

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg



Statusbericht 2017



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

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.

(Maïke Schmidt, Tobias Kelm, Henning Jachmann, Anna-Lena Fuchs, Jochen Metzger)

Impressum

HERAUSGEBER

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

REDAKTION

Maïke Schmidt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW
Dr. Birgit Fais, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

GESTALTUNG

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

DRUCK

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

BILDMATERIAL

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt
Pixabay.de

AUFLAGE

300 Stück

Dezember 2017



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 folgt zusammenfassen:

KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

Nachdem in den Jahren 2014/2015 ein Leistungszuwachs von rd. 300 MW für die konventionellen Anlagen > 10 MW in Baden-Württemberg zu verzeichnen war, wird die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerkskapazität mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg und der Überführung weiterer Kraftwerke in die Netzreserve (786 MW) bis Ende 2019 weiter zurückgehen.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur besteht für den kommenden Winter 2017/18 sowie im Rahmen der 2-Jahresprognose keine Gefährdung der Stabilität im Stromnetz. Zu einer deutlichen Reduktion des Redispatchbedarfs führt die voraussichtlich bis Oktober 2018 eingeführte Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und

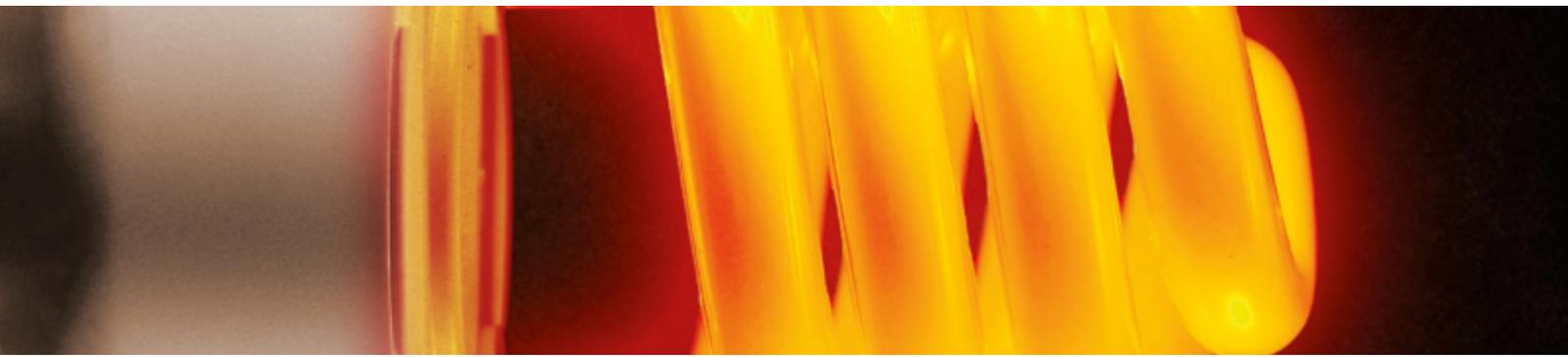
Österreich ab Winter 2018/19. Für den Zeitraum nach dem Kernenergieausstieg und bis zur Fertigstellung der HGÜ-Leitungen wurde von der Bundesnetzagentur ein Bedarf an besonderen netztechnischen Betriebsmitteln zum kurativen Redispatch von 1,2 GW in Süddeutschland bestätigt.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

Mit wachsender Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien nimmt der Anpassungsdruck auf das Versorgungssystem sowie den dazugehörigen regulatorischen Rahmen zu. Während das aktuelle Marktumfeld den Neubau von Pumpspeicherkraftwerken nach wie vor erschwert, nimmt das Interesse an dezentralen Speicherlösungen stetig zu. So wurde 2016 fast jede zweite neue Solaranlage im Leistungssegment bis 30 kW in Kombination mit einem Batteriespeicher errichtet. Darüber hinaus werden in Pilotprojekten (Lastmanagement, Power-to-Heat, Kombination aus Windanlage und Pumpspeicher in Gaillardorf, etc.) in Baden-Württemberg Einsatzmöglichkeiten unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen erprobt.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Im Jahr 2016 stammte rund ein Viertel der baden-württembergischen Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien, je ein Drittel davon steuerten Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen bei. Während der Neubau von Photovoltaikanlagen mit rund 140 MW abermals rückläufig war, konnte der Bruttozubaue im Bereich der Windenergienutzung um mehr als das Doppelte gesteigert werden. Die installierte Leistung legte um 330 MW zu. Der positive Trend dürfte sich im Jahr 2017



vorerst fortsetzen. So führte der angekündigte Systemwechsel bei der EEG-Förderung zu einem sprunghaften Anstieg der Genehmigungen in ganz Deutschland. Allein in Baden-Württemberg wurden im Jahr 2016 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 635 MW genehmigt. Die Akteure sicherten sich damit die letzte Möglichkeit, ihre Projekte noch außerhalb des Ausschreibungssystems umsetzen zu können. Mit der Einführung des Wettbewerbs dürfte die Realisierung von Windenergievorhaben in Baden-Württemberg zukünftig deutlich schwieriger werden. Im Hinblick auf die Erreichung der Landesziele gilt es die weitere Entwicklung daher kritisch zu beobachten.

Im Wärmebereich tragen die erneuerbaren Energien fast 16 % 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

Mit knapp 62 TWh (-2,2 %) liegt die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg um 1,4 TWh unter dem Niveau des Vorjahres 2015. Hintergrund ist die rückläufige Stromerzeugung aus Steinkohle (-1,1 TWh) und in Kernkraftwerken (-0,8 TWh), während die erneuerbaren Energien ein Zuwachs um 0,4 TWh aufweisen. Bei nahezu unverändertem Bruttostromverbrauch stiegen die Netto-Stromimporte um 1,5 TWh auf 12,3 TWh. Der physikalische Strom-Exportsaldo in der Re-

gelzone der TransnetBW mit dem benachbarten Ausland liegt mit 9,5 TWh deutlich über dem Vorjahresniveau. Dies ist im Wesentlichen auf den rückläufigen Stromimport aus Frankreich zurückzuführen, da aus Sicherheitsgründen mehrere französische Atomkraftwerke zeitweise abgeschaltet wurden. Der Saldo der Handelsflüsse blieb 2016 weitgehend konstant.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – AUSBAUSTAND DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE IM STROM- UND GASBEREICH

Die letzten beiden Projekte der Startnetzmaßnahmen des Übertragungsnetzausbaus in Baden-Württemberg sind abgeschlossen. Bei den Zubaunetzmaßnahmen des Bundesbedarfsplans für Baden-Württemberg haben sich gegenüber dem letztjährigen Planungsstand keine weiteren Verzögerungen ergeben. Bei der Versorgungssicherheit belegt Deutschland im europäischen Vergleich weiterhin eine der führenden Positionen. Die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher liegt 2016 mit 12,8 Minuten nur 6 Sekunden über dem Vorjahreswert. Innerhalb Europas weist Deutschland einen der niedrigsten Werte bzw. eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf.

Die Kosten für Redispatchmaßnahmen haben sich in Gesamtdeutschland in 2016 gegenüber 2015 nahezu halbiert. In der Regelzone von TransnetBW ist der Bedarf an Redispatchmaßnahmen hingegen weiter gestiegen. Mit Kosten von 4,3 Mio. € ist er jedoch nach wie vor niedrig und macht im bundesweiten Vergleich nur rund

2 % der Kosten aus. Die in Baden-Württemberg aufgrund von Netzengpässen im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelte Arbeit lag bei 3,24 GWh (0,02 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien) und hat sich damit gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt, wenngleich auch auf niedrigem Niveau. Als ein wesentlicher Grund für den Anstieg wird von Netze BW die Zunahme von Ausbaumaßnahmen im Netz angegeben, die es notwendig machen, Teile des Netzes um- oder abzuschalten, wodurch es zu vorübergehenden Engpässen kommen kann.

Der Gasnetzausbau erfolgt planmäßig. Die weiteren geplanten Maßnahmen werden die Versorgungssicherheit im Land weiter erhöhen. Dazu tragen mit Blick auf die stromseitige Versorgungssicherheit auch die gegenüber dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans ergänzten fünf Maßnahmen bei, die die Versorgung der Netzstabilitätsanlagen Altbach und Heilbronn betreffen.

Die Versorgungssicherheit im Gasfernleitungsnetz für den Winter 2017/2018 ist weitgehend gesichert, da zum Stand Anfang November 2017 die erforderlichen Kapazitäten nach erfolgreicher Ausschreibung von Lastflusszusagen gedeckt werden können.

Im Gasnetz ist die Versorgungssicherheit weiterhin mit einer bundesweiten Ausfallzeit von einer Minute pro Jahr als sehr hoch einzustufen. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer liegt damit weiterhin im Rahmen der Ausfallzeiten der vergangenen zehn Jahre und unter dem langjährigen Mittel von 1,7 Minuten.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2016 liegt nach ersten Schätzungen rd. 2,2 % über dem Vorjahresniveau. Der weitere Anstieg auf 290 TWh ist pri-

mär dem Verkehrssektor sowie der kühleren Witterung und dem damit einhergehenden höheren Heizenergiebedarf zuzurechnen. Die gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Effizienzindikatoren weisen deutliche Effizienzfortschritte auf, jedoch sind die absoluten Einsparungen gering. So weist die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität im Jahr 2016 eine Steigerung um 46 % ggü. 1991 auf, absolut liegt im selben Zeitraum lediglich eine Verbrauchsminderung um 3,3 % (temperaturbereinigt) vor. Mit dem Konsultationsprozess zum Grünbuch Energieeffizienz wurden auf Bundesebene auch diese Problematik und weitere Fragestellungen zur mittel- bis langfristige Effizienzstrategie diskutiert.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Das Preisniveau an der europäischen Strombörse EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich gab im Jahr 2016 um 8 % auf 29 €/MWh nach. Der Trend der Vorjahre setzte sich damit fort. Lediglich zum Jahreswechsel 2016/17 konnte bedingt durch Kraftwerksausfälle in Frankreich ein vorübergehender Anstieg des Preisniveaus beobachtet werden. Getrieben wurde der Abwärtstrend im Wesentlichen von sinkenden Brennstoffpreisen, insbesondere beim Erdgas. Die Strompreise für Haushaltskunden lagen mit durchschnittlich 28,8 ct/kWh nahezu auf Vorjahresniveau. Insgesamt zeigt sich eine weitgehende Stabilisierung des Preisniveaus seit dem Jahr 2013. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung sind verschiedene, teils gegenläufige Trends zu berücksichtigen. Während die Preise im Börsenhandel nach wie vor auf geringem Niveau verharren, wirken sich steigende Netzentgelte und der vorerst weitere Anstieg der EEG-Umlage preiserhöhend auf die Endkundenpreise aus. Der Energiepreisbericht für Baden-Württemberg rechnet für das Jahr 2023 in Summe mit einem Strompreisniveau für private Haushalte in Höhe von rund 32 ct/kWh.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom liegen weiterhin auf einem Niveau von rund 10 Mrd. Euro. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen (10,7 Mrd. Euro) und Kraftstoffe im Verkehrssektor (9,5 Mrd. Euro) sind im Zuge der rückläufigen Energiepreise gesunken. Werden die Ausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt gesetzt, zeigt sich für den Stromverbrauch mit 2,1 % 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 sind trotz der rückläufigen Tendenz weiterhin leicht höher als für Strom. Dabei ist die Energiewende im Wärmesektor im Vergleich zum Stromsektor erst wenig vorangeschritten. Insgesamt kann weiterhin kein Einfluss der Energiewende auf die Preisentwicklung für Kraftstoffe und Wärmedienstleistungen festgestellt werden.



Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	8
1 Hintergrund	10
2 Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung	12
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	12
2.1.1 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	12
2.1.2 Maßnahmen des Strommarktgesetzes	14
2.1.3 Weitere Vorgaben	17
2.2 Erneuerbarer Kraftwerkspark	18
2.3 Flexibilitätsoptionen	21
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	25
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	27
3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende	30
3.1 Stromnetze	30
3.1.1 Systemstabilität	30
3.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze	31
3.1.3 Netzqualität	34
3.2 Erdgasinfrastruktur	37
3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	39
4 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg	40
4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	40
4.2 Entwicklung der Energieeffizienz	42
4.2.1 Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz	42
4.2.2 Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz	44
4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	46
4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	48
5 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	52
5.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	52
5.1.1 Zeitreihen zur Energiepreisentwicklung	52
5.1.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	58
5.2 Beschäftigungseffekte	62
Literaturverzeichnis	64
Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis	76



1

Hintergrund



Die Energiewende, die mit dem Energiekonzept 2010 und den Beschlüssen aus dem Sommer 2011 weiter vorangetrieben wurde, 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 fünften Statusbericht, der das Jahr 2016 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 1 und Philippsburg 1 sowie der absehbaren weiteren Stilllegung der beiden verbleibenden Reaktoren von besonderer Bedeutung. Hinzukommt, 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 das Inkrafttreten des Strommarktgesetzes und des 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 essentiell 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 % (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-Kopplung maßgeblich unterstützt werden sollen. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Bericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher und auf sektoraler Ebene analysiert. Zudem wird der Ausbaustatus der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg dargestellt.

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.

2.1.1 ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS

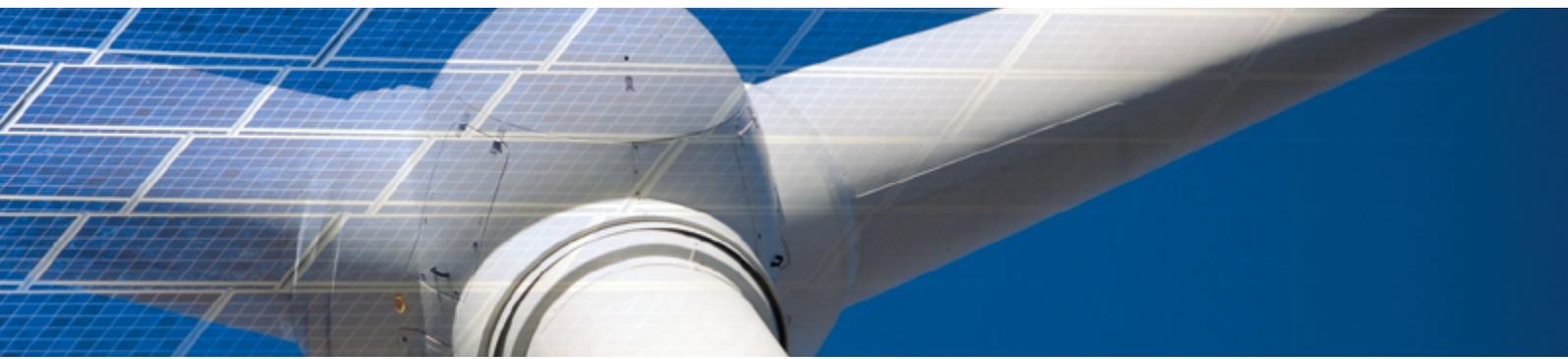
Die Stilllegung mehrerer Kernkraftwerke im Rahmen des Atom-Moratoriums 2011, davon drei in Baden-Württemberg und Bayern, führte zu einer deutlichen Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum (siehe auch Abbildung 1). Weiterhin wird durch den zunehmenden Ausbau der Windenergie 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, die EU-Genehmigung³ gilt bis Juni 2020 [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 sieben Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 918 MW (Stand September 2017) in der Netzreserve. Im Dezember 2017 bzw. März 2018 werden weitere Kraftwerksblöcke (RDK 4 und ALT HKW1) mit einer Leistung von 353 MW bzw. 433 MW in die Netzreserve überführt. Die Ausweisung der Systemrelevanz der Kraftwerke in Baden-Württemberg wurde auf eine 12-Monatsfrist nach Inbetriebnahme der Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich bzw. maximal bis Ende März 2020 begrenzt. Mit Inbetriebnahme der Engpassbewirtschaftung geht der Bedarf an Reserveleistung voraussichtlich deutlich zurück. Derzeit stehen 6,5 GW an Netzreserveleistung zur Verfügung, der Bedarf nach Einführung des Engpassmanagements beläuft sich auf lediglich 3,7 GW. Daher wird ein gesondertes Verfahren über die Auswahl

¹ Dabei handelt es sich um ein sogenanntes Mantelgesetz, das verschiedene bestehende Gesetze u.a. 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.

³ Dabei wurde im beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren die Netzreserve als strategische Reserve und demnach als Kapazitätsmechanismus eingestuft. Die Genehmigung gilt nur bis zum Juni 2020, da Netzausbaumaßnahmen zugesagt wurden.

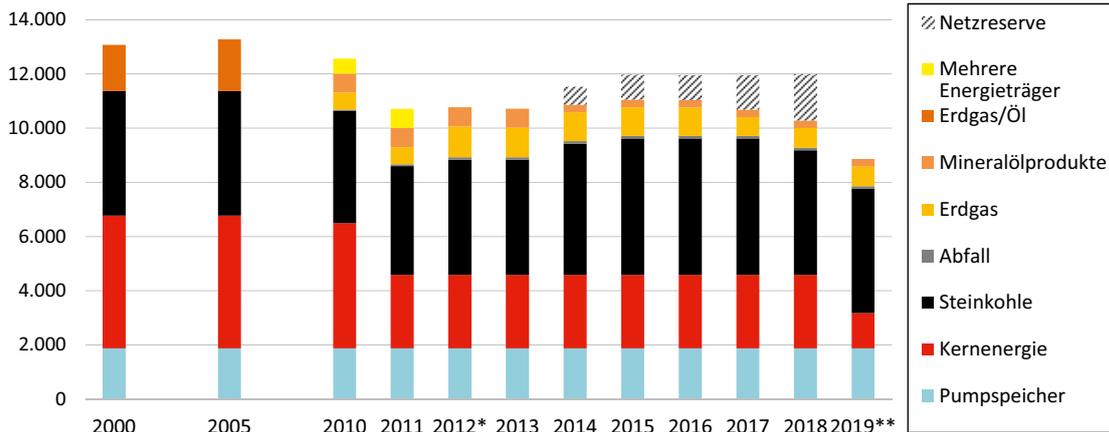


von systemrelevanten Anlagen zur Netzreserve entscheiden. Der Start der Engpassbewirtschaftung ist für Herbst 2018 geplant (s. unten).

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 Übertragungsnetzbetreiber 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.

Konventionelle Netto-Kraftwerksleistung (> 10 MW) [MW], Stand zum Jahresende



* Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger.

** Darstellung Netzreserve entsprechend Systemrelevanz-Ausweisungen. Die Systemrelevanz-Ausweisungen sind auf 12 Monate nach Start der Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich (voraussichtlich Herbst 2018) bzw. Ende März 2020 begrenzt. Eine (zumindest teilweise) Verlängerung der Netzreserve in Baden-Württemberg nach 2018 ist jedoch möglich.

2014	2015	2016	2017 – 2019
<u>Inbetriebnahme:</u> + 842 MW Steinkohle + 19 MW Erdgas <u>Stilllegung:</u> - 55 MW Erdgas <u>Übergang in Netzreserve:</u> 424 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle	<u>Inbetriebnahme:</u> + 843 MW Steinkohle <u>Stilllegung:</u> - 405 MW Steinkohle <u>Übergang in Netzreserve:</u> 250 MW Steinkohle	<u>Stilllegung:</u> - 11 MW Erdgas	<u>Inbetriebnahme:</u> + 31 MW Erdgas (2018) <u>Stilllegung:</u> - 23 MW Steinkohle (2019) - 1402 MW Kernenergie (bis Ende 2019) <u>Übergang in Netzreserve:</u> 353 MW Erdgas (2017) 433 MW Steinkohle (2018)

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2019 (Stand: März 2017). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [3–5].

2

Eine gewisse Entwicklungsdynamik zeigt sich im baden-württembergischen Kraftwerkspark (>10 MW) im Zeitraum 2014 bis 2016 (siehe Abbildung 1): Einerseits bewirkte die Inbetriebnahme der steinkohlebasierten Kraftwerksblöcke in Karlsruhe (842 MW) und Mannheim (843 MW) einen Leistungszuwachs am Markt, andererseits wurden gleichzeitig Kraftwerksblöcke in Heilbronn (250 MW) und Walheim (244 MW) in die Netzreserve überführt bzw. in Mannheim (405 MW)⁴ stillgelegt. Außerdem wurden die drei Blöcke des mit Mineralöl betriebenen Heizkraftwerks Marbach mit einer Leistung von 424 MW in die Netzreserve überführt. Bei den erdgasbetriebenen Kraftwerken sind seit 2014 Stilllegungen in Höhe von 66 MW und ein Zubau von 19 MW zu verzeichnen.

Für den Zeitraum 2017 bis 2019 sind derzeit entsprechend der Veröffentlichung zum erwarteten Zu- und Rückbau der Bundesnetzagentur folgende Veränderungen angezeigt: Der erdgasbetriebene Block 4s des Rheinshafendampfkraftwerkes in Karlsruhe (Gas- und Dampfturbine) mit einer installierten Nettoleistung von 353 MW wurde aus wirtschaftlichen Gründen zur endgültigen Stilllegung angezeigt [6, 7] und wird mit Ablauf der 12-Monatsfrist im Dezember 2017 in die Netzreserve überführt. Ebenfalls aus wirtschaftlichen Gründen ist der steinkohlebetriebene Block 1 des Heizkraftwerks Altbach/Deizisau (433 MW) zur endgültigen Stilllegung im März 2018 angezeigt [7, 8] und wird zur Gewährleistung der Systemstabilität in die Netzreserve überführt. Damit wird eine Leistung von 786 MW dem Markt frühzeitig entzogen, da mit einer Betriebsdauer von 19 bzw. 33 Jahren die technische Lebensdauer der zwei Kraftwerksblöcke noch nicht erreicht war. Dabei sind nicht nur Kraftwerke in Baden-Württemberg zur endgültigen Stilllegung bis 2019 angezeigt:

Für Gesamtdeutschland liegen Stilllegungsanzeigen⁵ von 4,9 GW vor. Ende des Jahres 2018 ist die Fertigstellung der Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg geplant. Nach Inbetriebnahme der gasbetriebenen KWK-Anlage (31 MW) wird die Altanlage stillgelegt [9]. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 entsprechend dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtG-ÄndG) vom 31. Juli 2011 wird die Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg dann um weitere 1.400 MW sinken.

Im Jahr 2014 zeigte eine Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, dass es ab dem Jahr 2018 in Süddeutschland sowie in anderen Teilen des Bundesgebietes zu Versorgungsengpässen kommen könnte [10]. In einer Folgestudie, in deren Rahmen neben einer Aktualisierung auch die Methodik maßgeblich weiterentwickelt wurde, haben die Autoren ihre Ergebnisse mittlerweile im Kern bestätigt [11]. Aufgrund der Absicherung in Form von Reservekapazitäten besteht jedoch nach gegenwärtigem Stand insgesamt keine Gefährdung der Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse sind im Detail im Vorjahresbericht [12] dargestellt.

2.1.2 MASSNAHMEN DES STROMMARKTGESETZES

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

Die Systemanalyse 2015 der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2016/17 hatte einen Netzre-

⁴ Die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Block 9 des GKM am selben Standort machte dies nach Maßgabe der immissions-schutzrechtlichen Genehmigung erforderlich.

⁵ Nicht berücksichtigt sind Kraftwerke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt bzw. entsprechend des Atomausstiegsgesetzes stillgelegt werden.

servebedarf von 6,6 – 7,7 GW in Abhängigkeit der Kraftwerksstandorte ergeben. Auf Basis der zweiten Berechnung für den Winter 2016/2017 (Systemanalyse 2016) im April 2016 war nur ein Reservebedarf von 5,4 GW erforderlich. Dieser war im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens im Vorjahr bereits vertraglich gebunden. Im Winter 2016/17 kamen Anlagen aus der Reserveleistung an insgesamt 108 Tagen zum Einsatz. Dazu hat insbesondere die Kältewelle im Januar beigetragen: An 24 Tagen wurden bis zu rund 3,3 GW Reserveleistung erbracht, was gleichzeitig das Leistungsmaximum im betreffenden Winter darstellte [13]. Hauptgrund war die angespannte Situation in Frankreich aufgrund des erhöhten Strombedarfs (hauptsächlich aufgrund des verstärkten Einsatzes von elektrischen Heizungen) bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit von mehreren Kernkraftwerken. Infolgedessen waren auch im Netzgebiet Amprion und TransnetBW erhebliche Anstrengungen zur Gewährleistung der Systemstabilität erforderlich. Einige Stunden konnten die Übertragungsnetze nicht (n-1) sicher betrieben werden⁶ [13]. Neben der Kältewelle dürften auch die niedrige Stromerzeugung aus Windenergie und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Baden-Württemberg⁷ zu einem hohen Stromtransport geführt haben. Zudem verursachten niedrige Pegelstände sowie niedrige Temperaturen in diesem Monat teils geringe Steinkohlevorräte in den Kraftwerken insbesondere in Baden-Württemberg, weil dort die Steinkohlebelieferung per Schiff nicht möglich war. Um die niedrigen Steinkohlevorräte zu schonen, wurden betroffene Kraftwerke nachrangig zum Redispatch eingesetzt. Die zukünftige Vorgehensweise in der Situation Niedrigwasser und Kohleknappheit wird von der Transnet BW

unter Einbezug der Kraftwerksbetreiber untersucht. Zudem werden die Übertragungsnetzbetreiber die im Januar aufgetretene Situation in weiteren Analysen auf die Zukunft projizieren.

Auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber sieht die Bundesnetzagentur für den kommenden Winter 2017/18 sowie im Rahmen der 2-Jahresprognose keine Gefährdung der Netzstabilität [13, 16].

