

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg



Statusbericht 2019



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

– Statusbericht 2019 –

Der Bericht wurde im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erstellt.

Anna-Lena Fuchs, Tobias Kelm, Henning Jachmann, Jochen Metzger, Maike Schmidt

Impressum

HERAUSGEBER

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart
www.um.baden-wuerttemberg.de

REDAKTION

Anna-Lena Fuchs & Tobias Kelm,
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Karsten Töpfer,
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

GESTALTUNG

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

DRUCK

Druckerei Laubengaier, Leinfelden-Echterdingen
Der Druck ist CO₂-kompensiert, gedruckt auf 100 Prozent
Recyclingpapier, zertifiziert mit dem Blauen Engel.



BILDMATERIAL TITELBILD

Links, Mitte: Björn Hänsler / Umweltministerium; Rechts: distel2610 / Pixabay.com

AUFLAGE

300 Stück

Dezember 2019

Zusammenfassung

Die Energiewende ist mit einer umfassenden Umgestaltung des Energieversorgungssystems verbunden. Dabei gilt es, das energiepolitische Zieldreieck einer klimaverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung stets im Blick zu haben. Um die Auswirkungen der Energiewende auf das Land Baden-Württemberg zu beobachten und möglichen Handlungsbedarf zu identifizieren, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg mit einem Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt.

Die Hauptaussagen des vorliegenden Berichts lassen sich wie nachfolgend dargestellt zusammenfassen. Im Anschluss bietet eine Zusammenstellung von Indikatoren einen kompakten Überblick über relevante Entwicklungen im Zeitverlauf.

KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

Trotz der Inbetriebnahme der Steinkohlekraftwerksblöcke in 2014/15 in Baden-Württemberg, ist die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerksleistung rückläufig. Hintergrund ist die Überführung von Kraftwerksblöcken mit einer Leistung von 1,7 GW in die Netzreserve und im geringeren Umfang die endgültige Stilllegung von Kraftwerken. Die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerkskapazität wird mit der Stilllegung der Kernkraftwerke in Philippsburg (1,4 GW) bis Ende 2019 beziehungsweise in Neckarwestheim (1,3 GW) bis Ende 2022 weiter zurück gehen.

Im Jahr 2018 stellte sich die Belieferung von süddeutschen Steinkohlekraftwerken aufgrund einer mehrmonatigen Niedrigwasserphase kritisch dar. So mussten Maßnahmen zur Schonung der Vorräte und der Verbesserung der Belieferung ergriffen werden. Ebenfalls führte die anhaltende Hitzeperiode im Sommer 2018 zur vorsorglichen Drosselung von Kraftwerken, um Gewässer zu schonen.

Der ermittelte Netzreservebedarf für den Winter 2019/20 liegt bei 5,1 GW und damit rund 1,5 GW unter dem Vorjahresniveau. Die bestehende Netzreserve übersteigt mit 6,6 GW damit den Bedarf für den kommenden Winter. Die Systemanalysen für 2020/21 und 2022/23 zeigen jedoch, dass diese Reserveanlagen dann benötigt werden. Daher kommt eine Stilllegung der Blöcke nicht in Betracht.

Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel sollen ab Oktober 2022 für zehn Jahre den Übertragungsnetzbetreibern zur Stabilisierung des Netzes nach Ausfällen im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen. Die TransnetBW hat den Zuschlag an die EnBW für den Standort Marbach erteilt. Hier soll eine 300 MW Gasturbine errichtet werden.

Entsprechend der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ sollen deutschlandweit bis Ende 2022 mindestens 12,5 GW Stein- und Braunkohlekraftwerke vom Markt ausscheiden oder umgerüstet werden. Bis 2030 sollen dann noch weitere gut 13 GW den Markt verlassen. Bis Ende 2038 soll die Kohleverstromung vollständig beendet werden. Für

den Abbau von Steinkohlekraftwerken wird eine freiwillige Stilllegungsprämie im Rahmen von Ausschreibungen empfohlen. Die Empfehlungen der Kommission sollen konsequent umgesetzt werden. Ein Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz liegt vor. Die Verabschiedung kann aber wohl erst Anfang 2020 erfolgen.

Vor dem Hintergrund des Kernenergieausstiegs und möglicher Stilllegungen im Rahmen eines Kohleausstiegs wurden verschiedene Studien zur Versorgungssicherheit durchgeführt. Im Ergebnis ergeben sich daraus aus heutiger Sicht keine Hinweise darauf, dass die Versorgungssicherheit mittelfristig nicht gewährleistet werden kann. Ein kontinuierliches Monitoring, wie dies auf Bundesebene angelegt ist, ist aus Landessicht aber weiterhin unabdingbar.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert ein flexibles Versorgungssystem sowie einen darauf abgestimmten Regulierungsrahmen. Wenngleich zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein akutes Flexibilitätsdefizit besteht, sind zur effizienten Einbindung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen weitere Hemmnisse abzubauen. Nicht zuletzt sind das Umlagesystem und die Anreizregulierung zu reformieren. Um einen netzdienlichen Flexibilitätsinsatz anzureizen, bedarf es zudem neuer, auf die Anbieter abgestimmter Instrumente. Ziel muss es sein, einen möglichst diskriminierungsfreien Marktzugang für alle Optionen zu ermöglichen.

Ferner sind weitere Schritte zur Flexibilisierung des Kraftwerksparks erforderlich. Wie eine Untersuchung der Bundesnetzagentur zeigt, reagiert ein Teil der konventionellen Kraftwerke nach wie vor nur eingeschränkt auf die Preissignale des Strommarkts. Die preisunelastische Erzeugungsleistung bewegt sich aktuell in einer Größenordnung von 18 GW bis 24 GW.

Während das Marktumfeld für Großspeicher schwierig bleibt, schreitet der Ausbau dezentraler Speichersysteme weiter voran. Von März 2018 bis Juli 2019 hat das Land Baden-Württemberg den Kauf von PV-Heimspeichern in Verbindung mit einer neuen PV-Anlage mit einem eigenen Förderprogramm finanziell unterstützt. Insgesamt, das heißt mit und ohne Förderung, wurden im Jahr 2018 rund 8.000 Heimspeicher in Baden-Württemberg installiert – ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr um annähernd 50 Prozent.

Die Netze BW GmbH hat am 22. Dezember 2018 das bundesweit erste Smart-Meter-Gateway in einem Privathaus im Kreis Esslingen in Betrieb genommen. Die flächendeckende Einführung lässt jedoch weiter auf sich warten, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt erst zwei zertifizierte Produkte auf dem Markt sind – drei sind für den Start des Smart-Meter-Rollouts erforderlich. Bei einem zentralen Projekt zur Digitalisierung der Energiewende hakt es folglich.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Im Jahr 2018 trugen die erneuerbaren Energien knapp 28 Prozent zur baden-württembergischen Bruttostromerzeugung bei. Der Aufwärtstrend bei den Neuinstallationen von PV-Anlagen hält weiter an. Dem gegenüber steht nach einem Rekordzubau in 2017 von rund 390 MW beziehungsweise mehr als 120 Windenergieanlagen in 2018 ein Zubaurückgang auf 35 Anlagen mit insgesamt 115 MW. Dieser geht im Wesentlichen auf die Einführung von deutschlandweiten Ausschreibungen im EEG 2017 zurück. Für einen weiteren Windkraftausbau in Baden-Württemberg ist erforderlich, dass über einen regionalen Ausgleich von Standortnachteilen die Chancen für Projekte in Baden-Württemberg verbessert werden. Ein möglicher Ansatz hierfür ist die bereits im Koalitionsvertrag der Bundesregierung angelegte Einführung einer Südquote in den Ausschreibungen für Windenergie an Land. Im Hinblick auf die

Erreichung der Landesziele gilt es, die weitere Entwicklung auf Bundesebene daher weiter kritisch zu begleiten.

Als Teil der Solaroffensive wurde im Jahr 2017 die baden-württembergische Freiflächenöffnungsverordnung verabschiedet. Mit knapp 60 Prozent geht ein großer Anteil der in Baden-Württemberg seit Juni 2017 erzielten Zuschläge auf diese Verordnung zurück.

Im Wärmebereich tragen die erneuerbaren Energien rund 16 Prozent zum Endenergieverbrauch (ohne Strom) bei. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen zu. So entfällt derzeit fast die Hälfte der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen auf Baden-Württemberg.

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist 2018 mit rund 62,3 TWh um 3,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr (+1,9 TWh) gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf das höhere Erzeugungsniveau aus Kernenergie zurückzuführen (+2,3 TWh), nachdem der Block Philippsburg 2 im Jahr 2017 aufgrund von Revisions- und Instandsetzungsarbeiten mehrere Monate nicht am Netz war. Nachdem entsprechend der amtlichen Statistik im Jahr 2017 ein Rückgang des Bruttostromverbrauchs um rund 2,1 TWh gegenüber dem Vorjahr auf 72,2 TWh vorliegt, liegt für das Jahr 2018 ein nahezu unverändertes Verbrauchsniveau gegenüber dem Vorjahr vor.

Nachdem im Jahr 2017 die Strom- und Handelsflüsse von Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland Rekordniveau erreichten, ist der Exportüberschuss im Jahr 2018 rückläufig.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – STROM- UND GASNETZE

Der Übertragungsnetzausbau weist bundesweit weiterhin Verzögerungen auf, wovon auch die Projekte mit Bezug zu Baden-Württemberg betroffen sind. So wurde beispielsweise die Inbetriebnahme der Hochspannungsgleichstromleitung „Ultranet“ um ein weiteres Jahr auf das Jahr 2024 verschoben, die geplante Inbetriebnahme der „SuedLink“-Verbindung von Brunsbüttel nach Großgartach liegt mit dem Jahr 2026 zeitlich um vier Jahre hinter dem ursprünglich geplanten Termin. Einhergehend mit den Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau ist der hohe Bedarf an Redispatchmaßnahmen, der zwar gegenüber dem Rekordjahr 2017 zurückgegangen ist auf rund 15.800 GWh, sich jedoch weiterhin auf einem hohen Niveau bewegt (zum Vergleich: 2013 rund 4.600 GWh). In Baden-Württemberg kam es zu einem Rückgang der Redispatchmengen um circa 18 Prozent. Die Kosten lagen bei rund 10 Millionen, was einem Anteil an den bundesweiten Redispatchkosten von 1,2 Prozent entspricht. Die damit verbundene Redispatcharbeit entspricht 2,9 Prozent des deutschlandweiten Wertes.

Die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelten erneuerbaren Energiemengen sind bundesweit nach einem deutlichen Anstieg im Vorjahr (+50 Prozent) im Jahr 2018 nahezu unverändert. In Baden-Württemberg kam es dagegen zu einem Anstieg um mehr als 40 Prozent, verbunden mit Kosten von rund 514.000 Euro. Mit rund 0,1 Prozent der bundesweiten Kosten liegt das Einspeisemanagement im Land jedoch weiterhin auf einem niedrigen Niveau.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer bei der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2018 deutschlandweit bei 13,9 Minuten (BW: 17 Minuten) und ist gegenüber dem Vorjahr um 1,2 Minuten zurückgegangen (BW unverändert).

dert). Die Gründe für den Rückgang liegen in geringeren Auswirkungen von extremen Wetterereignissen sowie in deutlich geringeren Ausfallzeiten in vorgelagerten Mittelspannungsnetzen. Im europäischen Vergleich ist Deutschland damit weiterhin eines der Länder mit den niedrigsten Unterbrechungsdauern.

Im Gasnetz ist die Versorgungssicherheit mit einer bundesweiten Ausfallzeit von 0,48 Minuten im Jahr 2018 weiterhin als sehr hoch einzustufen. Die Ausfallzeiten lagen 50 Prozent unter dem Vorjahresniveau sowie deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,6 Minuten.

Für den Winter 2019/2020 sehen sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber gut aufgestellt. Trotz einiger Einschränkungen sei die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet. Im Südwesten bedarf es durch den Ausfall der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I) jedoch besonderer Anstrengungen. Eine deutliche Entspannung der Situation sei insbesondere in Baden-Württemberg erst nach Abschluss der im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Ausbaumaßnahmen zu erwarten.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Die gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Effizienzindikatoren weisen deutliche Effizienzfortschritte auf, jedoch sind die absoluten Einsparungen gering. Die Bundeszielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent/a (2008 bis 2050) wird im Zeitraum 2008 bis 2018 mit 2,0 Prozent in Baden-Württemberg leicht verfehlt, auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen nochmals deutlich niedriger aus. Die anteilige Inanspruchnahme in Baden-Württemberg von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich zeigen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist.

ENTWICKLUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Der Einsatz von erneuerbarem Strom soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Derzeit ist die Durchdringung von Elektrofahrzeugen noch gering, der zugehörige Stromverbrauch mit 40 GWh in Baden-Württemberg vernachlässigbar klein. Mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen und dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom stehen weitere Technologien bereit, die aus Effizienzgesichtspunkten aber insbesondere der Dekarbonisierung des Güterverkehrs und der Luft- und Schifffahrt vorbehalten sein sollten.

Die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Dabei erfolgt der Stromeinsatz überwiegend noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Der Bestand an wesentlich effizienteren Wärmepumpen beläuft sich nach Hochrechnungen auf rund 145.000 Stück in Baden-Württemberg, mit dem ein Stromverbrauch von gut 1 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land einhergeht.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE

Der Durchschnittspreis an der europäischen Strombörse EPEX Spot legte im Jahr 2018 im deutschen Marktgebiet um 30 Prozent auf 44 Euro/MWh zu. Getrieben von steigenden Brennstoffpreisen und einer deutlichen Belegung des europäischen Emissionshandels setzte sich damit der Vorjahrestrend fort. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze legte im Jahresmittel auf 452 Euro zu (2017: 358 Euro/t; + 26 Prozent), die Einfuhrpreise für Erdgas stiegen im Mittel von 4.730 auf 5.331 Euro/TJ (+ 13 Prozent) und der Bezug von Drittländskohle verteuerte sich von 91,8 auf 95,5 Euro/t SKE (+ 4 Prozent). Die CO₂-Zertifikatspreise durchbrachen im August 2018 erstmals die Marke von 20 Euro/t und landeten im

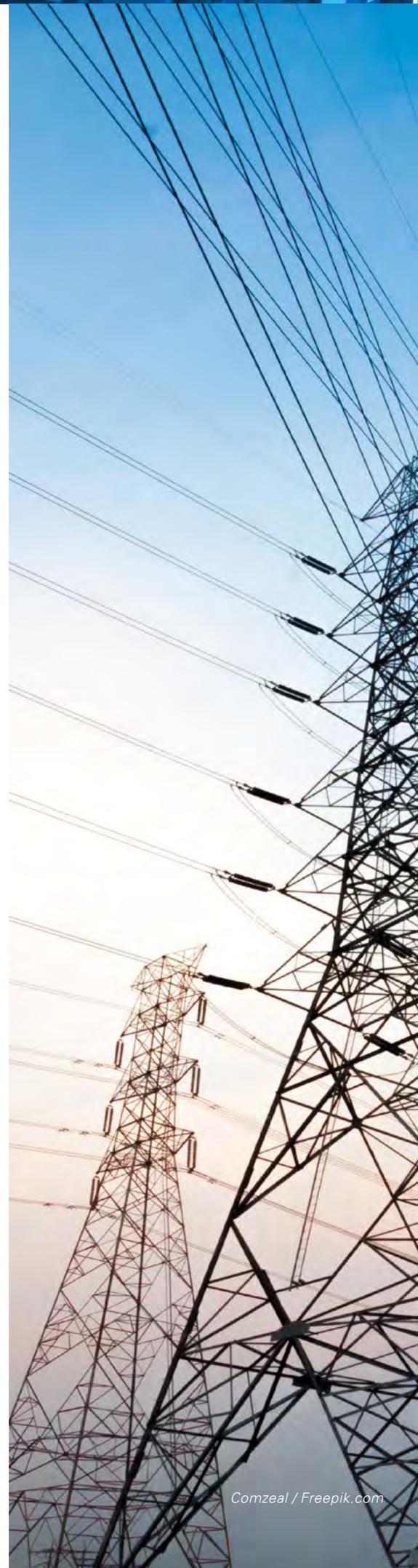
Jahresmittel bei rund 15,8 Euro/t CO₂. Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden blieben mit 29,5 ct/kWh im Vergleich zu 2017 weitgehend stabil.

Im Gasbereich sind die Preise für Haushalt, Handel und Gewerbe gegenüber 2017 nahezu konstant geblieben. Dagegen spürten Industriekunden und Kraftwerksbetreiber die seit 2016 zu beobachtende Erhöhung der Importpreise.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom sind nach ersten Berechnungen im Jahr 2018 um rund 0,3 Milliarden Euro auf 10,4 Milliarden Euro angestiegen (+ 3 Prozent). Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen (11,8 Milliarden Euro) und Kraftstoffe im Verkehrssektor (10,9 Milliarden Euro) haben sich weitgehend parallel zu den gestiegenen Energiepreisen erhöht. Werden die Ausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt gesetzt, zeigt sich für den Stromverbrauch mit 2,0 Prozent ein Anteil, der weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 liegt. Auch wenn die Lasten teilweise ungleich verteilt sind, ist somit weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Strom auszugehen. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen liegen in derselben Größenordnung wie für Strom. Dabei ist die Energiewende im Wärme-sektor im Vergleich zum Stromsektor erst wenig vorangeschritten. Insgesamt kann weiterhin kein Einfluss der Energiewende auf die Preisentwicklung für Kraftstoffe und Wärmedienstleistungen festgestellt werden.

Nachfolgend werden relevante Entwicklungen anhand von Indikatoren kompakt zusammengefasst. Sämtliche Indikatoren beziehen sich auf Baden-Württemberg.



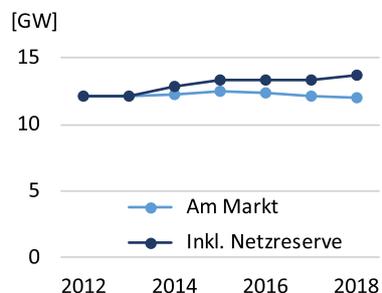
ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inkl. Netzreserve

Status quo (2018): 11,9 beziehungsweise 13,6 GW

Entwicklungstendenz: Insgesamt ist die Entwicklungstendenz im Betrachtungszeitraum positiv aufgrund von Inbetriebnahmen und Übergang von Kraftwerken in die Netzreserve. Dabei nahm der Umfang der Netzreserve seit der ersten Überführung im Jahr 2014 stetig zu. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 (2019) und in Abhängigkeit der Verlängerung der Netzreserve wird die gesicherte Leistung zukünftig sinken.

Hinweis: Aufgrund topologisch direkter Anbindung erfolgt Zuordnung der Pumpspeicherkraftwerke der Kraftwerksgruppe Obere-III-Lünersee der Voralberger Illwerke in Österreich mit einer gesicherten Leistung von 1,5 GW zur Regelzone der TransnetBW.



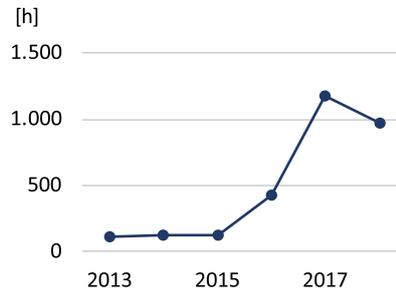
REDISPATCHMASSNAHMEN

Indikator: Entwicklung der Redispatchdauer in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2018): 975 h

Entwicklungstendenz: Nach dem deutlichen Anstieg der Redispatchmaßnahmen ab 2016 war im vergangenen Jahr ein Rückgang um knapp 200 Stunden zu verzeichnen. Der Anteil der Einzelmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW an den bundesweiten Redispatchmaßnahmen ist gering.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet nur Einzelmaßnahmen der ÜNB. Gemeinsame Vorab-Maßnahmen der ÜNB werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht nach Regelzonen getrennt ausgewiesen.



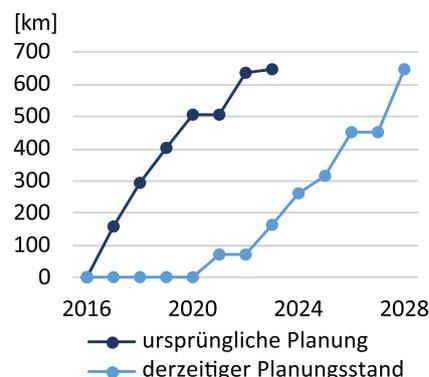
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Indikator: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Ausbauvorhaben im baden-württembergischen Übertragungsnetz gemäß Bundesbedarfsplangesetz

Status quo (05/2019): Rückstand 404 km, Verspätung des Ausbaus insgesamt voraussichtlich 5 Jahre

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung wird voraussichtlich im Jahr 2022 sein Maximum erreichen und verringert sich danach tendenziell.

Hinweis: Für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist insbesondere auch der Ausbau des Übertragungsnetzes außerhalb des Bundeslandes von hoher Bedeutung.



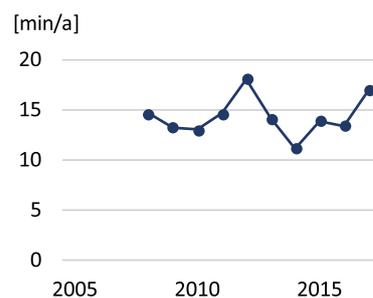
SAIDI STROM

Indikator: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) – durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Letztverbraucheranschluss im Kalenderjahr

Status quo (2018): 17,0 min/a

Entwicklungstendenz: Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung ist, von leichten Schwankungen abgesehen, insgesamt konstant und im internationalen Vergleich auf niedrigem Niveau.

Hinweis: Berücksichtigt werden nur ungeplante Unterbrechungen. Da die Daten auf Netzgebietsebene erhoben werden und diese nicht an Ländergrenzen gebunden sind, stimmt der SAIDI-Wert je Bundesland nicht exakt mit dem jeweiligen Bundesland überein.



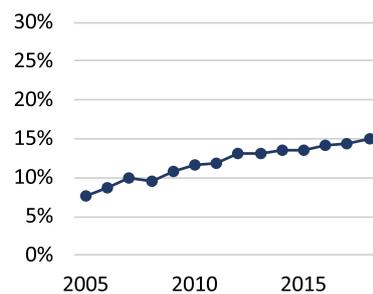
ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

AM ENDENERGIEVERBRAUCH

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2018): 15,0 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch hat sich seit 2005 annähernd verdoppelt.



ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

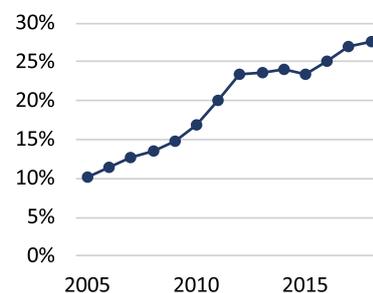
AN DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Status quo (2018): 27,7 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: In der letzten Dekade liegt eine Verdoppelung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung vor. Der aktuell positive Trend beim Photovoltaik-Ausbau wird getrübt durch den Einbruch des Windenergiezubaues im Land.

Hinweis: Anteil tendenziell überzeichnet, da die Bruttostromerzeugung nach 2007 zurückgegangen ist.



ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

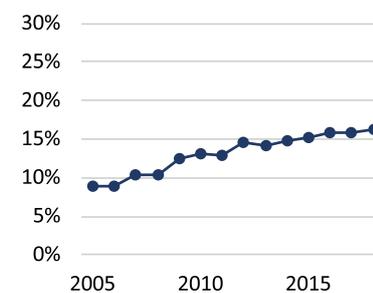
AN DER WÄRMEBEREITSTELLUNG

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2018): 16,2 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung ist in den vergangenen 15 Jahren annähernd verdoppelt.

Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung) ohne Strom.

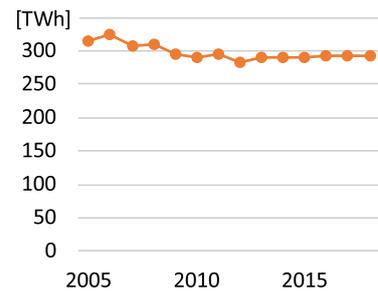


ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2018): 294 TWh (vorläufige Angabe)

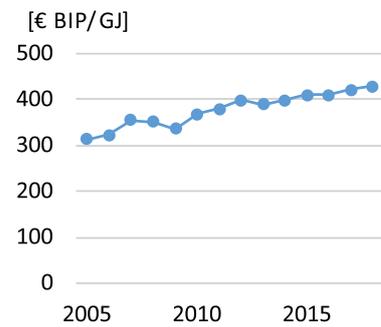
Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 verharrt er auf annähernd konstantem Niveau.

**ENTWICKLUNG DER ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT**

Indikator: Entwicklung des Quotienten aus dem preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch

Status quo (2018): 428 Euro/GJ (vorläufige Angabe)

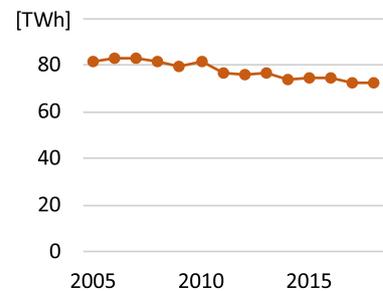
Entwicklungstendenz: Der Trend ist positiv; allerdings wird auch auf Landesebene die Bundeszielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent/a im Zeitraum 2008 bis 2018 mit 2,0 Prozent leicht verfehlt.

**ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS**

Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2018): 72,2 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Gemäß amtlicher Statistik ist der Verbrauch im Jahr 2017 um rund 2,1 TWh zurückgegangen. Für das Jahr 2018 kann ein nahezu unverändertes Verbrauchsniveau gegenüber dem Vorjahr abgeschätzt werden.

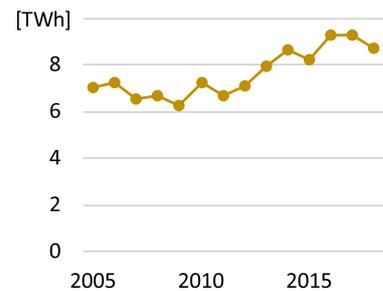
**ENTWICKLUNG DER KWK-STROMERZEUGUNG**

Indikator: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

Status quo (2018): 8,7 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist nach einem tendenziellen Rückgang bis 2009 in den folgenden Jahren im Trend angestiegen.

Hinweis: Der Indikator umfasst die KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung, der Industrie sowie fossiler und biogen betriebener Kleinanlagen unter 1 MW_{el}.

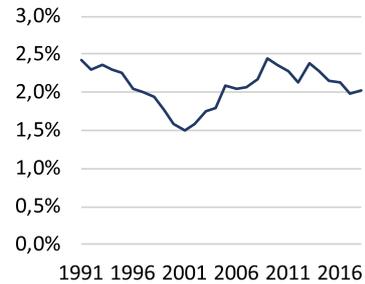


LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2018): 2,0 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Nach einem deutlichen Rückgang im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts war nach 2000 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Ab 2010 Stabilisierung auf einem Niveau wie zu Beginn der neunziger Jahre.

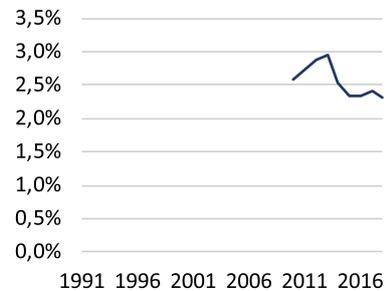


LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmediensleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2018): 2,3 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmediensleistungen am BIP ist seit 2013 tendenziell rückläufig. Zwischen 2014 und 2016 sind die Ausgaben für Energie (insb. Heizöl) zurückgegangen, während ab 2016 höhere Kosten für energetischen Sanierungen und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme angefallen sind und höhere Energiepreise zu verzeichnen waren.



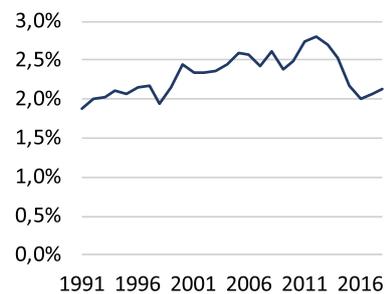
Hinweis: Daten zu Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2010 vor.

LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2018): 2,1 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Im Trend sind die Letztverbraucherausgaben bis 2012 gestiegen. Anschließend ist der Anteil am BIP trotz steigendem Kraftstoffabsatz aufgrund sinkender Kraftstoffpreise zurückgegangen. Gegenüber 2017 liegt wiederum ein leichter Anstieg der Kraftstoffpreise vor.



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Impressum | 3 |
| Zusammenfassung | 4 |
| Inhaltsverzeichnis | 14 |
| | |
| 1 Hintergrund | 16 |
| 2 Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung | 18 |
| 2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose | 18 |
| 2.2 Erneuerbarer Kraftwerkspark | 26 |
| 2.3 Flexibilitätsoptionen | 31 |
| 2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch | 35 |
| 2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo) | 38 |
| 3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende | 40 |
| 3.1 Stromnetze | 40 |
| 3.2 Erdgasinfrastruktur | 50 |
| 3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende | 52 |
| 4 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg | 54 |
| 4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs | 56 |
| 4.2 Entwicklung der Energieeffizienz | 57 |
| 4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg | 61 |
| 4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor | 64 |
| 5 Sektorenkopplung | 68 |
| 5.1 Stromeinsatz im Verkehr | 68 |
| 5.2 Stromeinsatz im Wärmesektor | 71 |
| 6 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende | 72 |
| 6.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten | 72 |
| 6.2 EEG-Umlage sowie Abgaben und Umlagen | 77 |
| 6.3 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung | 78 |
| | |
| Literaturverzeichnis | 84 |
| Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis | 96 |



1

Hintergrund

Die Energiewende hat zur Folge, dass in vielen Bereichen des Energiesystems neue Wege beschritten und vorhandene Strukturen weiterentwickelt werden müssen. Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung dieses Prozesses ist ein sorgfältiges Monitoring der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen und Rahmenbedingungen notwendig. Wie die Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen hat und in diesem Prozess die Fortschritte auf dem Weg zur Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftlich tragfähige und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Monitoring der Energiewende für Baden-Württemberg etabliert.

Ziel ist es dabei zunächst, die Entwicklung hinsichtlich der ambitionierten, landeseigenen energiepolitischen Ziele zu beobachten. Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg [1] verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch keine sektorspezifische Betrachtung der resultierenden Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Stromsektor – ergänzt um weitere für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte. Darüber hinaus werden die vielfältigen Einflüsse der energiepolitischen Beschlüsse auf bundesdeutscher ebenso wie auf europäischer Ebene auf die Energieversorgung

Baden-Württembergs in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können.

Im vorliegenden siebten Statusbericht, der das Jahr 2018 betrachtet, werden Umsetzung und Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg in einer Gesamtschau erfasst und bewertet. Wie auch im Vorjahr bildet der Aspekt der Versorgungssicherheit sowohl im Strom- als auch im Gassektor einen Schwerpunkt des Berichts. Für Baden-Württemberg ist dies aufgrund des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 sowie der absehbaren weiteren Stilllegung der beiden verbleibenden Reaktoren von besonderer Bedeutung. Hinzu kommt, dass im derzeitigen Marktumfeld für Anlagen zur konventionellen Stromerzeugung, die einen Großteil der gesicherten Erzeugungsleistung bereitstellen, zum Teil schwierige Bedingungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Betriebs gegeben sind. Als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort ist Baden-Württemberg jedoch in besonderem Maße auf eine sichere und stabile Energieversorgung angewiesen. Ziel des Berichts ist es daher, den aktuellen Stand der Versorgung in Baden-Württemberg darzustellen und absehbare zukünftige Entwicklungen zu skizzieren, um eine Bewertung möglicher Risiken zu erleichtern und entsprechenden Handlungsbedarf aufzuzeigen.

Weiterhin werden aktuelle bundespolitische Entwicklungen wie die Ergebnisse des Klimakabinetts und die Ergebnisse der Ausschreibungen im EEG 2017 eingeordnet. Daneben dokumentiert der Bericht den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen, der zum einen die Energiewende flankiert, dessen Fortschritt zum anderen für die Sicherung der Versorgung essenziell ist.

Neben der Transformation des Energiesystems auf der Bereitstellungsseite erfordert die Energiewende auch eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs und eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz. Auf Bundesebene wurden mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) zusätzliche Maßnahmen ergriffen, um das Klimaschutzziel 2020 und die angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (gegenüber 2008) bis zum Jahr 2020 tatsächlich zu erreichen. Weiterhin ist das Grünbuch Energieeffizienz zu nennen, mit dem eine Debatte zur mittel- und langfristigen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik angestoßen wurde. Auf Landesebene werden ebenfalls entsprechende Effizienzanstrengungen unternommen, um einen wesentlichen Beitrag zu den im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) festgelegten Zielsetzungen zu leisten. Darüber hinaus wurde mit dem im Juli 2015 verabschiedeten Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung ein umfangreicher Maßnahmenkatalog festgelegt, mit dem die ambitionierten Zielsetzungen zum Ausbau der Effizienztechnologie Kraft-Wärme-Kopp-

lung maßgeblich unterstützt werden sollen. Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden Bericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher und auf sektoraler Ebene analysiert. Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreise mit speziellem Fokus auf der Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsgruppen wird auch die Kostenentwicklung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet, um einen Bewertungsmaßstab für die Be- oder Entlastung der Volkswirtschaft des Landes durch die Energiewende zu schaffen.



2

Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ- UND MITTELFRISTPROGNOSE

Die Energiewende, die neben der langfristig angelegten Dekarbonisierung des Energiesystems auch den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Ende des Jahres 2022 zum Ziel hat, löst auch in der Stromversorgung in Baden-Württemberg wahrnehmbare Transformationsprozesse aus. Dies steht auch im Zusammenhang mit der Einbindung Baden-Württembergs in das bundesdeutsche und europäische Stromversorgungssystem mit direkter Vernetzung in die benachbarten Länder Frankreich, Schweiz und Österreich.

ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS

Die Stilllegung mehrerer Kernkraftwerke im Rahmen des Atom-Moratoriums 2011, davon drei in Baden-Württemberg und Bayern, führte zu einer deutlichen Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum (siehe auch Abbildung 1). Weiterhin wird durch den zunehmenden Ausbau der Windenergie in Norddeutschland sowie hohe Stromexporte in südliche Nachbarländer das Nord-Süd-Gefälle verstärkt. Um möglichen regionalen Engpässen, insbesondere in den Wintermonaten, zu begegnen und die Versorgungssicherheit bis zur Fertigstellung des

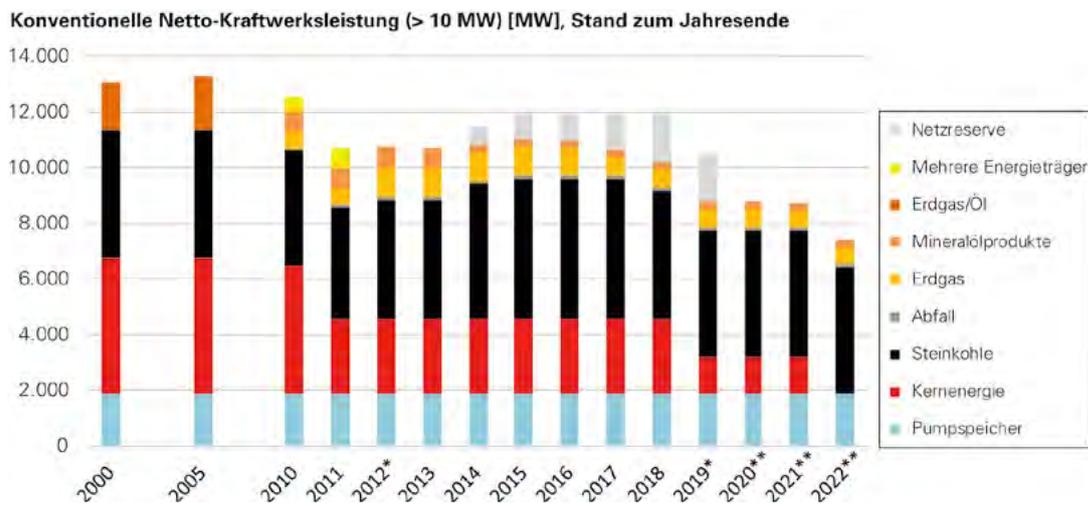
notwendigen Netzausbaus zu gewährleisten, wurde die Reservekraftwerksverordnung über den 31. Dezember 2017 nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)¹ bis zum 31. Dezember 2023² verlängert [2]. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung vorerst für bis zu zwei Jahre untersagen. Betroffene Kraftwerke werden in die Netzreserve überführt. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt eine erneute Überprüfung der Bedeutung des jeweiligen Kraftwerks für die Systemstabilität. In Baden-Württemberg befinden sich gegenwärtig neun Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 1,7 GW in der Netzreserve. Nach derzeitigem Stand sind die zur endgültigen Stilllegung angezeigten, aber aufgrund der Systemrelevanz an der Stilllegung gehinderten Anlagen bis zum 30. Juni 2020 Teil der Netzreserve. Im beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren wurde die Netzreserve als strategische Reserve und demnach als Kapazitätsmechanismus eingestuft. Die EU-Genehmigung gilt derzeit nur bis zum Juni 2020 [2]. Eine Verlängerung der Systemrelevanz-Ausweisungen bis zum 31. März 2021 ist vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung vorgesehen [3].

