

7. Monitoring der Energiewende

Studie
Stand: Januar 2019

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos AG

Die bayerische Wirtschaft

vbw



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Die Energiewende braucht neue Impulse

Grundlage von Wachstum und Beschäftigung ist eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung. Nur wenn alle drei Seiten dieses Zieldreiecks gleichermaßen berücksichtigt werden, können Deutschland und Bayern international wettbewerbsfähige Investitions- und Industriestandorte bleiben. Nur dann können wir auch Vorbild sein für andere Länder, die die Entwicklung der Energiewende in Deutschland sehr genau beobachten.

Die Versorgungssicherheit ist heute gewährleistet. Das Abschalten der letzten Kernkraftwerke und der Kohleausstieg werden uns jedoch vor große Herausforderungen stellen. Erneuerbare Energien können aufgrund ihrer Volatilität den Wegfall an gesicherter Leistung nur in geringem Maß ausgleichen. Geeignete Speichertechnologien sind noch nicht in Sicht. Gleichzeitig stockt der Netzausbau, ohne den die Energiewende nicht gelingen kann: Die großen Übertragungsleitungen SuedLink und SuedOstLink werden frühestens 2025 zur Verfügung stehen. Die Folge ist eine weitere Zunahme teurer Netzengpassmaßnahmen, die heute schon über das Netzentgelt den Strompreis belasten.

Nach wie vor gehört Deutschland zu den Ländern mit den höchsten Industriestrompreisen in Europa. Der Haushaltsstrom war 2017 in keinem anderen Land der EU-28 so teuer wie hier. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet zügig voran, die Klimaziele in Deutschland werden aber trotzdem deutlich verfehlt. In der Folge werden massive Einschnitte in den einzelnen Sektoren diskutiert, die wiederum die Grundlagen unseres Wohlstands gefährden. Deswegen brauchen wir dringend ein in sich schlüssiges Gesamtkonzept, das Energie- und Klimapolitik intelligent miteinander verknüpft und der Energiewende neue Impulse verleiht. Dazu gehört auch, dass wir die Potenziale digitaler Technologien konsequent heben.

Mit dem 7. Monitoring der Energiewende legen wir eine weitere Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende und zu den umgesetzten und eingeleiteten Maßnahmen vor. Die wissenschaftliche Untersuchung hat wie in den Vorjahren die Prognos AG in unserem Auftrag durchgeführt.

Bertram Brossardt
29. Januar 2019

Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	4
2.1	Deutschland	4
2.2	Bayern	5
3	Aufbau und Bewertungsschema des Monitorings	7
3.1	Fokus Stromversorgung	7
3.2	Aspekte und Indikatoren	7
3.2.1	Versorgungssicherheit	8
3.2.2	Kosten	9
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	9
3.2.4	Umweltverträglichkeit	10
3.3	Bewertungsschema	10
4	Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse	12
5	Ergebnisse des 7. Monitorings 2018	14
5.1	Versorgungssicherheit	14
5.1.1	Kraftwerke	14
5.1.2	Netze	24
5.2	Kosten	36
5.2.1	Industriestrompreise	37
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage	42
5.2.3	Strompreise für private Haushalte	43
5.2.4	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	44
5.2.5	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	45
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	48
5.3.1	Strom- und Energieeffizienz	48
5.3.2	Ausbau der erneuerbaren Energien	55
5.4	Umweltverträglichkeit – energiebedingte THG-Emissionen	60
6	Zusammenfassende Bewertung	64
6.1	Stand der Energiewende im Strombereich in Deutschland	64

6.2	Stand der Energiewende im Strombereich in Bayern	65
	Literaturverzeichnis	68
	Abbildungsverzeichnis	72
	Tabellenverzeichnis	74
	Ansprechpartner / Impressum	75

1 Das Wichtigste in Kürze

Versorgungssicherheit in Bayern gewährleistet, wesentliche Indikatoren weiterhin kritisch

Mit ihrem im Herbst 2010 verabschiedeten Energiekonzept hat die deutsche Bundesregierung quantitative Zielgrößen definiert, um langfristig eine sichere, wirtschaftliche und umwelt- sowie klimaverträgliche Energieversorgung zu erreichen. Entscheidende Bedeutung haben die Steigerung der Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Daneben war eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorgesehen.

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 hatte die Bundesregierung beschlossen, die Laufzeit der Kernkraftwerke zu verkürzen. Acht Anlagen wurden 2011 sofort stillgelegt, die verbleibenden Reaktoren werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon vier Kraftwerke mit einer Nettoleistung von fast 5.300 MW betroffen.

Im Oktober 2015 hat die Bayerische Staatsregierung das Bayerische Energieprogramm vorgelegt, das unter anderem quantitative Ziele bis 2025 enthält und eine Fortschreibung des Bayerischen Energiekonzeptes aus dem Jahr 2011 darstellt. Auch im Bayerischen Energieprogramm spielen eine steigende Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidende Rollen.

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.

Der Fokus des hier vorgestellten Monitorings der Energiewende in Bayern und Deutschland liegt daher 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 siebte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2017. Soweit Daten für 2018 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Im Vergleich zum Monitoring des letzten Jahres zeigen sich in den Bewertungen in Deutschland zwei Veränderungen. Die Indikatoren des Industriestrompreises und des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch haben sich von einer negativen zu einer kritischen Beurteilung verbessert, wobei Letzteres ausschließlich auf einer Veränderung in der Bewertungsmethodik beruht. Die Bewertung der Bezahlbarkeit von Strom in Deutschland und Bayern liegt weiterhin im roten Bereich. In Bayern haben sich die Indikatoren des Stromverbrauchs und des Primärenergieverbrauchs verbessert. Die positiveren Bewertungen lassen sich jedoch nicht auf eine tatsächliche Verbesserung, sondern auf eine

Das Wichtigste in Kürze

Änderung in der Erfassungsmethodik des Stromverbrauchs zurückführen. Für die Definition des Zielpfades wurden allerdings Werte verwendet, die mit der alten Methodik erfasst wurden. Generell liegt Bayern näher an der Erreichung der Ziele des Bayerischen Energieprogramms als Deutschland an der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts. Insbesondere in den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet, was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen ist. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte überproportional positiv aus.

Die Versorgungssicherheit Deutschlands bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kommt nur schleppend voran, die Erwartungen der Netzbetreiber bezüglich der Fertigstellungstermine von Netzprojekten haben sich gegenüber dem letzten Monitoring erneut verschlechtert. Die Versorgungssicherheit war 2017 trotzdem gewährleistet. Dazu haben Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen beigetragen. Von diesen Maßnahmen waren im Jahr 2017 deutlich mehr Strommengen betroffen als im Vorjahr. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen haben sich um 63 Prozent gegenüber 2016 erhöht und liegen dadurch auf einem historischen Höchstwert. Für den Winter 2017/2018 ist weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Laut Bundesnetzagentur verdeutlicht dies die Bedeutung des zügigen Netzausbaus. Für den Winter 2018/2019 ist jedoch keine Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten mehr notwendig, wozu vor allen Dingen die Einführung der Engpassbewirtschaftung zu Österreich beiträgt. Insgesamt bleibt Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung, wobei die künftige Entwicklung hier nicht in die Bewertung einfließt.

Die Strompreise wiesen je nach Sektor unterschiedliche Entwicklungen auf. Im Vergleich zu 2010 nahmen die Preise bei den privaten Haushalten zu. Die Steigerung liegt über der Teuerungsrate des Verbraucherpreises. Für die Entwicklung des Industriestrompreises zeigt sich ein differenzierteres Bild, das sich je nach Abnahmeklasse unterscheidet. In einer von drei Abnahmeklassen sanken die Preise im Vergleich zu 2010, in den restlichen beiden hingegen stiegen die Preise an. Insgesamt ist daher im Vergleich zum letzten Monitoring von einer leichten Verbesserung bei den Industriestrompreisen auszugehen.

Die Energieeinsparungen in Deutschland bleiben unzureichend. Die Indikatoren der Energieeffizienz zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Zielen immer mehr entfernt hat. Der Stromverbrauch, die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch verfehlten im Jahr 2017 die Ziele nicht nur erneut, sondern entfernten sich weiter vom Zielpfad. Dagegen stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch weiter an; hier bleibt Deutschland auf dem Weg der Zielerreichung. Der Stromverbrauch in Bayern stieg ebenfalls leicht an. Da sich der Ausbau erneuerbarer Energien weiter vom Zielpfad entfernt hat, kommt es zu einer Verschlechterung des Indikators. Der Primärenergieverbrauch stieg ebenfalls, blieb allerdings auf Zielpfadniveau. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stieg leicht an und bleibt auf dem Weg der Zielerreichung.

In Deutschland stagnieren die Treibhausgasemissionen seit 2014 und liegen im achten Jahr hintereinander deutlich über dem Zielpfad. In Bayern stiegen die CO₂-Emissionen ebenfalls

[Das Wichtigste in Kürze](#)

an. Pro Kopf lagen sie im Jahr 2017 bei 6,3 t und überstiegen damit den Zielpfad deutlich, was zu einer negativen Bewertung führt.

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 eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorgesehen.

Tabelle 1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
Klimaschutz				
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 %	55 %	70 %	80–95 %
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	50 %	65 %	80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %
Stromverbrauch				
Verringerung gegenüber 2008	10 %			25 %
Primärenergieverbrauch				
Verringerung gegenüber 2008	20 %			50 %
Endenergieproduktivität				
Steigerung 2008 bis 2050		2,1 % p. a.		

Quellen: Bundesregierung 2011

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 werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon noch 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 hat die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung“ vorgelegt, mit dem das Bayerische Energiekonzept vom Mai 2011 fortgeschrieben wird und das unter anderem qualitative und quantitative Ziele bis zum Jahr 2025 enthält (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.

Der im November 2018 unterzeichnete Koalitionsvertrag beschreibt weitere Ziele für ein nachhaltiges Bayern. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen pro Einwohner bis 2050 auf weniger als 2 t CO₂-Äquivalente (CO₂-äq) pro Jahr gesenkt werden. Außerdem soll ein Bayerisches Klimaschutzgesetz mit konkreten CO₂-Zielen geschaffen werden. Diese Ziele sind in der Bewertung des aktuellen Monitorings noch nicht berücksichtigt, werden aber nachrichtlich in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025	2050
Klimaschutz		
THG-Emissionen	5,5 t energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Einwohner und Jahr	2,0 t CO ₂ -äq THG-Emissionen pro Einwohner und Jahr
erneuerbare Energien		
Anteil an der Bruttostromerzeugung	rund 70 %	
davon Wasserkraft	23–25 %	
davon PV	22–25 %	
davon Biomasse	14–16 %	
davon Windenergie	5–6 %	
davon Tiefengeothermie	1 %	
Anteil am Endenergieverbrauch	20 %	
Stromverbrauch	möglichst konstant	
Primärenergieverbrauch		
Verringerung gegenüber 2010	10 %	
Primärenergieproduktivität		
Steigerung gegenüber 2010	25 %	

Quellen: StMWi 2015, Koalitionsvertrag 2018

3 Aufbau und Bewertungsschema 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 ist die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, nicht mehr ohne Weiteres gewährleistet. Daher liegt der Fokus des hier vorgestellten Monitorings auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung.

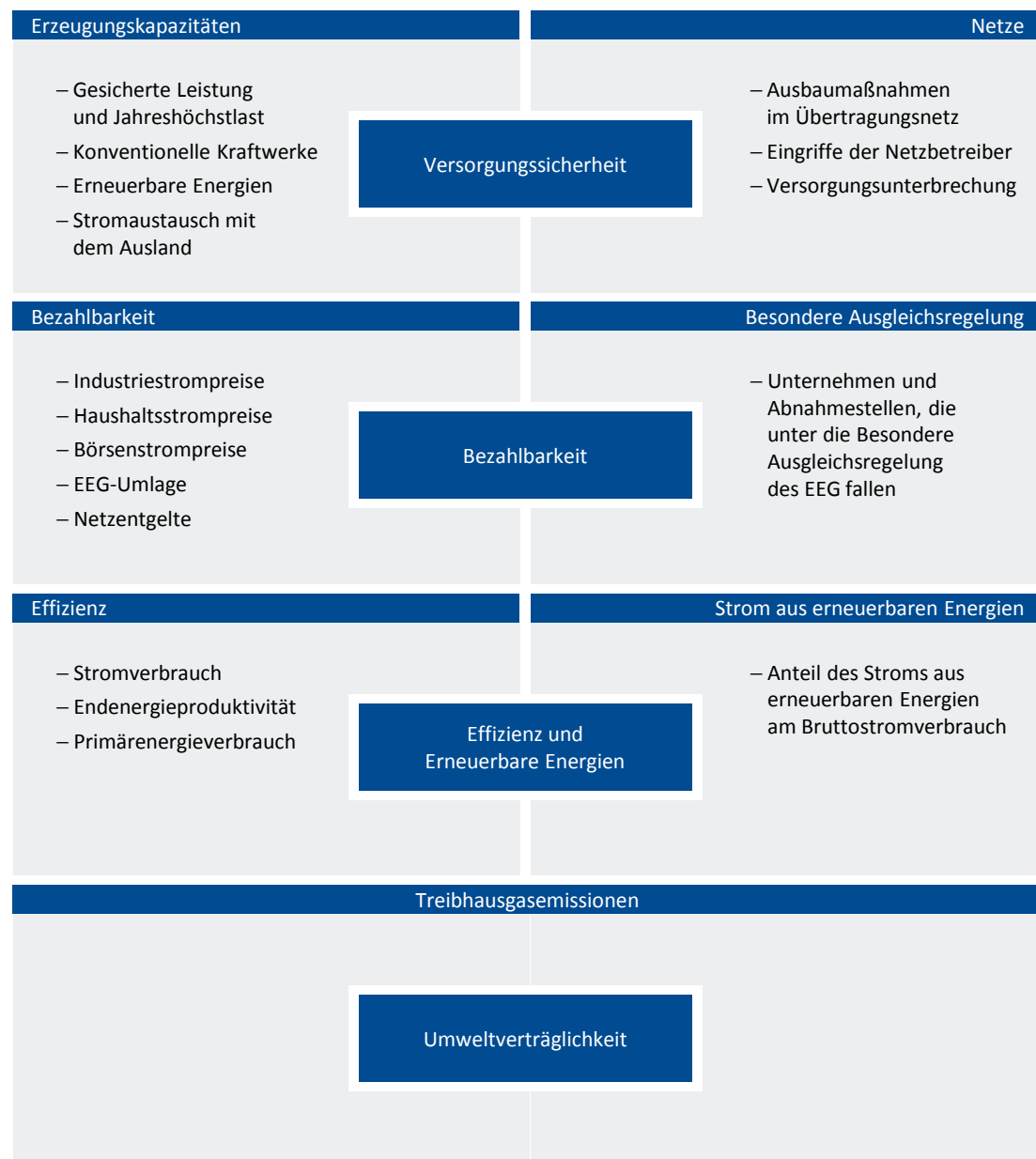
Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende siebte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2017. Soweit Daten für 2018 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt.

3.2 Aspekte und Indikatoren

Zur Beurteilung, ob die Energiewende wie geplant vorankommt und sich in die im Bayerischen Energieprogramm und im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der gewählten Bereiche und deren Indikatoren. In den folgenden Absätzen werden sie genauer beschrieben.

Abbildung 1

Überblick über die vier Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

3.2.1 Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Stromversorgung wird anhand von sieben Einzelindikatoren untersucht, die den beiden Themenfeldern Kraftwerke und Netze zugeordnet werden.

Die Situation und die Entwicklung bei den *Kraftwerken* werden 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

Bei den *Netzen* werden folgende Indikatoren verwendet:

- Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz
- Eingriffe der Netzbetreiber
- SAIDI-Wert (Versorgungsunterbrechungen länger als drei Minuten)

3.2.2 Kosten

Die *Kosten* der Energiewende werden anhand des Strompreises für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie ihrer Belastung mit Stromkosten und der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten geprüft.

Im Einzelnen werden folgende Indikatoren genutzt, wobei meist nicht zwischen Bayern und Deutschland differenziert wird:

- 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* werden folgende Indikatoren herangezogen:

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

Der Ausbau der *erneuerbaren Energien* wird 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 ist bisher anhand der energiebedingten CO₂-Emissionen beurteilt worden. Für Deutschland werden in diesem Monitoring neu die gesamten *Treibhausgasemissionen* (beinhalten auch nicht energiebedingte Emissionen, ohne Landnutzungsmaßnahmen [LULUCF]) verwendet, da diese als Teil des politischen Zielsystems explizit genannt und definiert sind. In Bayern beruht die Bewertung dagegen nach wie vor auf den energiebedingten CO₂-Emissionen. In Deutschland ist der Zielwert Emissionen als absolute Größe definiert, in Bayern als Pro-Kopf-Wert je Einwohner.

3.3 Bewertungsschema

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

Zusätzlich werden 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 der Jahre 2012 bis 2017.

Sofern für einen Indikator ein quantifiziertes Ziel aus dem Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise dem Energiekonzept der Bundesregierung vorliegt, wird dieses verwendet. Quantifizierte Ziele liegen für Deutschland unter anderem für das Jahr 2020 vor. In Bayern beziehen sich die Ziele in der Regel auf das Jahr 2025. Sind solche quantifizierten Angaben vorhanden, wird ein Zielpfad definiert, der den Start- und Zielpunkt linear verbindet. Entsprechend der Formulierungen im Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Startjahr für Bayern 2010 beziehungsweise 2009 für den Stromverbrauch und die CO₂-Emissionen, für Deutschland 2008 beziehungsweise 1990 im Falle der Treibhausgasemissionen.