Für den kommenden Winter 2017/18 liegt der ermittelte Netzreservebedarf bei 10,4 GW, wovon 5,7 GW bereits durch Kraftwerke im Bundesgebiet gesichert sind, davon rd. 1,7 GW in Baden-Württemberg. Von 4,7 GW benötigter ausländischer Reserve sind noch 1,6 GW über ein Interessenbekundungsverfahren zu kontrahieren. Der um 3,4 GW höhere Reservebedarf gegenüber dem Vorjahr ist auf die Berücksichtigung eines erhöhten Sicherheitsniveaus⁸ im Vergleich zu vorhergehenden Analysen zurückzuführen. Darüber hinaus liegen Verzögerungen im Netzausbau und der Nutzung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten⁹ sowie weitere Kraftwerksstilllegungen vor.

Über die Einrichtung eines Engpassmanagements des Stromhandels an der deutsch-österreichischen Grenze konnte inzwischen eine Einigung erzielt werden. Zum 01. Oktober 2018 soll das Handelsvolumen auf 4,9 GW begrenzt werden [17]. Die in den Berechnungen zum Netzreservebedarf angenommene Begrenzung der Netztransferkapazität („Net Transfer Capacity“, NTC) auf 5,5 GW führt zu einem Reservekraftwerksbedarf von lediglich 3,7 GW im Winter 2018/2019. Diese Leistung ist bereits durch deutsche Reservekraft-

⁶ Nach dem (n-1)-Kriterium muss gewährleistet sein, dass nach Ausfall eines Betriebsmittels (bspw. Transformator oder Stromkreis) das Netz weiterhin sicher betrieben werden kann [14].

⁷ Ende Dezember 2016 wurde das Kernkraftwerk Philippsburg 2 (1402 MW) aus Sicherheitsgründen vom Netz genommen, Mitte Mai hatte das Kraftwerk den Betrieb wieder aufgenommen. Zusätzlich waren im Zeitraum von Mitte bis Ende Januar Kraftwerke in Karlsruhe, Heilbronn, Altbach und Walheim zeitweise nicht bzw. nur teilweise verfügbar [15].

⁸ Entsprechend § 2 Abs. 2 NetzResV werden erstmals systemrelevante Mehrfachfehler berücksichtigt. Darunter werden sogenannte außergewöhnliche Ereignisse gefasst, die zu einem Ausfall über die ursprüngliche Regelzone hinaus führen wie bspw. der Ausfall mehrerer Netzelemente.

⁹ Abhängigkeit der Freileitungskapazität von Witterung insbesondere Umgebungstemperatur und Windverhältnissen.

2

werke gedeckt. Für den Fall einer gemeinsamen Gebotszone liegt die Prognose zum Reservebedarf bei 5,6 GW in Deutschland und zusätzlich 2,1 GW im Ausland [13, 16]. Die Überschreitung der physischen Leitungskapazität durch die Handelsvolumina nach Österreich erforderte den vermehrten Einsatz von Reservekraftwerken in Österreich, deren Kosten über die Netzentgelte auf den deutschen Verbraucher gewälzt wurden. Für weiterhin bestehenden (jedoch deutlich geringeren) Redispatchbedarf wird die Kosten der Vorhaltung der Kraftwerke Österreich übernehmen, die Kosten des Abrufs der Leistung werden weiterhin über die Netzentgelte gewälzt [17–19]. Die Einigung wird noch mit der EU-Kommission und betroffenen Nachbarländern konsultiert.

Vor dem Hintergrund des endgültigen Kernenergieausstiegs bis Ende 2022 und der Fertigstellung der HGÜ-Leitungen bis Ende 2025 wurde neben der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs für den kommenden Winter 2017/2018 und das Jahr 2018/2019 [13, 16] ergänzend eine Langfristanalyse für den Winter 2021/2022 und 22/23 durchgeführt [20]. Ziel der Langfristanalyse war die Bestimmung des Redispatchbedarfs unmittelbar nach dem Kernenergieausstieg.

Die Langfristanalyse der ÜNB weist aufgrund des steigenden Nord-Süd-Gefälles eine maximal notwendige Redispatchleistung von 11,1 GW für den Winter 2022/2023 aus [20]. Davon können 6,2 GW von Marktkraftwerken in Deutschland bereitgestellt werden, der verbleibende Bedarf von 4,9 GW wird im Ausland gedeckt. Alternativ könnten bestehende Netzreservekraftwerke bzw. bis dahin aus dem Markt genommene Kraftwerke¹⁰ eingesetzt werden. Bedarfsdimensionierend ist wie in den bisherigen Analysen der „Starkwind-Starklast-Fall“, der durch eine hohe euro-

päische Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher Windenergieerzeugung und fehlender Photovoltaik-Einspeisung gekennzeichnet ist. Mit dem bis Ende 2025 fertigzustellenden Netzausbau (siehe Textabschnitt 3.1.2) ist von einem deutlichen Rückgang des Redispatchbedarfs auszugehen.

Das im Entwurf zum Strommarktgesetz vorgesehene Ausschreibungsverfahren für bis zu 2 GW zusätzlicher Leistung in Bayern und Baden-Württemberg zum Erhalt der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems wurde im Gesetzesbeschluss [21] entsprechend § 13k EnWG durch die mögliche Errichtung von Netzstabilitätsanlagen im Umfang von bis zu 2 GW als besondere netztechnische Betriebsmittel durch die Übertragungsnetzbetreiber ersetzt. Hintergrund ist, dass solche Anlagen zur Gewährleistung der Systemstabilität in dem vom Kernenergieausstieg und der Fertigstellung des HGÜ-Netzausbaus betroffenen Zeitraum bis 2025 erforderlich sind. Im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) wurde die entsprechende Regelung nach § 13k EnWG wiederum gestrichen und § 11 Absatz 3 EnWG vom Bundestag beschlossen. Demnach können die Übertragungsnetzbetreiber besondere netztechnische Betriebsmittel (Anlagen zur Stromerzeugung oder abschaltbare Lasten) zur Stabilisierung des Netzes nach Ausfällen im Übertragungsnetz vorhalten. Die Begrenzung auf 2 GW entfällt, der Bedarf ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu bestimmen und von der BNetzA zu bestätigen. Die Anlagen dürfen weiterhin nicht am Strommarkt agieren und neu geregelt ist, dass Dritte mit Betrieb und Errichtung zu beauftragen sind. Die Anlagen werden in einem wettbewerblichen Verfahren gesichert.

Der Bedarf an besonderen netztechnischen Betriebsmitteln wurde von den Übertragungsnetz-

¹⁰ Verlängerung der EU-Genehmigung der Netzreserve über Juni 2020 hinaus. In weiterführenden Analysen zum Bedarf an besonderen netztechnischen Betriebsmitteln der ÜNB wurden 1,4 GW an Netzreserve angenommen.

betreibern bestimmt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Dabei ermittelten die ÜNB einen Bedarf von etwa 2 GW zur Stabilisierung des Netzes nach Ausfällen (kurativer Redispatch/behebend)¹¹. Die Überprüfung durch die BNetzA ergab lediglich einen Bedarf von 1,2 GW. Dabei wurden u. a. von der BNetzA weitere bestehende schnellstartfähige Kraftwerke in der Netzreserve und Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt sowie besondere netztechnische Betriebsmittel nur nachrangig eingesetzt. Der Standort der Anlagen wird im Bericht der BNetzA nicht adressiert, netztechnisch sind alle auf Netzknoten in Süddeutschland wirkende Anlagen in ähnlicher Weise geeignet [22]. Die Übertragungsnetzbetreiber werden nun in einem nächsten Schritt der BNetzA ein Konzept für die Ausschreibung vorlegen.

Des Weiteren soll, entsprechend des Strommarktgesetzes, eine Kapazitätsreserve im Umfang von bis zu 2 GW zur Absicherung dienen, falls Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich gebracht werden können. Nach vorläufiger Einschätzung der EU-Kommission handelt es sich hierbei jedoch um eine Beihilfe nach Art. 108 Abs. 2 AEUV [23]. Über die Kapazitätsreserve wurde noch nicht abschließend beschieden.

Von Oktober 2016 bis Oktober 2019 werden zusätzlich schrittweise fünf Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 2,7 GW für vier Jahre vorläufig stillgelegt und in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Oktober 2016 wurde bereits das Kraftwerk Buschhaus (Niedersachsen) in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Oktober 2017 folgen die zwei Blöcke des Kraftwerks Frimmersdorf (Nordrhein-Westfalen). Da in Baden-Württemberg keine Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird, fallen keine Erzeugungsanlagen in Baden-Württemberg unter diese Regelung.

2.1.3 WEITERE VORGABEN

Entsprechend der Zielvorgaben des Energiekonzepts [24] aus dem Jahr 2010 und dem Klimaschutzplan 2050 [25] sind bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um 55 % ggü. 1990 zu reduzieren. Erstmals werden mit dem Klimaschutzplan 2050 handlungsfeldspezifische Zielsetzungen vorgegeben. Demnach sollen im Handlungsfeld Energiewirtschaft (v. a. Strom- und Fernwärmeerzeugung) 61 bis 62 % der Emissionen ggü. 1990 gemindert werden. Dies entspricht einer Halbierung der Emissionen im Vergleich zu 2014. Die dem Klimaschutzplan zugrundeliegenden Szenarien zeigen eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle bis 2030 auf [26]. Der Klimaschutzplan sieht daher eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ vor, die bis Ende 2018 einen Instrumentenmix entwickeln soll, um den erforderlichen Strukturwandel sozialverträglich zu gestalten.

Ende November 2016 stellte die EU-Kommission das umfassende Maßnahmenpaket „Clean Energy for all Europeans“, das sogenannte Winterpaket, vor. Darin enthalten sind Gesetzesvorschläge, die den Rahmen der EU-Energiepolitik bis 2030 prägen sollen. Im EU-Rat und -Parlament beginnt damit der Gesetzgebungsprozess. Die Verabschiedung ist noch vor der Europawahl im Juni 2019 geplant. Das Maßnahmenpaket befasst sich mit den Themen Energieeffizienz, Strommarkt, Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Steuerung (Governance) der Energieunion. Den Strommarkt betreffend sollen die Strombinnenmarkt-Richtlinie sowie drei Verordnungen (Strommarkt-Verordnung, ACER-Verordnung, Risikovorsorge-Verordnung) reformiert werden.

Dabei zielt die Überarbeitung auf die Flexibilisierung des Strommarkts, eine verbesserte Integration erneuerbarer Energien und die Stärkung

¹¹ Zur Bestimmung des Netzreservebedarfs wird der präventive Redispatch betrachtet, der erforderlich ist, um die erwarteten Stromflüsse zu transportieren.

2

der Verbraucher ab. So soll der Zugang ausländischer Stromerzeuger erleichtert und dynamische Stromtarife eingeführt werden. Außerdem ist die Abschaffung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien Teil des Winterpakets, Ausnahmen für EE-Bestandsanlagen und Kleinanlagen sind vorgesehen. Die Überarbeitung der Strommarktverordnung befasst sich u. a. mit dem Verfahren zur Neuordnung von Strompreiszonen. Demnach soll zukünftig die EU-Kommission berechtigt sein, über den Gebotszonenzuschnitt zu entscheiden. Außerdem werden EU-weite Vorgaben für Kapazitätsmechanismen getroffen. Darunter fällt auch die Vorgabe eines CO₂-Grenzwertes von 550 g CO₂/kWh, womit Kohlekraftwerke von Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen wären. Der Grenzwert soll nach einer Einführungsphase von 5 Jahren auch für Bestandsanlagen gelten. Angedacht ist zudem eine verstärkte Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere durch die Einführung von Regional Operational Centres (regionaler Betriebszentren), die künftig bindende Vorgaben zur operativen Systemführung machen können sollen (insbesondere zur Kapazitätsberechnung und Bestimmung der Reserven).

2.2 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg betrug im Jahr 2016 rund 25 %. In Relation zum Bruttostromverbrauch ergibt sich ein EE-Anteil von rund 20 % aus baden-württembergischen Erzeugungsanlagen. Die Wasserkraft trägt dabei zu einem Drittel zur EE-Stromerzeugung bei. Zur zweiten tragenden Säule hat sich die Photovoltaik entwickelt, die ebenfalls ein Drittel des EE-Stroms generiert.

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 bis 45 % 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 % an der Bruttostromerzeugung voraussichtlich nicht erreicht wird. Dies ist zum einen auf den bis 2016 weiterhin rückläufigen Zubau von PV-Anlagen zurückzuführen, zum anderen auf den ab 2018 drohenden Fadenriss beim Ausbau der Windenergieanlagen. Dieser geht auf die Einführung von deutschlandweiten Ausschreibungen im EEG 2017 zurück. Wie die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden gezeigt haben, wurden die ursprünglich für kleine Akteure geschaffenen Sonderregelungen für Bürgerenergieanlagen in unerwartet hohem Ausmaß in Anspruch genommen. Weiterhin bestehen aufgrund des unzureichenden regionalen Ausgleichs und der Reduzierung der Ausbaumengen schlechte Chancen für Projekte in Baden-Württemberg.

Während der Photovoltaik-Zubau im Jahr 2016 mit rund 140 MW abermals leicht rückläufig war, nahm die installierte Leistung von Windenergieanlagen um gut 330 MW auf rund 1.000 MW zu. Somit wurde 2016 mit 120 neu installierten Windrädern ein Rekordzubau erreicht.

Der Zubau von Windenergieanlagen in den Jahren 2017 und 2018 wird im Wesentlichen von Projekten bestimmt, die unter die Übergangsregelungen des EEG 2017 fallen. Diese sehen vor, dass Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt wurden und bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb gehen, von der Teilnahmepflicht an den neu eingeführten Ausschreibungen ausgenommen sind. Ihre Vergütung richtet sich wie bisher nach den im EEG verankerten Sätzen in Verbindung mit einer zubauabhängigen Degression. Akteure,

die eine Ausschreibungsteilnahme präferieren, mussten bis zum 28. Februar 2017 durch eine schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur von ihrem gesetzlich bestimmten Zahlungsanspruch zurücktreten.

Der angekündigte Systemwechsel ließ die Genehmigungszahlen im Jahr 2016 deutlich ansteigen. Mit bundesweit mehr als 9,5 GW wurde das Vorjahresniveau um mehr als 5,8 GW überschritten. Auf Baden-Württemberg entfielen davon etwas mehr als 635 MW. Auch hier zeigte sich eine deutliche Steigerung gegenüber dem Vorjahrswert von 280 MW. Der positive Trend in Baden-Württemberg setzt sich damit vorerst fort. Nach einem gemeldeten Bruttozubau von 131 MW in der ersten Jahreshälfte 2017 beläuft sich der Bestand an genehmigten Windenergieanlagen zum 30. Juni 2017 auf rund 539 MW. 24 MW gehen davon auf Genehmigungen aus dem Jahr 2014 zurück und 29 MW auf Genehmigungen aus dem Jahr 2015. Gemäß den Angaben im Anlagenregister strebt die überwiegende Mehrheit der Projektentwickler noch eine Realisierung in der zweiten Jahreshälfte 2017 an. Für das Jahr 2018 wäre demnach erstmals wieder mit einem rückläufigen Bruttozubau in Baden-Württemberg zu rechnen.

Im Mai und August 2017 endeten die ersten beiden Runden der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land unter dem EEG 2017. Sie wurden geprägt von der Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften, die infolge der umfassenden Ausnahmeregelungen mit 96 % in der ersten und 95 % in der zweiten Runde fast das gesamte Zuschlagsvolumen auf sich vereinen konnten. Es zeigt sich jedoch, dass insbesondere in der zweiten Ausschreibungsrunde hinter einer Mehrheit der bezuschlagten Gebote ein einzelner Projektierer steht. Zudem ist durch die hohe Bezuschlagung von Bürgerenergieprojekten, die ohne Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz teilnehmen können und eine Realisierungspflicht von 54 statt 30 Monaten haben, mit einem deut-

lichen Fadenriss beim deutschlandweiten Zubau bei Windenergie an Land zu rechnen. Als Konsequenz haben die Regierungsfractionen eine Änderung der besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften für die ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018 beschlossen: Auch für Bürgerenergieprojekte ist dann die Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz eine Teilnahmevoraussetzung.

Zudem zeigte die Verteilung der Zuschläge ein deutliches Übergewicht in den nördlichen und östlichen Bundesländern. Baden-Württemberg, mit Geboten im Umfang von 88,3 MW und 67,8 MW vertreten, ging in beiden Runden leer aus. Im Hinblick auf den weiteren Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg gilt es die weitere Entwicklung daher kritisch zu beobachten und zu begleiten. Schon jetzt deutet sich jedoch an, dass das Referenzertragsmodell in seiner derzeitigen Form kaum genügen dürfte, einen über das Bundesgebiet verteilten Ausbau sicherzustellen und deshalb aus Landessicht um weitere Maßnahmen ergänzt werden müsste.

Im Rahmen der Ausschreibungen für große Photovoltaikanlagen hat Baden-Württemberg – neben Bayern – die Länderöffnungsklausel genutzt und Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten im Umfang von maximal 100 MW pro Jahr freigegeben. In Bayern liegt die Begrenzung bei 30 Projekten (d. h. maximal 300 MW) pro Jahr. Die erweiterte Flächenkulisse kam zum ersten Mal in der zweiten Ausschreibungsrunde vom 1.6.2017 nach EEG 2017 zur Anwendung. 19 der insgesamt 32 bezuschlagten Gebote entfielen auf geplante Projekte in benachteiligten Gebieten. Während nur ein baden-württembergisches Gebot mit 10 MW bezuschlagt wurde, konnten sich 18 Gebote für Projekte in benachteiligten Gebieten in Bayern einen Zuschlag sichern. In der Ausschreibungsrunde vom 01.10.2017 kam gleichfalls nur ein Projekt in Baden-Württemberg

zum Zuge, da Projekte in Bayern auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten auch diese Ausschreibungsrunde dominierten. Dieses Ungleichgewicht ist primär darauf zurückzuführen, dass in Bayern mehr Vorerfahrungen und vorentwickelte Projektplanungen für Anlagen auf Ackerland vorliegen, da dort im Zeitraum bis 2010 (als Anlagen auf Ackerland noch generell förderfähig waren) deutlich mehr Freiflächenanlagen als in Baden-Württemberg installiert wurden. Die Landesregierung beabsichtigt, mittels eines Hinweisschreibens an die Planungsbehörden sowie eines Planungsleitfadens die Freiflächenöffnungsverordnung zu flankieren und so die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg für Photovoltaikanlagen zu unterstützen.

Mit der im Koalitionsvertrag verankerten Solaroffensive sollen die Potenziale der Solarenergie besser ausgeschöpft werden. Die Solaroffensive setzt sich aus mehreren verschiedenen Bausteinen zusammen. Neben der bereits genannten Freiflächenöffnungsverordnung sollen Maßnahmen im Bereich Öffentlichkeitsarbeit, Motivation und Vernetzung von Akteuren umgesetzt werden. Dazu ist geplant, im Rahmen eines Förderprogramms regionale Netzwerke zu fördern, um die Potenziale insbesondere in urbanen Ballungsgebieten zu erschließen. Damit sollen auch Mieterstromprojekte unterstützt werden. Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vgl. Kapitel 4.4). 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.

Zum 1. September wurde die erste Ausschreibungsrunde für Strom aus Biomasseanlagen 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 erste Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen war von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. So war bei einem Ausschreibungsvolumen von rd. 122 MW lediglich ein Gebotsvolumen von 41 MW zu verzeichnen, wovon 28 MW bezuschlagt wurden¹². Von den insgesamt 24 erfolgreichen Geboten bezogen sich 20 auf Bestandsanlagen. Für Anlagen in Baden-Württemberg wurden 7 Gebote mit insgesamt 4,8 MW abgegeben, von denen 4 mit insgesamt 800 kW bezuschlagt wurden.

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 7,8 GW mit 0,6 GW nur ein Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vgl. Abbildung 2), der fast ausschließlich Wasserkraft- und Biomasseanlagen zuzurechnen ist.

¹² Gebote mit insgesamt 13 MW wurden aufgrund von fehlenden Angaben oder nicht erfüllten Teilnahmevoraussetzungen vom Verfahren ausgeschlossen.

Installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung [MW]

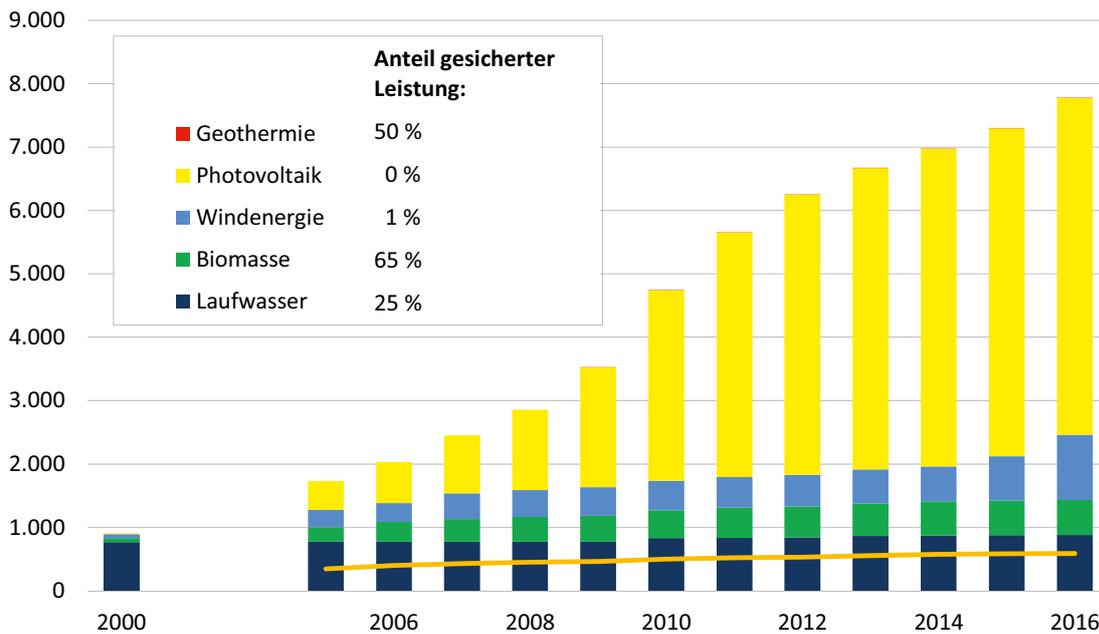


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2016 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [27].

2.3 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

☞ Mit wachsender Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien nimmt der Anpassungsdruck auf das Versorgungssystem sowie den dazugehörigen regulatorischen Rahmen zu. Die volatile Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen auf allen Netzebenen krepelt bestehende Strukturen um und lässt die Bedeutung von Flexibilität wachsen. Neben dem Netzausbau (siehe Kapitel 3.1) sind zusätzliche Speicher in diesem Zusammenhang ebenso gefragt wie die intelligente Einbindung der Nachfrageseite durch Lastmanagement und Power-to-X-Technologien. Die Zunahme beteiligter Akteure und das gestiegene Aufkommen dezentraler Anlagen erhöhen darüber hinaus den Koordinationsbedarf und stellen neue Anforderungen an die Mess- und Kommunikationssysteme.

Stromspeicherung

Konventionelle Großspeicher, wozu in Deutschland vor allem Pumpspeicherkraftwerke zählen, sind am Markt etabliert und sorgen dank hoher

Wirkungsgrade nicht nur für einen kostengünstigen Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen, sondern leisten als Anbieter verschiedenster Systemdienstleistungen auch einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Netzbetriebs. Die Turbinenleistung der hierzulande installierten Pumpspeicherkraftwerke beläuft sich (Stand: März 2017) auf 6.357 MW, wovon 1.873 MW auf Standorte in Baden-Württemberg entfallen [3]. Hinzu kommen Anlagen in Österreich und Luxemburg mit einer Gesamtleistung von 3.083 MW, die ebenfalls mit dem deutschen Stromnetz verbunden sind. Trotz zahlreicher Projekte in der Planungsphase gingen in den letzten Jahren nur wenige Neuanlagen ans Netz. Grund hierfür sind unter anderem die seit 2011 sinkenden Börsenstrompreise, unter denen auch die Rentabilität des Speicherbetriebs leidet. Denn mit dem Strompreisrückgang nahmen auch die Preisdifferenzen zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen ab, was die Möglichkeit, durch den An- und Verkauf zu unterschiedlichen Zeitpunkten Gewinne aus den Preisdifferenzen zu erzielen, verringerte.

2

So gab letztlich auch die EnBW im Oktober 2017 ihre Pläne für das Großspeicherkraftwerk Atdorf mit Verweis auf die unzureichende Entwicklung der energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf [28]. Für den Zeitraum bis 2019 erwartet die Bundesnetzagentur nichtsdestotrotz eine moderate Ausweitung der bestehenden Netto-Nennleistung um 372 MW, die sich jedoch auf Vorhaben in Österreich beziehen [4].