¹ Dabei handelt es sich um ein sogenanntes Mantelgesetz, das verschiedene bestehende Gesetze unter anderem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Reservekraftwerksverordnung sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ändert.

² Nach § 63 EnWG wird von Seiten des BMWi Ende 2022 geprüft, inwieweit die Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Systemstabilität notwendig ist.

Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wird durch § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf ein Minimum reduziert. Demnach müssen Kraftwerksbetreiber mit einem Vorlauf von 12 Monaten die beabsichtigte Stilllegung von Kraftwerken beim Übertra-

gungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen. Besteht nach Prüfung durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, können Anlagen auch vor Ablauf der 12-monatigen Frist stillgelegt werden.



- * Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger.
- ** Darstellung Netzreserve entsprechend Systemrelevanz-Ausweisungen. Eine Verlängerung der Systemrelevanz-Ausweisungen bis zum 31. März 2021 ist vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung vorgesehen [3].

| 2014 | 2015 | 2016 - 2017 | 2018 - 2020 | 2021 - 2023 |
|---|---|--|--|---|
| Inbetriebnahme: + 842 MW Steinkohle | Inbetriebnahme: + 843 MW Steinkohle | Stilllegung: - 11 MW Erdgas (2016) | Inbetriebnahme: + 30 MW Erdgas (2018) | Stilllegung: - 41 MW Erdgas (2021 - 2023) |
| Stilllegung: - 55 MW Erdgas | Stilllegung: - 405 MW Steinkohle ¹ | Zu Netzreserve: 353 MW Erdgas (2017) | Stilllegung: - 17 MW Erdgas (2018) | - 27 MW Steinkohle (2021 - 2023) |
| Zu Netzreserve: 424 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle | Zu Netzreserve: 250 MW Steinkohle | | - 23 MW Steinkohle (2019) | - 1310 MW Kernenergie (bis Ende 2022) |
| | | | - 1402 MW Kernenergie (bis Ende 2019) | |
| | | | Zu Netzreserve: 433 MW Steinkohle (2018) | |

¹ Die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Block 9 des Großkraftwerk Mannheim am selben Standort machte die Stilllegung nach Maßgabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich.

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2020 (Stand März 2019). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [4-6].

2

Die Entwicklung im baden-württembergischen Kraftwerkspark (> 10 MW) weist in den vergangenen Jahren eine gewisse Dynamik auf. Seit Jahresbeginn 2014 wurden 1,7 GW in Betrieb genommen, dem gegenüber steht eine stillgelegte Leistung von rund 0,5 GW, während 1,7 GW in die Netzreserve überführt wurden (vgl. Abbildung 1). Mit Abschalten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 entsprechend dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 wird die Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg dann um weitere 1.400 MW sinken. Die Abschaltung des Blocks II des Atomkraftwerks Neckarwestheim ist dann bis Ende 2022 als letztes deutsches AKW vorgesehen.

MONITORING DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Gemäß § 51 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) führt das Bundeswirtschaftsministerium ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit Strom durch. Mindestens alle zwei Jahre ist ein zugehöriger Monitoringbericht vorzulegen. Dabei versteht der im Juni 2019 erstmals vorgelegte Bericht [7] unter Versorgungssicherheit die angemessene Deckung der Stromnachfrage. Berücksichtigt werden die Aspekte Stromerzeugung, Transport und Verfügbarkeit von Primärenergieträgern. Im zugrunde liegenden Gutachten [8] wurde im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse, die die Kosten für einen Kraftwerksneubau den Kosten von Abschaltungen gegenüberstellt, eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 Prozent als Schwellenwert ermittelt. Wird dieser Wert mit den am Strommarkt zur Verfügung stehenden Anlagen unterschritten, sind zusätzliche Maßnahmen zu prüfen. Simulationen wurden für die Jahre 2020, 2023, 2025 und 2030 für die europäischen Länder unter Berücksichtigung der Netzkapazität und verschiedenen Wetterjahren und Kraftwerksausfallkombinationen durchgeführt. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit ergibt sich aus der Gewichtung der betrachteten

Situation mit dessen Eintrittswahrscheinlichkeit. Im Ergebnis wird eine rechnerische Wahrscheinlichkeit von 100 Prozent in den Betrachtungsjahren in Deutschland erreicht [7]. Dabei nimmt die Bedeutung von Importen zu. In einer Sensitivität wurde die beschleunigte Verringerung der Kohlekapazität am Markt untersucht, damit wird das Sektorziel der Energiewirtschaft des Klimaschutzplans im Jahr 2030 erreicht. Im Vergleich zu den Vorschlägen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSB) für das Jahr 2022 ist in der Sensitivität eine um 3 GW geringere Leistung von Kohlekraftwerken im Jahr 2023 am Markt verfügbar. Die Annahmen sind für die Bewertung der Versorgungssicherheit somit konservativer einzuschätzen. Im Jahr 2030 entspricht die angenommene Gesamtleistung der Kohlekraftwerke den Empfehlungen der Kommission WSB von 17 GW. Im Ergebnis weist die Sensitivität ebenfalls eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 Prozent auf [7].

Mit dem Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) führte die ENTSO-E ebenfalls Versorgungssicherheitsuntersuchungen durch [9]. In einer Variante wurde die verstärkte Stilllegung von fossilen Kraftwerken im Jahr 2025 untersucht. Der Ausstiegspfad entspricht in etwa den Empfehlungen der Kommission WSB, dabei wurde weder die Sicherheitsbereitschaft noch die Netz- und Kapazitätsreserve berücksichtigt. Dabei wird eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,96 Prozent erreicht, wobei keinerlei Marktanpassungen wie Kraftwerksneubau oder DSM berücksichtigt wird. ENTSO-E bezeichnet diese Variante als Stresstest.

Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg wurde erneut eine aktualisierte und erweiterte Studie zur Versorgungssicherheitssituation in Süddeutschland erstellt [10]. Diese kommt zu einer im Vergleich zu den Vorgängerstudien [11, 12] optimistischeren Einschätzung der Versorgungssicherheit.

Die optimistischere Einschätzung im Vergleich zur Vorgängerstudie gründet im Wesentlichen auf einer höher angenommenen verfügbaren Leistung in den Nachbarstaaten, insbesondere in Frankreich und Polen (+43,7 GW). Zudem wurden die Annahmen zur steuerbaren Leistung im Jahr 2025 in Deutschland auf Basis aktueller Angaben geringfügig reduziert (-2,9 GW) und die fluktuierende Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie aktualisiert. Im Ergebnis sind die Leistungsangaben für Photovoltaik und Windenergie für Deutschland im Jahr 2025 weitgehend zur Vorgängerstudie identisch, während in den angrenzenden Ländern die Windenergieleistung um 22 GW geringer ausfällt und die Photovoltaikleistung um etwa diesen Betrag ansteigt.

Eine Analyse der angespannten Situation im Januar 2017, bei dem der (n-1)-sichere Betrieb über einige Stunden im Netzgebiet von Amprion und TransnetBW nicht gewährleistet war, zeigt, dass zwar ausreichend Kapazität am Markt und in Reserve zur Verfügung stand, die ungünstige räumliche Verteilung der Erzeugung und Nachfrage jedoch zu Engpässen führte. Um Fragestellungen in diesem Zusammenhang ebenfalls abzubilden, wurde eine Leistungsflussanalyse durchgeführt. Diese baut auf der Marktsimulation, die die Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands vernachlässigt, auf. Die europäischen Kuppelkapazitäten werden bereits in der Marktsimulation berücksichtigt.

Betrachtet wurden zwei Szenarien, die sich in der Geschwindigkeit der Umsetzung des Kohleausstiegs unterscheiden (mit/ohne beschleunigten Kohleausstieg) sowie vier Varianten³ der Wetter- und Lastjahre. Im Szenario mit beschleunigtem

Kohleausstieg werden im Zeitraum 2021 bis 2025 jährlich 3 GW in Abhängigkeit der spezifischen CO₂-Emissionen stillgelegt. Im Ergebnis liegt die im Jahr 2025 angenommene Leistung etwas unter den Vorschlägen der Kommission WSB. Ausschließlich im Basisszenario des beschleunigten Kohleausstiegs kommt es im Jahr 2025 in der Marktsimulation zu einer Unterdeckung in 3 Stunden in Höhe von bis zu 1,9 GW. Die Leistungsflussanalyse zeigt jedoch, dass unter Berücksichtigung von Engpassmanagementmaßnahmen (Redispatch von Marktkraftwerken und Abregelung der EE-Erzeugung) die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann – auch ohne den Einsatz der Netzreserve⁴. Dies gilt auch für den Fall, dass die HGÜ-Leitung Ultratnet nicht zur Verfügung steht.

Die Modellanalysen werden durch die statische Leistungsbilanz ergänzt, die die gesicherte Leistung (Nettoengpassleistung⁵ abzüglich der nicht verfügbaren Leistungen) der Spitzenlast gegenüberstellt. In Süddeutschland besteht heute eine Unterdeckung von 9,1 GW; unter Berücksichtigung der Netzreserve verringert sich diese auf 3,3 GW. Auch unter Berücksichtigung der weiteren Reserven sind ab 2023 zur Deckung der Spitzenlast ausländische Kraftwerke erforderlich. Dabei steigt der Bedarf auf bis zu 16 GW im Jahr 2025 an. Unter Berücksichtigung der verfügbaren Leistungen im benachbarten Ausland sowie Italien, Schweden und Norwegen ist die Bilanz im Betrachtungszeitraum bis 2025 positiv, jedoch sinkt die freie Kapazität.

³ Im Basisszenario wird das durchschnittliche Wetterjahr 2006 und das eher kalte Jahr 2012 für die Ableitung stündlicher Zeitreihen der Wind- und Photovoltaikerzeugung sowie Last herangezogen. Die Varianten davon weisen eine geringere EE-Erzeugung beziehungsweise einen anderen Lastverlauf auf.

⁴ Dies ist unter anderem auf die Gewichtung gegenüber der Abregelung von EE-Anlagen zurückzuführen.

⁵ Netto-Engpassleistung beschreibt Leistung, die dauerhaft von einem Kraftwerk ins Netz eingespeist werden kann.

2

MASSNAHMEN DES STROMMARKTGESETZES

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland sieht das Strommarktgesetz die Verlängerung der Netzreserve, die Einführung von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln, einer Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft vor.

Im vergangenen Winter 2018/2019 war eine Reservekapazität von 6,6 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz kontrahiert, dabei kamen die Reservekraftwerke an insgesamt 25 Tagen mit einer maximalen Leistung von 730 MW zum Einsatz [13]. Mit Einführung des Engpassmanagements nach Österreich – das heißt der Begrenzung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich auf 4,9 GW ab dem 1. Oktober 2018 – und der damit verbundenen Redispatchkooperation konnte der Einsatz der Netzreserve deutlich reduziert werden. Zudem traten im Vergleich zu den Vorjahreswintern weniger ausgeprägte Sturmfronten und Kältewellen auf.

Kritisch stellte sich im Jahr 2018 die Belieferung von süddeutschen Steinkohlekraftwerken dar: Die lang anhaltende Trockenheit führte zu einer mehrmonatigen Niedrigwasserphase, sodass bis auf einen Standort die Kohlevorräte Anfang Dezember 2018 nur für 150–250 Volllaststunden ausreichten. Überdies führten seit Herbst 2018 technische Schwierigkeiten und Personalengpässe zu sehr vielen Zugausfällen, sodass die per Schiene belieferten süddeutschen Standorte ebenfalls nur über ähnlich niedrige Steinkohlevorräte Anfang Dezember verfügten. Zur Entspannung führten erst die im Laufe des Dezembers steigenden Pegelstände. Ebenso konnte die Situation der Zugbelieferung verbessert werden. Auf operativer Ebene wurden in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur Maßnahmen zur Schonung der Vorräte und der Verbesserung der Belieferung ergriffen, darun-

ter unter anderem Berücksichtigung der Vorräte beim Redispatch, Bindung von ungesicherten Reserven im Ausland und Verlagerung des Markteinsatzes von Kraftwerken. Da die Handlungsoptionen in einer Niedrigwasserphase gering sind, hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber um ein Konzept zur präventiven Steinkohlebevorratung für Netzreservekraftwerke gebeten. Darin soll die flexible Vergrößerung der Vorräte an Kraftwerksstandorten in der Netzreserve berücksichtigt werden sowie eine Prüfung, ob zusätzliche Lagerkapazität an Marktkraftwerken erforderlich und vorhanden sind. [13]

EXKURS: EINFLUSS VON HITZEWELLEN AUF DIE VERFÜGBARKEIT VON KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

Die anhaltende Hitzewelle führte im Sommer 2018 (insbesondere 23. Juli 2018 bis 12. August 2018) zu einer Annäherung der Wassertemperaturen von Rhein und Neckar an die 28°C. Aus Gründen des Gewässerschutzes dürfen Kraftwerke ab dieser Temperatur nur mit einer Ausnahmegenehmigung betrieben werden. Zudem können niedrige Wasserstände, beispielsweise im Neckar, zur Begrenzung der Kühlwasserentnahme führen.

In Folge der Erfahrungen aus dem heißen Sommer 2003 wurde in Baden-Württemberg ein Wasserwärmemodell etabliert. So reduzieren Kraftwerksbetreiber aufgrund von Prognosen bereits vorsorglich die Kraftwerksleistung, um Gewässer zu schonen.

Einfluss auf die Strompreise oder die Versorgungssicherheit hatte die reduzierte Verfügbarkeit aufgrund der Hitzewelle nach Angaben der Bundesregierung nicht. Im Schnitt lag die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung in der Hitzephase um 1,3 GW über dem Mittel der vorangegangenen Monate Juni und Juli 2018. [14]

Auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur den Bedarf an Netzreservekraftwerken für den kommenden Winter 2019/20 sowie im Rahmen der 2-Jahresprognose bestätigt [13, 15, 16].

Für den kommenden Winter 2019/20 liegt der ermittelte Netzreservebedarf bei 5,1 GW und damit rund 1,5 GW unter dem Vorjahresniveau [13]. Der Rückgang ist zum einen auf die effizientere Ausnutzung der bestehenden Leitungen zurückzuführen: Durch das witterungsabhängige Freileitungsmonitoring wird die Auslastung den Außentemperaturen angepasst. Außerdem konnten Leitungen fertiggestellt werden.

Die bestehende Netzreserve übersteigt mit 6,6 GW den Bedarf für den kommenden Winter. Insgesamt werden acht Kraftwerksblöcke nicht benötigt, darunter auch die zur endgültigen Stilllegung angezeigten Blöcke Walheim 1 und 2 sowie Heilbronn 5 und 6 in Baden-Württemberg. Die Systemanalysen für 2020/21 und 2022/23 zeigen jedoch, dass diese Anlagen dann benötigt werden, daher kommt eine Stilllegung der Blöcke nicht in Betracht⁶.

Für das Jahr 2022/23 wird mit 10,6 GW ein deutlicher Anstieg des Reservekraftwerksbedarfs erwartet [13]. Hintergrund ist das mit Vollzug des Kernenergieausstiegs bis Ende 2022 zunehmende Gefälle der Erzeugungsleistungen in Nord- und Süddeutschland, das mit einem erhöhten Transportaufkommen und damit Redispatchbedarf einhergeht. Die europäische Stromhandelsverordnung sieht zudem eine schrittweise Erhöhung der Transportkapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel vor. Der zusätzliche Kapazitätsbedarf wird vermehrt Redispatchmaßnahmen erfordern.

Der Reservekraftwerksbedarf übersteigt zwar die voraussichtliche Leistung der Netzreservekraftwerke, aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich des tatsächlichen Bedarfs wird jedoch kein Interessenbekundungsverfahren für ausländische Kapazitäten gestartet. So sind die Empfehlungen der Kommission WSB nicht in die Bedarfsfeststellung eingegangen, noch offen ist die Rolle des regional koordinierten Redispatches mit den Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer. Zudem wird aktuell das Maßnahmenpaket „Aktionsplan Stromnetze“ erarbeitet, das unter anderem die Berücksichtigung von KWK und EE im Engpassmanagement vorsieht. In 2022 erfolgt eine erneute Bedarfsermittlung für den Winter 2022/2023. [13, 15]

Ende Juni 2018 hatten die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW die besonderen netztechnischen Betriebsmittel im Umfang von 1,2 GW ausgeschrieben. Entsprechend § 11 Absatz 3 EnWG können die Übertragungsnetzbetreiber Anlagen zur Stabilisierung des Netzes nach Ausfällen im Übertragungsnetz vorhalten. Die Anlagen dürfen nicht am Strommarkt agieren, zudem sind Dritte mit Betrieb und Errichtung zu beauftragen. Die Ausschreibungen umfassten vier Regionen in Süddeutschland⁷, mit jeweils 300 MW. Das Betriebsmittel soll ab 1. Oktober 2022 für zehn Jahre zur Verfügung stehen. Die TransnetBW hat den Zuschlag an die EnBW für den Standort Marbach erteilt, hier soll eine 300 MW Gasturbine errichtet werden [18]. In der Losgruppe D erfolgte ebenfalls bereits der Zuschlag für ein Gaskraftwerk (Uniper) in Irsching [19]. Die Ausschreibungen der Losgruppen C und A wurde Mitte März 2019 gestoppt aufgrund eines Nachprüfungsantrages für die Losgruppe C [20].

⁶ Zudem haben die Genehmigung der Systemrelevanz-Ausweisungen zumindest bis Ende Juni 2020 Bestand.

⁷ Losgruppe A: südliches Hessen und nördliches Bayern, Losgruppe B: Baden-Württemberg, Losgruppe C: südwestliches Bayern und Losgruppe D: süd-östliches Bayern [17].

2

Des Weiteren soll ab dem Winterhalbjahr 2020/21 eine Kapazitätsreserve im Umfang von 2 GW außerhalb des Marktes zur Absicherung dienen, falls Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich gebracht werden können. Zudem sollen die Anlagen ebenfalls zum Redispatch entsprechend der Netzreserve eingesetzt werden. Jeweils für zwei Jahre sollen beginnend ab 1. Oktober 2020 geeignete Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher und Lasten) kontrahiert werden. Die Ausschreibung für den ersten Erbringungszeitraum begann am 1. September 2019 für zwei Monate [21].

Von Oktober 2016 bis Oktober 2019 wurden zusätzlich schrittweise fünf Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 2,7 GW für vier Jahre vorläufig stillgelegt und in die Sicherheitsbereitschaft, die eine Absicherung der Stromversorgung darstellt, überführt. Bis 2020 sollen so 12,5 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden. Im Mai 2019 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Evaluierungsbericht zur zusätzlichen Emissionseinsparung der Sicherheitsbereitschaft veröffentlicht [22]. Zur Quantifizierung wurden in zugrunde liegender Studie [23] zwei Szenarien des deutschen Kraftwerksparks mit und ohne Überführung der Kraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft erstellt. Um die Unsicherheit hinsichtlich einer marktgetriebenen Stilllegung unabhängig von der Sicherheitsbereitschaft abzubilden, wurde zusätzlich eine Variante ohne Sicherheitsbereitschaft und einer marktgetriebenen Stilllegung von 0,6 GW berücksichtigt. Die Szenarien und Varianten wurden in zwei verschiedenen Modellen berechnet. Im Ergebnis ergibt sich eine hohe Übereinstimmung der Modelle: Die Bandbreite der zusätzlichen Einsparung reicht von 11,8 beziehungsweise 11,9 Millionen Tonnen CO₂ im Vergleich zur Variante mit einer marktgetriebenen Stilllegung von 0,6 GW und 14,6 beziehungsweise 15,0 Millionen Tonnen CO₂ wenn keine marktgetriebene Stilllegung erfolgt wäre. Damit wird das Einsparziel von 12,5 Millionen Tonnen CO₂

knapp verfehlt beziehungsweise übererfüllt, das Fazit des Evaluierungsberichts weist abschließend auf den voraussichtlich substanziellen Beitrag der Sicherheitsbereitschaft hin.

Die vorläufigen Stilllegungen betrafen Kraftwerkstandorte in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Da in Baden-Württemberg keine Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird, fallen keine Erzeugungsanlagen in Baden-Württemberg unter diese Regelung.

WEITERE VORGABEN

Mit dem Klimaschutzplan 2050 werden die Zielvorgaben des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010 zur THG-Emissionsminderung konkretisiert und mit handlungsfeldspezifischen Zielsetzungen, Leitbildern, Meilensteinen und zum Teil auch Maßnahmen bis 2030 hinterlegt.

Im Handlungsfeld Energiewirtschaft (vor allem Strom- und Fernwärmeerzeugung) des Klimaschutzplans sollen bis zum Jahr 2030 61 bis 62 Prozent der Emissionen gegenüber 1990 gemindert werden. Dies entspricht einer Halbierung der Emissionen im Vergleich zu 2014. Zur Gestaltung des Prozesses hat die Bundesregierung eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ mit Mitgliedern aus Verbänden, Wissenschaft und Politik einberufen. Ende Januar 2019 hatte diese ihren Abschlussbericht veröffentlicht [24]. Demnach sollen bis Ende 2022 mindestens 12,5 GW Stein- und Braunkohlekraftwerke vom Markt ausscheiden oder umgerüstet werden (7,7 GW Steinkohle, 5 GW Braunkohle). Bis 2030 sollen dann noch weitere gut 13 GW den Markt verlassen, bis spätestens Ende 2038 soll die Kohleverstromung vollständig beendet werden. Im Jahr 2032 soll geprüft werden, ob bereits 2035 der vollständige Ausstieg erfolgen kann. Für den Abbau von Steinkohlekraftwerken wird eine freiwillige Stilllegungsprämie im Rahmen von Ausschreibungen empfohlen. Für die Stilllegung

von Braunkohlekraftwerken werden Verhandlungslösungen beispielsweise nach Vorbild der Sicherheitsbereitschaft (Deckungsbeiträge für vier Jahre) abzüglich Kosten für Vorhaltung vorgeschlagen. Die Empfehlungen der Kommission sollen konsequent umgesetzt werden [25]: Der Referentenentwurf eines Strukturstärkungsgesetzes Kohlereigionen wurde Ende August 2019 vorgelegt. Ein Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz liegt vor. Die Verabschiedung kann aber wohl erst Anfang 2020 erfolgen. Parallel werden Gespräche mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern geführt, die eine einvernehmliche Lösung anstreben. Die Ergebnisse aus den Verhandlungen sollen in das Steinkohleausstiegsgesetz integriert und dann in einem Kohleausstiegsgesetz noch bis Ende 2019 beschlossen werden. Bis Ende des Jahres ist ebenfalls vorgesehen, dass mit dem Klimaschutzgesetz ein rechtlich verbindlicher Rahmen für die Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung festgelegt wird.

Auf europäischer Ebene wurde im Januar 2019 das umfangreiche Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ nach mehr als zwei Jahre dauernden Verhandlungen verabschiedet. Darin enthalten sind Gesetze, die den Rahmen der EU-Energiepolitik bis 2030 prägen sollen. Bereits im Sommer 2018 war der erste Teil des Gesetzespakets insbesondere zu neuen EU-Energie- und Klimaschutzziele beschlossen worden. Im Rahmen der Governance-Richtlinie hat die Bundesregierung zum Jahresende 2018 den Entwurf des Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) vorgelegt, der unter anderem den nationalen Beitrag zu den EU-Erneuerbaren und Effizienzziele beschreibt. Bis Ende 2019 ist der endgültige Plan zu erstellen.

Das sogenannte 2. Teilpaket umfasst die Themen zum Strommarktdesign: die Strombinnenmarkt-Richtlinie sowie drei Verordnungen (Strommarkt-Verordnung, ACER-Verordnung,

Risikovorsorge-Verordnung). Die Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie zielt auf die Stärkung der Verbraucher. So sind Stromversorger mit mehr als 200.000 Kunden verpflichtet, flexible Stromtarife anzubieten. Dies ist für Verbraucher, die Smart Meter nutzen interessant. Weitere Vorgaben sollen die Arbeit von unabhängigen Aggregatoren (Dienstleister für die Erschließung und Vermarktung von Nachfrageflexibilität) erleichtern. Die Vorgaben der Strombinnenmarkt-Richtlinie gilt es bis Ende 2020 in nationales Recht umzusetzen. Die Neufassung der Strommarkt-Verordnung sieht eine schrittweise Erhöhung der dem internationalen Stromhandel zur Verfügung gestellten Handelskapazität auf 70 Prozent der grenzüberschreitenden Leitungen (Interkonnektoren) vor. Die zunehmende Bedeutung des grenzüberschreitenden Handels führt zu einer stärkeren Belastung des Netzes und damit der Frage des Umgangs mit Netzengpässen. Liegen innerhalb eines Mitgliedsstaaten Netzengpässe vor, ist es den Staaten zukünftig freigestellt, ob diese zum Abbau der Engpässe mehrere Gebotszonen einrichten oder einen Aktionsplan vorlegen. Bei Vorlage eines Aktionsplans wird eine Übergangsfrist bis 2025 gewährt, in der die schrittweise Öffnung der Interkonnektoren auf 70 Prozent erfolgen muss. Da Versorgungssicherheit zukünftig vermehrt grenzüberschreitend betrachtet werden soll, ist ein europäischer Versorgungssicherheitsbericht vorgesehen. Zudem gilt für Neuanlagen ein CO₂-Grenzwert von 550 g CO₂/kWh für die Teilnahme an Kapazitätsmechanismen bereits ab 2020. Besonders CO₂-intensive Kohlekraftwerke werden so ausgeschlossen. Bestandskraftwerke mit einer CO₂-Emissionsintensität über 550 g CO₂/kWh und einem CO₂-Ausstoß bezogen auf die Leistung des Kraftwerks von 350 g CO₂/kW sind von Kapazitätsmechanismen ab Juni 2025 ebenfalls ausgeschlossen [26].

2

2.2 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg hat sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich erhöht. Während zunächst primär Photovoltaikanlagen einen Großteil des Aufwuchses beisteuerten, konnte ab 2015 auch die Stromerzeugung aus Windenergie zunehmend gesteigert werden. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2018 bei knapp 28 Prozent. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 24 Prozent.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Erneuerbare Energien sollen bis zum Jahr 2025 in Deutschland 40 Prozent bis 45 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Auch auf Landesebene sollen die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter ausgebaut werden. Dabei stellen die Regelungen des EEG die wesentliche Einflussgröße dar. Mit Blick auf die ambitionierten Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im IEKK muss aus heutiger Sicht festgestellt werden, dass der Zielwert für 2020 von 38 Prozent an der Bruttostromerzeugung aller Voraussicht nach nicht erreicht wird.

Nachdem der Zubau von PV-Anlagen in den Jahren 2010 bis 2016 kontinuierlich sank, setzte in 2017 eine Trendwende ein. Die Leistung der jährlich neu in Betrieb genommenen Anlagen stieg ausgehend von 140 MW in 2016 über 200 MW in 2017 auf rund 300 MW in 2018. Ein umgedrehtes Bild zeigte sich jedoch bei der Windenergie: Während im Jahr 2017 mit 120 Windenergieanlagen und 390 MW Gesamtleistung ein neuer Rekordzubau erreicht wurde, ging die Zahl der

Neuinstallationen im Jahr 2018 auf 35 Anlagen mit 115 MW zurück. Im laufenden Jahr ist der Zubau fast vollständig zum Erliegen gekommen. In den ersten sechs Monaten ging in Baden-Württemberg lediglich eine Windenergieanlage mit einer Leistung von 3,3 MW neu ans Netz.

Der Zubau in den Jahren 2017 und 2018 wurde von Projekten bestimmt, die Anspruch auf die Übergangsregelungen des EEG 2017 hatten und damit von der Teilnahmepflicht an den neu eingeführten Ausschreibungen ausgenommen waren. Die Projekte mussten hierzu vor dem 1. Januar 2017 genehmigt worden sein und bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb gehen. Ihre Vergütung richtet sich nach den im EEG verankerten Sätzen, die bis zum vierten Quartal 2018 in regelmäßigen Abständen herabgesetzt wurden.

Der starke Einbruch im Bereich der Windenergie hat verschiedene Ursachen. Zum einen führte die Umstellung auf Ausschreibungen zu Vorzieheffekten, die nicht zuletzt den starken Zubau in 2017 begründen. Zum anderen behindern planungs- und genehmigungsrechtliche Hemmnisse den weiteren Ausbau. So wurden im Jahr 2018 lediglich 27 Anlagen genehmigt. Dies liegt zwar über dem Vorjahr (2 Anlagen), reicht jedoch bei Weitem nicht an die Entwicklung in den Jahren 2014 bis 2016 mit 94, 100 beziehungsweise 201 genehmigten Windenergieanlagen heran.

Bürgerenergiegesellschaften dominierten die Ausschreibungen im Jahr 2017. Sie profitierten dabei von umfassenden Ausnahmen, darunter eine um 24 Monate längere Realisierungsfrist (54 statt 30 Monate) und der Verzicht auf die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung. Zwar sanken die Zuschlagswerte in den ersten Runden spürbar, die wettbewerbsverzerrende Wirkung der Sonderregelungen, die ungewissen Realisierungsaussichten der noch wenig vorangeschrittenen Projekte

sowie die ausgelöste Fadenrissproblematik haben die Bundesregierung jedoch letztlich dazu bewogen, die Privilegien weitgehend aufzuheben.

Seit dem Jahr 2018 ist die Teilnahme an den Ausschreibungen rückläufig. Die Folge: Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sind stark unterzeichnet und die Bieter orientieren ihre Gebote fast ausnahmslos am Höchstwert, der im Jahr 2018 bei 6,3 ct/kWh lag und 2019 auf 6,2 ct/kWh herabgesetzt wurde. In der Runde vom 1. Oktober 2019 erteilte die Bundesnetzagentur 25 Geboten im Umfang von 204 MW einen Zuschlag. Dies entspricht 30 Prozent des ausgeschriebenen Volumens von 675 MW und stellt damit die bisher niedrigste Quote dar. Summiert über alle Runden beträgt das Zuschlagsdefizit inzwischen knapp 2,2 GW (Stand Oktober 2019).

Für Baden-Württemberg fällt die Bilanz nach fast drei Jahren im Ausschreibungssystem ernüchternd aus. Im Jahr 2017 erhielt kein einziges Projekt im Südwesten einen Zuschlag. Dies änderte sich zwar im Jahr 2018, mit einer bezuschlagten Leistung

von 169 MW kann sich das Land vor dem Hintergrund der hoch gesteckten Ziele jedoch kaum zufriedengeben. Dass das Land gegenüber den windstarken Regionen im Norden Deutschlands Standortnachteile hat, ließ sich in den 2017er Ausschreibungen ansatzweise erkennen. Die Bundesregierung reagierte auf diesen Umstand und kündigte bereits im Koalitionsvertrag die Einführung einer Mindestquote für Projekte in Süddeutschland an. Bis heute blieb es bei der Ankündigung. Im Klimaschutzprogramm wurde nun die Einführung eines „Regionalisierungsbonus“ angekündigt, um den Ausbau der Windenergie an Land besser zu verteilen. Wie sich dieser auf die Projektentwicklung in Baden-Württemberg auswirkt, hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung ab. Seit 2018 zeigt sich jedoch ein grundlegenderes Problem. Wie auf Bundesebene mangelt es auch in Baden-Württemberg an genehmigten Projekten. In den ersten fünf Ausschreibungen des laufenden Jahres gingen in der Folge lediglich vier Gebote im Umfang von 22,4 MW aus Baden-Württemberg bei der Bundesnetzagentur ein. Die Gebote wurden vollständig bezuschlagt.

Tabelle 1: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [27].

| Gebots-termin | Deutschland | | | Baden-Württemberg | | | |
|---------------------------|---------------|-----------------|------------------|-------------------|-----------------|------------------|---------------------------|
| | Gebote [MW] | Zu-schläge [MW] | Zu-schlags-quote | Gebote [MW] | Zu-schläge [MW] | Zu-schlags-quote | Anteil Zu-schläge BW an D |
| 01.05.2017 | 2.137 | 807 | 38% | 88 | 0 | 0% | 0% |
| 01.08.2017 | 2.927 | 1.013 | 35% | 68 | 0 | 0% | 0% |
| 01.11.2017 | 2.591 | 1.000 | 39% | 76 | 0 | 0% | 0% |
| 01.02.2018 | 989 | 709 | 72% | 58 | 23 | 40% | 3% |
| 01.05.2018 | 604 | 604 | 100% | 35 | 35 | 100% | 6% |
| 01.08.2018 | 709 | 666 | 94% | 72 | 72 | 100% | 11% |
| 01.10.2018 | 388 | 363 | 94% | 31 | 28 | 92% | 8% |
| 01.02.2019 | 499 | 476 | 95% | 11 | 11 | 100% | 2% |
| 01.05.2019 | 295 | 270 | 91% | 0 | 0 | - | 0% |
| 01.08.2019 | 239 | 208 | 87% | 0 | 0 | - | 0% |
| 01.09.2019 | 188 | 179 | 96% | 11 | 11 | 100% | 6% |
| 01.10.2019 | 204 | 204 | 100% | 0 | 0 | - | 0% |
| Summe / Mittelwert | 11.770 | 6.500 | 55% | 450 | 180 | 40% | 3% |

2

Mit den Beschlüssen des Bundeskabinetts zu den Eckpunkten für das Klimaschutzprogramm 2030 wurde beschlossen, eine Mindestabstandsregelung für Windenergieanlagen einzuführen. So sollen im Abstand von 1.000 Metern zu reinen und allgemeinen Wohngebieten sowie dörflichen Strukturen mit signifikanter Wohnbebauung, auch wenn sie nicht als solche ausgewiesen sind, keine neuen Windenergieanlagen errichtet oder repowert werden dürfen. (Ausnahmen gelten für Flächenpläne, die zwischen dem 1. Januar 2015 und dem Inkrafttreten des Gesetzes rechtskräftig geworden sind). Jedoch können Bundesländer innerhalb von 18 Monaten nach Inkrafttreten der Neuregelung geringere Mindestabstandsflächen gesetzlich festlegen. Weiterhin erhalten unabhängig davon die Kommunen unbefristet die Möglichkeit dazu, geringere Mindestabstände festzulegen.