Liegt kein durch Energieprogramm beziehungsweise Energiekonzept quantifizierter Zielwert für einen Indikator vor, wird ein angemessener Referenzwert definiert.

Im 6. Monitoring schätzte Prognos im Bereich Effizienz neue Zielpfade für Bayern, welche von den ersten fünf Monitoringberichten abwichen. Grund dafür war eine neue Erfassungsmethodik des Statistischen Landesamts zur Ermittlung des Stromverbrauchs auf Basis der physischen Stromabgabe an Letztverbraucher. Die neue Methodik ermöglicht eine genauere Erfassung des Stromverbrauchs. Die Werte des Stromverbrauchs in Bayern ab dem

Jahr 2012 wurden anhand der Werte des Bayerischen Landesamtes für Statistik revidiert. Die Änderungen wirken sich auch auf den PEV und die Energieproduktivität aus. Für das aktuelle 7. Monitoring bleiben die entsprechenden Start- und Zielwerte der Zielpfade jedoch unverändert und entsprechen somit denen der ersten fünf Monitorings. Zusätzlich dazu gab das Umweltbundesamt im Jahr 2016 neue Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe heraus. Die CO₂-Emissionen seit dem Jahr 1990 wurden revidiert. Start- und Zielwert des Zielpfades wurden entsprechend angepasst. Die Berechnungen und Anpassungen werden in den jeweiligen Kapiteln näher erläutert.

4 Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse

Stromversorgung gesichert aber teuer, Verschlechterung Bayerns bei der Umweltverträglichkeit

Mit einer kritischen Bewertung im Bereich Versorgungssicherheit und einer negativen Beurteilung in den verbleibenden drei Bereichen fielen die Monitoringergebnisse für Deutschland im Jahr 2016 aus wie im Jahr davor. In Bayern dagegen stieg die Versorgungssicherheit aufgrund der erhöhten gesicherten Kraftwerksleistung leicht an. Dagegen verschlechterten sich die Bewertungen in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien sowie Umweltverträglichkeit von einer guten zu einer kritischen Beurteilung.

Im Jahr 2016 gehörte Deutschland nach wie vor zu den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung im europäischen Vergleich. Die Versorgungssicherheit blieb gewährleistet. Allerdings mussten in mehr als der Hälfte aller Stunden im Jahr Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen dazu beitragen. Diese Eingriffe mussten seltener als in den Vorjahren durchgeführt werden und verursachten mit rund 840 Millionen Euro etwa 25 Prozent weniger Kosten als im Vorjahr. Auch wenn im Vergleich zu 2015 keine neuen Verzögerungen hinzugekommen sind, blieb der Netzausbau um mehrere Jahre hinter dem ursprünglichen Plan zurück. So wurde durch die Erdverkabelung von Teilen von SuedLink und SuedOstLink die Inbetriebnahme dieser Netzelemente um drei Jahre (bis 2025) verschoben.

In Bayern wurden infolge der Stilllegung des Kraftwerks Grafenrheinfeld Mitte 2015 im Winterhalbjahr 2015/2016 doppelt so viele Reservekraftwerke kontrahiert wie im Winterhalbjahr davor.

Die Strompreise blieben auch im Jahr 2016 hoch und überstiegen die Werte von 2008. Die Haushaltsstrompreise blieben seit 2014 auf konstantem Niveau. Bei den Industriestrompreisen überkompensierte der Rückgang der Börsenstrompreise jedoch die Steigerung der EEG-Umlage und führte zu einem sinkenden Strompreisindex.

Die Energieeffizienz blieb in der Periode des 6. Monitorings in Deutschland auf niedrigem Niveau. Der Anteil erneuerbarer Energien blieb konstant gegenüber demjenigen des Jahres 2015, lag damit aber immer noch deutlich über dem Zielpfad. Mit der Einführung von Ausschreibungen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Anlagen) und Windkraftwerken soll der Ausbau besser gesteuert werden. In Bayern lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 1,5 Prozent unterhalb des Zielpfades und erhielt deshalb eine kritische Bewertung. Zudem stieg der Stromverbrauch weiter an, der PEV erreichte den Zielpfad nicht. Die CO₂-Emissionen stiegen 2016 sowohl in Deutschland als auch in Bayern leicht an und verfehlten somit erneut das Jahresziel.

Abbildung 2

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 6. Monitoring aus dem Jahr 2017

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	↑ 2 (2,3) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	↑ 1 (2) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	3 (3) ●	↓ 1,8 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	2 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	2 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	3 (3) ●	↓ 2 (1) ●
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	↓ 2 (1) ●
CO ₂ -Emissionen	3 (3) ●	↓ 2 (1) ●

(Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswert in Klammern,

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 5. Monitoring aus dem Jahr 2016)

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

5 Ergebnisse des 7. Monitorings 2018

Insgesamt leichte Verbesserung in Deutschland und leichte Verschlechterung in Bayern gegenüber dem 6. Monitoring

5.1 Versorgungssicherheit

Ergebnis

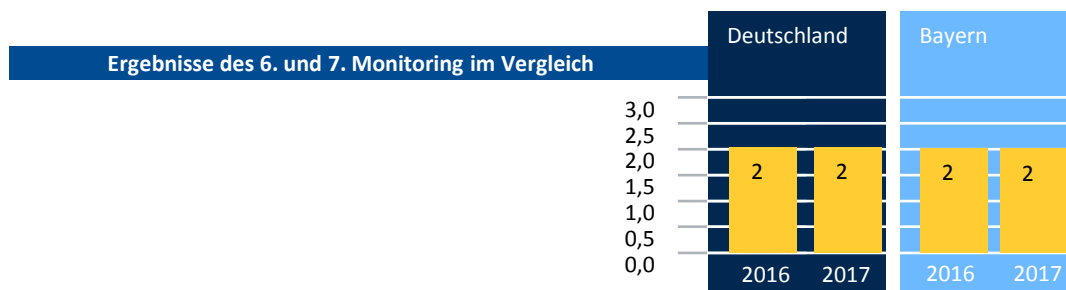
	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	2 (2) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	1 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot

Vorjahreswert in Klammern

↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017

↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017



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 durch Kraftwerke in Deutschland beziehungsweise in Bayern bereitgestellt werden kann, um die Nachfrage zu decken. Eine solche Leistungsbilanzierung lässt zwar Schlussfolgerungen über die Möglichkeiten einer autarken Stromversorgung zu, belastbare Aussagen zur Versorgungssicherheit liefert sie

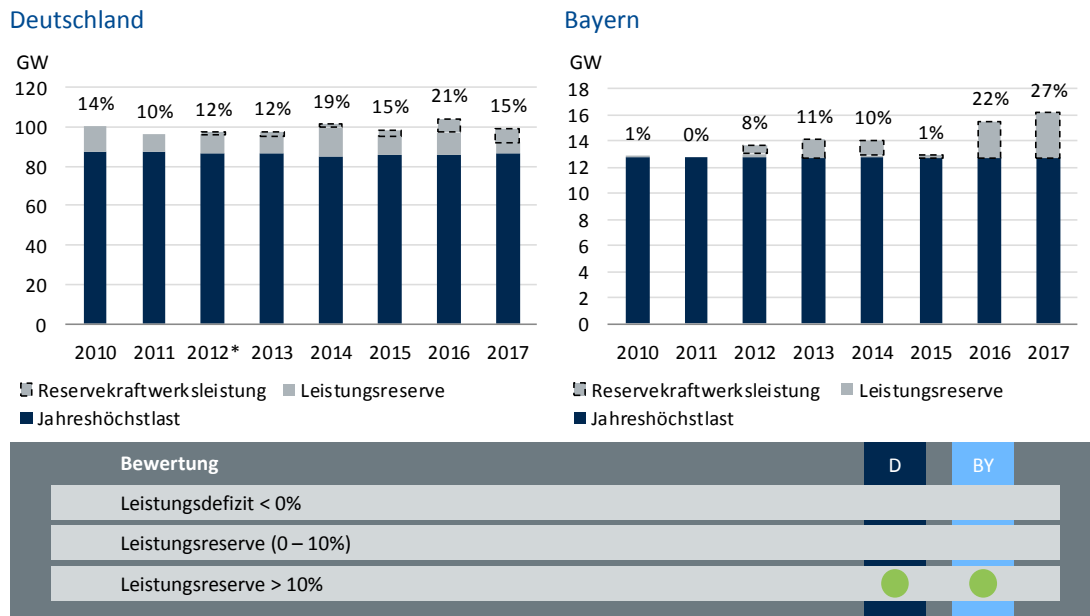
aber nicht. Hierfür sind außerdem die Verteilung von Strombedarf und Stromerzeugung in der Fläche, der Austausch mit anderen Gebieten durch verfügbare Stromnetze sowie die Integration in das übergeordnete Stromnetz von Bedeutung.

Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird auch die Leistung berücksichtigt, die sich die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Hierbei handelt es sich in der Regel um ältere, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, die von den jeweiligen Betreibern zur Stilllegung angemeldet wurden. Sind die Kraftwerke systemrelevant, kann die BNetzA gemäß Energiewirtschaftsgesetz die Außerbetriebnahme verweigern, sodass diese Kraftwerke weiterhin als Leistungsreserve zur Verfügung stehen. Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2017 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Die Reservekraftwerksleistung wurde in Deutschland immer größer. Auch der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast stieg bis 2016. Im Jahr 2017 sank er jedoch auf 15 Prozent (gegenüber 24 Prozent im Vorjahr). Immer mehr nationale Kraftwerke, die das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben oder nicht mehr rentabel am Strommarkt betrieben werden können, werden in der 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). Im Winter 2017/2018 sank sie mit 3,1 GW jedoch erstmals wieder gegenüber dem Vorjahr. Ab dem Winter 2018/2019 werden keine ausländischen Kraftwerke mehr für die Reserve benötigt.
- Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2018/2019 beträgt 6,6 GW (gegenüber 10,4 GW im letzten Jahr). Im Gegensatz zu den vergangenen Jahren kann diese Leistung ausschließlich durch inländische Kraftwerke gedeckt werden.
- In Bayern ist durch die Abschaltungen der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 die Situation weniger günstig. Es stand zwar auch 2017 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung, die über die Höchstlast hinausgehende Leistungsreserve wird allerdings ab 2014 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 3). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2016/2017 blieb mit 2,6 GW auf dem Niveau des Vorjahres (2,5 GW).

Abbildung 3

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



* ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

Angaben für Deutschland im Jahr 2017 sind vorläufig.

Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Ab dem Jahr 2015 wurde die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der BNetzA ausgewertet. Dabei wurden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „saisonale Konservierung“, „Sicherheitsbereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke wurden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke wurden als Reserve eingestuft.

Quellen: AEE föderal erneuerbar 2018, AG Energiebilanzen 2018a, BMWi 2018, BNetzA 2018a, BDEW 2018a, LFU 2018, Berechnungen Prognos AG

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe Abbildung 4). Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien trugen bisher vergleichsweise wenig zur gesicherten Leistung bei. Da Windkraftanlagen und PV-Anlagen von den jeweiligen Witterungsbedingungen abhängig sind, leisten vor allen Dingen Wasserkraft und Biomasse einen Beitrag zur gesicherten erneuerbaren Leistung. Ausgehend von den heute bekannten Planungen und ohne Berücksichtigung von Reservekraftwerken würde die gesicherte Leistung in Bayern in den kommenden Jahren bei Weitem nicht mehr ausreichen, um die Höchstlast zu decken. Unter Berücksichtigung der bereits kontrahierten Reservekraftwerkskapazitäten ergibt sich nach derzeitigem Stand ab ca. 2020 eine anwachsende Leistungslücke.

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

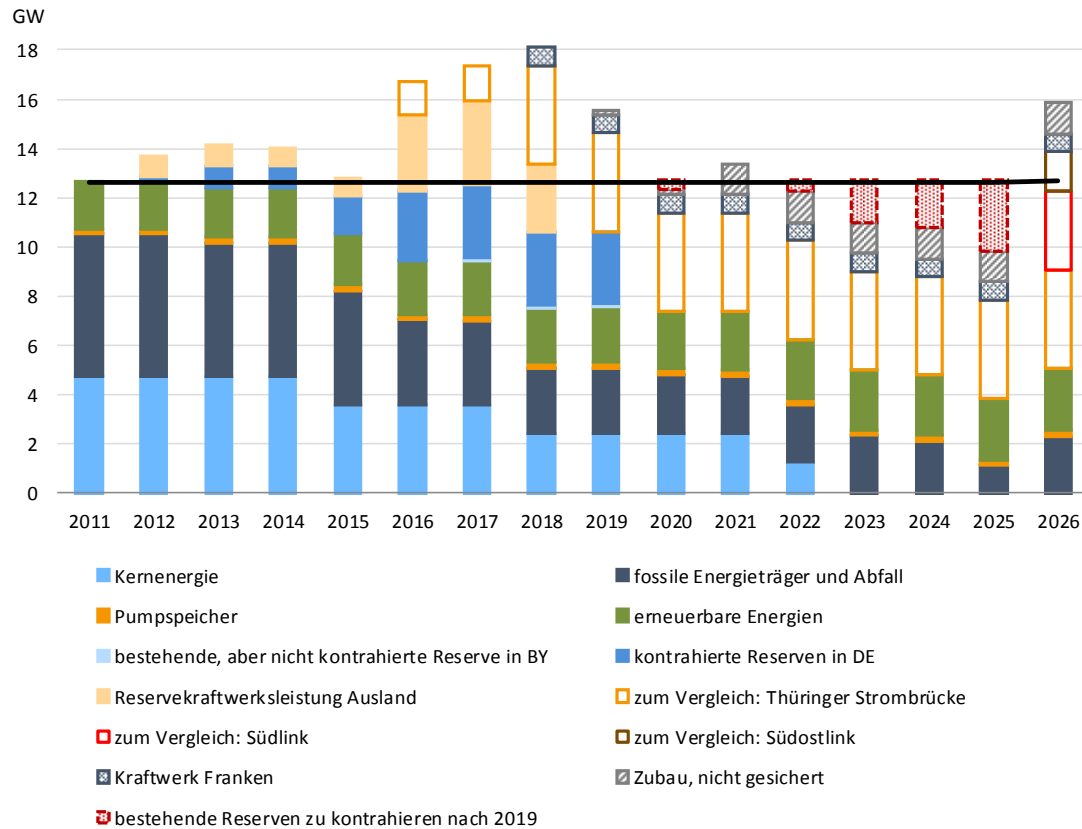
- Die Übertragungsnetzbetreiber können auch weiterhin mit Zustimmung der BNetzA von den Betreibern zur Abschaltung angemeldete Kraftwerke als Netzreserve unter Vertrag nehmen und im Bedarfsfall zur Netzstabilisierung Strom erzeugen lassen.
- Ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 soll schrittweise eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes in Höhe von 2 GW zur Sicherung der Stromversorgung gebildet werden.

Darüber hinaus haben die Netzbetreiber geprüft, ob zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bis zu 2 GW neue Erzeugungsanlagen (Netzstabilitätsanlagen) in der Nähe von Netzenspässen errichtet werden müssen. Konkret handelt es sich dabei um Gaskraftwerke in Süddeutschland, die im Bedarfsfall ab 2021/2022 verfügbar sein müssen. Diese Anlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen und bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Eine Errichtung von 2 GW Netzstabilitätsanlagen wurde für sinnvoll erachtet. Die BNetzA hat die Bedarfsermittlung der Übertragungsnetzbetreiber vom Februar 2017 überprüft. Solche Netzstabilisierungsanlagen sind auch nach Einschätzung der BNetzA erforderlich, um den besonderen Herausforderungen in der Zeit zwischen der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und der Fertigstellung der großen Gleichstromtrassen zu begegnen. Die BNetzA hat einen Bedarf in Höhe von 1,2 GW bestätigt. Am 09. Januar 2018 verkündete der Kraftwerksbetreiber Uniper, dass er vom zuständigen Netzbetreiber Tennet den Zuschlag für die Errichtung eines 300 MW Gaskraftwerkes in Irching erhalten habe, das ab 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird.

Angesichts dieser Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist, allerdings wird die Spitzenlast zunehmend von Reservekraftwerken gedeckt. Zukünftig sorgt der Ausbau des Stromnetzes für Entlastung, allerdings kam es hier gegenüber der ursprünglichen Planung zu Verzögerungen (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Abbildung 4

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026



Quellen: BNetzA 2014a, BNetzA 2015a, BNetzA 2016a, BNetzA 2017a, BNetzA 2017b, BNetzA 2018a, BNetzA 2018e, BDEW 2018a, 50Hertz, Berechnungen Prognos AG

Die Jahreshöchstlast für Bayern wird statistisch nicht erfasst. Das IE Leipzig schätzte für 2010 eine Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW. Dabei wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich sei. 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 reduzieren. Alternativ wäre es denkbar, die Höchstlast entsprechend der Trendentwicklung des Stromverbrauchs ansteigen zu lassen. Da jedoch die deutschlandweite Höchstlast zwischen 2010 und 2015 nahezu konstant war, wird die Annahme der stabilen bayerischen Höchstlast vorerst beibehalten.

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 das jedoch nicht gesichert ist, wird das Kraftwerk gesondert ausgewiesen.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über größere Kraftwerksneubauprojekte in Bayern sowie deren jeweiligen aktuellen Planungs- beziehungsweise Genehmigungsstand. Das bereits genehmigte Projekt eines Gaskraftwerkes in Haiming wurde nach dem Rückzug der OMV 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 einem GW in Schweinfurt wurden abgebrochen.