Deutlich mehr Dynamik ist gegenwärtig beim Ausbau dezentraler Batteriespeichersysteme zu beobachten. Angestoßen durch das Förderprogramm „Erneuerbare Energien-Speicher“ der KfW Bankengruppe, das mit zinsgünstigen Krediten und Tilgungszuschüssen des Bundes in der nunmehr zweiten Runde den Ausbau von Photovoltaik-Heimspeichern fördert, nimmt das Interesse an den dezentralen Speicherlösungen stetig zu. Seit der Erstauflage des Programms im Mai 2013 ist der Bestand (Stand: April 2017) geförderter und ungeförderter Speicher auf rund 61.300 Einheiten mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 400 MWh gestiegen. Allein im Jahr 2016 gingen rund 22.500 neue Solarstromspeicher in Betrieb, wovon etwa 3.600 in Baden-Württemberg errichtet wurden. In zunehmendem Umfang erfolgt der Ausbau außerhalb des Förderrahmens. So wurde zu Beginn 2017 nur jeder dritte Speicher unter Inanspruchnahme des KfW-Programms installiert. Zwischen 2013 und 2015 lag der Anteil noch bei 55 %. Im Segment der Photovoltaik-Dachanlagen bis 30 kW gewinnen Batteriespeicher damit mehr und mehr an Bedeutung. Der Anteil der kleinen PV-Anlagen, die in Kombination mit einem Batteriespeicher errichtet wurden, legte von knapp 14 % im Jahr 2014 auf etwas mehr als 46 % im Jahr 2016 zu. Die dezentralen Solarstromspeicher dienen dabei vorrangig zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote. Um gleichzeitig einen System-

nutzen zu generieren, unterliegen die Anlagen innerhalb des KfW-Programms einer Reihe technischer Anforderungen. Dazu zählt unter anderem die netzdienliche Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der installierten PV-Leistung sowie die Bereitstellung und Offenlegung von Kommunikationsschnittstellen für eine zukünftige Einbindung in Netzdienstleistungen. [29]

Mit den erzielten Kostenreduktionen im Bereich der Lithium-Ionen-Technologie wächst seit einigen Jahren zudem das Interesse an Batteriespeichern im Megawatt-Maßstab. Ihr hohes Flexibilitätspotenzial macht die Speicher vor allem für den Einsatz am Primärregelenergiemarkt beliebt. Zu den Investoren zählen neben klassischen Energieversorgern wie dem fünftgrößten deutschen Stromerzeuger Steag [30] oder den Stadtwerken Schwäbisch Hall [31] auch Automobilhersteller wie Daimler [32], die über den Markt für stationäre Batteriespeicher Synergien zu ihren Aktivitäten im Bereich der Elektromobilität nutzen.

Flexibilisierung der Nachfrage

Neben der Investition in Speicher bietet die aktive Steuerung des Stromverbrauchs, das sogenannte Lastmanagement, eine vergleichsweise günstige Option für die Flexibilisierung des Versorgungssystems. Bislang war Lastmanagement vor allem ein unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten verfolgter Ansatz von Industriekunden, die durch die Vermeidung von Nachfragespitzen ihre Strombezugskosten verringerten. Die Aktivierung der Nachfrage für systemdienliche Zwecke setzt damit nicht zuletzt eine Überarbeitung der Anreizstrukturen voraus.

Das Pilotprojekt „Demand Side Management Baden-Württemberg“, das mit Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energie-

wirtschaft Baden-Württemberg von der Deutschen Energie-Agentur (dena) auf- und umgesetzt wurde, nahm die Lastverschiebpotenziale von gewerblichen und industriellen Verbrauchern gezielt unter die Lupe. Am Beispiel ausgewählter Unternehmen aus zehn verschiedenen Branchen wurden von Juli 2014 bis Dezember 2016 praktische Erfahrungen mit der Erschließung und Vermarktung bestehender Potenziale gesammelt. Als besonders geeignet erwiesen sich mechanische Verarbeitungs- sowie Kälte- und Wärmeprozesse. Die identifizierten Potenziale beschränkten sich weder auf einzelne Branchen noch zeigte sich eine Abhängigkeit von der Unternehmensgröße. Für die Erschließung der lastseitigen Flexibilitätsoptionen stehen den Unternehmen derzeit im Wesentlichen vier Vermarktungsoptionen offen. Hierzu zählen zum einen der Einsatz im Regenergiemarkt und die Nutzung im Rahmen des Netzengpassmanagements (netzorientierte Optionen) und zum anderen die Teilnahme am Spotmarkt sowie die Nutzung der flexiblen Lasten im Zuge des Bilanzkreismanagements (marktorientierte Optionen). In Fällen, in denen das einzelne Lastverschiebepotenzial gering ist, kann die Einbindung in den Pool eines Vermarktungsunternehmens eine interessante Option darstellen. Das Pilotprojekt zeigte jedoch auch, dass die gegenwärtigen Erlöspotenziale in vielen Fällen nicht für eine wirtschaftliche Erschließung ausreichen. Zudem können bestimmte betriebliche Strukturen und ein fehlender Rückhalt innerhalb der Unternehmen die Erschließung in der Praxis erschweren. [33]

Im Hinblick auf die regulatorischen Voraussetzungen ist vor allem die Neugestaltung der Ausschreibungsbedingungen für Sekundär- und Minutenreserveleistung positiv zu erwähnen, mit

der die Bundesnetzagentur den Markteintritt für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Anbieter dezentraler Flexibilitätsoptionen erleichtert. Die Beschlüsse vom 13. Juni 2017 [34, 35] sehen unter anderem eine deutliche Verkürzung der Ausschreibungsdauer für Sekundärregelleistung vor. Statt der bislang einmal wöchentlichen Ausschreibung soll der Bedarf künftig kalendertäglich kontrahiert werden. Zudem erhöht sich die Anzahl der Produktzeitscheiben von zwei auf sechs. Kleinere Anbieter profitieren darüber hinaus von zusätzlichen Ausnahmen. So soll die Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserveleistung zukünftig ab 1 MW möglich sein.

Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Im Rahmen der Energiewende gewinnen strombasierte Anwendungen auch in anderen Teilen des Energiesystems an Bedeutung. Beispiele hierfür sind die Elektromobilität, strombasierte Kraftstoffe sowie die Erzeugung von Wärme über Elektroheizkessel oder Wärmepumpen. Die stärkere Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie die Einbindung industrieller Prozesse zählt daher zu den zentralen Herausforderungen, die es in den kommenden Jahren zu bewältigen gilt. Sinnvoll gestaltet kann die Sektorkopplung perspektivisch sowohl zur Dekarbonisierung als auch zur Flexibilisierung des Systems beitragen. Die zur Verfügung stehenden Technologien und Nutzungspfade werden in der Regel unter dem Schlagwort „Power-to-X“ zusammengefasst.

Eine bereits heute vergleichsweise günstige Option stellen Power-to-Heat-Anlagen dar. Sie werden in wachsender Zahl von Regionalversorgern und Industrieunternehmen als strategische Ergänzung ihres Technologieportfolios betrieben.

Während Stadtwerke Power-to-Heat-Anlagen vor allem in ihre Nah- und Fernwärmesysteme integrieren, dienen sie in der Industrie als zusätzliche Option zur Bereitstellung von Prozesswärme. Die im Jahr 2016 in Deutschland installierte Leistung von Anlagen über 5 MW wird auf rund 500 MW geschätzt [36]. Finanziert werden die Wärmeerzeugungsanlagen heute vor allem über Erlöse aus dem Regelenergiemarkt sowie über die Einsparung von Brennstoffkosten. Mit dem EEG 2017 und der Anpassung des EnWG hat der Gesetzgeber eine weitere Vermarktungsoption geschaffen – wenn auch in einem sehr eng gefassten Rahmen. Im Zuge der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. Abs. 6a EnWG dürfen die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Wahrung der Versorgungssicherheit nun auch den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen vergüten und damit die Verwertung überschüssiger Strommengen anreizen. Die Regelung richtet sich jedoch vorerst nur an Betreiber von KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW, die vor dem 1. Januar 2017 im Netzausbaugebiet¹³ in Betrieb genommen wurden. Eine Ausweitung auf andere Technologien ist vorgesehen, sofern es den Netzbetreibern nicht gelingt, unter Einhaltung der Vorgaben elektrische Wärmeerzeugungsanlagen im Umfang von 2 GW zu kontrahieren.

Noch deutlich gebremster gestaltet sich die Entwicklung im Bereich der Power-to-Gas-Technologie. Als langfristig vielversprechendste Lösung für den saisonalen Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen schafft es die Technologie derzeit kaum über Demonstrationsvorhaben und Nischenanwendungen hinaus. Die Datenbank der Strategieplattform Power-to-Gas listet mit Stand August 2017 28 laufende Pilotprojekte [37]. Fünf weitere befinden sich in der Planung

bzw. im Bau. Darunter befindet sich auch das Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg, das in den kommenden Jahren in der südbadischen Gemeinde Wyhlen unter Beteiligung von Wirtschaft und Wissenschaft umgesetzt wird. Hemmend wirken derzeit insbesondere die hohen Belastungen des Strombezugs mit Steuern, Abgaben und Umlagen, die die Suche nach wirtschaftlichen Geschäftsmodellen erschweren. Dieses ist ein Problem, unter dem grundsätzlich die gesamte Entwicklung der Sektorkopplung leidet.

Digitalisierung der Energiewirtschaft

Digitale Anwendungen prägen schon heute weite Teile des täglichen Lebens und bilden die Grundlage für eine Vielzahl von Dienstleistungen. Dieser Trend wird sich weiter verstärken. Auch die Energiewende wäre ohne moderne Informations- und Kommunikationssysteme kaum zu bewältigen, nimmt doch die Komplexität und der Koordinationsbedarf mit der wachsenden Zahl dezentraler Einheiten und der volatilen Erzeugung stetig zu. Die Denkfabrik Agora Energiewende beschreibt in diesem Kontext eine Energiewelt der Zukunft, in der sich die Wertschöpfung von der eigentlichen Stromerzeugung auf die Bereitstellung intelligenter Dienstleistungen verlagert [38]. Smart Home, Smart Grid und Smart Market sind die in diesem Zusammenhang gebräuchlichen Schlagworte.

Die Landesregierung Baden-Württemberg hat sich zum Ziel gesetzt, den digitalen Wandel aktiv zu begleiten und stellte hierzu im Juli 2017 ihre Strategie für die Digitalisierung vor [39]. Auf Einladung des Umweltministeriums waren zuvor rund 180 Teilnehmer aus Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft, Verwaltung und Politik zusammengekommen, um im Rahmen eines Runden Tisches

¹³ Für Gebiete, in denen das Übertragungsnetz besonders stark überlastet ist, sieht das EEG 2017 eine temporäre Beschränkung des Windenergieanlagenbaus vor. Betroffen sind gegenwärtig die Flächenländer Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, ein Teil Niedersachsens sowie die Stadtstaaten Hamburg und Bremen. Das jährliche Zuschlagsvolumen in den ab 2017 stattfindenden Ausschreibungen ist für diese Gebiete derzeit auf 902 MW begrenzt.

gemeinsam über Gestaltungsmöglichkeiten und Strategien für eine nachhaltige Digitalisierung zu diskutieren [40].

Praktische Erfahrungen mit dem Aufbau eines intelligenten Energiesystems werden derweil unter anderem in dem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Pilotprojekt C/sells gesammelt. Eingebettet in das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ treiben die beteiligten Partner die Digitalisierung der Infrastruktur in der Modellregion Süddeutschland (Baden-Württemberg, Bayern und Hessen) voran. Leitbild für das Projekt ist ein Energiesystem aus autonom handelnden Zellen, die im regionalen Verbund miteinander interagieren.¹⁴

Der flächendeckende Smart Meter Rollout – Kernstück des Gesetzes zur Digitalisierung – kommt unterdessen nicht wie geplant voran. Ursprünglich sollte der Einbau der intelligenten Messsysteme bei Gewerbe- und Industriekunden bereits zum Jahresbeginn 2017 starten. Da zentrale Regelungen zur Marktkommunikation jedoch erst im Dezember 2016 von der Bundesnetzagentur veröffentlicht wurden, kommt es nun zu Verzögerungen. Einige Branchenvertreter rechnen damit, dass sich die technische Verfügbarkeit der Smart Meter Gateways unter Umständen noch bis Herbst 2018 hinziehen könnte [41]. Bislang hat keines der entwickelten Produkte die notwendige Zertifizierung vom zuständigen Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik erhalten [42].

Optimaler Einsatz bestehender Flexibilitätsoptionen

Die Integration hoher Anteile fluktuierender, erneuerbarer Energien ist mit dem bestehenden

und absehbaren Potenzial an Flexibilitätsoptionen grundsätzlich möglich. Aufgabe der Politik ist es nun, unter Beteiligung von Wirtschaft und Wissenschaft einen geeigneten Rahmen für deren Erschließung zu schaffen. Dieser muss der Vielfältigkeit der Optionen gerecht werden und einen fairen Wettbewerb zwischen den Technologien erlauben [43]. Die Netzflexstudie [44] der Deutschen Energieagentur betont in diesem Zusammenhang den positiven Beitrag von Multi-Use-Ansätzen. Gemeint ist die gleichzeitige Nutzung von Flexibilitätstechnologien für verschiedene nutzerbezogene, marktorientierte und netzdienliche Anwendungen. So könnten beispielsweise die Batterien von Elektrofahrzeugen nicht nur die nötige Antriebsenergie im Straßenverkehr bereitstellen, sondern auch während der Standzeiten des Fahrzeuges zur Regelleistungserbringung oder im Bilanzkreismanagement genutzt werden.

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

☛ Mit knapp 62 TWh (-2,2 % gegenüber dem Vorjahr) liegt die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg um 1,4 TWh unter dem Niveau des Vorjahres 2015. Hauptsächlich ist der Rückgang auf die geringere Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken zurückzuführen, in denen im Jahr 2016 6% weniger produziert wurde (-1,1 TWh). Zudem wurde in den Kernkraftwerken Baden-Württembergs 0,8 TWh weniger Strom als im Vorjahr erzeugt (-3,6 %). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weist ein Plus von 0,4 TWh auf.

Auch auf Bundesebene liegt im Jahr 2016 ein Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle (-5 %) und Kernenergie (-8 %) vor. Demgegenüber steht bundesweit ein Anstieg der Stromerzeugung

¹⁴ Nähere Informationen zum Projekt finden sich im Internetauftritt der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg sowie auf der Projektwebsite unter www.csells.net.

2

aus Erdgas um 30 % bzw. anteilig um knapp 3 Prozentpunkte [45]. Hintergrund ist der Rückgang des Gaspreises (siehe Abschnitt 5.1.1) im Vergleich zum Steinkohlepreis, sodass unter Berücksichtigung von zusätzlichen Kosten im flexiblen Betrieb bei alten Steinkohlekraftwerken neue Gaskraftwerke geringere Kosten aufwiesen [46]. Die Stromerzeugung aus Steinkohle wurde zudem teilweise von erneuerbaren Energien verdrängt:

Bei hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien ging die Einspeiseleistung von Kohlekraftwerken deutlich zurück [46]. In Baden-Württemberg dürften zudem die umfangreichen Revisionsarbeiten am Block 8 des Rheinhafendampfkraftwerks zu einem Rückgang der Steinkohleverstromung geführt haben [47].

Bruttostromerzeugung bzw. -verbrauch [TWh/a]

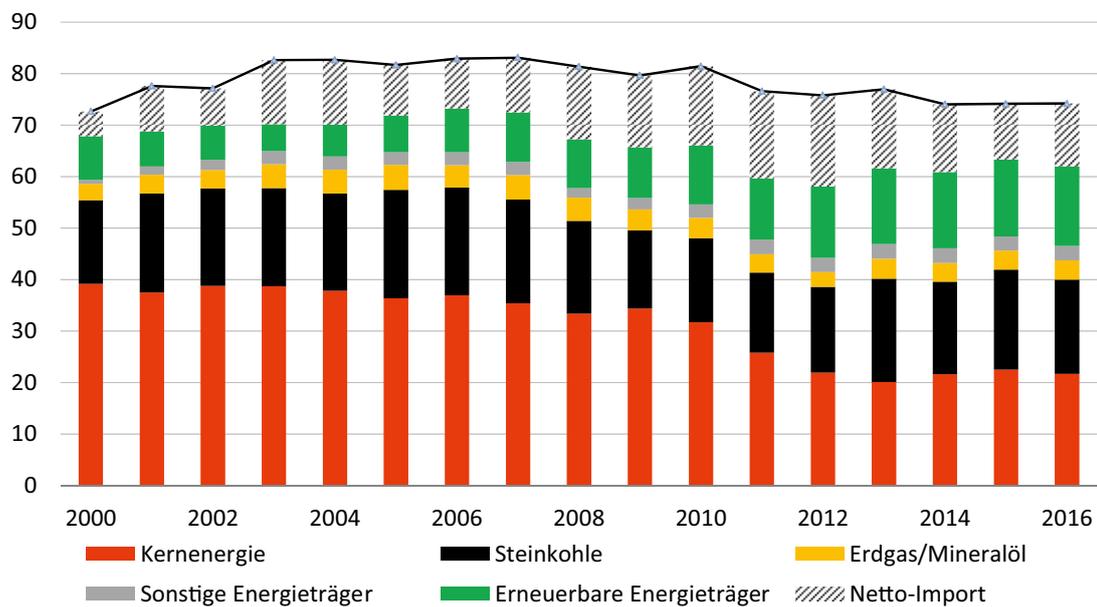


Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2016 in Baden-Württemberg (2016 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [48, 49].

Den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg leistet die Photovoltaik. Aufgrund eines unterdurchschnittlichen Sonnenjahres in Kombination mit einem geringen Zubau war die Stromerzeugung in 2016 jedoch leicht rückläufig (-0,2 TWh). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist nach einem schlechten Wasserjahr 2015 wieder angestiegen (+0,4 TWh). Neben dem Sonnenjahr fiel auch das Windjahr 2016 eher unterdurchschnittlich aus. Aufgrund der zahlreichen Inbetriebnahmen 2015/16 war jedoch ein geringer Zuwachs bei der

Stromerzeugung zu verzeichnen (+0,1 TWh). Insgesamt wurden im Jahr 2016 15,3 TWh erneuerbarer Strom in Baden-Württemberg erzeugt, was einem Viertel der gesamten Stromerzeugung entspricht.

Gegenüber dem Vorjahr hat sich der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg kaum verändert und hat sich in den vergangenen 3 Jahren auf einem Niveau von rd. 74 TWh stabilisiert. Zusammen mit der geringeren Stromerzeugung im Land steigen die Netto-Importe somit um 1,5 TWh

gegenüber dem Vorjahr auf 12,3 TWh. Der Anteil der Netto-Stromimporte betrug damit im Jahr 2016 rund 17 % des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg, im Vergleich zu 15 % im Vorjahr. Das Importniveau liegt jedoch weiterhin deutlich niedriger als in den Jahren vor 2015.

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Per Saldo wird in Baden-Württemberg deutlich mehr Strom in das benachbarte Ausland exportiert als importiert. So stieg der Exportsaldo von 2,4 TWh im Jahr 2014 auf 14,3 TWh in 2016 (siehe Abbildung 4). Insgesamt flossen im Jahr 2016 19,6 TWh in das benachbarte Ausland und 5,3 TWh aus dem Ausland nach Baden-Württemberg.

Die Steigerung des Exportsaldos mit dem benachbarten Ausland im Jahr 2016 ist einem geringeren Importsaldo mit Frankreich zuzurechnen; zudem stieg der Export in die Schweiz, während Österreich geringere Strommengen bezog. Aus Frankreich wurden deutlich geringere Strommengen bezogen, da aus Sicherheitsgründen im Herbst 2016 mehrere Atomkraftwerke abgeschaltet wurden. Im Austausch mit der Schweiz wurde ein Rekordwert von 14,6 TWh erreicht (Nichtverfügbarkeit zweier Kernkraftwerke in der Schweiz, hohe Exporte in den Wintermonaten).

Auf Bundesebene stieg der Exportsaldo weiter leicht um 1,9 TWh auf 53,7 TWh an. Dabei waren die Importflüsse mit 6,6 TWh stärker rückläufig als die Stromflüsse in das Ausland (4,7 TWh) [45].

Physikalische Lastflüsse [TWh]

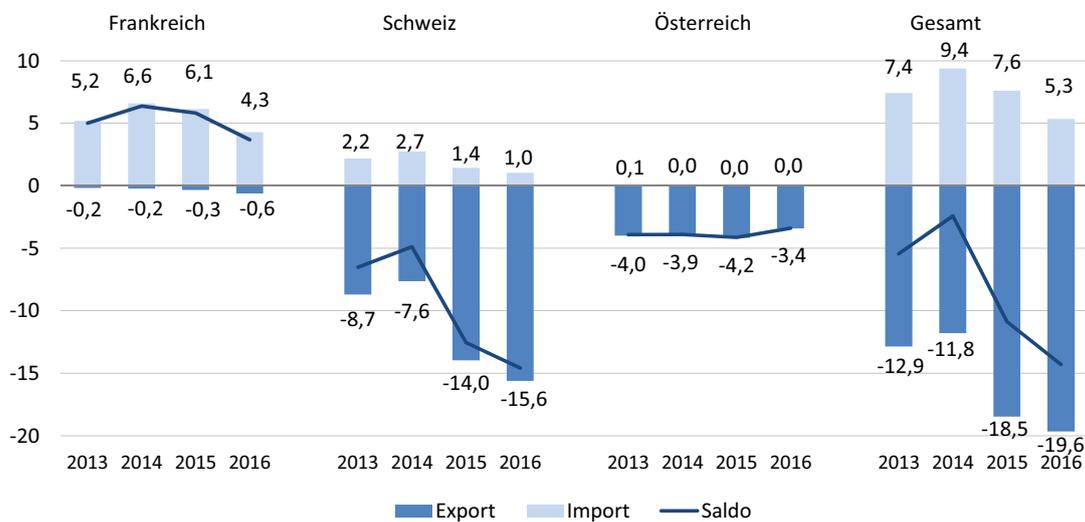


Abbildung 4: Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2016¹⁵. Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW [50] und Entso-e [51].

¹⁵ Die Auswertung für Frankreich und Österreich bezieht sich auf die unter [50] veröffentlichten viertelstündlichen Summen der grenzüberschreitenden Lastflüsse. Neben TransnetBW betreibt Amprion Grenzkuppelstellen mit der Schweiz in Baden-Württemberg. Aufgrund identischer Bilanzierungsweise in [51] sind die Lastflüsse von Amprion und TransnetBW als Summen dargestellt und werden im Unterschied zum Statusbericht 2016 nicht mehr separat ausgewiesen.

2

Die physikalischen Lastflüsse weichen teilweise erheblich von den grenzüberschreitenden Handelsflüssen ab (vgl. Abbildung 5). Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zeigen den Fahrplan der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Meldungen der Bilanzkreise. Dahingegen stellen physikalische Lastflüsse Messwerte dar, welche zudem Transit- und Ringflüsse beinhalten.

Der Saldo der Handelsflüsse ist im Jahr 2016 mit 20,1 TWh leicht angestiegen. Wie Abbildung 5 zeigt, ist die Entwicklung im Wesentlichen auf deutlich geringere Bezüge Österreichs bei gleichzeitiger Zunahme des Exports in die Schweiz zurückzuführen. Große Abweichungen zu den tatsächlichen Lastflüssen finden sich im Austausch zwischen Baden-Württemberg und Frankreich sowie zwischen Baden-Württemberg und der

Schweiz. Hierbei handelt es sich überwiegend um Transitflüsse, die unter anderem über die Schweiz nach Italien fließen [52].

Auf Bundesebene sind die Handelsflüsse beim Import (-61 %) und Export (-35 %) deutlich zurückgegangen. Insbesondere nach Österreich wurden geringere Strommengen exportiert. Dazu könnten die niedrigeren Gaspreise sowie das gute Wasserjahr in Österreich beigetragen haben [46]. Außerdem könnte die in Zentralwesteuropa (deutsch/österreichischer Strommarkt, Frankreich und Benelux-Staaten) 2015 eingeführte lastflussbasierte Marktkopplung durch die Begrenzung der Handelskapazitäten entsprechend der physischen Mengen zu geringeren Handelsflüssen geführt haben [46].