Mit der Maßnahme will die Bundesregierung die Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie erhöhen. Kritik an den Plänen kommt unter anderem vom Umweltbundesamt. In einem Positionspapier [28], veröffentlicht im März 2019, weist die Umweltbehörde darauf hin, dass schon die Anwendung eines Mindestabstandes von 1.000 m die aktuelle Flächenkulisse um 20 bis 50 Prozent reduzieren würde. Das Amt stützt sich hierbei auf die Untersuchungen eines Forschungsvorhabens, in dessen Rahmen ein weitgehend vollständiger Datensatz zur Regional- und kommunalen Bauleitplanung in Deutschland zusammengetragen und ausgewertet wurde. Ferner verweist das Umweltbundesamt auf einen umweltpsychologischen Studienvergleich [29] aus dem Jahr 2015. Danach lässt sich weder für die Akzeptanz noch für die Stresswirkungen von Windenergieanlagen ein bedeutsamer Zusammenhang mit dem Abstand nachweisen, solange die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben eingehalten werden.

Die bislang umfangreichsten Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland liegen im Photovoltaikbereich vor, wo bereits seit April 2015 Freiflächenanlagen beziehungsweise Großanlagen nur noch über ein wettbewerbliches Verfahren gefördert werden. Tabelle 2 zeigt die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg. Mit in der Tabelle aufgenommen sind die Ausschreibungen im Rahmen der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV), bei der bislang ausschließlich Solaranlagen einen Zuschlag erhalten haben. Insgesamt zeigt sich, dass die Zuschlagsquote, das heißt der Anteil der erfolgreichen Gebote (=Zuschläge), für Anlagen in Baden-Württemberg mit 33 Prozent niedriger als im Bundesmittel mit 37 Prozent liegt. Die mittlere Zuschlagsquote in Baden-Württemberg ist zuletzt zurückgegangen, weil in den fünf Ausschreibungen der ersten Jahreshälfte 2019 nur in einer Runde Zuschläge erzielt werden konnten. Dabei handelte es sich um die erste Tranche der Sonderausschreibungen. Diese war durch ein hohes Ausschreibungsvolumen und ein vergleichsweise niedriges Wettbewerbsniveau gekennzeichnet (das heißt niedriges Verhältnis von Geboten zu Ausschreibungsvolumen).

Der Anteil Baden-Württembergs an den bundesweiten Zuschlägen bewegte sich zwischen 0 Prozent und 8 Prozent. Der bisher höchste Zuschlagsanteil mit 8 Prozent konnte in der ersten gemeinsamen Ausschreibung mit Windenergieanlagen am 1. April 2018 realisiert werden. In dieser Runde wurde bislang auch am meisten Leistung für Anlagen in benachteiligten Gebieten in BW bezuschlagt (17 MW). Mit knapp 60 Prozent geht ein großer Anteil der in Baden-Württemberg seit Juni 2017 erzielten Zuschläge auf die im März 2017 in Kraft getretene Freiflächenöffnungsverordnung zurück.

Tabelle 2: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [30].

| | Verfahren | Deutschland | | | Baden-Württemberg | | | |
|--------------------------|-----------|---------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|----------------|--------------------------|
| | | Gebote [MW] | Zuschläge [MW] | Zuschlagsquote | Gebote [MW] | Zuschläge [MW] | Zuschlagsquote | Anteil Zuschläge BW an D |
| 15.04.2015 | FFAV | 714 | 157 | 22% | 11 | 2 | 16% | 1,1% |
| 01.08.2015 | FFAV | 558 | 160 | 29% | 11 | 5 | 47% | 3,3% |
| 01.12.2015 | FFAV | 562 | 204 | 36% | 16 | 10 | 63% | 4,9% |
| 01.04.2016 | FFAV | 540 | 128 | 24% | 14 | 2 | 11% | 1,2% |
| 01.08.2016 | FFAV | 311 | 130 | 42% | 7 | 7 | 100% | 5,0% |
| 01.12.2016 | FFAV | 423 | 163 | 38% | 11 | 0 | 0% | 0,0% |
| 01.02.2017 | EEG 2017 | 488 | 200 | 41% | 14 | 7 | 54% | 3,7% |
| 01.06.2017 | EEG 2017 | 646 | 201 | 31% | 27 | 10 | 37% | 5,0% |
| 01.10.2017 | EEG 2017 | 754 | 222 | 29% | 8 | 2 | 22% | 0,8% |
| 01.02.2018 | EEG 2017 | 546 | 201 | 37% | 17 | 3 | 20% | 1,7% |
| 01.04.2018 | GemAV | 241 | 210 | 87% | 22 | 17 | 78% | 8,2% |
| 01.06.2018 | EEG 2017 | 360 | 183 | 51% | 16 | 7 | 42% | 3,6% |
| 01.10.2018 | EEG 2017 | 551 | 192 | 35% | 11 | 6 | 59% | 3,3% |
| 01.11.2018 | GemAV | 308 | 201 | 65% | 9 | 9 | 100% | 4,7% |
| 01.02.2019 | EEG 2017 | 465 | 178 | 38% | 16 | 0 | 0% | 0,0% |
| 01.03.2019 | EEG 2017 | 869 | 505 | 58% | 24 | 14 | 59% | 2,8% |
| 01.04.2019 | GemAV | 720 | 211 | 29% | 37 | 0 | 0% | 0,0% |
| 01.06.2019 | EEG 2017 | 556 | 205 | 37% | 41 | 0 | 0% | 0,0% |
| 01.10.2019 | EEG 2017 | 648 | 153 | 24% | 25 | 0 | 0% | 0,0% |
| Summe/ Mittel | | 10.260 | 3.804 | 37% | 336 | 102 | 30% | 2,7% |

Eine der zugrunde liegenden Ursachen für den nach wie vor geringen Anteil Baden-Württembergs an den Zuschlägen in den PV-Ausschreibungen ist die zögerliche Flächenausweisung, insbesondere in benachteiligten Gebieten. Deshalb unterstützt die Landesregierung mit einem Hinweisschreiben an die Planungsbehörden sowie mit einem Handlungsleitfaden die Freiflächenöffnungsverordnung, um so die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg für Photovoltaikanlagen zu befördern.

Mit der im Koalitionsvertrag verankerten Solaroffensive sollen die Potenziale der Solarenergie besser ausgeschöpft werden. Die Solaroffensive setzt sich aus mehreren verschiedenen Bausteinen zusammen und adressiert neben der Photovoltaik auch die thermische Solarenergienutzung. Neben der bereits genannten Freiflächenöff-

nungsverordnung sollen Maßnahmen im Bereich Öffentlichkeitsarbeit, Motivation und Vernetzung von Akteuren umgesetzt werden. Dazu dient insbesondere das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“, mit dem in den zwölf Regionen Baden-Württembergs jeweils eine Beratungs- und Netzwerkinitiative gefördert wird. Mit einem weiteren Förderprogramm wurden netzdienliche PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage gefördert (vgl. Kapitel 2.3). Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vgl. Kapitel 4.4).

Die gesetzlichen Regelungen sehen bislang vor, dass die Förderung für neue Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen bei einer insgesamt installierten Leistung von 52 GW endet. Neuanlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen einen

Zuschlag erhalten, erhalten auch darüber hinaus eine Förderung. Die Mengen der Sonderausschreibungen werden nicht auf den 52 GW-Deckel angerechnet. Zum Stand Ende September 2019 waren insgesamt 48,9 GW PV-Anlagen in Deutschland gemeldet. Der Förderdeckel von 52 GW könnte demnach bereits noch im Jahr 2020 erreicht werden. Aus Sicht des Landes Baden-Württemberg ist es dringend erforderlich, dass die Bundesregierung eine Folgeverordnung trifft, um angesichts der Zielsetzung von 65 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien bis 2030 einen weiteren PV-Zubau im Dachanlagensegment zu ermöglichen. Im Rahmen der Beschlüsse des Klimakabinetts wurde festgelegt, dass der 52 GW-Deckel aufgehoben wird. Eine entsprechende gesetzliche Umsetzung steht jedoch noch aus. In diesem Zusammenhang sollte auch für den Anlagenbestand, bei dem Ende 2020 die ersten Anlagen aus der EEG-Förderung fallen, eine Regelung getroffen werden, die den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen sicherstellt.

Die Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte haben sich mit dem Mieterstromgesetz der Bundesregierung verbessert. Im Gesetz ist geregelt, dass Strom aus Solaranlagen, der auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird, mit einem Zuschlag gefördert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird nach den Regelungen des EEG vergütet. Mit der Förderung sollen Mieter unmittelbar an der Energiewende beteiligt werden und Anreize für PV-Anlagen auf größeren Wohngebäuden geschaffen werden. Seit Beginn der Mieterstromförderung bis Anfang Juli 2019 wurden bundesweit rund 680 Mieterstromanlagen mit insgesamt 14 MW gefördert. Davon entfallen 124 Anlagen beziehungsweise rund 2,8 MW auf Anlagen in Baden-Württemberg. Mit 20 Prozent

der Leistung entfällt damit ein überproportional großer Anteil auf das Land. Das Niveau der Neuinstallationen von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag befindet sich jedoch bundesweit auf niedrigem Niveau. Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde angekündigt, dass eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte geprüft wird.

Für Biomasseanlagen wurden bislang drei Ausschreibungsrunden durchgeführt. Im Gegensatz zu den Ausschreibungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen können auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen und sich somit einen Anspruch auf die Förderung des Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus sichern (für 10 Jahre). Die Ausschreibungsrunden waren von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet: Mit einem Verhältnis von 20 bis maximal 40 Prozent der Gebote zum Ausschreibungsvolumen waren die Runden stark unterzeichnet. Alle Gebote, die nicht aus formalen Gründen ausgeschlossen wurden und die maximal den Höchstpreis geboten haben, wurden somit bezuschlagt. Insgesamt erhielten 122 Anlagen mit insgesamt 130 MW einen Zuschlag. Davon entfallen 19 Anlagen mit insgesamt 39 MW auf Neuanlagen. Knapp 10 MW Zuschläge waren für 18 Anlagen in Baden-Württemberg zu verzeichnen.

Die erneuerbaren Energien leisten neben dem Beitrag zur Stromerzeugung auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung. Letzterer ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Photovoltaik- und Windkraftanlagen jedoch vergleichsweise gering. So ist von der derzeit in Baden-Württemberg installierten Gesamtleistung erneuerbarer Energien im Stromsektor von rund 8,8 GW mit 0,6 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vgl. Abbildung 2), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist.

Installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung [MW]

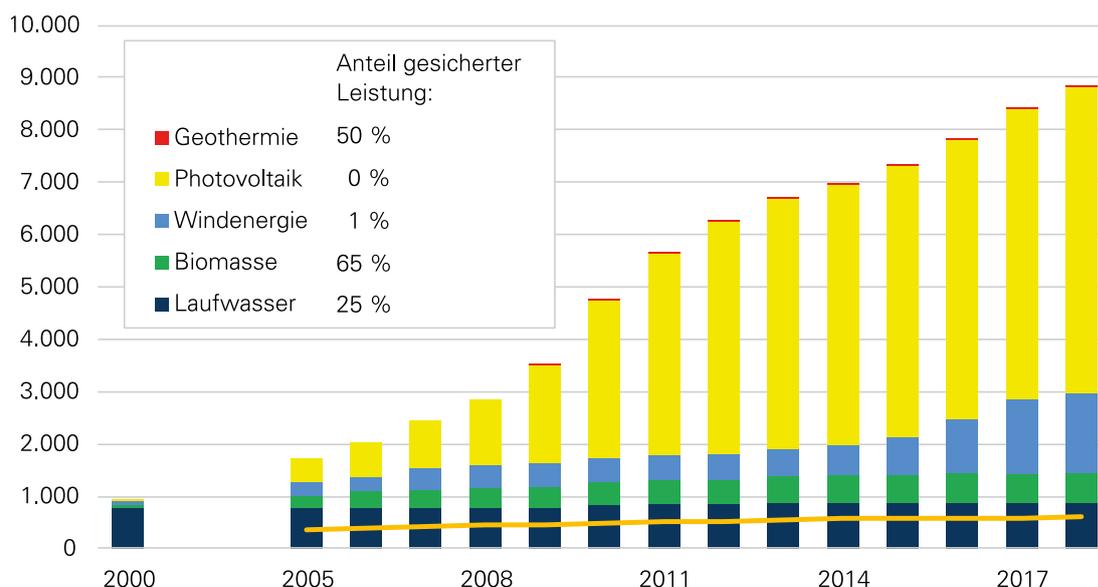


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2018 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [31].

2.3 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert ein flexibles Versorgungssystem. Dabei gilt es zwischen dem marktseitig und dem netzseitig induzierten Flexibilitätsbedarf zu unterscheiden [32]. Marktseitig resultiert dieser vor allem aus der Notwendigkeit, Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Netzseitig ergibt sich der Bedarf in erster Linie aus Engpässen, wenn also die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um ein bestimmtes Marktergebnis mit den sich daraus ergebenden Lastflüssen abzubilden. Abschnitt 3.1 behandelt hierzu den Anstieg der Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen in den letzten Jahren.

Das Angebot an Flexibilitätsoptionen ist vielseitig und reicht vom Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur, der Ausweitung des europäischen Binnenhandels, der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke und regelbarer EE-Anlagen bis hin

zum Ausbau von Speichern sowie der intelligenten Einbindung der Nachfrageseite. Zusätzliche Potenziale können sich ferner aus der verstärkten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ergeben.

FLEXIBILISIERUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE

Ein Teil des konventionellen Kraftwerksparks reagiert nach wie vor nur eingeschränkt auf die Preissignale des Börsenhandels und erzeugt auch dann noch Strom, wenn die Preise im Großhandel negative Werte annehmen. Die preisunelastische Erzeugungsleistung in Deutschland bewegt sich gegenwärtig in einer Größenordnung von 18 bis 24 GW. Zu diesem Ergebnis kommt die Bundesnetzagentur in ihrem zweiten Bericht über die Mindesterzeugung [33]. Für den Bericht wertete die Bundesnetzagentur insgesamt elf Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen in den Jahren 2016 bis 2018 aus.

2

Die Bundesbehörde unterscheidet zwischen der Mindesterzeugung und dem sogenannten konventionellen Erzeugungssockel. Während die Mindesterzeugung netztechnisch begründet beziehungsweise der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zurechenbar ist, ist der konventionelle Erzeugungssockel hauptsächlich auf technische Restriktionen der Kraftwerke oder auf Erläsoptionen außerhalb des Stromhandels (beispielsweise Wärmelieferungsverpflichtungen bei KWK-Anlagen) zurückzuführen.

Mit 66 Prozent bis 80 Prozent entfällt der größte Teil der unelastischen Erzeugungsleistung auf den konventionellen Erzeugungssockel. Dem Bericht zufolge wurden alle Kraftwerke in den betrachteten Zeiträumen zumindest zeitweise an ihrer unteren Leistungsgrenze betrieben. Der konventionelle Erzeugungssockel wäre demnach in erster Linie technisch begründet. Die Bundesnetzagentur räumt jedoch ein, dass aus den vorliegenden Daten nicht zweifelsfrei hervorgeht, ob die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Leistungsgrenzen auch Restriktionen aus der Wärmebelieferung beinhalten. Entsprechendes legt zumindest die begleitende Befragung der Kraftwerksbetreiber nahe. Die Auskopplung von Wärme war der meistgenannte Hauptgrund für die Erzeugung bei negativen Strompreisen. Von den KWK-Anlagen-Betreibern gaben zudem 48 Prozent an, ihr Kraftwerk auch bei einem Preis von -100 Euro/MWh niemals abzuschalten.

Auf die Mindesterzeugung entfielen rund 20 bis 34 Prozent der unelastischen Erzeugungsleistung. Der größte Teil ist dabei der Vorhaltung negativer Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke zuzuschreiben. Zudem seien die Besicherung von Kraftwerksausfällen und die Erbringung von positivem Redispatch weitere nennenswerte Treiber für die Mindesterzeugung.

Der bereits beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie die anvisierte Stilllegung

von Kohlekraftwerken im Rahmen der Energiewende dürfte die unelastische Erzeugungsleistung in den kommenden Jahren reduzieren. Weitere Senkungen sind möglich, zum Beispiel indem sich EE-Anlagen stärker als bisher an der Bereitstellung von Regelleistung beteiligen, durch eine Verringerung von Redispatch im Zuge des Netzausbaus sowie durch weitere Investitionen in die Flexibilisierung der Kraftwerke.

STROMSPEICHERUNG

Pumpspeicherwerke sind seit jeher ein wichtiger Baustein des Stromversorgungssystems und bilden mit einem Umsatzvolumen von 1,8 Milliarden Euro nach wie vor das größte Einzelsegment innerhalb der Energiespeicherbranche [34]. Die Nettonennleistung der in Deutschland betriebenen Pumpspeicherwerke beträgt in Summe 6.357 MW (Stand März 2019) [4]. Gegenüber dem letzten Berichtszeitraum blieb die Leistung damit erneut stabil. Auf Baden-Württemberg entfallen 1.873 MW.

Neben den Pumpspeicherwerken in Deutschland werden in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur auch jene Kraftwerke geführt, die zwar im Ausland stehen, jedoch in das deutsche Stromnetz einspeisen. Hierzu zählen Pumpspeicherwerke in Luxemburg und Österreich mit einer Gesamtleistung von 3.455 MW. Nach viereinhalbjähriger Bauzeit nahm das Pumpspeicherwerk Obervermunt II im österreichischen Vorarlberg im Juni 2019 offiziell den Betrieb auf [35]. Ein Teil der neuen Speicherkapazität steht der EnBW Energie Baden-Württemberg zur Verfügung, die sich am Bau des Pumpspeichers beteiligte. Obervermunt II ist bereits der dritte Pumpspeicher, den die EnBW und die Illwerke in den letzten zehn Jahren gemeinsam umgesetzt haben.

Das Marktumfeld für Pumpspeicherwerke in Deutschland bleibt jedoch insgesamt schwierig [34]. Viele Unternehmen stellten daher zuletzt ihre Neubaupläne ein und beschränkten sich auf Modernisierungen und Ertüchtigungen [36].

Deutlich mehr Dynamik verzeichnen die Marktsegmente Heimspeicher, Industrie- und Gewerbespeicher sowie Power-to-Gas [34]. Die Umsatzerlöse des Heimspeicher-Segments stiegen auf 660 Millionen Euro im Jahr 2018 und konnten damit um 36 Prozent gegenüber dem Vorjahr zulegen. Der Umsatz im Bereich der Groß- und Industriebatteriespeicher stieg von 1.120 auf 1.270 Millionen Euro [34]. Industrie- und Gewerbespeicher hatten daran einen Anteil von 67 Prozent. Nach deutlichen Zuwächsen bei Großbatteriespeichern in den zurückliegenden Jahren zeichnet sich 2019 erstmals eine Stagnation an. Ursächlich hierfür sind nach Angaben des BVES niedrige Preise für Primärregelleistung sowie eine allgemeine Marktsättigung.

Nach Schätzungen der RWTH Aachen gingen im Jahr 2018 rund 40.000 neue Heimspeicher in Deutschland in Betrieb [37]. Der Anteil KfW-geförderter Einheiten sank auf 5 Prozent – gegenüber 55 Prozent im Zeitraum zwischen 2013 und 2015. Die kumulierte Leistung von Heimspeichern stieg auf mehr als 400 MW und erreicht damit die Größenordnung großer Pumpspeicherwerke in Deutschland. Die kumulierte Kapazität legt auf mehr als 900 MWh zu. Ein Treiber für die gute Marktentwicklung ist der Aufschwung des PV-Ausbaus (siehe Abschnitt 2.2). Im Segment bis 30 kW_p wird inzwischen mehr als die Hälfte der PV-Anlagen (55 Prozent) in Kombination mit einem Batteriespeichersystem errichtet. Fallende Speicherpreise sowie die zunehmende Sektorenkopplung im Eigenheim durch Wärmepumpen und Elektroautos hat ferner zu einem Anstieg der durchschnittlich nutzbaren Speicherkapazität auf knapp über 8 kWh beigetragen. 2013 lag der Durchschnittswert noch bei rund 6 kWh. Auf Nachrüstungen entfallen rund 10 Prozent des Marktvolumens. Lithium-Ionen-Batterien dominieren den Markt und haben Speichersysteme auf Blei-Säure-Basis im Jahr 2018 fast vollständig verdrängt. Letztere hatte 2013 noch einen Marktanteil von über 60 Prozent. [37]

Zu den wesentlichen Kaufmotiven für KfW-geförderte Heimspeicher zählen die Absicherung gegen steigende Strompreise, der eigene Beitrag zur Energiewende sowie das Interesse an der Technologie. Dies geht aus der wissenschaftlichen Begleitforschung der RWTH Aachen hervor. Das Förderprogramm der KfW (Erneuerbare Energien – Speicher) ist zum Jahresende 2018 ausgelaufen. In der fast sechsjährigen Laufzeit wurden rund 32.500 Heimspeicher gefördert. Das ausgelöste Investitionsvolumen beläuft sich auf rund 700 Millionen Euro. Eine Neuauflage des Programms ist nicht vorgesehen.

Von März 2018 bis Juli 2019 hat das Land Baden-Württemberg den Kauf von PV-Heimspeichern mit einem eigenen Förderprogramm finanziell unterstützt. Insgesamt sind knapp 4.700 Anträge eingegangen. Der Fördersumme von rund 10 Millionen Euro wird nach der Umsetzung der etwa 4.400 bewilligten Vorhaben ein Zubau an 55 MW_p PV-Leistung und an 32 MWh Speicherkapazität sowie eine Gesamtinvestitionssumme von 110 Millionen Euro gegenüberstehen. Die Auszahlung des Förderzuschusses zwischen 200 und 400 Euro/kWh war dabei an bestimmte Anforderungen geknüpft, die den netzdienlichen Betrieb der Speicher sicherstellen sollen. Zusätzliche Boni gab es unter anderem beim Kauf prognosebasierter Systeme oder lastmanagementfähiger Ladestationen für Elektroautos. Der Jahresbericht 2019 [38] des wissenschaftlichen Begleitvorhabens attestiert dem Förderprogramm insgesamt einen „positiven Markteinfluss“. Mit und ohne Förderung wurden im Jahr 2018 rund 8.000 PV-Speicher in Baden-Württemberg installiert. Der Markt legte damit um 50 Prozent zu und zeigte das stärkste Wachstum bundesweit (Bundesdurchschnitt: 25 Prozent). Ein Drittel der Antragsteller gaben dabei an, dass sie ohne den Zuschuss nicht in eine PV-Anlage investiert hätten, mit Blick auf den Speicher waren es sogar zwei Drittel. Ein Teil der Förderzuschüsse könnte jedoch auch in höhere Margen bei den Installationsbetrieben geflossen

sein. So lagen die spezifischen Speicherpreise in Baden-Württemberg leicht über dem Bundeschnitt der im Rahmen des KfW-Programms ermittelten Preise [38].

REGULATORISCHER RAHMEN

Um die vielseitigen Flexibilitätspotenziale zu heben, müssen Hürden beseitigt und Anreize geschaffen werden. Zusammen mit Stakeholdern hat die Deutsche Energieagentur GmbH (dena) im Rahmen der Initiative Netzflex zehn Sofortmaßnahmen zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität erarbeitet und in einem Positionspapier [39] veröffentlicht. Die Initiative adressiert dabei insbesondere die lastseitige Flexibilität.

Sowohl die Netzentgeltsystematik als auch die Anreizregulierung stellen in ihrer heutigen Ausgestaltung zentrale Hemmnisse für die Erschließung der Potenziale dar. Mittelfristig ist das Netzentgeltsystem grundlegend zu reformieren. Davon losgelöst schlägt die Initiative eine Reihe von kurzfristig umsetzbaren No-regret-Maßnahmen vor, darunter die Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV sowie die Einführung eines Kapazitätspreises als zusätzlichen Bestandteil der Netzentgelte zu prüfen. Im Gegenzug könnten die Arbeits- und Leistungspreise sinken. Ziel ist es, dass netzdienliches Verhalten zukünftig nicht mehr zu höheren Netzentgelten führt. Mit Blick auf die Anreizregulierung bemängelt die Initiative die Ungleichbehandlung von erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität und spricht sich dafür aus, lastseitige Flexibilität noch in dieser Regulierungsperiode ebenfalls als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen. Mittelfristig sei die Einführung gezielter Effizienzreize für das lastseitige Engpassmanagement zu prüfen.

Um lastseitige Flexibilität gezielt anzureizen, empfiehlt die Initiative die Einführung von Flexibilitätsmärkten auf der Mittel-, Hoch- und

Höchstspannungsebene. Dabei sollten die laufenden SINTEG-Projekte genutzt werden, um Regelungen zum Umgang mit Gaming, Marktmacht und Preisabsprachen zu entwickeln und in der Praxis zu erproben. Für die Kleinstverbraucher auf der Niederspannungsebene schlägt die Initiative dagegen eine regulierte Vergütung im Rahmen sogenannter Langfrist-Flexibilitätszusagen vor. Eine mögliche Ausgestaltungsvariante beschreibt § 14a EnWG (Verordnungsermächtigung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung). Demnach ist Lieferanten und Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, sofern diese einer netzdienlichen Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen zustimmen.

DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE

Die Energiewende benötigt moderne Informations- und Kommunikationssysteme. Der Smart Meter Rollout soll hierzu einen wesentlichen Beitrag leisten. Er ist das Herzstück des zum 2. September 2016 in Kraft getretenen Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Mit dem Smart Meter Rollout wird die analoge Zählerinfrastruktur schrittweise durch moderne Messeinrichtungen beziehungsweise intelligente Messsysteme ersetzt. Letztere verfügen zusätzlich zu ihrer Zähler-Funktionalität über eine Kommunikationsschnittstelle, das sogenannte Smart-Meter-Gateway (SMGW). Es soll zukünftig mit externen Marktteilnehmern, mit steuerbaren Energieerzeugern und -verbrauchern sowie mit den angebotenen Zählern kommunizieren. Bevor der Smart Meter Rollout offiziell starten kann, muss das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) mindestens drei Smart-Meter-Gateways zertifiziert haben. Bislang haben erst zwei Gateway-Anbieter diese regulatorische Hürde überwunden. Sieben weitere Produkte befinden sich aktuell im Zertifizierungsprozess [40]. Der bereits für Anfang 2017 vorgesehene Rollout verzögert sich damit weiter. Kunden, die sich freiwillig für den Einbau eines intelligenten Messsystems entscheiden, können die neue Hardware aller-

dings schon heute nutzen. Den deutschlandweit ersten Einbau eines Smart-Meter-Gateways nahm die Netze BW am 19. Dezember 2018 in einem Privathaushalt in Reichenbach (Kreis Esslingen) vor [41].

Offen ist nach wie vor, welche Telekommunikationsnetze für die Kommunikation innerhalb der Energiewirtschaft zur Verfügung stehen. Die Energieverbände „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“ (BDEW) und „Verband kommunaler Unternehmen“ (VKU) setzen sich für eine bundesweit einheitliche Lösung ein. In einem gemeinsamen Positionspapier [42] fordern sie von der Politik eine exklusive Nutzung des 450-MHz-Frequenzbandes für die Energiewirtschaft. Die hohe Reichweite und gute Gebäudedurchdringung des Funknetzes machen einen flächendeckenden Ausbau sowie die Absicherung für den Schwarz- beziehungsweise Krisenfall vergleichsweise günstig. Unterstützung erhalten die Verbände von einem Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, das sich mit der TK-Netzinfrastruktur und -Regulierung im Kontext die Energiewende auseinandersetzt [43]. Widerstand regt sich dagegen bei Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben sowie bei der Bundeswehr, die die Nutzung des Netzes ebenfalls für sich beanspruchen. Die Lizenzen für das 450-MHz-Frequenzband werden 2020 neu ausgeschrieben.

Wo Deutschland hinsichtlich der Digitalisierung der Energiewende im Detail steht, wo es hakt und wie viel Zeit noch bleibt, hat Ernst & Young im erstmals erschienen „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ näher untersucht [44]. Anhand von acht Schlüsselfaktoren bewerteten die Autoren den aktuellen Umsetzungsstand. Mit 22 von 100 möglichen Punkten stellt das Gutachten zwar einen gewissen Fortschritt fest, es bleibt jedoch nach wie vor viel zu tun. So fordern die Autoren von allen Beteiligten ein neues Denken und Handeln, mehr Tempo sowie eine neue Art

der Zusammenarbeit über die eigenen Kompetenzbereiche hinaus. Viel Zeit bliebe dabei nicht mehr, um die Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende erfolgreich auf den Weg zu bringen. Gefahr drohe vor allem durch Alternativlösungen, die am Smart Meter Gateway vorbei in den Markt gedrückt würden.

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist im Jahr 2018 um 3,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr (+1,9 TWh) auf rund 62,3 TWh gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf das höhere Erzeugungsniveau aus Kernenergie zurückzuführen (+2,3 TWh), nachdem der Block Philippsburg 2 im Jahr 2017 aufgrund von Revisions- und Instandsetzungsarbeiten mehrere Monate nicht am Netz war. Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in Baden-Württemberg ist im Jahr 2018 weitgehend unverändert zum Vorjahr.

Auf Bundesebene ist die Erzeugung aus Steinkohle (-10 Prozent) im Jahr 2018 weiterhin rückläufig aufgrund von Kraftwerksstilllegungen und höheren CO₂-Preisen. Aufgrund der niedrigen Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken ist im Jahr 2018 noch kein Rückgang der Braunkohleverstromung zu beobachten [45]. Im ersten Halbjahr 2019 ging jedoch im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr auch die Braunkohleverstromung deutlich zurück. Ursächlich dürften unter anderem die gestiegenen CO₂-Preise auf etwa 25 Euro bei gleichzeitig niedrigem Börsenstrompreis aufgrund der hohen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sein. Außerdem wurden im Oktober 2018 weitere Kraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Auf Bundesebene weist insbesondere die Stromerzeugung aus Photovoltaik aufgrund guter Einstrahlungsbedingungen Zuwächse auf. Der Anstieg bei der Windenergie an Land und auf See haben sich dagegen deutlich verlangsamt.

Bruttostromerzeugung bzw. -verbrauch [TWh/a]

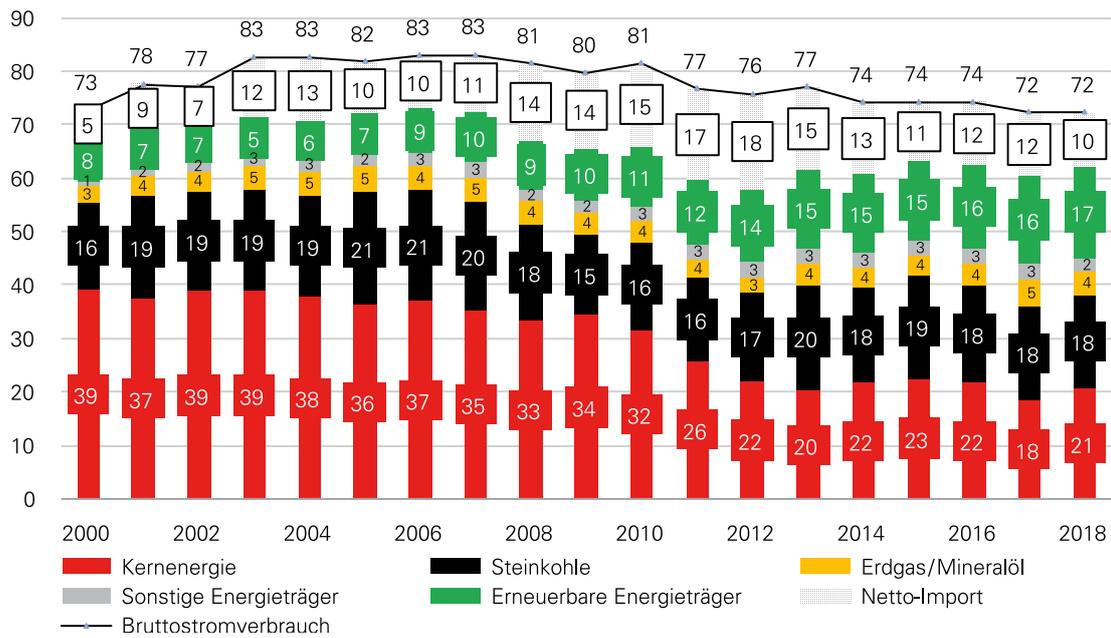


Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2018 in Baden-Württemberg (2018 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [46, 47].

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist im Jahr 2018 nach ersten Schätzungen um 0,9 TWh gewachsen. Dazu tragen insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen bei. Auch auf Landesebene haben sich die Zuwächse durch Windenergieanlagen deutlich verlangsamt (vgl. Abschnitt 2.2) während Photovoltaik mit 300 GWh den höchsten Anstieg der vergangenen fünf Jahre aufweist. Insgesamt leisteten die erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg im Jahr 2018 einen Beitrag von 17,2 TWh beziehungsweise rund 28 Prozent zur Stromerzeugung. Da der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg deutlich höher als die Bruttostromerzeugung ist, ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mit rund 24 Prozent deutlich geringer.

Nachdem entsprechend der amtlichen Statistik im Jahr 2017 ein Rückgang des Bruttostromverbrauchs um rund 2,1 TWh gegenüber dem Vorjahr auf 72,2 TWh vorliegt wird im Jahr 2018 ein nahezu unverändertes Verbrauchsniveau gegenüber dem Vorjahr erwartet. Zusammen mit der

gestiegenen Stromerzeugung im Land sind die Nettostromimporte auf rund 10 TWh gesunken.

EXKURS: AUSSERGEWÖHNLICHE EREIGNISSE – 19 STUNDEN NEGATIVE PREISE AN PFINGSTEN

Am Pfingstsamstag, den 8. Juni 2019, waren die Strompreise am Day-Ahead-Markt im Zeitraum von 0 bis 19 Uhr negativ (im Mittel minus 59,02 Euro/MWh). Der niedrigste Wert wurde mit minus 90,01 Euro/MWh am Nachmittag zwischen 14:00 und 15:00 Uhr erreicht (vgl. Abbildung 4). Negative Strompreise stellen ein Preissignal dar und entstehen, wenn ein hohes unflexibles Stromangebot auf eine niedrige Nachfrage trifft. Das Herunter- und wieder Hochfahren ist für unflexible Erzeuger nicht ohne hohe Kosten und kurzfristig möglich. Der Stromabnehmer wird im Fall von negativen Preisen vom Stromerzeuger bezahlt und damit werden Anreize für ein flexibleres Stromsystem gesetzt. Die Erzeuger stellen die Kosten des An- und Abfahrens Ihres Kraftwerks den Kosten durch negative Strompreise gegenüber und werden je nach Flexibilität des Kraftwerks dazu beitragen die gespannte Situation aufzulösen.

Am 8. Juni 2019 war die hohe Einspeisung von erneuerbaren Energien zusammen mit gleichzeitig niedriger Nachfrage aufgrund des Pfingstweekenendes Auslöser für die negativen Preise: Bundesweit speisten Windenergieanlagen bis zu 32.000 MWh und gleichzeitig noch Solaranlagen mit 17.000 MWh ein. Die Nachfrage belief sich auf bis zu 58.000 MWh in Deutschland, exportiert wurden bis zu 14.400 MWh. In Baden-Württemberg wurden bis zu 4.000 MWh Photovoltaik eingespeist bei einer Nachfrage von bis zu 6.150 MWh (siehe Abbildung 4). In Spitze exportierte das Land knapp 1.600 MWh. In Baden-Württemberg zeigt sich ebenfalls die mangelnde Flexibilität des Kraftwerksparks, denn die Stromerzeugung aus Kernenergie, Steinkohle und Biomasse wurde trotz der negativen Preise fortgeführt.