In München hat ein Volksentscheid vom 05. November 2017 für eine vorgezogene Abschaltung des Kohlekraftwerks im Norden Münchens gestimmt. Aus diesem Grund soll das bestehende Kraftwerk bis 2022 abgeschaltet werden. Um die Fernwärme und Stromversorgung der Stadt München zu gewährleisten, planen die Stadtwerke die Errichtung eines Gaskraftwerkes und haben dazu im Januar 2018 den Antrag auf Baugenehmigung eingereicht. Allerdings sprach sich im Januar 2019 der Gemeinderat in Unterföhring gegen die Errichtung des Kraftwerkes aus, wodurch die Errichtung an diesem Standort sehr unwahrscheinlich erscheint.

Der Kraftwerksbetreiber Uniper hat vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TenneT den Zuschlag für die Errichtung eines 300 MW Gaskraftwerks erhalten, das ab 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird. Dieses Kraftwerk wird daher nicht am regulären Strommarkt teilnehmen und durch Netzentgelte finanziert. Insgesamt werden 1,2 GW an Netzstabilitätsanlagen von den Übertragungsnetzbetreibern in Süddeutschland ausgeschrieben, wovon bisher 300 MW in Bayern und 300 MW in Baden-Württemberg ausgeschrieben wurden. Paradoxe Weise soll dieses Kraftwerk in Irsching errichtet werden, wo bereits zwei moderne Gaskraftwerke stehen. Diese würde der Betreiber Uniper jedoch gerne aufgrund von Unwirtschaftlichkeit stilllegen, darf das jedoch aufgrund der Systemrelevanz der Blöcke bisher nicht.

Die Planungen für die Pumpspeicherkraftwerke Poschberg, Einöden und Jochberg wurden gestoppt, über den Energiespeicher Riedl ist noch nicht abschließend entschieden.

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlage in Irsching aufgrund des derzeitigen Planungsstandes mit großen Unsicherheiten behaftet.

Tabelle 4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

<i>Kraftwerk</i>	<i>Leistung (MW)</i>	<i>Energieträ- ger</i>	<i>Inbetrieb- nahme</i>	<i>Status 2018</i>	<i>Anmer- kung</i>
München/ Unterföh- ring	300	Erdgas	k. A.	In Planung – Genehmi- gung durch Gemeinde- rat abgelehnt	
Irsching	300	Erdgas	2022	In Planung – Zuschlag zur Errichtung durch Netzbetreiber erteilt	Netzsta- bilitäts- anlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp – Ge- nehmigung wurde je- doch erteilt	
Ulm / Leipheim	max. 600	Erdgas	2021	in Planung	
Gundrem- mingen	k. A.	Erdgas	k. A.	in Planung	
Gundelfin- gen	max. 1.200	Erdgas	frühestens 2021	in Planung	
Energie- speicher Riedl	300	Pumpspei- cher	frühestens 2023	im Planfeststellungsver- fahren	
Poschberg	450	Pumpspei- cher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspei- cher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchen- see	700	Pumpspei- cher	-	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 tragen insbesondere die Kraftwerke Irsching 3, 4 und 5 sowie Ingolstadt 3 und 4 große Anteile zur Reservekraftwerksleistung bei. Diese Kraftwerke wurden zur Stilllegung angezeigt und müssen für jeden Winter erneut als Reserve kontrahiert werden. Für Abbildung 4 wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke auch in Zukunft kontrahiert werden können.

Tabelle 5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

<i>Kraftwerk</i>	<i>Stand- ort</i>	<i>2011 2012 (MW)</i>	<i>2012 2013 (MW)</i>	<i>2013 2014 (MW)</i>	<i>2014 2015 (MW)</i>	<i>2015 2016 (MW)</i>	<i>2016 2017 (MW)</i>	<i>2017 2018 (MW)</i>	<i>2018 2019 (MW)</i>
Freimann	BY	160							
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	375	375
Irsching 4	BY					545	545	545	545
Irsching 5	BY					846	846	846	846
Ingolstadt 3 und 4*	BY					716	761	761	761
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	622
GTKW Darmstadt	HE						95	98	98
UPM Augsburg Dampfturbine 3**	BY						29		29
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY						18		18
UPM Schongau Dampfkraftwerk	BY						82	82	82
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.374	3.381

* 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.

Quellen: BNetzA 2018e, Anfrage BNetzA

5.1.1.2 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ist die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2017 von 140 GW auf 205 GW gestiegen (siehe Abbildung 5). Darin sind die Reservekapazitäten nicht enthalten. Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) lag 2017 bei 93 GW und war damit 6 GW geringer als im Vorjahr.

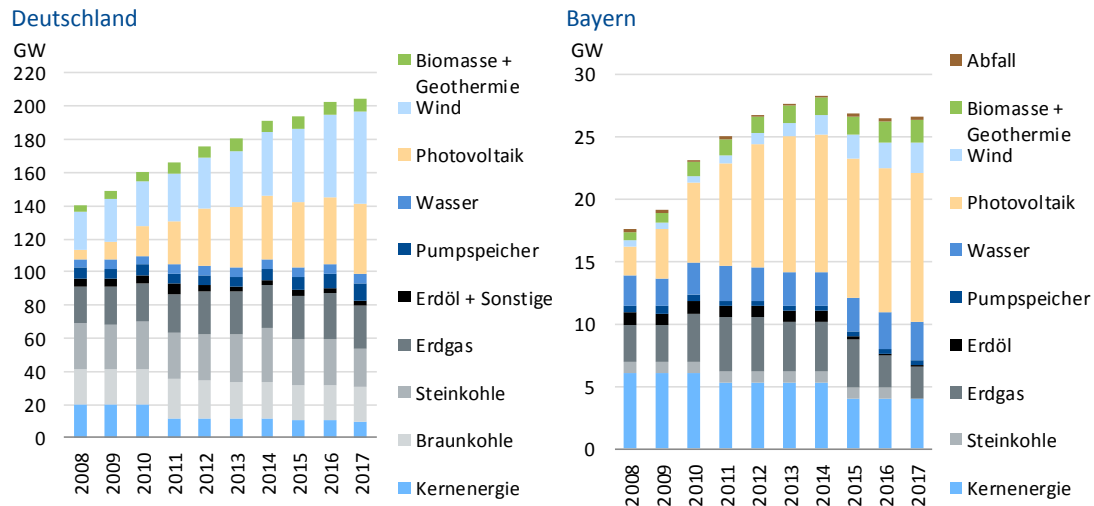
Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland wurde von 2008 bis 2017 von 38 GW auf 112 GW ausgebaut und somit verdreifacht. Im Jahr 2015 entfiel knapp die Hälfte der installierten Leistung auf erneuerbare Energien. Im Jahr 2018 waren es knapp 55 Prozent. 53 Prozent des Zubaus seit 2008 entfielen auf PV-Anlagen und 40 Prozent auf Windenergieanlagen. Seit 2013 werden PV-Anlagen im Vergleich zur Vergangenheit deutlich langsamer ausgebaut. Der Ausbau von Windkraftanlagen hatte sich dagegen seit 2014 beschleunigt und lag 2017 mit 6,3 GW Zuwachs so hoch wie noch nie. Folglich entfiel die Hälfte der neu installierten Kapazität aus erneuerbaren Energieträgern 2017 auf Windanlagen.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2017 von knapp 18 GW auf mehr als 27 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung sank im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf gut 8 GW. Die Abschaltung des Kernkraftwerks 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 beziehungsweise 550 MW) in die Reserve aufgenommen.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2017 von 6 GW auf mehr als 19 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug die PV mehr als 70 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 3,1 GW im Jahr 2010 war der Ausbau bis 2014 kontinuierlich auf 0,6 GW pro Jahr zurückgegangen und stieg wieder auf 1,0 GW im Jahr 2017 an.

Abbildung 5

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern



Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Ab dem Jahr 2015 wurde die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der BNetzA entnommen. Dabei wurden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „saisonale Konservierung“, „Sicherheitsbereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke wurden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke wurden als Reserve eingestuft. Die Daten für Wasserkraft im Jahr 2017 wurden geschätzt.

Quellen: AEE föderal erneuerbar 2018, BDEW 2018a, BMWi 2018, BNetzA 2018a, LFU 2018, Berechnungen Prognos AG

5.1.2 Netze

5.1.2.1 Ausbau des Übertragungsnetzes

Stromübertragungsnetze verbinden Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte unterschiedlicher Regionen und können in Verbrauchsschwerpunkten fehlende Kraftwerksleistung zum Teil ersetzen. Deshalb spielen die Stromnetze, neben der innerhalb einer Region installierten und sicher verfügbaren Kraftwerksleistung, eine bedeutende Rolle bei der Sicherung der Stromversorgung.

In dem im Dezember 2016 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 Höchstspannungs-Übertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2018 waren von den im EnLAG geplanten rund 1.800 Leitungskilometern 1.200 genehmigt und rund 800 Kilometer realisiert. Das entspricht knapp 45 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2017 wurden 101 Kilometer fertiggestellt.
- Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass bis Ende 2020 rund 70 Prozent der Leitungskilometer fertiggestellt sein werden. Diese Einschätzung lag zum Zeitpunkt des 6. Monitorings noch bei 80 Prozent und beim 5. Monitoring bei 85 Prozent.
- Die bis dahin nicht fertiggestellten Bauvorhaben sollen spätestens 2025 abgeschlossen werden.

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Das zuletzt im Juli 2016 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 43 Vorhaben des BBPIG umfassten im Juli 2018 eine Länge von 5.900 Leitungskilometern, wovon 3.050 als Netzverstärkungen kategorisiert sind. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 4-GW-Gleichstromleitungen enthalten.

- Im Juli 2017 waren von den im BBPIG geplanten rund 5.900 Leitungskilometern 600 Kilometer genehmigt und rund 150 Kilometer realisiert. Das entspricht 2,5 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2017 wurden 37 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 52 Kilometer im Jahr 2016).
- Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2030 in Betrieb gehen.

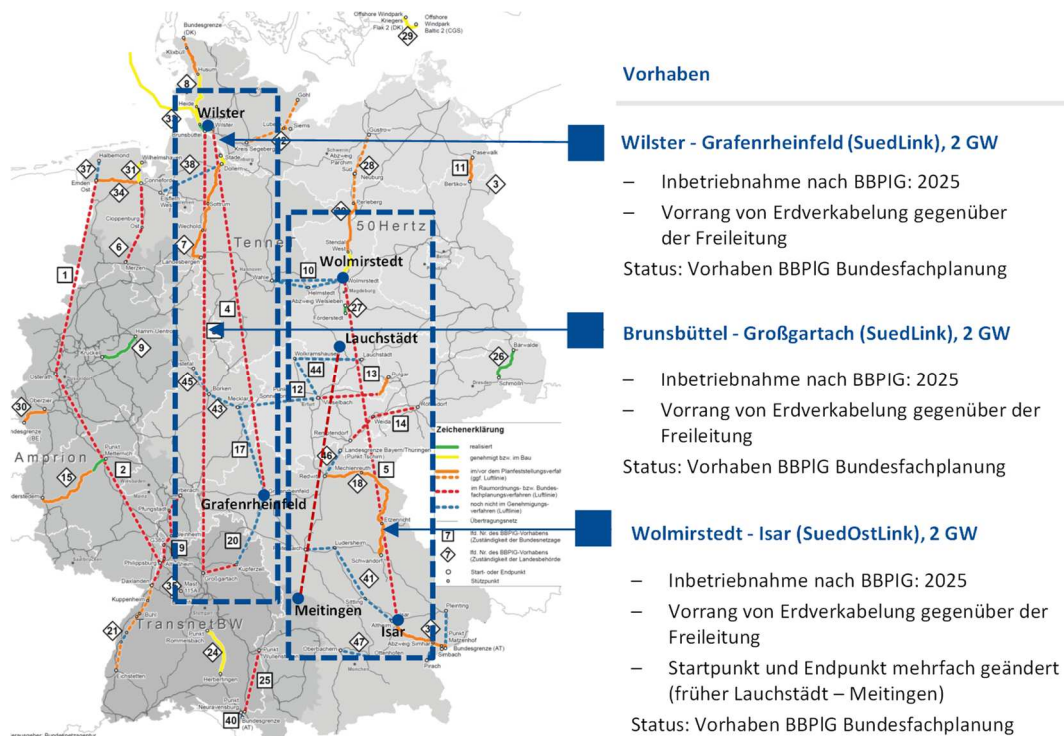
Verzögerungen im Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2017 lag das in Deutschland am stärksten betroffene Netzelement erneut im Leitungsabschnitt Remptendorf-Redwitz. Allerdings reduzierten sich die dort benötigten Eingriffe der Netzbetreiber von rund 3.500 Stunden auf knapp 1.800 Stunden. Grund dafür war die am 14. September 2017 vollständig in Betrieb genommene Thüringer Strombrücke, welche eine historisch bedingte Lücke zwischen den Netzen der alten und der neuen Länder schließt. Die Eingriffsstunden sanken im vierten Quartal um 98 Prozent gegenüber dem Vorjahr (von 945 Stunden im vierten Quartal 2016 auf 18 Stunden im vierten Quartal 2017).

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Leitungen SuedLink (siehe Korridor C, Abbildung 5) und SuedOstLink (siehe Korridor D, Abbildung 5) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung entstehen. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sollen die Leitungen spätestens 2025 in Betrieb gehen. Zwischen März und Juni des Jahres 2017 fanden Antragskonferenzen der Bundesfachplanung für die beiden Leitungsprojekte statt. Damit hat der vorletzte von insgesamt fünf Planungsschritten begonnen, die vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden.

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

Abbildung 6

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



Quellen: BNetzA 2018d

Tabelle 6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

<i>Netzvorhaben</i>	<i>Trassen- länge in km</i>	<i>Fertigstellung nach NEP* 2015</i>	<i>Fertigstellung nach Bundesbe- darfsplan 31. De- zember 2015</i>	<i>Verzöge- rung in Jah- ren</i>
Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink)	620	2022	2025	3
Wolmirstedt – Netzknoten Isar (SuedOstLink)	580	2022	2025	3
Mecklar – Grafenrheinfeld	130	2022	2027	5
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2023	3
Grafenrheinfeld – Großgartach	158	2020	2022	2
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2020	0
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2023	0
Raitersach – Altheim	159	2024	2026	2
Bundesgrenze AT – Sim- bach – Pleinting	158	2018–2022	2024	2–6
Redwitz – Punkt Tschirn (Landesgrenze Thürin- gen)	38	2016	2022	6
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2025	3

* Netzentwicklungsplan

Quellen: BNetzA 2018f, Bundesamt für Justiz 2013, Netzentwicklungsplan 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.

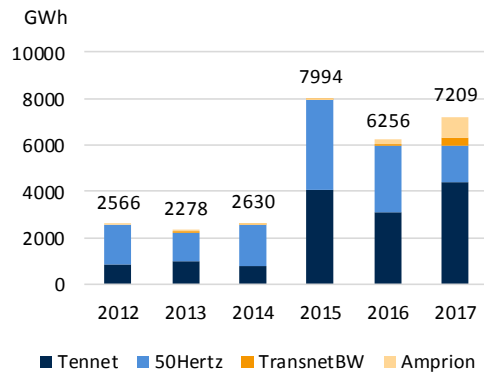
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden 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 2017 stieg der Umfang der Eingriffe der Netzbetreiber in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz stark an (siehe Abbildung 6). Mit Ausnahme des Netzgebietes von 50Hertz war 2017 bei allen Netzbetreibern ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. Die Einspeisereduzierung durch Redispatch lag 2017 insgesamt bei gut 7.200 GWh und machte damit 1,2 Prozent des Stromverbrauchs aus. Die durch diese Eingriffe im Jahr 2017 entstandenen Kosten erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr (219 Millionen Euro) deutlich auf 397 Millionen Euro und lagen damit auf ähnlich hohem Niveau wie 2015.

Eines der am stärksten von Redispatch-Maßnahmen betroffenen Netzelemente ist seit Jahren die Leitung zwischen Redwitz und Remptendorf an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern. Im Jahr 2017 musste hier für insgesamt 1.791 Stunden in den Netzbetrieb eingegriffen werden. Dank der Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke hat sich die Situation entspannt. Im ersten Quartal 2018 gehörte das Netzelement nicht mehr zu den am stärksten betroffenen im deutschen Übertragungsnetz.

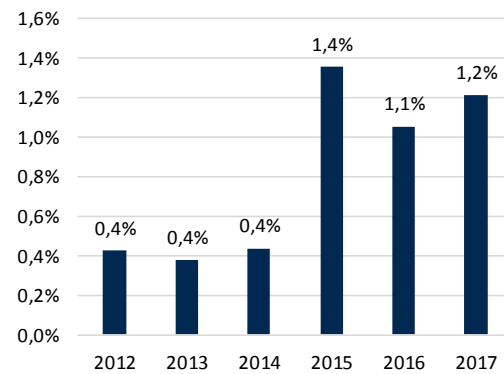
Abbildung 7

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)

Einspeisereduzierung nach Netzbetreiber



Anteil Einspeisereduzierung am Stromverbrauch



Angaben für Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 sind vorläufig.

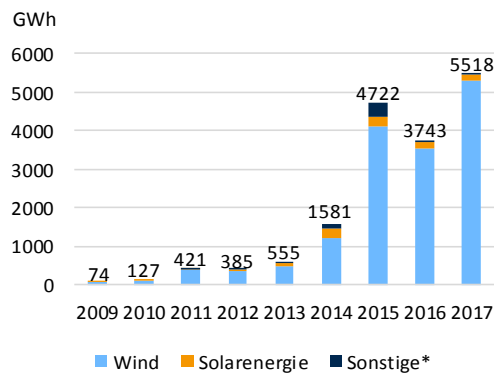
In den vergangenen Monitoringberichten wurden für diesen Indikator die Eingriffsstunden anstelle der Einspeisereduzierung verwendet. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellt die Einspeisereduzierung einen genaueren Indikator für die Netzeingriffe dar, daher wurde dieser Indikator umgestellt.

Quellen: BNetzA 2018c, BMWi 2018

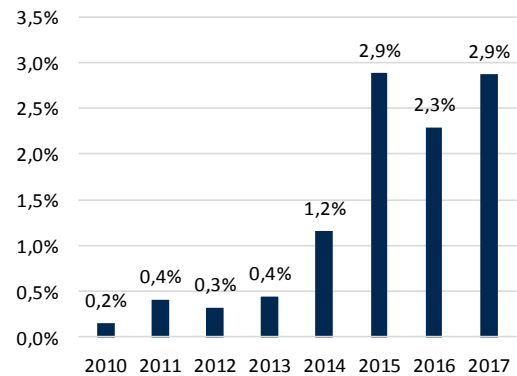
Abbildung 8

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG i.V.m. (§§ 14, 15 EEG)

Abgeregelte Arbeit nach Erzeugerart



Anteil der Ausfallarbeit der EEG Stromerzeugung (Erneuerbare ohne Wasserkraft)



Bewertung	§ 13.2
Mehr als 1 % der EEG Erzeugung	
0,5 – 1 %	
Weniger als 0,5 %	

In den vergangenen Monitoringberichten wurden für diesen Indikator die Eingriffsstunden anstelle der abgeregelten Arbeit verwendet. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellt die abgeregelte Arbeit aber einen genaueren Indikator für die Netzeingriffe dar, daher wurde dieser Indikator umgestellt.

Quellen: BMWi 2018, BNetzA 2014b, BNetzA 2015b, BNetzA 2016b, BNetzA 2017c, BNetzA 2018c

Wenn die Maßnahmen nach § 13.1 EnWG zur Stabilisierung des Stromsystems nicht mehr 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 Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich 2017 die abgeregelte Arbeit deutlich und war mit gut 5.500 GWh so hoch wie noch nie. Knapp 96 Prozent davon betrafen die Windenergie. Dadurch lag der Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-Stromerzeugung bei 2,9 Prozent und damit auf ähnlich hohem Niveau wie 2015 (siehe Abbildung 8).

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

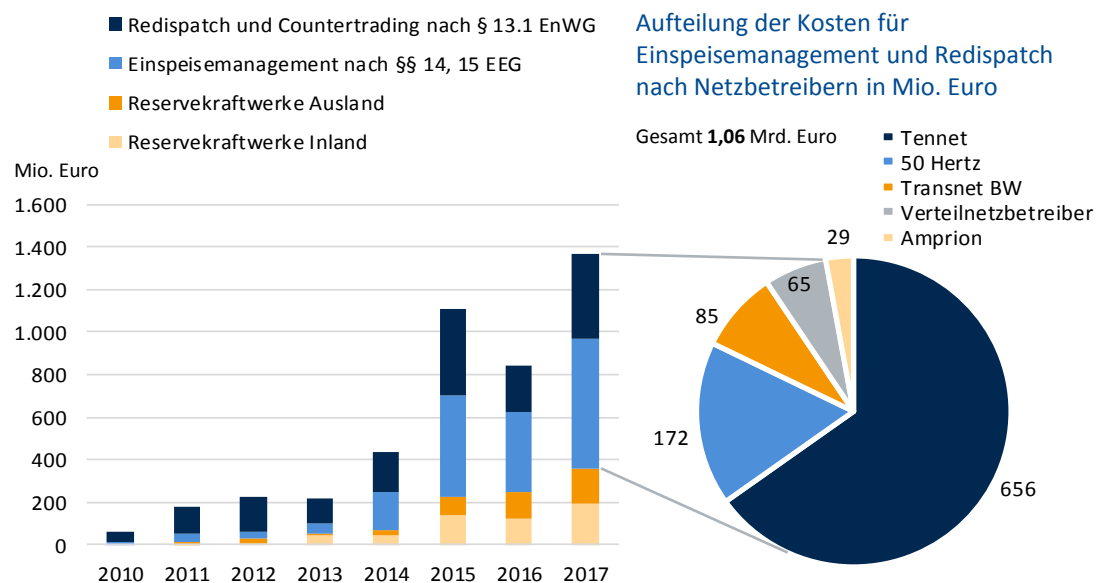
Insgesamt entstanden 2017 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 1,36 Milliarden Euro. Gegenüber dem Vorjahr war das ein Anstieg von rund 63 Prozent. Mit 610 Millionen Euro entfiel der größte Teil davon auf Maßnahmen des Einspeisemanagements, die damit einen historischen Höchstwert erreichten (373 Millionen Euro im Jahr 2016). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von inländischen Reservekraftwerken stiegen mit 360 Millionen Euro wesentlich im Vergleich zum Vorjahr (248 Millionen Euro). Auch die Kosten für ausländische Reservekraftwerke stiegen mit 167 Millionen im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 (127 Millionen Euro). Die Kosten für Redispatch und Countertrading stiegen 2017 im Vergleich zum Vorjahr um gut 81 Prozent und befanden sich mit 397 Millionen Euro auf hohem Niveau.

Die Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz erforderlich, hier fielen dementsprechend rund 82 Prozent der 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 großen Kapazitäten an Windkraftanlagen, durch deren Abregelung 2017 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 2017 auf 656 Millionen Euro (davon 447 Millionen Euro für Einspeisemanagementmaßnahmen). Bei 50Hertz entstanden Kosten für diese Maßnahmen in Höhe von 172 Millionen Euro (davon 64 Millionen Euro für Einspeisemanagement, siehe Abbildung 9). Neben den gestiegenen Kosten für den Netzausbau sind die Kosten der Systemsicherung einer der Hauptgründe für die Übertragungsnetzbetreiber, die Netzentgelte zu erhöhen. Nach Aussagen von Tennet haben die Netzeingriffe einen Anteil von 60 Prozent an der Kostenbasis der Netzentgelte. Nachdem Tennet die Entgelte 2017 bereits um rund 80 Prozent angehoben hatte, stiegen sie 2018 erneut um 9 Prozent.

Ab dem Jahr 2019 werden die Netzentgelte im Übertragungsnetz schrittweise bundesweit bis zum 01. Januar 2023 vereinheitlicht. Hierzu trat am 22. Juli 2017 das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) in Kraft. Die Kosten des Übertragungsnetzes machen knapp 25 Prozent der Gesamtkosten des Stromnetzes aus

Durch die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte werden die Netz-entgelte vergleichsweise teurer Netzbetreiber sinken, die günstigerer Betreiber hingegen steigen. Die Stromverbraucher in Bayern trifft die Vereinheitlichung je nach Netzgebiet unterschiedlich. Im Gebiet von Tennet werden die Entgelte sinken, im Gebiet von Amprion ist mit einem Anstieg zu rechnen.

Abbildung 9
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quellen: BNetzA 2014b, BNetzA 2015b, BNetzA 2016b, BNetzA 2017c, BNetzA 2018c

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

Trotz der zunehmenden Zahl von Eingriffssituationen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2016 mit nur ca. 15 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (siehe Abbildung 10, linke Seite).

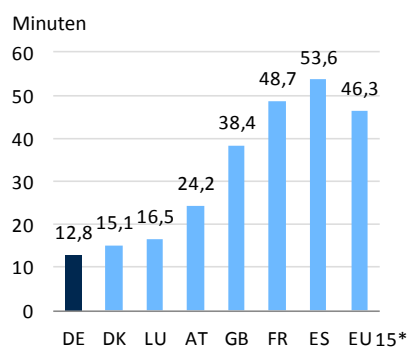
Gemessen wird dies durch den SAIDI (System Average Interruption Duration Index), der die kumulierte durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen ermittelt. In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Kürzere Unterbrechungen werden nicht berücksichtigt. Im Jahr 2017 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 15,1 Minuten und stieg damit im Vergleich zu 2016 (12,8 Minuten) leicht an. Laut BNetzA war dieser Anstieg vor allen Dingen auf einen Zuwachs an Versorgungsunterbrechungen in der Mittelspannungsebene zurückzuführen, die Zunahme der dezentralen Erzeugung hatte hingegen keinen Einfluss. In Bayern erreichten die Unterbrechungen im Jahr 2016 den geringsten Wert seit 2009. Allerdings stieg der Wert 2017

auf 15,5 Minuten an (siehe Abbildung 10, rechte Seite). Die Unterbrechung der Stromversorgung hatte sich in Deutschland zwischen 2006 und 2014 verkürzt, blieb dann auf konstantem Niveau und stieg 2017 leicht an. In Bayern kam es über den Betrachtungszeitraum – außer in den Jahren 2012 und 2017 – zu weniger Unterbrechungen als im gesamten Bundesgebiet.

Abbildung 10

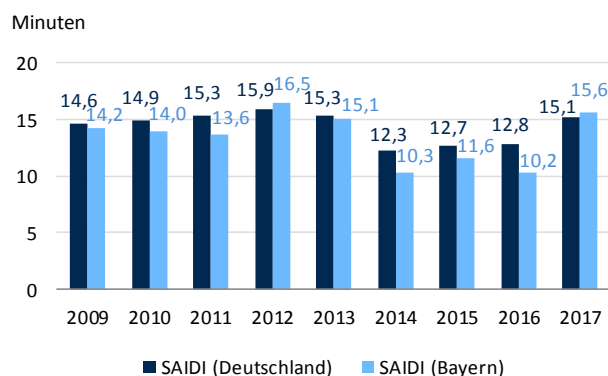
Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

Europäischer Vergleich 2016 (Auswahl)



* Ohne Belgien, Finnland und die Niederlanden

Entwicklung in Deutschland und Bayern



Quellen: BNetzA 2018b, CEER 2018

5.1.2.5 Stromaustausch mit dem Ausland

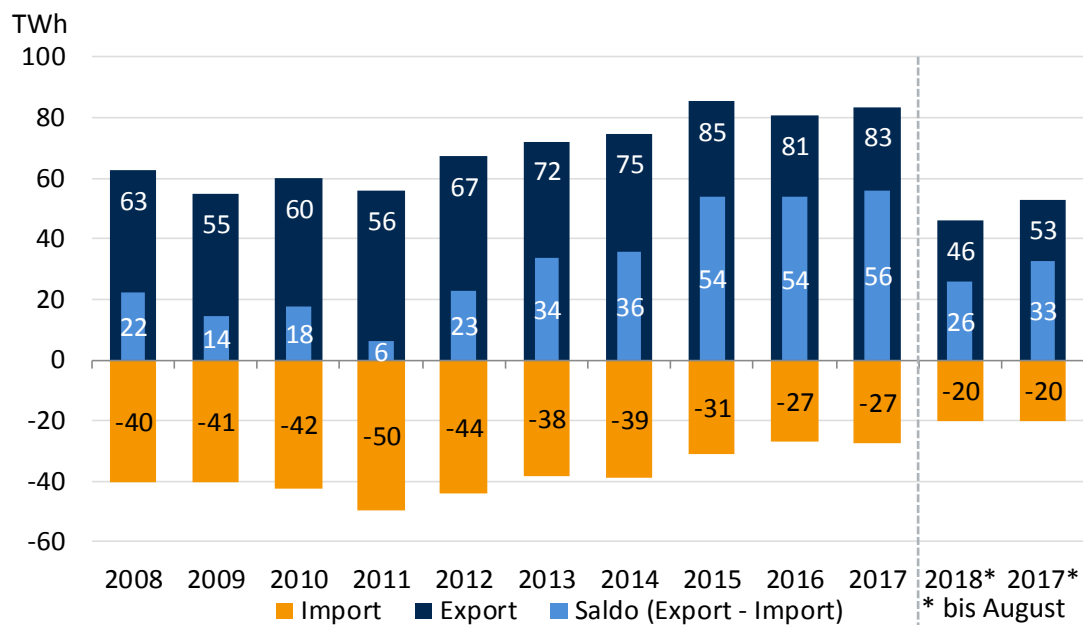
Für eine sichere Stromversorgung eines Landes oder einer Region spielen neben der Verfügbarkeit eigener Kraftwerke und landesinterner Stromnetze auch die Möglichkeiten eine Rolle, bei Engpässen aus anderen Regionen beziehungsweise aus dem Ausland Strom zu beziehen oder überschüssigen Strom dorthin zu verkaufen. Für den Stromaustausch Deutschlands mit dem Ausland sind Strompreisunterschiede zwischen den Ländern von großer Bedeutung.

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 ging der Handelsaldo im Vergleich zu den Vorjahren merklich zurück. In den letzten Jahren stieg der Exportüberschuss wieder deutlich an. Im Jahr 2017 wies der Stromexport mit 83 TWh nach 2015 den zweithöchsten Wert seit 2008 auf, der Stromimport war mit 27 TWh vergleichsweise

niedrig (siehe Abbildung 11). Ursache für den hohen Exportsaldo waren die steigende Produktion aus erneuerbaren Energien und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland.

Abbildung 11

Stromtausch mit dem Ausland

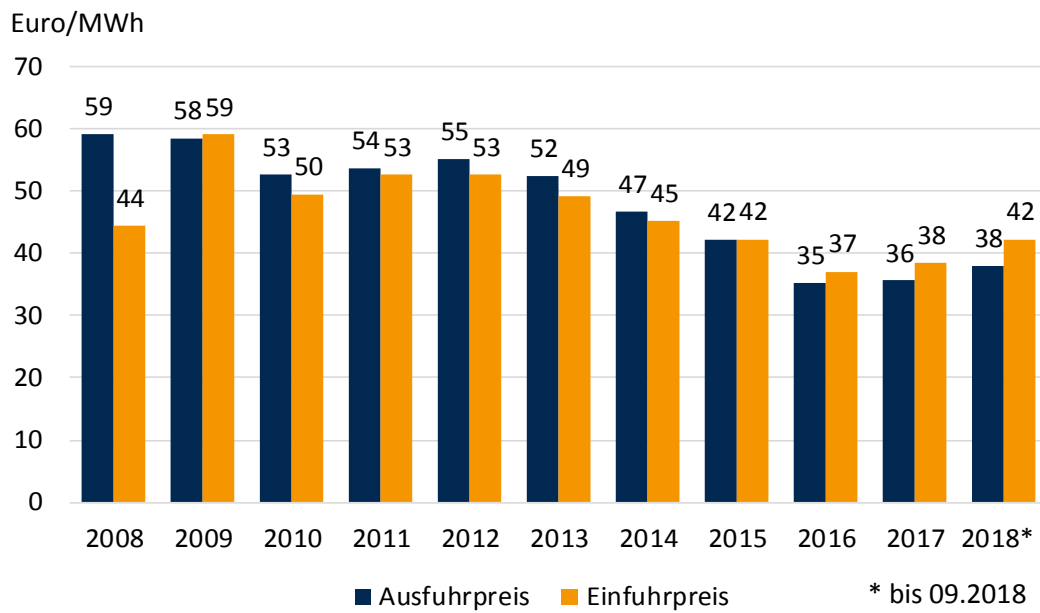


Quelle: ENTSO-E 2018

Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2014 meist über den Einfuhrpreisen. Seit 2016 ist aber eine Umkehr der Tendenz zu erkennen, wobei keine großen Preisdifferenzen auszumachen sind. Auch nach dem dritten Quartal 2018 waren die Einfuhrpreise höher als die Ausfuhrpreise. Abbildung 12 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau im betrachteten Zeitraum deutlich zurückging, seit 2017 aber eine steigende Tendenz aufwies. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

Abbildung 12

Außenhandelspreise für Strom



Quelle: Fraunhofer ISE 2018

5.2 Kosten

Ergebnis

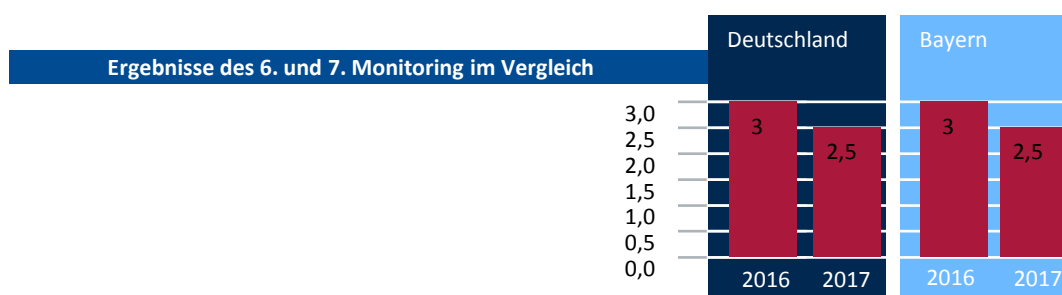
	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	↑ 2,5 (3) ●	↑ 2,5 (3) ●
Industriestrompreis	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Haushaltsstrompreis	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot

Vorjahreswert in Klammern

↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017

↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017



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 nutzen können.

Wie sich diese Faktoren im Zusammenspiel mit weiteren Einflussgrößen – unter anderem Brennstoffpreise, CO₂-Preise, veränderte Kraftwerkseinsatzstruktur – bislang auf die Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen ausgewirkt haben, wird im Folgenden dargestellt.

5.2.1 Industriestrompreise

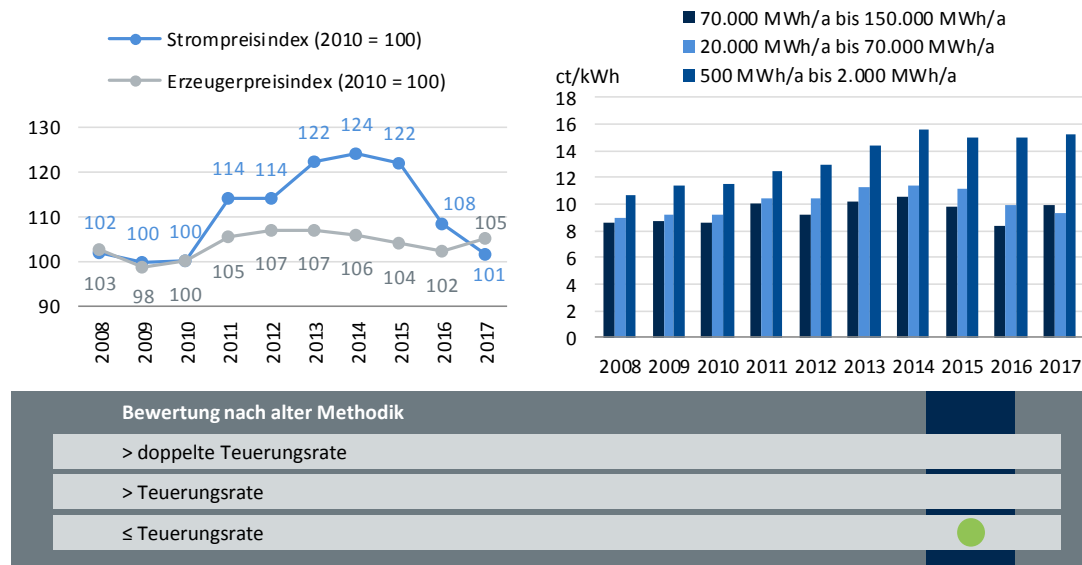
Der in den Monitorings der vergangenen Jahre besonders untersuchte und für die Indikatorik herangezogene Industriestrompreis stellt den Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis 70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern/Abgaben) dar. In detaillierten Statistiken werden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil der Abbildung 13 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle.

Die Strompreise für Industriekunden stiegen zwischen 2008 und 2014 deutlich an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen ist. Je nach Abnehmerklasse blieben die Preise danach auf konstant hohem Niveau oder sanken bis 2017 (siehe Abbildung 13, rechte Seite). Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Im Jahr 2017 sank die EEG-Umlage jedoch wieder. Deshalb lag der Industriestrompreis der genannten Abnehmerklasse im Jahr 2017 trotz steigenden Börsenpreisen um gut 6 Prozent niedriger als 2016 und nur noch 1 Prozent über dem Wert von 2010. Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist der Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2017 lag der Industriestrompreisindex zum ersten Mal seit 2008 auf niedrigerem Niveau als der Erzeugerpreisindex (siehe Abbildung 13, linke Seite). Allerdings trat der deutliche Preisrückgang nur in der Abnehmerklasse von 20.000 bis 70.000 MWh auf. In niedrigeren Abnehmerklassen blieb der Preis konstant, in höheren stieg er sogar deutlich an (siehe Abbildung 13, rechte Seite).

In den vergangenen Monitoringberichten wurde ausschließlich auf die Strompreisklasse zwischen 20.000 und 70.000 MWh abgestellt und der Indikator anhand des Vergleichs der Teuerung gebildet. Ein Vergleich mit den beiden anderen Strompreisklassen zeigt jedoch, dass in diesen für das Jahr 2017 vollständig gegenläufige Entwicklungen stattfanden und die Preise deutlich anstiegen bzw. weitestgehend konstant auf hohem Niveau blieben. Aus diesem Grund wurde der Indikator Industriestrompreise erweitert und die Ampel für ihn auf Gelb gesetzt (siehe Abbildung 14).

Abbildung 13
Industriestrompreise in Deutschland

Jährliche Veränderung des Industriestrompreises Industriestrompreise nach Abnahmeklassen



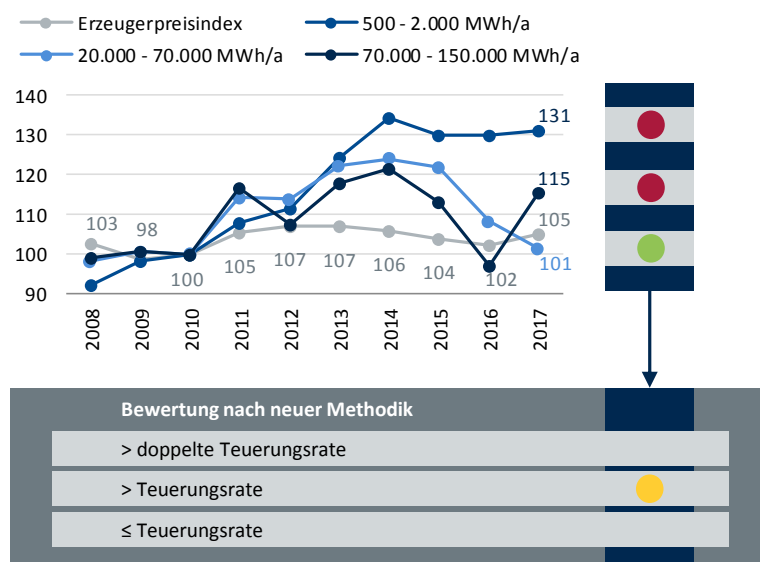
Preise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte.

Quellen: Eurostat 2018, Statistisches Bundesamt 2018a, Berechnungen Prognos AG

Abbildung 14

Industriestrompreise in Deutschland – neue Bewertung

Jährliche Veränderung der Industriestrompreise



Preise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte.

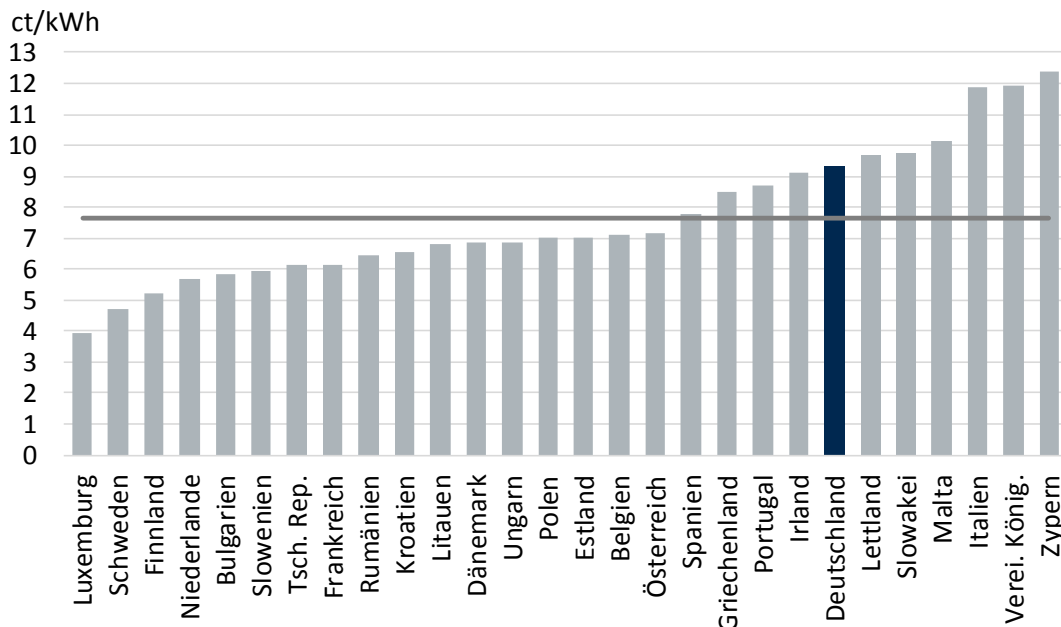
Quellen: Eurostat 2018, Statistisches Bundesamt 2018a, Berechnungen Prognos AG

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 2009 auf Rang 19, das heißt in acht europäischen Ländern (der damaligen EU-27) waren die Strompreise höher als in Deutschland. Bis 2011 verschlechterte sich die Platzierung auf Rang 24. Damit zählte Deutschland in der Kategorie Industriestrompreise zur Gruppe der teuren Staaten. Seither gab es wenig Veränderungen in der Rangfolge. Im Jahr 2017 lag Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 20.000 bis 70.000 MWh pro Jahr auf Rang 22 und verbesserte sich damit um zwei Ränge gegenüber dem Vorjahr. Die Verbesserung kam allerdings vor allem durch eine deutliche Zunahme der Strompreise in den betroffenen Vergleichsländern (Zypern und Slowakei) zustande, da es in Deutschland gegenüber dem Vorjahr nur zu einer leichten Absenkung des Strompreisniveaus kam. Teurer als in Deutschland war Industriestrom der erwähnten Abnahmeklasse 2017 nur in Lettland, der Slowakei, Malta, Italien, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2017 – wie auch schon im Jahr davor – in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Zu den Ländern mit einem Strompreis von weniger als dem EU-28-Durchschnittswert von 7,7 Cent pro kWh zählten unter anderem Frankreich, Polen und die Niederlande (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15

Industriestrompreise in den Staaten der EU-28



Preise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben.

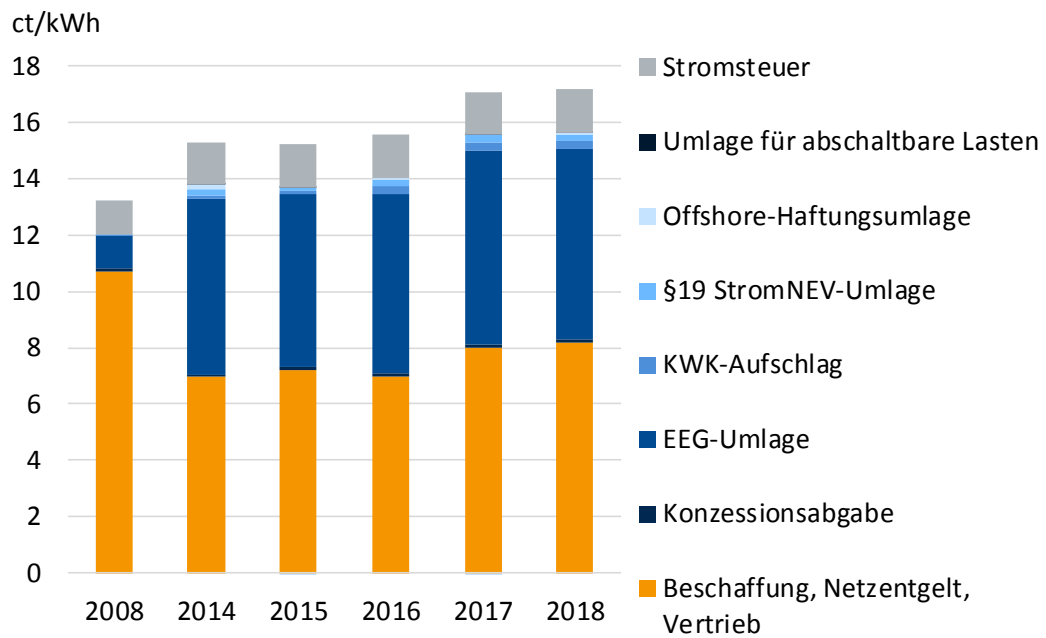
Quelle: Eurostat 2018

Für das Jahr 2018 wird erwartet, dass der Strompreis auf konstantem Niveau bleibt. Dies trifft auch auf die einzelnen Bestandteile des Strompreises zu (siehe Abbildung 16). Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machten Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2018 rund 52 Prozent des von der Industrie bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh zu zahlenden Strompreises aus. Das ist ein Prozentpunkt weniger als im Jahr 2017. Grund dafür sind die etwas niedrigeren Abgaben und die leicht höheren Kosten für Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb.

Das größte Gewicht der Abgaben kommt der EEG-Umlage zu. Im Jahr 2008 lag der Anteil aller staatlich bedingten Abgaben noch bei 19 Prozent. Neben der EEG-Umlage 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 (vergleiche 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 2017 um 55 Prozent (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16

Zusammensetzung des Industriestrompreises



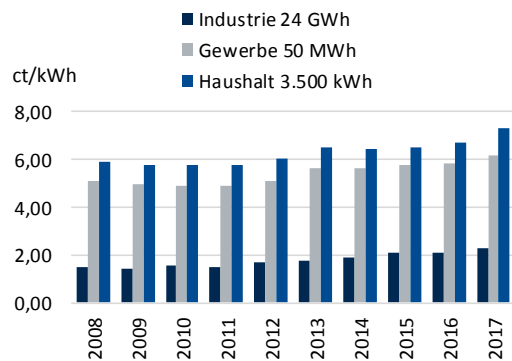
Für einen Jahresverbrauch von 160 MWh bis 20.000 MWh.

Quellen: BDEW 2018b

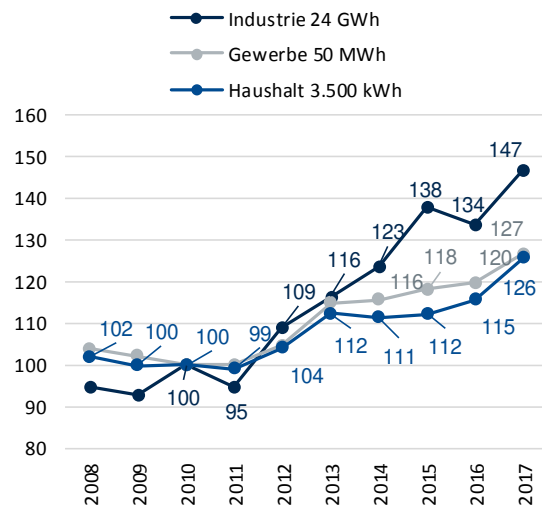
Abbildung 17

Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes



Preisstände zum 1. April 2017

Quellen: BNetzA 2017c, Berechnungen 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.

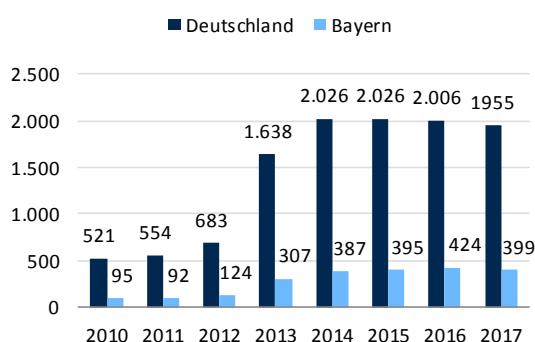
Die Anzahl der Betriebe, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen, ist in den letzten Jahren leicht gesunken (siehe Abbildung 18). In Deutschland waren es 2017 insgesamt 1.955 Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Die betroffene

Strommenge sank 2017 entsprechend leicht gegenüber dem Vorjahr und betrug 106 TWh. Der Anteil am gesamten industriellen Stromverbrauch ging damit im Vergleich zum Vorjahr von knapp 21 auf gut 20 Prozent zurück. In Bayern sank die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2017 von 424 im Vorjahr auf 399.

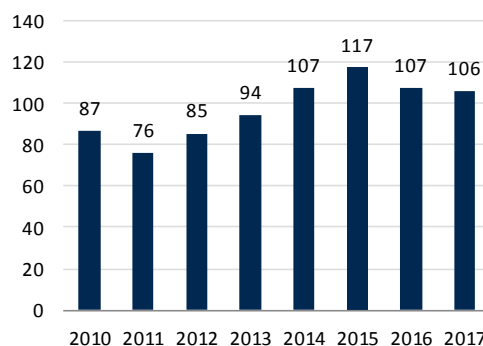
Abbildung 18

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

Anzahl der Betriebe



Betroffene Strommenge (Deutschland)



Quelle: BAFA 2017

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 2017 war der Haushaltsstrom (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in keinem anderen EU-28-Staat so teuer wie in Deutschland. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2017 mit 30,5 Cent pro kWh um 27 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2017 war damit der Anstieg des Strompreisindex dreimal höher als die Steigerung des Verbraucherpreisindex mit 9 Prozent (siehe Abbildung 19).

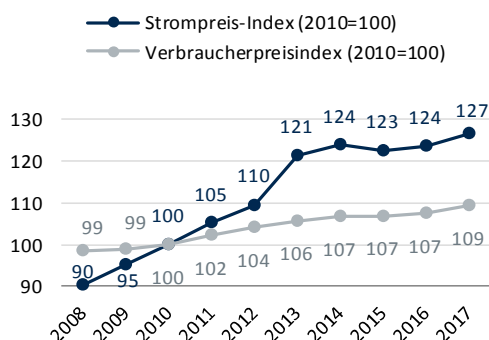
Bei der Preisentwicklung spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2017 stiegen sie von Jahr zu Jahr an und machen seit 2013 über 50 Prozent des gesamten Strompreises aus (53 Prozent im Jahr 2017). Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (Jahresverbrauch 3.500 kWh). Neben den Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein bedeutender Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Von 2008 bis 2017 stiegen sie um gut 23 Prozent und betrugen 2017 7,3 Cent pro kWh (24 Prozent des gesamten Strompreises).

Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Haushaltsstrompreis 2017 um 3 Prozent aufgrund der Erhöhung der EEG-Umlage, der Netzentgelte sowie der Kosten für Beschaffung und Vertrieb.

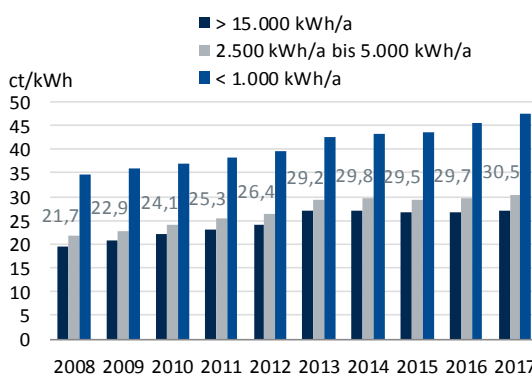
Abbildung 19

Strompreise für Haushaltskunden

Jährliche Veränderung*



Haushaltsstrompreise nach Abnahmeklassen**



* Preise bei Stromabnahmen von 2.500 kWh bis 5.000 kWh.

** Alle Steuern und Abgaben inbegriffen; auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte; Beschriftungen beziehen sich auf den Abnahmefall 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr.

Quellen: Eurostat, Statistisches Bundesamt 2018b, Berechnungen Prognos AG

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 2,0 Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2013 stieg dieser Wert auf 2,4 Prozent (siehe Abbildung 17). Seitdem ist eine leichte Abnahme festzustellen.

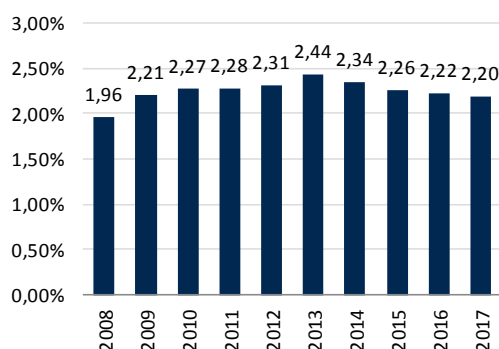
Die Kosten für sonstige Energieträger wie beispielsweise Heizöl oder Erdgas für Heizzwecke übertrafen bis 2013 den Anteil der Stromkosten. Im Jahr 2014 beanspruchten sie mit

2,1 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch in den Jahren 2015 bis 2017 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

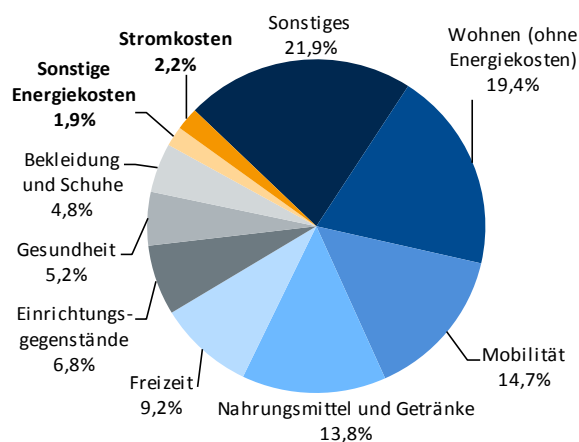
Abbildung 20

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2017



Quelle: Statistisches Bundesamt 2018c

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, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf weist der Börsenstrompreis zum Teil erhebliche Schwankungen auf. Im Zeitraum 2011 bis 2016 war er durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich gesunken und lag 2016 bei durchschnittlich 2,9 Cent pro kWh. Im Jahr 2017 verteuerte er sich durch ansteigende Rohstoffpreise auf 3,4 Cent pro kWh und auch 2018 kam es zu einem Anstieg durch steigende CO₂-Preise (siehe Abbildung 21, linke Seite).

Die EEG-Umlage war mit 6,88 Cent pro kWh im Jahr 2017 fast sechsmal so hoch wie 2008. Im Jahr 2018 sank die Umlage leicht auf 6,79 Cent pro kWh. Für 2019 haben die

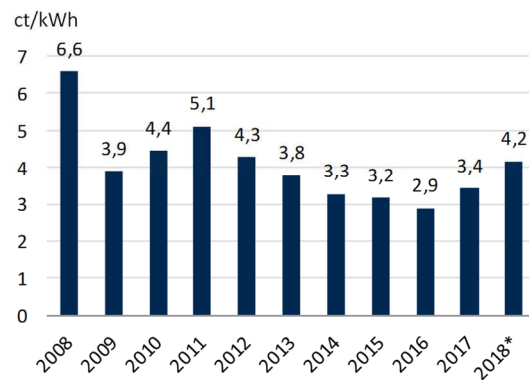
Übertragungsnetzbetreiber einen weiteren Rückgang auf 6,41 Cent pro kWh angekündigt (siehe Abbildung 21, rechte Seite). Der starke Anstieg der EEG-Umlage bis 2017 hatte zwei Ursachen: zum einen den schnellen Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit der EEG-Umlage gefördert 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 Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen konnten. Hierzu zählen sämtliche Betriebe, die nicht als energieintensiv eingestuft werden – also die meisten – sowie die privaten Haushalte.

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 durch den 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. Die dritte Komponente ist der 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 21 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.

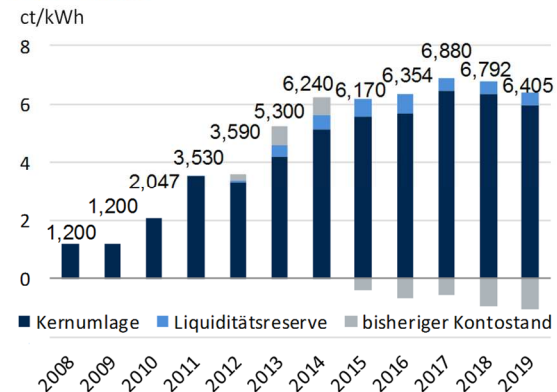
Abbildung 21

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage

Börsenstrompreis



EEG-Umlage



* Durchschnittspreis bis zum 27.09.2018

Quellen: ENERGINET, netztransparenz.de

Im Jahr 2017 beliefen sich die Kosten der EEG-Umlage auf 24,2 Milliarden Euro, 2018 waren es 24,4 Milliarden Euro. In beiden Fällen wurde knapp die Hälfte von der gewerblichen Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungssektor) getragen.

5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Ergebnis

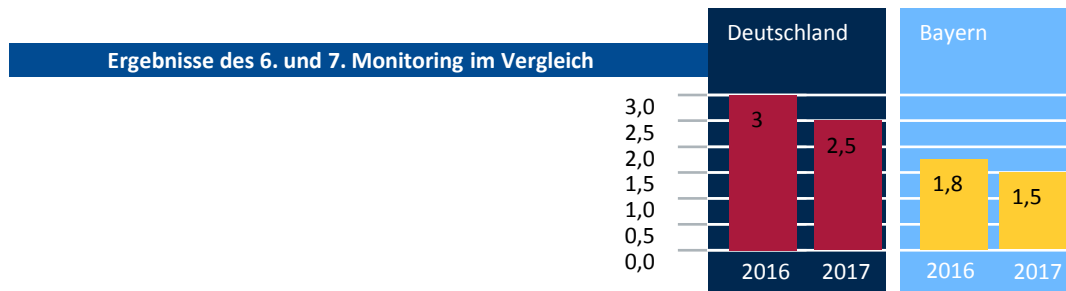
	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	↑ 2,5 (3) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	↑ 1 (3) ●	↓ 3 (2) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot

Vorjahreswert in Klammern

↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017

↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

5.3.1 Strom- und Energieeffizienz

5.3.1.1 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 reduziert 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.
- In Deutschland soll der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent sinken.

Um die Entwicklung zu bewerten, wird ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist- und dem Zielwert definiert. Da der Stromverbrauch in Bayern gemäß des Bayerischen Energieprogramms 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 des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Als Indikator wird die Abweichung vom Zielpfad gewählt.

Zur Erfassung des Bayerischen Stromverbrauchs wird seit 2012 durch das Statistische 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.

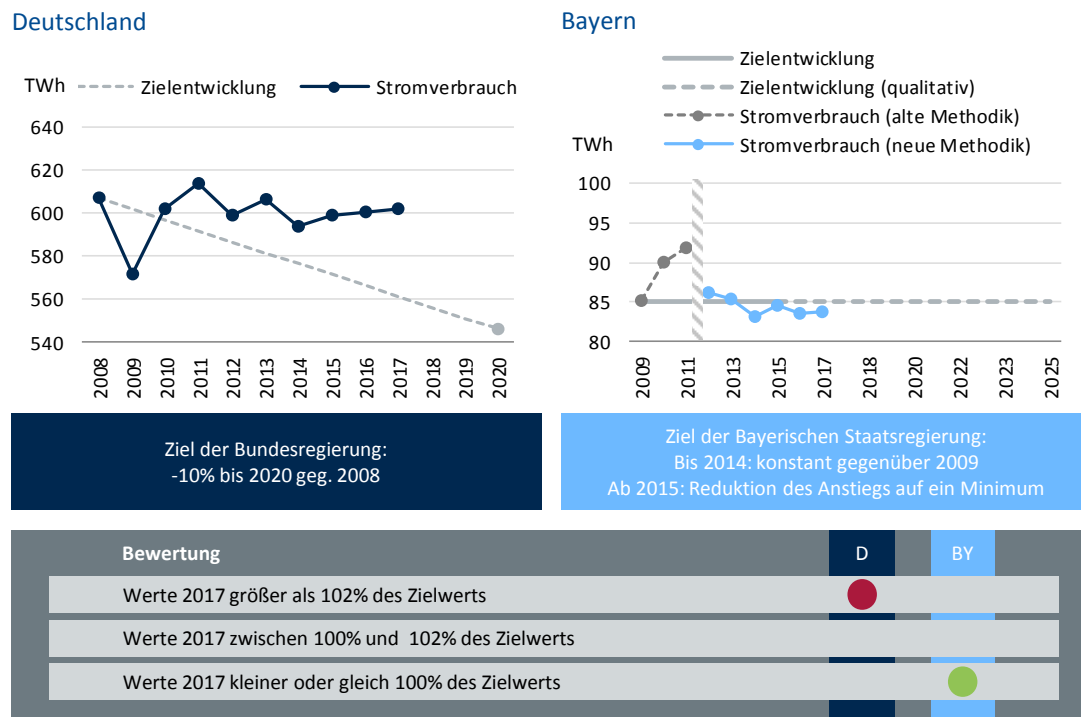
Für eine realitätsnähere Erfassung des Bruttostromverbrauchs ist deshalb nach StMWi die Ermittlung der tatsächlichen physischen Stromabgabe an den Letztverbraucher umgestellt worden. Diese neue Methodik wurde mit dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen abgestimmt und steht auch den anderen Bundesländern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

In Deutschland überstieg der Bruttostromverbrauch im Jahr 2017 den Zielwert um 7 Prozent (siehe Abbildung 22). Trotz des Reduktionsziels stieg der deutsche Stromverbrauch seit 2014 kontinuierlich an und entfernte sich dadurch immer weiter vom Zielwert.

Im Gegensatz dazu lag der Stromverbrauch in Bayern seit 2014 unterhalb des Zielpfades. Das Ziel eines möglichst geringen Anstieges wurde somit erreicht. In den vorhergehenden Monitoringberichten wurde die Zielerreichung in Bayern jedoch kritisch eingestuft. Grund dafür war, dass für die bisherigen Auswertungen noch die höheren Stromverbrauchswerte gemäß der alten Erfassungsmethodik verwendet wurden. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Stromverbrauch in Bayern nur sehr leicht an.

Abbildung 22

Stromverbrauch in Deutschland und Bayern



Angaben für Deutschland und Bayern im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018b, Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2018, Bayerische Staatsregierung 2011, StMWi 2015, Berechnungen Prognos AG

5.3.1.2 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.

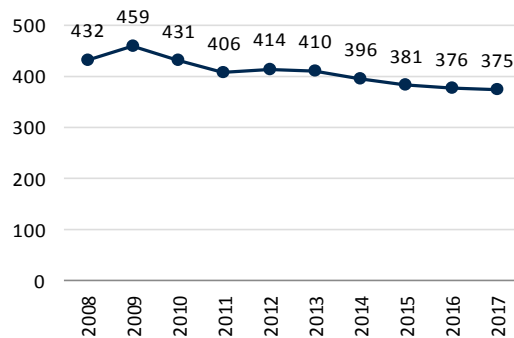
Die Stromintensität der deutschen Industrie ging zwischen 2009 und 2017 um gut 18 Prozent zurück. Mit 29 Prozent fiel der Rückgang der Stromintensität der Industrie zwischen 2009 und 2017 in Bayern deutlich höher aus als in Deutschland (siehe Abbildung 23).

Abbildung 23

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern

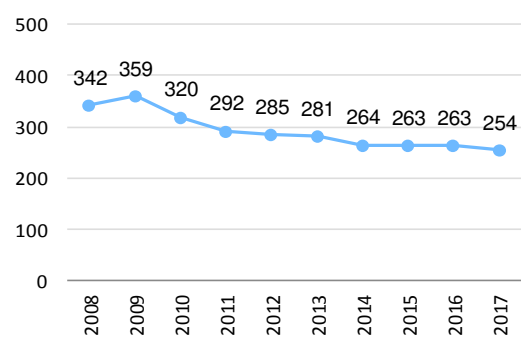
Deutschland

kWh je 1.000 EUR Bruttowertschöpfung



Bayern

kWh je 1.000 EUR Bruttowertschöpfung



Angaben für Deutschland im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018a, Bayerisches Landesamt für Statistik 2017, Statistische Ämter der Länder 2018, StMWi 2018

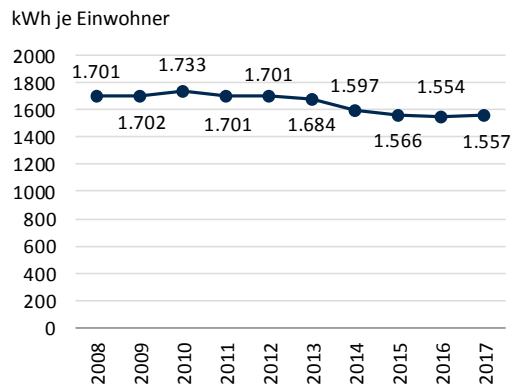
Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte bezogen auf die Einwohner. Im Zeitraum 2008 bis 2012 veränderte sich der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Zwischen 2012 und 2016 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung. Die Abnahme war dabei überproportional im Vergleich zur Einwohnerzahl. Im Jahr 2017 stieg der spezifische Stromverbrauch erstmals wieder leicht an (siehe Abbildung 21).

In Bayern ging der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2017 trendmäßig leicht zurück. Pro Kopf wurde in Bayern tendenziell weniger Strom verbraucht als in Deutschland. Im Jahr 2017 lag der spezifische Stromverbrauch in Bayern um 4 Prozent niedriger als in Deutschland.

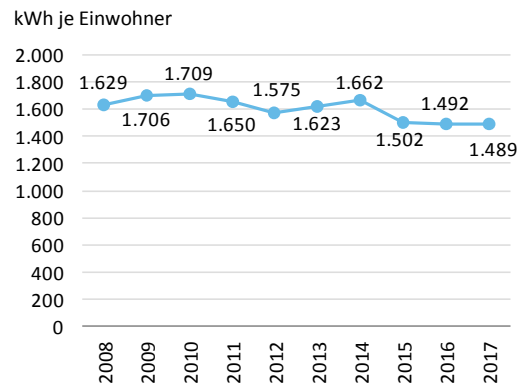
Abbildung 24

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern

Deutschland



Bayern



Angaben für Deutschland im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018a, Bayerisches Landesamt für Statistik 2017, IE Leipzig 2019

5.3.1.3 Energieproduktivität

Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem BIP und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der PEV oder EEV herangezogen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Konzepten ist der Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Strom, Fernwärme und verarbeiteten Mineralölprodukten. Im PEV ist dieser Energieträgereinsatz enthalten. Der EEV umfasst dagegen das Resultat dieses Einsatzes, nämlich den Verbrauch von Strom, Fernwärme, Brenn- und Treibstoffen aus Mineralöl. 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 neue Erfassungsmethodik des bayerischen Stromverbrauchs wirkt sich auch auf die Energieproduktivität aus. Da die Stromverbrauchswerte mit der neuen Methodik auf ein tieferes 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 noch geringer einzuschätzen als die Auswirkungen auf den PEV, da hier das unveränderte BIP als Dividend zu berücksichtigen ist.

Bis zum Jahr 2011 werden die Werte gemäß der alten Methodik verwendet. Ein neuer Zielentwicklungspfad wurde nicht berechnet. Der Startpunkt des bayerischen Zielpfades ist

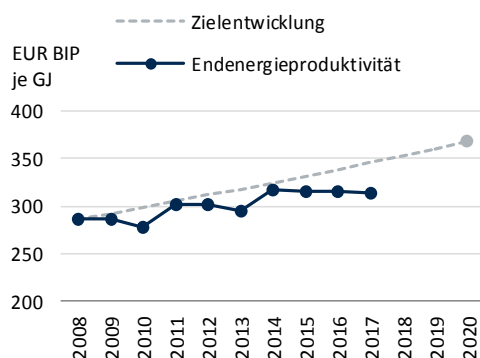
nach wie vor die Primärenergieproduktivität im Jahr 2010. Bis 2025 soll die Produktivität um mindestens 25 Prozent gegenüber diesem Startwert steigen. Der für das Monitoring definierte Zielpfad verhält sich linear.

In Deutschland wurde das auf den EEV bezogene Produktivitätsziel 2017 verfehlt. Der entsprechende Wert lag mehr als 9 Prozent unter dem Zielpfad. Seit 2014 war er auf nahezu konstantem Niveau geblieben und hatte sich dadurch immer weiter vom Zielpfad entfernt. In Bayern wurde das Ziel dagegen erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität im Jahr 2017 stieg gegenüber dem Vorjahr leicht an und entsprach mit 269 Millionen Euro je GJ beinahe dem Zielwert des Jahres 2025 (Abbildung 25). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips die infolge des Kernenergieausstiegs vermehrten Stromimporte nach Bayern sowie die Bilanzierungsregeln bei der Bilanzierung von Wind- und PV-Strom (mit implizit 100 Prozent Wirkungsgrad im Gegensatz zu Wirkungsgradverlusten bei konventionellen Kraftwerken und Biomasse) steigend.

Abbildung 25

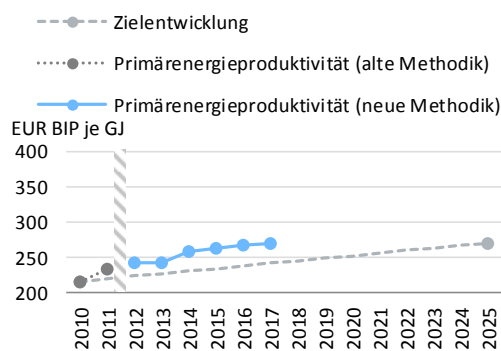
Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern

Deutschland



Ziel der Bundesregierung:
+2,1% pro Jahr bis 2020

Bayern



Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
Mindestens +25% bis 2025 gegenüber 2010

Bewertung	D	BY
Werte 2017 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2017 zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte 2017 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Angaben für Deutschland und Bayern im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018a, Bundesregierung 2011, Bayerische Staatsregierung 2011, IE Leipzig 2018, Statistische Ämter der Länder 2018, Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, StMWi 2015, Berechnungen Prognos AG

5.3.1.4 Primärenergieverbrauch

Als weiterer Indikator für die Entwicklung der Energieeffizienz wurde der PEV genutzt, also 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. Mit 13,6 PJ lag der PEV 2017 auf einem tieferen Niveau als der Startwert 2008, überstieg den Zielpfad jedoch um mehr als 11 Prozent. Seit 2014 nahm der PEV kontinuierlich zu und entfernte sich so immer weiter von der Zielentwicklung (siehe Abbildung 26). Gründe dafür waren einerseits die robuste Wirtschaftsentwicklung und andererseits die geringere Nachfrage-Effizienz, welche unter anderem durch fehlende Gebäudesanierungen und weniger Elektromobilität geringer als erwartet ausfiel.

Laut StMWi führt der neu berechnete niedrigere Bruttostromverbrauch zu einer Reduzierung des PEV in Bayern. Wegen der untergeordneten Bedeutung von Strom am PEV fällt diese Reduzierung jedoch kaum ins Gewicht. Auch in der Vergangenheit gab es Schwankungen beim PEV. Dabei spielten Faktoren wie Witterung und Konjunktur eine Rolle.

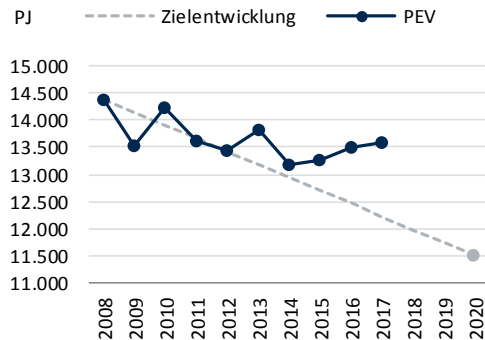
Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den PEV eine Verringerung um 10 Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Trotz der neuen Erfassungsmethodik ist der Zielpfad nicht angepasst worden. Er basiert weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Bis 2025 soll der PEV gegenüber diesem Wert um 10 Prozent sinken.

In Bayern stieg der PEV stärker an als in Deutschland, lag 2017 aber immer noch knapp unter dem Zielpfad und wird daher im entsprechenden Indikator „grün“ bewertet.

Abbildung 26

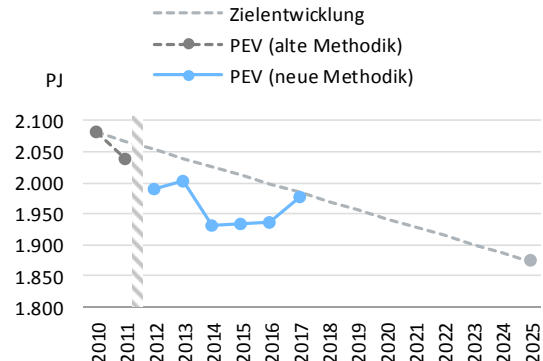
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (nicht witterungsbereinigt) in Deutschland und Bayern

Deutschland



Ziel der Bundesregierung:
-20% bis 2020 gegenüber 2008

Bayern



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

Bewertung	D	BY
Werte 2017 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2017 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2017 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Angaben für Deutschland und Bayern im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018a, Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, Bayerische Staatsregierung 2011, IE Leipzig 2018, Bundesregierung 2011, StMWi 2015, Berechnungen Prognos AG

5.3.2 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.

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 weist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung größere Sprünge auf. Ein deutlicher Anstieg wird in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden (siehe Tabelle 2).

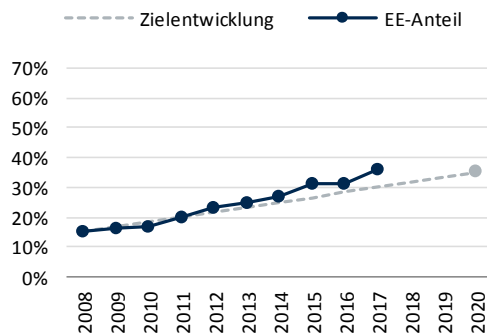
Bisher führten sowohl positive als auch negative Abweichungen von mindestens 1 Prozent gegenüber dem Zielpfad zu einer kritischen Bewertung. Grund dafür war, dass bei einer Überschreitung des Zielwertes das Stromnetz nicht schnell genug ausgebaut werden könnte. So wäre es nicht möglich, den aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom ohne Risiken für die Netzstabilität aufzunehmen. Diese Nachteile fließen jedoch bereits in die Bewertung der Netzstabilität ein. Zudem gibt die Bundesregierung im aktuellen Fortschrittsbericht zur Energiewende einen Anteil erneuerbarer Energien von *mindestens* 35 Prozent als Ziel für 2020 an. Deshalb werden in diesem Monitoringbericht Überschreitungen der Zielgerade neu ebenfalls positiv bewertet. In Deutschland stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um gut 14 Prozent an. Mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 36 Prozent wurde das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 bereits im Jahr 2017 erreicht. Damit ist Deutschland auf gutem Wege, auch das Ziel des 80-Prozent-Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2050 zu erreichen.

In Bayern betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2017 gut 44 Prozent. Damit blieb er auf konstantem Niveau gegenüber dem Vorjahr und fiel knapp 2,4 Prozentpunkte unter den Zielpfad (siehe Abbildung 27).

Abbildung 27

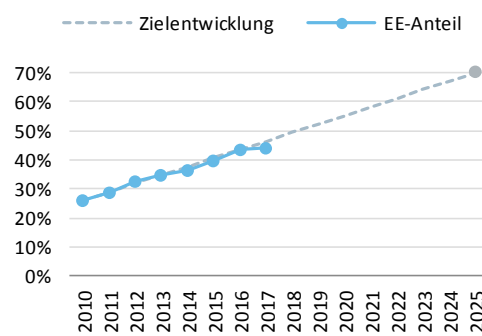
Anteil erneuerbarer Energien

Deutschland: Anteil am Bruttostromverbrauch



Ziel der Bundesregierung:
mind. 35% Anteil erneuerbarer Energien am
Bruttostromverbrauch bis 2020

Bayern: Anteil an der Bruttostromerzeugung



Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
70% Anteil erneuerbarer Energien an der
Bruttostromerzeugung bis 2025

Bewertung	D	BY
Abweichung nach unten größer als 2 Prozentpunkte* vom Jahresziel		
Abweichung nach unten zwischen 1 und 2 Prozentpunkten vom Jahresziel		
Abweichung nach unten von 1 Prozentpunkt oder weniger vom Jahresziel		

* Eine Abweichung von 2 Prozentpunkten nach unten bedeutet, dass sich der Zeitpunkt der Zielerreichung um ca. ein Jahr nach vorne oder nach hinten verschiebt.

Angaben für Deutschland im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, Bayerische Staatsregierung 2011, BMWi 2018, Bundesregierung 2011, StMWi 2015, UBA 2018a, Berechnungen Prognos AG

Hinter den steigenden Beiträgen erneuerbarer Energien zur Stromversorgung steht der dynamische Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in den letzten Jahren. In Deutschland hatte sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 2008 und 2017 mehr als verdoppelt. Über die Hälfte des Zuwachses ist auf Windkraftanlagen und knapp ein Drittel auf PV-Anlagen zurückzuführen. Biomasseanlagen trugen knapp ein Fünftel bei. Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus Windanlagen um mehr als 50 Prozent im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr war zum großen Teil durch bessere Windverhältnisse bedingt. Im Jahr 2016 ging zum ersten Mal die Stromerzeugung aus Wind und PV witterungsbedingt zurück (siehe Abbildung 28). Dagegen stieg die Stromerzeugung durch Windanlagen im Jahr 2017 – zum Teil witterungsbedingt – wieder um einen Drittel gegenüber dem Vorjahr. Somit wurde 2017 die Hälfte des mittels erneuerbarer Energien produzierten Stromes mit Windkraft produziert. Mit knapp 107 TWh wurde 2017 erstmals mehr Strom durch Windkraftanlagen als mit Kernkraftwerken oder Steinkohle erzeugt.

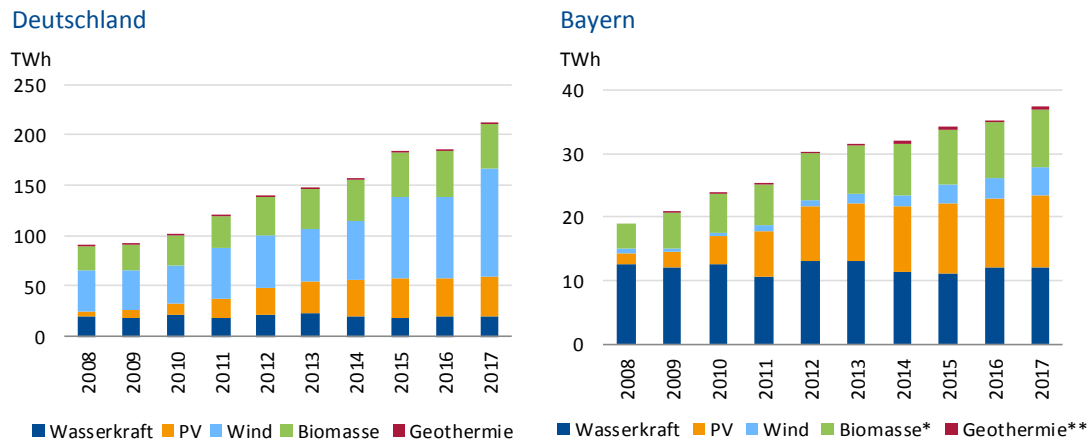
Der jährliche Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg zwischen 2009 und 2012 von 8,8 GW auf 10,8 GW. Im Jahr 2013 ging er stark zurück und schwankte danach. Im Jahr 2017 fiel er mit 8,3 GW um knapp ein Viertel höher aus als im Vorjahr. Zudem veränderte sich die Struktur der neu gebauten Kapazitäten: Wurden diese bis 2013 überwiegend in Form von PV-Anlagen errichtet, spielten ab 2014 Windkraftanlagen die größte Rolle. Wesentliche Ursache hierfür waren veränderte Fördersätze im EEG. Die Kapazitäten der Windkraftanlagen wurden 2017 gegenüber dem Vorjahr um knapp 13 Prozent gesteigert, bei den PV-Anlagen waren es 4 Prozent.

In Bayern fiel der Anstieg zwischen 2008 und 2017 relativ betrachtet mit 89 Prozent erheblich schwächer aus als in Deutschland. PV-Anlagen trugen dazu mehr als die Hälfte bei, Biomasseanlagen etwa 28 Prozent und Windkraftanlagen 23 Prozent. Die Stromerzeugung durch Wasserkraft lag 2017 2 Prozent niedriger als 2008, wofür ein geringeres Wasserangebot entscheidend war. In Bayern ist das gleiche Muster zu erkennen wie in Deutschland. Der PV-Ausbau verlangsamte sich mit Absenkung der Fördersätze und die Bedeutung von Windkraft nahm zu. Allerdings unterscheidet sich die Struktur der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern von derjenigen in ganz Deutschland.

In Bayern trugen im Jahr 2017 Wasserkraft- und PV-Anlagen 33 Prozent beziehungsweise 30 Prozent zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei, Biomasseanlagen rund ein Viertel und Windenergieanlagen 8 Prozent. Wasserkraft machte anfangs einen hohen Anteil an der erneuerbaren Erzeugung aus, da die Wasserkraft in Bayern aufgrund der topologischen Gegebenheiten bereits lange genutzt wird. In Deutschland dominierte die Erzeugung aus Windkraft mit 50 Prozent (42 Prozent im Vorjahr), gefolgt von Biomasse (21 Prozent) und PV (19 Prozent). Der Anteil der Wasserkraft an der EE-Stromerzeugung sank auf 9 Prozent (siehe Abbildung 28).

Abbildung 28

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern 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 2018, BMWi 2018

5.4 Umweltverträglichkeit – energiebedingte THG-Emissionen

Ergebnis

	Deutschland	Bayern
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●
Treibhausgasemissionen / CO ₂ -Emissionen*	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●

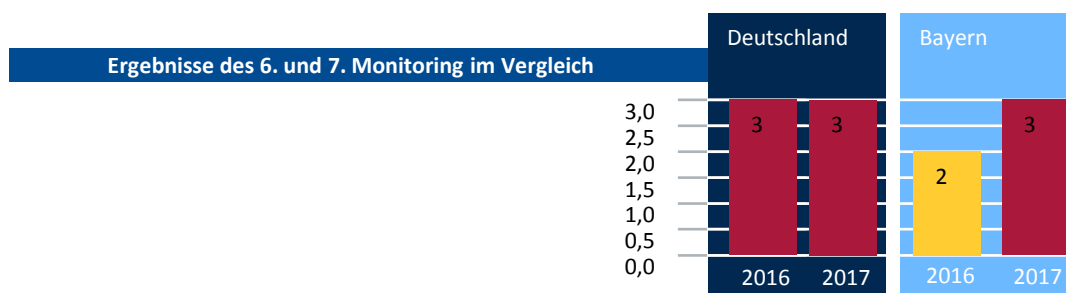
* Seit dem 7. Monitoring bezieht sich die Bewertung der Umweltverträglichkeit in Deutschland auf die Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF). Für die Bewertung der Vorjahre sowie die Bewertung Bayerns wurden energiebedingte CO₂-Emissionen genutzt.

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot

Vorjahreswert in Klammern

↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017

↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Zur Bewertung der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen wurde für Bayern und Deutschland jeweils ein Zielpfad definiert, der sich an den Zielwerten des Energiekonzepts des Bundes beziehungsweise des Bayerischen Energieprogramms orientiert.

Im Bayerischen Energieprogramm wird für die energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2025 ein Zielwert von 5,5 t pro Kopf genannt. Ein Basisjahr wird nicht festgelegt. Wir wählten als Basis zur Festlegung des Zielpfades das Jahr 2009.

Die CO₂-Emissionen werden in Deutschland mittels Emissionsfaktoren berechnet. Dazu werden landesspezifische Emissionsfaktoren anstatt internationaler Durchschnittswerte genutzt. Die Emissionswerte wurden damit bis 1990 zurückgerechnet. Im September 2016 veröffentlichte das Umweltbundesamt neue CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Aus diesem Grund können sich die in diesem Monitoring verwendeten Emissionswerte von denen aus älteren Monitorings unterscheiden. Der Zielpfad wurde entsprechend angepasst.

In Deutschland sollen gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2020 um 40 Prozent reduziert werden. Für die vorhergehenden Monitoringberichte wurden energiebedingte CO₂-Emissionen zur Berechnung

des Zielpfades und zur Bewertung verwendet. Dank einer genaueren Datenlage konnten für das diesjährige Monitoring, wie im Energiekonzept angegeben, die Treibhausgasemissionen verwendet werden. Dazu zählen energiebedingte sowie auch nicht energiebedingte Treibhausgasemissionen aus industriellen Prozessen, Abfall- sowie der Land- und Forstwirtschaft. Nicht miteinbezogen wurden Treibhausgasemissionen und -reduktionen durch Landnutzungsänderungen. Durch die Ausweitung des Indikators liegen die Emissionen wie auch der Zielpfad nun auf einem höheren Niveau als in den vorhergehenden Monitoringberichten.

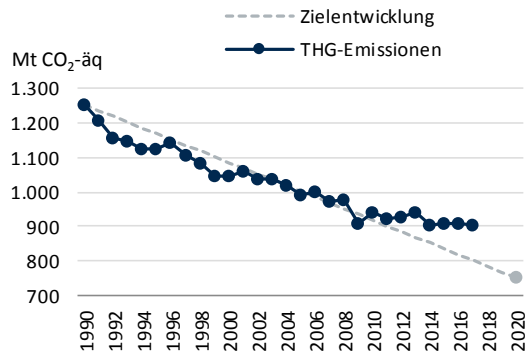
Gegenüber dem Vorjahr gingen 2017 die Treibhausgasemissionen in Deutschland leicht zurück. Bei Annahme eines linearen Zielpfades überschritten sie das Jahresziel dennoch um 13 Prozent (siehe Abbildung 29). Damit liegen die Treibhausgasemissionen in Deutschland seit acht Jahren oberhalb des Zielpfades.

Im Jahr 2017 stiegen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf in Bayern um 0,2 t CO₂-äq gegenüber dem Vorjahr und lagen damit rund 7 Prozent oberhalb des Zielpfades. Damit verschlechtert sich die Bewertung im Vergleich zum Vorjahr und liegt nun im roten Bereich (Abbildung 29). Um das im aktuellen Koalitionsvertrag genannte Ziel von 2 t CO₂-äq pro Person im Jahr 2050 zu erreichen, ist ein starker Rückgang der Emissionen nötig (siehe Abbildung 30).

Abbildung 29

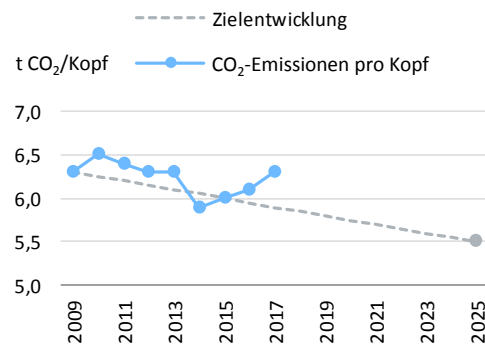
THG- und energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland und Bayern

Deutschland



Ziel der Bundesregierung:
-40% bis 2020 gegenüber 1990

Bayern



Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
5,5 t CO₂/Kopf im Jahr 2025

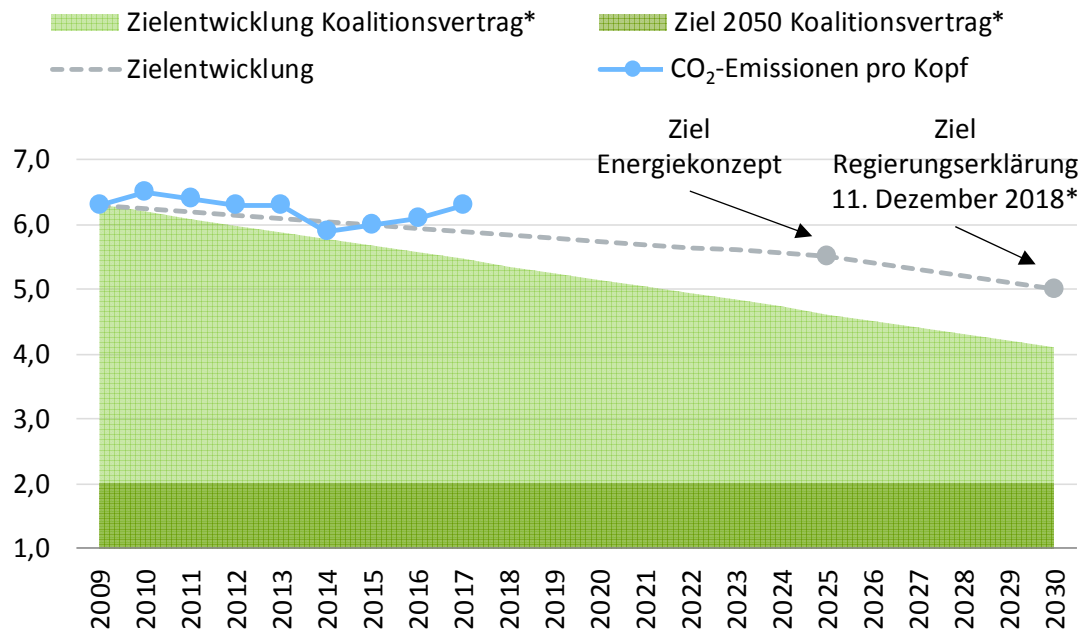
Bewertung	D	BY
Werte 2017 größer als 105% des Zielwerts	●	●
Werte 2017 zwischen 102% und 105% des Zielwerts		
Werte 2017 kleiner als 102% des Zielwerts		

Angaben für Deutschland im Jahr 2017 und Bayern im Jahr 2017 sind vorläufig.

Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, Bayerische Staatsregierung 2011, Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2018, StMWi 2015, UBA 2018b, UBA 2018c, Berechnungen Prognos AG

Abbildung 30

THG-Emissionen in Bayern mit Zielpfad des Koalitionsvertrages 2018



* beziehen sich auf die gesamten THG-Emissionen.

Daten für Bayern im Jahr 2017 vorläufig.

Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik 2018, Bayerische Staatsregierung 2011, IE Leipzig 2018, Koalitionsvertrag 2018, Bayerische Staatskanzlei 2018, StMWi 2015, Berechnungen Prognos AG

6 Zusammenfassende Bewertung

Indikatoren in der Gesamtschau

6.1 Stand der Energiewende im Strombereich in Deutschland

Der Stand der Energiewende in Deutschland verbesserte sich leicht im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring der Indikatoren, bleibt aber auf schlechtem Niveau. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch fiel nun positiv aus. Der Indikator des Industriestrompreises verbesserte sich von einer schlechten zu einer kritischen Bewertung. Die Indikatoren der gesicherten Leistung und Stromausfallzeit (SAIDI-Wert) befanden sich weiterhin im grünen Bereich. Alle anderen Indikatoren bleiben im roten Bereich.

Die installierte Leistung reichte zusammen mit der Leistungsreserve und den kontrahierten Reservekraftwerken aus, um die Jahreshöchstlast zu decken. Immer mehr alte fossile Kraftwerke wurden in der Reserve eingestuft und trugen zur Versorgungssicherheit bei, während der Anteil erneuerbarer Energien an Leistung und Stromerzeugung stieg. Die Thüringer Strombrücke wurde am 14. September 2017 vollständig in Betrieb genommen. Entsprechend ging die Eingriffszeit der Netzbetreiber bei der am stärksten belasteten Übertragungsnetzleitung im vierten Quartal 2017 gegenüber dem Vorjahr um 98 Prozent zurück. Der sonstige Übertragungsnetzausbau verzögerte sich gegenüber dem ursprünglichen Plan weiterhin. Für die Projekte SuedLink und SuedOstLink wurden 2017 die Anträge zur Bundesfachplanung eingereicht. Trotz der Verzögerung lag die Stromausfallzeit (gemessen am ungeplanten SAIDI ohne Ausnahmefälle) 2016 auf dem niedrigsten Niveau der EU-15-Staaten. Das war teilweise auf die kontrahierten Kraftwerke sowie die Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Die Häufigkeit dieser Maßnahmen nahm 2017 gegenüber 2016 zu und blieb damit auf hohem Niveau. Die Kosten der Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität fielen entsprechend mit 1,36 Milliarden Euro um 62 Prozent höher aus als im Vorjahr.

Die Indikatoren der Strompreise für Haushaltskunden blieben auch 2017 im roten Bereich. Für die Industriestrompreise zeigte sich ein differenziertes Bild, da sich die Preise der verschiedenen Abnahmeklassen unterschiedlich entwickelten. Die Einstufung liegt nun im gelben Bereich. Der Börsenstrompreis stieg 2017 erstmals seit 2011 wieder an. Auch für das Jahr 2018 ist eine weitere Steigerung zu erwarten.

Die Indikatoren der Entwicklung der Energieeffizienz (Stromeinsparung, Endenergieproduktivität und PEV) entfernten sich gegenüber den Vorjahren weiter vom Zielpfad. Sie blieben damit im roten Bereich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erhöhte sich im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung lag entsprechend weiterhin oberhalb des Zielentwicklungspfades und wurde gemäß dem neuen Bewertungsschema positiv eingestuft.

Die Treibhausgasemissionen stagnierten seit 2014 und lagen im achten Jahr hintereinander deutlich über dem Zielpfad.

6.2 Stand der Energiewende im Strombereich in Bayern

Bezüglich der Versorgungssicherheit blieb die Bewertung Bayerns für das Jahr 2017 unverändert im Vergleich zum Vorjahr. Die Versorgungssicherheit Bayerns mit Strom war gewährleistet. Für den Winter 2018/2019 wurden rund 2,5 GW an bayerischen Reservekraftwerken kontrahiert (2,5 GW im Winter 2017/2018). Es mussten keine ausländischen Kraftwerke mehr kontrahiert werden (knapp 3,1 GW im Winter 2017/2018). In den drei anderen Bereichen verbesserte sich die Situation in Bayern gegenüber dem letzten Monitoring.

Im Jahr 2017 hatte die BNetzA einen Bedarf an Gaskraftwerken in Süddeutschland von 1,2 GW festgelegt, wovon bisher 300 MW in Bayern ausgeschrieben wurden. Weitere 300 MW der 1,2 GW wurden in Baden-Württemberg ausgeschrieben und können demnach nicht mehr in Bayern errichtet werden. Diese zusätzlichen Kraftwerksleistungen dienen als Netzstabilitätsanlagen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch blieb 2017 konstant und lag weiterhin unter dem Zielpfad des Energieprogramms von 2016. Die Primärenergieproduktivität übertraf 2017 den Zielwert erneut. Der Bayerische PEV stieg stark an, blieb nur knapp unterhalb des Zielpfads und lag somit im grünen Bereich. Auch wenn in diesen drei Bereichen keine Verbesserung gegenüber dem Vorjahr ersichtlich war, sprang die Ampel zum Stromverbrauch und PEV von Gelb auf Grün. Der Grund hierfür ist die neue Erfassungsmethodik des Stromverbrauchs durch das Statistische Landesamt in Kombination mit der Zielsetzung basierend auf den Werten von 2009 gemäß der alten Erfassungsmethodik.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung entfernte sich vom Zielpfad. Der Indikator fiel somit in den roten Bereich.

Die CO₂-Emissionen stiegen erneut an und lagen mit 6,3 t CO₂-äq pro Kopf knapp 7 Prozent über dem Zielpfad. Somit sprang die Ampel für diesen Indikator auf Rot.

Abbildung 31

Zusammenfassende Bewertung des aktuellen Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	2 (2) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	1 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber**	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	↑ 2,5 (3) ●	↑ 2,5 (3) ●
Industriestrompreise**	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↑ 2,5 (3) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs*	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität*	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs*	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch*/**	↑ 1 (3) ●	↓ 3 (2) ●
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●
THG- und CO ₂ -Emissionen**	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●

(Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswert in Klammern,

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017)

* Die Erfassungsmethodik des Bayerischen Stromverbrauchs wurde durch das Bayerische Landesamt für Statistik im Vergleich zu den Vorjahren geändert und beruht nun auf der physischen Stromabgabe an die Letztverbraucher. Die neue Erfassungsmethodik resultiert in einem tieferen Stromverbrauch und somit auch in einem tieferen Primärenergieverbrauch wodurch es auch zu einer leicht höheren Energieproduktivität und einem leicht höheren Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch kommt. Aufgrund der neuen Erfassungsmethodik wurden die Indikatoren zur Entwicklung des Strom- und Primärenergieverbrauchs positiver bewertet.

** Die Bewertungsmethode der mit zwei Sternen gekennzeichneten Indikatoren unterscheidet sich von denjenigen des 6. Monitorings. Die Anpassungen betreffen folgende vier Bewertungsbereiche:

Eingriffe der Netzbetreiber

Berechnung anhand abgeregelter Arbeit anstelle der Eingriffsstunden. Dadurch kommt es zu keiner Veränderung in der Bewertung.

Industriestrompreise

Miteinbeziehung von drei Abnahmeklassen anstelle einer Klasse zwischen 20.000 und 70.000 MWh. Dadurch kommt es zu einer Verschlechterung in der Bewertung.

Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch

Überschreitungen der Zielgerade werden positiv bewertet. Dadurch kommt es zu einer Verbesserung in der Bewertung.

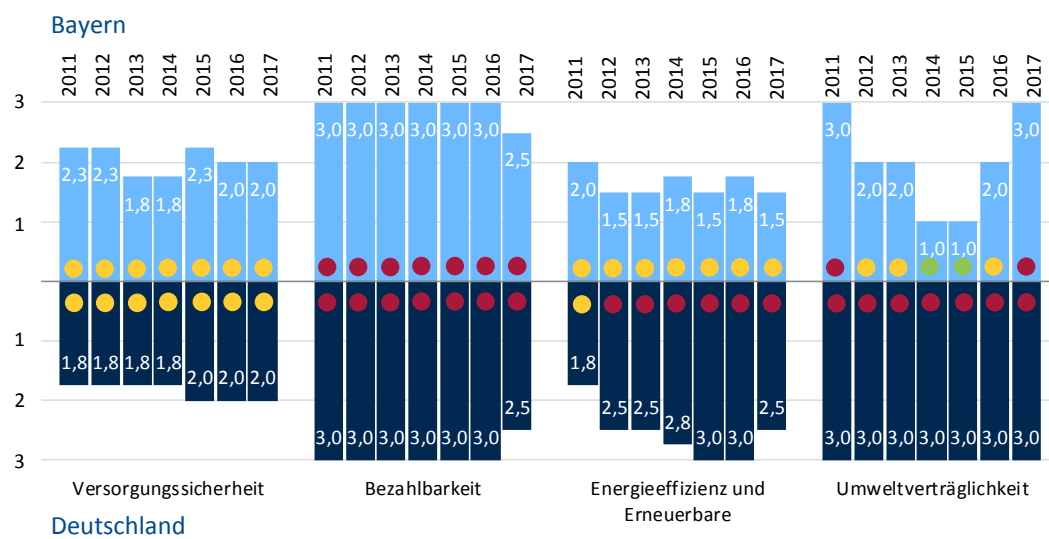
THG- und CO₂-Emissionen

Deutschland: Bewertung mittels THG- anstelle von CO₂-Emissionen.

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Abbildung 32

Entwicklung seit dem 1. Monitoring



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Literaturverzeichnis

50Hertz (2018)

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

AEE föderal erneuerbar (2018)

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

AG Energiebilanzen (2018a)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017

AG Energiebilanzen (2018b)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

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

BAFA (2017)

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

Bayerisches Landesamt für Statistik (2017)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, www.statistik.bayern.de

Bayerisches Landesamt für Statistik (2018)

Datenlieferung

Bayerische Staatskanzlei (2018)

Regierungserklärung, Bayern ist es Wert. Regierungserklärung, Ministerpräsident Dr. Markus Söder

Bayerische Staatsregierung (2011)

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

BDEW (2018a)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Kraftwerkliste

BDEW (2018b)

BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 – Haushalte und Industrie

BMWi (2018)

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 Jahre 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 – Kraftwerksliste

BNetzA (2018b)

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

BNetzA (2018c)

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

BNetzA (2018d)

Internetauftritt der Bundesnetzagentur, www.netztransparenz.de

BNetzA (2018e)

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

BNetzA (2018f)

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

Bundesamt für Justiz (2013)

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG)

Bundesregierung (2011)

Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

CEER (2018)

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

ENERGINET (2018)

www.energinet.dk

ENTSO-E (2018)

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

E.ON (2015)

Pressemeldung vom 28. Juni 2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld

Eurostat (2018)

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

Fraunhofer ISE (2018)

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

Handelsblatt (2019)

Pressemitteilung

IE Leipzig (2018)

Datenlieferung

IE Leipzig (2019)

Aktuelle Zahlen zur Energieversorgung in Bayern – Prognose für das Jahr 2017

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

netztransparenz.de (2018)

www.netztransparenz.de

Statistische Ämter der Länder (2018)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2017, Reihe 1, Länderergebnisse Band 1, Berechnungsstand August 2017/Februar 2018

Statistisches Bundesamt (2018a)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2018b)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2018c)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2018

StMWi (2015)

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

StMWi (2018)

Datenlieferung des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Süddeutsche Zeitung (2019)

Pressemitteilung

UBA (2018a)

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

UBA (2018b)

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2016

UBA (2018c)

Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Überblick über die vier Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren.	8
Abbildung 2	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 6. Monitoring aus dem Jahr 2017	13
Abbildung 3	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern.	16
Abbildung 4	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026.	18
Abbildung 5	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern.	24
Abbildung 6	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink).	26
Abbildung 7	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch).	29
Abbildung 8	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG i.V.m. (§§ 14, 15 EEG).	30
Abbildung 9	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen.	32
Abbildung 10	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert.	33
Abbildung 11	Stromtausch mit dem Ausland.	34
Abbildung 12	Außenhandelspreise für Strom.	35
Abbildung 13	Industriestrompreise in Deutschland.	38
Abbildung 14	Industriestrompreise in Deutschland – neue Bewertung.	39
Abbildung 15	Industriestrompreise in den Staaten der EU-28.	40
Abbildung 16	Zusammensetzung des Industriestrompreises.	41
Abbildung 17	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle.	42
Abbildung 18	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge.	43
Abbildung 19	Strompreise für Haushaltskunden.	44
Abbildung 20	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte.	45
Abbildung 21	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage.	47
Abbildung 22	Stromverbrauch in Deutschland und Bayern.	50
Abbildung 23	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern.	51
Abbildung 24	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern.	52
Abbildung 25	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern.	53
Abbildung 26	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (nicht witterungsbereinigt) in Deutschland und Bayern.	55

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 27	Anteil erneuerbarer Energien.	57
Abbildung 28	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern in Deutschland und Bayern.	59
Abbildung 29	THG- und energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Deutschland und Bayern.	62
Abbildung 30	THG-Emissionen in Bayern mit Zielpfad des Koalitionsvertrages 2018.	63
Abbildung 31	Zusammenfassende Bewertung des aktuellen Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern	66
Abbildung 32	Entwicklung seit dem 1. Monitoring	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung.	4
Tabelle 2	Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern.	5
Tabelle 3	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung.	6
Tabelle 4	Kraftwerksneubauprojekte in Bayern.	20
Tabelle 5	Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung.	22
Tabelle 6	Verzögerung beim Netzausbau in Bayern.	27

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 grundsätzlich sowohl auf die weibliche als auch auf die männliche Form. Zur besseren Lesbarkeit wurde meist auf die zusätzliche Bezeichnung in weiblicher Form verzichtet.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Januar 2019

Weiterer Beteiligter

Prognos AG

0041 61 327 233 27
info@prognos.com