Handelsflüsse [TWh]

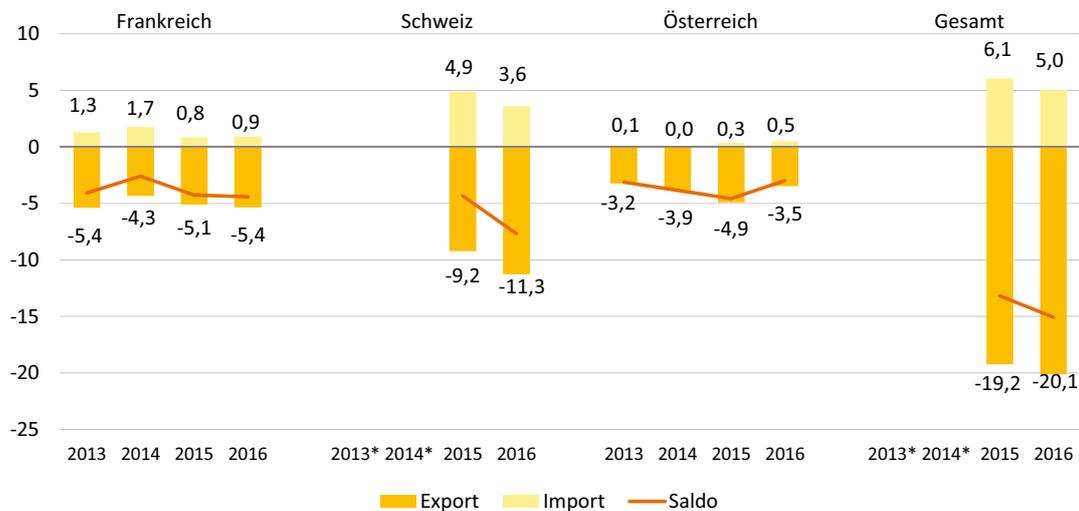
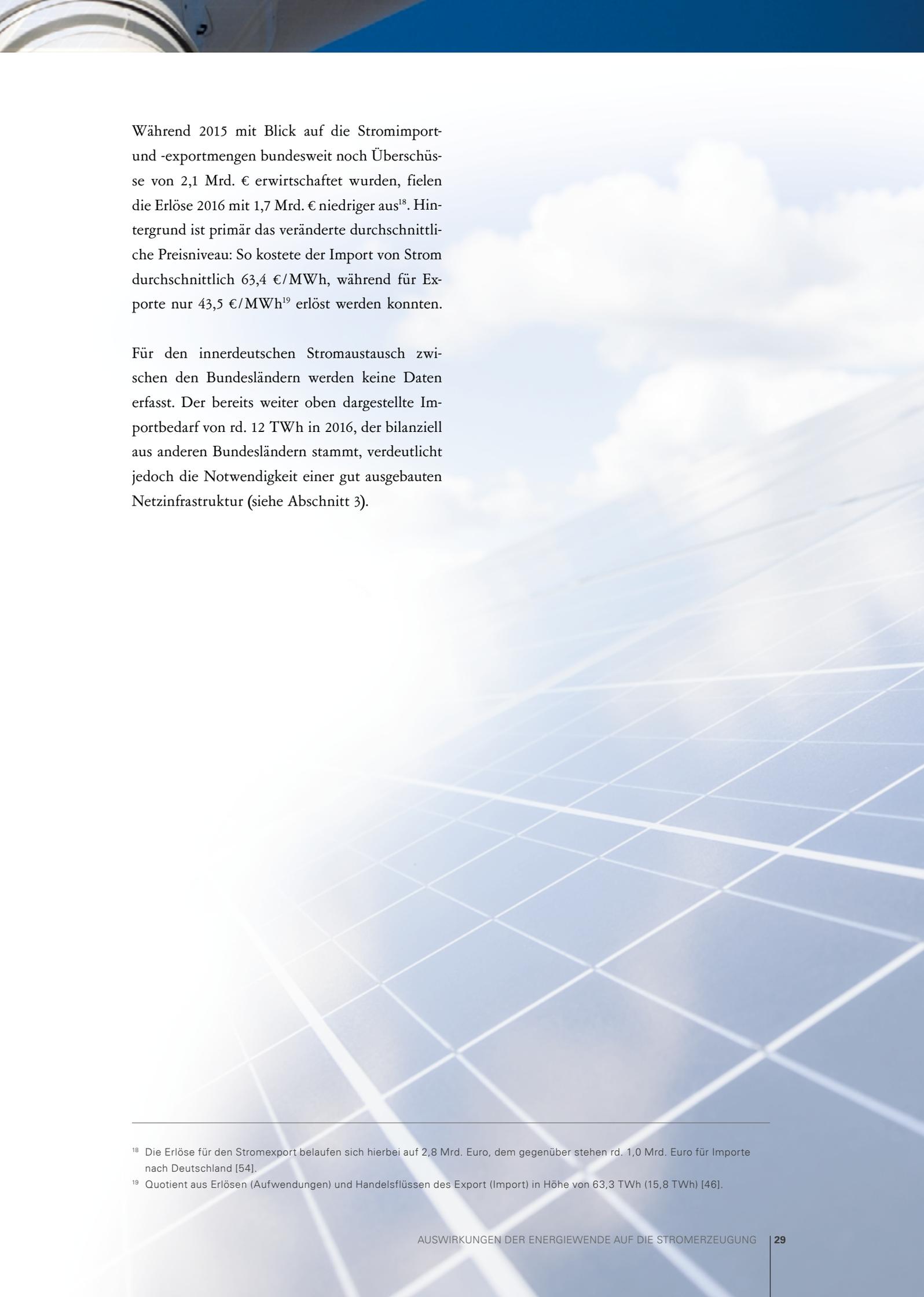


Abbildung 5: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2016¹⁶. Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW [50] und Entso-e [53]¹⁷, *für das Jahr 2013/2014 liegen die Handelsflüsse mit der Schweiz nicht in geeigneter Form vor.

¹⁶ 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.

¹⁷ Die in Kapitel 2.1 gezeigte Überschreitung der Grenzkuppelkapazitäten nach Österreich im Starkwindfall (hoher Export von Windstrom aus Norddeutschland nach Österreich) kann hier nicht abgebildet werden. Die Darstellung zeigt Jahressummen, worin sich die jeweiligen einzelnen Extremfälle nicht widerspiegeln.



Während 2015 mit Blick auf die Stromimport- und -exportmengen bundesweit noch Überschüsse von 2,1 Mrd. € erwirtschaftet wurden, fielen die Erlöse 2016 mit 1,7 Mrd. € niedriger aus¹⁸. Hintergrund ist primär das veränderte durchschnittliche Preisniveau: So kostete der Import von Strom durchschnittlich 63,4 €/MWh, während für Exporte nur 43,5 €/MWh¹⁹ Erlös werden konnten.

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf von rd. 12 TWh in 2016, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur (siehe Abschnitt 3).

¹⁸ Die Erlöse für den Stromexport belaufen sich hierbei auf 2,8 Mrd. Euro, dem gegenüber stehen rd. 1,0 Mrd. Euro für Importe nach Deutschland [54].

¹⁹ Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Export (Import) in Höhe von 63,3 TWh (15,8 TWh) [46].

3

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende



3.1 STROMNETZE

3.1.1 SYSTEMSTABILITÄT

Die Verantwortung für die System- und Netzstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern und damit in Baden-Württemberg fast ausschließlich bei TransnetBW. Um die Stabilität im Stromnetz aufrecht zu erhalten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber gewährleisten, dass Stromerzeugung und -verbrauch zu jeder Zeit gleich groß sind. Auftretende Abweichungen im täglichen Netzbetrieb werden dabei durch den Einsatz von Regel- bzw. Ausgleichsenergie kurzfristig behoben. Kommt es zum Auftreten von größeren Abweichungen, die sich nicht beheben lassen, wird die Netzstabilität gefährdet.

Die steigende Anzahl kleiner, dezentral einspeisender Erzeugungsanlagen und der damit einhergehende Umbau des Kraftwerksparks führen im Netzbetrieb zu zunehmend veränderten Lastflüssen. Gleichzeitig konnte der Netzausbau in der Vergangenheit nicht die gleiche Dynamik aufweisen wie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Als Folge sind in den vergangenen Jahren die Eingriffe ins Netz (sogenannter Redispatch) durch die Übertragungsnetzbetreiber zum Teil stark gestiegen. 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. Gegenüber dem im Jahr 2015 stark gestiegenen Redispatchbedarf ist der Bedarf 2016 auf 13.339 Stunden mit Netzeingriffen (-16 %) bzw. 11.475 GWh betroffener Strommenge (-26 %) leicht gesunken. Gleichzeitig haben sich die damit verbundenen Kosten fast halbiert und lagen bei 219 Mio. € (vgl. Tabelle 1) [55]. Als Gründe für den Rückgang der Eingriffe werden eine insgesamt geringere Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen, ein Rückgang von prägnanten Einspeisespitzen sowie ein optimiertes Redispatch-Konzept der Übertragungsnetzbetreiber angeführt [55]. Der Redispatch-Bedarf im ersten Quartal 2017 war aufgrund der zeitweise angespannten Netzsituation (vgl. Kapitel 2.1.2) vergleichsweise hoch. Mit betroffenen Strommengen von über 5.500 GWh wurde bereits fast die Hälfte des Gesamtjahreswertes 2016 erreicht, gleichzeitig lagen die Kosten mit 186 Mio. € bereits bei 85 % der Kosten im Jahr 2016.

Tabelle 1: Bundesweite Entwicklung der Redispatchstunden, -mengen und -kosten [55–60].

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Q1 2017
Anzahl Stunden	5.030	7.160	7.965	8.453	15.811	13.339	4.342*
Strommenge [GWh] ¹			4.604	5.197	15.436	11.475	5.548*
Kosten [Mio. Euro]			133	187	412	219*	186*

* vorläufige Angaben

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen



In der Regelzone der TransnetBW ist der Bedarf an Netzeingriffen entgegen dem bundesweiten Trend im Jahr 2016 weiter angestiegen. Es gab 430 Stunden mit Netzeingriffen gegenüber 126 Stunden im Jahr 2015. Dabei war eine Strommenge von 158 GWh betroffen (2015: 31 GWh) und es wurden Kosten von 4,3 Mio. € verursacht (2015: 1,7 Mio. €) [55, 61]. Die Gründe für den Anstieg werden mit vermehrtem spannungsbedingtem Redispatch in Schwachlastzeiten sowie Redispatch aufgrund von Netzbauarbeiten angegeben [62]. Aus der Veröffentlichung der Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber [63] geht hervor, dass im Jahr 2016 in 743 Fällen Redispatchmaßnahmen durch andere Übertragungsnetzbetreiber im Netzgebiet der TransnetBW angefordert wurden (ohne gleichzeitige Anforderung durch TransnetBW), womit gegenüber 2015 (1.480 Fälle) ein deutlicher Rückgang vorliegt. Gleichzeitig ist die Anzahl der Fälle, in denen aufgrund eines Engpasses im baden-württembergischen Netz Redispatchmaßnahmen durch TransnetBW angefordert wurden (zum Teil auch parallel zur Anforderung durch andere ÜNB) von 119 im Jahr 2015 auf 295 im Jahr 2016 gestiegen, davon wurden in 128 Fällen die Maßnahme im eigenen Netzgebiet durchgeführt. Im ersten Halbjahr 2017 gab es 690 externe Anforderungen für Redispatchmaßnahmen sowie bereits 915 Anforderungen durch TransnetBW. Die im Netzgebiet der TransnetBW von Redispatch betroffenen Strommengen betragen im ersten Quartal 2017 178 GWh mit geschätzten Kosten von 5,5 Mio. € [60]. Damit liegt der Redispatchbedarf bereits zu diesem Zeitpunkt über dem Vorjahr. Im bundesweiten Vergleich ist der Anteil

der Redispatchmaßnahmen in der Regelzone von TransnetBW jedoch weiterhin sehr gering.

3.1.2 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

☛ Bereits vor den Energiewendeentscheidungen 2011 wurde, unter anderem aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromnetz, die Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes gesehen. Dies führte 2009 zum Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). Der über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird seit 2012 zunächst in jährlichem, seit 2016 in zweijährigem Rhythmus, in einer rollierenden Planung von den Übertragungsnetzbetreibern in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen (NEP) ermittelt. Von den in den Netzentwicklungsplänen für Baden-Württemberg vorgesehenen Startnetzmaßnahmen sind mit der Fertigstellung der beiden letzten Maßnahmen (Netzverstärkung Hohen-eck-Rommelsbach, Neubau 380/110 kV-Schaltanlage in Stalldorf) im April bzw. August 2017 alle Projekte abgeschlossen.

Die fortschreitende Entwicklung der Energiewende wird von den Übertragungsnetzbetreibern in den Netzausbauszenarien des NEP-Entwurfs untersucht, wobei zusätzlich notwendige Maßnahmen ermittelt werden und 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

3

schließlich Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz finden.

Von den derzeit 47 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: „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zwei mal 2 GW) und „SuedOstLink“ (2 GW).

Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, ist Teil von „Ultranet“ und 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. Derzeit ist die Inbetriebnahme im Jahr 2021 geplant. Ein Grund für die Verzögerung liegt neben Änderungen im Genehmigungsverfahren in der Suche nach Standorten für die Konverterstationen der Leitung. Der südliche Standort wurde mit dem Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg inzwischen festgelegt, während der nördliche Standort derzeit weiter umstritten [64] ist.

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 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. Für alle Leitungsabschnitte läuft derzeit die Bundesfachplanung, nachdem im Frühjahr 2017 die entsprechenden Anträge eingereicht wurden und im Frühsommer

die jeweiligen Antragskonferenzen stattgefunden haben [65]. Bereits vor der offiziellen Beteiligungsmöglichkeit im Rahmen der Bundesfachplanung wurde auf Initiative des Umweltministeriums ein vorgezogenes Dialogverfahren gestartet, um eine frühzeitige Information und Beteiligungsmöglichkeit bei der Findung der Trassenkorridore zu ermöglichen. Dabei wurden zunächst in der ersten Phase Fachdialoge mit Multiplikatoren geführt, bevor in der zweiten Phase Bürgerdialoge stattfanden, bei denen in fünf Informations- und Diskussionsveranstaltungen Planungen und Hintergründe, sowie das Planungsverfahren und Einflussmöglichkeiten vorgestellt wurden. Im Nachgang zu den Antragskonferenzen wird nun von der Bundesnetzagentur im Untersuchungsrahmen festgelegt, welche Gutachten und Unterlagen von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber noch vorgelegt und welche Trassenkorridore als zusätzliche Alternativen geprüft werden müssen. Nach Erstellung der notwendigen Unterlagen werden diese öffentlich ausgelegt und für Behörden und Öffentlichkeit besteht die Möglichkeit zu den Trassenkorridoren Stellungnahmen abzugeben. Diese werden anschließend in einem Erörterungstermin diskutiert, mit dem Ziel einvernehmliche Lösungen zu erreichen. Abschließend erfolgt eine Entscheidung der Bundesnetzagentur mit der der endgültige, 500 bis 1.000 Meter breite Trassenkorridor festgelegt wird. Zur Festlegung des exakten Streckenverlaufs erfolgt schließlich im Nachgang zur Bundesfachplanung ein Planfeststellungsverfahren [66].

Tabelle 2 gibt einen Überblick über den Stand der Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg. Insgesamt zeigen die Ausbaivorhaben im baden-württembergischen Übertragungsnetz weiter Fortschritte, so dass es zu keinen weiteren Verzögerungen gegenüber dem letztjährigen Planungsstand gekommen ist.

Tabelle 2: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2017).

Nr.	Vorhaben aus BBPIG	Vorhaben-träger	Stand	zuständig
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg „Ultranet“ (Abschnitt B)	TransnetBW	§ 8 NABEG	BNetzA
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitt E)	TransnetBW	§ 7 (4) NABEG	BNetzA
	Konverter Leingarten	TransnetBW	Antrag nach BImSchG	LRA Hb
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	§ 6 NABEG i. V.	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	§ 6 NABEG i. V.	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	§ 8 NABEG	BNetzA
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	ROV i. V. bzw. PFV i. V.	RP Ka und RP Fb
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	PFV	RP Tü
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	§ 6 NABEG i. V.	BNetzA
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	PFV i. V.	RP Ka
40	380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	TransnetBW, Amprion	Interne Planung	BNetzA



Zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist neben dem Übertragungsnetzausbau gleichzeitig auch der Ausbau der Verteilnetze sowie deren Entwicklung 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 bzw. Umsetzung. Beispielsweise gibt es bei Netze BW, Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber, derzeit 16 Leitungsvorhaben deren Umsetzung angestrebt wird [67]. Von Seiten der Verteilnetzbetreiber wird dabei z. T. die lange Zeitdauer der Genehmigungsverfahren bemängelt, welche die Dauer der eigentlichen Ausbaumaßnahmen deutlich übersteigen.

Tabelle 3: Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 10/2017).

Nr.	Vorhaben aus NAP	Art des Vorhabens	Stand	zuständig
1	Leimen-Rheinau	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP Ka
2	Hettingen-Höpfingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP Ka
3	Anbindung Stalldorf	Verstärkung	PFV	RP S + RU
4	Heilbronn-Ingelfingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S + RP Ka
5	Heilbronn-Neckarsulm	Verstärkung	fertig	RP S
6	Kupferzell-Schwäbisch Hall und Unterrot-Lindach	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S
7	Kupferzell-Rot am See	Neubau	ÖB (ROV)	RP S
8	Goldshöfe-Kupferzell	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S
9	Daxlanden-Forchheim	Verstärkung	PFV	RP Ka
10	Goldshöfe-Nördlingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S + RS
11	Reimingen-Rothensohl	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S + RS
12	Oberreichingen-Offingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	Bayern (RS)
13	Denzlingen-Bleibach	Verstärkung	ÖB (?)	RP Fb
14	Zweitanschluss Gosheim	Neubau	Bau i. V.	RP Fb
15	Haisterkirch-Herbertingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP Tü
16	Biberach-Unteropfingen	Verstärkung	Vorplanung	RP Tü
17	Grünkraut-Leutkirch	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP Tü + RS
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	im Umbau	LRA OaK
F	Niederstötzingen	Erweiterung USW	Umbau i.V.	LRA Hdh



3

Die größeren Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg haben ihren Netzausbaubedarf zum Teil schon in eigenen Studien untersucht. Um die zahlreichen kleinen und mittleren Verteilnetzbetreiber bei der Analyse des Netzausbaus zu unterstützen, wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft eine Verteilnetzstudie in Auftrag gegeben, die im April 2017 veröffentlicht wurde [68]. In der Studie wird, ausgehend von drei verschiedenen Szenarien zur Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien, der Netzausbaubedarf für die Jahre 2020 und 2030 berechnet. Dabei wird der Zubau dezentraler EE-Anlagen auf die Einzelgemeinden verteilt, die 19 Netzgebietsklassen zugeordnet werden. Anhand eines realen, für die jeweilige Netzgebietsklasse möglichst repräsentativen Netzgebiets erfolgt die Detailbetrachtung der Netzzustände und davon ausgehend eine anschließende Hochrechnung des Ausbaubedarfs für Baden-Württemberg. Neben einer Basisbetrachtung wird dabei in Varianten auch der Einfluss von Spitzenkappung, regelbaren Ortsnetztransformatoren, Flexibilitätsoptionen wie Elektromobilität, PV-Batteriespeicher und Wärmepumpen sowie der Sektorkopplung auf den Netzausbaubedarf untersucht.

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 2016 3.743 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von 373 Mio. € verursacht. Gegenüber 2015 liegt damit ein Rückgang um 979 GWh bzw. 105 Mio. € vor [55], der vermutlich vor allem auf die geringere Erzeugung von Wind- und PV-Strom im Gesamtjahr zurückzuführen ist. Da die überwiegende EE-Leistung auf Verteilnetzebene angeschlossen ist, wurden bundesweit rund 96 % (Baden-Württemberg

100 %) der Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene abgeregelt. Es wird jedoch nur bei 11 % der abgeregelteten Arbeit die Ursache im Verteilnetz angegeben (für Baden-Württemberg liegt hierzu keine Angabe vor).

Die in Baden-Württemberg abgeregeltete Arbeit lag bei 3,24 GWh und hat sich damit gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt (1,68 GWh), wobei sie auf sehr niedrigem Niveau verbleibt. Die geschätzten Kosten belaufen sich dabei auf rund 300.000 € (2015: rd. 160.000 €), machen jedoch, ebenso wie die Ausfallarbeit, im bundesweiten Vergleich nur 0,1 % der Gesamtkosten bzw. Ausfallarbeit aus [55]. Als ein wesentlicher Grund für den Anstieg wird von Netze BW die Zunahme von Ausbaumaßnahmen im Netz angegeben, die es notwendig machen, Teile des Netzes um- oder abzuschalten. Dadurch kann es zu vorübergehenden Engpässen kommen. Von den Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements sind im Netzgebiet der Netze BW dabei mit 97,5 % der Ausfallarbeit fast ausschließlich Windkraftanlagen betroffen. Demgegenüber weisen Photovoltaik (2 %) sowie Biomasse (0,5 %) nur geringe Anteile auf [69].

3.1.3 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. Dabei wird bislang nur die bundesweite Kennzahl veröffentlicht, wodurch keine länderspezifische Aussage für Baden-Württemberg vorgenommen werden kann. Von der Bundesnetzagentur wurde jedoch für das vierte Quartal 2017 die zusätzliche Veröffentlichung des SAIDI je Bundesland angekündigt. Diese lag

allerdings zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht vor. 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. Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen, oder auf sonstige Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [70]. Im Jahr 2016 lag die mittlere Unterbrechungsdauer bei 12,8 Minuten und ist somit gegenüber dem Vorjahr (12,7 Minuten) minimal um 6 Sekunden gestiegen. Als Ursache für den Anstieg wird ein

Zuwachs von Störungen in der Mittelspannungsebene angegeben [71]. Im langjährigen Vergleich seit dem Jahr 2006 ist dies der drittbeste Wert (vgl. Abbildung 6 links). Innerhalb Europas weist Deutschland einen der niedrigsten SAIDI-Werte bzw. eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vgl. Abbildung 6 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. 2016 lag die mittlere Unterbrechungsdauer hier bei 10,7 Minuten und ist ausgehend von 10,45 Minuten im Jahr 2015 leicht gestiegen. Dagegen gab es auf der Niederspannungsebene einen leichten Rückgang von 2,25 Minuten im Jahr 2015 auf 2,1 Minuten im Jahr 2016 (vgl. Abbildung 6 links).

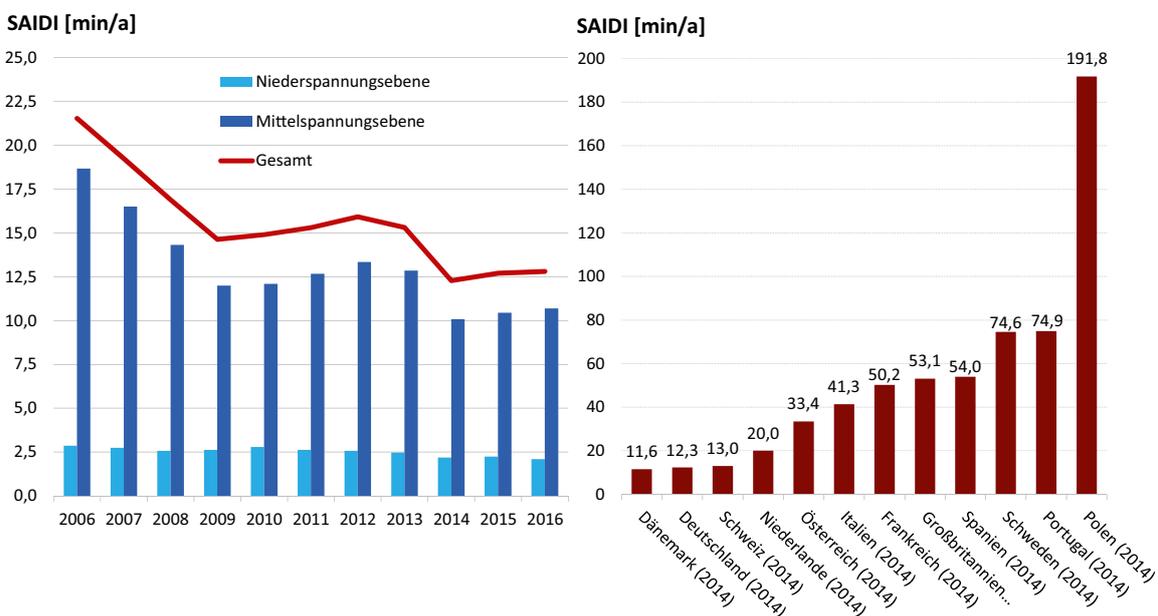


Abbildung 6: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2014 (rechts). Eigene Darstellung basierend auf [70, 72].

3

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 [73]. Dabei zeigt sich, dass sich das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Ener-

gien auf einem konstanten Niveau bewegt (vgl. Abbildung 7). In der Mittelspannungsebene wurde 2016 mit durchschnittlich zwei Störungen je 100 km Stromkreislänge der niedrigste Wert seit Beginn der Statistik im Jahr 2004 erreicht. Dagegen gab es in der Hoch-/Höchstspannungsebene einen leichten Anstieg. Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

Störungshäufigkeit [1/100 km a]

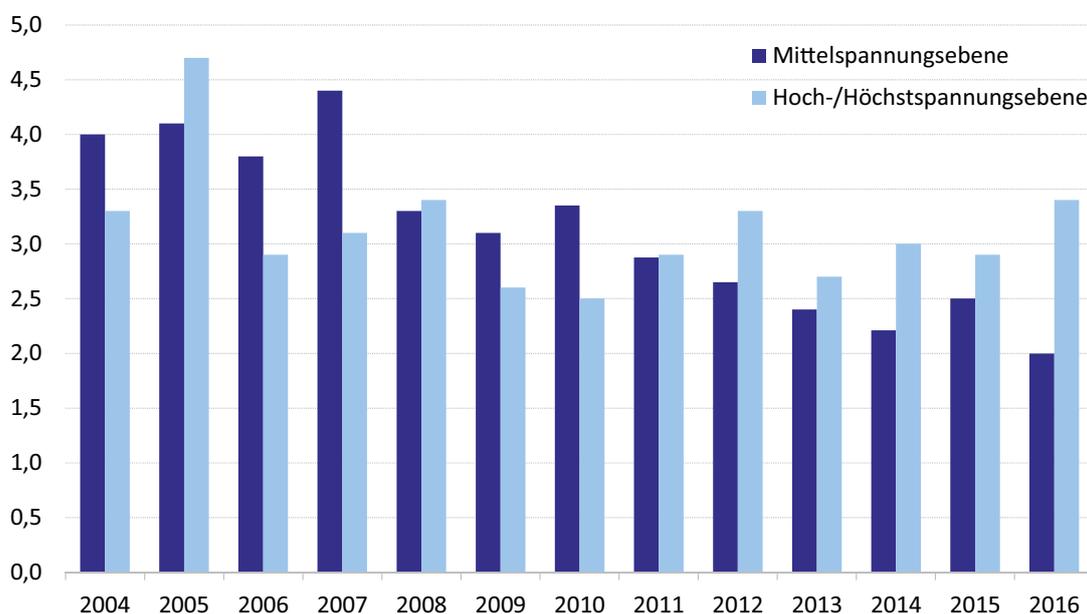


Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik [73].

Um die aus Teilen der Industrie geäußerte Kritik aufzugreifen, nach der es zunehmende Probleme in der Stromversorgung der Unternehmen gebe, fand im Umweltministerium im Mai 2017 ein Workshop zur Qualität der Stromversorgung in Baden-Württemberg statt, bei dem Vertreter von Industrieverbänden und -unternehmen, Netzbetreibern und des Umweltministeriums die relevanten Themen diskutierten. Dabei wurde deutlich, dass in den betroffenen Unternehmen auftretende Schwierigkeiten nicht im Zusammenhang mit der generellen Versorgungssicherheit stehen, sondern vor allem die Spannungsquali-

tät eine Ursache für auftretende Störungen darstellt. In einigen Fällen ist dies auch durch die höhere Empfindlichkeit von neueren elektronischen Anlagen begründet. Ein Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende kann nicht bestätigt werden. Als Ergebnis des Workshops plant der Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg (VfEW) in Zusammenarbeit mit seinen Mitgliedsunternehmen künftig eine regionale Statistik zu kurzschlussartigen Fehlern für Baden-Württemberg zu erstellen, die auf den Angaben der Netzbetreiber zur bundesweiten

Störungsstatistik des FFN beruht. Darüber hinaus planen die Verbände und Netzbetreiber die Erstellung eines Handlungsleitfadens zu Abhilfemaßnahmen bei kurzschlussartigen Fehlern, der Unternehmen und Netzbetreibern die Behebung von auftretenden Problemen erleichtern soll.

3.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Ähnlich wie das Stromnetz bildet auch das Erdgasnetz ein Rückgrat des Energieversorgungssystems in Baden-Württemberg. Es setzt sich dabei aus dem Fernleitungsnetz, das vor allem von der terranets bw GmbH betrieben wird, und den nachgelagerten Erdgasverteilnetzen zusammen. Die erforderlichen Infrastrukturen sind bedarfsorientiert ohne große Reserven ausgelegt.

Auch im Erdgassektor wird gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) alle zwei Jahre ein gemeinsamer, deutschlandweiter Netzentwicklungsplan von den Fernleitungsbetreibern erarbeitet. Im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2016 [74] sind insgesamt zwölf Maßnahmen enthalten, die Baden-Württemberg betreffen. Als ein zentrales Vorhaben wurde im Jahr 2016 der Bau der Nordschwarzwaldleitung abgeschlossen. Weitere geplante Maßnahmen (z.B. Leitungsneubauvorhaben Anbindung Heilbronn/Querspange Raum Pforzheim – Bietigheim, Aus- und Neubau von Verdichterstationen und Gas-Druckregel- und Messanlagen) werden die Versorgungssicherheit im Land weiter erhöhen. Dazu tragen mit Blick auf die stromseitige Versorgungssicherheit auch die gegenüber dem ersten Entwurf des NEP ergänzten fünf Maßnahmen bei, die die Versorgung der Netzstabilitätsanlagen Altbach und Heilbronn betreffen.

Derzeit steht TENP I, ein wesentliches Nord-Süd-Transportsystem, aufgrund von Instandhaltungsarbeiten nicht zur Verfügung. Die Beschaffung der Lastflusszusagen für den Winter 2017/2018 war daher sehr herausfordernd. Da

zum Stand Anfang November 2017 ein großer Teil der erforderlichen Kapazitäten nach erfolgreicher Ausschreibung gedeckt werden kann, ist die Versorgungssicherheit im Gasfernleitungsnetz für den Winter 2017/2018 weitgehend gesichert. Erforderlich sind darüber hinaus weitere Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) [75, 76].

Eine weitere Komponente des Erdgasversorgungssystems sind Speicher. In Baden-Württemberg sind die Möglichkeiten der Erdgas-Speicherung jedoch sehr begrenzt, so dass derzeit für terranets bw lediglich zwei kleinere Speicher in Sandhausen und Fronhofen-Illmensee in Betrieb sind. Baden-Württembergs Erdgasversorgung hängt daher von der Nutzung der Speicherkapazitäten außerhalb des Landes ab. Wie Abbildung 8 zeigt, sind einerseits die verfügbaren Speicherkapazitäten in Deutschland in den vergangenen Jahren sukzessive gestiegen, zum anderen waren jeweils zu Beginn der Heizperiode relativ hohe Füllstände zu verzeichnen. Zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2016/2017 Anfang Oktober lag der Füllstand der deutschen Gasspeicher bei rund 95 %, der sich bis Ende März 2017 auf 27 % verringerte.

Da die Erdgasspeicher in der Regel kommerziell betrieben werden, sind die Speicherfüllstände vor allem ökonomisch bedingt, was die tatsächliche Verbrauchssituation überlagern kann.

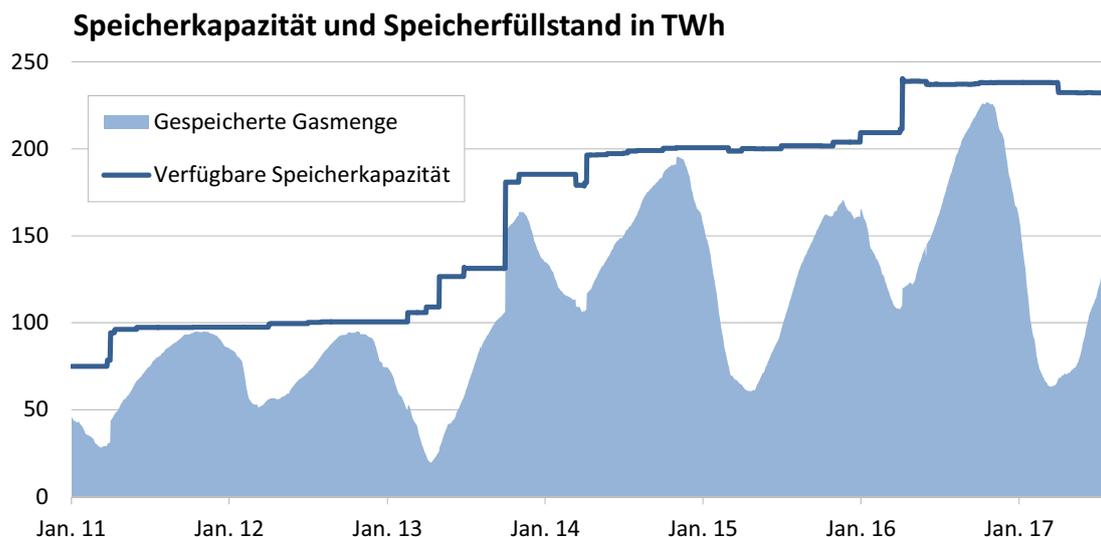


Abbildung 8: Entwicklung des Speicherfüllstandes und der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2011 bis Juli 2017. Datenquelle: [77]²⁰

Die Versorgungsqualität der Gasversorgung wird ähnlich wie im Stromsektor über den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) bewertet (siehe Abbildung 9). Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer über alle Druckstufen hinweg bei deutschlandweit 1,03 Minuten und damit niedriger als im Vorjahr. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mBar) entfi-

len davon 0,19 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 0,84 Minuten [78]. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer liegt damit weiterhin im Rahmen der Ausfallzeiten der vergangenen zehn Jahre (Abbildung 9) und unter dem langjährigen Mittel von 1,7 Minuten. Die Versorgungsqualität der Gasversorgung ist deshalb weiterhin als sehr gut einzuschätzen.

SAIDI (Gas) [Minuten pro Jahr]

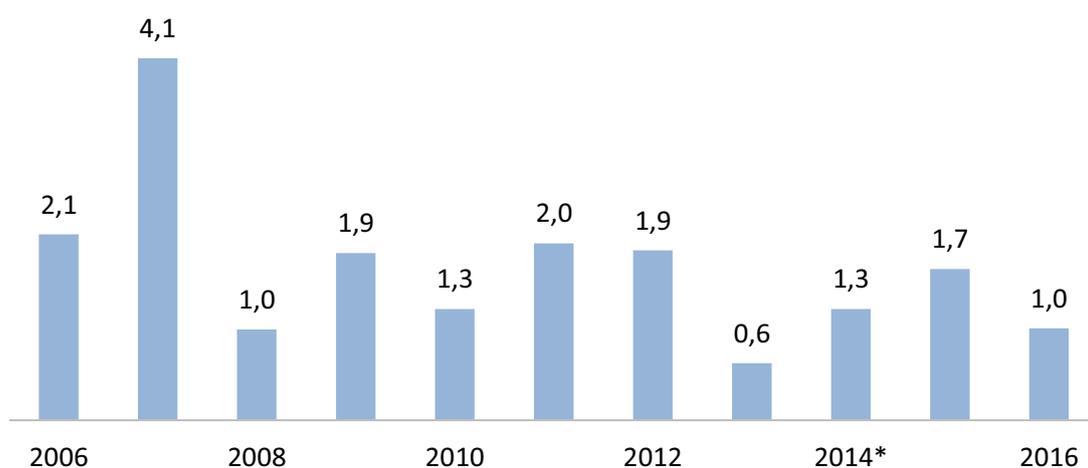


Abbildung 9: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016. (* 2014 ohne Unfall; Wert mit Unfall²¹: 16,8). Datenquelle: [78]

²⁰ Aufgrund aktualisierter Daten des AGSI zeigt sich für den Zeitraum vor 2013 ein abweichendes Bild.

²¹ Im Jahr 2014 kam es zu einem schweren Unfall bei den Bauarbeiten an einer Hochdruckleitung, woraufhin sie temporär außer Betrieb genommen werden musste. Die betroffenen Industriekunden konnten durch die Umlegung von Einspeisungen und Brennstoffumstellungen schnell wieder versorgt werden. Wird der Unfall im SAIDI berücksichtigt, betrug dieser im Jahr 2014 16,8 Minuten.

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 4).

Tabelle 4: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [79–81].

[km]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17
2010	100	53
2011	130	36
2012	100	69
2013	121	65
2014	115	112
2015	58	65
2016**	59	82

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

** Trassenlänge der beantragten Wärmenetze (davon liegen zum Stand Ende September 2017 für rd. ein Drittel bereits Förderzulassungen vor).

Seit 2009 wurden rund 1.300 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr in Summe leicht gestiegen. Im Bereich der mit erneuerbaren Energien gespeisten Wärmenetze (KfW-Förderung im Rahmen des Marktanzreizprogramms) lagen die Neuinstallationen bezogen auf Trassenmeter auf dem Vorjahresniveau. Bei den nach KWKG geförderten Netzen war ein Aufwuchs um rund 25 % gegenüber dem Vorjahreszubau zu verzeichnen.

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 Oktober 2017 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms Zuwendungsbescheide für Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 60 km verschickt. Weitere Bausteine des Förderprogramms umfassen die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen bzw. Beratungsinitiativen.

4

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

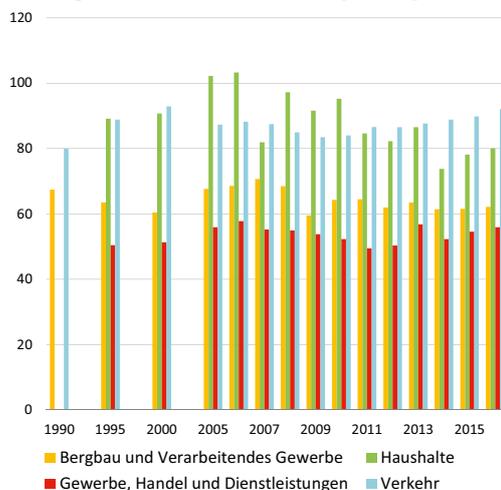


4.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIE-VERBRAUCHS

☛ Auf EU-/Bundes- und Landesebene sind Energieeffizienzziele fester Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien. Das Winterpaket der EU vom November 2016 sieht eine Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie vor. Ziel ist eine verbindliche EU-weite Steigerung der Energieeffizienz um 30 % im Vergleich zur Referenzentwicklung bis 2030. Das 2014 vom europäischen Rat formulierte Ziel von 27 % wird damit überboten. Das EU-Parlament forderte jedoch 40 %. Die EU-Energieminister haben sich bereits Ende Juni 2017 auf eine gemeinsame Position mit einem unverbindlichen Ziel von 30 % geeinigt. Die Position des EU-Parlaments steht noch aus. Außerdem soll im Themenfeld Energieeffizienz u. a. die Gebäudeeffizienz-Richtlinie überarbeitet und das Arbeitsprogramm für die EU-Öko-Design Richtlinie im Zeitraum 2016 – 2019 festgelegt werden.

Auf Bundesebene besteht die übergeordnete Zielsetzung im Effizienzbereich in einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 bzw. einer Minderung um 20 % 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 wurde 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.

Endenergieverbrauch nach Sektoren [TWh/a]



Endenergieverbrauch nach Energieträgern [TWh/a]

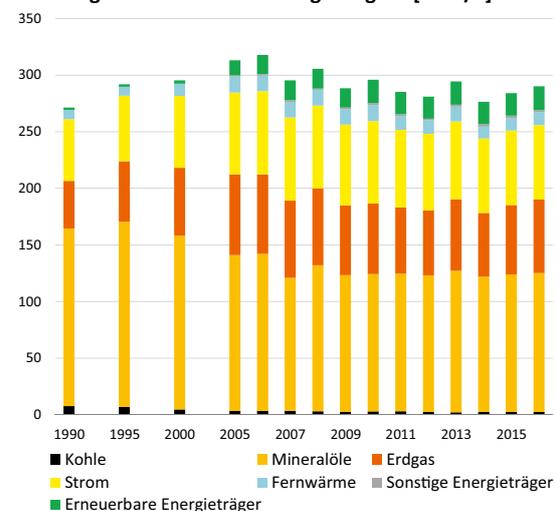


Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2016. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [82]. Werte 2015 vorläufig, 2016 geschätzt.



Umfassende Effizienzanstrengungen sind auch in Baden-Württemberg erforderlich, um die im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) festgelegten Zielsetzungen zu erreichen und einen wesentlichen Beitrag zu den Bundes- und EU-Zielen zu leisten.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 10 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2015 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor. Die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2016 wurden anhand von Schätzungen ergänzt.

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2016 liegt nach ersten Schätzungen rd. 2,2 % über dem Vorjahresniveau. Der weitere Anstieg auf 290 TWh ist primär dem Verkehrssektor, der kühleren Witterung im Vergleich zum Vorjahr 2015 sowie der verbrauchssteigernden Wirkung des Schaltjahres (0,3 Prozentpunkte) zuzurechnen. Hinzu kommt die positive Wirtschaftsentwicklung des Landes, die mit 2,2 % (preisbereinigt und verkettet) über dem Bundeswert von 1,9 % liegt [83, 84]. Im Verkehrssektor ist entsprechend der Entwicklung auf Bundesebene ein weiterer Verbrauchsanstieg im Jahr 2016 zu verzeichnen. Damit wird im Bund ein um 4,2 % höheres Verbrauchsniveau ggü. 2005 erreicht [85]. Auf Landesebene fällt der Anstieg mit 5,5 % noch größer aus. Nach Rückgängen zwischen 2000 und 2009 liegt gegenüber 2010 ein

Anstieg um 5,3 % auf Bundes- und rd. 10 % auf Landesebene²² vor.

Der Mineralölverbrauch bewegt sich seit einigen Jahren insgesamt auf einem relativ konstanten Niveau (Abbildung 10 rechts). Wesentliche Einflussgröße ist neben dem Kraftstoffverbrauch der witterungsbedingte Einsatz von Heizöl. Dabei fielen die Gradtagszahlen der letzten drei Jahre (2014–2016) im Vergleich zum langjährigen Mittel geringer aus (es war also „wärmer“). Der Verbrauch des primär zur Beheizung von Gebäuden eingesetzten Erdgases nimmt stetig zu. Neben der Witterung ist dies auf den zunehmenden Energieträgerwechsel im Wärmebereich zurückzuführen. Mit 34 % stellen Erdgasheizungen die zweithäufigste Heizenergie nach den erneuerbaren Energien in Neubauten im Jahr 2016 dar [87]. Der Stromverbrauch bleibt auf konstantem Niveau. Der Anstieg aus der guten konjunkturellen Entwicklung konnte durch Einsparmaßnahmen kompensiert werden. 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 können.

²² Zugrunde liegt eine Zunahme der Jahresfahrleistung im Straßenverkehr in Baden-Württemberg um 7,3 % im Zeitraum 2010 bis 2015. Dominierende Größe der Jahresfahrleistungen ist der Pkw mit einem Anteil von 87 % [86].

4.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Neben der Entwicklung des absoluten Energieverbrauchs wird im vorliegenden Monitoringbericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher (Abschnitt 4.2.1) und sektoraler Ebene (Abschnitt 4.2.2) in Baden-Württemberg näher analysiert. Bei der Interpretation von Effizienzindikatoren ist zu beachten, dass kurzfristig statistische Effekte den Verlauf der Indikatoren beeinträchtigen können. Stabile Effizienztrends können erst über einen längerfristigen Betrachtungszeitraum aufgezeigt werden.

Mit dem im Juli 2015 vom Ministerrat verabschiedeten Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung hat sich das Land Baden-Württemberg zur Effizienztechnologie KWK und einem weiteren deutlichen Ausbau von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg bekannt. Vor diesem Hintergrund werden die Ausführungen zur Entwicklung der Energieeffizienz mit dem Abschnitt 4.3 ergänzt, der den aktuellen Stand der Kraft-Wärme-Kopplung im Land darstellt. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.4 ein kurzer Blick auf den Beitrag erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

4.2.1 ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz wird anhand der Indikatoren Primärenergieproduktivität, Endenergieproduktivität und Stromproduktivität analysiert. Dabei wird jeweils der Energieverbrauch auf das preisbereinigte und verkettete Bruttoinlandsprodukt bezogen.

Der Primärenergieverbrauch betrug im Jahr 2016 in Baden-Württemberg rd. 1440 PJ und liegt damit 1,4 % über dem Vorjahresniveau. Im Wesentlichen ist der Verbrauchsanstieg auf die kühlere Witterung und die Zunahme des Kraftstoffverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen. Gegenüber 1991 konnten mit 5,2 % bzw. temperaturbereinigt 3,3 % nur geringe absolute Einsparungen erreicht werden, während die temperaturbereinigte Primärenergieproduktivität²³ um 46 % anstieg (siehe Abbildung 11). Dabei weist die temperaturbereinigte Primärenergieproduktivität in Baden-Württemberg mit 300 €/GJ im Jahr 2016 ein höheres Niveau im Vergleich zu 205 €/GJ (Wert 2015²⁴, bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte) [88] bundesweit auf.

Auf Bundesebene besteht die Zielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 % / a im Zeitraum 2008 bis 2050. Gemessen an dieser Zielsetzung wurde auf Landesebene mit 2,0 % im Zeitraum 2008–2016 im Mittel dieser Zielwert nur knapp verfehlt. Auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen im Zeitraum 2008–2015 mit 1,1 % / a (bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte) [88] geringer aus. Auch der absolute Wert der Endenergieproduktivität liegt mit 410 €/GJ über dem Niveau des Bundes von 306 €/GJ (Wert 2015, bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte) [88].

Das höhere Niveau der Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg ist im Wesentlichen durch unterschiedliche Wirtschaftsstrukturen zu erklären, siehe hierzu auch die Ausführungen im Monitoringbericht 2015, Seite 43 [89].

²³ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Primärenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar. Da aktuelle Angaben auf Bundesebene teilweise nur für 1990 vorliegen, wird hier 1990 auf Bundes- mit 1991 auf Landesebene verglichen.

²⁴ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen die bereinigten Werte für 2016 des Bundes nicht vor.

Energieproduktivität [€ BIP real/GJ]

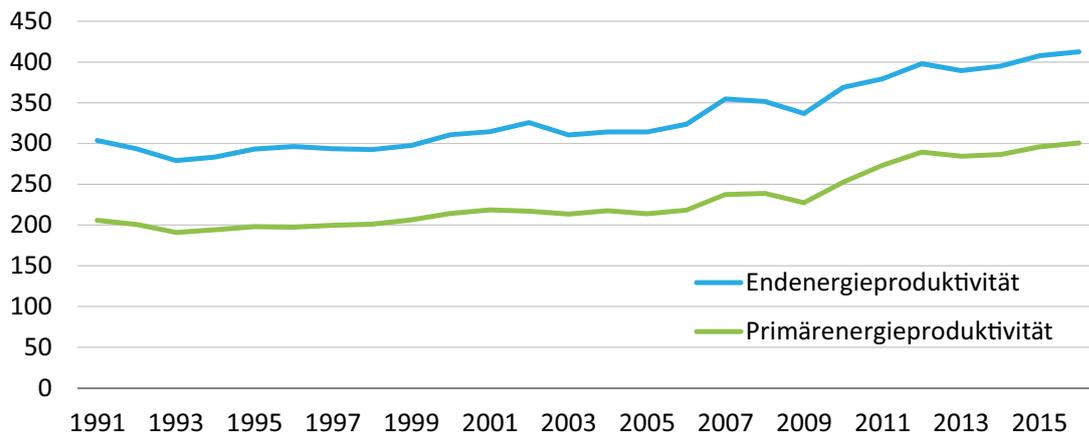


Abbildung 11: Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [82, 83]. Primär- und Endenergieverbrauch 2015 vorläufig, 2016 geschätzt.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt, entsprechend des Bundestrends, eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (Abbildung 12). Ausgehend von 4,7 € BIP/kWh im Jahr 1991 wird 2016 bereits ein Niveau von 5,9 € BIP/kWh erreicht. Im Rahmen der Sektorenkopplung soll in Gebäuden und Verkehr zunehmend erneuerbarer Strom eingesetzt

werden. Dabei muss der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden, um den Bedarf an EE-Strom 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.

Stromproduktivität [€ BIP real/kWh]

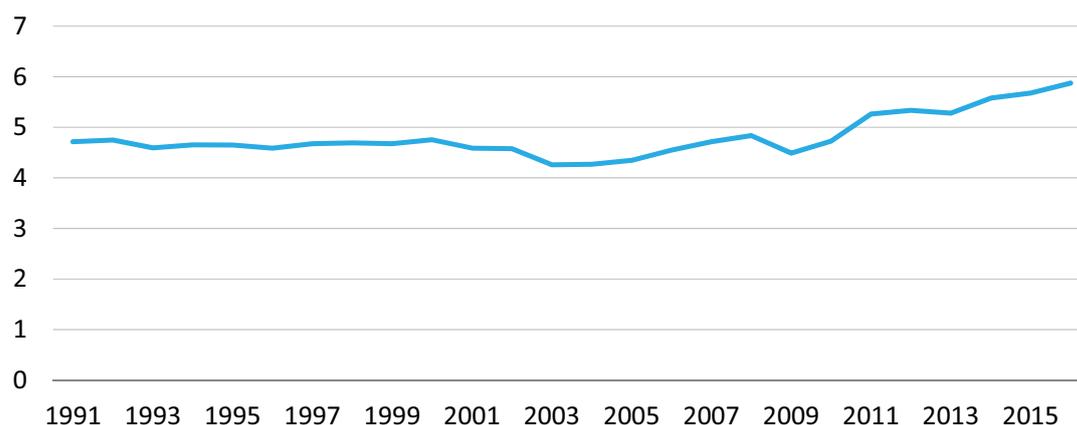


Abbildung 12: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [84, 90]. 2015, 2016 geschätzt.

4.2.2 SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Zur Darstellung der Entwicklung der sektoralen Energieeffizienz wird in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) das Verhältnis aus wirtschaftlicher Leistung (Bruttowertschöpfung) und Energieverbrauch betrachtet. Bei den privaten Haushalten ist die Entwicklung des Wärmebedarfs (absolut und bezogen auf die Wohnfläche) dargestellt.

Der Verlauf der Endenergieproduktivität²⁵ in der Industrie wie auch im GHD-Sektor ist seit 1991 positiv (Abbildung 13). Beide Indikatoren sind stark von der jeweiligen wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst. Insbesondere in der Industrie zeigt sich der konjunkturelle Einbruch aufgrund der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 besonders deutlich.

Endenergieproduktivität Industrie und GHD [€ BWS/GJ]

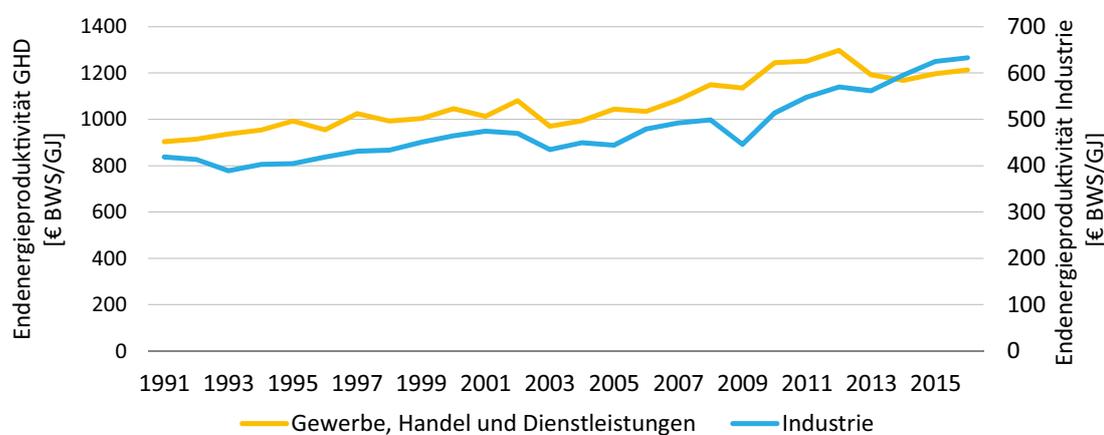


Abbildung 13: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [82, 83]. Endenergieverbrauch 2015 vorläufig, 2016 geschätzt.

Mit einer Energieproduktivität von 630 € BWS/GJ im Industriesektor weist das Land aufgrund der hohen Relevanz des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene fast die dreifache Energieproduktivität auf (rund 260 € BWS/GJ (nicht temperaturbereinigt) [84, 85]). Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1210 € BWS/GJ auf etwa dem gleichen Niveau wie auf Bundesebene (1320 € BWS/GJ, Wert 2015, nicht temperaturbereinigt [88]). Insgesamt betrachtet besteht, wie

auch im Sektor Industrie, eine positive Entwicklungstendenz mit verbesserten und effizienteren Prozessen und Maschinen, wenngleich im Jahr 2013 im GHD-Sektor ein relativ starker Rückgang der Energieproduktivität zu verzeichnen war²⁶.

Mit den über den Europäische Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) und Landesmitteln geförderten Regionalen Kompetenzstellen des Netzwerks Energieeffizienz (KEFF) wurde im Jahr 2016 in Baden-Württemberg eine Struktur geschaffen, mit deren Hilfe insbesondere kleine und

²⁵ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

²⁶ Im Jahr 2013 liegt im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei nahezu stagnierender wirtschaftlicher Entwicklung eine deutliche temperaturbereinigte Verbrauchssteigerung vor. Mögliche Ursachen konnten bislang nicht identifiziert oder hinreichend belegt werden.

mittelständische Unternehmen flächendeckend über das Thema Energieeffizienz informiert und sensibilisiert werden können. Ebenso können sie von der Vermittlung von Energieberatung bis hin zur Begleitung bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen individuell unterstützt werden. Es werden dadurch mittel- und langfristig spürbare Effizienzsteigerung in Unternehmen erwartet.