Zudem führten am 8. Juni 2019 IT-Probleme an der Strombörse zu mehreren Serverausfällen, die zu Verzögerungen bei der Gebotsabgabe und schließlich zu einer bislang einmaligen Teilkopplung von Grenzen führten. Unter anderem war die Grenze von Deutschland mit Frankreich, Österreich, Niederlande und Schweden betroffen.

In Folge dessen wurden auf den nationalen Märkten lokale Auktionen durchgeführt. Der Strompreis war dabei in Deutschland tendenziell niedriger als bei einer vollständig funktionierenden Marktkopplung [48].

Negative Strompreise sind seit 2008 an der Börse zulässig, zuvor war der niedrigste Preis bei 0 Euro/MWh. Im Jahr 2017 traten in 146 Stunden negative Preise auf, 2018 waren es 134 Stunden [49]. Negative Strompreise im Day-Ahead-Handel über sechs Stunden oder länger führen dazu, dass größere EE-Anlagen⁸ im EEG keine Marktprämie erhalten (sogenannte 6-Stunden-Regel in § 51 des EEG 2017). Dies gilt rückwirkend ab Beginn des Zeitraums mit negativen Preisen. Damit sollen auch für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Anreize gesetzt werden, flexibel auf die bestehende Nachfrage und das Angebot zu reagieren. Betreiber müssen die entstehenden Erlöseinbußen bereits bei der Planung und Finanzierung berücksichtigen. Nach Berechnungen von Energy Brainpool könnten einer Windenergieanlage, die 2016 in Betrieb gegangen ist, über die Laufzeit von 20 Jahren durchschnittlich 1,4 Prozent der Erlöse entgehen [50].

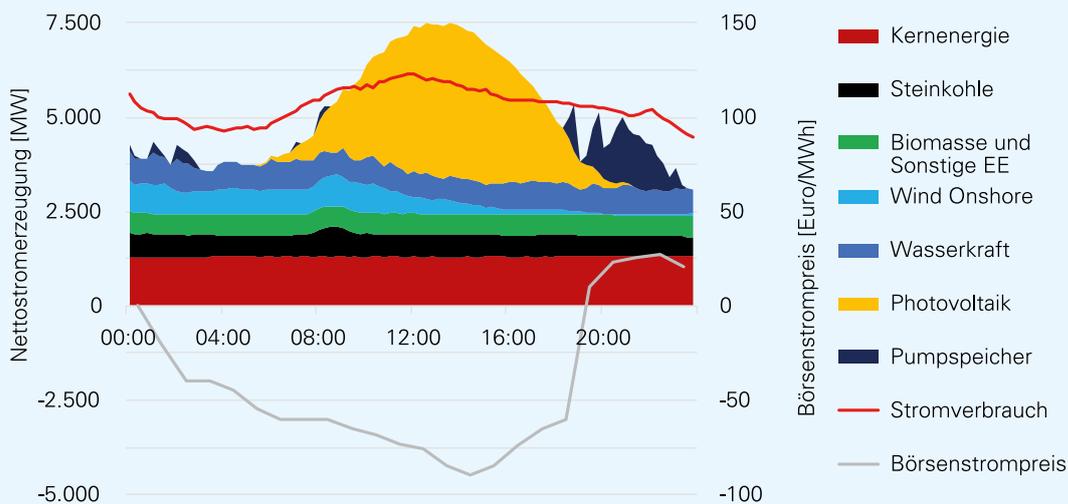


Abbildung 4: Negative Strompreise am EPEX-Spot-Day-Ahead Markt sowie Nettostromerzeugung in der Regelzone der TransnetBW. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [49].

¹ Die Regelzone der TransnetBW GmbH ist weitgehend deckungsgleich zu Baden-Württemberg. Abweichungen bestehen unter anderem in der Zuordnung des Großkraftwerk Mannheims, dieses wird in Teilen der Regelzone der Amprion GmbH zugeordnet. So wurden in der Jahressumme 2017 11,3 TWh Strom aus Steinkohle in der Regelzone der TransnetBW GmbH erzeugt (Baden-Württemberg 2017 16,2 TWh). Ebenso weicht die Stromerzeugung aus Erdgas deutlich ab (0,1 TWh zu 3,4 TWh).

⁸ Windenergieanlagen unter 3 MW sowie sonstige Anlagen kleiner 500 kW sind von der Regelung ausgenommen.

2

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Nachdem im Vorjahr der Exportsaldo auf Rekordniveau anstieg, zeigt sich im Jahr 2018 mit einem Saldo von 10,0 TWh (-7,5 TWh) ein deutlicher Rückgang der Stromflüsse von Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland. Dies ist primär auf geringere Stromflüsse in die Schweiz zurückzuführen bei gleichzeitig zunehmendem Import aus Frankreich. Im Vergleich zum Vorjahr sind im Saldo 5,5 TWh geringere Exporte zu verzeichnen (vgl. Abbildung 5).

Auf Bundesebene verbleibt der Saldo der grenzüberschreitenden physischen Lastflüsse auf hohem Niveau: Mit 51,2 TWh ist der Saldo aufgrund des etwas höheren Imports (+3,1 TWh) um 3,8 TWh niedriger im Vergleich zum Vorjahr [51].

Die physischen Lastflüsse weichen teilweise erheblich von den grenzüberschreitenden kommerziellen Stromhandelsflüssen ab (vgl. Abbildung 6). Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zeigen den Fahrplan der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Meldungen der Bilanzkreise. Dagegen stellen physische Lastflüsse Messwerte dar, welche zudem Transit- und Ringflüsse beinhalten.

Der Saldo der Handelsflüsse weist ebenfalls einen deutlichen Rückgang der Exportüberschüsse um 5,7 TWh auf 13,7 TWh auf (Abbildung 6). Hintergrund ist insbesondere der rückläufige Exportsaldo mit der Schweiz (-4,3 TWh) und im geringeren Maße mit Frankreich (-1,8 TWh).

Physikalische Lastflüsse [TWh]

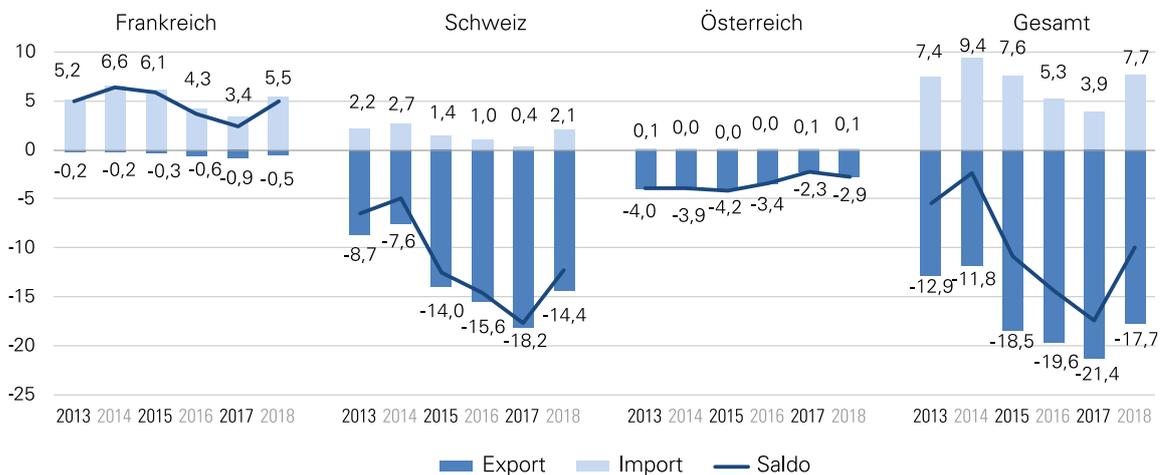


Abbildung 5: Grenzüberschreitende physische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2018. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [49, 52, 53].

Auf Bundesebene ist auch ein rückläufiger Exportsaldo der Handelsflüsse im Vergleich zum Vorjahr zu beobachten. Der Saldo fiel um 8,1 TWh auf 52,1 TWh. Insbesondere im Austausch mit Österreich, Schweiz und Frankreich nahmen die Exportüberschüsse ab. Treiber der Entwicklung sind die abnehmende Differenz der Börsenstrompreise zwischen Deutschland und den westeuropäischen Nachbarn und die Aufteilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone seit 1. Oktober 2018. [45]

Die Erlöse aus dem Stromexport belaufen sich nach vorläufigen Berechnungen auf 3,2 Milliarden Euro, dem gegenüber stehen Importkosten nach Deutschland von 1,3 Milliarden Euro [10].

Im Saldo wurden demnach Exportüberschüsse von 1,9 Milliarden Euro erwirtschaftet. Dabei ist das Preisniveau vergleichsweise hoch: So kostete der Import von Strom durchschnittlich 40,3 Euro/MWh, während für die Exporte von den Abnehmern 37,4 Euro/MWh bezahlt wurden¹⁰.

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf von rund 10,3 TWh in 2018, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur (siehe Abschnitt 2.4).

Handelsflüsse [TWh]

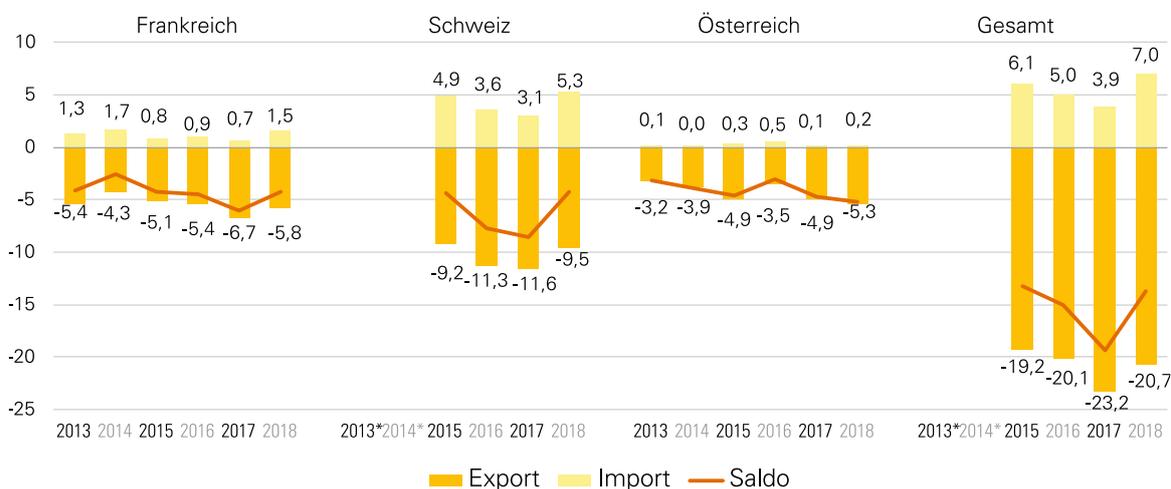


Abbildung 6: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2018⁹ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [49, 52, 53].

* Für das Jahr 2013/2014 liegen die Handelsflüsse mit der Schweiz nicht in geeigneter Form vor.

⁹ Die Bilanzierung der Handelsflüsse mit der Schweiz und ab 2015 mit Österreich zeigt die tatsächlichen Handelsflüsse, also Import- und Exportmengen. Für Frankreich und Österreich (bis einschließlich 2014) sind jedoch aufgrund der Datenverfügbarkeit nur die stündlichen Saldowerte dargestellt, also die Summenwerte aus Import und Export.

¹⁰ Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Exports (Imports) in Höhe von 85,3 TWh (33,1 TWh) [45, 54].

3

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

3.1 STROMNETZE

SYSTEMSTABILITÄT

Da das Stromnetz keine Speicherfähigkeit aufweist, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein, um die Netz- und Systemstabilität zu gewährleisten. Dies sicherzustellen ist die Aufgabe des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers – in Baden-Württemberg der TransnetBW GmbH. Ungeplant auftretende Schwankungen werden dabei im täglichen Netzbetrieb kurzfristig durch den Einsatz von Regelbeziehungsweise Ausgleichsenergie behoben. Kommt es zu größeren Abweichungen, die sich nicht beheben lassen, wird die Netzstabilität gefährdet.

Neben der Reaktion auf ungeplante Schwankungen gehört es zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass die aus dem Stromhandel resultierenden Lastflüsse die physikalischen Grenzen des Stromnetzes nicht überschreiten. Führt der geplante Einsatz der Kraftwerke (Dispatch) zu Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein, indem sie die Minderung oder Erhöhung der Leistung einzelner Kraftwerke anordnen (Redispatch). Dabei wird zwischen spannungs- und strombedingtem Redispatch unterschieden. Beim strombedingten Redispatch werden Engpässe in Leitungen oder Umspannstationen vermieden oder beseitigt, indem Erzeugungskapazitäten vor und hinter dem Engpass in ihrer Leistung entsprechend angepasst werden. Beim spannungsbedingten Redispatch wird dagegen zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzgebiet aufrecht zu erhalten.

Die Bereitstellung von Redispatch erfolgt durch am Markt agierende Kraftwerke im Rahmen von vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnissen sowie durch Netzreservekraftwerke, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vgl. Abschnitt 2.1). Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Modellierungsergebnissen zu unterscheiden.[55] Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energie-Anlagen (insbesondere die räumliche Verteilung von Windkraftanlagen), die Abschaltung konventioneller Kraftwerke (bislang vornehmlich Kernenergie) sowie Verzögerungen beim Netzausbau (vgl. Abbildung 8) haben in den vergangenen Jahren den Redispatchbedarf zum Teil stark ansteigen lassen.

So kam es im Jahr 2017 zum bislang höchsten Redispatchbedarf von bundesweit rund 20.600 GWh (Marktkraftwerke 18.456 GWh, Netzreserve 2.129 GWh; vgl. Tabelle 3). Neben dem guten Windjahr 2017 lag der Grund dafür vor allem in einer angespannten Netzsituation im Januar 2017. Ursache waren dabei erhöhte Lastflüsse in Richtung Frankreich, wo es aufgrund einer Kältewelle einen erhöhten Strombedarf gab, während gleichzeitig mehrere Kernkraftwerke abgeschaltet waren. Niedrigwasser führte zudem zu Lieferengpässen in der Kohleversorgung süddeutscher Kraftwerke [56, 57]. Ab dem vierten Quartal 2017 kam es durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke zu einer Entlastung der Netze und einer Verringerung des Redispatchbedarfs. Im

Jahr 2018 sind die Redispatchmengen demgegenüber ab dem dritten Quartal wieder angestiegen. Zwar bewirkte die ab Oktober 2018 eingeführte Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich eine Minderung, diese wurde jedoch durch den Anstieg des Redispatchbedarfs ab der Jahresmitte übertroffen, welcher aus einer Änderung an der Methode der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung der Netze in der Region Zentralwesteuropa im April 2018 resultiert.[55] Im Gesamtjahr 2018 lag der Redispatch mit knapp 15.800 GWh (14.875 GWh Marktkraftwerke, Netzreserve 904 GWh) zwar deutlich niedriger als im Jahr

2017, bewegte sich damit jedoch auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Jahr 2015, in dem der bisher zweithöchste Redispatchbedarf erreicht wurde.

Die Anforderung des Redispatch erfolgte bei rund 10.900 GWh als Einzelmaßnahme durch einen Übertragungsnetzbetreiber, während bei rund 4.700 GWh eine Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber erfolgte [55]. Angaben zur Verteilung der Redispatchmengen auf die Regelzonen liegen nur für die Einzelmaßnahmen vor.

Tabelle 3: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [55, 58, 59].

| Marktkraftwerke | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* |
|-------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Strommenge [GWh] ¹ | 4.604 | 5.197 | 15.436 | 11.475 | 18.456 | 14.875 |
| Kosten [Mio. Euro] | 133 | 187 | 412 | 223 | 392 | 352 |
| Netzreserve | | | | | | |
| Strommenge [GWh] ² | | | 551 | 1.209 | 2.129 | 904 |
| Kosten Vorhaltung [Mio. Euro] | | | 162 | 183 | 296 | 330 |
| Kosten Abrufe [Mio. Euro] | | | 66 | 103 | 184 | 85 |
| Countertrading | | | | | | |
| Kosten [Mio. Euro] | | | 24 | 12 | 29 | 36 |
| Gesamt | | | | | | |
| Strommenge [GWh] | | | 15.987 | 12.684 | 20.585 | 15.779 |
| Kosten [Mio. Euro] | | | 663 | 520 | 899 | 803 |

¹ Einspeiserreduzierungen und -erhöhungen

² Erhöhungen, inkl. Probearbeits und Testfahrten

* vorläufige Angaben

Im Vergleich zum Vorjahr ist der Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH im Jahr 2018 leicht zurückgegangen (vgl. Tabelle 4). Dabei hat sich die Eingriffsdauer von 1.174 Stunden auf 975 Stunden (-17 Prozent) reduziert, bei einer Menge von 458 GWh (2017: 556 GWh, -18 Prozent). Die Kosten für den Redispatch lagen bei rund 10 Millionen Euro (2017: 11 Millionen Euro). Ein im bundesweiten Vergleich hoher Anteil der Maßnahmen wurde durch spannungsbedingten Redispatch ausgemacht (127 GWh, rund 28 Prozent).[55] Der Grund dafür liegt da-

rin, dass zur Spannungshaltung derzeit noch in hohem Maße die Blindleistung aus Generatoren fossiler Kraftwerke benötigt wird. Diese befinden sich aufgrund gesunkener Marktpreise jedoch in Schwachlastzeiten immer häufiger im Stillstand und müssen in der Folge zur Spannungshaltung angefahren werden. Als weitere Gründe für Redispatchmaßnahmen werden Netzengpässe sowie Arbeiten am Netz genannt.[60] Im bundesweiten Vergleich ist der Redispatch in der Regelzone der TransnetBW GmbH mit gut 4 Prozent der Mengen der Einzelmaßnahmen nach wie vor gering.

Tabelle 4: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [55, 58, 59].

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|------|------|------|------|-------|------|
| Dauer [h] | 108 | 119 | 126 | 430 | 1.174 | 975 |
| Strommenge [GWh] ¹ | | 25 | 31 | 158 | 556 | 458 |
| Kosten [Mio. Euro] | | | 2 | 4 | 11 | 10* |

¹ Einspeiserreduzierungen und -erhöhungen

* vorläufige Angabe

3

AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Bereits vor den Energiewendebeschlüssen 2011 wurde, unter anderem aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromnetz, die Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes gesehen, welche 2009 zum Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) führte. Der über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird in zweijährigem Rhythmus von den Übertragungsnetzbetreibern in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen (NEP) ermittelt.

Die fortschreitende Entwicklung der Energiewende wird von den Übertragungsnetzbetreibern in den Netzausbauszenarien des NEP-Entwurfs untersucht, wobei zusätzlich notwendige Maßnahmen ermittelt werden, die als konkrete Projekte in den NEP-Entwurf eingehen. Die Bundesnetzagentur prüft diese Maßnahmen und bestätigt sie gegebenenfalls, bevor diese in den endgültigen Netzentwicklungsplan aufgenommen werden, und schließlich Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) finden.

Von den derzeit 43 Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz entfallen neun Maßnahmen auf Baden-Württemberg. Zwei Maßnahmen davon sind Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 8 GW umfassen: „A-Nord“ / „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zwei mal 2 GW) und „Sued-OstLink“ (2 GW). Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft rund 40 km durch Baden-Württemberg. Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr

2019 kompensieren. Im Oktober 2019 erfolgte im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens für den Abschnitt Wallstadt – Philippsburg die Antragskonferenz nach § 20 Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Derzeit ist die Inbetriebnahme des letzten Abschnitts für das Jahr 2024 geplant (ursprünglich 2021) [61]. Die Festlegung des Standorts für die nördliche Konverterstation des Vorhabens ist weiter umstritten [62]. Am Standort des südlichen Konverters auf dem Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg finden seit März 2019 bauvorbereitende Maßnahmen statt [63]. Das Vorhaben Nr. 3 ist mit der Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach, neben der Strecke von Wilster nach Grafenrheinfeld (Bayern), die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2022 wurde zwischenzeitlich auf das Jahr 2025 verschoben, weil aufgrund des 2015 beschlossenen Erdkabelvorrangs bei Gleichstromleitungen (Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, EnLB-RÄndG) eine grundlegende Überarbeitung der ursprünglichen Planung notwendig wurde. Nach Angaben des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW verzögert sich die Inbetriebnahme jedoch aufgrund eines Einspruches des Bundeslands Thüringen vor dem Bundesverwaltungsgericht weiter bis ins Jahr 2026 [64]. Die Einreichung der erforderlichen Unterlagen für die raumordnerische Beurteilung sowie die strategische Umweltprüfung (§ 8 NABEG) erfolgte im ersten Quartal 2019. Im dritten Quartal 2019 fanden zu den jeweiligen Abschnitten Erörterungstermine statt.[65] Im Januar 2019 wurde für den ersten Konverter am Endpunkt der Leitung in Leingarten vom Landratsamt Heilbronn die immissionsschutzrechtliche Teilerrichtungsgenehmigung erteilt [66]. Tabelle 5 gibt einen Überblick über den Stand aller Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg.

Tabelle 5: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 07/2019). Dargestellt sind die Start- und Endpunkte der Leitungen, sowie die Luftlinien dazwischen.

| Nr. | Vorhaben aus BBPIG | Vorhaben-träger | Stand | zuständig |
|-----|--|---------------------|---|-----------------|
| 2 | HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippensburg „Ultranet“ (Abschnitt B) | TransnetBW | § 19 NABEG in 08.19 | BNetzA |
| | „Ultranet“ (Abschnitt A) | Amprion | § 20 III NABEG in 08.19 | |
| 3 | HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitt E) | TransnetBW | § 10 NABEG in 06.19 | BNetzA |
| | Konverter Leingarten | TransnetBW | 1. Teilerrichtungsgenehmigung nach BImSchG in 01.19 | |
| 19 | 380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden | TransnetBW | § 7 IV NABEG in 06.18 | BNetzA |
| 20 | 380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell | TransnetBW | § 5a NABEG | BNetzA |
| | Kupferzell-Großgartach | TransnetBW | § 10 NABEG am 24.09.19 | |
| 21 | 380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten | TransnetBW | ROV, bzw. PFV i. V. bzw. § 43a EnWG | RP Ka und RP Fb |
| 24 | 380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen | Amprion | Im Bau | RP Tü |
| 25 | 380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen | Amprion | § 20 III NABEG in 07.19 | BNetzA |
| 35 | 380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A | TransnetBW | § 43a EnWG | RP Ka |
| 40 | 380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT) | TransnetBW, Amprion | Interne Planung | BNetzA |



Vergleicht man die ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine der BBPIG-Vorhaben in Baden-Württemberg mit dem derzeitigen Planungsstand (Mai 2019) [67] zeigen sich in allen Vorhaben zum

Teil erhebliche Verzögerungen, die dazu führen, dass die Vorhaben in Baden-Württemberg voraussichtlich fünf Jahre später als geplant abgeschlossen sind (vgl. Abbildung 7).

Fertigstellung [km]

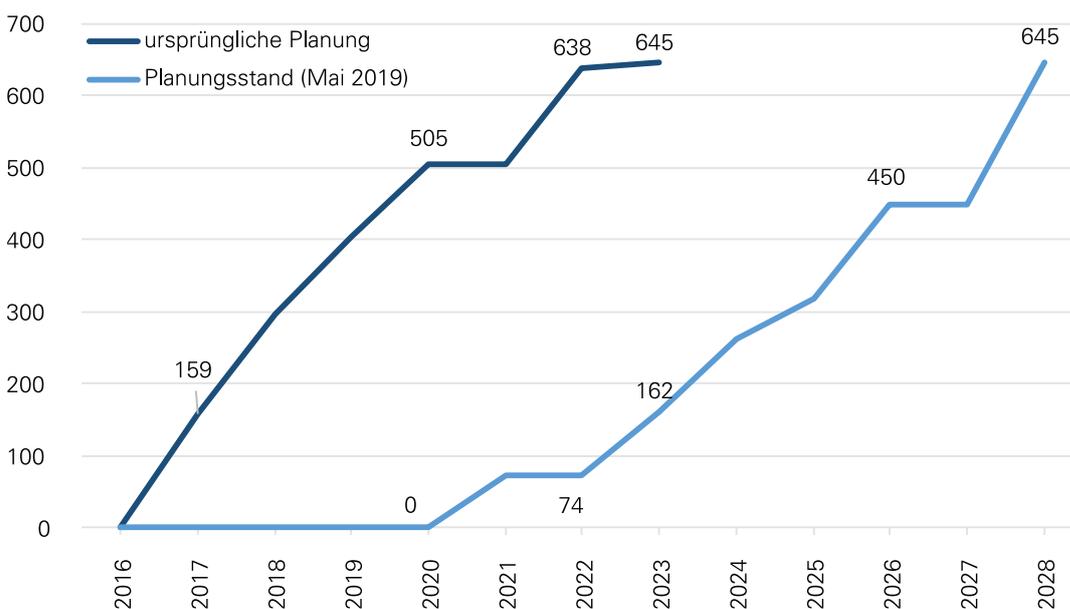


Abbildung 7: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Mai/2019). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [67–69].

3

Da für die Versorgungssicherheit in hohem Maße der Übertragungsnetzausbau außerhalb Baden-Württembergs relevant ist, sind die bundesweiten Entwicklungen ebenfalls von Bedeutung. Der bundesweite Ausbau der Übertragungsnetze weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil deutliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen (vgl. Tabelle 3) bemerkbar

macht. Der derzeitige Ausbaustand (Q4/2018) der Vorhaben gemäß EnLAG liegt mit 810 km rund 1000 km hinter der ursprünglichen Planung zurück (vgl. Abbildung 8). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben im Jahr 2026 und damit acht Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein.

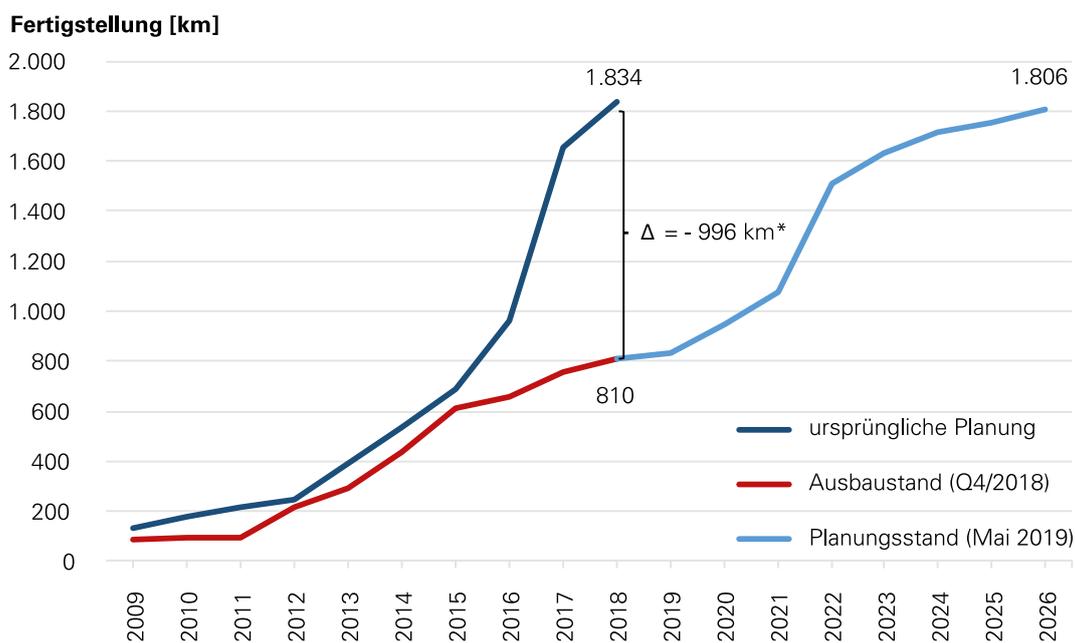


Abbildung 8: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Ausbaustand Q4/2018, Planungsstand Mai 2019).

*Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.806 km. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [67, 70].

Ähnliche Tendenzen zeigen die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes. Von den ursprünglich geplanten rund 6.100 km sollen nach Stand der derzeitigen Planung noch rund 5.900 km realisiert werden (vgl. Abbildung 9). Der Ausbaustand zum Jahresende 2018 lag mit 266 km knapp 1.600 km hinter der Ursprungsplanung des NEP 2012 zurück. Nach derzeitigem Planungsstand wird der Netzausbau der BBPIG-Vor-

haben mit fünf Jahren Verzögerung gegenüber der ursprünglichen Planung im Jahr 2030 abgeschlossen sein. Der Ende 2017 von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan 2017–2030 weist gegenüber den im EnLAG und im derzeitigen BBPIG ausgewiesenen Vorhaben einen zusätzlichen Netzausbaubedarf von rund 1.000 km aus [7].

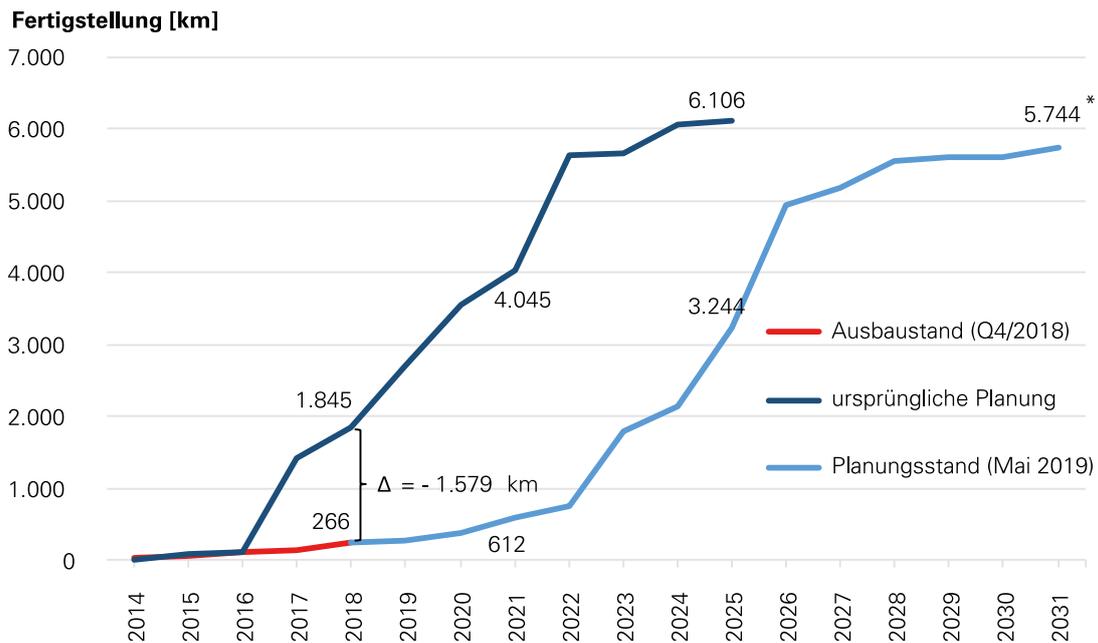


Abbildung 9: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Ausbaustand Q4/2018, Planungsstand Mai 2019).

*Für die Vorhaben 37 und 38 (circa 130 km) gibt es derzeit noch kein Inbetriebnahmedatum. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [55, 67, 71].

Zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist neben dem Übertragungsnetzausbau gleichzeitig auch der Ausbau der Verteilnetze sowie deren Entwicklung hin zu intelligenten Netzen notwendig. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger sowohl von erneuerbaren Energien als auch dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. Entsprechende Projekte befinden sich in der Planung beziehungsweise Umsetzung. Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – haben sich dabei gegenüber dem Vorjahr zwei weitere Vorhaben zur Netzverstärkung ergeben, sowie eine zusätzliche Erweiterung eines Umspannwerks. Von den geplanten Projekten sind aktuell (Stand Juli 2019)

vier Projekte zur Netzverstärkung sowie drei Erweiterungen von Umspannwerken abgeschlossen. Zwei bisher geplante Projekte (Netzverstärkung Nehren-Trochtelfingen sowie Dellmensingen-Ringingen) sind entfallen, da sich eine Änderung bei der Prognose zur regionalen Verteilung des Zubaus ergeben hat (Nehren-Trochtelfingen) beziehungsweise weil ein Engpass aus der vorangegangenen Planung ohne Netzausbaumaßnahme behoben werden konnte (Dellmensingen-Ringingen). Die zum Vorjahresstand in der Planung nicht mehr enthaltene Netzverstärkung zwischen Leimen und Rheinau wird nun doch gebaut und befindet sich zwischenzeitlich in der Umsetzung. Der Grund liegt hier einerseits in einer notwendigen Erneuerung des Netzabschnitts sowie in zukünftig erwarteter Rückspeisung durch den Zubau von erneuerbaren Energien-Anlagen [72].

3

Tabelle 6: Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 07/2019). [72]

| Nr. | Vorhaben aus NAP | Art des Vorhabens | Stand | zuständig |
|-----|---|---------------------|--|--------------|
| 1 | Leimen-Rheinau | Verstärkung | In der Umsetzung | RP KA |
| 2 | Hettingen-Höpfingen | Verstärkung | ÖB (PFV) | RP KA |
| 3 | Anbindung Stalldorf | Verstärkung | Planfestgestellt (RPS)/in Planung (RU) | RP S + RU |
| 4 | Heilbronn-Ingelfingen | Verstärkung | (PFV) | RP S + RP KA |
| 5 | Heilbronn-Neckarsulm | Verstärkung | fertig | RP S |
| 6 | Kupferzell-Schwäbisch Hall und Unterrot-Lindach | Verstärkung | G. pausiert | RP S |
| 7 | Kupferzell-Rot am See | Neubau | ÖB (ROV) | RP S |
| 8 | Goldshöfe-Kupferzell | Verstärkung | ÖB (PFV) | RP S |
| 9 | Daxlanden-Forchheim | Verstärkung (Kabel) | Anzeigeverfahren | Stadt KA |
| 10 | Goldshöfe-Nördlingen | Verstärkung | PFV | RP S + RS |
| 11 | Reimlingen-Rothensohl | Verstärkung | G. pausiert | RP S + RS |
| 12 | Oberelchingen-Offingen | Verstärkung | ÖB (PFV) | Bayern (RS) |
| 13 | Denzlingen-Bleibach | Verstärkung | Vorplanung (PGV) | RP FR |
| 14 | Zweitanschluss Gosheim | Neubau | fertig | RP FR |
| 15 | Haisterkirch-Herbertingen | Verstärkung | PFV | RP TÜ |
| 16 | Biberach-Unteropfingen | Verstärkung | fertig | RP TÜ |
| 17 | Grünkraut-Leutkirch | Verstärkung | Planung | RP TÜ + RS |
| 18 | Königshofen – Schweigern | Verstärkung | fertig | RP S |
| 19 | Leimen-Östringen | Verstärkung | Interne Planung | RP Ka |
| 20 | Anbindung Altlußheim | Verstärkung | Genehmigung beauftragt | RP Ka |
| 21 | Graudenzstr.-Weier | Verstärkung | gestoppt | RP FR |
| 22 | Eichstetten-Denzlingen | Verstärkung | Genehmigung beauftragt | RP FR |
| 23 | Nehren-Trochtelfingen | Verstärkung | entfallen | RP TÜ |
| 24 | Dellmensingen-Ringingen | Verstärkung | entfallen | RP TÜ |
| 25 | Dellmensingen-Biberach | Verstärkung | Genehmigung beauftragt | RP TÜ |
| 26 | Herbertingen-Winterlingen | Verstärkung | Interne Planung | RP TÜ |
| 27 | Haisterkirch-Ochsenhausen | Verstärkung | Interne Planung | RP TÜ |
| 28 | Pfullendorf-Weildorf | Verstärkung | Interne Planung | RP TÜ |
| 29 | Beuren-Messkirch | Verstärkung | Interne Planung | RP TÜ + FR |
| 30 | Eichstetten – Weier | Verstärkung | Interne Planung | RP FR |
| 31 | Kork – Graudenzstraße | Verstärkung | Interne Planung | RP FR |
| A | Höpfingen | Erweiterung USW | fertig | LRA NOK |
| B | Stalldorf | Erweiterung USW | fertig | Bayern (RU) |
| C | Kupferzell | Erweiterung USW | Im Umbau | LRA HIK |
| D | Großgartach | Erweiterung USW | im Umbau | LRA Hb |
| E | Goldshöfe | Erweiterung USW | entfallen | LRA OaK |
| F | Niederstotzingen | Erweiterung USW | entfallen | LRA Hdh |
| G | Kuppenheim | Erweiterung USW | fertig | LRA RA |
| H | Dellmensingen | Erweiterung USW | Interne Planung | LRA AdK |
| J | Kork | Erweiterung USW | Interne Planung | LRA Kehl |

Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lassen sich auch aus der Entwicklung des Einspeisemanagements ziehen. Dabei können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare-Energien-Anlagen, KWK- sowie Grubengas-Anlagen abregeln, sofern die vorhandene Netzkapazität nicht zum Abtransport des erzeugten Stroms ausreicht. Bundesweit wurden 2018 rund 5.400 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von rund 635 Millionen Euro verursacht. Gegenüber 2017

ist der Umfang des Einspeisemanagements damit nahezu unverändert (-115 GWh beziehungsweise rund +25 Millionen Euro). Die Hauptursache für Abregelungen besteht in der hohen Einspeisung von Windstrom, der aufgrund von Engpässen im Stromnetz nicht abtransportiert werden kann. Da die überwiegende EE-Leistung auf Verteilnetzebene angeschlossen ist, wurden bundesweit rund 74 Prozent der Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene abgeregelt, jedoch lag nur bei rund 13 Prozent der abgeregelten Arbeit auch die Ursache im Verteilnetz.[55]

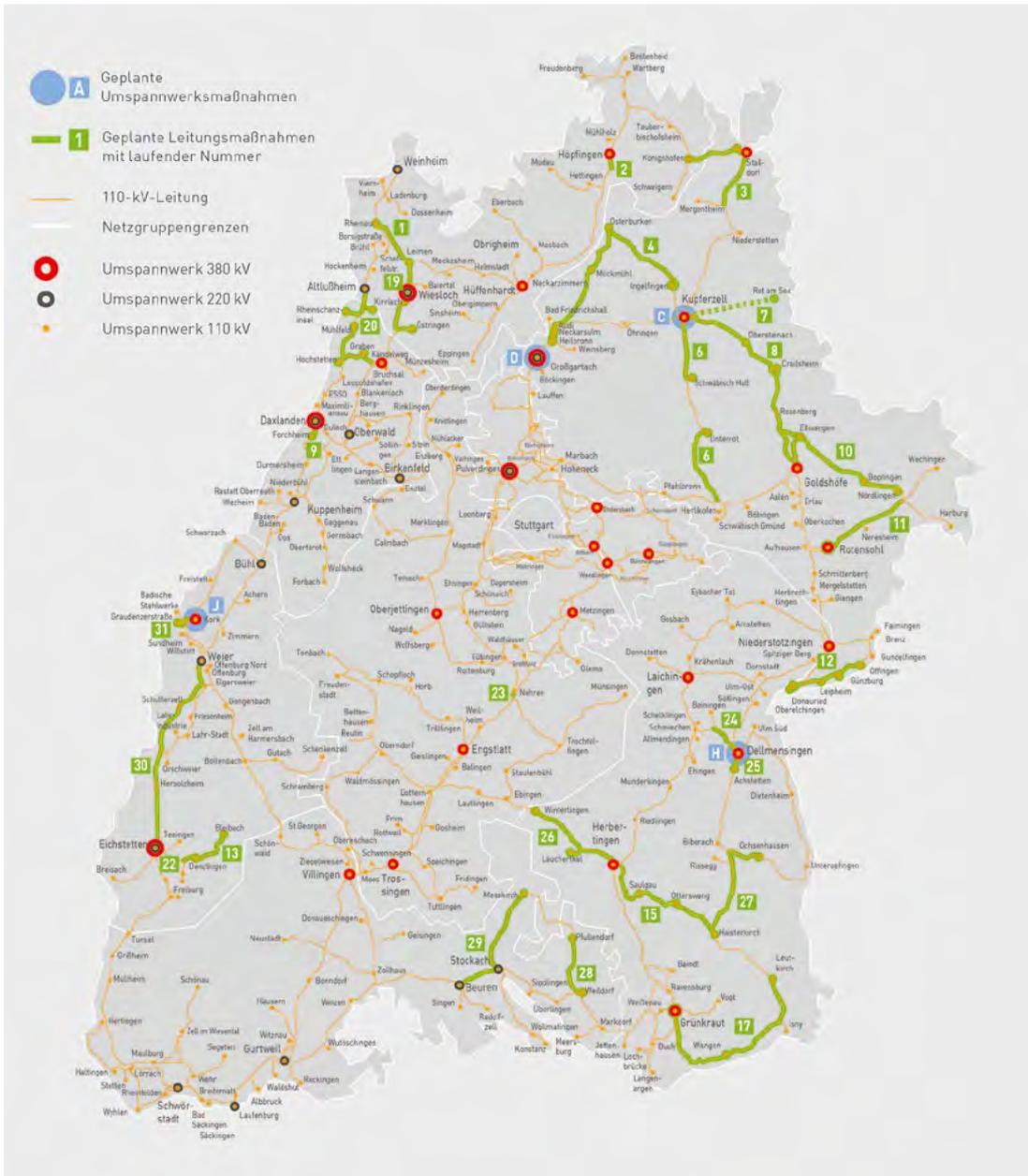


Abbildung 10: Darstellung der Netzausbauvorhaben in Tabelle 6. Quelle der Abbildung [73].

Die im baden-württembergischen Verteilnetz abge-regelte Arbeit lag bei 6,45 GWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (4,45 GWh) deutlich angestiegen, wobei sie auf sehr niedrigem Niveau verbleibt (0,2 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit). Die geschätzten Kosten belaufen sich auf rund 514.000 Euro (2017: rund 385.000 Euro), ma-chen jedoch im bundesweiten Vergleich nur rund 0,1 Prozent der Gesamtkosten aus [55]. Hauptursache für das Einspeisemanagement im Netzgebiet der Netze BW ist weiterhin der fortschreitende

Zubau von erneuerbaren Energien, der zusätzliche Netzengpässe verursacht. Zusätzlich kommt es durch Ausbaumaßnahmen im Netz zur vorüber-gehenden Abschaltung von Netzabschnitten, die im betroffenen Zeitraum zu weiteren Engpässen führen [74]. Von den Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements sind im Netzgebiet der Netze BW GmbH dabei mit 98 Prozent der Ausfallarbeit fast ausschließlich Windkraftanlagen betrof-fen, demgegenüber weist Photovoltaik (2 Prozent) nur einen sehr geringen Anteil auf [74].

3

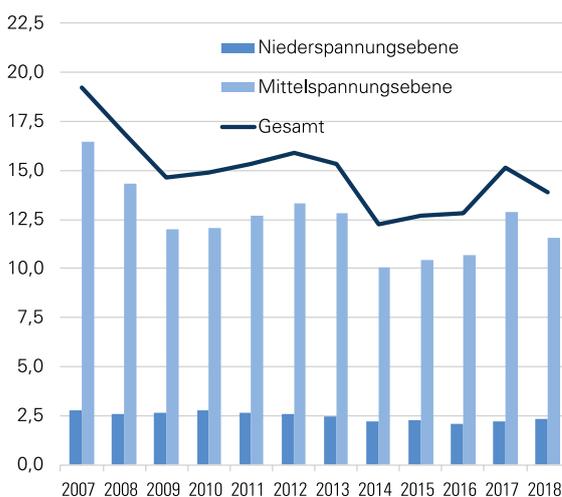
NETZQUALITÄT

Als Kennzahl zur Netzqualität wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht, der anhand von Daten, die durch die Netzbetreiber bereitgestellt werden, ermittelt wird. Der SAIDI dient dabei als Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung der Endkunden und spiegelt somit die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes wider. Da nur Ereignisse berücksichtigt werden, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen, gehen sowohl geplante Unterbrechungen als auch Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (z.B. Naturkatastrophen) nicht in die Berechnung ein. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. Berücksichtigt werden ungeplante Unterbrechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen (z.B. Gewitter), Einwirkungen Dritter (z.B. Bagger Schäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen, oder auf sonstige Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [59]. Gegenüber dem Vorjahr (15,1 Minu-

ten) ist die mittlere Unterbrechungsdauer im Jahr 2018 um 1,2 Minuten auf 13,9 Minuten zurückgegangen. Die Gründe für den Rückgang liegen in geringeren Auswirkungen von extremen Wetterereignissen sowie in deutlich geringeren Ausfallzeiten in vorgelagerten Mittelspannungsnetzen [75]. Im langjährigen Vergleich seit dem Jahr 2006 liegt dieser Wert leicht unterhalb des Durchschnitts (vgl. Abbildung 11 links). Innerhalb Europas weist Deutschland einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vgl. Abbildung 11 rechts).

Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. 2018 lag die mittlere Unterbrechungsdauer hier bei 11,6 Minuten und ist ausgehend von 12,9 Minuten im Jahr 2017 ebenfalls leicht zurückgegangen. Auf der Niederspannungsebene gab es dagegen einen leichten Anstieg von 2,2 Minuten im Jahr 2017 auf 2,3 Minuten im Jahr 2018 (vgl. Abbildung 11 links) [76].

SAIDI [min/a]



SAIDI [min/a]

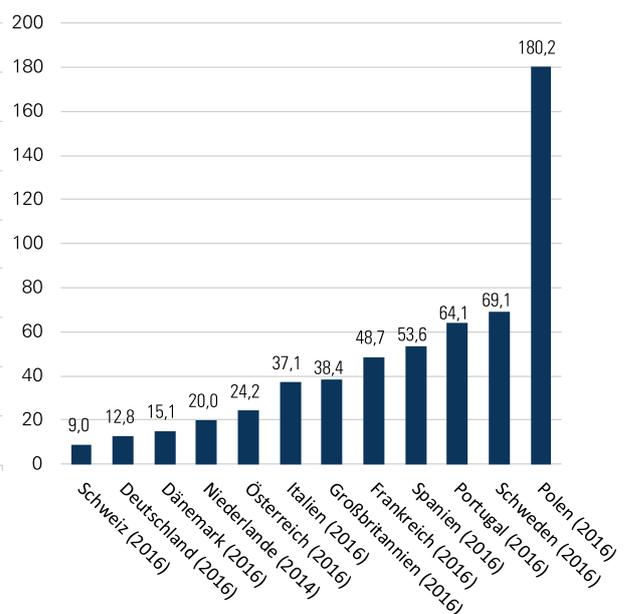


Abbildung 11: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2018 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76, 77].

Seit dem Jahr 2017 werden von der Bundesnetzagentur auch die SAIDI-Werte je Bundesland veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Daten auf Ebene der Stromnetze erfolgt, die nicht in allen Fällen mit den Grenzen der Bundesländer übereinstimmen. Mit einer Unterbrechungsdauer von rund 17 Minuten war die mittlere Unterbrechungsdauer in Baden-Würt-

temberg im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr unverändert und lag gut drei Minuten über dem Bundesdurchschnitt.[76] In der Rückschau der Werte seit 2008 (vgl. Abbildung 12) wird deutlich, dass die Unterbrechungsdauer der Einzeljahre in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts liegt, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abweicht.

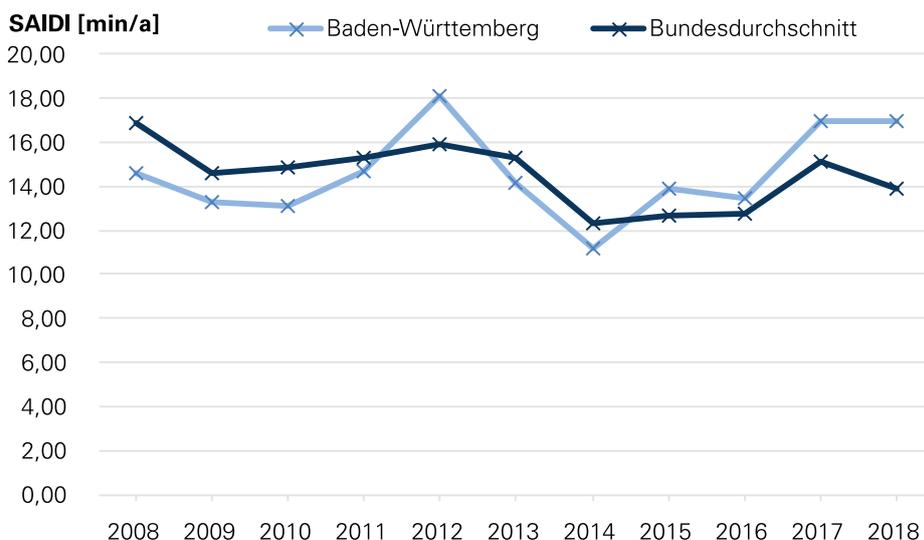


Abbildung 12: Entwicklung des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76].

Ausfälle mit einer Dauer unter drei Minuten werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht erfasst. Hierbei handelt es sich um Spannungseinbrüche. Diese werden durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE in einer repräsentativen Störungsstatistik ausgewertet [78]. Dabei zeigt sich, dass sich das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf einem konstanten Niveau bewegt (vgl. Abbil-

dung 13). In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2018 mit durchschnittlich 2,2 Störungen je 100 km Stromkreislänge auf dem Niveau der Vorjahre. In der Hoch-/Höchstspannungsebene gab es einen leichten Rückgang auf rund drei Störungen je 100 km Stromkreislänge. Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

Störungshäufigkeit [1/100 km a]

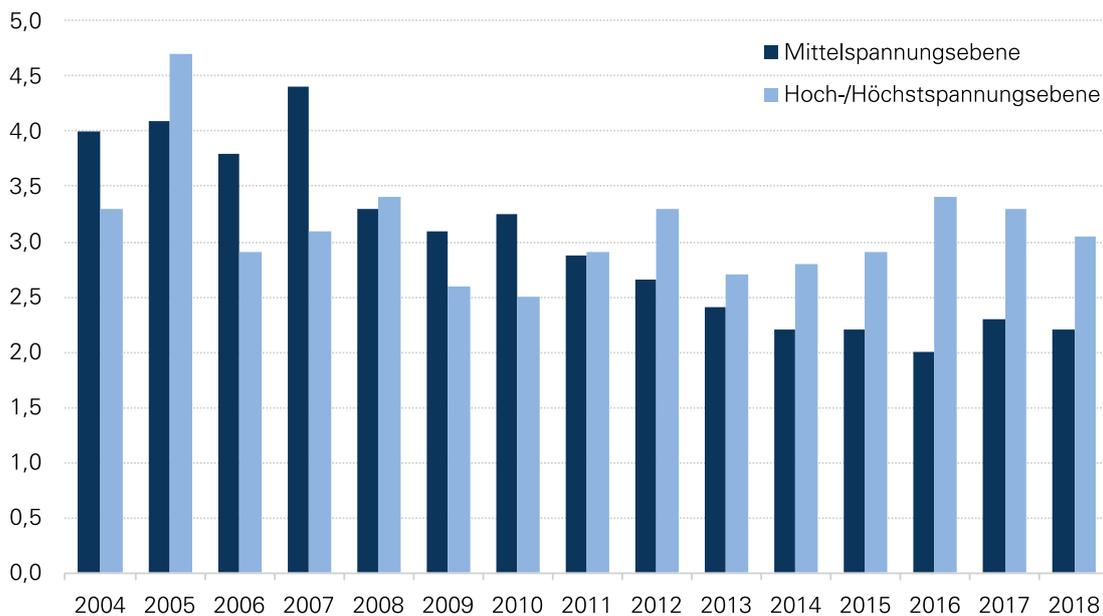


Abbildung 13: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78].

Um die aus Teilen der Industrie geäußerte Kritik aufzugreifen, nach der es zunehmende Probleme in der Stromversorgung gebe, haben Verbände und Netzbetreiber unter der Moderation des Umweltministeriums eine „Orientierungshilfe für Verbesserungen bei einer Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität“ erstellt, die im November 2018 veröffentlicht wurde [79]. Sie soll Unternehmen und Netzbetreibern das Beheben von auftretenden Problemen erleichtern. In dem Papier wird unter anderem verdeutlicht, dass eine frühzeitige und kontinuierliche Kommunikation zwischen stromabnehmenden Unternehmen und Netzbetreibern wesentlich dazu beitragen kann, die Ursachen von Veränderungen der Stromversorgungsqualität und der Ansprüche der Unternehmen besser zu analysieren und die jeweils angemessenen Abhilfemaßnahmen zu vereinbaren. Die Orientierungshilfe soll regelmäßig überprüft und auf Basis möglicher neuer Erkenntnisse angepasst werden.

3.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Das Erdgasnetz ist ein Rückgrat des Energieversorgungssystems in Baden-Württemberg. Es setzt sich aus dem Fernleitungsnetz der terranets bw GmbH und den nachgelagerten Erdgasverteilnetzen zusammen. Das Fernleitungsnetz hat eine Länge von rund 2.000 km und ist über elf Einspeisepunkte mit angrenzenden Transportnetzen verbunden. Hinzu kommen drei Grenzübergangspunkte zu ausländischen Netzkopplungspartnern in Vorarlberg, der Ostschweiz sowie in Basel. Rund 200 Netzkopplungspunkte verbinden das Fernleitungsnetz mit den nachgelagerten Verteilnetzen. 14 industrielle Letztverbraucher sind zudem direkt an das Netz der terranets bw GmbH angeschlossen. [80]

Die Möglichkeiten der Erdgas-Speicherung sind in Baden-Württemberg stark begrenzt. Die verfügbaren Porenspeicher Sandhausen und Fronhofen-Illmensee haben in Summe ein Arbeitsgasvolumen von 40 Millionen m³ [81]. Dies entspricht rund 0,2 Prozent der deutschlandweiten Speicherkapazität. Zur Absicherung der Erdgasver-

sorgung ist Baden-Württemberg daher auch auf die Nutzung von Speicherkapazitäten außerhalb des Landes angewiesen.

Die 16 Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland erstellen alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP). Dieser enthält alle notwendigen Ausbau- und Optimierungsmaßnahmen für die kommenden zehn Jahre. Die finale Fassung des NEP 2018–2028 wurde am 20. März 2019 veröffentlicht. Der Plan enthält deutschlandweit 155 Maßnahmen mit einem geschätzten

Investitionsvolumen von 6,9 Milliarden Euro. Unter anderem soll das Leitungsnetz bis 2028 um 1.364 km erweitert werden. Auf Baden-Württemberg entfallen 14 Maßnahmen. Neben der bereits in Betrieb genommenen Nordschwarzwaldleitung (Startnetzmaßnahme, 71 km) befinden sich zwei weitere Leitungsvorhaben mit einer Gesamtlänge von 65 km in Planung (siehe Tabelle 7). Zudem ist der Neubau und die Erweiterung von mehreren Verdichterstationen (VDS) sowie von Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM) vorgesehen.

Tabelle 7: Geplante Leitungsvorhaben gemäß NEP 2018–2028 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [82].

| Name | Länge [km] | Kosten [Mio. €] | Inbetriebnahme |
|----------------------------------|------------|-----------------|----------------|
| Nordschwarzwaldleitung | 71 | 71,0 | 06/2016 |
| Anbindung Heilbronn | 40 | 50,4 | 12/2021 |
| Verlängerung Anbindung Heilbronn | 25 | 30,5 | 08/2022 |

Große Teilabschnitte der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I) bleiben dauerhaft außer Betrieb. Die zuständigen Fernleistungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH und Flurys TENP GmbH hatten die Leitung bereits im Herbst 2017 nach der Feststellung von Korrosionsschäden auf dem deutschen Teilstück zwischen Bocholtz (dt./niederl. Grenze) und Wallbach (dt./schweiz. Grenze) außer Betrieb nehmen müssen. Nach Abschluss der Integritätsbewertung steht nun fest, dass eine Wiederinbetriebnahme nicht möglich ist [83]. Vorsorglich wurden bereits drei TENP-Maßnahmen in den NEP 2018–2028 aufgenommen. Mit den Maßnahmen sollen die Überspeisekapazität in das baden-württembergische Fernleitungsnetz um 5,2 GW und die Exitkapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz um 13,2 GW gesteigert werden.

Der Winter 2018/2019 war aus gaswirtschaftlicher Sicht entspannt [84]. Dazu trugen vor allem die

vergleichsweise milden Temperaturen bei. Das Ausbleiben von Extremlastsituationen machte den Einsatz der kontrahierten Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträge (LiFA) in Baden-Württemberg überflüssig. Das Produkt wurde zum 1. Januar 2018 vorübergehend eingeführt, um die Gasversorgung bei Lastspitzen zu stabilisieren. Herkömmliche Lastflusszusagen blieben jedoch bis in den März 2019 hinein erforderlich und kompensierten die Ausfälle im TENP-Leitungssystem [84].

Der milde Winter 2018/2019 führte zu einer vergleichsweise geringen Nutzung der in Deutschland zur Verfügung stehenden Erdgasspeicher. Ausgehend von rund 88 Prozent im November 2018 fielen die mittleren Füllstände nicht unter 52 Prozent. Dies liegt weit über dem historischen Tiefstand aus der Vorjahresperiode (14 Prozent) sowie dem Mittel der zurückliegenden fünf Jahre (37 Prozent). Bereits ab Ende Februar blieben

3

die eingespeicherten Gasmengen in Summe konstant. In der Regelenergiezone H-Gas Süd, in die das baden-württembergische Netz fällt, waren bis Mitte Januar „mittlere bis hohe Ausspeicherraten“ zu beobachten [84]. Diese nahmen in der Folge deutlich ab und wurden bereits ab Mitte Februar von ersten Einlagerungen abgelöst.

Die Versorgungsqualität wird ähnlich wie im Stromsektor über den SAIDI bewertet, der die durchschnittliche Dauer ungeplanter Unterbrechungen innerhalb eines Jahres in Minuten wiedergibt. Im Jahr 2018 lag diese in Deutschland über alle Druckstufen hinweg bei 0,48 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe >100 mbar) entfielen davon 0,03 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 0,45 Minuten [85]. Die Ausfallzeiten lagen damit 50 Prozent unter dem Vorjahresniveau (0,99 Minuten) sowie deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,6 Minuten. Die Qualität der Gasversorgung in Deutschland ist somit weiterhin als sehr gut einzuschätzen.

Auch für den Winter 2019/2020 sehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber »gut aufgestellt« [86]. Die deutschen Erdgasspeicher waren zum Stichtag 5. Oktober 2019 fast vollständig gefüllt (247 TWh beziehungsweise 99 Prozent). Zudem bestehen mit den LNG-Terminals in Europa Alternativen zum pipelinegebundenen Import. Über die Terminals in Frankreich, Belgien und die Niederlande wurde in den ersten neun Monaten des Jahres 2019 fast dreimal so viel flüssiges Erdgas in das europäische Netz eingespeist wie in der Vorjahresperiode: 279 TWh gegenüber 99 TWh im Zeitraum Januar bis September 2018 [86]. Trotz einiger Einschränkungen, wie der Nutzungsbeschränkung auf der Transitleitung OPAL zwischen Greifswald und Tschechien, dem Ausfall der TENP I im Südwesten Deutschlands sowie der Reduktion der Erdgasproduktion im Raum Groningen (Niederlande), ist die Versorgungssicherheit in Deutschland nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber

gewährleistet. Im Südwesten bedarf es durch die Ausfälle im TENP-Leitungssystem jedoch besonderer Anstrengungen. Eine deutliche Entspannung der Situation sei insbesondere in Baden-Württemberg erst nach der Inbetriebnahme der im NEP geplanten Netzausbaumaßnahmen zu erwarten, das heißt nicht vor 2025.

3.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Ein weiteres wichtiges Element der Energieversorgung, das zukünftig im Rahmen der Energiewende im Wärmesektor noch deutlich an Bedeutung gewinnen wird, sind Wärmenetze. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch weiterhin unzureichend. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landesamt erhoben werden. Aufgrund der Erfassungsgrenzen der amtlichen Statistik wird der Bereich der dezentralen Nahwärmenetze statistisch nicht erfasst, weshalb keine Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze in Baden-Württemberg getroffen werden können.

Da der Ausbau von Wärmenetzen nicht zuletzt aus Gründen des Klimaschutzes erklärtes politisches Ziel ist, wird der Neubau seit einigen Jahren durch die Bereitstellung von Fördergeldern im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) der KfW-Bankengruppe sowie im Rahmen der KWKG-Förderung (BAFA) unterstützt. Auf Basis der im Rahmen der Förderanträge erfassten Daten ist zumindest die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre für Baden-Württemberg darstellbar (Tabelle 8).

Seit 2009 wurden rund 1.400 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen des Marktanzreizprogramms (MAP) im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

Tabelle 8: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [87, 88].

| [km] | MAP (KfW) | KWKG (BAFA)* |
|--------|-----------|--------------|
| 2009 | 118 | 17 |
| 2010 | 100 | 53 |
| 2011 | 130 | 36 |
| 2012 | 100 | 69 |
| 2013 | 121 | 74 |
| 2014 | 115 | 113 |
| 2015 | 58 | 66 |
| 2016 | 59 | 83 |
| 2017 | 38 | 76 |
| 2018** | 27 | k. A. |

* Bis 2013 ohne Biomasse/Biogas, da zum Großteil parallele Förderung KfW + BAFA; ab 2014 keine Parallelförderung mehr möglich.

** Zu den geförderten Wärme- und Kältenetzen im Rahmen des KWKG liegen aktuell nur ungeprüfte Angaben für 2018 vor, die deshalb nicht genutzt werden können.

Das Land Baden-Württemberg fördert ergänzend zu den oben angeführten Bundesförderprogrammen die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlichen Mitteln beziehungsweise Informationsangeboten. Mit einem im Februar 2016 aufgelegten Programm fördert das Land Baden-Württemberg Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Zum Stand August 2019 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 124 km gefördert, davon entfallen 113 km auf Wärmenetze mit Beteiligung von erneuerbaren Energien. Weitere Bausteine des Förderprogramms umfassen die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen beziehungsweise

Beratungsinitiativen. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System“ unter anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert. Bis zum Stand August 2019 wurden mit dem Programm „Klimaschutz mit System“ für 14 Projekte im Bereich Wärmenetze insgesamt 15,3 Millionen Euro Fördersumme bewilligt. Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmenetze der KEA die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterial für Bürger/Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedene Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.

4

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Auf EU-/Bundes- und Landesebene sind Energieeffizienzziele fester Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien. Im Juni 2018 konnte im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ eine Einigung zur europaweiten Energieeffizienz-Richtlinie erzielt werden: Demnach soll der Energieverbrauch bis 2030 um 32,5 Prozent gegenüber einer prognostizierten Referenzentwicklung gemindert werden. Das Ziel ist unverbindlich, jedoch sind von den Mitgliedsstaaten jährliche Endenergieeinsparungen von 0,8 Prozent pro Jahr zu leisten. Die bisherige Einsparquote war mit 1,5 Prozent zwar höher veranschlagt, konnte aber mit zahlreichen Ausnahmen erfüllt werden. Zudem ist im Juli 2018 die Gebäude-richtlinie in Kraft getreten. Teil der Richtlinie sind neben Vorgaben zur Energieeffizienz auch die Vorhaltung von Ladepunkten für die Elektromobilität im Gebäudebereich. Die Richtlinie gilt es innerhalb von 20 Monaten in nationales Recht umzusetzen.

Auf Bundesebene besteht die übergeordnete Zielsetzung im Effizienzbereich in einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 beziehungsweise einer Minderung um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Ausgangsjahr 2008. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und dessen Fortführung wurden auf Bundesebene Einzelmaßnahmen mit Fokus auf die Zielerreichung 2020 ergriffen, zudem wurden

mit dem Konsultationsprozess des Grünbuchs eine mittel- bis langfristige Effizienzstrategie entwickelt. Im Ergebnis wird ein Dreiklang aus Energieeffizienz, dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien und dem Einsatz von EE-Strom in den Verbrauchssektoren postuliert. Dabei soll der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden, um den Bedarf an EE-Strom zu begrenzen. Auf Basis der NAPE-Maßnahmen, die bereits quantifiziert sind, konnten im Jahr 2017 rund 196 PJ Primärenergie eingespart werden. Für das Jahr 2020 wird eine Minderung von 19–26 Millionen Tonnen CO₂ erwartet, dies liegt etwas unter der anvisierten Minderungswirkung von 390 bis 460 PJ. Umfassende Effizienzanstrengungen sind auch in Baden-Württemberg erforderlich, um einen wesentlichen Beitrag zu den Bundes- und EU-Zielen zu leisten.

EXKURS: KLIMASCHUTZPROGRAMM 2030

Bereits im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vom November 2016 wurde ein Maßnahmenprogramm angekündigt. Am 20. September 2019 hat das Klimakabinett „Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030“ [89] beschlossen und am 9. Oktober folgten das Maßnahmenpaket „Klimaschutzprogramm 2030“ und ein Entwurf für das Klimaschutzgesetz [90, 91]. Für die Umsetzung des Maßnahmenpakets sollen zwischen 2020 und 2023 zusätzlich rund 54 Milliarden Euro bereitgestellt werden. Vorgesehen ist der Einstieg in die CO₂-Bepreisung für die Nutzung von fossilen Kraft- und Brennstoffen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie (Teile außerhalb des Emissionshandels). Hierzu soll ein nationales Emissionshandelssystem für Unternehmen, die Kraft- und Brennstoffe verkaufen, eingeführt werden. Zunächst soll ein Festpreis ausgehend von 10 Euro im Jahr 2021 gelten, der schrittweise auf 35 Euro/t CO₂ im Jahr 2025 steigt. Ab 2026 soll der Preis dann am Markt bestimmt werden, jedoch mit einem anfänglichen Mindestpreis von 35 und einem Höchstpreis von 60 Euro/t CO₂. Im Jahr 2025 soll festgelegt werden, ob ein solcher Preiskorridor für die Jahre ab 2027 sinnvoll und erforderlich ist. Die Einnahmen aus der Bepreisung sollen unter anderem die EEG-Umlage entlasten (siehe Abschnitt 6.2). Außerdem ist eine Anhebung der Entfernungspauschale ab dem 21. Kilometer auf 35 ct/km vorgesehen. Neben der Stärkung des Umweltverbunds sind Anreize für den Kauf von Elektrofahrzeugen unter anderem über die Verlängerung der Kaufprämie und die Absenkung der Dienstwagensteuer für reine Elektrofahrzeuge von 0,5 Prozent auf 0,25 Prozent vorgesehen. Im Jahr 2030 sollen 7–10 Millionen Elektrofahrzeuge zugelassen sein.

Für den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur wird ein Ziel von einer Million öffentlichen Ladepunkten im Jahr 2030 genannt, hierzu wird der Aufbau mit entsprechenden Förderprogrammen des Bundes bis 2025 gefördert. Im Gebäudebereich stellt die Einführung der steuerlichen Förderung von Sanierungsmaßnahmen ab 2020 eine wesentliche Maßnahme dar. Zudem wird der Austausch von alten Öl- und Gasheizungen gefördert, ab 2026 soll der Einbau von neuen Ölheizungen verboten werden. In der Industrie ist ein Investitionsprogramm vorgesehen, das bestehende Förderprogramme bündelt und weiterentwickelt. Außerdem sind wettbewerbliche Ausschreibungen für die Förderung von Effizienzprojekten vorgesehen. Erste Analysen zeigen, dass das Maßnahmenprogramm aller Voraussicht nach nicht ausreichen wird, um das Treibhausgasminderungsziel im Jahr 2030 zu erreichen [92–95]. Besonders in der Kritik steht hierbei der vorgesehene CO₂-Preispfad mit einem Einstiegspreis von 10 Euro/t (dies entspricht einem Aufschlag von 3 ct/l auf Diesel, Benzin und Heizöl) und später 35 Euro/t bis 2025. Daher kommt dem Kontrollmechanismus zur Einhaltung des jährlichen Sektorbudgets im Klimaschutzgesetz eine wichtige Rolle zu. Bei Überschreitung des Sektorbudgets wird ein Sofortprogramm zur Nachsteuerung eingefordert. Damit soll die Erreichung der Treibhausgasminderungsziele sichergestellt werden.

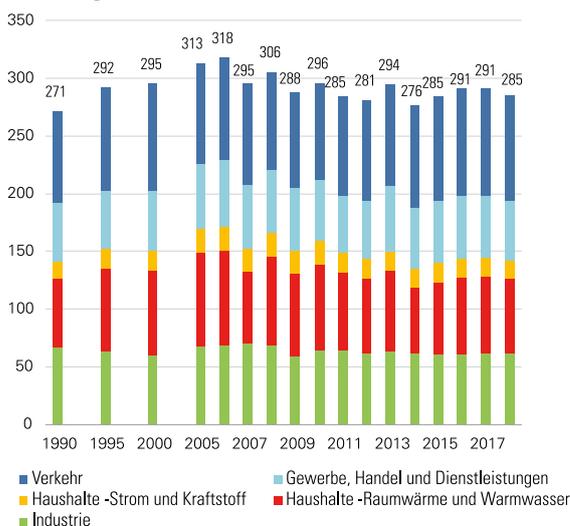
4

4.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIE- VERBRAUCHS

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2018 ist um gut 3,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken und liegt mit 285 TWh deutlich unter dem Vorjahresniveau. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Ab-

bildung 14 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2017 liegen die amtlichen Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2018 wurden anhand von Schätzungen ergänzt.

Endenergieverbrauch nach Sektoren [TWh/a]



Endenergieverbrauch nach Energieträgern [TWh/a]

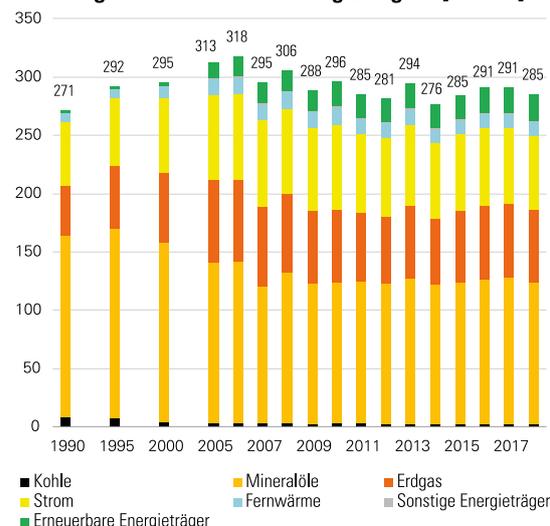


Abbildung 14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2018. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47]. Werte 2017 vorläufig, 2018 geschätzt.

Die Entwicklung ist insbesondere dem witterungsbedingt geringeren Verbrauch im Gebäudebereich zuzurechnen. Zudem wird im Verkehrssektor nach ersten Schätzungen erstmals in der vergangenen Dekade ein Verbrauchrückgang von immerhin 2 Prozent erwartet. Der Einfluss des vergleichsweise niedrigen Wirtschaftswachstums von 1,5 Prozent (preisbereinigt und verkettet) ist gering [96].

Der Energieverbrauch zur Raumwärmebereitstellung ist rückläufig. Dies ist hauptsächlich auf die milde Witterung im Januar und April 2018 sowie zum Jahresende zurückzuführen. Die Entwicklung im Neubau zeigt, dass überwiegend erneuerbare Energien (60 Prozent) gefolgt von Erdgas (30 Prozent) zur Beheizung eingesetzt werden [97]. Der Anteil von Neubauten beträgt jedoch nur 0,6 Prozent am Gebäudebestand [98]. Vor dem Hinter-

grund der oft begrenzten Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand verdeutlicht dies die Bedeutung der Energieeffizienz.

Im Verkehrssektor Baden-Württembergs kann analog zur Bundesentwicklung von einem Verbrauchrückgang ausgegangen werden. Während der Einsatz von Flugtreibstoff weiterhin zunimmt, geht der Verbrauch von Diesel- und Ottokraftstoffen im Straßenverkehr deutlich zurück. Gegenüber dem Jahr 2010 wird damit jedoch weiterhin ein um 8 Prozent höheres Verbrauchsniveau im Verkehrssektor erreicht.

Der Stromverbrauch wurde auf konstantem Niveau abgeschätzt. Hinsichtlich der statistischen Erfassung des Stromverbrauchs ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die wachsende Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-

Kopplungs- und Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen führen in der amtlichen Erfassung zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch, da diese nicht erfasst werden.

4.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2018 nach ersten Schätzungen mit -1,1 Prozent rückläufig und damit weniger stark als der Endenergieverbrauch gesunken. Diese unterschiedliche Entwicklung ist primär auf statistische Effekte in der Bewertung der Stromerzeugung aus Kernenergie und des Stromimports zurückzuführen. Während der Endenergieverbrauch von dem hauptsächlich witterungsbedingt geringeren Verbrauch und der Verkehrsentwicklung geprägt ist, weist der Primärenergieverbrauch im Bereich Kernenergie einen deutlichen Anstieg nach dem niedrigen Erzeugungsniveau im Jahr 2017 auf.

Gegenüber 1991 konnten primär- und endenergetisch nur geringe absolute Einsparungen erreicht werden, während die zugehörigen Produktivitäten¹¹ einen positiven Trend aufweisen (siehe Abbildung 15). Dabei wird allerdings auch auf Landesebene die Bundeszielsetzung einer End-

energieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent pro Jahr (2008 bis 2050) im Zeitraum 2008 bis 2018 mit 2,0 Prozent leicht verfehlt. Auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen mit 1,4 Prozent pro Jahr bis einschließlich 2018 (beobachtet) deutlich geringer aus [99].

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt – entsprechend des Bundestrends – eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Abbildung 15). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll in Gebäuden und Verkehr zunehmend (vor allem erneuerbarer) Strom eingesetzt werden. Dabei muss der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden, um den zusätzlichen Bedarf an Strom und mittel- bis langfristig den erforderlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung zu begrenzen, dies gilt auch für den klassischen Stromverbrauch. Maßnahmen des NAPE wie die Nationale Top-Runner-Initiative und das Programm STEP up! sowie die EU-Ökodesignrichtlinie zielen auf die Steigerung der Stromeffizienz. Eine wichtige Voraussetzung zur Senkung des Strom- beziehungsweise Gesamtendenergieverbrauchs stellt insbesondere im Nichtwohngebäudebereich die flächendeckende Einführung von Energiemanagementsystemen dar.

Index Energieproduktivität [2010=100]

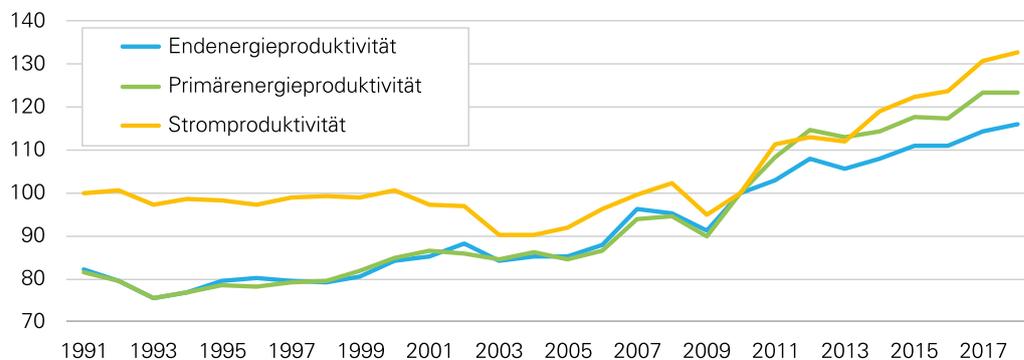


Abbildung 15: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- beziehungsweise Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 96]. Energieverbrauch 2017 vorläufig, 2018 geschätzt.

¹¹ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Primär- beziehungsweise Endenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar.

4

SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIE-EFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität¹² in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (Abbildung 16). Dabei liegt die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung deutlich dahinter zurück, im Sektor GHD ist das Verbrauchsniveau nahezu unverändert zu 1991.

Mit einer Energieproduktivität von rund 660 Euro BWS/GJ im Industriesektor¹³ im Jahr 2018 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene mehr als die zweifache Energieproduktivität auf (Bund: rund 268 Euro BWS/GJ im Jahr 2017 [100]). Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1.300 Euro BWS/GJ auf etwa dem gleichen Niveau wie auf Bundesebene (1.290 Euro BWS/GJ im Jahr 2017 [100]).

Endenergieproduktivität Industrie und GHD [€ BWS/GJ]

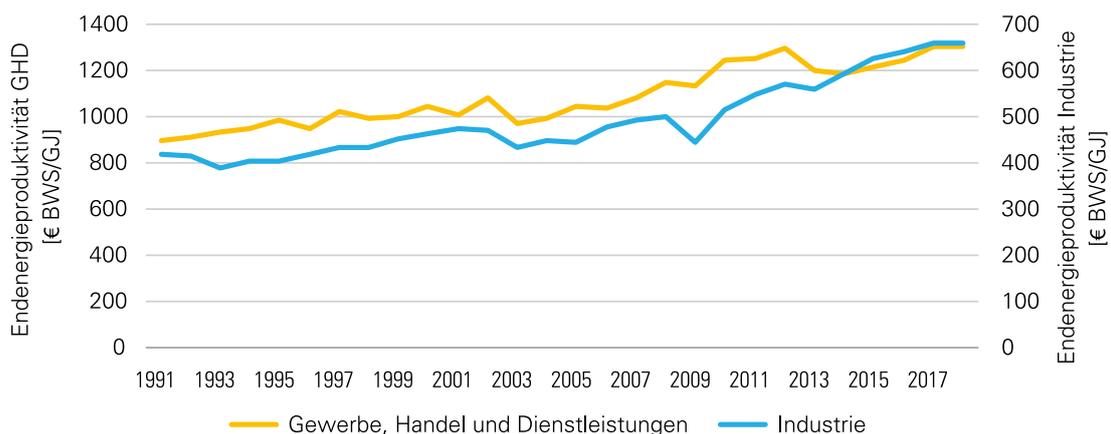
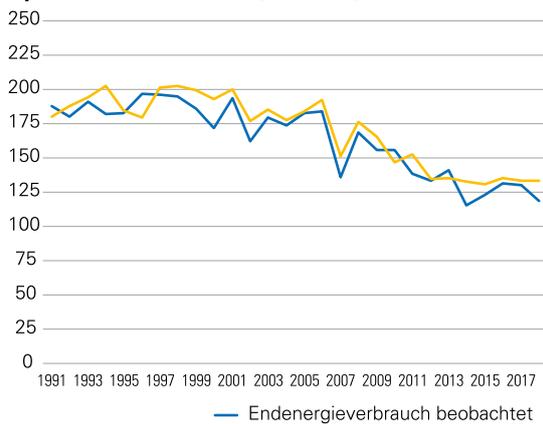


Abbildung 16: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 96]. Endenergieverbrauch 2017 vorläufig, 2018 geschätzt.

¹² Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

¹³ Der Endenergieverbrauch der Industrie bezieht sich auf die Wirtschaftszweige Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie das Verarbeitende Gewerbe. Die preisbereinigte und verkettete Bruttowertschöpfung liegt in einer Zeitreihe seit 1991 jedoch nur für das gesamte produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe (einschließlich der Energieversorgung und der Wasserversorgung und Entsorgung vor). Damit wird die Produktivität in einer Größenordnung von etwa 40 Euro BWS/GJ überschätzt.

Spezifischer Verbrauch [kWh/m²]



Absoluter Verbrauch [TWh/a]

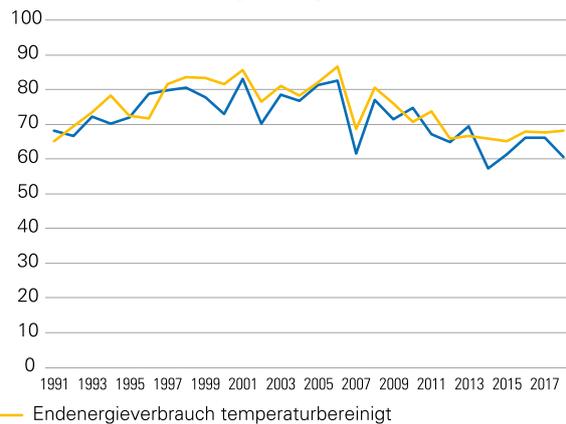


Abbildung 17: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 97]. Endenergieverbrauch 2017 vorläufig, 2018 geschätzt.

Im Sektor private Haushalte zeigt die langfristige Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser¹⁴ (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) seit 1991 einen erfreulich deutlichen rückläufigen Trend, wobei im Zeitraum seit 2012 kaum weitere Fortschritte erzielt werden konnten (vgl. Abbildung 17 links). Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau sogar nahezu unverändert zu 1991 (Abbildung 17 rechts). Ursächlich ist primär die stetige Zunahme der Wohnfläche um gut 42 Prozent gegenüber 1991 [97]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 27 Prozent [97]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen.

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche,

Kraftstoffeinsatz pro Kilometer). Absolut konnte jedoch aufgrund von Rebound-Effekten nur ein Teil der spezifischen Minderung erreicht werden. Mit Einführung einer CO₂-Bepreisung sollen zusätzliche Anreize für den effizienten Einsatz von Energie gegeben werden (vgl. Abschnitt 4.1).

Nachfolgend dargestellt ist die Inanspruchnahme in Baden-Württemberg von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich. Diese geben die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wieder (Abbildung 18). Das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm umfasst unter anderem die KfW-Förderprogramme „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“. Hier ist der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des Bundes etwas über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils. Die Energieberatungen für Wohngebäude überschreiten dieses Niveau sehr deutlich, hier liegt in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor.

¹⁴ Dargestellt ist der Endenergieverbrauch privater Haushalte abzüglich des Strom- und Kraftstoffverbrauchs, demnach wird die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt. Nach eigener Abschätzung liegt der Stromverbrauch von Wärmepumpen derzeit in einer Größenordnung von knapp 1 TWh (vgl. Abschnitt 5.2).

4

Zum Erfolg beigetragen hat sicherlich die seit 2013 vom Umweltministerium geförderte Personalstelle bei der Verbraucherzentrale Baden-Württemberg (VZ BW), die Trägerin des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) finanzierten Energieeinsparberatungsprogramms ist. Zunächst diente die Stelle zum Ausbau und zur Unterstützung der Kooperation der regionalen Energieagenturen, die die Bürgerinnen und Bürger beraten, mit der VZ BW bei der Umsetzung des Bundesprojekts. Aufgrund der positiven

Erfahrungen in Baden-Württemberg finanziert das BMWi seit 2016 in jedem Bundesland einen „Regional-Manager“ / eine „Regional-Managerin“. Daher liegt der Schwerpunkt der vom Umweltministerium geförderten Stelle nun auf der Öffentlichkeitsarbeit und dem Beratungsmarketing.

Die Entwicklung der anteiligen Inanspruchnahme der Energieberatungen im Mittelstand ist ebenfalls positiv, hier sind jedoch Daten erst ab dem Förderjahr 2015 verfügbar.

Inanspruchnahme [Anteil an Bund]

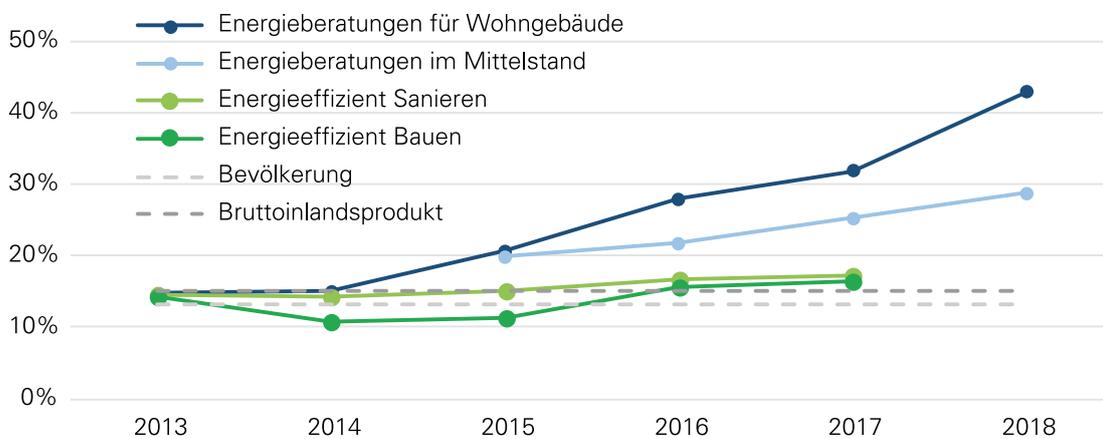


Abbildung 18: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [96, 101–105].

Um die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) zu unterstützen, fördert das Umweltministerium gemeinsam mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) seit 2016 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). Das Netzwerk umfasst neben der zentralen Koordinierungsstelle 12 regionale Kompetenzstellen für Energieeffizienz. Die Angebote der regionalen KEFF sind kostenlos. Die erste Evaluation der regionalen Kompetenzstellen zieht eine positive Bilanz: So steigt sowohl die Anzahl der durchgeführten Initialgespräche (KEFF-Checks) ausgehend von 251 im Jahr 2016 auf 908 im Jahr 2018 als auch die erreichten Quoten angestiegener Energieeffizienzprojekte deutlich an. Über

den Zeitraum 2016 bis 2018 führten rund 10 Prozent der durch die KEFF vermittelten Energieberatungsangebote zu einer Energieberatung, etwa 5 Prozent zu einer Maßnahmenumsetzung. [106]

Auf Basis der betrachteten Förderprogramme ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist. In Zukunft gilt es dieses Monitoring auszubauen, um hier zu einer umfassenderen Einschätzung zu gelangen.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg will die Erschließung industrieller Abwärmepotenziale forcieren. Dazu wird derzeit ein Landeskonzept Abwärmennutzung erstellt.

Die wissenschaftliche Grundlage [107] für das Landeskonzept weist ein theoretisches industrielles Abwärmepotenzial von 5,4 bis 9,3 TWh aus. Dies entspricht zwischen 9 und 15 Prozent des Endenergieverbrauchs der Industrie. Ein großer Teil des Abwärmepotenzials ist dabei nur relativ wenigen Betrieben zuzuordnen. Zugleich wurde festgestellt, dass der innerbetrieblichen Nutzung von Abwärme weiterhin eine hohe Relevanz zukommt. Ausgehend von den Potenzialanalysen schlägt die dem Landeskonzept zugrunde liegende Studie als Zielwert für die zusätzlich genutzte beziehungsweise vermiedene Abwärme 2,8 TWh bis zum 2030 vor. Dies entspricht einer Einsparung von rund 750.000 Tonnen CO₂-Äquivalenten im Jahr 2030. Des Weiteren wurden in der Studie Maßnahmenvorschläge entwickelt, die im Landeskonzept Abwärmennutzung zusammengestellt und nach Verabschiedung durch das Kabinett schrittweise umgesetzt werden sollen.

4.3 ENTWICKLUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibili-

tät und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorenkopplung eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu. Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung Baden-Württemberg im Juli 2015 ein Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung verabschiedet, das mit konkreten Maßnahmen den Ausbau der KWK im Land maßgeblich unterstützen soll. Im Hinblick auf die KWK als Effizienztechnologie wird nachfolgend der aktuelle Stand der KWK in Baden-Württemberg erläutert.

In Tabelle 9 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. In der allgemeinen Versorgung ist die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2018 deutlich zurückgegangen. Die geringere Erzeugung dürfte größtenteils dem witterungsbedingten Rückgang des Heizwärmebedarfs zuzurechnen sein. In der Industrie bewegt sich die KWK-Stromerzeugung nach ersten Schätzungen auf dem Niveau des Vorjahres. Insgesamt weist die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg damit einen Rückgang auf 8,7 TWh auf. Der Anteil an der Nettostromerzeugung geht auf 14,9 Prozent (siehe Tabelle 9 und Abbildung 19).

Tabelle 9: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 108–110] sowie eigenen Berechnungen.

| [GWh/a] | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Allgemeine Versorgung | 4.080 | 4.027 | 3.810 | 4.442 | 3.981 | 3.705 | 4.335 | 4.493 | 3.918 | 4.275 | 4.155 | 3.557 |
| Industrie >1 MW | 1.849 | 1.856 | 1.413 | 1.658 | 1.490 | 2.020 | 2.058 | 2.315 | 2.263 | 2.792 | 2.808 | 2.794 |
| fossile Anlagen < 1 MW | 422 | 449 | 523 | 580 | 662 | 760 | 838 | 1.006 | 1.121 | 1.308 | 1.395 | 1.467 |
| Biomasse <1 MW | 221 | 372 | 564 | 634 | 609 | 658 | 707 | 838 | 919 | 920 | 917 | 927 |
| SUMME | 6.573 | 6.703 | 6.310 | 7.313 | 6.743 | 7.142 | 7.937 | 8.651 | 8.221 | 9.295 | 9.275 | 8.745 |
| Anteil an der Nettostromerzeugung (%) | 9,7 | 10,6 | 10,2 | 11,8 | 12,0 | 13,0 | 13,7 | 15,1 | 13,8 | 15,7 | 16,3 | 15,0 |
| Anteil am Bruttostromverbrauch (%) | 7,9 | 8,2 | 7,9 | 9,0 | 8,8 | 9,4 | 10,3 | 11,7 | 11,1 | 12,5 | 12,9 | 12,1 |

*Im Jahr 2018 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

KWK-Nettostromerzeugung, GWh/a

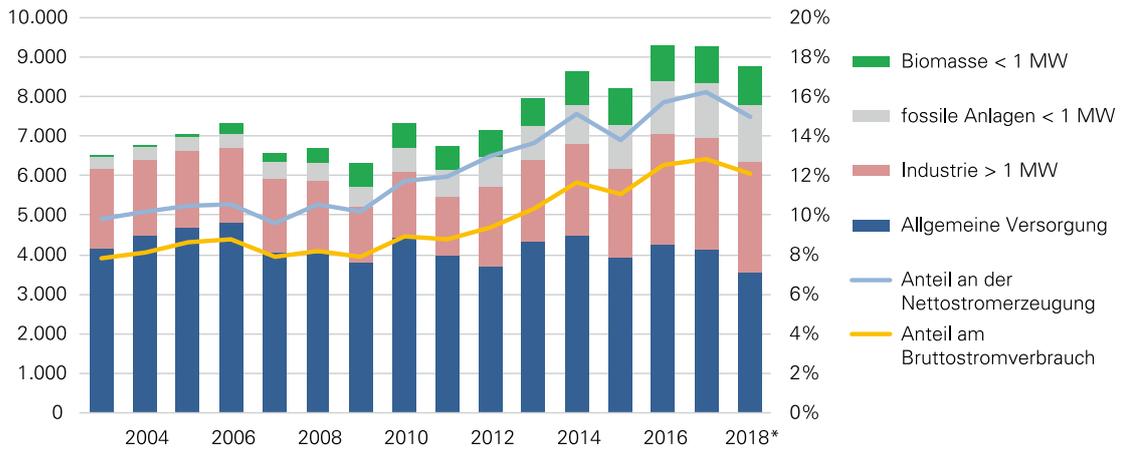


Abbildung 19: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 108–110] sowie eigenen Berechnungen. * Daten für 2018 vorläufig/geschätzt.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen ist in den ersten Schätzungen zu Folge deutlich rückläufig auf 20,2 TWh (vgl. Abbildung 20). Dies ist hauptsächlich auf die Abnahme in der allgemeinen Versorgung zurückzuführen.

KWK-Nettowärmeerzeugung, GWh/a

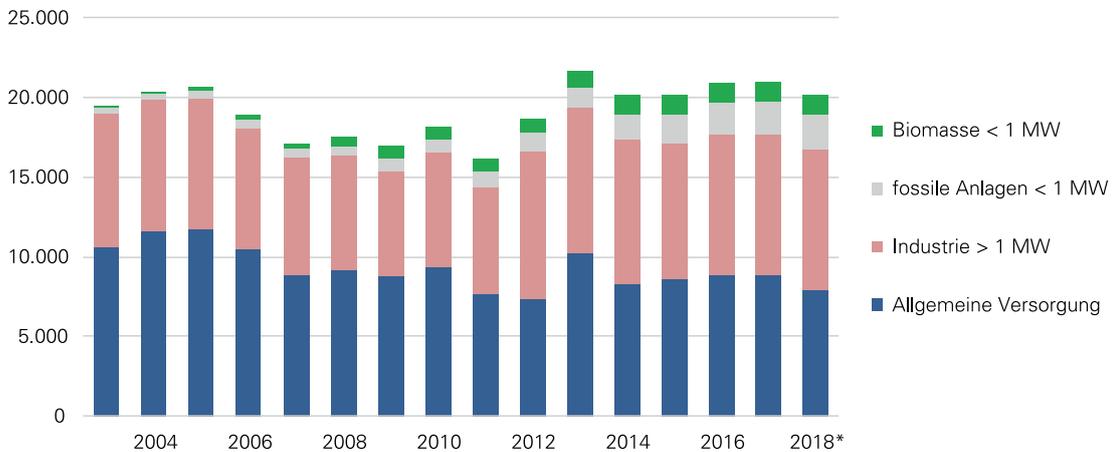


Abbildung 20: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [47, 108–110] sowie eigenen Berechnungen. * Daten für 2018 vorläufig/geschätzt.

Auf Bundesebene wurde im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr rund 6 Prozent weniger KWK-Strom bereitgestellt. Dabei ist die KWK-Stromerzeugung aus steinkohle- und gasbefeuerten Kraftwerken in der allgemeinen Versorgung jeweils um 3 TWh gesunken. Ein weiterer leichter Rückgang war bei der KWK-Stromerzeugung aus Erdgas in der Industrie festzustellen. Der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung beträgt bundesweit rund 19 Prozent. [99]

Für neue beziehungsweise modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017) ausgeschrieben, wovon 50 MW für innovative KWK-Anlagen (z.B. flexible Anlagen mit Solarthermie beziehungsweise Wärmepumpen) vorgesehen sind. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom darf grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

In den vergangenen vier Wettbewerbsrunden der KWK-Anlagen konnte sich Baden-Württemberg drei Zuschläge mit einer Leistung von rund 27 MW_{el} sichern (Tabelle 10), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Trotz der im Vergleich zur normalen KWK-Ausschreibung deutlich höheren Zuschlagswerte waren die Ausschreibungen für innovative KWK-Anlagen teilweise deutlich unterzeichnet. In den drei vergangenen Runden gingen insgesamt drei Zuschläge mit einer Gesamtleistung von über 6 MW_{el} in das Land. Die Realisierungsfrist beträgt 48 Monate.

Tabelle 10: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [109–111].

| Gebotstermin | Deutschland | | Baden-Württemberg | |
|---------------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| | Ausschreibungsvolumen [MW _{el}] | Zuschläge [MW _{el}] | Zuschläge [MW _{el}] | Anteil Zuschläge BW an D |
| | KWK-Anlagen | | | |
| 01.12.2017 | 100 | 82 | 4 | 5% |
| 01.06.2018 | 93 | 91 | 2 | 2% |
| 03.12.2018 | 77 | 100 | 21 | 21% |
| 03.06.2019 | 51 | 46 | - | - |
| | Innovative KWK-Systeme | | | |
| 01.06.2018 | 25 | 21 | - | - |
| 03.12.2018 | 29 | 13 | 2 | 16% |
| 03.06.2019 | 30 | 22 | 4 | 18% |
| Summe / Mittelwert | | 376 | 33 | 9% |

4

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist neben Aktivitäten zur Minderung des Heizwärmebedarfs ein wichtiger Teil der Energiewende und Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Abgesehen

von witterungsbedingten Schwankungen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren tendenziell gewachsen und deckt nun rund 16 Prozent des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (Abbildung 21).

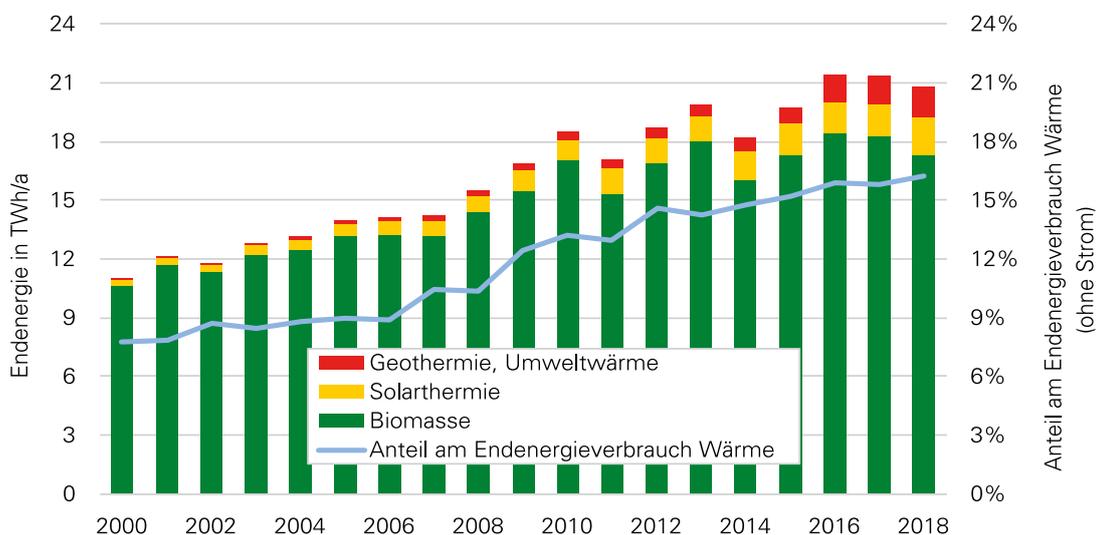


Abbildung 21: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2018 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [112].

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz von Biomasse dominiert, der größte Teil entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.). Die nachträgliche Steigerung der Wärmenutzung von Bestandsanlagen zur Stromerzeugung aus Biogas kann einen zusätzlichen Beitrag zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor leisten.

Der Zubau von Solarwärmeanlagen ist gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen. Insgesamt ist die Ausbaudynamik in diesem Bereich weiterhin und zunehmend unzureichend, sowohl hinsichtlich des Beitrags zum Klimaschutzziel als auch hinsichtlich des vorhandenen Potenzials. Dies ist einerseits durch fehlende Preissenkungen beziehungsweise ökonomische Anreize aus Sicht der Endkunden durch unverändert hohe Anschaffungskosten zu begründen. Die Anreize zur Investition in Solarwärmeanlagen sind zu

einem großen Teil abhängig von der Höhe der fossilen Energiepreise (vgl. dazu auch Absatz 6.1) und damit sehr volatil. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur Wärmebereitstellung beitragen. Bislang werden Solarwärmeanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg fast ausschließlich im Kleinanlagensegment errichtet. Zu beobachten sind jedoch zunehmende Aktivitäten im Großanlagensegment. So sind in Baden-Württemberg mittlerweile Anlagen zur Nutzung von solarer Nah- und Fernwärme mit einer Kollektorfläche von insgesamt rund 29.000 m² installiert. Dies entspricht fast der Hälfte der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (Abbildung 22). Weitere vier Großanlagen in Baden-Württemberg mit insgesamt über 19.000 m² Kollektorfläche befinden sich im konkreten Planungs- beziehungsweise Realisierungsstadium.

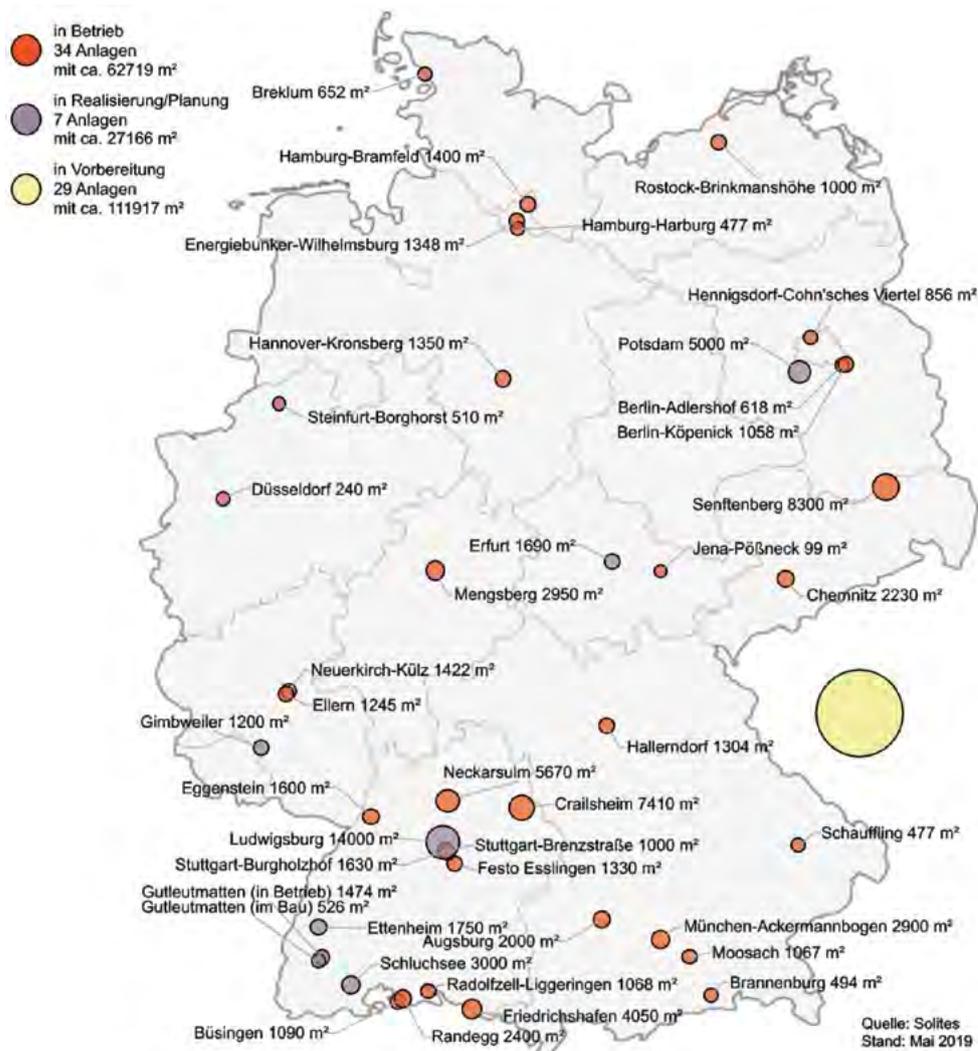


Abbildung 22: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle der Abbildung: [113].

Die Landesregierung unterstützt den weiteren Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“. Sofern ein Mindestanteil von 10 Prozent Solarwärme eingesetzt wird, sieht das Förderprogramm einen Bonus von bis zu 50.000 Euro pro Projekt vor.

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EWärmeG) im Jahr 2015 hat die Landesregierung ihren ordnungsrechtlichen Ansatz erweitert, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im gesamten Gebäudebestand zum Einsatz zu bringen. Das novellierte EWärmeG adressiert neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg ist mit dem EWärmeG bundesweit Vorreiter im gebäudebezogenen Klima-

schutz. Das EWärmeG 2015 gilt für vor dem 1. Januar 2009 errichtete Gebäude, bei denen ab dem 1. Juli 2015 die Heizungsanlage ausgetauscht wird. Es ist technologieoffen gestaltet, das heißt es bestehen unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen (mindestens 15 Prozent Anteil erneuerbarer Energien oder Ersatzmaßnahmen), die auch untereinander kombinierbar sind. Hierzu zählt der direkte Einsatz von erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme, Biomasse) ebenso wie baulicher Wärmeschutz (Dämmung), der Einsatz von KWK-Anlagen, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Errichtung einer Photovoltaikanlage sowie die Erstellung eines gebäudeindividuellen energetischen Sanierungsfahrplans. Die Maßnahmen werden jeweils entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf oder ihrem Erfüllungsgrad angerechnet.

4

Bei Nichtwohngebäuden kann ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden. Der Sanierungsfahrplan zeigt auf, wie im jeweiligen Gebäude unter Berücksichtigung von baulichen, baukulturellen und persönlichen Ausgangsbedingungen des Gebäudeeigentümers beziehungsweise -nutzers die langfristigen Erfordernisse der Energieeinsparung erreicht werden können. Der Sanierungsfahrplan soll für eine energetische Gebäudesanierung sensibilisieren und motivieren. Der Bund hat zum 1. Juli 2017 einen dem BW-Modell sehr ähnlichen individuellen Sanierungsfahrplan eingeführt (iSFP). Dieser erfüllt die Anforderungen einer BAFA-vor-Ort-Beratung.

Auf Bundesebene ist geplant, das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-WärmeG (EEWärmeG) in einem neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammenzuführen. Damit soll ein einheitliches Anforderungssystem für gebäudebezogene Effizienz und erneuerbare Energien geschaffen werden. Seitens der EU-Gebäuderichtlinie ist gefordert, dass bis Ende 2018 nationale Regelungen zum Niedrigstenergiestandard für neu errichtete Nichtwohngebäude der öffentlichen Hand beziehungsweise bis Ende 2020 für private Neubauten vorliegen. Die geplante Verabschiedung innerhalb der Legislaturperiode 2013–2017 ist jedoch gescheitert. Am 23. Oktober 2019 wurde vom Bundeskabinett der Entwurf zum Gebäudeenergiegesetz beschlossen. Mit dem Gesetz soll ein einheitliches Regelwerk für die energetischen Anforderungen von Neu- und Bestandsbauten und zum Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung geschaffen werden. Im Hinblick auf die Gesamtenergieeffizienz der Gebäude wird das bisherige Anforderungsniveau beibehalten. Im Zuge der Verabschiedung des Klimaschutzprogramms 2030

hat Eingang in das Gesetz gefunden, dass ab dem Jahr 2026 nur dann ein neuer ölbefuerter Heizkessel eingebaut werden darf, wenn der Wärmebeziehungsweise Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Parallel zum Beschluss des Gesetzes wurde beschlossen, dass energetische Gebäudesanierungsmaßnahmen steuerlich gefördert werden, Einzelmaßnahmen und Komplettsanierungen auf Effizienzhausniveau eine erhöhte Förderung erhalten und eine Austauschprämie für Ölheizungen eingeführt werden soll.



5

Sektorenkopplung

Der Einsatz von erneuerbarem Strom soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Zudem werden neue und bekannte sektorübergreifende Anwendungen unter dem Begriff „Sektorenkopplung“ gefasst. Bereits etabliert ist die KWK als Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor. Ergänzt wird die KWK von einer stetig zunehmenden Zahl von Wärmepumpen und zuletzt auch vermehrt Power-to-Heat (PtH)-Anwendungen, die bei Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien ebenfalls zum Ersatz fossiler Energieträger im Wärmesektor beitragen. Auch im Verkehrssektor sollen Elektromobilität, Brennstoffzellenfahrzeuge und Power-to-Liquid (PtL) auf Basis von EE-Strom mittel- bis langfristig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Parallel dazu stellt die Erzeugung (Elektrolyse) und Speicherung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischem Methan langfristig eine vielversprechende Lösung für den saisonalen Ausgleich des Stromangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage dar. Mit Blick auf die Dekarbonisierung außerhalb von Energiebereitstellung und -verbrauch kann regenerativer Wasserstoff zur Herstellung von Grundstoffen wie Ammoniak oder Methanol sowie in der Stahlerzeugung zum Einsatz kommen.

5.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Die strombasierten Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr weisen hinsichtlich Stromeinsatz, Energiedichte und Speicherung spezifische Vor- und Nachteile auf (vgl. hierzu Ausführungen im Monitoringbericht 2018).

Zum Jahresende 2018 waren in Baden-Württemberg rund 30.300 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon 16.000 Elektro-Pkw und 12.700 extern aufladbare Hybride (Abbildung 23) [114, 115]. Jedoch befinden sich die E-Fahrzeugzahlen immer noch auf sehr niedrigem Niveau: der Anteil an der Pkw-Bestandsflotte in Baden-Württemberg liegt bei lediglich 0,4 Prozent [114]. An den Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2018 beträgt der Anteil 2,4 Prozent [116]. Damit liegt die Fahrzeugdurchdringung bei den Pkw-Neuzulassungen (2,0 Prozent mit rund 67.500 Fahrzeugen) ebenso wie im Pkw-Bestand über dem Bundesniveau (0,3 Prozent mit rund 150.000 Fahrzeugen).

Neben mehrspurigen Elektrofahrzeugen werden auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb eingesetzt (in Abbildung 23 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen¹⁵ erfasst). Mit rund 40 GWh beziehungsweise einem Anteil von unter einem Promille am Bruttostromverbrauch liegt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge heute noch auf vernachlässigbar niedrigem Niveau.

¹⁵ Sogenannte E-Bikes, im Unterschied zum Pedelec ist die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

Stromverbrauch und Anzahl von Elektrofahrzeugen in BW in GWh bzw. 1.000

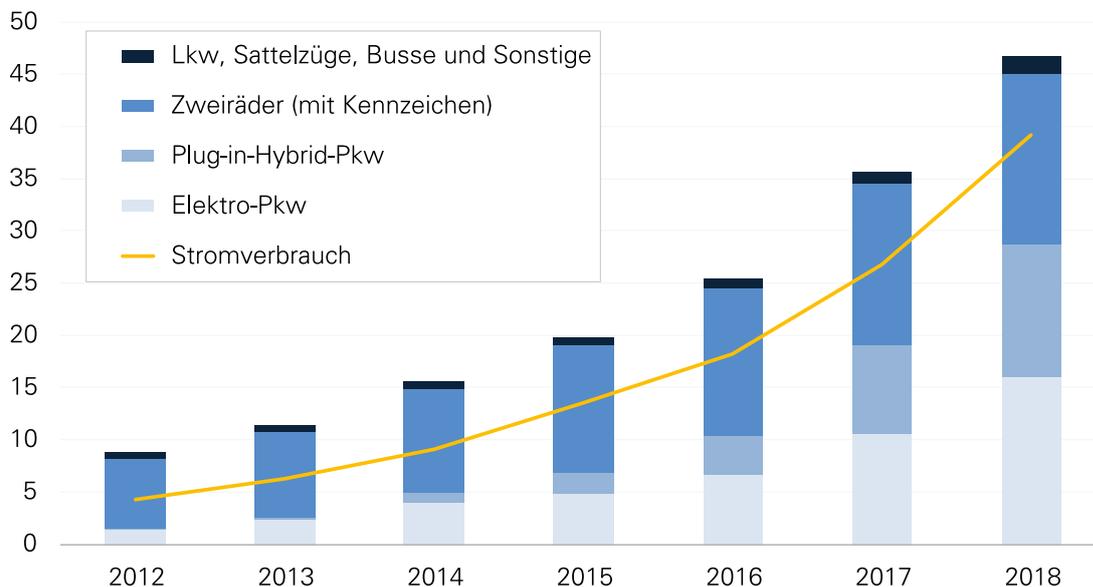


Abbildung 23: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [114, 115].

Die Verteilung der Elektrofahrzeuge auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg weist höhere Bestandszahlen in Stuttgart sowie den angrenzenden Landkreisen auf (siehe Abbildung 24 links). So wird in Stuttgart ein Anteil an der Bestandsflotte von 1,1 Prozent erreicht. Zudem weist der Rhein-Neckar-Kreis zusammen mit Freiburg, Ulm und Baden-Baden eine vergleichsweise hohe Anzahl an Fahrzeugen auf. Die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde zeigt erwartungsgemäß in

den Städten eine Häufung der Ladepunkte (vgl. Abbildung 24 rechts). Stuttgart weist mit rund 400 Ladepunkten mit deutlichem Abstand die höchste Anzahl auf. Nach Angaben des BDEW sind rund 3.500 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Baden-Württemberg installiert (Stand August 2019). Demnach konnte im Vergleich zum September 2018 (1.800 Ladepunkte) die Anzahl nahezu verdoppelt werden.



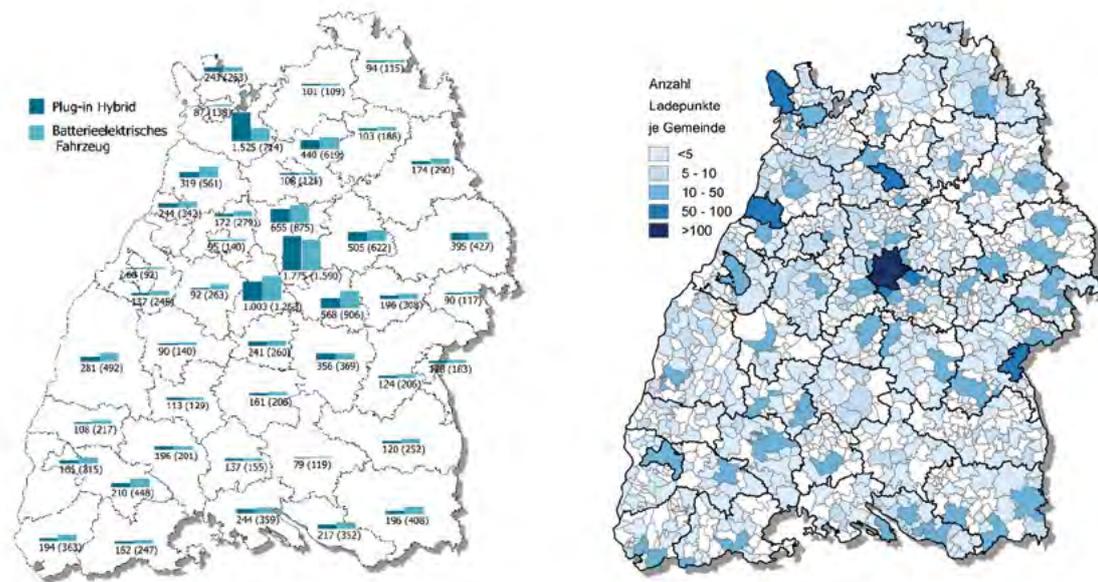


Abbildung 24: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 01. Januar 2019) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: August 2019) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [114, 117] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

Bisher ist die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen mit 329 Pkw, 16 Bussen und zwei Lastwagen bundesweit gering (Jahresbeginn 2018) [118] und das Netz der Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg lückenhaft: Die Anzahl beläuft sich derzeit auf 12 Tankstellen in Baden-Württemberg [119]. Die Bedeutung von auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff nimmt jedoch mit fortschreitender Dekarbonisierung zu. Dabei gehen die Anwendungsfelder mit Einsatz in der Industrie beispielsweise zur Stahlherstellung über den Verkehr und das Brennstoffzellenfahrzeug hinaus. Bis Ende 2019 wird die Bundesregierung daher eine Wasserstoffstrategie vorlegen.

Ein Schwerpunkt des Ideenwettbewerbs „Real-labore der Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie war ebenfalls CO₂-armer Wasserstoff. Unter den 20 Projekten

bundesweit, die Anträge für Fördermittel stellen können, sind auch zwei Projekte aus Baden-Württemberg. Im Themenbereich Wasserstoff ist das Projekt „H2 Wyhlen“ vertreten [120], das den Ausbau der bestehenden Wasserstoffproduktion an einem Laufwasserkraftwerk in Grenzach-Wyhlen für verschiedene Nutzungen in der Industrie und dem angrenzenden Wohnquartier vorsieht. Im Vordergrund steht die Entwicklung und ggf. Erprobung von Geschäftsmodellen. Zudem soll großskalig fertigbare Elektrolisetechnologie entwickelt und die anfallende Prozesswärme einer Nutzung zugeführt werden. Im Rahmen einer Begleitforschung werden gesellschaftliche Faktoren berücksichtigt.

5.2 STROMEINSATZ IM WÄRMESEKTOR

Im Gegensatz zum Verkehrssektor ist der Stromverbrauch im Wärmesektor bereits weiter fortgeschritten. Der Stromeinsatz erfolgt jedoch überwiegend noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Aktuelle Zahlen zu Nachtspeicherheizungen liegen nicht vor, ältere Angaben aus dem Jahr 2007 weisen jedoch aus, dass in mehr als 300.000 Wohneinheiten in Baden-Württemberg Elektroheizungen genutzt werden. Wesentlich effizienter als der Einsatz von direktelektrischen Heizungen sind Wärmepumpen (vgl. hierzu Ausführungen im Monitoringbericht 2018).

Deutschlandweit sind zum Stand Ende 2018 rund 880.000 Heizungs-Wärmepumpen in Betrieb [121]. Auf Baden-Württemberg entfallen nach Hochrechnungen des ZSW rund 145.000 Wärmepumpen. Der damit verbundene Stromverbrauch im Zuge des Hochlaufs des Wärmepumpenmarktes ist in Abbildung 25 dargestellt. Die Strommenge von knapp 1 TWh, die zum Betrieb der Wärmepumpen in Baden-Württemberg genutzt wird, entspricht einem Anteil von gut 1 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land.

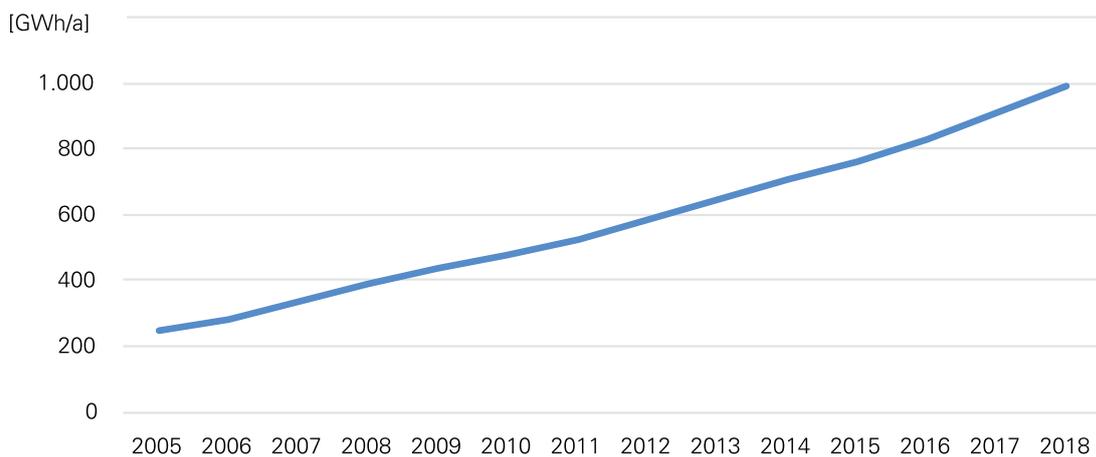


Abbildung 25: Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Baden-Württemberg (Berechnungen ZSW).



6

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

6.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIETRÄGER

Trotz des voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien bleibt Baden-Württemberg auf Energieimporte angewiesen. Dies gilt insbesondere für die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Der Bedarf an Kernbrennstoffen, auf die im Jahr 2017 noch 14,1 Prozent des Primärenergieverbrauchs entfiel, geht dagegen langsam zurück [122]. Mit der Stilllegung des letzten Kraftwerksblocks zum Jahresende 2022 entfällt er schließlich vollständig.

Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2018 rund

452 Euro und lag damit etwa 26 Prozent (real 24 Prozent) über dem Vorjahresniveau [123]. Die seit Frühjahr 2016 zu beobachtende Erholung der Preise setzte sich damit im Berichtsjahr erneut fort. Der Grenzübergangspreis für Erdgas legte ebenfalls zu. Ausgehend von 4.730 Euro/TJ im Jahr 2017 stieg der mittlere Importpreis 2018 auf 5.331 Euro/TJ – ein Plus von 13 Prozent (real 11 Prozent) [124]. Die Preise für Kraftwerkssteinkohle frei deutsche Grenze legten im Jahr 2018 auf durchschnittlich 95 Euro/t SKE zu [125]. Nach 91,8 Euro/t SKE im Jahr 2017 entspricht dies einem Anstieg von 4 Prozent (real 2 Prozent). Abbildung 26 stellt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit Januar 2005 in Form von nominalen Preisindizes gegenüber.

Index der Einfuhrpreise

2015 = 100

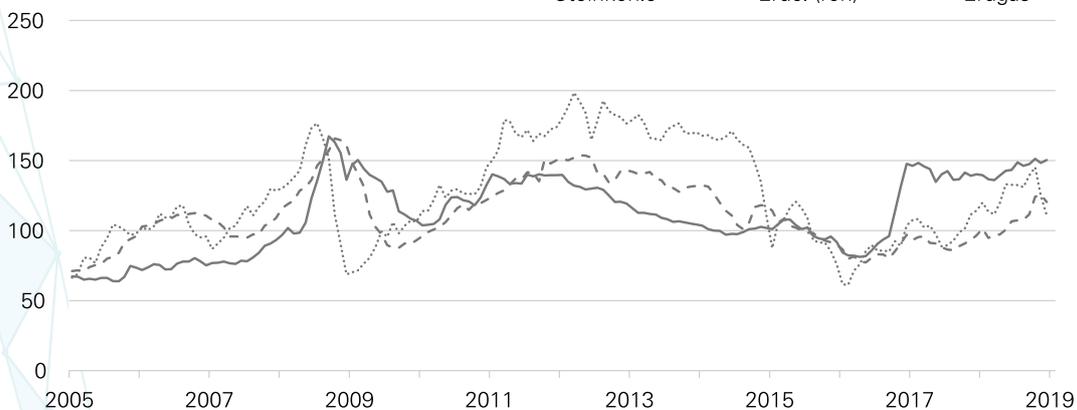


Abbildung 26: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von 2005 bis 2018. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [126].

STROMMARKT

Die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten setzten ihren Erholungskurs im Jahr 2018 fort. Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der EPEX Spot stieg auf 44 Euro/MWh und legte damit um 30 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu (2017: 34 Euro/MWh) [127]. Die Aufhebung der deutsch-österreichischen Strompreiszone zum 1. Oktober 2018 ließ die Preise in den beiden Marktgebieten auseinanderdriften. So lagen die Großhandelsstrompreise im österreichischen Marktgebiet in den drei verbleibenden Monaten des Jahres durchschnittlich 7,2 Euro/MWh über denen in Deutschland (Januar bis September 2019: 2,0 Euro/MWh). Neben dem Anstieg der Brennstoffpreise macht sich auch die Belegung des Emissionshandels bemerkbar. Im August 2018 durchbrachen die CO₂-Zertifikatspreise erstmals die Marke von 20 Euro/t CO₂ und landeten im Jahresmittel bei rund 15,8 Euro/t CO₂ (2017: 5,8 EUR/t CO₂) [128]. Seinen langjährigen Höchstwert erreichte der CO₂-Zertifikatspreis mit etwas über 29 Euro/t CO₂ im Juli 2019.

Die Strompreise an der EPEX Spot gaben im ersten Halbjahr 2019 dagegen leicht nach. Eine Megawattstunde kostete im Kurzfristhandel im Mittel rund 38 Euro.

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten gegenüber dem Vorjahr auf nominaler Basis um 0,6 Prozent auf 29,5 ct/kWh zu, real ergab sich ein Rückgang um 1,1 Prozent [128]. Während die Kosten für Beschaffung und Vertrieb von 5,7 auf 6,2 ct/kWh stiegen, gaben die mittleren Netzentgelte sowie die EEG- und KWK-Umlage leicht nach. Auf Steuern, Abgaben und Umlagen (ohne Netzentgelte) entfielen insgesamt 54,2 Prozent des Endkundenpreises – ein Minus von 0,7 Prozentpunkten. Für das laufende Jahr rechnet der BDEW (Stand Juli 2019) mit einer Anhebung der Haushaltsstrompreise auf 30,42 ct/kWh. Wesentlicher Treiber sind die Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die um 0,9 ct/kWh über dem Vorjahresniveau liegen.

Durchschnittliche Strompreise für Haushaltskunden in ct/kWh

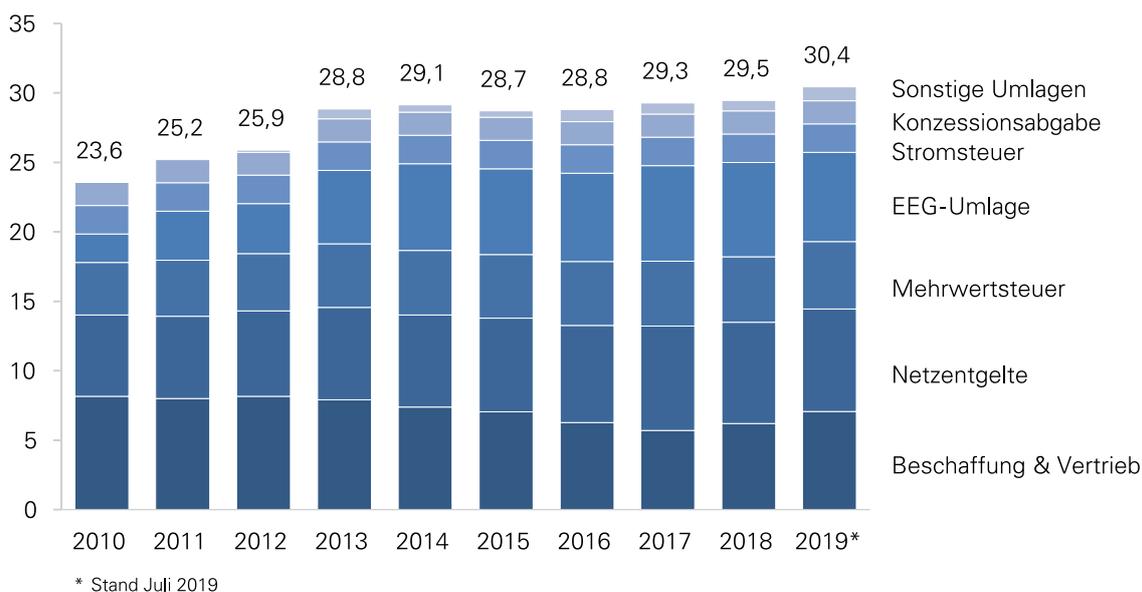


Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [128].

6

Haushaltskunden in Baden-Württemberg zahlten für ihren Strom im Jahr 2018 rund 1,8 Prozent mehr als der Bundesdurchschnitt. Lediglich in Brandenburg, Berlin, Rheinland-Pfalz und Hamburg lagen die Preise nochmals höher. Zu diesem Ergebnis kommt das Leipziger Institut für Energie in dem vom Umweltministerium beauftragten Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg [129]. Der Ländervergleich stützt sich auf die jeweils günstigsten im Internet veröffentlichten Angebote der örtlichen Grundversorger und unterstellt einen jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh. Gegenüber dem Vorjahr büßte Baden-Württemberg damit vier Plätze ein (2017: Rang 8). Die Autoren begründen die Entwicklung vor allem mit einer gegenläufigen Bewegung bei den Netzentgelten. Während diese im Bundesdurchschnitt leicht nachgaben, legten sie in Baden-Württemberg um rund 0,3 ct/kWh zu.

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 28 zeigt hierzu die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskundensegments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2018 von 8,7 ct/kWh für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 70 GWh bis hin zu 22,5 ct/kWh bei einem Verbrauch von weniger als 20 MWh. Im Vergleich zum Vorjahr gaben die Bezugspreise bei fast allen Verbrauchergruppen nach – je höher der Verbrauch, desto größer fiel die Preisreduktion in der Tendenz aus. Allein die Gruppe mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh sah sich 2018 auf nominaler Basis einer leichten Preissteigerung ausgesetzt (+1,9 Prozent).

Durchschnittliche Strompreise für Nichthaushaltskunden in ct/kWh

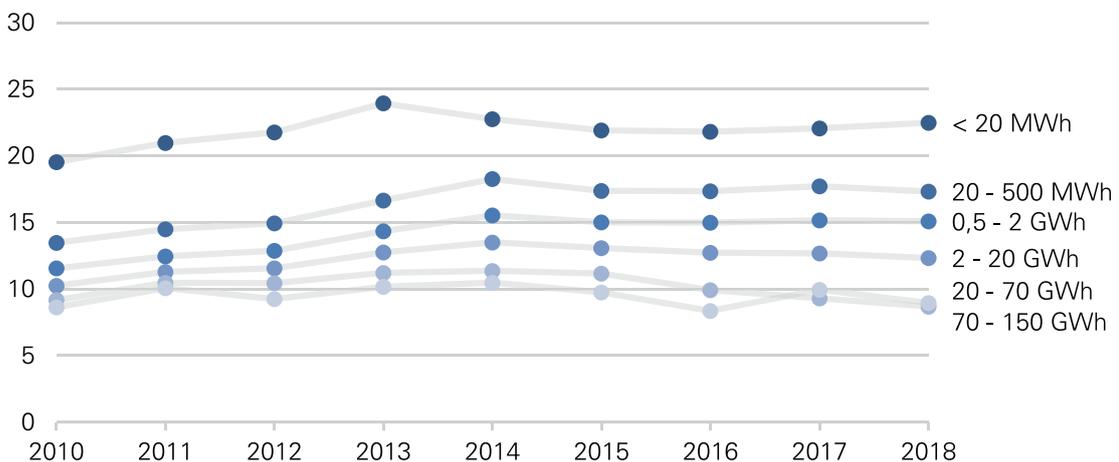


Abbildung 28. Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [130].

Bei den industriellen Großabnehmern sorgen umfassende Entlastungsregelungen für erhebliche Preisdifferenzen innerhalb der Verbrauchergruppe. Nach Erhebungen des BDEW lag die maximale Bandbreite bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh im Jahr 2018 zwischen 5,1 und 5,8 ct/kWh bei maximaler Entlastung und 14,4 bis 17,0 ct/kWh ohne Entlastung. Im Vergleich zu 2017 entspricht dies einem durchschnittlichen Anstieg von rund 1,0 ct/kWh [129].

Bezüglich der Entwicklung der Strompreise bis zum Jahr 2025 prognostizieren die Autoren des Energiepreisberichts [129] trotz nominaler Zuwächse für die meisten Verbrauchergruppen leichte Entlastungen auf realer Basis. Demnach fallen die Strompreise für private Haushalte bis 2025 um real 0,6 Prozent und für Gewerbe- und mittelständische Industriekunden um 0,7 Prozent. Für die energieintensive Industrie rechnet der Bericht nach Abzug der Inflation mit nahezu konstanten Strompreisen.

GASMARKT

Mit einem heimischen Förderanteil von rund 7 Prozent in 2017 ist der Gasmarkt in Deutschland stark von Importen abhängig. Die Entwicklung der Grenzübergangspreise (siehe Abbildung 26) spiegelt sich damit auch in den Verbraucherpreisen wider. Abbildung 29 zeigt hierzu die vom BAFA aufbereiteten Preisindizes für verschiedene Abnehmer seit dem Jahr 2005.¹⁶ Die höhere Preisvolatilität bei den industriellen Abnehmern und Kraftwerksbetreibern ist zum einen auf die kurzfristigeren Bezugsstrategien und zum anderen auf die geringere Belastung der Großabnehmerpreise mit Steuern und Abgaben zurückzuführen. Dies erklärt zudem, warum die Preisentwicklungen im Jahr 2018 je nach Verbrauchergruppe unterschiedliche Vorzeichen aufwiesen. Während die Preise für Haushalt, Handel und Gewerbe gegenüber 2017 nahezu konstant blieben, spürten Industriekunden und Kraftwerksbetreiber die seit 2016 zu beobachtende Erhöhung der Importpreise. Die Preisindizes legten um 8,5 (Industrie) beziehungsweise 10,6 Punkte (Kraftwerke) zu.

Erdgas-Preisindex nach Abnehmer 2015 = 100

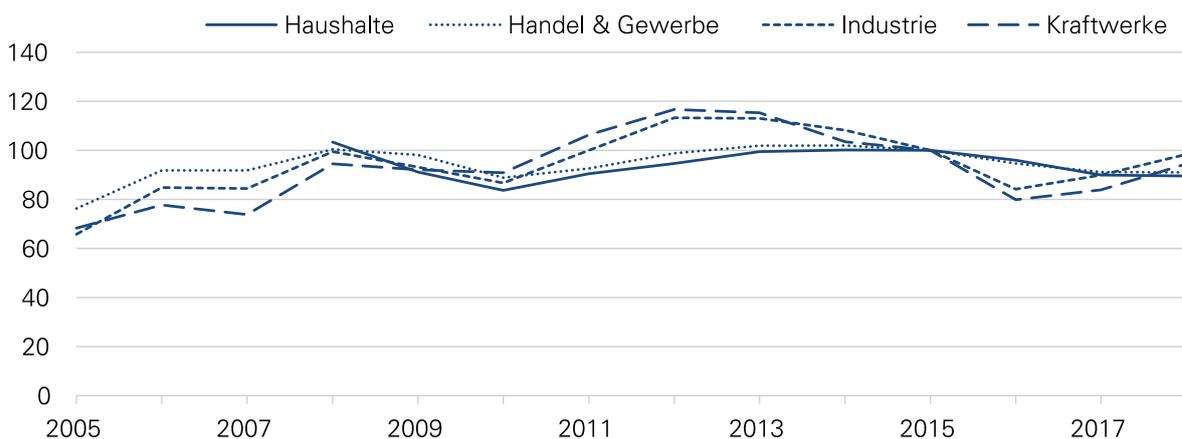


Abbildung 29: Entwicklung der jährlichen Preisindizes nach Abnehmern. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [126].

¹⁶ Der Preisindex für Haushalte wurde aus den halbjährlichen Erdgaspreisen bei Abgabe an private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 Gigajoule berechnet (siehe [126] Abschnitt 5.3.2). Diese Daten liegen rückwirkend nur bis zum Jahr 2008 vor.

6

Der Monitoringbericht 2018 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt liefert eine genauere Aufschlüsselung der Gaspreisbestandteile [59]. Gaslieferanten wurden hierzu nach den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2018 befragt. Demnach entfiel bei Privathaushalten mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.556 und 55.556 kWh knapp die Hälfte (48,7 Prozent) des Gaspreises in Höhe von 6,07 ct/kWh auf die Energiebeschaffung und den Vertrieb (2,96 kWh). Daneben schlugen die Netzentgelte mit 23,4 Prozent und die Umsatzsteuer mit 16,0 Prozent am stärksten zu Buche. Die Gassteuer, die für alle Verbrauchergruppen einheitlich 0,55 ct/kWh beträgt, macht noch rund 9,1 Prozent des Endkundenpreises aus. Industriekunden mit einer jährlichen Abnahme von 116 GWh zahlten der Erhebung zufolge im Schnitt 2,82 ct/kWh. Die Energiebeschaffung und der Vertrieb stehen

hier für mehr als zwei Drittel (68,7 Prozent) des Endpreises. Die Netzentgelte fielen mit 0,33 ct/kWh 77 Prozent niedriger aus als bei den Haushalten und machten damit noch einen Anteil von 11,7 Prozent aus.

Nach einer Prognose des Leipziger Instituts für Energie im Zuge des Energiepreisberichts 2018 [129] steigen die Großhandelspreise für Erdgas bis zum Jahr 2020 zunächst auf 2,0 ct/kWh an, geben dann jedoch nach und erreichen im Jahr 2025 mit rund 1,7 ct/kWh erneut das Niveau des Jahres 2017. Für die Prognose werteten die Autoren aktuelle Future-Preise bis zum Jahr 2023 aus und schrieben die Entwicklung für die Folgejahre fort. Unter Berücksichtigung der weiteren Preiskomponenten ergäbe sich daraus eine reale Preissenkung gegenüber 2018 in Höhe von 8,7 Prozent für Haushalte sowie in Höhe von 15,3 Prozent für die Industrie.

Gaspreisbestandteile nach Verbrauchergruppen in ct/kWh

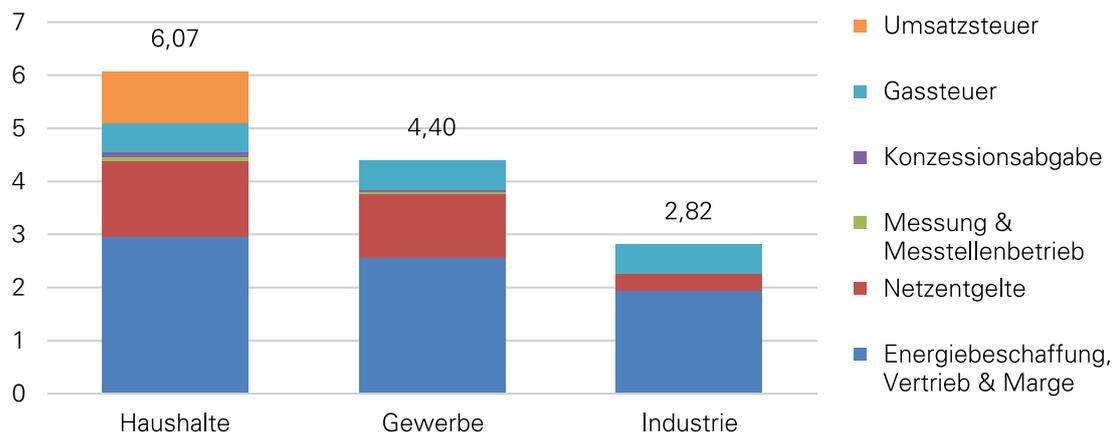


Abbildung 30: Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen zum Stichtag 1. April 2018 (Haushalte: 5.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [59].

6.2 EEG-UMLAGE

Staatlich veranlasste Preisbestandteile machen für die meisten Letztverbrauchergruppen einen Großteil des Strompreises aus. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und der Netzausbau führen derzeit zu zusätzlichen Kosten für den Verbraucher. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung sind diese Lasten möglichst gleichmäßig zu verteilen, gleichzeitig aber auch Überlastungen einzelner Akteursgruppen zu vermeiden. Im Fokus der Diskussion steht seit einigen Jahren die EEG-Umlage, deren Entwicklung nachfolgend näher analysiert wird.

Die EEG-Umlage wälzt die EEG-Förderkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher in Deutschland. Mit 6,756 ct/kWh ist die von den Übertragungsnetzbetreibern am 15. Oktober 2019 für das Jahr 2020 bekanntgegebene EEG-Umlage 0,351 ct/kWh

beziehungsweise 5,5 Prozent höher im Vergleich zur EEG-Umlage 2019 (siehe auch Abbildung 31 links) und damit auf ähnlichem Niveau wie in den Jahren 2017 und 2018. [131]

Die Umlage 2020 wird wesentlich vom niedrigen Kontostand beeinflusst: Trotz eines Plus von 2,2 Milliarden Euro Ende September 2019 liegt der Kontostand rund 40 Prozent unter dem Vorjahreswert. Hintergrund ist die Entwicklung des Börsenstrompreises im Vergleich zum gesetzlich vorgegebenen Strompreis zur Berechnung der Umlage¹⁸. Bis Mitte Oktober 2019 lagen die Preise im Schnitt 8 Euro/MWh unter der angenommenen Entwicklung, was zu höheren Differenzkosten als ursprünglich angenommen führt. Deshalb zeichnet sich für 2020 ein deutlich niedrigeres Startniveau des Kontos ab, was eine Anhebung der Liquiditätsreserve von bisher 6 Prozent auf 8 Prozent der prognostizierten Deckungslücke veranlasste.

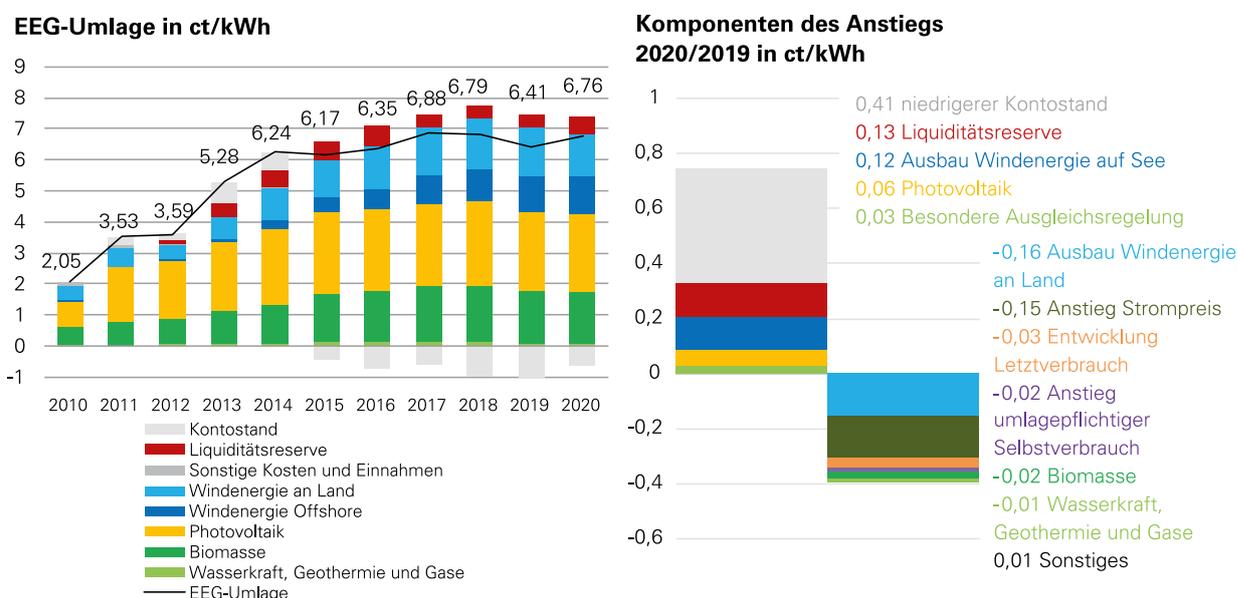


Abbildung 31: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2020 (links) und ihrer Komponenten¹⁷ im Jahr 2020 im Vergleich zu 2019 (rechts). Eigene Darstellung und Berechnung ZSW auf Basis der Daten aus [131].

¹⁷ Rückläufige durchschnittliche Vergütungssätze von Windenergie an Land und ein höherer Marktwertfaktor führen zu einem senkenden Einfluss auf die Umlage.

¹⁸ Entsprechend § 3 Absatz 2 EEG ist der Phelix Baseload Year Future für das folgende Kalenderjahr im Handelszeitraum 16. Juni bis 15. September des laufenden Jahres heranzuziehen.

6

Der Einfluss verschiedener Faktoren auf die EEG-Umlage wird nachfolgend anhand einer Komponentenzerlegung analysiert (Abbildung 31 rechts). Umlagesteigernd wirkt sich neben dem bereits erläuterten Kontostand zudem der Ausbau der Photovoltaik (+2,1 TWh¹⁹) und Windenergie auf See (+3,5 TWh) aus. Dagegen mindern im Bereich Windenergie rückläufige durchschnittliche Vergütungssätze und die Annahme eines höheren Marktwertfaktors den Umlagebetrag. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist zudem der Börsenstrompreis. Hier ist ein Anstieg des Börsenstrompreises auf 49,3 Euro/MWh beziehungsweise um 3,1 Euro/MWh im Vergleich zu den Prognoseannahmen des Vorjahres hinterlegt, was zu höheren Einnahmen aus der Vermarktung und folglich geringeren Differenzkosten führt.

Ab 2021 sieht das Klimaschutzprogramm 2030 eine stufenweise Senkung der EEG-Umlage um 0,25 ct/kWh, ab 2022 um 0,5 ct/kWh und im Jahr 2023 um 0,625 ct/kWh aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung vor. Entsprechend der Mittelfristprognose [132] ist zudem von rückläufigen EEG-Förderkosten ab 2020 auszugehen. Es wird erwartet, dass die jährlichen Förderkosten ausgehend von 27,3 Milliarden Euro im Jahr 2019 bereits leicht auf 26,2 Milliarden Euro im Jahr 2020 und bis 2024 um rund 3 Milliarden Euro auf 24,3 Milliarden Euro fallen. Primär ist dies darauf zurückzuführen, dass ältere Anlagen (zunächst insbesondere Windparks) aus der Vergütung fallen. Zudem wird von einem Anstieg des Börsenstrompreises aufgrund struktureller Veränderungen durch den Wegfall von Kohle- und Kernkraftwerken ausgegangen.

6.3 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMT-RECHNUNG

Die nachfolgend dargestellte energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf den für die Bundesebene durchgeführten Berechnungen im Rahmen der Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [133] sowie deren Fortschreibung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württemberg übertragen beziehungsweise angepasst und erweitert. Mit dem Ansatz werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucher Ausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte Indikatorik jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden. Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen aggregierten Letztverbraucher Ausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Alle Angaben sind nominale Nettoangaben ohne Mehrwertsteuer. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 verwiesen [134].

¹⁹ Angaben beziehen sich auf Vorjahresprognose.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1991 bis 2018. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucherausgaben. Ab dem Jahr 2000 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben zu verzeichnen, der auf gestiegene Preise für Energieträger (insbesondere Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emis-

ionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG, etc.) zurückzuführen ist. Insgesamt überstiegen die Letztverbraucherausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Milliarden Euro pro Jahr und sind bis 2017 auf diesem Niveau verharnt. Im Jahr 2018 war nach ersten Abschätzungen eine Erhöhung um 0,6 Milliarden Euro auf 10,4 Milliarden Euro zu verzeichnen. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

Letztverbraucherausgaben für Strom [Mrd. Euro/a]

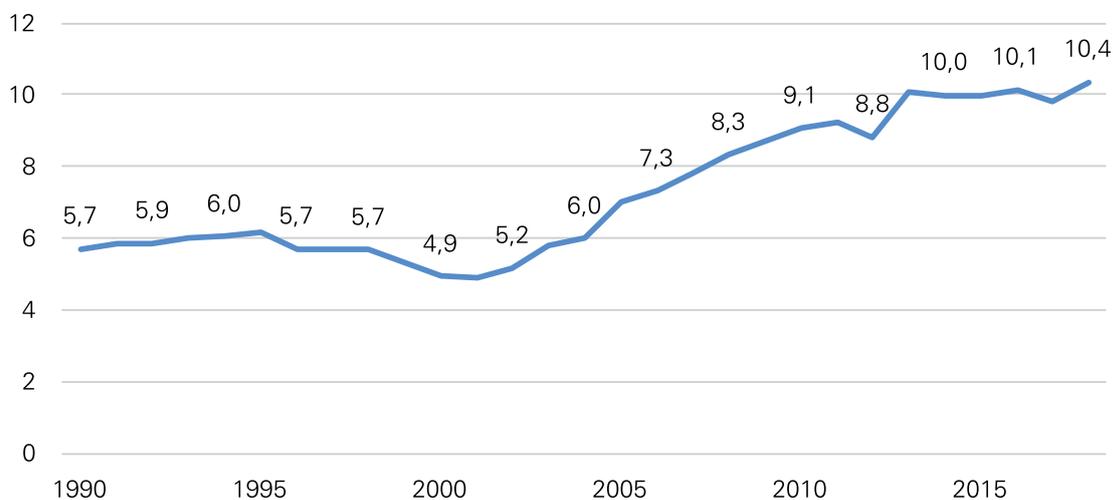


Abbildung 32: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.²⁰ Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [108, 135–137]. 2018 vorläufig/geschätzt.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. Zusätzlich berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Aufgrund der Datenlage können die Letztverbraucherausgaben für

Wärmedienstleistungen auf Landesebene erst ab dem Jahr 2010 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im obigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich energetischer Sanierungsmaßnahmen im Jahr 2018 rund 11,8 Milliarden Euro betragen (Abbildung 33).

²⁰ Letztverbraucherausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 Prozent berechnet.

6

Zwischen 2014 und 2016 sind die Ausgaben für Energie (insbesondere Heizöl) zurückgegangen, während ab 2016 neben Energiepreissteigerungen höhere Kosten für energetische Sanierungen und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme angefallen sind.

Letztverbraucherausgaben für Wärme [Mrd. Euro/a]

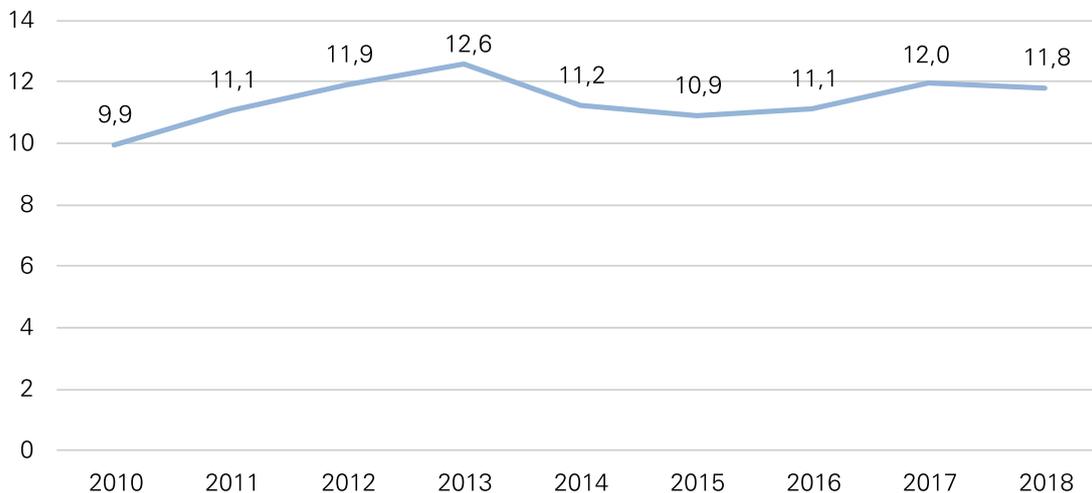


Abbildung 33: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [138–145]. 2018 vorläufig/geschätzt.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme belaufen sich hierbei auf rund 6,5 Milliarden Euro. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung einen beachtlichen Anteil der Ausgaben für Wärme dar, führen jedoch langfristig zu einem erheblichen Rückgang der Wärmeausgaben. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen um 1,4 Milliarden Euro höher als die Ausgaben für Strom sind. Gegenüber dem Stromsektor ist die Energiewende im Wärmebereich allerdings noch weniger weit fortgeschritten. Die weitere Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen sollte also aufmerksam beobachtet werden, insbesondere auch im Hinblick auf möglicherweise weiter steigende Preise für Energieträger.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR

Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 34 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Während sich der Verbrauch von Ottokraftstoff in den vergangenen vier Jahren auf konstantem Niveau bewegte, war der Dieserverbrauch nach ersten Schätzungen seit dem Jahr 2007 im Jahr 2018 erstmals rückläufig. Mit zwischen 2013 und 2016 sinkenden Endverbraucherpreisen zeigte

sich zunächst ein deutlicher Rückgang der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe. Wie auch im Wärmebereich sind die Ausgaben seit 2017 aufgrund höherer Preise für fossile Energieträger wieder gestiegen. Im Herbst 2018 war ein Nord-Süd-Gefälle der Kraftstoffpreise mit deutlich höheren Preisen in Süddeutschland zu beobachten. Hintergrund waren Transportprobleme zum einen aufgrund des Niedrigwassers am Rhein und zum anderen aufgrund des Raffineriebrands

in Vohburg bei Ingolstadt [146]. Insgesamt belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für mineralische und biogene Kraftstoffe im Jahr 2018 auf rund 10,9 Milliarden Euro. Davon entfallen rund 6,4 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 3,8 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,7 Milliarden Euro auf biogene und sonstige Kraftstoffe. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe ist weitgehend unabhängig von der Energiewende.

Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe [Mrd. Euro/a]

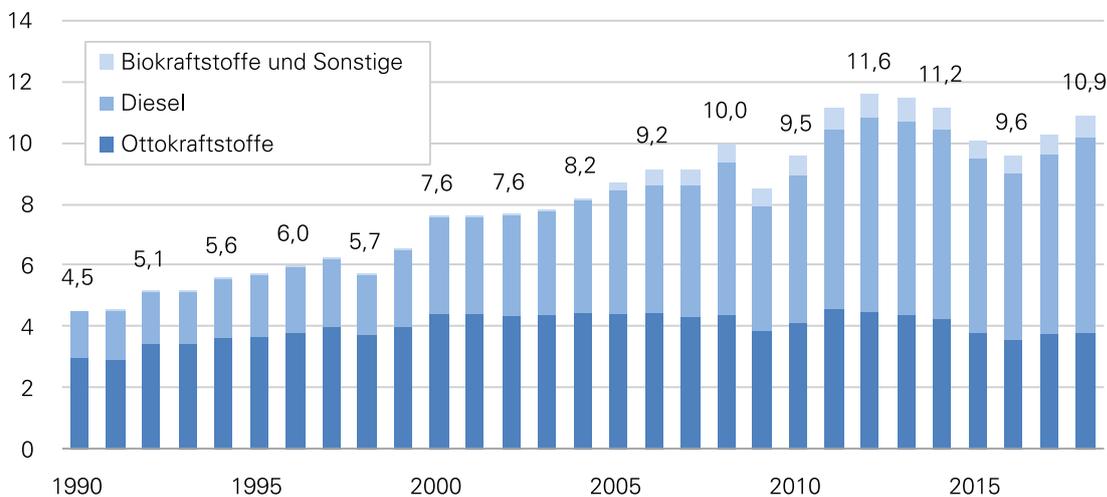


Abbildung 34: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [141, 147]. 2018 vorläufig/geschätzt.

ANTEIL DER AGGREGIERTEN LETZTVVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDS-PRODUKT IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbildung 35 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil mit 2,0 Prozent weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 (2,4 Prozent).

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [133] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt ist, als dies oftmals in der öffentlichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwicklung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind (weiterer EE-Ausbau, Netzausbau, Netz- und Systemintegration, etc.).

6

Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP

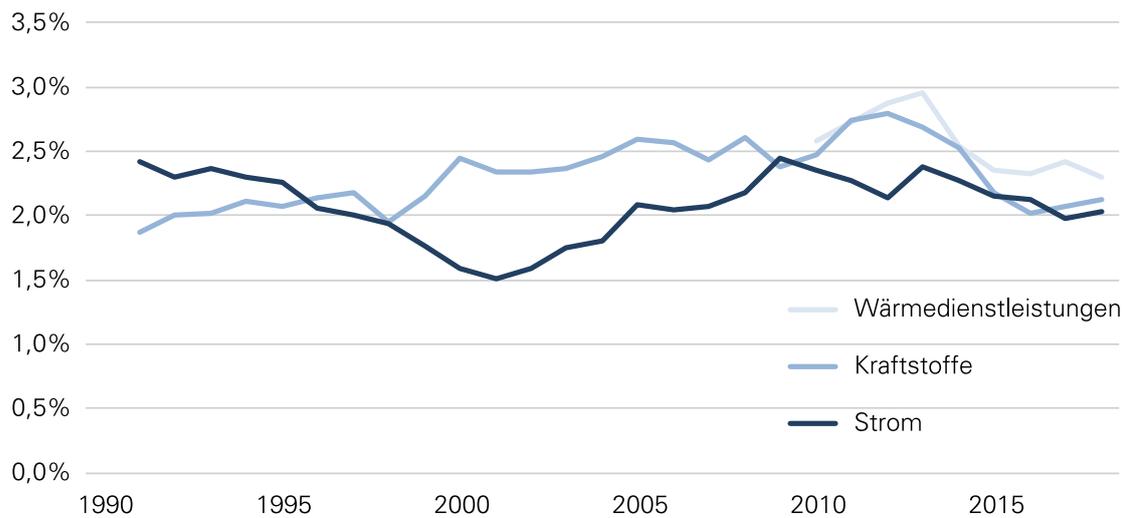


Abbildung 35: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung. 2018 vorläufig/geschätzt.

Bei den Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs zeigte sich bis 2012 insgesamt eine steigende Tendenz. Mit dem Rückgang der Kraftstoffpreise ab dem Jahr 2013 ging der Anteil am BIP zwischenzeitlich stark zurück, ist jedoch ab 2017 wieder auf zuletzt 2,1 Prozent gestiegen. Dies entspricht weiterhin dem Niveau vor der Jahrtausendwende.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,3 Prozent (Abbildung 35). Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum BIP, dass die Ausgaben für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich betrachtet auf demselben (und in den Vorjahren sogar einem höheren) Niveau wie Strom stehen.

Insgesamt betrachtet gilt auch für Baden-Württemberg weiterhin die Aussage der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ auf Bundesebene aus ihrer Stellungnahme vom April 2014 [133]: „Solange die Gesamtausgaben [...] proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen.“, nicht zuletzt weil im Vergleich zum Bundesdurchschnitt die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg mit weiterhin unter 7,0 Prozent geringer als auf Bundesebene ausfallen.

²¹ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine Bundeszahlen für das Jahr 2018 vor. Der Vergleich der Anteile der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass die Anteile in Baden-Württemberg stets etwas niedriger als auf Bundesebene lagen (2017: Bund 7,4 Prozent, Baden-Württemberg 6,5 Prozent).



Literaturverzeichnis

- [1] Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW). 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psm1&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
- [2] EUROPÄISCHE KOMMISSION. Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt deutsche Netzreserve zur Sicherung der Stromversorgung. Brüssel, 2016
- [3] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur gemäß § 13 b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html
- [4] BUNDESNETZAGENTUR. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 07.03.2019. Bonn, 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [5] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2019 bis 2022 (Stand: 07.03.2019). 2019
- [6] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur (Stand: 01.04.2019). 2019
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- [8] FRAUNHOFER ISI, TEP ENERGY GMBH, CONSENTEC GMBH und R2B ENERGY CONSULTING GMBH. Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten – Erster Projektbericht. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=16
- [9] MAF. Mid-term adequacy forecast 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). 2018
- [10] UNIVERSITÄT STUTTGART IER UND IFK und DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E. V. (DLR). Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – sichere Nachfragedeckung auch in Extremsituationen? Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2018

- [11] BORGGREFE, Frieder, PREGGER, Thomas, GILS, Hans Christian, CAO, Karl-Kien, DEISENROTH, Marc, BOTHOR, Sebastian, BLESL, Markus, FAHL, Ulrich, STEURER, Martin und WIESMETH, Michael. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. 2014. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Kurzstudie_Kapazitaetsentwicklung_Sueddeutschland.pdf
- [12] GILS, Hans Christian, CAO, Karl-Kien, BORGGREFE, Frieder und BOTHOR, Sebastian. Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland für das baden-württembergische Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft – Zusammenfassung der Methodik und Ergebnisse. 2016. Verfügbar unter: http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/160315_Szenarien_der_Versorgungssicherheit_in_D_und_Sueddeutschland.pdf
- [13] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. 2019
- [14] BUNDESREGIERUNG. Drucksache 19/11044: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Julia Verlinden, Ingrid Nestle, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 19/10385 – Beeinträchtigung der fossil-atomaren Energieversorgung durch Hitze, Trockenheit und Unwetter. 2019. Verfügbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/110/1911044.pdf>
- [15] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur gibt Netzreservebedarf bekannt. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190502_Netzreserve.html
- [16] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Abschlussbericht – Systemanalysen 2019. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanaly-se_UeNB_2019.pdf;jsessionid=5D7E8C16E9A69090EB2EB55ACC086A23?_blob=publicationFile&v=5
- [17] AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. EU-Vergabeverfahren „Besondere netztechnische Betriebsmittel“ Bestehende Schaltanlagen und Umspannwerke/-anlagen sowie deren Belegenheit. 2018. Verfügbar unter: <https://platform.negometrix.com/DocumentViewer/DocumentViewer.aspx?documentGuid=674dde30-a3d3-41f7-b771-73a3b8c14801>
- [18] TRANSNETBW. TransnetBW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel – Presseinformation | TransnetBW GmbH. 20. September 2019. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>
- [19] ENERGATE MESSENGER. Behörde prüft besondere netztechnische Betriebsmittel. 25. März 2019. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/190447/behoerde-prueft-besondere-netztechnische-betriebsmittel>

- [20] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Kleine Anfrage der Abgeordneten Sandra Weeser, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP betr.: „Kosten und Betrieb von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ BT-Drucksache: 19/10728. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2019/19-10728.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [21] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kapazitätsreserve. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/kapres-node.html
- [22] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft – Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [23] ÖKO-INSTITUT und PROGNOSE. Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits-Bereitschaft – Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-emissionsminderungen-der-braunkohle-sicherheits-bereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [24] KOMMISSION „WACHSTUM, STRUKTURWANDEL UND BESCHÄFTIGUNG“. Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Abschlussbericht. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [25] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Rahmen und nächste Schritte für die Kohleausstiegsgesetzgebung. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/rahmen-und-naechste-schritte-kohleausstiegsgesetzgebung.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [26] CEP. Der EU-Strombinnenmarkt – Stand und Perspektiven nach der Reform. 2019. Verfügbar unter: https://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/cep.eu/Studien/cepInput_EU-Strombinnenmarkt/Der_EU-Strombinnenmarkt.pdf
- [27] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Bonn, 2019
- [28] UMWELTBUNDESAMT. Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen. 2019. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-20_pp_mindestabstaende-windenergieanlagen.pdf
- [29] HÜBNER, Gungula und POHL, Johannes. Mehr Abstand – mehr Akzeptanz? Ein umweltsychologischer Studienvergleich. Berlin, 2015. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Akzeptanz/FA-Wind_Abstand-Akzeptanz_Broschuere_2015.pdf
- [30] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

- [31] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016. 2016. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf
- [32] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. Bonn, 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [33] BUNDESNETZAGENTUR. Bericht über die Mindestenergieerzeugung. Bonn, 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [34] BVES BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER E. V. Entwicklung und Perspektiven der Energiespeicherbranche in Deutschland. Energy Storage Europe 2019. Düsseldorf. 12. März 2019. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2019/03/BVES_Branchenzahlen2019.pdf
- [35] ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Wichtiger Baustein der Energiewende: Pumpspeicherwerk Obervermunt II wird offiziell eröffnet. 7. Juni 2019. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/news-und-publikationen/investorennachrichten/presse-detailseite_210432.html
- [36] TIX, Michaela. EnBW nimmt Pumpspeicher in Österreich in Betrieb. Energate messenger plus. 11. Juni 2019. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/192348/enbw-nimmt-pumpspeicher-in-oesterreich-in-betrieb>
- [37] FIGGENER, Jan, KAIRIES, Kai-Philipp, HABERSCHUSZ, David, WESSELS, Oliver und SAUER, Dirk Uwe. Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland. BVES Pressekonferenz Energy Storage Europe. Düsseldorf. 12. März 2019. Verfügbar unter: https://www.speichermonitoring-bw.de/wp-content/uploads/2019/08/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- [38] FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, KAIRIES, Kai-Philipp, WESSELS, Oliver, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk Uwe. Speichermonitoring BW – Jahresbericht 2019. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2019.
- [39] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Berlin, 2019. dena-ANALYSE. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf
- [40] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI). Zertifikatsnachweise nach § 24 Messstellenbetriebsgesetz. 2019. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Zertifikate24MsbG/zertifikate24MsbG_node.html
- [41] NETZE BW. Netze BW installiert als erster grundzuständiger Messstellenbetreiber zertifiziertes, intelligentes Messsystem. 19. Dezember 2018. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/News/Netze-BW-installiert-intelligentes-Messsystem>

- [42] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW) und VKU VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN. Mobilfunknetz im 450-Mhz-Frequenzband für die Energie- und Wasserwirtschaft. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190408_Mobilfunknetz-450-MHz-Frequenzbereich.pdf
- [43] SÖRRIES, Bernd. Digitalisierung der Energiewende. Bad Honnef: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [44] EDELMANN, Helmut und FLEISCHLE, Frank. Barometer Digitalisierung der Energiewende – Ein neues Denken und Handeln für die Digitalisierung der Energiewende – Berichtsjahr 2018. Ernst & Young, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- [45] AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019. 2019. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Jahresauswertung_2018/125_Agora-JAW-2018_WEB.pdf
- [46] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
- [47] STATISTISCHES LANDESAMT. Energie. 2019. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/>
- [48] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und SMARD.DE. Der Stromhandel im Mai und Juni 2019. bundesnetzagentur.de. 2019. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/topic-article/426/11844>
- [49] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD-Strommarktdaten
- [50] PEREZ LINKENHEIL, C. und KÜCHLE, I. Einfluss der Sechs-Stunden-Regel auf die Erlöse einer Wind- und PV-Anlage. Energy Brainpool, 2017. Verfügbar unter: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Whitepapers/2017-11-07_Energy-Brainpool_White-Paper_Einfluss-der-Sechs-Stunden-Regel-auf-die-Erl%C3%B6se-einer-Wind-und-PV-Anlage.pdf
- [51] AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. 2019. Verfügbar unter: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
- [52] ENTSO-E. Transparency Platform. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>
- [53] TRANSNETBW. Kennzahlen – Grenzüberschreitende Lastflüsse und Fahrpläne. 2019
- [54] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Außenhandel – Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel 2018 (vorläufige Ergebnisse). 2019
- [55] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf;jsessionid=C19F41426DBAA828D6FFA9019BDCB4BB?__blob=publicationFile&v=5
- [56] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Redispatch in Deutschland – Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Januar 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20191115_Redispatch-Deutschland.pdf

- [57] TRANSNETBW GMBH. Angaben der TransnetBW zum Redispatch. 2018
- [58] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014. Bonn, 2014. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [59] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [60] TRANSNETBW. Angaben der TransnetBW zum Redispatch. 2019
- [61] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG, Vorhaben 2: Osterath – Philipps-burg (Ultranet). 2019. Verfügbar unter:
https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/02/de.html?cms_vhTab=2
- [62] RP ONLINE. Konverterfläche in Osterath: Anwohner besorgt wegen Bohrarbeiten. 2019. Verfügbar unter: https://rp-online.de/nrw/staedte/meerbusch/meerbuscher-besorgt-wegen-bohrarbeiten-am-moeglichen-konverter-standort_aid-39900611
- [63] TRANSNETBW. Start der Geländeauffüllung für das Gleichstrom-Umspannwerk in Philippsburg. 2019. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/start-der-gelaendauffuellung-fuer-das-gleichstrom-umspannwerk-in-philippsburg>
- [64] ENERGATE-MESSENGER. Suedlink wird frühestens 2026 fertig. 2019
- [65] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG, Vorhaben 3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink). 2019. Verfügbar unter:
https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/03/de.html?cms_vhTab=2
- [66] ENERGATE-MESSENGER. Erster Konverter für „Suedlink“ genehmigt. 2019
- [67] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Tempo für den Netzausbau – Ergebnisse des Treffens am 24. Mai in Hannover von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführern der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [68] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2012
- [69] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2024 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). 2015. Verfügbar unter:
https://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf
- [70] DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 17/11871 – Unterrichtung durch die Bundesregierung – Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes. 2012. Verfügbar unter:
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/118/1711871.pdf>
- [71] 50 HERTZ GMBH ET AL. Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf
- [72] NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Verteilnetzausbau. 2019

- [73] NETZE BW GMBH. Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen. 2019. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4ZJ0qWIGus8EsoSa6ykccy/9bd202bd6af877ae8af60e5f8c8069eb/NetzeBW_Netzausbauplan_Grafik_2019_Neu.pdf
- [74] NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2018
- [75] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Versorgungsunterbrechungen Strom 2018. Pressemitteilung vom 11.10.2019. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191011_SAIDI_EnWG.html?nn=265778
- [76] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
- [77] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply – Data update 2015/2016. 2018. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>
- [78] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2018. 2019
- [79] LVI, VKU und VFEW. Qualität der Stromversorgung in Baden-Württemberg. Orientierungshilfe für Verbesserungen bei einer Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität. 2018. Verfügbar unter: https://www.vfew-bw.de/media/documents/LVI_VKU_Vfew_Orientierungshilfe_Qualitaet_der_Stromversorgung.pdf?page_slug=orientierungshilfe
- [80] TERRANETS BW GMBH. Gasnetz-Informationen. Verfügbar unter: <https://www.terranets-bw.de/gastransport/gasnetz-informationen/#datenfakten>
- [81] BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V. Statistischer Bericht 2018 – Die E&P-Industrie in Zahlen. Hannover/Berlin, 2019.
- [82] FNB GAS. NEP-Gas-Datenbank. 2019. Verfügbar unter: <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#/>
- [83] OPEN GRID EUROPE und FLUXYS TENP. Bau neuer Leitungsabschnitte der TENP I. 5. November 2019. Verfügbar unter: https://www.fluxys.com/de/news/fluxys-tenp/2019/191105_news_construction_of_new_sections_on_tenp_i_pipeline_system
- [84] FNB GAS. Winterrückblick 2018/2019. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/190416_fnb_gas_winterrueckblick_2018_2019_1.pdf
- [85] BUNDESNETZAGENTUR. Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 18. Juni 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/Versorgungsunterbr_Gas_node.html
- [86] FNB GAS. Winterausblick 2019/2020. 2019. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/media/191028_fnb_gas_winterausblick_2019_20.pdf
- [87] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien 2010–2018. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2018
- [88] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassene Wärme- und Kältenetze in Baden-Württemberg (gem. Standort der einspeisenden KWK-Anlage). 2019

- [89] BUNDESREGIERUNG. Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. 2019
- [90] BUNDESREGIERUNG. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/gesetzese Entwurf_bundesklimaschutzgesetz_bf.pdf
- [91] BUNDESREGIERUNG. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. 9. Oktober 2019
- [92] EDENHOFER, Ottmar, FLACHSLAND, Christian, KALKUHL, Matthias, KNOPF, Brigitte und PAHLE, Michael. Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. 2019
- [93] DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG E.V. und COALEXIT. Wann Deutschland sein Klimaziel für 2020 tatsächlich erreicht im Auftrag von Greenpeace e.V. 2019
- [94] BACH, Von Stefan, ISAAK, Niklas, KEMFERT, Claudia und WÄGNER, Nicole. Lenkung, Aufkommen, Verteilung: Wirkungen von CO₂-Bepreisung und Rückvergütung des Klimapakets. 2019
- [95] STIFTUNG 2°. DEUTSCHE UNTERNEHMER FÜR KLIMASCHUTZ. Kurzbewertung-Kabinettsbeschluss-Klimaschutzpaket.pdf. 2019. Verfügbar unter: <https://www.stiftung2grad.de/wp-content/uploads/2019/10/Kurzbewertung-Kabinettsbeschluss-Klimaschutzpaket.pdf>
- [96] STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung jeweils preisbereinigt (verkettete Absolutwerte) in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2018. 2019
- [97] STATISTISCHE LANDESAMT. Wohnen. 2019. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/>
- [98] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Handwerk und Bauwirtschaft. 2019. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/HandwBauwirtsch/>
- [99] AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Auswertungstabellen. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
- [100] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr 2017. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-monitoring-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=12
- [101] STATISTISCHES LANDESAMT. Bevölkerung und Gebiet. 2019
- [102] STATISTISCHES BUNDESAMT. Bevölkerung. 2019. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/_inhalt.html
- [103] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatung im Mittelstand 2015–2018. 2019
- [104] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatungen für Wohngebäude 2013–2018. 2019
- [105] INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU), FRAUNHOFER IFAM und ANDERE. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012–2017. 2018

- [106] COM.X INSTITUT FÜR KOMMUNIKATIONS-ANALYSE & EVALUATION. Abschlussbericht zur Evaluierung „Regionale Kompetenzstellen des Netzwerks Energieeffizienz“. Ausgearbeitet für Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. 2019. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Evaluation_KEFF_Abschlussbericht.pdf
- [107] FRAUNHOFER ISI, IKEM -INSTITUT FÜR KLIMASCHUTZ, ENERGIE UND MOBILITÄT E.V., BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG und ÖKO-INSTITUT E.V. Abwärmenutzung in Unternehmen. Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2019. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
- [108] KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzert Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Landeskonzert_KWK_2014.pdf
- [109] MASTR. Marktstammdatenregister. 2019. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [110] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Veröffentlichung der KWK-Meldungen – 07/2017 bis 01/2019. 28. Februar 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2019_01_Veroeff_KWK.html
- [111] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html;jsessionid=7C01AD255C9215FFCD19BDBA792E4629
- [112] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2018. Stuttgart, 2019
- [113] SOLNETBW. Solare Wärmenetze. Marktstatus 2018 für Deutschland und Europa. Infoblatt Solare Wärmenetze Nr. 2. 2019
- [114] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). 2019. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html
- [115] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (1. Januar 2019) – FZ 13. 2019. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019/fz13_2019_pdf.pdf;jsessionid=4C121A3B926B9FB66B0D25FFD3E323E0.live11291?__blob=publicationFile&v=10
- [116] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. FZ 14 – Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz14_2018_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [117] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW) und ENERGY CODES & SERVICES GMBH. Ladesäulenregister. Verfügbar unter: <https://ladesaeulenregister.de>
- [118] WALLSTREET ONLINE. Deutschland fällt als Standort für Wasserstoff-Autos weiter zurück. 2019. Verfügbar unter: <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/11282332-wasserstoff-deutschland-faellt-standort-wasserstoff-autos>

- [119] H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. H2.LIVE: Wasserstoff Tankstellen in Deutschland & Europa (Stand: 07.08.2019). H2 Mobility. 7. August 2019. Verfügbar unter: <https://h2.live/> Echtzeitinformationen über alle Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa. Zuverlässig. Immer aktuell. Wo befinden sich Stationen heute und in Zukunft
- [120] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile&v=9
- [121] BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E.V. BWP Marktzahlen 2018: Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik. 28. Januar 2019. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/2019-01-28_BWP_Absatzzahlen_2018_fin.pdf
- [122] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Struktur und Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg seit 1965 nach Energieträgern. 2019. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1002.jsp>
- [123] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Entwicklung der Rohöleinfuhr (1991–2018). Eschborn, 2019. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html
- [124] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Eschborn, 2019. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html
- [125] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Drittlands-kohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle. 2019. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html
- [126] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen bis Juli 2019. 2019. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.html>
- [127] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD Strommarktdaten. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home>
- [128] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT. BDEW Strompreisanalyse Juli 2019 – Haushalte und Industrie. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf
- [129] LEIPZIGER INSTITUT FÜR ENERGIE. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2018. Leipzig, 2019
- [130] EUROSTAT. Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunden. 2019. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
- [131] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Prognose der EEG-Umlage 2020 nach EEV. 2019
- [132] LEIPZIGER INSTITUT FÜR ENERGIE. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2020 bis 2024. 2019
- [133] LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAIß, F. und ZIESING, Hans-Joachim. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012 – Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. 2014

- [134] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSER-STOFFFORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2016. 2016. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2016.pdf
- [135] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen.
- [136] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWSerie_serie_00000468
- [137] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
- [138] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR). Struktur der Bestandsinvestitionen 2014. Investitionstätigkeit in den Wohnungs- und Nichtwohnungsbeständen. Bonn, 2016. BBSR-Online-Publikation 03/2016. Verfügbar unter: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2016/bbsr-online-03-2016-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [139] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieflussbilder und Energiebilanzen Baden-Württemberg. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/Energiebilanzen-BW.jsp>
- [140] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und TOBIAS KELM. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare-Energien-2014.pdf
- [141] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. 2017. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blog,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>
- [142] BUNDESREGIERUNG. 25. Subventionsbericht. 2015. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Subventionspolitik/2015-08-26-subventionsbericht-25-vollstaendig.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [143] MINISTERIUM FÜR FINANZEN UND WIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Staatshaushaltsplan für Baden-Württemberg. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/shp/2015-16/>
- [144] INSTITUT FÜR WOHNEN UND UMWELT und FRAUNHOFER IFAM. Monitoring der KfW- Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2014. 2015. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoringbericht_EBS_2014.pdf
- [145] FICHTNER ET AL. Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Juli 2014. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- [146] BUNDESKARTELLAMT. Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K). Jahresbericht 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Jahresbericht_MTS-K_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [147] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs.

Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | | |
|---------------|---|----|
| Abbildung 1: | Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2020 (Stand März 2019) | 19 |
| Abbildung 2: | Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2018 in Baden-Württemberg | 31 |
| Abbildung 3: | Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2018 in Baden-Württemberg | 36 |
| Abbildung 4: | Negative Strompreise am EPEX-Spot-Day-Ahead Markt sowie Nettostromerzeugung in der Regelzone der TransnetBW | 37 |
| Abbildung 5: | Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2018 | 38 |
| Abbildung 6: | Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2018 | 39 |
| Abbildung 7: | Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Mai/2019) | 43 |
| Abbildung 8: | Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Ausbaustand Q4/2018, Planungsstand Mai 2019) | 44 |
| Abbildung 9: | Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Ausbaustand Q4/2018, Planungsstand Mai 2019) | 45 |
| Abbildung 10: | Darstellung der Netzausbauvorhaben in Tabelle 6 | 47 |
| Abbildung 11: | Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2018 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts) | 48 |
| Abbildung 12: | Entwicklung des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008 | 49 |
| Abbildung 13: | Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik | 50 |
| Abbildung 14: | Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2018 | 56 |
| Abbildung 15: | Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100) | 57 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 16: | Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg | 58 |
| Abbildung 17: | Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg .. | 59 |
| Abbildung 18: | Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme | 60 |
| Abbildung 19: | Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg | 62 |
| Abbildung 20: | Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg | 62 |
| Abbildung 21: | Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2018 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie) | 64 |
| Abbildung 22: | Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland | 65 |
| Abbildung 23: | Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg | 69 |
| Abbildung 24: | Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 01. Januar 2019) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: August 2019) (rechts) | 70 |
| Abbildung 25: | Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Baden-Württemberg .. | 71 |
| Abbildung 26: | Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von 2005 bis 2018 | 72 |
| Abbildung 27: | Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden | 73 |
| Abbildung 28: | Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben) | 74 |
| Abbildung 29: | Entwicklung der jährlichen Preisindizes nach Abnehmern | 75 |
| Abbildung 30: | Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen zum Stichtag 1. April 2018 (Haushalte: 5.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a) | 76 |
| Abbildung 31: | Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2020 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2020 im Vergleich zu 2019 (rechts) | 77 |
| Abbildung 32: | Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg | 79 |
| Abbildung 33: | Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg | 80 |
| Abbildung 34: | Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg | 81 |
| Abbildung 35: | Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg | 82 |

TABELLENVERZEICHNIS

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabelle 1: | Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land | 27 |
| Tabelle 2: | Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen | 29 |
| Tabelle 3: | Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten | 41 |
| Tabelle 4: | Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken) | 41 |
| Tabelle 5: | Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Über- tragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 07/2019) | 43 |
| Tabelle 6: | Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 07/2019) | 46 |
| Tabelle 7: | Geplante Leitungsvorhaben gemäß NEP 2018–2028 in Baden-Württemberg | 51 |
| Tabelle 8: | Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren | 53 |
| Tabelle 9: | Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg | 61 |
| Tabelle 10: | Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme | 63 |



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT