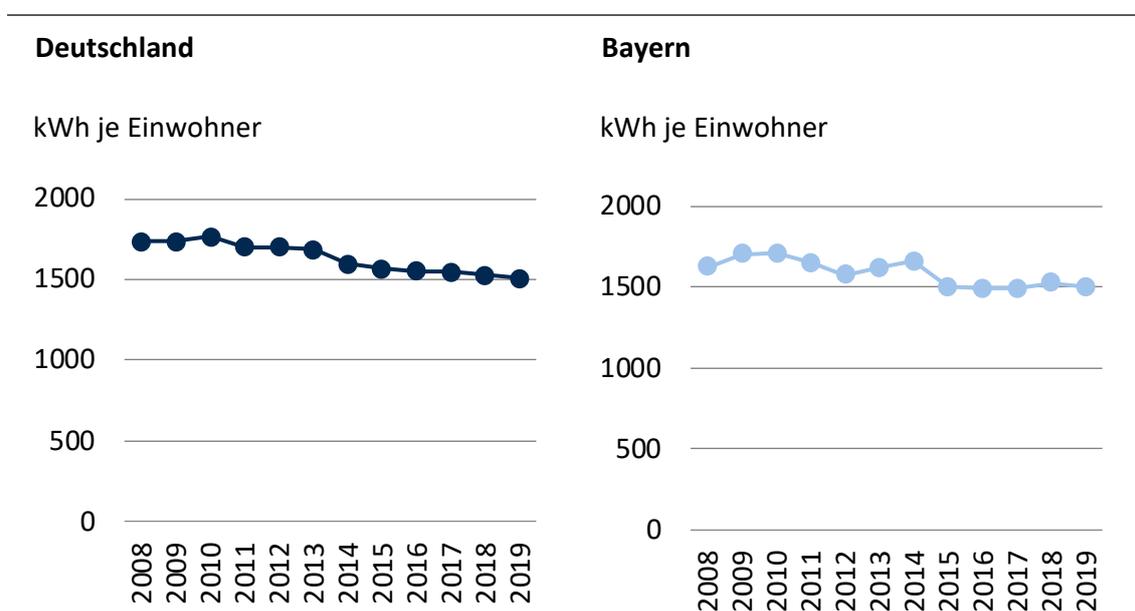
Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter der Länder, StMWi.

Die Stromintensität der deutschen Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung. Sie ging zwischen 2009 und 2019 um gut 23 Prozent zurück. Mit 30 Prozent fiel der entsprechende Rückgang in Bayern im selben Zeitraum deutlich höher aus (Abbildung 26). Hierzu ist anzumerken, dass das Jahr 2009 (wie in der Grafik ersichtlich) ein eher untypisches Verbrauchsjahr war – aufgrund der Finanzkrise war die Wertschöpfung deutlich geringer als im Durchschnitt, und die Anlagen waren schlechter ausgelastet, was den spezifischen Verbrauch erhöhte.

Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte bezogen auf die Einwohner. Im Zeitraum 2008 bis 2012 veränderte sich der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Seit 2012 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung (Abbildung 27).

Abbildung 27

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik.

In Bayern sank der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2019 leicht. Pro Kopf wurde in Bayern tendenziell weniger Strom verbraucht als in Deutschland. Im Jahr 2019 lag der spezifische Stromverbrauch in Bayern (1.503 kWh/Einwohner) knapp unter dem spezifischen Stromverbrauch in Deutschland (1.507 kWh/Einwohner).

### 5.3.3 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,

## Ergebnisse des 9. Monitorings

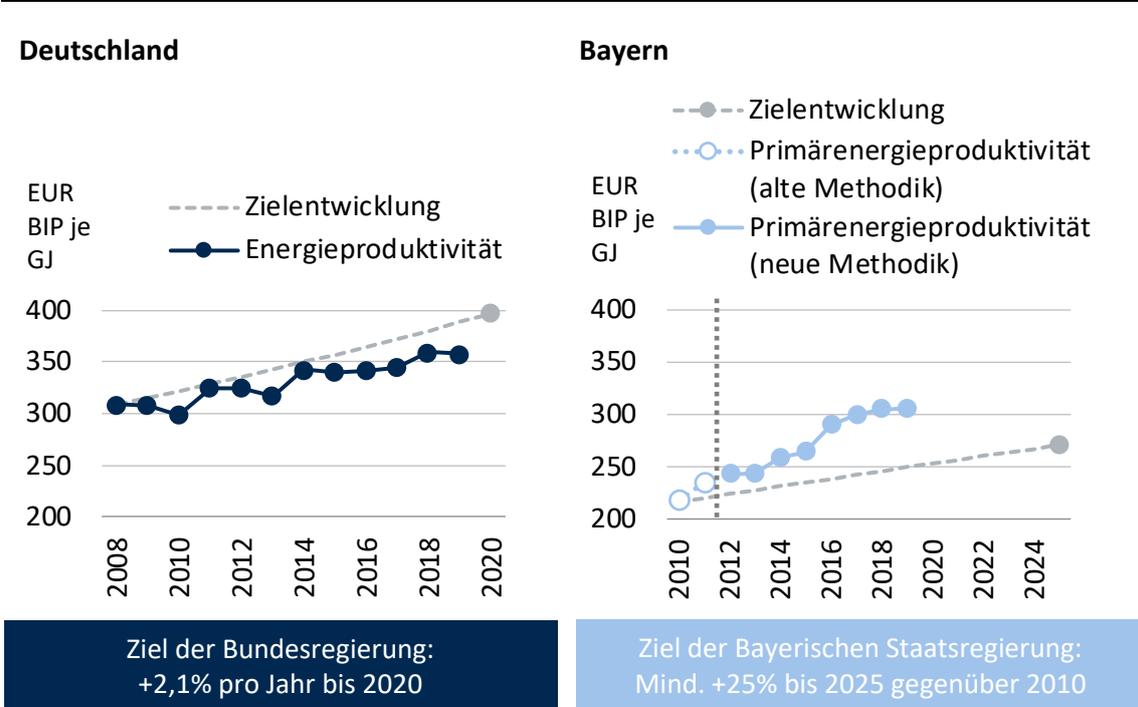
Fernwärme, Brenn- und Treibstoffen aus Mineralöl und Gas. Gemäß Energiekonzept der Bundesregierung wird bis 2020 eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent angestrebt. Das Bayerische Energieprogramm legt als Ziel eine Steigerung der Primärenergieproduktivität um 25 Prozent 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 28

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Bewertung	DE	BY
Werte 2019 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2019 zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte 2019 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Energieprogramm, Bayerisches Landesamt für Statistik (2018 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung (2019 vorläufig), IE-Leipzig (2018 vorläufig, 2019 Schätzung), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder.

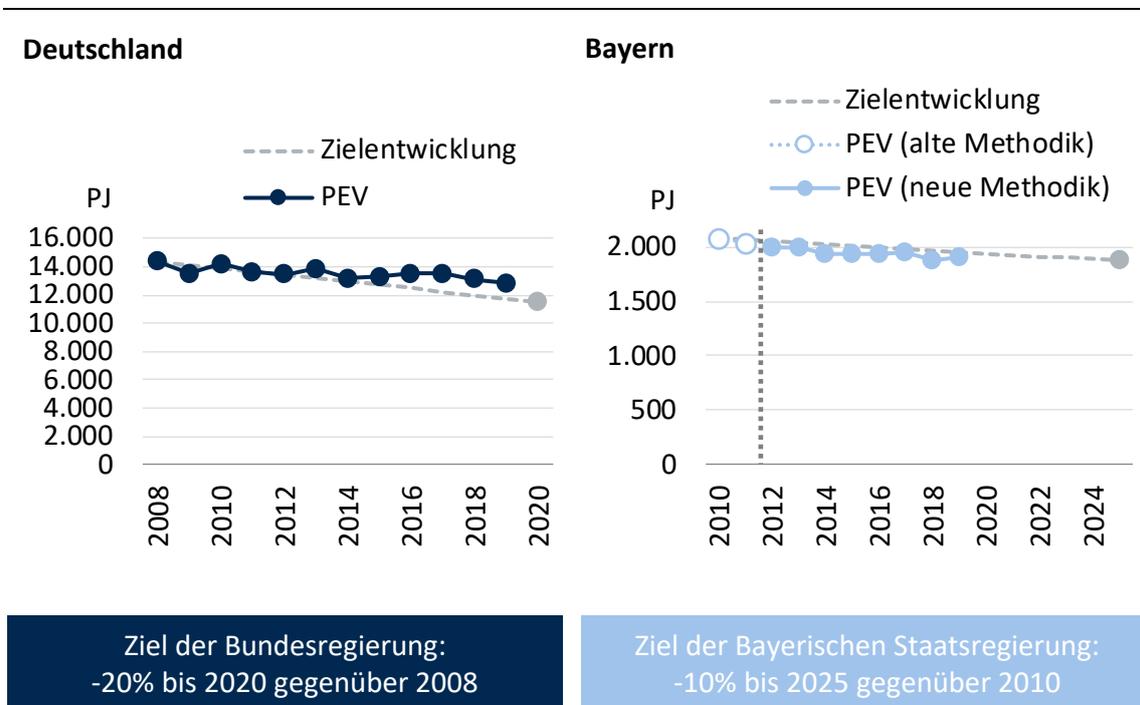
In Deutschland wurde das auf den EEV bezogene Produktivitätsziel 2019 verfehlt. Der entsprechende Wert lag knapp 8 Prozent unter dem Zielpfad. Seit 2014 ist er nahezu konstant und entfernte sich dadurch immer weiter vom Zielpfad. In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität im Jahr 2019 stieg gegenüber dem Vorjahr weiter (wenn auch nur minimal) und lag mit fast 305 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 28). 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.

### 5.3.4 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 2020 angestrebten Wert (minus 20 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Im Jahr 2019 nahm der PEV weiter ab (im Vorjahr erstmals seit 2014). Mit 12.800 PJ überstieg der PEV den Zielpfad jedoch weiterhin um mehr als 9 Prozent (Abbildung 29). Die Ampel steht deshalb, wie auch im letzten Monitoring, auf Rot.

Abbildung 29

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Bewertung	DE	BY
Werte 2019 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2019 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2019 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Energieprogramm.

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den PEV seine Verringerung 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. Im Jahr 2019 stieg der PEV gegenüber dem Vorjahr um 28 PJ auf 1.904 PJ, liegt aber immer noch unter dem Zielpfad. Die Ampelbewertung des Indikators ist deshalb grün.

### 5.3.5 Ausbau der erneuerbaren Energien

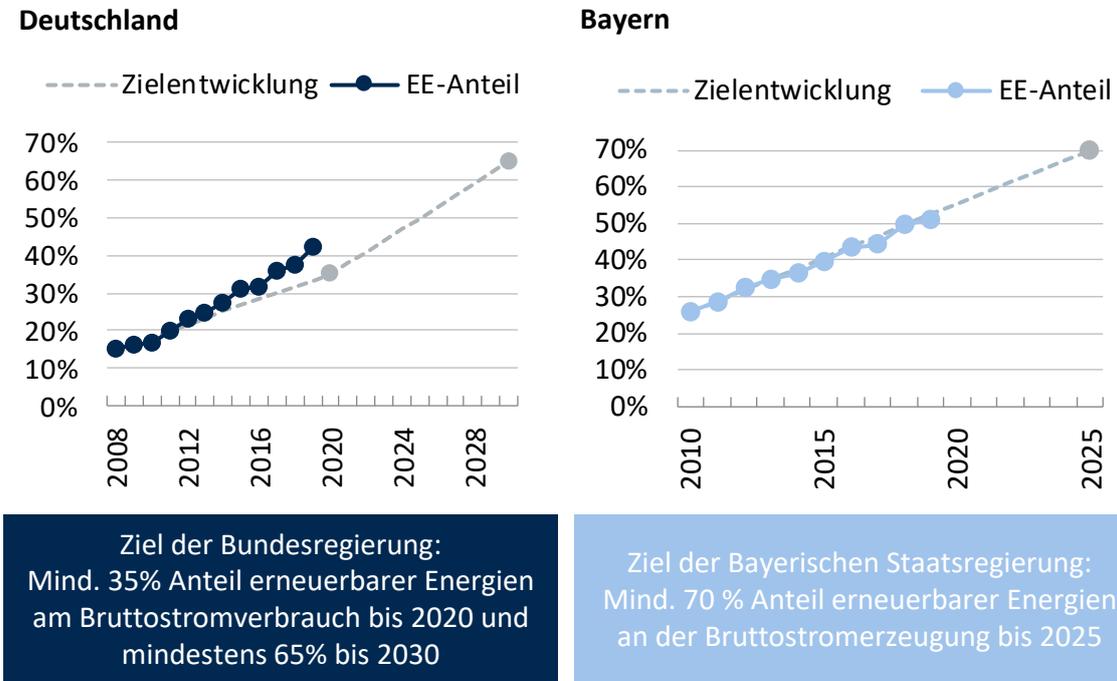
Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung ist im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 auf 70 Prozent festgelegt. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird für 2020 ein Zielwert von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch genannt. Mit der EEG-Novelle 2021, die ab Januar 2021 in Kraft ist, wird ein Ausbauziel von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2035 gesetzlich festgeschrieben. Im Bayerischen Aktionsprogramm sind zwar für erneuerbare Energien technologiespezifische Ausbauziele bis 2022 genannt, allerdings bezieht sich dieser Wert nicht auf die Stromerzeugung insgesamt. Die Ausbauziele sind zudem für Wind und PV in Leistung (GW bzw. MW) angegeben. Ohne eine Modellierung der konventionellen Stromerzeugung bis 2022 ist ein Vergleich der Zielgrößen aus dem Aktionsprogramm Energie und dem Energieprogramm von 2016 nicht möglich. Aus diesem Grund wird der gut operationalisierbare Zielwert aus dem Energieprogramm von 2016 weiterhin verwendet.

Als Bewertungsmaßstab wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2010 für Bayern beziehungsweise 2008 für Deutschland und dem jeweiligen Zielwert definiert. Der lineare Zielpfad für Bayern ist Ergebnis einer stark vereinfachenden Annahme. In der Realität ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung volatil. Ein deutlicher Anstieg wird in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden und die Stromerzeugung insgesamt deshalb deutlich zurückgeht.

In Deutschland stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 4,3 Prozentpunkte. Der im Vergleich zum Vorjahr geringe Zuwachs ist auf ein schwaches Windjahr zurückzuführen. Dennoch überstieg im Jahr 2019 die Stromerzeugung aus PV und Windenergie erstmals diejenige von Kohlekraftwerken (sowohl Braun- als auch Steinkohle), obwohl Windenergieanlagen nur in geringem Umfang zugebaut wurden (Kapitel 5.1.1).

Mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 42,1 Prozent lag Deutschland bereits deutlich über dem 35 Prozent Ziel, das sich die Regierung für 2020 gesetzt hatte. Durch die EEG Novelle 2021 kam es zu einer Erhöhung des Ziels für 2030 auf mindestens 65 Prozent am Bruttostromverbrauch (zuvor galten 50 Prozent bis 2030). Nach dem EEG 2021 soll nun bereits vor dem Jahr 2050 eine vollständig treibhausgasneutrale Stromerzeugung erreicht werden. Hierdurch kam es gegenüber den noch im 8. Monitoring gelten Zielen des EEG 2017 zu einer deutlichen Zielerhöhung (nach EEG 2017 galten 80 Prozent bis 2050).

Abbildung 30  
Anteil erneuerbarer Energien

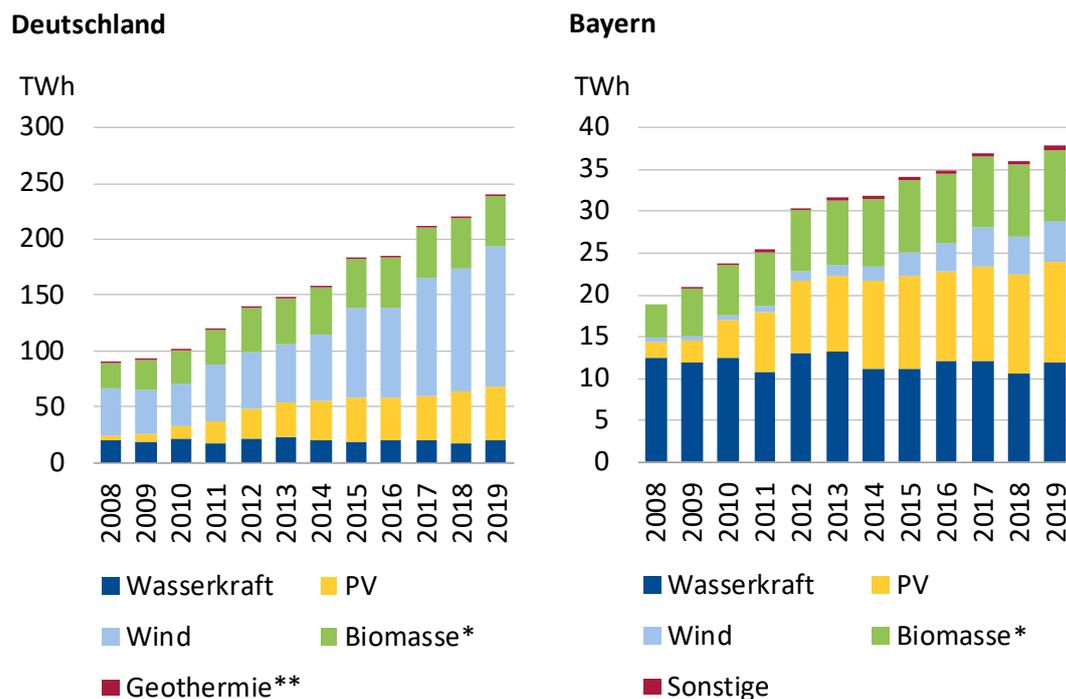


Bewertung	DE	BY
Abweichung nach unten größer als 2%	■	■
Abweichung nach unten zwischen 1 und 2%	■	●
Abweichung nach unten kleiner als 1%	●	■

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand März 2019 (2018 Schätzung), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

In Bayern betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2019 51,2 Prozent. Damit stieg er gegenüber dem Vorjahr zwar um 1,6 Prozentpunkte an, lag nun aber wieder knapp unter dem Zielpfad. Sofern die Ausbauziele der Bayerischen Staatsregierung für die laufende Legislaturperiode erreicht werden, ist mit einem moderaten Zuwachs an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu rechnen. Im Jahr 2019 kam es aufgrund von günstigen Witterungsbedingungen für Wind- und Solarenergie zu einem weiteren Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien.

Abbildung 31  
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in Deutschland und 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

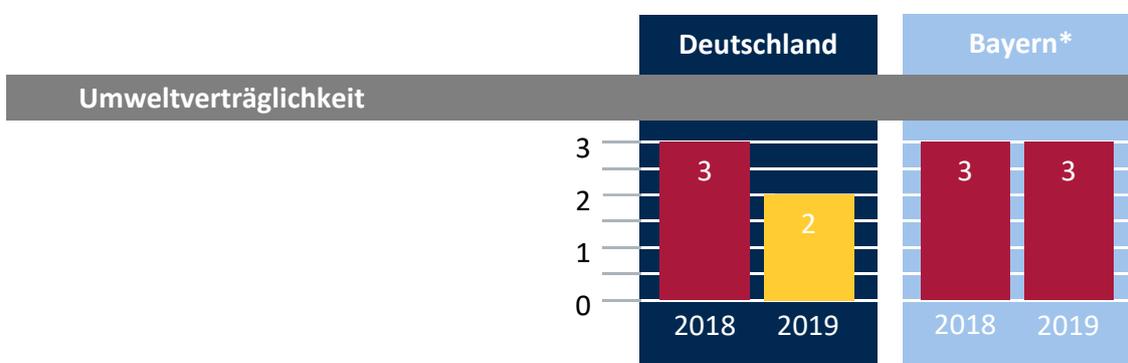
Abbildung 32

Bewertung der Umweltverträglichkeit

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

\* Für Bayern werden nicht die THG-Emissionen des Monitoringjahres verwendet, sondern aufgrund der Datenverfügbarkeit diejenigen von vor zwei Jahren (Daten von 2017 für das Monitoringjahr 2019).

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

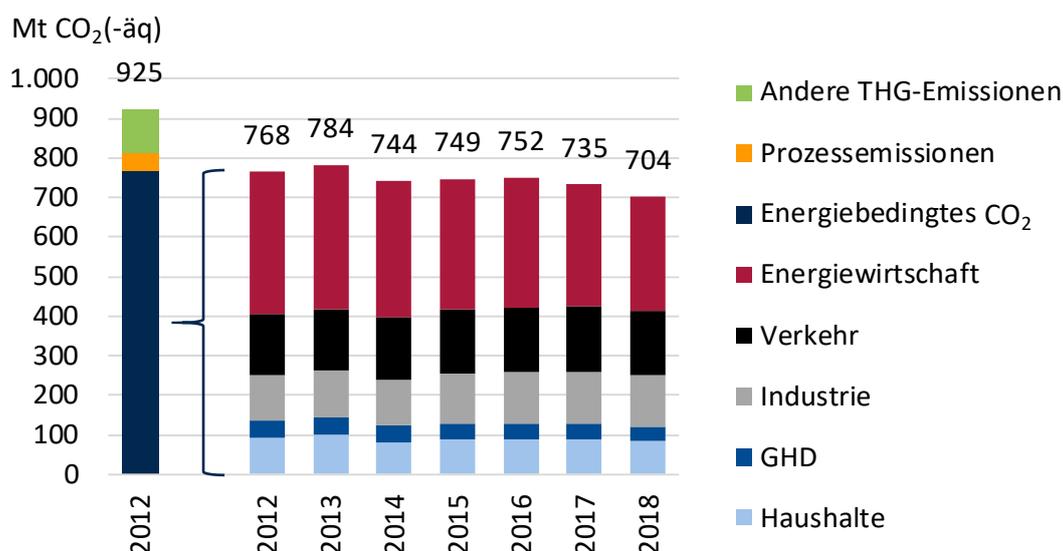
Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als THG-Emissionen bezeichnet. Neben Kohlendioxid zählen unter anderem Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen die CO<sub>2</sub>-Emissionen rund 88 Prozent der gesamten THG-Emissionen aus. Dabei lassen sie sich in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse freigesetzt werden, und machen knapp 6 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Unter die

anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft. Die restlichen 92 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Die Daten zu den THG-Emissionen in Deutschland sind bis zum Jahr 2018 offiziell verfügbar. Für das Jahr 2019 liegen Schätzungen des UBA beziehungsweise von Agora Energiewende vor, die jedoch keinen offiziellen Charakter haben und deshalb auch nicht an die Europäische Kommission zur Einhaltung der deutschen Klimaziele gemeldet werden. Die Schätzung des UBA wurde für das aktuelle Monitoring berücksichtigt.

Abbildung 33

### THG- und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland



2018 vorläufige Schätzung des UBA

Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2020.

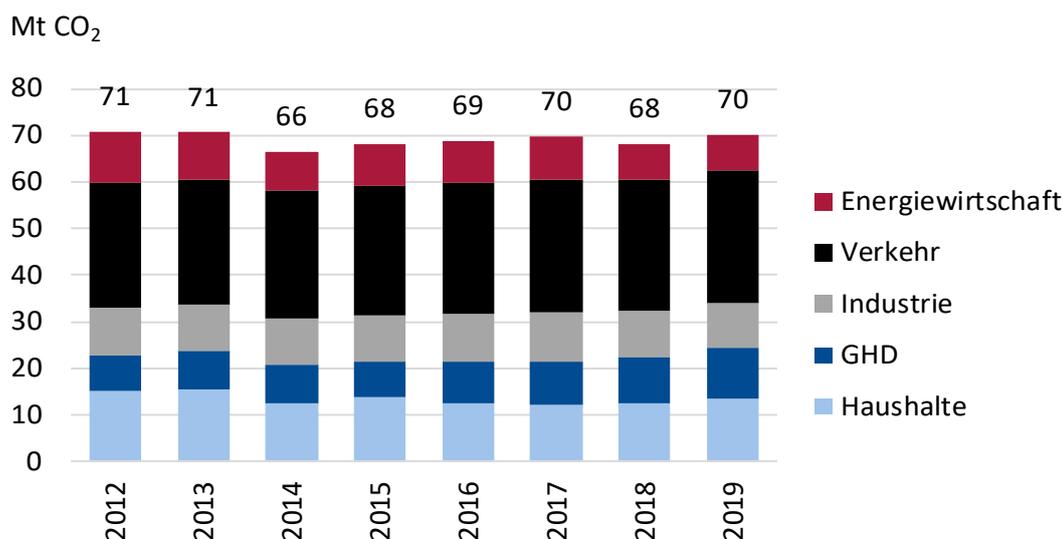
Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland sanken seit 2012 leicht, blieben 2018 mit 704 Megatonnen (Mt) CO<sub>2</sub>-äq aber hoch. Während die energiebedingten Emissionen der Energiewirtschaft (-19 Prozent), der privaten Haushalte (-12 Prozent) und des Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektors (GHD; -5 Prozent) zwischen 2012 und 2018 sanken, stiegen diejenigen des Verkehrssektors (+5 Prozent) und der Industrie (+10 Prozent) an. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die energiebedingten Emissionen im Jahr 2018 in allen Sektoren. Auch im Jahr 2018 verursachte die Energiewirtschaft mehr als zwei Fünftel der energiebedingten Emissionen, der Verkehrssektor hatte einen Anteil von 23 Prozent.

Für Bayern liegen die offiziellen Werte der THG-Emissionen nur bis zum Jahr 2017 vor, diese wurden im Herbst 2020 veröffentlicht. Für Bayern bezogen sich in den vergangenen Monitorings die Zielwerte auf die energiebedingten Emissionen pro Kopf. Nach dem Entwurf des Bayerischen Klimaschutzgesetzes von 2019 bezieht sich der Zielwert nun neu auf alle THG-Emissionen. Aufgrund dieser Umstellung kam es im Vergleich zu den vorherigen Monitoringberichten zu einer Zielverschärfung.

Die energiebedingten Emissionen wurden anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Prognose von Prognos geschätzt und liegen bis 2019 vor. Es ist zu erwarten, dass sich die Werte mit Vorliegen der endgültigen Ist-Daten für die Bayerische Energiebilanz im Nachhinein noch geringfügig verändern.

Abbildung 34

### Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bayern



Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

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

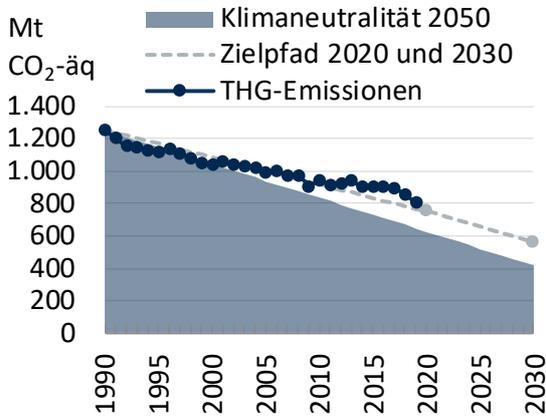
In Bayern blieben die energiebedingten Emissionen zwischen 2012 und 2019 insgesamt unverändert. Die Emissionen der Sektoren GHD (+37 Prozent) und Verkehr (+7 Prozent) stiegen, während die Sektoren Industrie (-5 Prozent), Haushalte (-9 Prozent) und Energiewirtschaft (-31 Prozent) weniger CO<sub>2</sub> freisetzten. Die Emissionen der Energiewirtschaft machten einen deutlich kleineren Anteil an den Gesamtemissionen aus als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde. Raffinerien und sonstige Erzeuger sind in die Schätzungen nicht mit einbezogen. Mit einem Anteil von 40 Prozent wurden 2019 die meisten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bayern im Verkehrssektor ausgestoßen.

Die Bundesregierung hatte sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen um 40 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Bis 2019 sanken sie um 447 Mt auf 805 Mt CO<sub>2</sub>-äq (Schätzung des UBA). Das entspricht einer Reduktion von fast 36 Prozent gegenüber 1990. Trotz der deutlichen Senkung der Emissionen von 54 Mt CO<sub>2</sub>-äq im Vergleich zum Vorjahr lag der Wert um knapp 5 Prozent über dem Zielpfad und erhält damit eine gelbe Ampel (Abbildung 33).

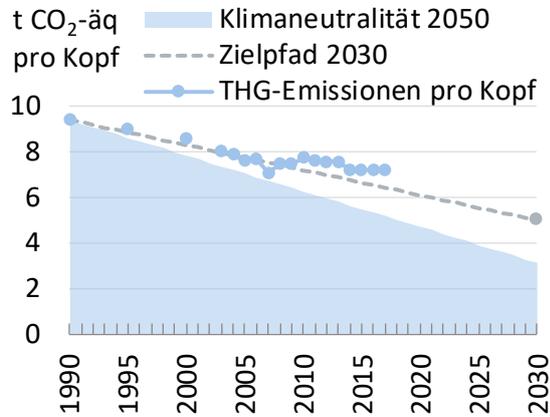
Abbildung 35

Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland und Bayern

Deutschland



Bayern



Ziel der Bundesregierung:  
-40% bis 2020 und -55% bis 2030  
ggü. 1990  
Klimaneutralität 2050

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:  
unter 5 t CO<sub>2</sub>-äq/Kopf  
im Jahr 2030  
und Klimaneutralität bis 2050

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 2019. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für die Bewertung der bayerischen THG-Emissionen der Wert des Jahres 2017 verwendet.

Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2020, UBA Sektorenkonzept bis 2019, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder

Für 2020 rechnet Agora Energiewende auch aufgrund der Effekte, die durch die Corona-Maßnahmen ausgelöst wurden, mit einem Rückgang der Emissionen auf 670 bis 747 Mt CO<sub>2</sub>-äq. Hierdurch würde eine Minderung von 40 bis 45 Prozent gegenüber 1990 erreicht.

Anders als Deutschland hat Bayern seine Emissionsziele in Pro-Kopf-Werten definiert. Laut Klimaschutzgesetz soll Bayern bis spätestens 2050 klimaneutral sein. Dies entspricht einem Nullemissionsziel (und damit implizit dem deutschen Ziel), sofern keine Emissionen ausgeglichen werden. Bis zum Jahr 2030 sollen die gesamten THG-Emissionen pro Kopf auf unter 5 t CO<sub>2</sub>-äq sinken. Zwischen 2014 und 2017 bewegten sich die bayerischen THG-Emissionen (absolut und pro Kopf) auf etwa gleichbleibendem Niveau, unter dem Strich war ein leichter Anstieg in diesem Zeitraum zu verzeichnen. Mit 7,25 t CO<sub>2</sub>-äq pro Kopf lag der Wert im Jahr 2017 deutlich über dem Zielpfad. Die Ampel steht deshalb für Bayern auf Rot.

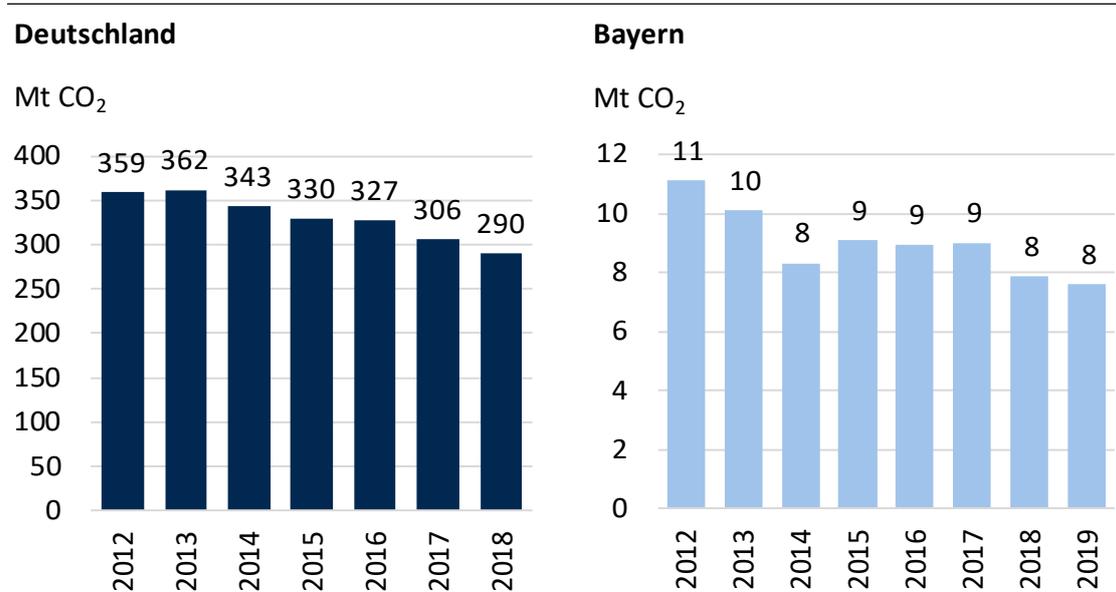
Durch die Klimaschutzgesetze auf nationaler und bayerischer Ebene wird das Ziel der THG-Neutralität bis 2050 sowohl in Deutschland als auch in Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung dieser Ziele im Bereich Umweltverträglichkeit werden im Monitoring weiterhin die THG-Emissionen herangezogen. Seit dem achten Monitoring wird der Indikator um weitere Unterindikatoren ergänzt, welche unterschiedliche Aspekte der Klimaverträglichkeit beschreiben. Die Beiträge dieser Unterindikatoren zur Erreichung der Klimaschutzziele werden lediglich qualitativ als positiv oder negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag) und hinsichtlich ihrer Bedeutung (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet, da häufig keine entsprechenden politischen Zielsetzungen vorgegeben sind. Es wird nicht bewertet, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

#### 5.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland nahmen seit 2013 stetig ab. Im Jahr 2018 wurden 290 Mt CO<sub>2</sub> freigesetzt, knapp 20 Prozent weniger als fünf Jahre zuvor. Auch in Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft und betragen im Jahr 2019 etwa 7,6 Mt CO<sub>2</sub> (Abbildung 36). Verglichen mit den anderen Sektoren entfällt auf die Energiewirtschaft ein überproportionaler Anteil an den bisherigen Emissionsreduktionen.

Abbildung 36

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland und Bayern



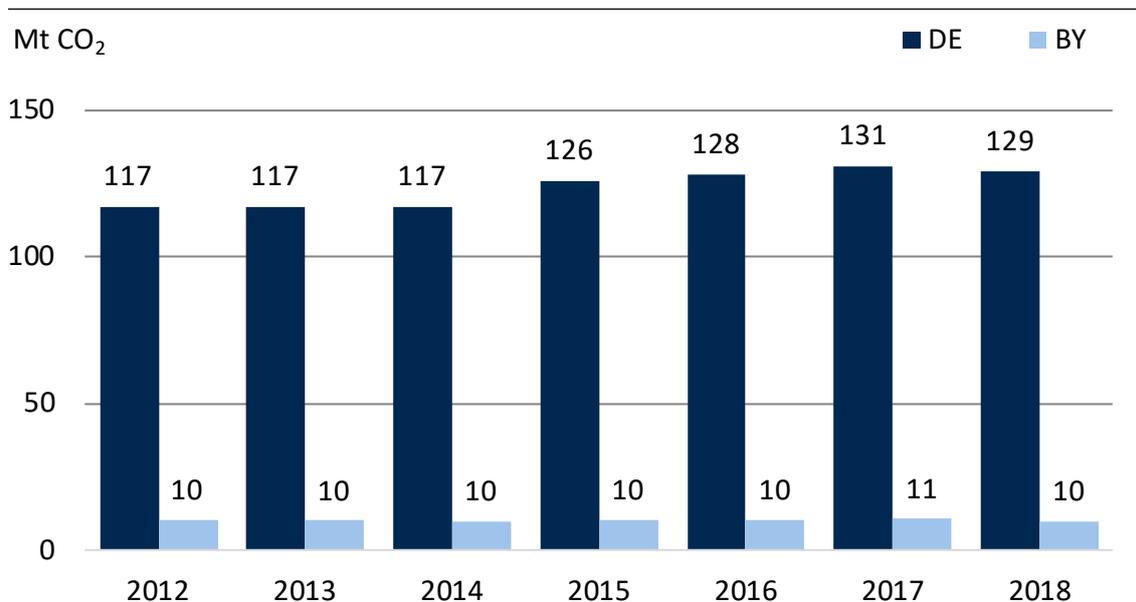
Quellen: UBA, eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA, AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

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 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie 2018 mit 129 Mt CO<sub>2</sub> um rund 10 Prozent über dem Wert von 2012. Allerdings war, nachdem die Emissionen bis 2017 auf 131 Mt gestiegen waren, im Jahr 2018 ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der bayerischen Industrie blieben zwischen 2012 und 2018 weitestgehend konstant bei 10 Mt, wobei im Jahr 2018 mit 9,85 Mt CO<sub>2</sub> der niedrigste Wert in diesem Zeitraum erreicht wurde (Abbildung 37).

Abbildung 37

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie in Deutschland und Bayern

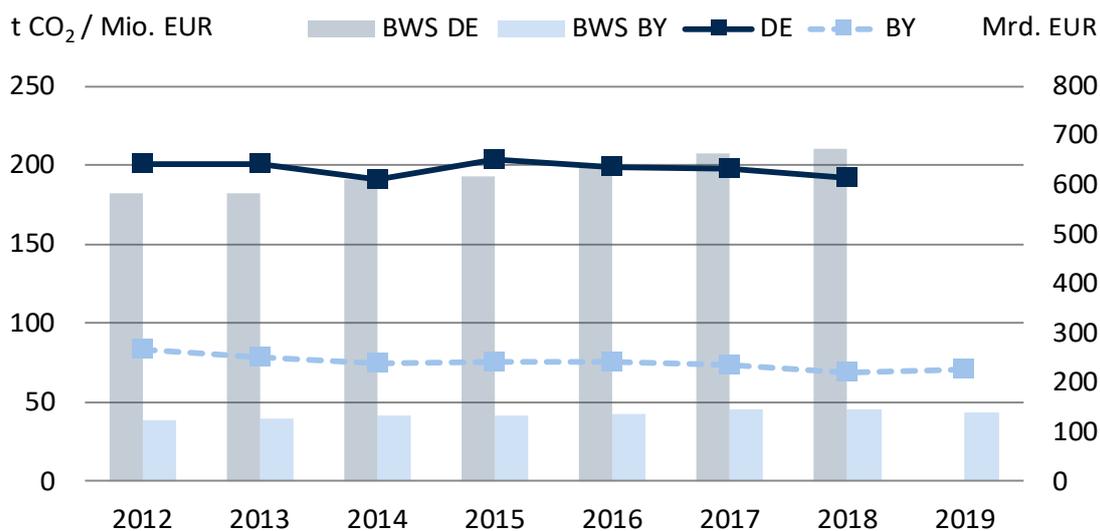


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2018, UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Zeitraum 2012 bis 2018 stieg die Bruttowertschöpfung der Industrie in Deutschland kontinuierlich. In Bayern stieg sie bis 2017 ebenfalls an ging dann aber bis 2019 leicht zurück. Die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) blieb in Deutschland zwischen 2012 und 2018 stabil bei etwa 200 t CO<sub>2</sub>/Mio. EUR. In Bayern sank die Emissionsintensität der Industrie zwischen 2012 und 2018 um 15 t CO<sub>2</sub>/Mio. EUR auf 83 t CO<sub>2</sub>/Mio. EUR, und stieg im Jahr 2019 wieder leicht an (Abbildung 38). Dieser Rückgang der Emissionsintensität in Bayern ist positiv zu bewerten, wurde aber vom Wachstum der industriellen Bruttowertschöpfung im gleichen Zeitraum überkompensiert, sodass insgesamt mehr CO<sub>2</sub> ausgestoßen wurde.

Abbildung 38

Emissionsintensität (CO<sub>2</sub>, energiebedingt) der Industrie in Deutschland und Bayern



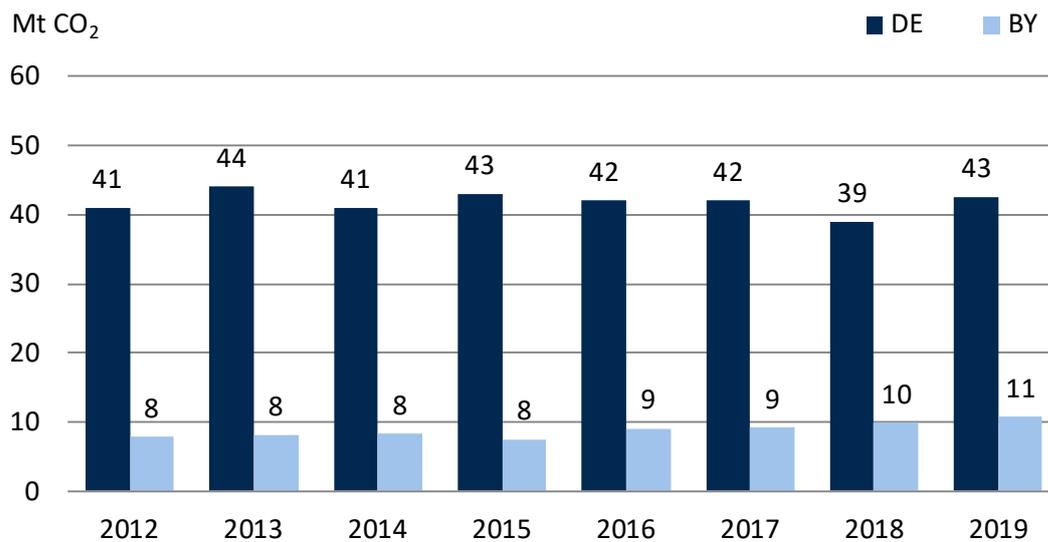
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO<sub>2</sub> / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

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

Im Sektor GHD stiegen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland zwischen 2012 und 2019 nur wenig von 41 auf 43 Mt. In Bayern war ein stärkerer Anstieg von 7,9 auf 10,7 Mt CO<sub>2</sub> (eigene Schätzung Prognos) zu beobachten (Abbildung 39). Im Sektor Landwirtschaft lagen die gesamten THG-Emissionen (nicht nur der energiebedingten Emissionen) in Deutschland im Jahr 2018 nach einem zwischenzeitlichen Anstieg mit knapp 64 Mt CO<sub>2</sub>-äq leicht unter dem Wert des Jahres 2010. Die Abfallentsorgung reduzierte ihre THG-Emissionen zwischen 2010 und 2018 um ein Drittel von 15 auf 10 Mt CO<sub>2</sub>-äq (Abbildung 40). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das seit 2005 gültige Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle zurückzuführen.

Abbildung 39

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland und Bayern

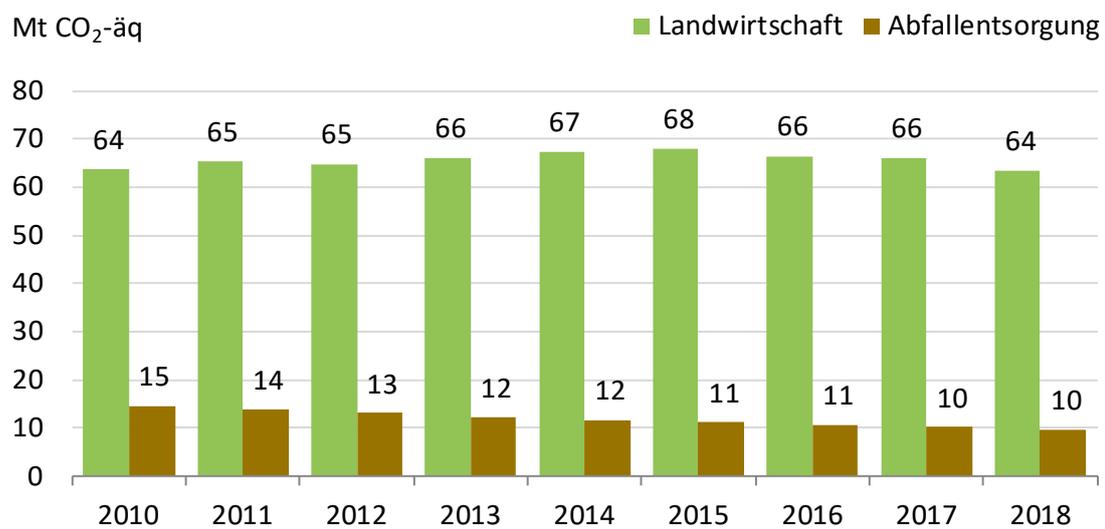


DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

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

Abbildung 40

THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



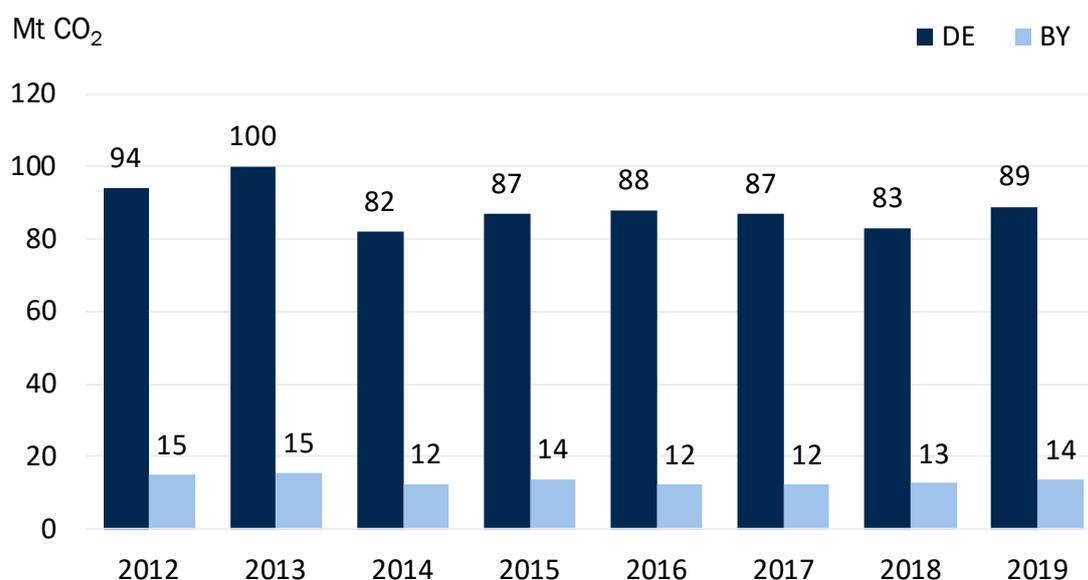
Quellen: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, UBA 2019.

### 5.4.4 Private Haushalte

In den privaten Haushalten entstehen CO<sub>2</sub>-Emissionen primär durch das Verbrennen von Öl und Gas für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Daher spielen andere Treibhausgase als CO<sub>2</sub> in diesem Bereich nahezu keine Rolle. Die Emissionen der privaten Haushalte in Deutschland bewegten sich seit 2012 zwischen 80 und 100 Mt CO<sub>2</sub> und lagen 2019 bei 89 Mt CO<sub>2</sub> (eigene Schätzung Prognos). In Bayern betragen die Emissionen im Jahr 2012 rund 15 Mt CO<sub>2</sub> und schwankten zwischen 2014 und 2019 in einem Bereich von 12 bis 14 Mt CO<sub>2</sub> (Abbildung 41).

Abbildung 41

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen bei den privaten Haushalten in Deutschland und Bayern

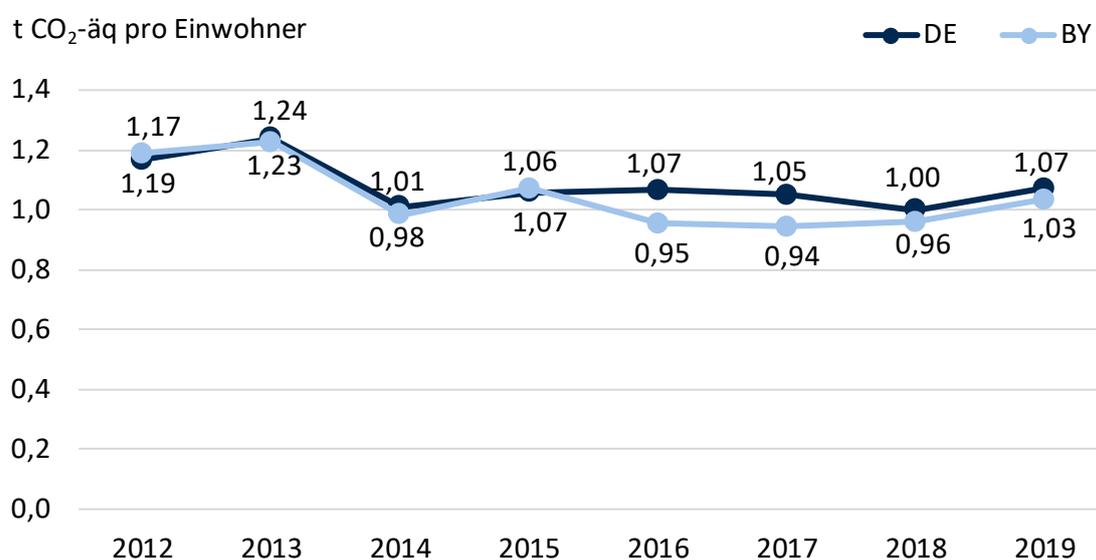


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2018, Umweltbundesamt 2020; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig.

Die Werte der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf unterschieden sich in Bayern und Deutschland bis 2015 nur wenig. Nachdem Bayern in den Jahren 2016 und 2017 deutlich niedrigere Werte als Deutschland ausgewiesen hatte, lagen diese 2018 und 2019 wieder näher beieinander (Abbildung 42).

Abbildung 42

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Haushalte pro Kopf in Deutschland und Bayern

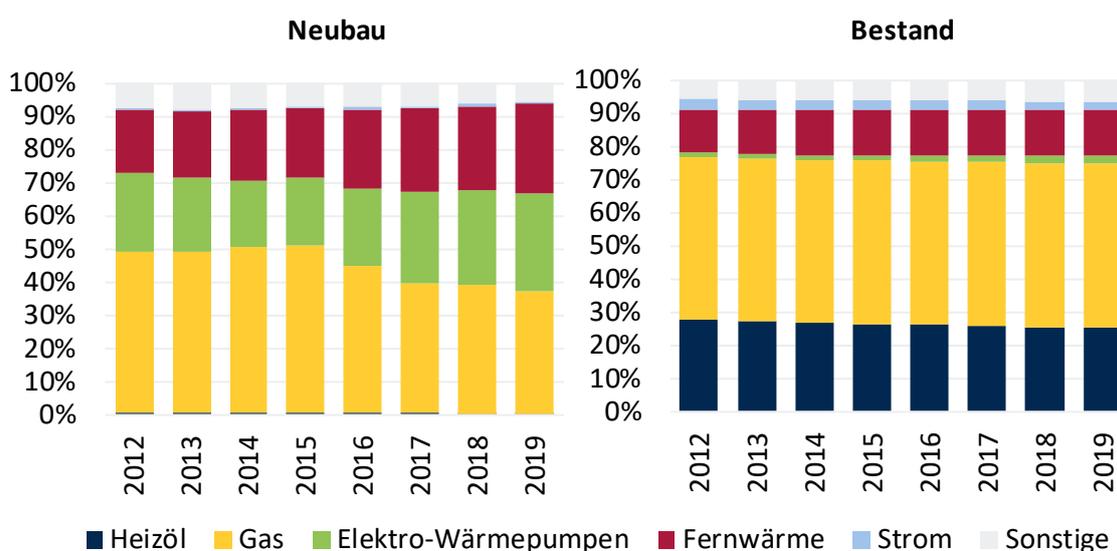


Quellen: UBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis IE Leipzig, Statistisches Bundesamt, AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik.

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 nicht groß verändert hat, war bei den Neubauten eine deutliche Modifikation zu sehen: Insbesondere die CO<sub>2</sub>-intensiven Ölheizungen kamen in Neubauten fast nicht mehr zum Einsatz. Ab 2026 dürfen Ölheizungen gemäß Gesetzentwurf der Bundesregierung nur noch in Kombination mit erneuerbaren Energien eingebaut werden oder wenn keine Gas- oder Fernwärmeversorgung möglich ist. Dagegen nahm bei Neubauten seit 2012 der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen stetig zu (Abbildung 43). Im Bestand wirkt sich diese Veränderung nur sehr langsam aus, denn Neubauten machten (gemäß Daten der dena) nur einen Anteil von unter 1 Prozent am Gebäudebestand aus.

Abbildung 43

Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland



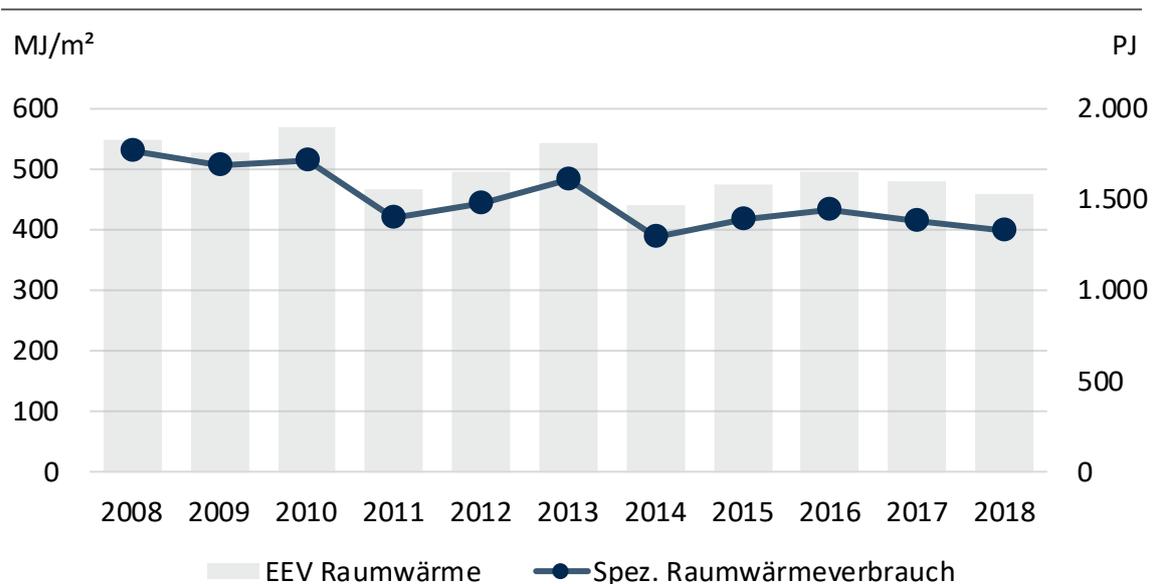
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW 2020 Entwicklung der Beheizungsstruktur.

Die für die Bereitstellung von Raumwärme erforderliche Energie sank sowohl insgesamt als auch spezifisch (pro Quadratmeter) zwischen 2008 und 2018 leicht (Abbildung 44). Durch effizientere Heizsysteme und zunehmend energetisch sanierte Bestandsgebäude sind hier weitere Verbesserungen zu erwarten.

Abbildung 44

Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland



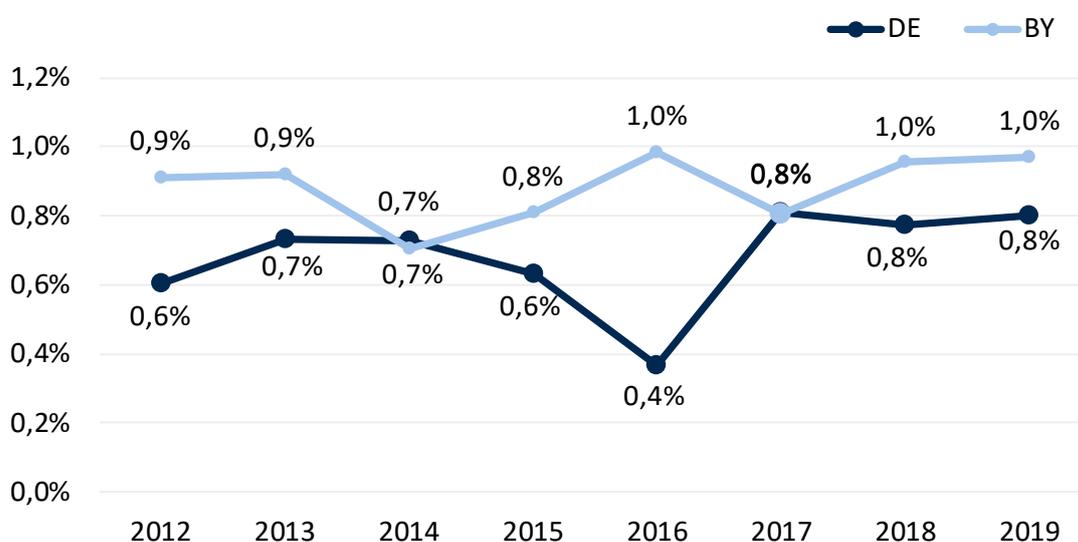
Linke Achse: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland (graue Balken).  
Rechte Achse: Spezifischer Raumwärmeverbrauch in Deutschland (blaue Punkte).

Quelle: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017, UBA 2018; Bestand an Wohnungen, Destatis 2019.

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) betrachtet werden, denn die KfW-EBS-Programme fördern große Teile der Sanierungen mit hoher energetischer Qualität in Deutschland. Der Anteil der Wohneinheiten an allen Wohneinheiten, deren Sanierung mit den entsprechenden KfW-Programmen gefördert wurden, lag in Bayern im Jahr 2019 mit knapp 1 Prozent deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 45). 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 1. Januar 2020 ist aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung die steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden möglich. Diese zusätzlichen Programme sind positiv zu bewerten.

Abbildung 45

Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, an allen Wohneinheiten, in Deutschland und Bayern



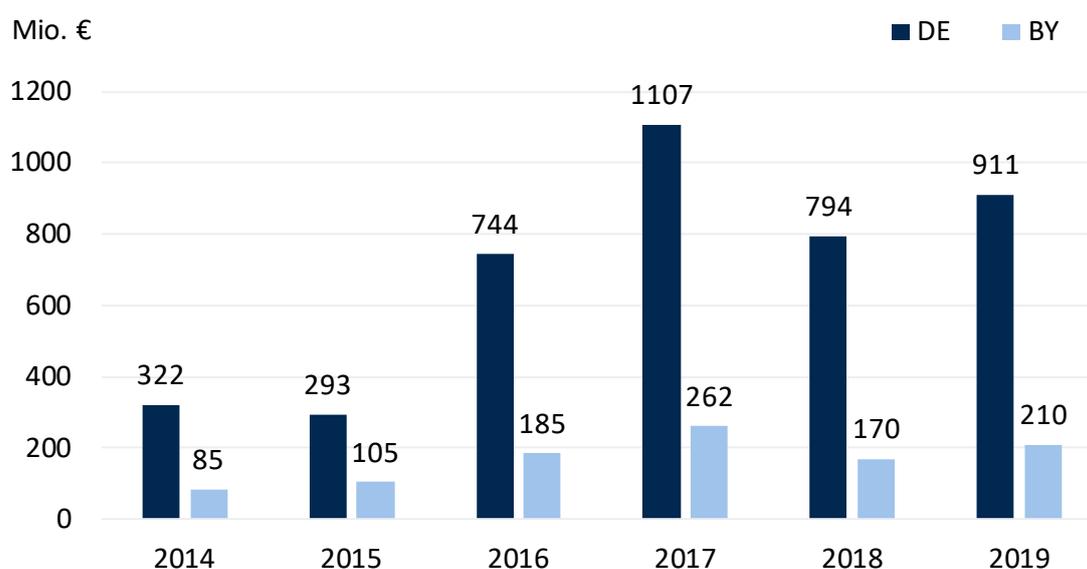
Quellen: Statistisches Bundesamt, Monitoring der KfW-Programme «Energieeffizient Sanieren» und «Energieeffizient Bauen».

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 2012 und 2017 stiegen die Investitionen der Kommunen und kommunalen

Unternehmen zunächst an, danach sanken sie wieder leicht (Abbildung 46). Dies deutet auf einen Rückgang beziehungsweise einer Stagnation der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin und ist negativ zu bewerten

Abbildung 46

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen in Deutschland und Bayern



Quelle: KfW-Förderreport.

### 5.4.5 Verkehr

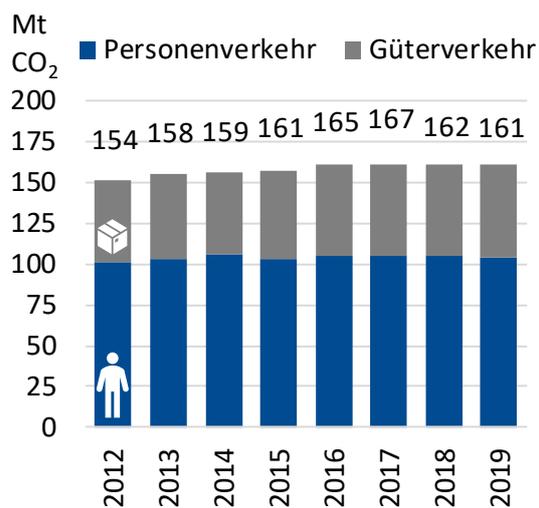
Der Verkehr ist der einzige Sektor, dessen Emissionen seit 1990 nicht signifikant gesunken sind. Daher kommt ihm eine besondere Bedeutung für den Klimaschutz zu. Zwischen 2012 und 2019 stiegen die Emissionen in Deutschland und in Bayern von 154 auf 161 Mt CO<sub>2</sub> respektive von 27 auf 28 Mt CO<sub>2</sub> leicht an. Die Emissionen entstanden zu rund zwei Dritteln im Personenverkehr und zu einem Drittel im Güterverkehr, etwa 98 Prozent der Emissionen waren auf den Straßenverkehr zurückzuführen (Abbildung 47).

Die Emissionen pro zugelassenem 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 waren sie sowohl in Bayern als auch in Deutschland etwas niedriger als zuvor (Abbildung 48). Wegen der steigenden Anzahl von Fahrzeugen führten die geringeren Emissionen pro Fahrzeug nur zu einer geringfügigen Reduktion der Gesamtemissionen (Abbildung ).

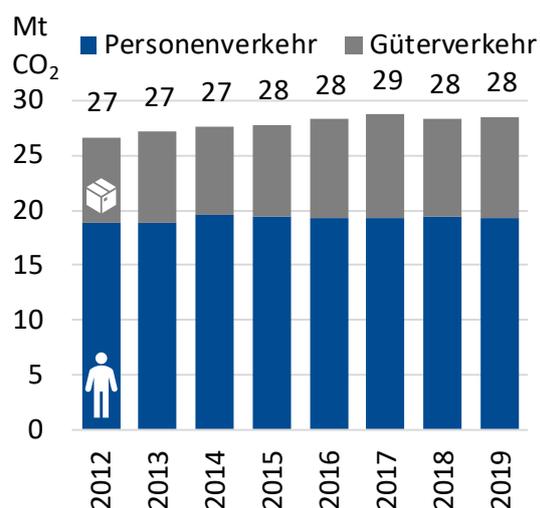
Abbildung 47

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors in Deutschland und Bayern

Deutschland



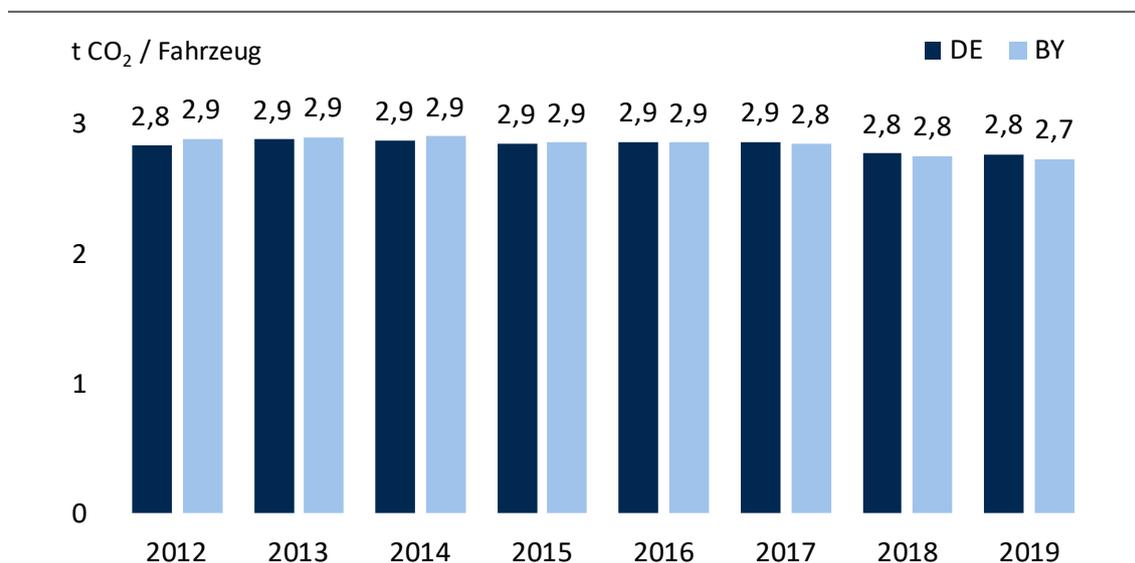
Bayern



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

Abbildung 48

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge in Deutschland und Bayern

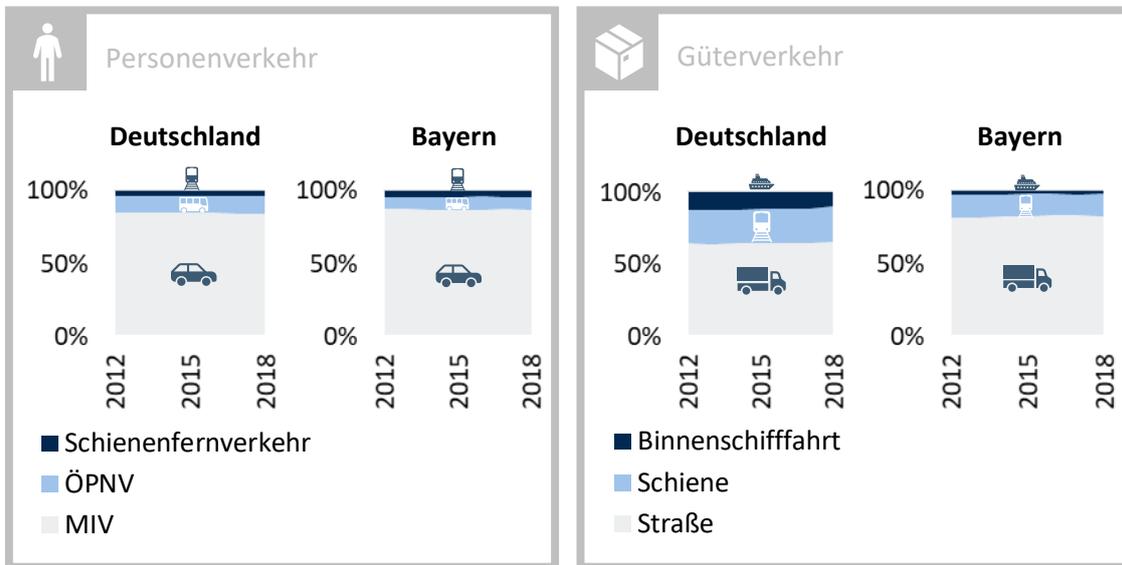


Quellen: KBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Den 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. 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 49). 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 2013 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 49  
Entwicklung des Modal Split in Deutschland und Bayern



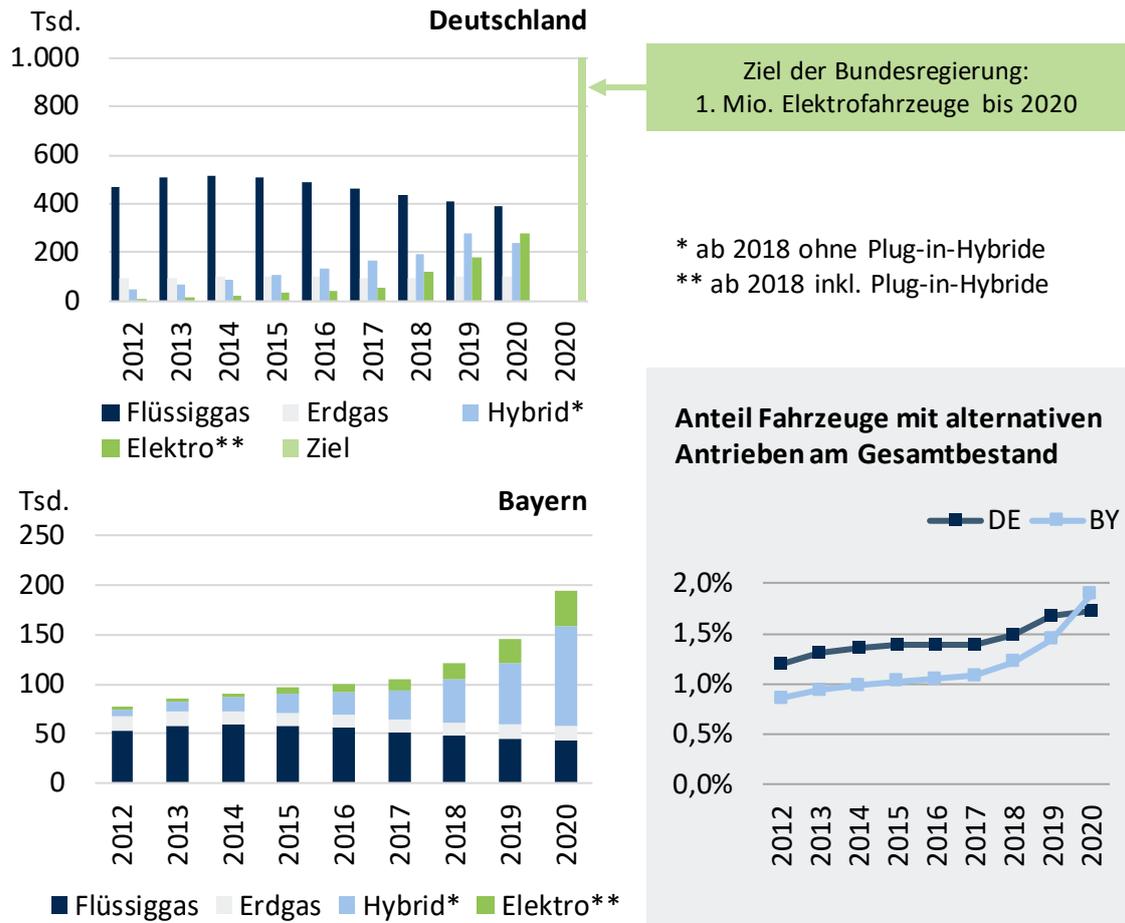
Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen.

Den Fahrzeugbestand dominierten 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 deutliche Zuwächse, allerdings auf niedrigem Niveau. Das Ziel der Bundesregierung von einer Million zugelassenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2020, wurde sehr deutlich verfehlt. Im Jahr 2020 waren Flüssiggasmotoren die in Deutschland am weitesten verbreiteten alternativen Fahrzeugantriebe, in Bayern waren dies Hybridantriebe. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge blieb seit 2012 sowohl in Bayern als auch in Deutschland nahezu konstant (Abbildung 50).

Abbildung 50

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

**Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben**

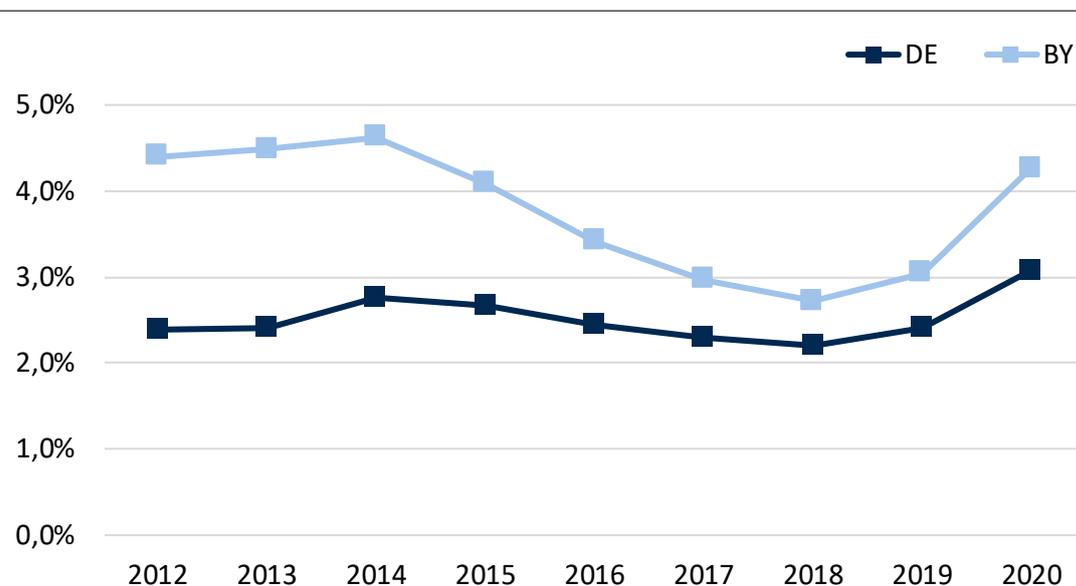


Quelle: KBA.

Bei Kraftomnibussen lag der Anteil alternativer Antriebe im Jahr 2020 in Deutschland erstmals bei über 3 Prozent, nachdem er von 2012 bis 2018 konstant zwischen 2 und 3 Prozent betragen hatte. Unter den alternativen Antrieben machten Erdgasantriebe den größten Anteil mit 1,3 Prozentpunkten aus, gefolgt von Benzin-Hybridantrieben mit 1,2 Prozentpunkten. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe höher, nahm aber von mehr als 4,5 Prozent im Jahr 2014 auf rund 2,7 Prozent im Jahr 2018 ab, bevor er bis 2020 wieder auf etwa 4,3 Prozent stieg (Abbildung 51). Auch hier machten Erdgasantriebe und Benzin-Hybride den größten Anteil aus.

Abbildung 51

Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen in Deutschland und Bayern

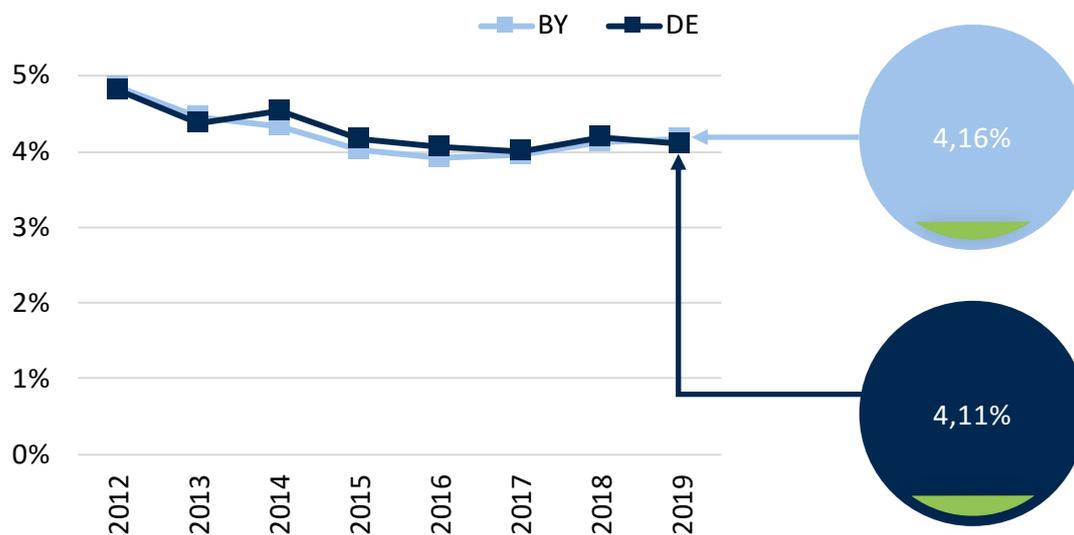


Quelle: KBA.

Neben alternativen Antrieben tragen Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien dazu bei, die verkehrlichen CO<sub>2</sub>-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 2019 jeweils bei rund 4 Prozent, 2012 hatte dieser Wert noch knapp 5 Prozent betragen (Abbildung 52). 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 Verkehr gebracht.

Abbildung 52

Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien



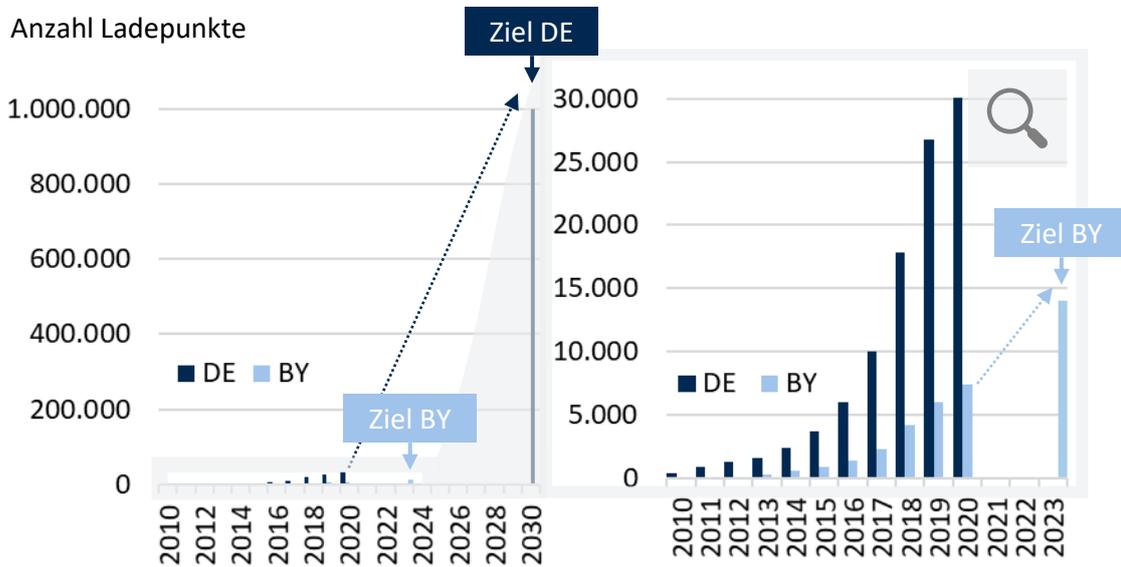
Quellen: AG Energiebilanzen, IE-Leipzig.

Unter Klimaschutzaspekten ist die Elektromobilität eine Möglichkeit, die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs zu senken. 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 öffentliche Ladepunkte eingerichtet werden. Unter der Annahme eines linearen Ausbaues, lag die Anzahl der in Deutschland installierten Ladepunkte 2019 mit weniger als 27.000 deutlich unter dem Zielpfad. Entsprechend der Zielsetzung wären 450.000 Ladepunkte erforderlich gewesen. In Bayern war die Zielabweichung 2019 mit mehr fast 6.000 installierten Ladepunkten gegenüber rund 14.000 angestrebten Ladepunkten deutlich kleiner (Abbildung 53). Bei dieser Bewertung ist zu beachten, dass Elektrofahrzeuge auch an nicht öffentlichen Ladestationen geladen werden können.

Abbildung 53

Bestand an öffentlichen Ladepunkten in Deutschland und Bayern



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.

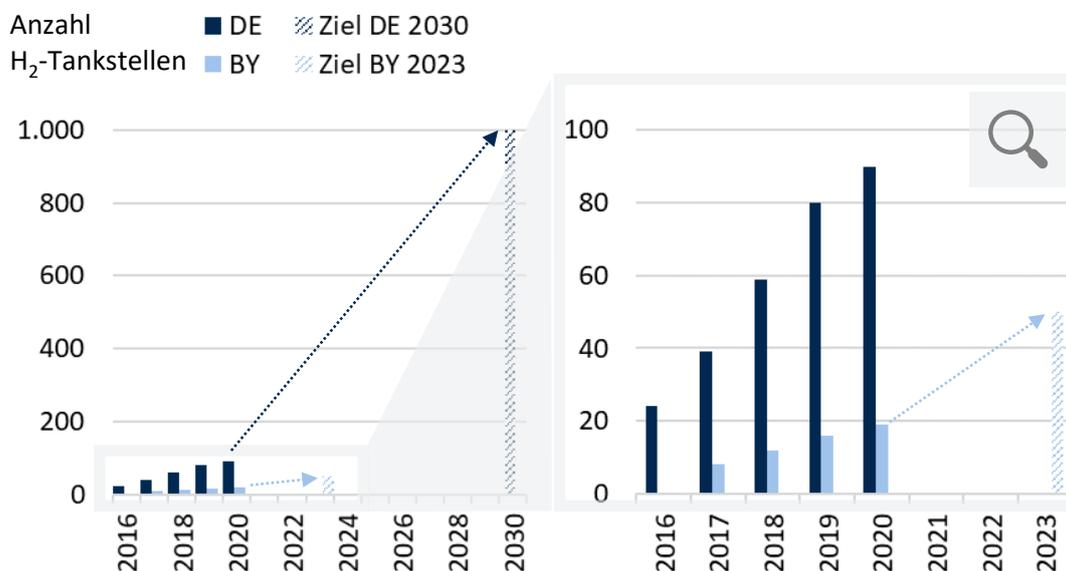
Quelle: BNetzA.

Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem Ladepunkt bewegte sich zwischen 2012 und 2018 in Bayern und Deutschland zwischen vier und zwölf (Abbildung 55). Die deutlichen 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. Der starke Anstieg der Zahl der Elektrofahrzeuge und die damit einhergehende Verschlechterung der Relation von Elektrofahrzeugen pro installiertem Ladepunkt ist eine Folge der veränderten Statistik.

Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. Im Jahr 2020 kamen rund sechs Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 55). Im Vergleich zur Elektromobilität ist diese Quote deutlich besser, was allerdings an der noch sehr kleinen Zahl von wasserstoffangetriebenen Fahrzeugen liegt. Zu beachten ist ebenfalls, dass Wasserstofffahrzeuge, anders als Elektrofahrzeuge, in der Regel nicht an nichtöffentlichen Tankstellen tanken können.

Abbildung 54

### Bestand an Wasserstofftankstellen in Deutschland und Bayern

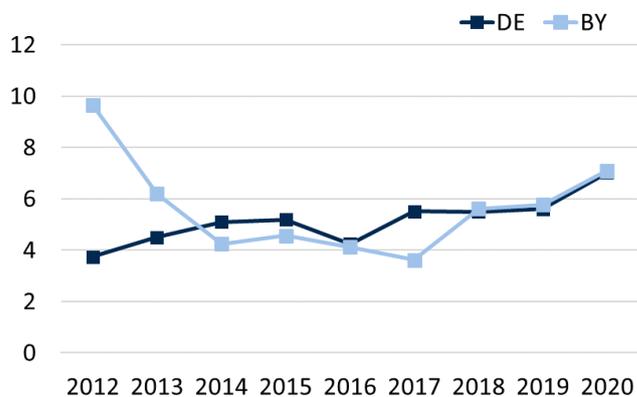


Quellen: H2 MOBILITY.

Abbildung 55  
Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

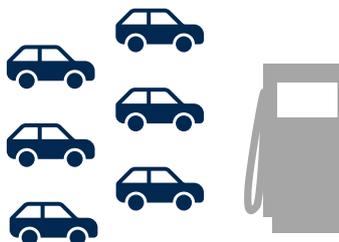
**Anzahl Elektroautos\* pro Ladepunkt  
in Deutschland und Bayern**

\* inkl. Plug-in Hybride



**Anzahl  
Brennstoffzellenfahrzeuge  
in Deutschland im Jahr 2020**

**6** Brennstoffzellenfahrzeuge  
pro Wasserstofftankstelle



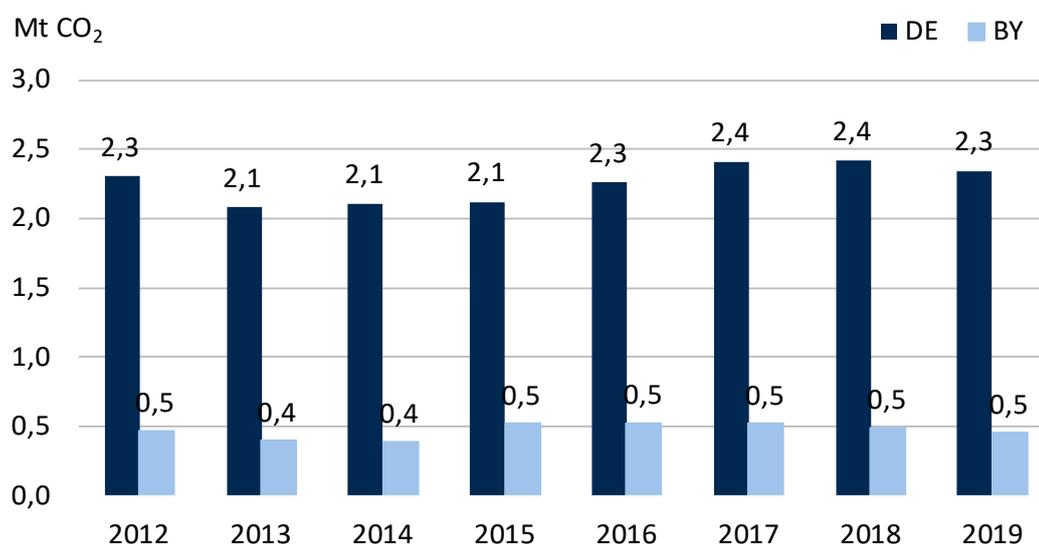
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

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

Die durch den nationalen Flugverkehr pro Jahr verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen lagen im Zeitraum 2012 bis 2019 in Bayern zwischen 0,4 und 0,5 Mt, in Deutschland zwischen 2,1 und 2,4 Mt (Abbildung 56). Die genannten Emissionen beziehen sich ausschließlich auf innerdeutsche Flüge beziehungsweise auf die Bayern zuzurechnenden innerdeutschen Flüge. Internationale Flüge, die den weitaus überwiegenden Teil der Flugverkehrsemissionen verursachen, werden (bislang) nicht in den nationalen Emissionsstatistiken aufgeführt. Deshalb sind ihre Emissionswerte nicht in den deutschen beziehungsweise bayerischen Emissionen enthalten und werden auch nicht von den Klimaschutzzielen adressiert.

Abbildung 56

### Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen, IE Leipzig, 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 beziehungsweise THG-Emissionen pro Kopf für Bayern. Die Ampel steht in Deutschland auf Gelb und in Bayern auf Rot (Abbildung 32).

Tabelle 7

## Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft</b> (siehe Abbildung 36)	Umwandlung	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> (siehe Abbildung 37)	Industrie	Deutliche Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Minimale Abnahme seit 2012, kein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Emissionsintensität</b> (siehe Abbildung 38)	Industrie	Seit 2012 leicht gesunken, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, der durch das Wachstum der Industrie überkompensiert wurde.	Seit 2012 deutlich gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, der durch das Wachstum der Industrie überkompensiert wurde.
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> (siehe Abbildung 39)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Leichte Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Deutliche Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>THG-Emissionen der Landwirtschaft</b> (siehe Abbildung 40)	Landwirtschaft	Seit 2012 relativ konstant und daher kein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
<b>THG-Emissionen der Abfallwirtschaft</b> (siehe Abbildung 40)	Abfall	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-

## Ergebnisse des 9. Monitorings

<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> (siehe Abbildung 41)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringerer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringerer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf</b> (siehe Abbildung 42)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Beheizungsstruktur</b> (siehe Abbildung 43)	Private Haushalte	Moderater Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten daher geringerer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
<b>Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche</b> (siehe Abbildung 44)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, bei nur leicht gesunkenem Bedarf für Raumwärme.	-
<b>Sanierungsrate: Anteil der Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen</b> (siehe Abbildung 45)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gestiegen und daher geringerer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leicht 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.
<b>KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen</b> (siehe Abbildung 46)	Öffentliche Gebäude	Seit 2012 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

## Ergebnisse des 9. Monitorings

<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors</b> (siehe Abbildung 47)	Verkehr	Seit 2012 Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug</b> (siehe Abbildung 48)	Verkehr	Leicht rückläufig seit 2012 und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, der durch die steigende Anzahl von Fahrzeugen reduziert wurde.	Leicht rückläufig seit 2012 und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, der durch die steigende Anzahl von Fahrzeugen reduziert wurde.
<b>Modal Shift / Entwicklung des Modal Split</b> (siehe Abbildung 49)	Verkehr	Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.	Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.
<b>Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben</b> (siehe Abbildung 50)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; Ziele der Bundesregierung 2020 werden nicht erreicht; leicht positiver Beitrag.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.
<b>Anteile alternativer Antriebe bei Innenstadtbussen im ÖPNV</b> (siehe Abbildung 51)	Verkehr	Seit 2012 leicht ansteigend, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Nach Rückgang bis 2018 wieder deutlich ansteigend, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Beimischung erneuerbarer Energien zu Kraftstoffen</b> (siehe Abbildung 52)	Verkehr	Anteil leicht rückläufig und auf geringem Niveau, daher geringer negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Anteil leicht rückläufig und auf geringem Niveau, daher geringer negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
<b>Bestand an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge</b> (siehe Abbildung 53)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag an die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ausbauziele in Bayern

## Ergebnisse des 9. Monitorings

		Bundesregierung werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht erreicht; leicht positiver Beitrag.	liegen höher; leicht positiver Beitrag.
<b>Bestand an Wasserstofftankstellen</b> (siehe Abbildung 54)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibendem Ausbaudynamik nicht erreicht.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die bayerischen Ziele werden bei gleichbleibendem Ausbaudynamik knapp verfehlt.
<b>Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität</b> (siehe Abbildung 55)	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.
<b>Abdeckung Wasserstofftankstellen für Wasserstofffahrzeuge</b> (siehe Abbildung 55)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Wasserstofftankstellen unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen nicht Schritt.	-
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Flugverkehrs</b> (siehe Abbildung 56)	Verkehr	Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Emissionen minimal niedriger als 2012, kein Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

## 6 Zusammenfassende Bewertung

### Indikatoren in der Gesamtschau

#### 6.1 Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Deutschland

Im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring verbesserten sich zwei Indikatoren. Für Haushaltsstrompreise und THG-Emissionen liegt nun eine gelbe Ampelbewertung vor (zuvor rot). Bei den Bewertungen aller anderen Indikatoren gibt es keine Veränderungen. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch fällt weiterhin positiv (grün) aus. Die Stromausfallzeit (SAIDI-Wert) liegt wieder im grünen Bereich. Für die restlichen Indikatoren steht die Ampel auf Rot. Das gilt, wie in den Vorjahren, auch für den Industriestrompreis.

Die übergeordneten Bereiche Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit verbesserten sich von einer roten zu einer gelben Ampel, während Versorgungssicherheit sowie Energieeffizienz und erneuerbare Energien weiterhin mit einer roten Ampel bewertet werden.

Immer mehr alte fossile Kraftwerke wurden in die Reserve überführt und trugen zur Versorgungssicherheit bei, während der Anteil erneuerbarer Energien an Leistung und Stromerzeugung stieg. Der Übertragungsnetzausbau verzögerte sich gegenüber dem ursprünglichen Plan weiter. Die wichtigen Projekte SuedLink und SuedOstLink befanden sich noch immer im Planfeststellungsverfahren. Trotz der Verzögerungen lag die Stromausfallzeit (gemessen am ungeplanten SAIDI ohne Ausnahmefälle) 2016 auf dem niedrigsten Niveau der EU-28-Staaten. Das ist teilweise auf die kontrahierten Kraftwerke sowie die Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Die Kosten der Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität lagen entsprechend mit rund 1,2 Milliarden Euro geringfügig unter dem historisch hohen Niveau von 2017 und 2018.

Der Indikator für die Strompreise der Haushaltskunden verbesserte sich 2019 vom roten in den gelben Bereich. Die Industriestrompreise entwickelten sich in den betrachteten Abnahmeklassen unterschiedlich. Die Einstufung bleibt insgesamt im gelben Bereich. Der Börsenstrompreis sank 2019. Für das Jahr 2020 ist ein weiterer Rückgang zu erwarten.

Die Indikatoren zur Entwicklung der Energieeffizienz (Stromverbrauch, Endenergieproduktivität und PEV) bleiben im roten Bereich. Die jeweiligen Werte liegen weiterhin zu weit vom Zielpfad entfernt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schritt im Jahr 2019 weiter voran. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch liegt, wie im Vorjahr, oberhalb des Zielpfades und wird positiv (grün) bewertet.

Die THG-Emissionen sanken im Jahr 2019 und näherten sich somit dem Zielpfad an. Die Indikator-Ampel springt deshalb in diesem Monitoring von Rot auf Gelb.

Insgesamt ist der Bereich Umweltverträglichkeit jedoch kritisch zu bewerten. Die Emissionsreduktion der Energiewirtschaft war im Vergleich der Sektoren überproportional, aber nicht ausreichend zur Erreichung der Klimaschutzziele. In den Sektoren Industrie, GHD, Landwirtschaft und Verkehr stiegen die Emissionen seit 2012, während sie bei den privaten Haushalten leicht sanken.

Auch Fortschritte bei der energetischen Sanierungsquote im Gebäudebereich und den alternativen Antriebstechnologien im Verkehrsbereich reichen nicht annähernd aus, um langfristig einen deutlichen Beitrag zu Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland zu leisten.

## 6.2 Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Bayern

Auch in Bayern werden im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring zwei Indikatoren positiver bewertet: Die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Haushaltsstrompreise verbessern sich von einer roten auf eine gelbe Ampelbewertung. Dank der positiveren Bewertung der Haushaltsstrompreise springt auch beim übergeordneten Indikator Bezahlbarkeit die Ampel von Rot auf Gelb.

Die Bewertungen aller weiteren übergeordneten Indikatoren bleiben unverändert. Für Versorgungssicherheit sowie Energieeffizienz und erneuerbare Energien steht die Ampel weiter auf Gelb, auch wenn sich die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von Grün auf Gelb verschlechtert. Die Umweltverträglichkeit liegt weiterhin im roten Bereich.

Der Bedarf an Reservekraftwerken in Bayern blieb im Winterhalbjahr 2018/2019 mit 2,5 GW auf dem Niveau des Vorjahres.

Im Jahr 2017 legte die BNetzA einen Bedarf an Gaskraftwerken in Süddeutschland von 1,2 GW fest, wovon 300 MW in Bayern am Standort Irsching errichtet werden. Weitere 300 MW wurden 2019 und 2020 mehrfach in Bayern ausgeschrieben, allerdings erklärte sich zu den Konditionen des Netzbetreibers Amprion kein Betreiber bereit, eine entsprechende Anlage zu errichten. Diese zusätzlichen Kraftwerke sollen als Netzstabilitätsanlagen dienen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch sank 2019 deutlich. Der Wert liegt zwar weiterhin nicht auf dem Zielpfad des Energieprogramms von 2016, verbessert sich aber von einer roten zu einer gelben Bewertung. Die Primärenergieproduktivität übertraf 2019 erneut den Zielwert. Der Primärenergieverbrauch Bayerns stieg zwar an, unterschreitet aber wiederum den Zielpfad. Damit bleibt die Energieeffizienz weiterhin im grünen Bereich. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung machte im Vergleich zum Vorjahr nur kleine Fortschritte. Der Wert 2019 liegt wieder weiter vom Zielpfad entfernt, die Ampel springt von Grün auf Gelb.

Die THG-Emissionen pro Kopf 2019 übersteigen in Bayern weiterhin deutlich den Zielpfad und verharren damit im roten Bereich.

Die Energiewirtschaft leistete im Vergleich zu anderen Sektoren zwar einen überproportionalen Beitrag zur Emissionsreduktion. Er war aber nicht ausreichend, um die Ziele zu erreichen. Im Verkehrssektor stiegen die Emissionen seit 2012. Leichte Anstiege gegenüber 2012 gab es auch in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen, während bei den privaten Haushalten die Emissionen etwas sanken. Die positiv zu bewertenden Effizienzgewinne in manchen Bereichen reichen nicht zur Erreichung der übergeordneten Klimaschutzziele. Weitere Indikatoren wie die energetische Sanierungsquote von Gebäuden und die alternativen Antriebstechnologien im Verkehrsbereich reichen nicht annähernd aus, um die Klimaschutzziele in Bayern zu erreichen.

Abbildung 57

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019

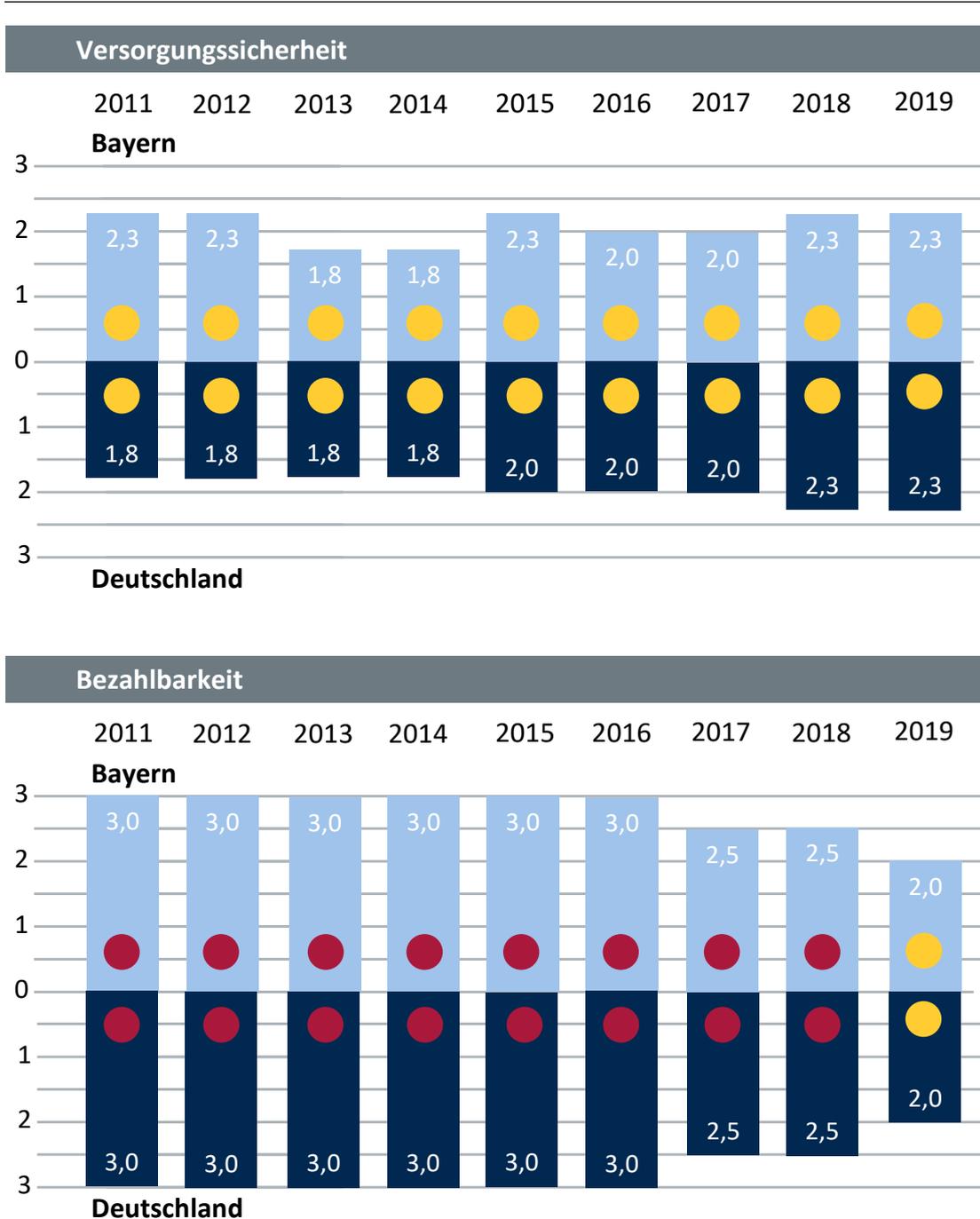
	Deutschland	Bayern
<b>Versorgungssicherheit</b>	2,3 (2,3) ●	2,3 (2,3) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
<b>Bezahlbarkeit</b>	↑ 2 (2,5) ●	↑ 2 (2,5) ●
Industriestrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreise	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
<b>Energieeffizienz und Erneuerbare</b>	2,5 (2,5) ●	1,5 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
<b>Umweltverträglichkeit</b>	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●

*Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 8. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 8. Monitoring aus dem Jahr 2019*

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Abbildung 58

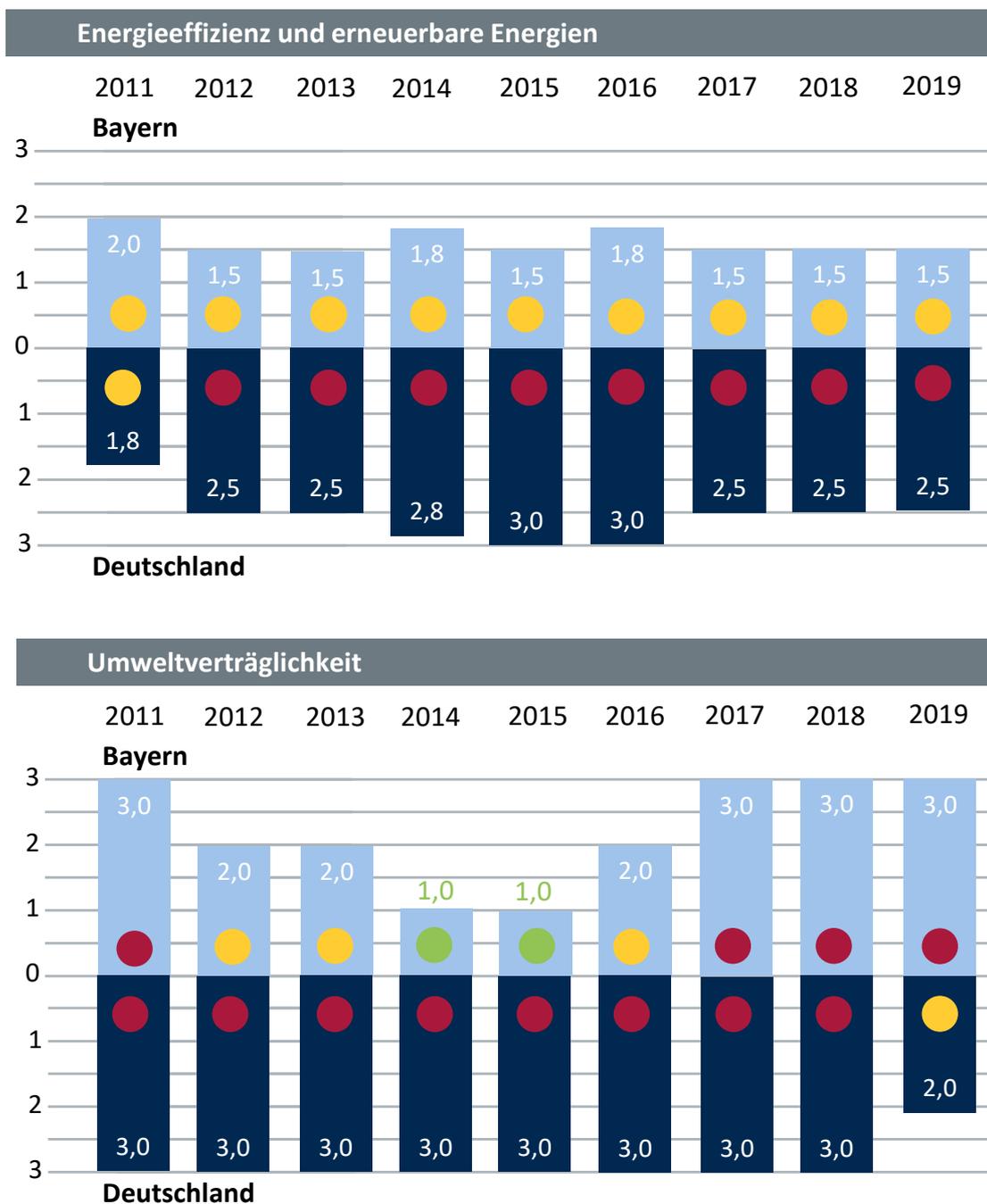
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Abbildung 59

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](http://www.50hertz.com)

**AEE föderal erneuerbar (2018)**

Agentur für Erneuerbare Energien – Föderal Erneuerbar, [www.foederal-erneuerbar.de](http://www.foederal-erneuerbar.de)

**AG Energiebilanzen (2019a)**

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2018

**AG Energiebilanzen (2019b)**

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018

**AG Energiebilanzen (2020a)**

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2019

**AG Energiebilanzen (2020b)**

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019

**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 (2020)**

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

**Bayerisches Landesamt für Statistik (2019)**

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, [www.statistik.bayern.de](http://www.statistik.bayern.de)

**Bayerisches Landesamt für Statistik (2020)**

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, [www.statistik.bayern.de](http://www.statistik.bayern.de)

**Bayerische Staatsregierung (2011)**

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

**Bayerische Staatsregierung (2019)**

Entwurf Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG)

**BDEW (2018a)**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Kraftwerkliste

**BDEW (2018b)**

BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 – Haushalte und Industrie

**BDEW (2019a)**

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau (Stand 11/2019)

[https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur\\_Wohnungsneubau\\_Entw\\_10J\\_online\\_o\\_quartalsweise\\_Ki\\_02122019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsneubau_Entw_10J_online_o_quartalsweise_Ki_02122019.pdf)

**BDEW (2019b)**

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes (Stand 01/2019)

[https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur\\_Wohnungsbestand\\_Entw\\_ab\\_1995\\_online\\_o\\_jaehrlich\\_Ki\\_06022019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsbestand_Entw_ab_1995_online_o_jaehrlich_Ki_06022019.pdf)

**BDEW (2020a)**

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes (Stand 01/2020)

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

**BMVI 2019**

Verkehr in Zahlen 2019/2020

**BMWi (2019)**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

**BNetzA (2014a)**

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018

**BNetzA (2014b)**

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2013

**BNetzA (2015a)**

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020

**BNetzA (2015b)**

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2014

**BNetzA (2016a)**

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019

**BNetzA (2016b)**

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2015

**BNetzA (2017a)**

Bericht zu Netz- und Systemdienstleistungen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2016

**BNetzA (2017b)**

Jahresbericht 2016

**BNetzA (2017c)**

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2017

**BNetzA (2018a)**

Bundesnetzagentur- 4. Quartalsbericht 2017 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und Gesamtjahr 2017

**BNetzA (2018b)**

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021

**BNetzA (2018c)**

BBPIG-Monitoring Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem dritten Quartal 2018

**BNetzA (2019a)**

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

**BNetzA (2019b)**

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

**BNetzA (2019c)**

Bundesnetzagentur- 4. Quartalsbericht 2018 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und Gesamtjahr 2018

**BNetzA (2019d)**

Internetauftritt der Bundesnetzagentur, [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)

**BNetzA (2019e)**

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023

**BNetzA (2019f)** Monitoring des Stromnetzausbaus - Erstes Quartal 2019

**BNetzA (2019g)** Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIC) nach dem dritten Quartal 2019, <https://www.netzausbau.de>

**BNetzA (2020a)**

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

**BNetzA (2020b)**

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

**BNetzA (2020c)**

Bundesnetzagentur- 4. Quartalsbericht 2019 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und Gesamtjahr 2019

**BNetzA (2020d)**

Internetauftritt der Bundesnetzagentur, [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)

**BNetzA (2019e)**

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2023/2024

**BNetzA (2020f)** Monitoring des Stromnetzausbaus - Zweites Quartal 2020**BNetzA (2020g)** <https://www.netzausbau.de>**Bundesamt für Justiz (2013)**

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG)

**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

**CEER (2018)**

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

**Destatis (2019)**

Bestand an Wohnungen 2018

**Destatis (2020)**

Bestand an Wohnungen 2019

**dena (2018)**

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

**ENERGINET (2018)**

[www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

**ENTSO-E (2018)**

Country Data Package Germany, Stand: November 2018, [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

**E.ON (2015)**

Pressemeldung vom 28. Juni 2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld

**Eurostat (2019)**

Internetauftritt von eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat>

**Fraunhofer ISE (2019)**

Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom, [www.energy-charts.de](http://www.energy-charts.de)

**Fraunhofer ISE (2020)**

Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom, [www.energy-charts.de](http://www.energy-charts.de)

**H2 Mobility (2019)**

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 05.12.2019)

**H2 Mobility (2020)**

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 05.10.2020)

**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 (2019)**

Datenlieferung bezüglich Sonderauswertung Wasserstofffahrzeuge

**KfW (2019)**

Förderreport KfW Bankgruppe zwischen 2012 und 2019, <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

**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 (2019)**

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2018, Reihe 1, Länderergebnisse Band 1, Berechnungsstand August 2018/Februar 2019

**Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2019)**

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

**Statistisches Bundesamt (2019a)**

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

**Statistisches Bundesamt (2019b)**

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

**Statistisches Bundesamt (2019c)**

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2019

**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

**UBA (2019a)**

Erneuerbare Energien in Zahlen; Internetauftritt des Umweltbundesamtes, [www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo](http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo)

**UBA (2019b)**

Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2017

**UBA (2019c)**

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinigten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2017

**UBA (2019d)**

Klimabilanz 2018 – Pressemitteilung April 2019; Internetauftritt des Umweltbundesamtes, <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2018-45-prozent-weniger>

**UNFCCC (2019)**

National inventory submissions 2019 of greenhouse gas emissions in the common reporting format

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 01	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019
Abbildung 02	Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren
Abbildung 03	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 8. Monitoring für das Jahr 2018
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 2026
Abbildung 07	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern
Abbildung 08	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 09	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)
Abbildung 10	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)
Abbildung 11	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 12	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 13	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 14	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 15	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 16	Industriestrompreise in Deutschland
Abbildung 17	Industriestrompreise in den Staaten der EU-28 im Jahr 2019
Abbildung 18	Zusammensetzung des Industriestrompreises
Abbildung 19	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 20	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 21	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 22	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte
Abbildung 23	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 24	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 25	Stromverbrauch
Abbildung 26	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern

## Zusammenfassende Bewertung

Abbildung 27	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 28	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 29	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 30	Anteil erneuerbarer Energien
Abbildung 31	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in Deutschland und Bayern
Abbildung 32	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 33	THG- und CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland
Abbildung 34	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Bayern
Abbildung 35	Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland und Bayern
Abbildung 36	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 37	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Industrie
Abbildung 38	Emissionsintensität (CO <sub>2</sub> energiebedingt) der Industrie
Abbildung 39	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen im Bereich GHD
Abbildung 40	THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 41	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 42	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 43	Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland
Abbildung 44	Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche
Abbildung 45	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen
Abbildung 46	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 47	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 48	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenen Fahrzeugen
Abbildung 49	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 50	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand
Abbildung 51	Anteil alternativer Antriebe an Kraftomnibussen
Abbildung 52	Beimischung erneuerbarer Energien an Kraftstoffen

[Zusammenfassende Bewertung](#)

Abbildung 53	Bestand an Ladepunkten in Deutschland
Abbildung 54	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen
Abbildung 55	Bestand an Wasserstofftankstellen in Deutschland
Abbildung 56	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen des nationalen Flugverkehrs
Abbildung 57	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019
Abbildung 58	Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
Abbildung 59	Veränderung in der Bewertung der Energieeffizienz und den 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 Reservekraftwerksleistungen 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

Telefax 089-551 78-91 246

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](http://www.vbw-bayern.de)

© vbw Januar 2021

#### Weiterer Beteiligter

**Prognos AG**

0041 61 3273-337  
[info@prognos.com](mailto:info@prognos.com)

Bearbeiter:

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)

Dina Tschumi

Andreas Brutsche

Dr. Almut Kirchner