Im Sektor private Haushalte zeigt die langfristige Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) seit 1991 einen erfreulich deutlich rückläufigen Trend (vgl. Abbildung 14 links).

So konnte der spezifische Verbrauch (temperaturbereinigt) von rund 180 kWh/m² im Jahr 1991 bis heute auf rund 130 kWh/m² reduziert werden. In den vergangenen 5 Jahren hat sich die Verbrauchsreduktion deutlich verlangsamt. Pro Jahr liegt ein Rückgang von durchschnittlich 1,3 %²⁷ vor. Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau nahezu unverändert zu 1991 (Abbildung 14 rechts). Ursächlich ist primär die stetige Zunahme der Wohnfläche um rund 38 % ggü. 1991. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 27 % [87, 92]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demographischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen.

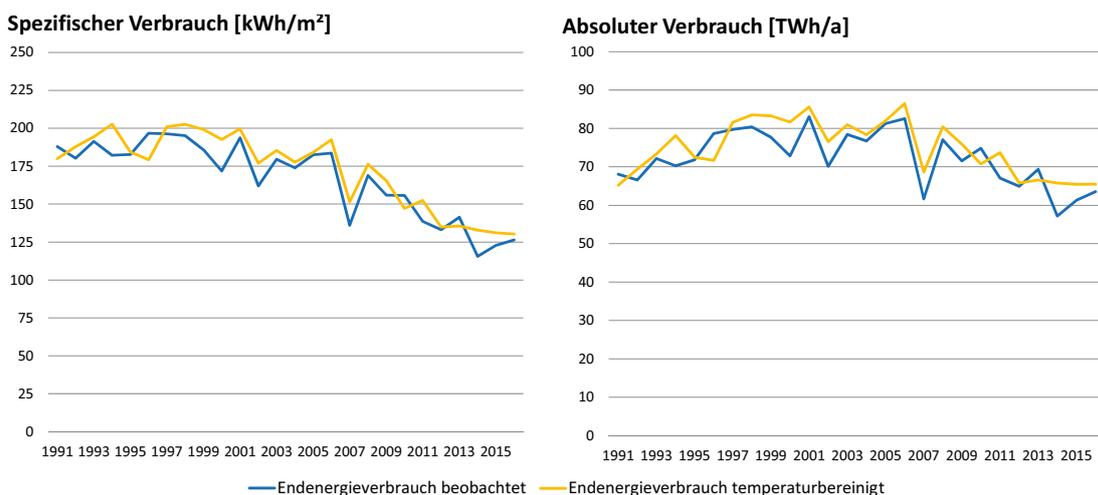


Abbildung 14: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [82, 87]. Endenergieverbrauch 2015 vorläufig, 2016 geschätzt.

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. Zudem erschwert das niedrige Preisniveau für fos-

sile Energieträger die Erschließung von Einsparpotenzialen. Aus den Ergebnissen der Konsultation des Grünbuchs Energieeffizienz geht eine mittel- bis langfristige Effizienzstrategie auf Bundesebene hervor, die in einem Weißbuch konkretisiert werden soll. Demnach soll die bestehende Gesetzgebung im Hinblick auf den Leitgedanken

²⁷ Mit Blick auf das Jahr 2007 ist darauf hinzuweisen, dass die vorliegende starke Schwankung Lagerbestandeffekten (Sondereffekte bei lagerfähigem Heizöl) zuzurechnen ist [91]. Eine um Lagerbestandeffekte bereinigte Zeitreihe liegt allerdings auf Landesebene nicht vor.

der Energieeffizienz („Efficiency first“) überprüft und angepasst sowie ggf. um ein Energieeffizienzgesetz mit verbindlichen Zielen ergänzt werden. Das Effizienzinstrumentarium soll weiterentwickelt und Instrumente der Preis- und Mengensteuerung geprüft werden. Außerdem steht die Überarbeitung der bestehenden Steuer- und Umlagensystematik unter Berücksichtigung des spezifischen CO₂-Ausstoßes der Energieträger und Anreizen zur Energieeffizienz an. Die Förderlandschaft im Energieeffizienzbereich soll auf Bundesebene verstetigt und weiterentwickelt werden. Das Land wird sich weiterhin für eine zielgerichtete Ausrichtung der Effizienzpolitik einsetzen.

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

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorkopplung 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 Ausbaustand in Baden-Württemberg erläutert.

Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der in Baden-Württemberg installierten KWK-Anlagen, die im Rahmen des KWKG gefördert werden. Im Jahr 2015 ist der Bestand an KWK-Anlagen im Land deutlich gewachsen. Dazu trug maßgeblich die Inbetriebnahme von Block 9 im Großkraftwerk Mannheim bei, der bis zu 500 MW Fernwärmeleistung auskoppelt. Im Jahr 2016 dominierte in absoluten Zahlen der Leistungszubau von Anlagen unterhalb von 10 MW. Insbesondere im Bereich der Kleinanlagen bis 50 kW sowie im einstelligen MW-Bereich waren im Jahr 2016 höhere Zubauzahlen als im Vorjahr zu verzeichnen.

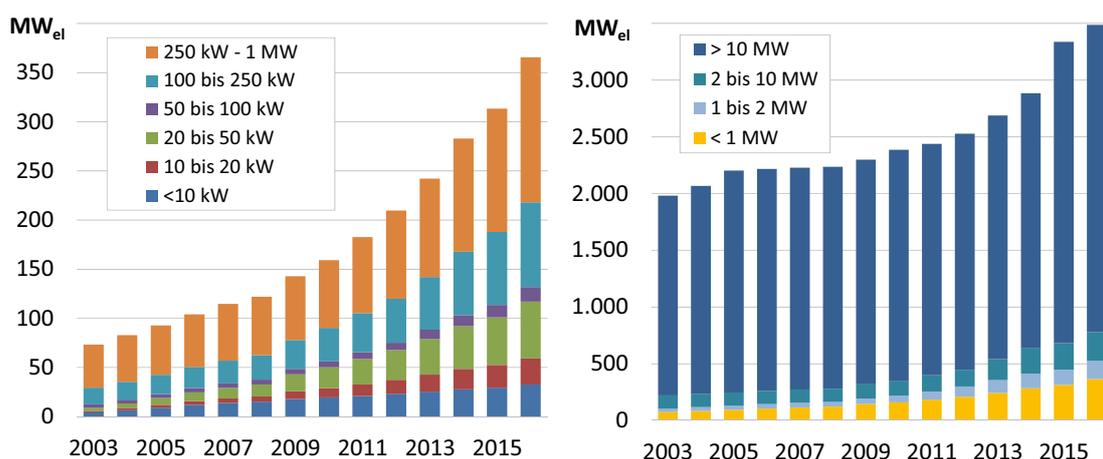


Abbildung 15: Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2016 in Baden-Württemberg (KWKG-Anlagen²⁸); links: Anlagen bis 1 MW_{el}, rechts: alle Anlagen. Eigene Auswertung und Darstellung auf Basis von Daten aus [94].

²⁸ Die über das KWKG geförderte Leistung setzt sich fast ausschließlich aus fossil befeuerten Anlagen zusammen, lediglich ein sehr geringer Teil entfällt auf Biomasseanlagen (da Biomasseanlagen in der Regel über das EEG gefördert werden), vgl. auch [93].

In Tabelle 5 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. In der allgemeinen Versorgung ist ein deutlicher Anstieg der KWK-Stromerzeugung im Jahr 2016 zu beobachten. Hintergrund ist primär das niedrige gekoppelte Stromerzeugungsniveau aus Steinkohle im Vorjahr. In der Industrie liegt ein Zuwachs

vor und im fossilen Kleinanlagensegment war aufgrund des Zuwachses an BHKW-Anlagen ein Plus von gut 15 % zu verzeichnen. Insgesamt ist die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg damit auf 8,9 TWh gestiegen. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung erhöhte sich somit auf 14,3 % (Tabelle 5, Abbildung 16).

Tabelle 5: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Basierend auf Daten aus [93–95] sowie eigenen Berechnungen.

[GWh/a]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Allgemeine Versorgung	4.806	4.080	4.027	3.810	4.442	3.981	3.705	4.335	4.493	3.932	4.275
Industrie >1 MW	1.883	1.849	1.856	1.413	1.658	1.490	2.020	2.058	2.315	2.263	2.354
fossile Anlagen < 1 MW	384	422	449	523	580	662	760	838	1.006	1.121	1.308
Biomasse <1 MW	243	221	372	564	634	609	658	707	838	920	920
SUMME	7.316	6.573	6.703	6.310	7.313	6.743	7.142	7.937	8.651	8.236	8.857
Anteil an der Bruttostromerzeugung (%)	9,9	9,0	9,9	9,5	11,0	11,2	12,2	12,9	14,2	13,0	14,3
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,8	7,9	8,2	7,9	8,9	8,8	9,4	10,3	11,7	11,1	11,9

*Im Jahr 2016 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

KWK-Nettostromerzeugung, GWh/a

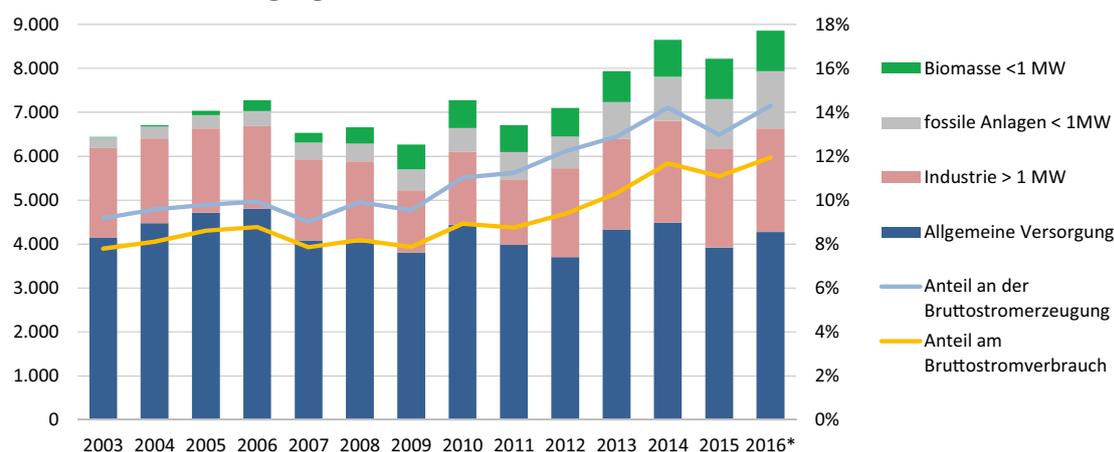


Abbildung 16: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [93–95] sowie eigenen Berechnungen.

* Daten für 2016 vorläufig/geschätzt.

KWK-Nettowärmeerzeugung, GWh/a

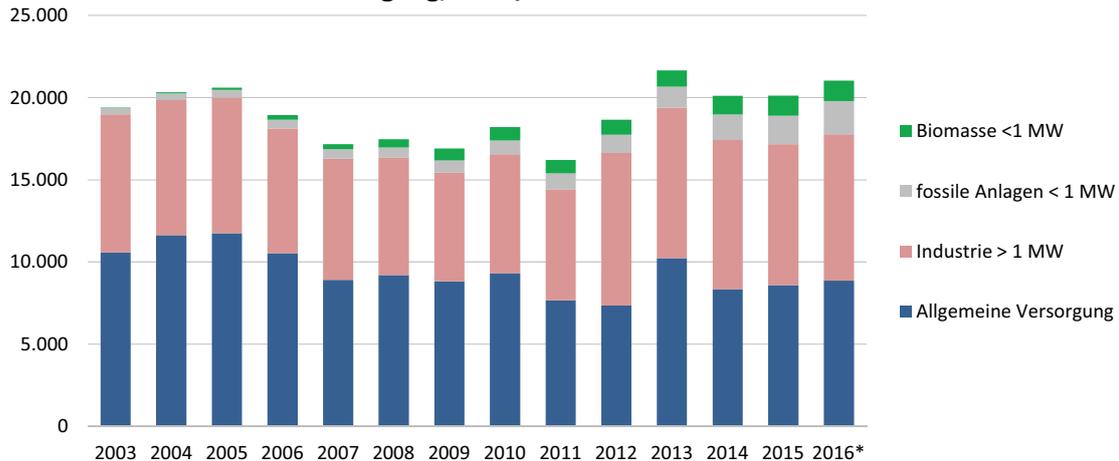


Abbildung 17: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [93–95] sowie eigenen Berechnungen. * Daten für 2016 vorläufig/geschätzt.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung legte weiter zu (Abbildung 17). Insgesamt wurden im Jahr 2016 rund 21 TWh KWK-Wärme in Baden-Württemberg bereitgestellt.

Auf Bundesebene wurde im Jahr 2016 fast 8 % mehr KWK-Strom bereitgestellt. Dabei ist die KWK-Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken in der allgemeinen Versorgung um fast 30 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Neben dem Zubau von Neuanlagen und dem niedrigen Niveau des Erdgaspreises ist dies auf die Förderung von erdgasbefeuerten Bestandsanlagen zurückzuführen, die mit der KWKG-Novelle eingeführt wurde. Mit der zeitlich und für eine maximale Volllaststundendauer befristeten Förderung soll ein Weiterbetrieb von Bestandsanlagen gesichert werden, die aufgrund der gesunkenen Börsenstrompreise ihre Stromerzeugung in den Jahren 2014 und 2015 insgesamt deutlich zurückgefahren hatten.

Für neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung ab Dezember 2017 (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017) im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW ausgeschrieben, wovon eine jährlich wachsende

Teilmenge für innovative KWK-Anlagen (z. B. flexible Anlagen oder Anlagen mit Solarthermie bzw. Wärmepumpen) vorgesehen ist. Für innovative KWK-Anlagen ist zudem ein „Wärmetransformationsplan“ zu erstellen. Dieser soll z. B. im Falle eines Anschlusses der KWK-Anlagen an ein Wärmenetz nachvollziehbar darstellen, mit welchen Maßnahmen der Betreiber das innovative KWK-System in das Wärmenetz integrieren und die Dekarbonisierung des mit dem innovativen KWK-System verbundenen Wärmenetzes in den ersten zehn Betriebsjahren im Sinn des Klimaschutzes und einer sicheren Wärmeversorgung voranbringen will. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom darf grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESSEKTOR

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 fast 16 % des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (Abbildung 18).

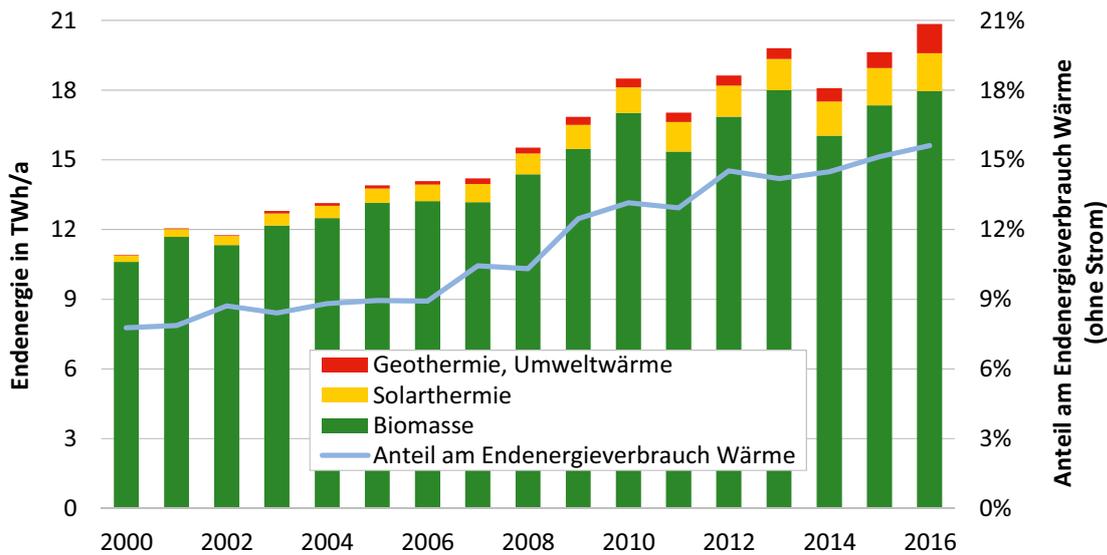


Abbildung 18: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2016 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96].

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 Solarwärmanlagen ist gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen. Insgesamt ist die Ausbaudynamik in diesem Bereich weiterhin unzureichend, sowohl hinsichtlich des Beitrags zum Klimaschutzziel als auch hinsichtlich des vorhandenen Potenzials. Dies ist einerseits durch fehlende Preissenkungen bzw. ökonomische Anreize aus Sicht der Endkunden durch unverändert hohe Anschaffungskosten zu begründen. Andererseits führten die deutlich gesunkenen Öl- und Gaspreise zu sinkender Attraktivität der solarthermischen Alternative. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur Wärmebereitstellung beitragen. Bislang werden Solarwärmanlagen 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 knapp 24.000 m² installiert. Dies entspricht fast der Hälfte der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (Abbildung 19). Weitere zwei Großanlagen in Baden-Württemberg befinden sich im konkreten Planungs- bzw. Realisierungsstadium.

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

4

Solare Nah- und Fernwärme in Deutschland

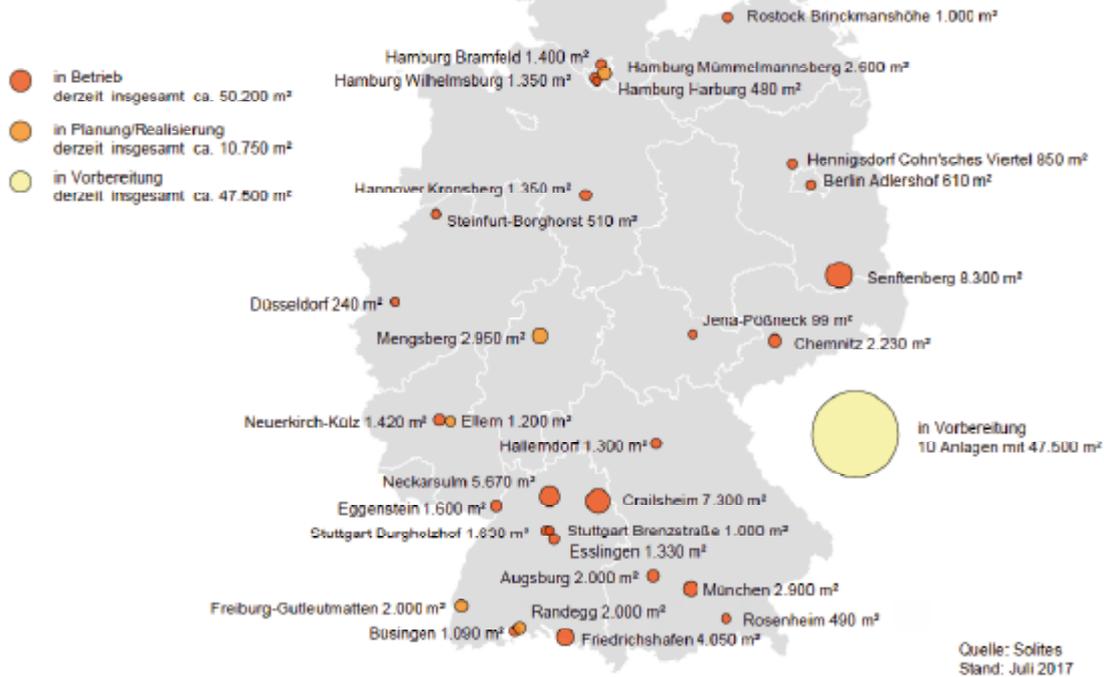


Abbildung 19: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle [97].

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EWärmeG) 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 dabei erstmals neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg ist mit dem EWärmeG bundesweit Vorreiter im gebäudebezogenen Klimaschutz. 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, d.h. es bestehen unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen (mind. 15 % Anteil erneuerbarer Energien), 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.

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 bzw. -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-Wärmegesetz (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 bzw. bis Ende 2020 für private Neubauten vorliegen. Die geplante Verabschiedung innerhalb der Legislaturperiode 2013–2017 ist jedoch gescheitert. Mit welchen Änderungen das GEG noch rechtzeitig für ein Inkrafttreten mit Blick auf die bis Ende 2018 festzulegenden Regelungen für Neubauten der öffentlichen Hand verabschiedet werden wird, ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht absehbar.



5

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende



5.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

5.1.1 ZEITREIHEN ZUR ENERGIEPREIS-ENTWICKLUNG

☛ Für den Standort Baden-Württemberg spielt die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung eine ebenso wichtige Rolle wie die Wahrung der Versorgungssicherheit. Die Landesregierung Baden-Württemberg hat sich daher zum Ziel gesetzt, die Risiken steigender Energiekosten zu minimieren. Durch mehr Energieeffizienz und den Umstieg auf erneuerbare Energien soll im Zuge der Energiewende die Abhängigkeit von Energieimporten schrittweise verringert und die Bezahlbarkeit der Energieversorgung sichergestellt werden. Nachfolgend werden die aktuellen Energiepreisentwicklungen und die daraus resultierenden Belastungen für unterschiedliche Verbrauchergruppen dargestellt.

Die Einfuhrpreise für die Energieträger Steinkohle, Erdöl und Erdgas wiesen in den letzten Jahren einen stark rückläufigen Trend auf. Dieser wurde 2016 vorerst unterbrochen. Der Einfuhrpreisindex für Steinkohle stabilisierte sich in der ersten Jahreshälfte zunächst auf einem Niveau 30 % unterhalb des Basisjahres 2010. Ab Juni legten die Preise schließlich kräftig zu. Mit einem Wert von 119 % im Februar 2017 verfehlte der Index die Höchstmarke aus dem Jahr 2011 dabei nur knapp. Bei Erdöl aus den OPEC-Ländern wurde die Talsohle mit 51,7 % bereits im Januar 2016 erreicht. In der Folge zeigte sich auch hier eine spürbare Erholung. Der Index legte im Jahresverlauf auf 82,3 % (Dezember 2017) zu. Im Vergleich dazu fiel die Dynamik bei den Erdgaspreisen deutlich geringer aus. Mit durchschnittlich 76,1 % lag der Einfuhrpreisindex zwar rund 16 Punkte unter dem Vorjahresniveau, blieb im Jahresverlauf jedoch insgesamt weitgehend stabil.

Index der Einfuhrpreise
2010 = 100

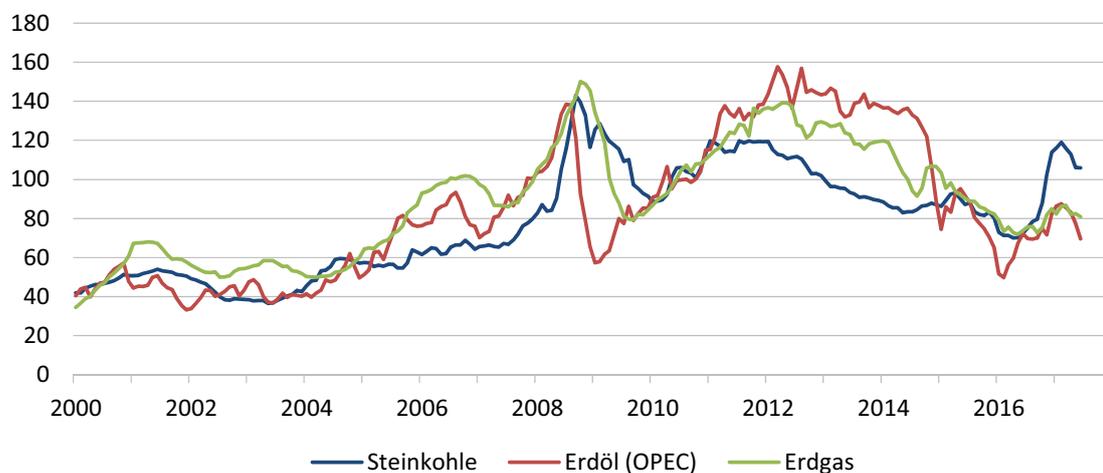


Abbildung 20: Entwicklung der nominalen Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juni 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98].



Strommarkt

Wie schon in den Vorjahren gaben die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten auch im Jahr 2016 weiter nach. Zwar führten Kraftwerksausfälle in Frankreich zu einem vorübergehenden Anstieg des Preisniveaus zum Jahreswechsel 2016/17, im Jahresmittel für 2016 fielen die Preise in den Vortagesauktionen der EPEX Spot jedoch auf 29 €/MWh. Gegenüber 2015 entspricht dies einem Minus von 8 %. Getrieben wurde die Entwicklung im Wesentlichen von den sinkenden Brennstoffpreisen. Insbesondere die Bezugspreise für Gaskraftwerke lagen rund 20 % unter dem Vorjahresniveau (vgl. Abbildung 24).

Die Strompreise für Haushaltskunden blieben im Jahr 2016 bundesweit weitgehend stabil (vgl. Abbildung 21). Mit 28,8 ct/kWh lag der mittlere Bezugspreis für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh rund 0,4 % über dem Vorjahresniveau [99]. Während die Kosten für Beschaffung und Vertrieb infolge der sinkenden Großhandelsstrompreise um rund 0,8 ct/kWh

nachgaben, zogen die Netzentgelte sowie die durch Steuern, Abgaben und Umlagen bedingten Preisbestandteile weiter an. Die Netzentgelte stellten mit einem Plus von durchschnittlich 0,3 ct/kWh den größten Treiber dar. Daneben machte sich vor allem der Anstieg der EEG- und KWK-Umlage um rund 0,18 bzw. 0,19 ct/kWh bemerkbar. Der auf Steuern, Abgaben und Umlagen entfallende Anteil legte im Jahr 2016 damit auf insgesamt 55 % zu (ohne Netzentgelte). Für das Jahr 2017 geht der BDEW (Stand: Februar 2017) erneut von einem leichten Anstieg der Haushaltskundenstrompreise auf dann 29,2 ct/kWh aus. Insgesamt ist jedoch festzustellen, dass sich die Belastungen für private Haushalte nach den starken Zuwächsen zwischen 2000 und 2013 in den letzten Jahren zumindest vorläufig stabilisiert haben. Endkunden in Baden-Württemberg zahlten dabei im Mittel etwas mehr als der Bundesdurchschnitt. Mit Platz 7 im Länderranking rangiert Baden-Württemberg nichtsdestotrotz im Mittelfeld [100].²⁹

²⁹ Die Auswertung basiert auf Angaben des Vergleichsportals Verivox und unterstellt einen Jahresverbrauch von 4.000 kWh. Nach Angaben von [100] wurden ausschließlich die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger berücksichtigt, soweit diese im Internet veröffentlicht wurden und den Richtlinien der Verivox GmbH entsprechen.

5

Durchschnittliche Strompreise für Haushalte in ct/kWh

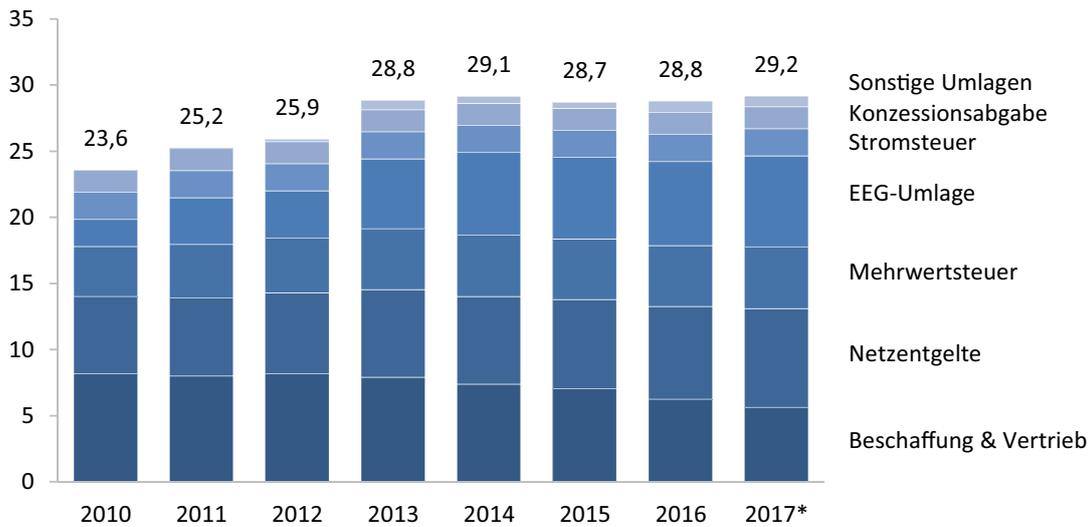
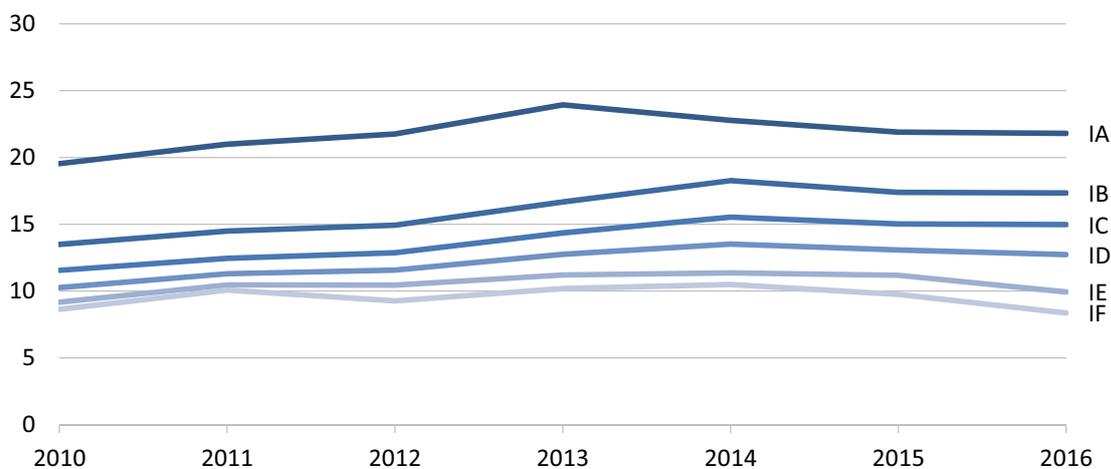


Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushalte bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (Stand 02/2017). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [99].

Industriekunden in Deutschland profitieren je nach Verbrauch von deutlich günstigeren Bezugskonditionen als private Haushalte. Abbildung 22 zeigt hierzu die Entwicklung der Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für verschiedene Verbrauchergruppen innerhalb der Industrie zwischen den Jahren 2010 und 2016. Die Spanne reichte zuletzt von 21,8 ct/kWh für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh bis hin zu 8,4 ct/kWh bei einem Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh.

Besonders energieintensive Unternehmen sind im Rahmen umfassender Entlastungsregelungen von einem Großteil der anfallenden Steuern, Abgaben und Umlagen befreit. So zahlten industrielle Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh bei voller Entlastung im Jahr 2016 lediglich zwischen 3,4 und 4,0 ct/kWh [99]. Mit einer Spanne von 4,0 bis 4,5 ct/kWh im Vorjahr machten sich somit auch hier die sinkenden Großhandelsstrompreise bemerkbar.

Durchschnittliche Strompreise für Industriekunden in ct/kWh



IA: Verbrauch < 20 MWh; IB: 20 MWh < Verbrauch < 500 MWh; IC: 500 MWh < Verbrauch < 2 GWh;
ID: 2 GWh < Verbrauch < 20 GWh; IE: 20 GWh < Verbrauch < 70 GWh; IF: 70 GWh < Verbrauch < 150 GWh

Abbildung 22: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Industriekunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [101].

Ein Blick auf die Situation in den übrigen Mitgliedstaaten der Europäischen Union zeigt, dass sich die Strompreise in Deutschland gegenwärtig auf einem vergleichsweise hohen Niveau bewegen. So rangiert Deutschland in allen Verbrauchergruppen unter den Top 6 [101]. Am stärksten fallen die Unterschiede bei den privaten Haushalten mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh aus. Hier zahlten die Kunden in Deutschland inklusive Steuern, Abgaben und Umlagen rund 45 % mehr als der europäische Durchschnitt (EU 28). Lediglich Haushalte in Dänemark werden derzeit noch stärker belastet. Bei den verschiedenen Verbrauchergruppen innerhalb der Industrie fielen die Unterschiede etwas niedriger aus. Mit plus 11 % bis plus 30 % lagen die Strompreise ohne Mehrwertsteuer sowie abzugsfähige Steuern und Umlagen jedoch auch hier deutlich über dem europäischen Durchschnitt.

Der Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2016 [100] beleuchtet die mögliche Entwicklung der Strompreise bis zum Jahr 2023. Demnach legen die Preise für private Haushalte in Baden-Württemberg in den kommenden Jahren

wieder leicht zu und erreichen 2023 ein Niveau von rund 32 ct/kWh (nominal). Zu den Haupteinflussfaktoren zählen die EEG-Umlage und die Netznutzungsentgelte, die der Prognose zufolge um 1,56 und 1,54 ct/kWh steigen werden. Real entspricht die Änderung einem Zuwachs von rund 2 % gegenüber 2016. Die Strompreise für Industrie und Gewerbe weisen je nach Verbrauchergruppe leicht unterschiedliche Entwicklungen auf. Während die Prognose bei nominaler Betrachtung für Gewerbe- und mittelständische Industriekunden infolge steigender Umlagen und Netzentgelte ebenfalls einen Anstieg voraussagt (+9 % bzw. +16 %; real: -3 % bzw. +3 %), wird für energieintensive Industriekunden bei vollständiger Privilegierung von einem weitestgehend stabilen Preisniveau ausgegangen (-4 % gegenüber 2016; real: -15 %).

Staatlich veranlasste Preisbestandteile sind bei den meisten Letztverbrauchern für einen Großteil des Strompreises verantwortlich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Umbau des konventionellen Kraftwerksparcs und der Netzausbau führen vorübergehend zu zusätzlichen Kosten

5

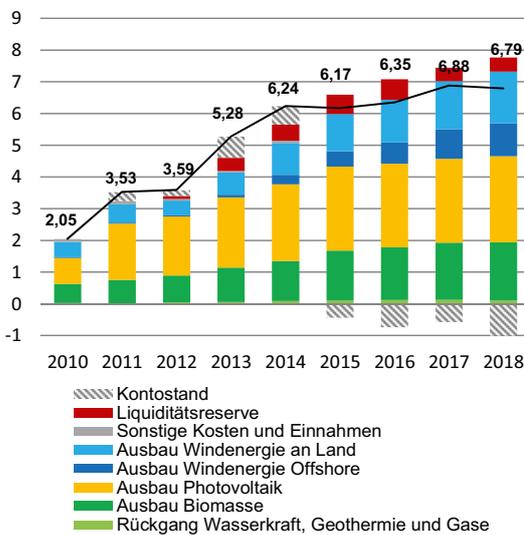
für den Verbraucher. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung sind diese Lasten möglichst gleichmäßig zu verteilen, gleichzeitig aber auch Überlastungen einzelner Akteursgruppen zu vermeiden. Im Fokus der Diskussion steht die EEG-Umlage, deren Entwicklung nachfolgend näher analysiert wird. Darüber hinaus werden die Diskussion um die Reform der staatlich veranlassten Preisbestandteile sowie die Änderungen durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz aufgezeigt.

Die EEG-Umlage wälzt die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher in Deutschland. Mit 6,792 ct/kWh ist die von den Übertragungsnetzbetreibern am 16. Oktober 2017 für das Jahr 2018 bekanntgegebene EEG-Umlage 0,088 ct/kWh bzw. -1,3 % niedriger im Vergleich zum Vorjahr [102]. Von 2010 bis 2014 hat sie sich mehr als ver-

dreifacht. Nach 2014 konnte der Aufwuchs verlangsamt werden (siehe auch Abbildung 23 links).

Wesentlicher Einflussfaktor ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausweitung der Ausnahmen für stromintensive Industrieunternehmen der sinkende Börsenstrompreis. Während zur Berechnung der Umlage 2013 noch ein Börsenstrompreis von 51,2 €/MWh in der Prognose angesetzt wurde, wird derzeit nur noch mit 32,2 €/MWh gerechnet. Die Wechselwirkung zwischen der Entwicklung des Strompreises und der EEG-Umlage wird anhand der Kombination aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis deutlich: So ist die Summe ausgehend von einem Höchststand von 10,55 ct/kWh im Jahr 2013 zwischenzeitlich gesunken und bleibt voraussichtlich im Jahr 2018 mit 10,13 ct/kWh unter diesem Niveau [103].

EEG-Umlage in ct/kWh



Komponenten des Rückgangs 2018/2017 in ct/kWh

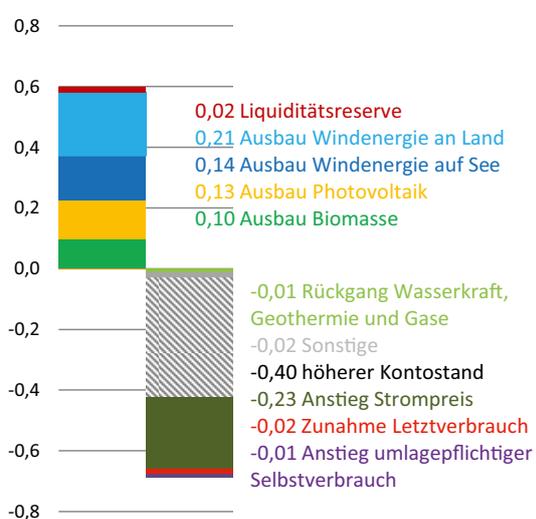


Abbildung 23: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2018 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2018 im Vergleich zu 2017 (rechts) [102, 104].

Wie im Vorjahr wurde die Veränderung der EEG-Umlage in die einzelnen Einflussfaktoren aufgeteilt (Komponentenzerlegung). Mit rd. 1 ct/kWh trägt der Kontostand zum 30.09.2017 mit einem Plus von 3,3 Mrd. € wesentlich zur Entlastung der EEG-Umlage bei, da mit den Zahlungen der EEG-Umlage 2017 bereits Vorleistun-

gen für das 2018 erbracht wurden. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Kontostand 1,4 Mrd. € höher. Diesen Einfluss gibt die Komponentenzerlegung (Abbildung 23 rechts) wieder. Außerdem ist ein Anstieg des Börsenstrompreises um 5,47 €/MWh in den Prognoseannahmen hinterlegt, was zu höheren Einnahmen aus der Vermarktung führt.



Vom Ausbau der erneuerbaren Energien geht insgesamt eine Umlagesteigerung von 0,57 ct/kWh bei einer angenommenen Zunahme der Stromerzeugung um rd. 17 TWh auf 204 TWh aus. Dazu trägt insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (+10,7 TWh) bei. Weiterhin umlagesteigernd wirkt der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (+2,5 TWh), Photovoltaik (+2,6 TWh) und Biomasse (+0,8 TWh). Der Einfluss der Veränderung der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Geothermie und Gase ist gering.

Neben der EEG-Umlage wird der Stromverbrauch von Haushalten und der Industrie mit weiteren Abgaben, Umlagen und Steuern belastet (vgl. Abbildung 21). Bei Heizöl, Erdgas und Kraftstoffen fallen, bezogen auf den Energie- und CO₂-Gehalt, hingegen deutlich geringere staatlich veranlasste Preisaufschläge im Vergleich zum Strom an [105]. Um jeweils den effizientesten Energieträger einzusetzen gilt es diese Verzerrung aufzuheben, insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Ersatz von fossilen Energieträgern durch EE-Strom in Bereichen, in denen erneuerbare Energien nicht oder nur in begrenztem Maße direkt eingesetzt werden können, zur Emissionsminderung erforderlich ist.

Aufgrund des sehr niedrigen Börsenpreisniveaus für Strom ist eine weitere Förderung für die EE-Stromerzeugung erforderlich. Zudem spiegelt der aktuelle Zertifikatspreis für CO₂ mit im Schnitt 5,36 €/t CO₂ im Jahr 2016 bei weitem nicht die zu erwartenden Schadenskosten wider. Da eine Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandels nicht absehbar ist und das Preissignal des ETS mittelfristig nicht ausreicht, um nationale Klimaschutzziele zu erreichen, haben Großbritannien und zumindest zeitweise

die Niederlande³⁰ zusätzliche Mechanismen eingeführt. Eine am CO₂-Gehalt orientierte Reform der Strom- und Energiesteuern würde Ineffizienzen im Hinblick auf die Klimaziele vermeiden. Des Weiteren sollten in eine Überarbeitung des Energiesteuer- / Abgabensystems neben Treibhausgasemissionen weitere Aspekte des Umweltschutzes³¹ eingehen.

Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland ist mit zunehmender Tendenz uneinheitlich. Höhere Netzentgelte fallen im ländlichen Raum insbesondere in den neuen Bundesländern aber auch in Baden-Württemberg an. Zum einen entstehen Kosten zur Integration von EE-Anlagen im Verteilnetz, zum anderen sind die Übertragungsnetzentgelte, u. a. aufgrund der Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement, auseinanderlaufend. Mit in Kraft treten des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMoG) [106] werden die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze zwischen den vier Regelzonen stufenweise beginnend im Jahr 2019 bis 2023 bundesweit angeglichen. In Baden-Württemberg ist infolgedessen mit geringfügig höheren Netzentgelten zu rechnen [107]. Damit wird dem Ausbau des Übertragungsnetzes als gemeinschaftliche Aufgabe Rechnung getragen. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene ist nicht vorgesehen. Zudem werden die Anbindungskosten von Windenergieanlagen auf See in Höhe von derzeit rd. 1,2 Mrd. € aus den Übertragungsnetzentgelten herausgelöst und zukünftig über die Offshore-Haftungsumlage finanziert. Dabei gelten Entlastungsregelungen für die energieintensive Industrie. Außerdem wird das Privileg der vermiedenen Netzentgelte abgeschmolzen: Die Zahlungen von vermiedenen Netzentgelten für Bestandsanlagen werden ab 2018 auf dem Niveau von 2016 festgehalten. Zudem

³⁰ Seit April 2013 gilt in Großbritannien ein CO₂-Mindestpreis, in den Niederlanden wurde im Zeitraum 2013–2015 rd. 5 Euro/t CO₂ zusätzlich zum ETS-Zertifikatspreis über die Integration von Kohle in die Energiesteuer erhoben.

³¹ Darunter fallen die weiteren Schadstoffe, wie der höhere Ausstoß von Stickoxiden und Feinstaub des Dieselmotors [105].

werden für volatil einspeisende Bestandsanlagen die Zahlungen in drei Schritten beginnend im Jahr 2018 abgeschmolzen. Steuerbare Neuanlagen (z.B. KWK) erhalten ab 2023, volatil einspeisende Neuanlagen (z.B. PV, Wind)³² ab 2018 keine Zahlungen mehr. Hintergrund ist die zunehmend dezentrale Stromerzeugung, die nicht vor Ort verbraucht werden kann und damit die Flussrichtung des Stroms umkehrt und in die höheren Netzebenen einspeist.

Gasmarkt

Die Preise im Erdgashandel stehen trotz regionaler Differenzen weltweit unter Druck. Zu den Gründen zählen ein stabiles Angebot an Flüssigerdgas (LNG), ein sich verlangsamendes Nachfragewachstum, das niedrige Ölpreisniveau sowie die

umfangreiche Schiefergas-Gewinnung in Nordamerika [108]. Die weltweiten Entwicklungen schlagen sich auch auf das Preisniveau im deutschen Markt nieder. Der Preisindex für an Kraftwerke abgegebenes Erdgas (Basisjahr 2010) gab von 128,4 Punkten im Jahr 2012 auf 87,8 Punkte im Jahr 2016 nach (vgl. Abbildung 24). Ähnlich entwickelten sich die Preise für Industriekunden. Hier gab der Index im selben Zeitraum von 130,5 auf 97,9 Punkte nach. Die Erdgaspreise für private Haushalte sowie für Handel und Gewerbe weisen aufgrund längerfristiger Lieferverträge grundsätzlich geringere Schwankungen auf. In den zurückliegenden beiden Jahren profitieren jedoch auch sie von dem weltweiten Preisdruck. Die Indizes notierten 2016 4,3 bzw. 8,0 Punkte unterhalb des 2014er Niveaus.

Erdgas-Preisindizes

Basisjahr 2010

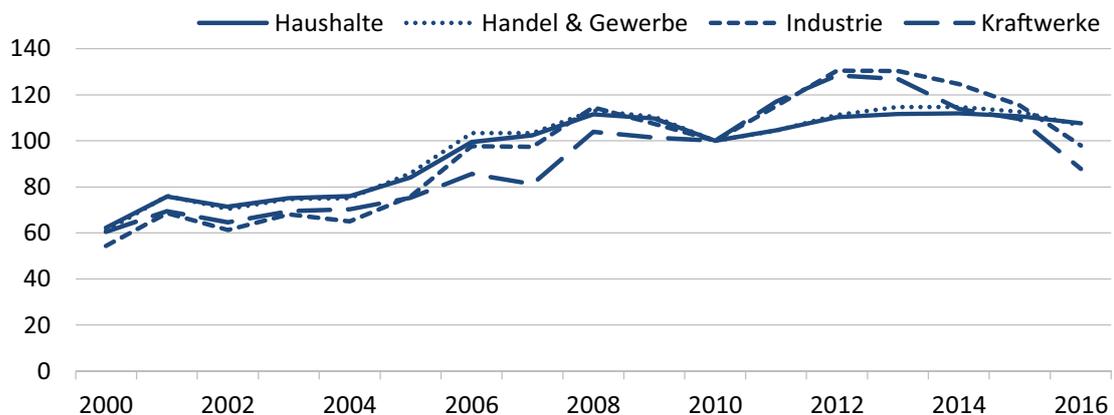


Abbildung 24: Entwicklung der Preisindizes für Erdgas von Januar 2000 bis Juni 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98].

Aufbauend auf den Entwicklungen im Terminhandel sowie einer linearen Fortschreibung ab 2021 rechnen die Autoren des Energiepreisberichts für Baden-Württemberg 2016 [100] mit einem leichten Anstieg der Erdgaspreise für Haushalte und Industriekunden bis zum Jahr 2023. Das Preisniveau des Jahres 2015 wird dabei aller Voraussicht nach jedoch nicht überschritten.

5.1.2 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

³² Für EEG-Anlagen wurden bzw. werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht ausgezahlt, sondern dem EEG-Konto gutgeschrieben.

[109] sowie deren Fortschreibung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württemberg übertragen bzw. angepasst und erweitert. Mit dem Ansatz werden die Kostwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucherenausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucherenausgaben 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 Letztverbraucherenausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg.

Alle Angaben sind Nettoangaben ohne Mehrwertsteuer. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 verwiesen [12].

Aggregierte Letztverbraucherenausgaben für Strom

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherenausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2015. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucherenausgaben. 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 Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG, etc.) zurückzuführen ist. Insgesamt überstiegen die Letztverbraucherenausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Mrd. Euro pro Jahr. Seitdem sind die Letztverbraucherenausgaben für Strom weitgehend auf diesem Niveau verharret, im Jahr 2016 lagen sie nach ersten Berechnungen bei 10,1 Mrd. Euro. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

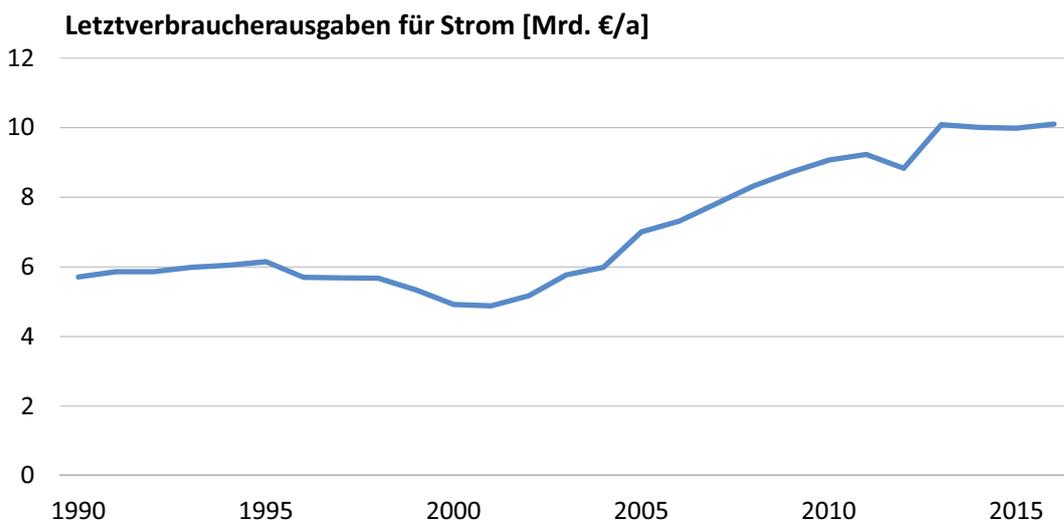


Abbildung 25: Aggregierte Letztverbraucherenausgaben für Strom³³. 2016 vorläufig/geschätzt. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [93, 110–112].

³³ Letztverbraucherenausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 % berechnet.

5

Aggregierte Letztverbraucherausgaben 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 2016 rund 10,7 Mrd. Euro betragen (Abbildung 26). Aufgrund der weiter gesunkenen Energiepreise (insb. Heizöl) und den Witterungsbedingungen sind die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen seit dem Jahr 2014 deutlich gesunken.

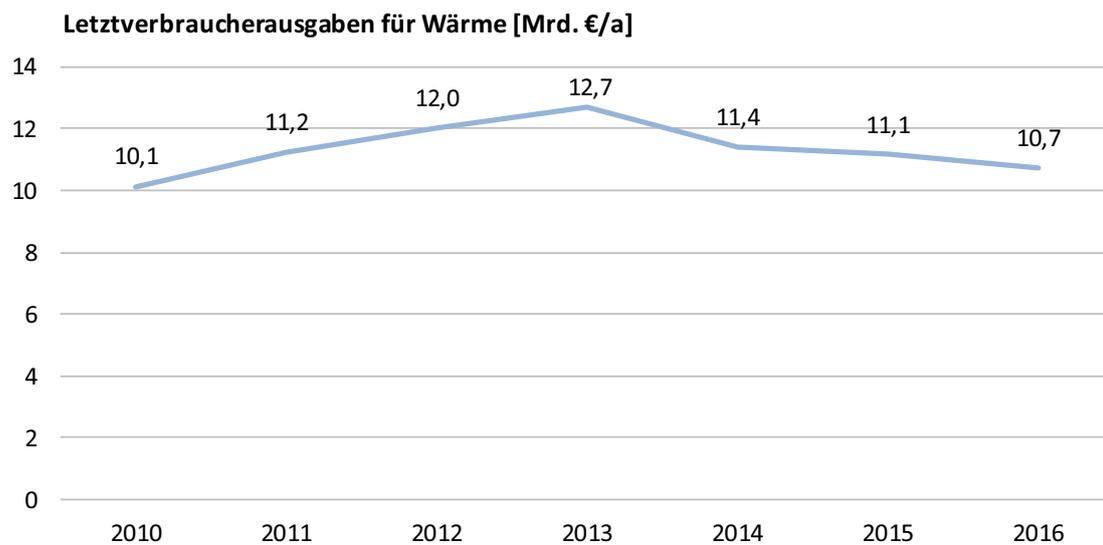


Abbildung 26: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung auf Basis von Daten aus [48, 113–119]. 2016 vorläufig/geschätzt.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme belaufen sich hierbei auf gut 5 Mrd. Euro im Jahr 2016. 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 Letztverbraucherausga-

ben für Wärmedienstleistungen von 10,7 Mrd. Euro die Ausgaben für Strom von 10,1 Mrd. Euro sogar leicht übertreffen. 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 wieder steigende Preise für Energieträger.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben 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 27 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, wuchs der Dieserverbrauch seit dem Jahr 2007 kontinuierlich. Mit den seit 2013 sinkenden Endverbraucherpreisen zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe. Insgesamt belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für mineralische und biogene Kraftstoffe im Jahr 2016 auf rund 9,5 Mrd. Euro. Davon entfallen rd. 5,4 Mrd. Euro auf Dieseldieselkraftstoff, 3,5 Mrd. Euro auf Ottokraftstoff und 0,6 Mrd. Euro auf biogene und sonstige Kraftstoffe. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe ist weitgehend unabhängig von der Energiewende.

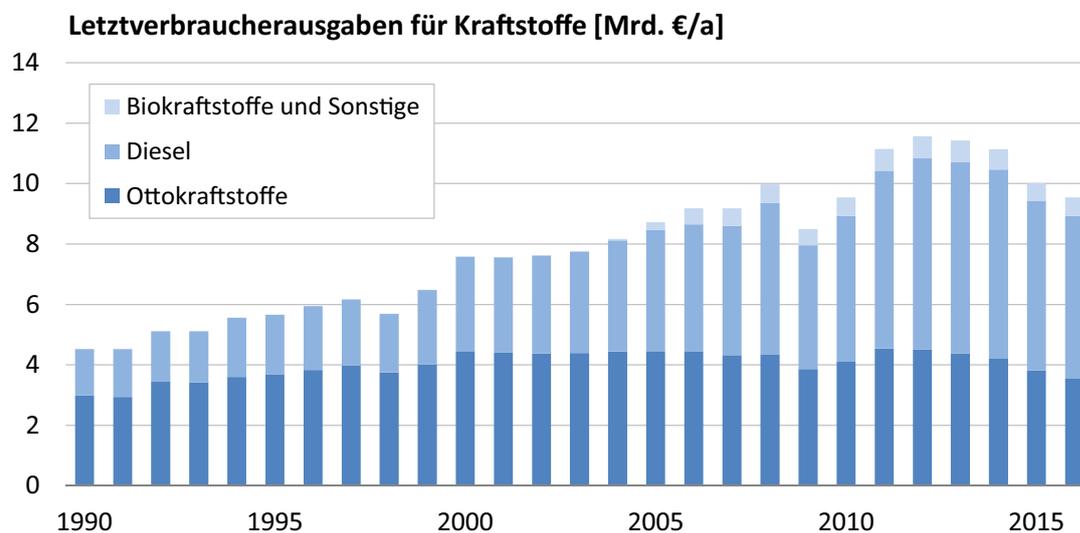


Abbildung 27: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [115, 120]. 2016 vorläufig/geschätzt.

Anteil der aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Energie am Bruttoinlands- produkt in Baden-Württemberg

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbildung 28 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil mit 2,1 % weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 (2,5 %).

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [109] 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.).

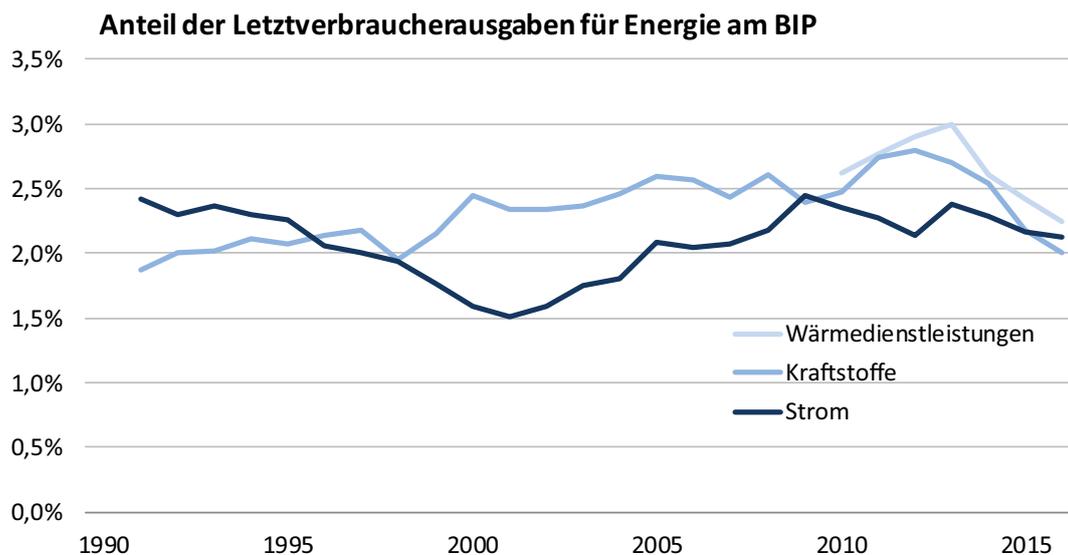


Abbildung 28: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt. Eigene Berechnung und Darstellung. 2016 vorläufig/geschätzt.

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 jedoch stark zurück und lag im Jahr 2016 bei lediglich knapp 2 %, was dem Niveau vor der Jahrtausendwende entspricht.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,2 % (Abbildung 28). 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 [109]: „Solange die Gesamtausgaben [...] proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen“. Dies gilt nicht zuletzt, weil im Vergleich zum Bundesdurchschnitt die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg mit unter 7,0 % geringer als auf Bundesebene³⁴ ausfallen.

5.2 BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

 Zu den Beschäftigungseffekten der Energiewende in Baden-Württemberg liegen derzeit keine neuen Informationen vor. Es wird deshalb auf die Ausführungen im Statusbericht 2016 verwiesen.

Zum Stand 2014 waren in Baden-Württemberg insgesamt 56.000 Arbeitsplätze den Investitionen und wirtschaftlichen Aktivitäten in energiewenderelevanten Handlungsfeldern zuzurechnen. Der Großteil davon entfällt mit 37.000 Beschäftigten auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und

³⁴ Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lagen keine Bundeszahlen für das Jahr 2016 vor. Der Vergleich der Anteile der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass die Anteile in Baden-Württemberg stets etwas niedriger als auf Bundesebene lagen (2015: Bund 7,7 %, Baden-Württemberg 6,8 %).



rund 15.600 Arbeitsplätze auf die energetische Sanierung von Wohngebäuden.

Baden-Württemberg profitiert stark von den Lieferungen von Vorleistungen für die Branche der erneuerbaren Energien. Die zukünftigen Beschäftigungswirkungen sind deshalb entsprechend stark abhängig vom internationalen EE-Ausbau, der Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten und der Innovationskraft aller baden-württembergischen Industriebranchen.

Literaturverzeichnis



- [1] Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) [online]. 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psm-l&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
- [2] EUROPÄISCHE KOMMISSION. Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt deutsche Netzreserve zur Sicherung der Stromversorgung. Brüssel, 2016.
- [3] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 31.03.2017 [online]. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [4] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2017 bis 2019 – Stand: 31.03.2017 [online]. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [5] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur [online]. Bonn, 2017. [Zugriff am: 25. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2017_07.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [6] ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. EnBW plant Außerbetriebnahme von Gas- und Dampfturbinen-Anlage RDK 4S am Standort Karlsruhe. [online]. 18. November 2016. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_146497.html
- [7] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Veröffentlichung Zu- und Rückbau – Stand 31.03.2017 [online]. 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2017_1.xlsx;jsessionid=89223E659D8F886A6A771AA30B7026AA?__blob=publicationFile&v=3
- [8] STUTTGARTER ZEITUNG. Altbach/Deizisau: Im Block 1 des Kraftwerks ist der Ofen aus. [online]. 24. Februar 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.altbach-deizisau-enbw-legt-block-des-heizkraftwerks-altbach-still.217a8c80-8a04-4bee-810c-c987db736116.html>
- [9] BUBECK, Hans und VAN DEN BERGH, Diana. Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg [online]. Präsentation. Energie Baden-Württemberg (EnBW), 2015. [Zugriff am: 13. Juli 2015]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/presentation_modernisierung-gaisburg.pdf



- [10] BORGGREFE, Frieder, PREGGER, Thomas, GILS, Hans Christian, CAO, Karl-Kien, DEISSENROTH, 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 [online]. 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/5_Energie/Versorgungssicherheit/Kurzstudie_Kapazitaetsentwicklung_Sueddeutschland.pdf
- [11] 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 [online]. 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
- [12] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg - Statusbericht 2016 [online]. 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
- [13] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen [online]. Bonn, 2017. [Zugriff am: 14. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf;jsessionid=3198F01506E6353FC32C4FD9FBF88E03?__blob=publicationFile&v=3
- [14] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Glossar. [online]. [Zugriff am: 31. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Glossareintraege/DE/N/glo_n-1-kriterium.html?view=renderHelp
- [15] ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. Unavailability of Production and Generation Units. [online]. 2017. [Zugriff am: 20. Oktober 2017]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/outage-domain/r2/unavailabilityOfProductionAndGenerationUnits/show>

- [16] 50HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Abschlussbericht – Systemanalysen 2017 [online]. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_2017.pdf?jsessionid=3198F01506E6353FC32C4FD9F88E03?__blob=publicationFile&v=2
- [17] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung vom 15.Mai 2017: Deutschland und Österreich: Einigung auf gemeinsamen Rahmen für Engpassmanagement [online]. Bonn, 2017. [Zugriff am: 8. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2017/15052017_DE_AU.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [18] E-CONTROL. Absicherung deutsch-österreichischen Stromhandels. [online]. 15. Mai 2017. [Zugriff am: 31. August 2017]. Verfügbar unter: http://press.e-control.at/News_Detail.aspx?id=49436&menueid=1830
- [19] NIKIONOK-EHRLICH, Angelika. Deutsch-österreichische Einigung über Engpassbewirtschaftung. *Energie & Management*. 1. Juni 2017. Nr. 11/17.
- [20] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Langfristanalysen 2016: Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß § 3 Netzreserveverordnung [online]. 2016. [Zugriff am: 31. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Langfristanalysen_UeNB_2016_LF.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [21] BUNDESRAT. Drucksache 356/16: Gesetzesbeschluss des deutschen Bundestages: Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) [online]. 2016. [Zugriff am: 19. Juli 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/356-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [22] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung vom 31.Mai 2017: Bundesnetzagentur veröffentlicht Bedarf an Anlagen nach § 13k EnWG [online]. Bonn, 2017. [Zugriff am: 8. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2017/31052017_Netzreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [23] Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. *Amtsblatt der Europäischen Union* [online]. 19. Mai 2017. [Zugriff am: 31. August 2017]. Verfügbar unter: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.JC_2017.159.01.0006.01.DEU&toc=OJ:C:2017:159:TOC
- [24] BUNDESREGIERUNG. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [online]. 2010. [Zugriff am: 6. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [25] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, 2016.
- [26] REPENNING, Julia, BRAUNGARDT, Sibylle und KOCKAT, Judit. Klimaschutzszenario 2050 - 2.Endbericht [online]. 2015. [Zugriff am: 23. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>

- [27] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 [online]. 2016. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf
- [28] ENBW. EnBW ordnet Priorität bei Speicherprojekten neu: Das Pumpspeicherprojekt Atdorf wird nicht weiterverfolgt. [online]. 11. Oktober 2017. [Zugriff am: 17. Oktober 2017]. Verfügbar unter: / unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_170304.html
- [29] FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, KAIRIES, Kai-Philipp, WESSELS, Oliver, TEPE, Benedikt, EBBERT, Markus, HERZOG, Reiner und SAUER, Dirk Uwe. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017 [online]. Aachen : ISEA RWTH Aachen, 2017. [Zugriff am: 16. August 2017]. Verfügbar unter: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- [30] STEAG. STEAG Großbatterie-Systeme. [online]. 2017. [Zugriff am: 18. August 2017]. Verfügbar unter: <http://www.steag-grossbatterie-system.com/>
- [31] SIEMENS. Siemens liefert Batteriespeicher an Stadtwerke Schwäbisch Hall. [online]. 13. April 2017. [Zugriff am: 17. Oktober 2017]. Verfügbar unter: <https://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2017/energymanagement/PR2017040264EMDE.pdf>
- [32] Daimler Batterie-Technologie: Aus dem Auto ans Netz. mercedes-benz.com [online]. 3. Juni 2015. [Zugriff am: 18. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.mercedes-benz.com/de/mercedes-benz/innovation/daimler-batterie-technologie-aus-dem-auto-ans-netz/Aus_dem_Auto_ans_Netz:_Batterie-Technologie_von_Daimler_beschleunigt_Energiewende.
- [33] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DNA). Demand Side Management – Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem. Ergebnisse aus dem Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 21. August 2017]. Verfügbar unter: http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/161222_Flyer_DSM_BW_Projektergebnisse.pdf
- [34] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BK6-15-159: Beschluss zur in dem Verfahren zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve [online]. 2017. [Zugriff am: 21. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [35] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BK6-15-158: Beschluss in dem Verfahren zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung [online]. 2017. [Zugriff am: 21. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [36] MEYER, Jens-Peter. Enerstorage kritisiert geplante Power-to-Heat-Förderung. Sonne Wind & Wärme [online]. 22. Juli 2016. [Zugriff am: 22. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.sonne-windwaerme.de/panorama/enerstorage-kritisiert-geplante-power-to-heat-foerderung>

- [37] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Strategieplattform Power-to-Gas: Pilotprojekte im Überblick. [online]. 2017. [Zugriff am: 24. August 2017]. Verfügbar unter: http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1
- [38] AGORA ENERGIEWENDE. Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 9. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Big_Picture/Agora_Big-Picture_WEB.pdf
- [39] MINISTERIUM FÜR INNERES, DIGITALISIERUNG UND MIGRATION BADEN-WÜRTTEMBERG. Digitalisierungsstrategie der Landesregierung Baden-Württemberg [online]. Stuttgart, 2017. [Zugriff am: 23. August 2017]. Verfügbar unter: <https://www.digital-bw.de/downloads/DigitalisierungsstrategieBaWue2017.pdf>
- [40] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Runder Tisch „Nachhaltige Digitalisierung“. [online]. 2017. [Zugriff am: 19. Oktober 2017]. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/nachhaltigkeit/nachhaltige-digitalisierung/runder-tisch/>
- [41] Softwareanbieter: Smart Meter Rollout durch die grundzuständigen MSB verzögert sich. EUWID Neue Energie. 27. September 2017. Jg. 10, Nr. 39, S. 29.
- [42] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI). Zertifikatsnachweise nach § 24 Messstellenbetriebsgesetz. [online]. 19. Oktober 2017. [Zugriff am: 19. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Zertifikate24Msbg/zertifikate24MsbG_node.html
- [43] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). 10 Thesen zur Sektorkopplung [online]. Positionspapier. 2017. [Zugriff am: 17. Mai 2017]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3CC78BE7F576BF4EC1258110004B1212/\\$file/BDEW%20Positionspapier_10%20Thesen%20zur%20Sektorkopplung_o%20A.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3CC78BE7F576BF4EC1258110004B1212/$file/BDEW%20Positionspapier_10%20Thesen%20zur%20Sektorkopplung_o%20A.pdf)
- [44] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 16. August 2017]. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9191_dena_Netzflexstudie.pdf
- [45] AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2016 (Stand August 2017) [online]. 2017. [Zugriff am: 4. September 2017]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170811_brd_stromerzeugung1990-2016.pdf
- [46] AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017. [online]. 2017. [Zugriff am: 4. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung-2016_WEB.pdf
- [47] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG (EEX). Transparency in Energy Markets - Nichtbeanspruchbarkeit. [online]. [Zugriff am: 4. September 2017]. Verfügbar unter: <https://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/verfuegbarkeit/nichtbeanspruchbarkeit/nichtbeanspruchbarkeit-historie>
- [48] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieflussbilder und Energiebilanzen Baden-Württemberg. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/Energiebilanzen-BW.jsp>

- [49] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
- [50] TRANSNETBW. Grenzüberschreitende Lastflüsse und Fahrpläne. [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende-lastfluesse>
- [51] ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. Cross-Border Physical Flow. [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>
- [52] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Stromaus-tausch mit dem Ausland – Hintergrundinformationen zu den physikalischen Lastflüssen Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext. Berlin, 2014.
- [53] ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. Scheduled Commercial Exchanges. [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/scheduledCommercialExchangesDayAhead/show>
- [54] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Außenhandel - zusammenfassende Übersicht für den Außenhandel 2016 (vorläufige Ergebnisse). [online]. März 2017. [Zugriff am: 19. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Aussenhandel/Gesamtentwicklung/ZusammenfassendeUebersichtenJvorlaeufigPDF_2070100.pdf?__blob=publicationFile
- [55] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaß-nahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016 [online]. 2017. [Zugriff am: 20. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetz-agentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publication-File&v=2
- [56] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2013 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bun-desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf
- [57] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bun-desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf
- [58] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2015 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bun-desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [59] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2016 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 20. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagen-tur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Datenaus-tauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [60] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaß-nahmen – Erstes Quartal 2017. [online]. 2017. [Zugriff am: 20. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagen-tur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q1_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- [61] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 17. August 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzsicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [62] TRANSNETBW. Angaben der TransnetBW zum Redispatch. 2017.
- [63] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Redispatch Maßnahmen. [online]. 2017. [Zugriff am: 17. August 2016]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>
- [64] ENERGATE-MESSENGER. Standortfrage – Neues Gutachten für Ultranet-Konverter. [online]. 3. Juli 2017. Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/news/175428/neues-gutachten-fuer-ultranet-konverter>
- [65] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben. [online]. 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
- [66] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau - Bundesfachplanung [online]. 2016. [Zugriff am: 19. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/BroschuereBundesfachplanung.pdf?__blob=publicationFile
- [67] NETZE BW GMBH. Aktuelle Netzausbau-Projekte. [online]. 2017. [Zugriff am: 28. September 2017]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzausbau>
- [68] EF. RUHR GMBH und TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND – INSTITUT FÜR ENERGIESYSTEME, ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [online]. 2017. [Zugriff am: 15. August 2017]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf
- [69] NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2017.
- [70] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Strom. [online]. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
- [71] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung vom 11.09.2017: „Qualität der Stromversorgung 2016 weiterhin auf hohem Niveau“. [online]. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/170911_Saidi_Strom.html?nn=265778
- [72] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply [online]. Brüssel, 2016. [Zugriff am: 10. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral
- [73] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2016. 2017.
- [74] FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, Maßnahmen-Steckbriefe, Anlage zum 2. Entwurf [online]. 5. April 2017. [Zugriff am: 3. August 2017]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/2017_04_05_anlage_nep-gas-2016_massnahmensteckbriefe_1.pdf

- [75] TERRANETS BW. Erfolgreiche Ausschreibung von Lastflusszusagen. [online]. Verfügbar unter: <https://www.terranets-bw.de/aktuelles/aktuelle-mitteilungen/artikel/artikel/erfolgreiche-ausschreibung-von-lastflusszusagen/>
- [76] FNB GAS. Winterausblick 2017/2018 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber [online]. 27. Oktober 2017. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_winterausblick_2017_2018.pdf
- [77] AGSI. Storage Data. [online]. [Zugriff am: 3. August 2017]. Verfügbar unter: <https://agsi.gie.eu/#/historical//DE>
- [78] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. [online]. [Zugriff am: 3. August 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/Versorgungsunterbr_Gas_node.html
- [79] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2010. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2011.
- [80] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2011. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2012.
- [81] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2013.
- [82] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Energiebilanz. [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/>
- [83] STATISTISCHES BUNDESAMT. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Bruttoinlandsprodukt ab 1970 [online]. Wiesbaden, 2017. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/Inlandsprodukt/Tabellen/BruttoinlandVierteljahresdaten_xls.html
- [84] VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER. Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik 1991 bis 2016, Verkettete Absolutwerte, Referenzjahr 2010. 2017.
- [85] AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2016 [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
- [86] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Fahrleistungen im Straßenverkehr. [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Verkehr/KFZBelastung/v5c01.jsp>
- [87] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Gebäude und Wohnungen. [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/>
- [88] AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990-2015. 2016.
- [89] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg Statusbericht 2015 [online]. Stuttgart, 2015. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Energie/Monitoring_Energiewende_2015.pdf

- [90] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Strom- und Gasverbrauch nach ausgewählten Verbrauchergruppen. [online]. April 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/LRt1001.jsp>
- [91] STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER. Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Band 3: Analysen und Berichte Klima und Energie. 2014.
- [92] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung, Gebiet und Bevölkerungsdichte. [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Bevoelkerung/01515020.tab?R=LA>
- [93] KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg [online]. 2014. [Zugriff am: 9. Oktober 2015]. Verfügbar unter: http://www.zsw-bw.de/uploads/media/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
- [94] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Nach KWKG zugelassene KWK-Anlagen in Baden-Württemberg. Eschborn, 2017.
- [95] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Nettostrom- und -wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. [online]. 2016. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-WK.jsp>
- [96] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2015 – Stand Oktober 2016. Stuttgart, 2016.
- [97] SOLITES. Persönliche Information. 2017.
- [98] STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen bis Juni 2017 [online]. Wiesbaden, 2017. [Zugriff am: 9. August 2017]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html> Diese monatlich herausgegebene Veröffentlichung fasst Daten zur Entwicklung der Energiepreise aus unterschiedlichen Statistiken der Gruppe Preise sowie von Eurostat zusammen. Für einzelne Energiearten (Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Benzin, Diesel, leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Flüssiggas, Strom, Fernwärme) werden in einem Textteil zunächst kurze Erläuterungen, insbesondere zu Aufkommen und Verwendung sowie zu Preisbildungsmechanismen gegeben. Artikel-Nr. 5619001171064 / 5619001171065
- [99] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017 – Haushalte und Industrie [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 8. August 2017]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C-12580C9003438D3/\\$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C-12580C9003438D3/$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf)
- [100] GÜL, Sarah und CHERKASKY, Jenny. Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2016 [online]. Berlin : Ecofys, 2017. [Zugriff am: 8. August 2017]. Verfügbar unter: http://www.ecofys.com/files/files/energiepreisbericht_2016_ecofys.pdf
- [101] EUROSTAT. Energiestatistik – Preise Gas und Elektrizität (ab 2007). [online]. 8. Juni 2017. [Zugriff am: 14. August 2017]. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
- [102] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG. [online]. 16. Oktober 2017. [Zugriff am: 23. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf

- [103] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). EEG-Umlage 2018: Fakten & Hintergründe [online]. 2017. [Zugriff am: 23. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-umlage-2017-fakten-und-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=12
- [104] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). EEG-Umlage 2018 – Komponentenzerlegung, interne Arbeiten. Stuttgart, 2017.
- [105] AGORA ENERGIEWENDE. Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. [online]. April 2017. [Zugriff am: 15. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf
- [106] Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) [online]. 15. März 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/115/1811528.pdf>
- [107] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzentgeltsystematik Elektrizität. [online]. Dezember 2015. [Zugriff am: 20. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [108] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2016. Paris, 2016. ISBN 978-92-64-26494-6.
- [109] 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.
- [110] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. [online]. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_SA.asp
- [111] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. [online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWserie_serie_00000468
- [112] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. [online]. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
- [113] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR). Struktur der Bestandsinvestitionen 2014. Investitionstätigkeit in den Wohnungs- und Nichtwohnungsbeständen [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 4. Mai 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
- [114] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und TOBIAS KELM. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. [online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare_Energien__2014_online.pdf

- [115] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>
- [116] BUNDESREGIERUNG. 25. Subventionsbericht [online]. 2015. [Zugriff am: 3. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Subventionspolitik/2015-08-26-subventionsbericht-25-vollstaendig.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [117] MINISTERIUM FÜR FINANZEN UND WIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Staatshaushaltsplan für Baden-Württemberg. [online]. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/shp/2015-16/>
- [118] INSTITUT FÜR WOHNEN UND UMWELT und FRAUNHOFER IFAM. Monitoring der KfW- Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2014 [online]. 2015. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoringbericht_EBS_2014.pdf
- [119] FICHTNER ET AL. Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. [online]. Juli 2014. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [120] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1507.asp>



Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2019 (Stand März 2017)	13
Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2016 in Baden-Württemberg	21
Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2016 in Baden-Württemberg (2016 vorläufig/teilweise geschätzt)	26
Abbildung 4: Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2016	27
Abbildung 5: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2016	28
Abbildung 6: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2014 (rechts)	35
Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik	36
Abbildung 8: Entwicklung des Speicherfüllstandes und der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2011 bis Juli 2017	38
Abbildung 9: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016	38
Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2016	40
Abbildung 11: Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg	43
Abbildung 12: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg	43
Abbildung 13: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg	44



Abbildung 14: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg	45
Abbildung 15: Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2016 in Baden-Württemberg (KWKG-Anlagen); links: Anlagen bis 1 MW _{el} , rechts alle Anlagen	46
Abbildung 16: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	47
Abbildung 17: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg	48
Abbildung 18: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2016 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie)	49
Abbildung 19: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland	50
Abbildung 20: Entwicklung der nominalen Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juni 2017	52
Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushalte bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (Stand 02/2017)	54
Abbildung 22: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Industriekunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen	55
Abbildung 23: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2018 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2018 im Vergleich zu 2017 (rechts)	56
Abbildung 24: Entwicklung der Preisindizes für Erdgas von Januar 2000 bis Juni 2017	58
Abbildung 25: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom. 2016 vorläufig/geschätzt	59
Abbildung 26: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg	60
Abbildung 27: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe	61
Abbildung 28: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt	62

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchstunden, -mengen und -kosten	30
Tabelle 2:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW und durch andere Übertragungs- netzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2017)	33
Tabelle 3:	Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 10/2017)	33
Tabelle 4:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren	39
Tabelle 5:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	47



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT