

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg



Schwerpunkt Versorgungssicherheit Statusbericht 2014



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT



Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Maike Schmidt, Tobias Kelm, Henning Jachmann

(Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW)

Impressum

HERAUSGEBER

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

REDAKTION

Maike Schmidt (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW)
Nadja Milkowski (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg)

GESTALTUNG

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

DRUCK

Druckerei Laubengaier, Leinfelden-Echterdingen
Klimaneutral gedruckt. Das verwendete Papier ist mit dem Umweltzeichen „Blauer Engel“ zertifiziert.

BILDMATERIAL

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR
Fotolia, Pixabay

AUFLAGE

300 Stück

November 2014

Zusammenfassung

Die Energiewende als systematische Dekarbonisierung des Energiesystems mittels steigender Anteile erneuerbarer Energien, eines deutlich effizienteren Einsatzes von Energie und dem parallelen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie mit dem Gesamtziel einer nachhaltigen und klimafreundlichen Energieversorgung erfordert einen umfassenden Transformationsprozess des gesamten Energieversorgungssystems. Das Land Baden-Württemberg verfolgt dabei ambitionierte Ziele, denn im Jahr 2020 sollen 38 % der Stromerzeugung des Landes aus erneuerbaren Quellen stammen. Zusammen mit einer erheblichen Reduktion des Energiebedarfs soll damit das im Klimaschutzgesetz des Landes Baden-Württemberg festgelegte Treibhausgasminderungsziel von 25 % gegenüber 1990 bis 2020 erreicht werden. Gleichzeitig dürfen Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit von Energie nicht gefährdet werden, da Baden-Württemberg als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort in besonderem Maße auf eine stabile Energieversorgung angewiesen ist. Der bis Ende 2022 zu vollziehende Kernenergieausstieg stellt Baden-Württemberg vor besondere Herausforderungen, denn im Jahr 2013 wurde noch ein Drittel des im Land erzeugten Stroms aus Kernenergie bereitgestellt.

Die Komplexität des Transformationsprozesses macht eine dauerhafte Beobachtung und Begleitung der energiepolitischen ebenso wie der energiewirtschaftlichen Entwicklungen erforderlich, um lenkend und gestaltend in den Energiewendeprozess eingreifen zu können, sobald dies erforderlich sein sollte. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-

Württemberg hat daher das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) mit dem Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt. Ziel ist, die Umsetzung und Auswirkungen der Energiewende speziell in und für Baden-Württemberg zu analysieren, um mögliche Fehlentwicklungen zeitnah sichtbar zu machen und der Politik Handlungsoptionen aufzuzeigen. Die Hauptaussagen des diesjährigen Berichts lassen sich wie folgt zusammenfassen:

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄT

Die statische Analyse des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg lässt weiterhin kurzfristig – der Betrachtungshorizont reicht diesbezüglich bis 2018 – keine wesentliche Verschlechterung der Versorgungssituation in Baden-Württemberg erwarten. Neben den neuen Kraftwerksblöcken in Karlsruhe und Mannheim stabilisiert der dezentrale Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK < 10 MW) und erneuerbaren Energien die Versorgungssituation. Über die Regelungen zur Netzreserve wird die Systemstabilität bis Ende 2017 zusätzlich abgesichert. Die Diskussion über die notwendigen Anschlussregelungen bzw. Anpassungen des Strommarktdesigns auf Bundesebene wird bereits geführt.

Auch in den dynamischen Szenarioanalysen der Bundesnetzagentur (BNetzA), die Baden-Württembergs Kraftwerkspark als Teil des deutschen bzw. europäischen Energiesystems berücksichtigen, sind kurzfristig keine unbeherrschbaren Situationen zu erkennen.



Eine vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg in Auftrag gegebene Kurzstudie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt und der Universität Stuttgart zur Analyse der Entwicklung der Versorgungssituation in Süddeutschland zeigt jedoch, dass zwischen 2018 und 2022 Knappheits-situationen eintreten könnten.

Deshalb müssen mittelfristig sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien, der KWK und der Infrastrukturen – insbesondere der Stromnetzausbau – konsequent verfolgt als auch Flexibilitätsoptionen mobilisiert werden, um eine Verschlechterung der Versorgungssituation zu vermeiden. Zu diesen Flexibilitätsoptionen zählt neben dem Einsatz von Lastmanagement und Speicherkonzepten auch der flankierende Zubau ausreichend flexibler konventioneller Kapazitäten. Dies gilt nicht nur für Baden-Württemberg, sondern für den gesamten süddeutschen Raum und spätestens nach der vollständigen Umsetzung des Kernenergieausstiegs Ende 2022 auch deutschlandweit.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

In verschiedenen Pilotprojekten (Lastmanagement, Power-to-Heat, Pumpspeicher Gaildorf, etc.) werden in Baden-Württemberg Einsatzmöglichkeiten unterschiedlich verfügbarer Flexibilitätsoptionen erprobt und die Erschließung weiterer Potenziale vorangetrieben.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien an Brutto-

stromerzeugung im Land stieg im Jahr 2013 moderat auf 13,8 TWh, was rund 23 % entspricht. Aufgrund der installierten Kapazität hätte die Erzeugung höher ausfallen können, jedoch reduzierten die Witterungsbedingungen die Erträge von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Dennoch lieferte die Photovoltaik mit 7,1% nach der Wasserkraft (8,4 %) den zweitgrößten Beitrag. Im Bereich der Windenergie hat sich der Ausbau mit 34 MW gegenüber 16 MW im Vorjahr zwar mehr als verdoppelt, die erforderliche Ausbaudynamik für die Zielerreichung im Jahr 2020 ist jedoch noch nicht erreicht. Dennoch sprechen einige Anzeichen wie die Zahl der Netzan-schlussanfragen oder die Anzahl der erteilten Genehmigungen dafür, dass der Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg an Dynamik gewinnt.

Auch im Wärmebereich können sich die erneuerbaren Energien behaupten. Im Jahr 2013 stellten sie – vorrangig aus Biomasse – 18,3 TWh Wärme bereit, was einem Anteil von rund 11 % des Endenergieverbrauchs für Wärme entspricht (bzw. bei Bereinigung der Werte um den im Wärmebereich eingesetzten Strom 12,5 %).

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im Jahr 2013 weiter gestiegen, während die konventionelle Erzeugung aus Erdgas und Kernenergie rückläufig war. Gleichzeitig war ein merklicher Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle zu verzeichnen, so dass im Jahr 2013 die Bruttostromerzeugung im Land im Vergleich

zum Vorjahr auf rund 60,5 TWh gestiegen ist. Beim Stromverbrauch scheint sich der leicht rückläufige Trend weiter fortzusetzen – erste Schätzungen für 2013 gehen von einem Stromverbrauch von 78,6 TWh aus. In Kombination mit der gestiegenen Stromerzeugung war somit der Stromimport aus den anderen Bundesländern und dem angrenzenden Ausland im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 3 TWh auf etwa 18 TWh leicht rückläufig.

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

Der in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen sowie im Bundesbedarfsplan adressierte Netzausbau in Baden-Württemberg kommt voran. Dies gilt für das Stromnetz auf allen Spannungsebenen gleichermaßen wie für das Gasnetz. Die Versorgungszuverlässigkeit im Stromnetz bleibt mit einer durchschnittlichen Ausfallzeit von 15,32 Minuten in Deutschland weiterhin die höchste in Europa. Auch die Entwicklung der Spannungseinbrüche mit einer Dauer unter 3 Minuten zeigt im Zeitverlauf keine Auffälligkeiten. Ein Zusammenhang mit der Energiewende ist weiterhin nicht erkennbar.

Auch im Gasnetz ist die Versorgungszuverlässigkeit mit einer durchschnittlichen Ausfallzeit von nur 0,6 Minuten pro Jahr deutschlandweit extrem hoch. Politische Unsicherheiten in den Erdgasliefer- und -transitländern haben bundes- und europaweit Diskussionen um die Versorgungssicherheit im Erdgasbereich ausgelöst. Die Erdgaspeicher weisen jedoch aktuell sehr hohe Füllstände auf, was die Versorgung im kommenden Winter zusätzlich stabilisieren wird.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Aufgrund des weiteren Verfalls der Großhandelspreise von Strom sind die Endkundenpreise in 2014 nur noch moderat gestiegen. Eine EEG-induzierte Strompreissteigerung kann für 2015 aus-

geschlossen werden, da die EEG-Umlage im Jahr 2015 um 0,07 ct/kWh leicht sinkt. Für Anfang 2015 haben etliche Stromversorger – auch in Baden-Württemberg – Preissenkungen angekündigt, so dass sich hier zumindest vorübergehend eine Entspannung andeutet. Da sich jedoch Steigerungen bei den Netzentgelten abzeichnen, können mittelfristig die Endkundenpreise erneut steigen.

Die Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Kosten zeigt, dass der Anteil der Stromkosten bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg unterhalb von 2,5 % liegt und damit aktuell noch unterhalb des Niveaus von 1991. Daher ist weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Strom auszugehen, auch wenn die Lasten teilweise ungleich verteilt sind. Die Erdgas- und Kraftstoffkostenanteile bezogen auf das BIP sind z.T. deutlich gestiegen, ohne dass hier ein Einfluss der Energiewende identifiziert werden kann.

ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Im Jahr 2013 waren in Baden-Württemberg knapp 41.000 Arbeitsplätze direkt oder indirekt dem Bereich der erneuerbaren Energien zuzurechnen. Im Vorjahresvergleich ist ein Rückgang der Beschäftigung um knapp 9 % zu verzeichnen. Während im Bereich Windenergie die Beschäftigung gegenüber 2012 um 12 % wuchs, war im Bereich Photovoltaik aufgrund der fortschreitenden Konsolidierung erneut ein sehr starker Rückgang von rund 40 % festzustellen. Im Jahr 2013 ist dies jedoch in erster Linie auf die rückläufigen Installationszahlen von Neuanlagen in Baden-Württemberg zurückzuführen, weniger auf die produzierende Photovoltaikindustrie im Land.



Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	8
2	Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung	10
2.1	Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristperspektive	10
2.2	Flexibilitätsoptionen im Kraftwerkspark	19
2.3	Erneuerbarer Kraftwerkspark	21
2.4	Zwischenfazit – Entwicklung der Gesamtleistung des Kraftwerksparks	24
3	Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch im Stromsektor	26
3.1	Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	26
3.2	Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	27
4	Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende	30
4.1	Stromnetze	30
4.1.1	Systemstabilität	30
4.1.2	Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze	32
4.1.3	Netzqualität	36
4.2	Erdgasinfrastruktur	37
4.3	Wärmenetze als Baustein der Energiewende	41
5	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg	44
5.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren	44
5.2	Entwicklung des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Haushalten	46
5.3	Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	47
6	Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	50
6.1	Entwicklung der Energiepreise/-kosten	50
6.1.1	Fortführung der Zeitreihen zur Energiepreisentwicklung als Faktenbasis	50
6.1.2	Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	54
6.1.3	Verteilungswirkungen der Energiewende	59
6.2	Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien	64
	Literaturverzeichnis	66



1

1. Hintergrund



Die auf Bundesebene mit dem Energiekonzept 2010 und den Energiewendeentschlüssen aus dem Sommer 2011 eingeleitete Energiewende hat zur Folge, dass in vielen Bereichen 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. Analog zur Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen 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 landeseigenen, ehrgeizigen Ziele zu beobachten – bis zum Jahr 2020 sollen 38 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereit gestellt werden, was einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen bis 2020 um 25 % gegenüber 1990 leisten soll. Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg [1] verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch keine sektorspezifische Betrachtung der Energieverbrauchsentwicklung und der resultierenden Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Strom-

sektor – 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 aufgezeigt und in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen ergreifen zu können.

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



Bewertung möglicher Risiken zu erleichtern und entsprechenden Handlungsbedarf aufzuzeigen. Daneben dokumentiert der Bericht den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen, der einerseits die Energiewende flankiert und dessen Fortschritt wiederum essenziell für die Sicherung der Versorgung ist.

Neben der Transformation des Energiesystems auf der Bereitstellungsseite erfordert die Energiewende auch eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs und eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz. Der Bericht betrachtet daher auch die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg.

Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreise mit speziellem Fokus auf die Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsgruppen wird auch die gesamtwirtschaftliche Perspektive eingenommen, um einen Bewertungsmaßstab für die Be- oder Entlastung der Volkswirtschaft des Landes durch die Energiewende zu schaffen.



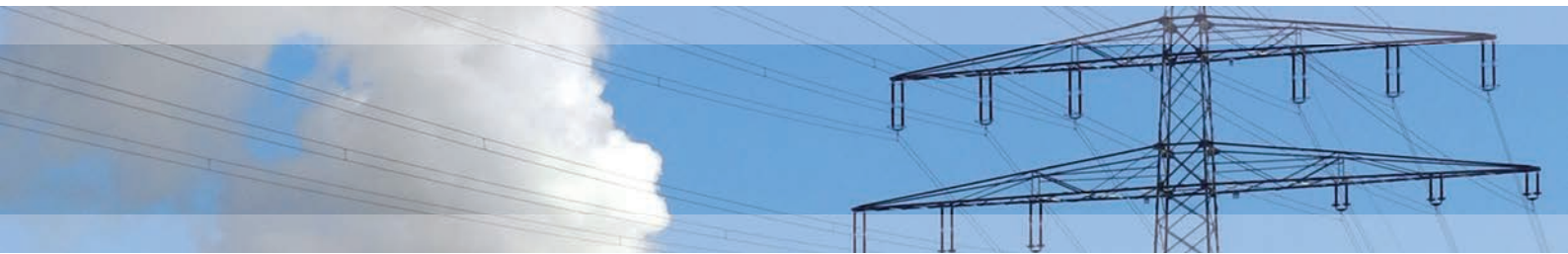
2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ-UND MITTELFRISTPERSPEKTIVE

Die Energieversorgung in Baden-Württemberg wird durch die im Zuge der Energiewende und insbesondere durch den Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung eingeleiteten Transformationsprozesse im Energiesystem maßgeblich beeinflusst. Dabei besteht vor allem im Stromsektor eine hohe Wandlungsdynamik, so dass dort aktuell die größten Auswirkungen der Energiewende zu verzeichnen sind. Dabei ist hervorzuheben, dass die Stromversorgung Baden-Württembergs Teil des bundesdeutschen Energieversorgungssystems ist und unmittelbar durch die technischen ebenso wie die ökonomischen Entwicklungen beeinflusst wird, die aus energiepolitischen Entscheidungen auf Bundesebene resultieren. Darüber hinaus ist Baden-Württembergs Stromversorgung unmittelbar ein Element des europäischen Stromversorgungssystems, denn Baden-Württemberg verfügt – geografisch bedingt – über eine direkte Vernetzung mit den drei Nachbarstaaten Frankreich, Schweiz und Österreich. Energiepolitische Entscheidungen auf europäischer Ebene wie der Ausbau der Grenzkuppelstellen im Zusammenhang mit der Umsetzung des europäischen Binnenmarktes betreffen Baden-Württemberg somit unmittelbar, ebenso beeinflussen die Entwicklungen des Kraftwerksparks bzw. dessen Einsatz in den angrenzenden Nachbarstaaten die Versorgungssituation in Baden-Württemberg.

Die bundesweite Marktsituation mit weiterhin sehr niedrigen Großhandelsstrompreisen (siehe Kapitel 6.1) ist ein Hinweis auf noch bestehende

Überkapazitäten im Gesamtsystem. Sie ist derzeit nicht geeignet, Neuinvestitionen anzureizen. Mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit, die durch die unerwartete Stilllegung von Bestandskraftwerken – insbesondere aus ökonomischen Gründen – entstehen könnten, wurden durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 21. Dezember 2012 und die zugehörige Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27. Juni 2013 auf Bundesebene auf ein Minimum reduziert. Seither sind Kraftwerksbetreiber dazu verpflichtet, die Stilllegung ihrer Erzeugungseinheiten mit einem Vorlauf von mindestens zwölf Monaten beim Übertragungsnetzbetreiber und bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Handelt es sich um systemrelevante Kraftwerke, die zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich sind, kann die Bundesnetzagentur die Stilllegung für bis zu zwei Jahre untersagen. In diesem Fall sind die Kraftwerke gegen Entschädigung weiterhin in betriebsfähigem Zustand zu halten. Sie werden in die Netzreserve überführt und kommen ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz. Eine Teilnahme am Strommarkt ist ihnen verwehrt. Kraftwerke in der Netzreserve werden dabei nicht zur Lastdeckung im eigentlichen Sinne eingesetzt, sondern dienen der Vermeidung bzw. Verringerung von Netzengpassituationen durch Redispatch¹. Die gesetzlichen Regelungen haben zu einer deutlichen Steigerung der Transparenz und Verlässlichkeit hinsichtlich der kurzfristigen Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks geführt. Die Reservekraftwerksverordnung ist als Übergangsregelung konzipiert, um



die Systemsicherheit auch während der Phase des aufgrund der veränderten Erzeugungsschwerpunkte erforderlichen Infrastrukturausbau zu gewährleisten. Sie ist daher bis Ende 2017 befristet und so ausgelegt, dass sie den Transformationsprozess der Strommärkte zwar flankiert, diese jedoch in ihrer Funktionsfähigkeit nicht beeinflusst. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat in seiner 10-Punkte-Energie-Agenda [2] vom 26. Juni 2014 die Erarbeitung eines neuen Strommarktdesigns angekündigt – ein Grünbuch wurde im November 2014 vorgelegt –, so dass aus heutiger Sicht nach erfolgter EnWG-Novelle bis Ende 2016 die entsprechenden Anschlussregelungen vorliegen werden.

Gemäß den geltenden Regelungen des EnWG wurde in Baden-Württemberg bislang für das Jahr 2014 eine Kraftwerksleistung von 668 MW und für das Jahr 2015 220 MW zur endgültigen Stilllegung angezeigt. Diese zur Stilllegung angezeigte Kapazität von 888 MW wurde seitens der Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuft. Die genannten 668 MW für 2014 wurden bereits in die Netzreserve überführt, so dass sie für mindestens zwei weitere Jahre betriebsbereit gehalten werden müssen und im Falle einer Gefährdung der Systemstabilität auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers zum Einsatz kommen werden. Nach Ablauf der 2-Jahresfrist erfolgt eine erneute Überprüfung der Systemrelevanz der Kraftwerke. Werden die Kraftwerke weiterhin als systemrelevant eingestuft, ist eine Verlängerung des Zeitraums, in dem sie der Netzreserve dienen, möglich.

Betrachtet man zunächst die Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg selbst, im Sinne einer statischen Analyse der verfügbaren Kraftwerkskapazität², zeigt sich die Wirkung des Atomausstiegs für Baden-Württemberg als deutlicher Leistungsrückgang im Jahr 2011 um rund 1,8 GW auf 11,1 GW. Im Jahr 2012 stieg die konventionelle Kraftwerksleistung insbesondere durch den Zubau kleinerer Erzeugungseinheiten im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) unter 10 MW wieder leicht auf 11,2 GW an. Dieses Niveau konnte auch 2013 gehalten werden, da insbesondere im Bereich der KWK-Anlagen im Leistungsbereich unterhalb von 10 MW ein dynamischer Zubau in Höhe von gut 80 MW erfolgte und eine neue Erdgas-erzeugungseinheit in Sindelfingen (Nettozuwachs 20 MW) in Betrieb genommen wurde. Da im Rahmen einer Umstellung der energieträgerspezifischen Erfassung in der Kraftwerksliste der BNetzA eine statistische Korrektur des Bestands

¹ Dispatch und Redispatch: Der Begriff Dispatch bezeichnet die Kraftwerkseinsatzplanung, während Redispatch die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes zur Vermeidung von Netzengpässen darstellt. Die Durchführung des Redispatch wird über sog. Kraftwerkspaare organisiert. So wird ein Kraftwerk, das sich vor dem erwarteten Netzengpass befindet, angewiesen seine Stromproduktion zu drosseln, während ein Anderes – hinter dem erwarteten Netzengpass – seine Stromproduktion erhöhen muss. Die Summe der Stromeinspeisung bleibt unverändert, die Produktion wird lediglich geografisch verlagert.

² Datenbasis: Kraftwerksliste, Veröffentlichung des Kraftwerkszu- und -rückbaus sowie der Kraftwerksstilllegungsanzeigeliste der Bundesnetzagentur (jeweils aktuellste Version (Stand Juli 2014), sowie vorhergehende Versionen zur Darstellung einer Zeitreihe), Daten des Statistischen Landesamtes, Daten des Bundesamtes für Ausfuhrkontrolle (BAFA) für KWK-Anlage < 10 MW.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

an Erzeugungsleistung um ca. 100 MW erfolgte³, bleibt die ausgewiesene Gesamtkapazität mit 11,2 GW konstant.

Während in 2013 kaum Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zu verzeichnen waren, weist das laufende Jahr 2014 eine gewisse Entwicklungsdynamik auf. Im Bereich der steinkohlebasierten Kraftwerksleistung wurde der Block 8 des Rheinshafendampfkraftwerks in Karlsruhe mit einer zusätzlichen Erzeugungsleistung von 842 MW in Betrieb genommen, während mit 244 MW die Erzeugungsleistung des Kraftwerks Walheim in die Netzreserve (siehe oben) überführt wurde.

Bei den erdgaseinsetzenden Kraftwerken kamen 5 MW neu hinzu, während 55 MW (Stuttgart-Gaisburg) stillgelegt wurden⁴. Durch die Überführung des Kraftwerks Marbach in die Netzreserve reduziert sich auch die aktive Kraftwerksleistung im Bereich der mineralöleinsetzenden Kraftwerke um 424 MW. Somit hat sich die am Strommarkt aktiv agierende Kraftwerksleistung insgesamt um knapp 125 MW erhöht. Im Falle einer Gefährdung der Systemstabilität stünden jedoch durch die Nutzung der Netzreserve knapp 800 MW mehr Kraftwerksleistung zur Verfügung als noch im Jahr 2013.

Im Rahmen der bis 2018 reichenden Liste der geplanten Kraftwerkszu- und -rückbauten der BNetzA sind für den konventionellen Kraftwerkspark (> 10 MW) in den kommenden Jahren 2015 bis 2018 weitere Veränderungen zu erwarten. So wird die für das Jahr 2015 geplante Inbetrieb-

nahme des Blocks 9 des Großkraftwerks Mannheim bei gleichzeitiger Stilllegung der Mannheimer Kraftwerksblöcke 3 und 4⁵ zunächst einen weiteren Leistungszuwachs im Bereich der Steinkohle von (netto) 437 MW bewirken. Diese wird durch die Überführung von 220 MW des Kraftwerks Heilbronn in die Netzreserve jedoch wieder reduziert. Die für das Jahr 2016 angekündigte Stilllegung von 25 MW im Bereich der Erdgaskraftwerke trägt dazu bei, dass sich in Summe für den Zeitraum von 2015 bis 2018 ein Nettozuwachs der aktiven konventionellen Kraftwerksleistung von 192 MW ergibt. Somit dürfte innerhalb dieses Betrachtungszeitraums das kapazitätsseitig entstehende Risiko von Systemstörungen tendenziell eher sinken, zumal diese Erfassung die Entwicklung des Anlagenbestandes im Leistungsbereich < 10 MW nicht enthält [3, 4]. Ein möglicher Zubau in diesem Leistungssegment stabilisiert bzw. erhöht das Kapazitätsniveau zusätzlich. Eine jahresscharfe Darstellung der von der BNetzA in der Kraftwerkliste geführten Zubauten und Stilllegungen bis einschließlich 2018 zeigt Abbildung 1.

Da – wie im 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31.07.2011 festgelegt – mit der endgültigen Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 dem System erneut 1,4 GW Kraftwerksleistung entzogen werden, kann das Risiko erneut ansteigen, wenn keine Kompensation über Kraftwerksneubauten oder den Einsatz von Flexibilitätsoptionen erfolgt. Um diese Entwicklung und die absehbaren Folgen für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg besser

Darstellung:  Quelle: BNetzA - Kraftwerksliste Stand 29.07.2014

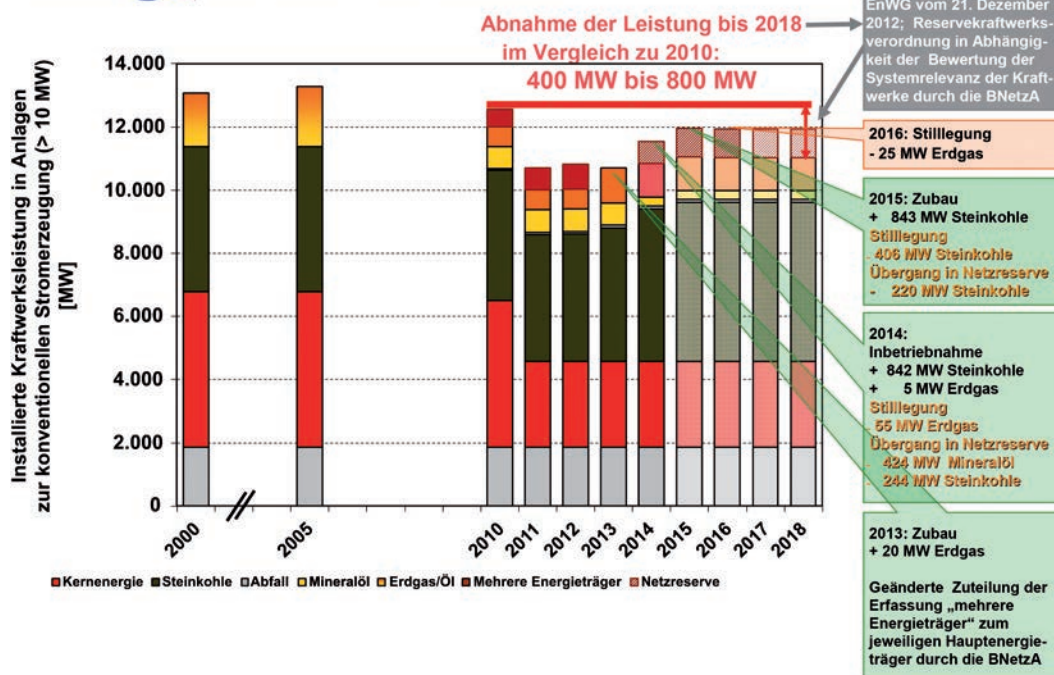


Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2018 (Stand September 2014).

einschätzen zu können, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Studie zur Entwicklung der Kraftwerksleistung im süddeutschen Raum bis zum Jahr 2025 in Auftrag gegeben, die neben der statischen Analyse der installierten Kapazität auch eine modellbasierte, dynamische Simulation enthält. Im Fokus steht der Kraftwerkspark des gesamten süddeutschen Raums in Interaktion mit den weiteren Bundesländern ebenso wie mit dem europäischen Verbund [5]. Sowohl die statische als auch die modellbasierte dynamische Analyse zeigen, dass ab 2018 im süddeutschen Raum Leistungsdefizite auftreten können. Demnach kann der Kraftwerkspark in Süddeutschland ab 2018 die Deckung der Nachfrage im Spitzenlastfall nicht mehr vollständig gewährleisten. Die Sicherheit der Versorgung muss durch innerdeutschen Austausch gewährleistet werden, was aber bis zum Jahr 2022 möglich sein dürfte. Die Studie gibt trotz der modellimmanenten Vereinfachungen und Annahmen Hinweise,

³ Im Zuge einer Umstellung der Kraftwerkszuordnung in der bundesländerspezifischen Auswertung der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur werden die Leistungen von Kraftwerken, die mehrere Energieträger einsetzen können, nicht mehr gesondert ausgewiesen. Sie werden nunmehr dem jeweiligen Hauptenergieträger zugerechnet. Hierdurch war im Jahr 2013 ein ausschließlich statistisch bedingter Zuwachs an Erdgaskapazität um 433 MW ebenso wie ein Zuwachs der Steinkohlekapazität um 185 MW zu verzeichnen. In Summe verringerte sich die insgesamt ausgewiesene Kraftwerksleistung jedoch um ca. 100 MW gegenüber der im Vorjahr in der Kategorie „mehrere Energieträger“ geführten Kraftwerksleistung. Da in diesem Zusammenhang jedoch keine entsprechenden Kraftwerksstilllegungen oder Leistungsreduktionen dokumentiert sind, scheint es sich hierbei um eine statistische Korrektur zu handeln.

⁴ Da diese Kraftwerkseinheit nicht als systemrelevant eingestuft wurde, erfolgte keine Kontrahierung im Rahmen der Netzreserve. Die Anlage wurde endgültig stillgelegt.

⁵ Die Kraftwerksblöcke 3 und 4 des GKM in Mannheim müssen aus Gründen des Immissionsschutzrechts zeitgleich zur Inbetriebnahme von GKM 9 stillgelegt werden. Eine Überführung in die Netzreserve würde dem zuwider laufen. Zudem wurden beide Kraftwerksblöcke gemäß der Kraftwerksstilllegungsanzeigensliste der Bundesnetzagentur vom 18.09.2014 nicht als systemrelevant eingestuft, so dass eine endgültige Stilllegung erfolgen wird (vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2014_09_24.pdf?__blob=publicationFile&v=30).

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

dass der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien alleine nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit auch in der kommenden Dekade zu gewährleisten. Demnach muss im Zeitraum von 2018 bis 2022 begonnen werden, den Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten durch eine Ausweitung der Lastausgleichsoptionen zu flankieren. Hierzu zählen neben dem Stromnetzausbau auch die Ausweitung des Lastmanagements sowie der Zubau von regelbaren erneuerbaren oder konventionellen Kraftwerken und Speichern.

Verdeutlicht wird dies in Abbildung 2, die die Entwicklung der gesicherten Leistung im süddeutschen Raum zeigt, wobei die Entwicklung des Stromaustauschs im innerdeutschen Verbund – insbesondere der Bezug von Überschussstrom aus dem Norden – bereits berücksichtigt ist. Im pessimistischen Fall⁶ könnte es bereits ab 2018 zu einer Unterdeckung kommen, falls als systemrelevant eingestufte Kraftwerke nicht am Netz gehalten werden können, zusätzliches Lastmanagementpotential nicht aktivierbar ist und die Nachfrage auf heutigem Niveau verbleibt. Unter den genannten Voraussetzungen stünden im pessimistischen Fall ab 2018 auch keine Strommengen aus dem deutschen Kraftwerksverbund, vorrangig aus dem Norden Deutschlands zur Verfügung. Dies verdeutlicht, dass ohne eine Anschlussregelung zu der Ende 2017 auslaufenden Reservekraftwerksverordnung die Versorgungssicherheit möglicherweise nicht im gewohnten Maße aufrechterhalten werden kann. Insbesondere mit Blick auf Ergebnisse der Modellrechnung zur Entwicklung des Kraftwerksparks nach

der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Baden-Württemberg zum Ende des Jahres 2022 identifiziert die Studie weiteren Handlungsbedarf.

Die BNetzA kommt in ihren dynamischen Betrachtungen, die den baden-württembergischen Kraftwerkspark als Teil des bundesdeutschen bzw. des europäischen Energieversorgungssystems enthält und somit die Interdependenzen der Systeme entsprechend berücksichtigt, kurz- bis mittelfristig zu ähnlichen Ergebnissen, wobei sie bis 2018 keine Gefährdung der Versorgungssicherheit identifiziert. Auf Basis der Leistungsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber werden entsprechende Analysen für die jeweiligen Betrachtungszeiträume (nächster Winter, 2-Jahresprognose und 4-Jahresprognose) durchgeführt. Dabei werden extreme Belastungssituationen⁷ simuliert und die zur Wahrung der Systemstabilität – was nicht mit der Deckung der Stromnachfrage gleichzusetzen ist – erforderlichen Reservekraftwerkskapazitäten bestimmt. Die erforderliche Reserveleistung ist dann jeweils vertraglich zu sichern. Nachdem im Winter 2011/12 die Reservekapazität von 1,645 GW im Februar 2012 nur knapp zur Systemstabilisierung ausreichte, wurde für den Winter 2012/13 eine Reservekapazität im süddeutschen Raum von rund 2,6 GW kontrahiert. Für den Winter 2013/2014 hat die Bundesnetzagentur auf Basis der Szenarioanalysen der Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf an Erzeugungskapazität in Höhe von 2,54 GW für die Netzreserve identifiziert [6]. Aufgrund der extrem milden Witterungsverhältnisse im Winter 2013/14 musste die kontrahierte Reservekraft-

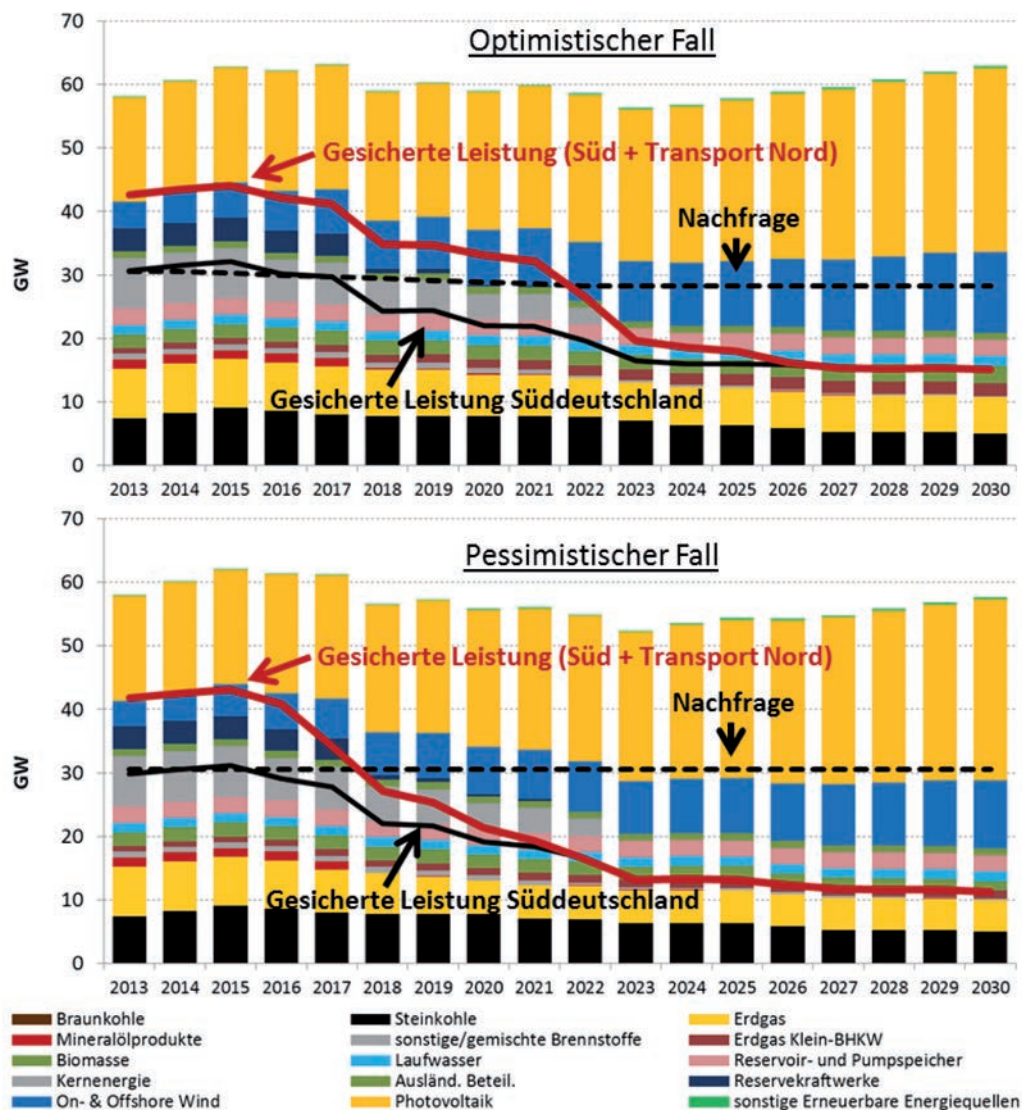


Abbildung 2: Entwicklung der gesicherten Leistung in Süddeutschland unter der Berücksichtigung der verfügbaren Leistung im deutschen Kraftwerksverbund [Quelle: 5].

werksleistung zu keiner Zeit in Anspruch genommen werden [7]. Dennoch bleibt die vertragliche Sicherung von Reservekraftwerksleistung auch in den kommenden Jahren ein unentbehrliches Instrument zur Risikoabsicherung für die Zuverläss-

sigkeit der Stromversorgung. Für den kommenden Winter 2014/15 wurde eine Reservekraftwerksleistung von 3.091 MW zur Beschaffung angewiesen, wovon bereits im Mai 2014 3.027 MW als gesichert betrachtet werden konnten [7].

⁶ Die Definition der im pessimistischen und im optimistischen Fall jeweils zugrunde gelegten Annahmen findet sich in [5]. Die Studie ist veröffentlicht und unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Kurzstudie_Kapazitaetsentwicklung_Sueddeutschland.pdf zu finden.

⁷ Betrachtet werden unter anderem die sog. „Dunkelflaute“, die durch eine hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig fehlender Erzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik gekennzeichnet ist, sowie die aus Sicht der Netzbelastung noch kritischere Kombination einer hohen Stromnachfrage mit einer hohen Windeinspeisung („Starklast/Starkwind-Fall“).

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Im Vergleich zum vergangenen Winter wurde die erforderliche Reserveleistung für den Extremfall erneut erhöht, um der laufenden Modifikation des Kraftwerksparks entsprechend zu begegnen.

Diese führt auch mittelfristig zu einem weiter steigenden Bedarf an Reservekraftwerksleistung, wie die seitens der BNetzA bestätigten Analysen der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2015/16 und 2017/18 ergeben [7, 8]. Die weitere Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte nach Norden, die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld (Bayern) zum Ende des Jahres 2015 sowie hohe Exportlieferungen nach Österreich bewirken einen Bedarf an konventioneller Reservekraftwerksleistung für den Winter 2015/16 von 6 GW, was einer Verdopplung des heutigen Bedarfs entspricht. In dieser Kalkulation wurde bereits eine verzögerte Fertigstellung von Netzausbauvorhaben, insbesondere der Süd-West-Kuppelleitung, unterstellt, so dass es sich bei dem ausgewiesenen Bedarf um einen Maximalwert handelt [7]. Werden die Netzausbauvorhaben planmäßig umgesetzt, kann der Reservekraftwerksbedarf im Winter 2015/16 auch geringer ausfallen.

Die BNetzA geht davon aus, dass die in den bisherigen Wintern beschaffte Netzreserve auch für den Winter 2015/16 kontrahierbar sein wird. Ebenso werden die bis 2016 zur Stilllegung angezeigten süddeutschen Kraftwerke in die Netzreserve überführt, sofern sie als systemrelevant eingestuft wurden [7]. Von den ausgewiesenen 6 GW Netzreservebedarf waren bereits im Mai 2014 3,2 GW vertraglich gesichert und für 1,2

GW liefen bereits Vertragsverhandlungen. Die zusätzlich zur Deckung des Redispatchbedarfs erforderlichen 1,4 GW müssen im Rahmen der entsprechenden Interessenbekundungsverfahren insbesondere im angrenzenden südlichen Ausland beschafft werden.

Parallel erfolgte die Analyse für den Winter 2017/18, wobei ohne weitere Maßnahmen – wie einer Reduktion der Exportleistung nach Österreich – von einem Reservekraftwerksbedarf von 7 GW auszugehen ist. Aus der Netzreserve werden 3,9 GW zur Verfügung stehen, so dass 3,1 GW zusätzlich im südlichen Ausland zu kontrahieren sein werden [7]. Nach Einschätzung der BNetzA können die entsprechenden Verträge geschlossen werden, so dass auch für den Winter 2017/18 kein Bedarf für den Neubau von Kraftwerken zur Sicherung der Netz- bzw. Systemstabilität besteht. Die Simulation des „Dunkelflaute/Starklast-Falls“ ergibt für den Winter 2017/18, dass die Produktion der am Strommarkt aktiven deutschen Kraftwerkskapazität zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht ausreichen wird, um die Last zu decken. Ein Teil der zur vollständigen Lastdeckung erforderlichen Strommenge muss im Ausland beschafft werden. Die Versorgungssicherheit wird hierdurch jedoch nicht beeinträchtigt, da die erforderlichen Strommengen zum Import zur Verfügung stehen. Deutlich kritischer für die Systemstabilität ist der betrachtete Extremfall Starklast/Starkwind, bei dem aufgrund von Netzengpässen zwischen den Erzeugungsschwerpunkten im Norden und den Lastzentren im Süden ein erheblicher Redispatchbedarf entsteht. Auch hier stehen jedoch Maßnahmen zur

Verfügung, um mit dem bestehenden Kraftwerkspark die Situation zu beherrschen.

traglich so abzusichern, so dass die Versorgung der Kraftwerke jederzeit gewährleistet ist.

Aufgrund der im Rahmen der Energiewende steigenden Flexibilitätsanforderungen an den Kraftwerkspark kommt flexibel einsetzbaren Gaskraftwerken zukünftig eine wachsende Bedeutung für die Versorgungssicherheit zu. Derzeit werden in Baden-Württemberg 10 Kraftwerke ausschließlich mit Erdgas betrieben, sowie 15 Kraftwerke, die Erdgas als Hauptbrennstoff einsetzen, jedoch mit mehreren Energieträgern betrieben werden können. Dabei setzt eine sichere Versorgung mit Strom auch eine verlässliche Belieferung der Gaskraftwerke mit Erdgas voraus, auch im Fall einer möglichen Gasknappheit. Der Gesetzgeber auf Bundesebene traf mit § 13c EnWG die Regelung, dass unter bestimmten Voraussetzungen die Übertragungsnetzbetreiber Gaskraftwerke als systemrelevant ausweisen können. Die Deklaration der Systemrelevanz ist von der BNetzA zu genehmigen. Sie verpflichtet die Betreiber der Erzeugungsanlagen, die Erzeugungsleistung ver-

Neben der von der BNetzA erfassten (konventionellen) Kraftwerkskapazität mit Anlagen einer Leistung von mehr als 10 MW existieren in Baden-Württemberg auch zahlreiche kleinere Kraftwerkseinheiten, die dezentral als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen. Der überwiegende Teil dieser Anlagen nimmt für den erzeugten Strom eine Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) in Anspruch und wird aufgrund des Förderantrags vom Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) statistisch erfasst. Insbesondere im unteren Leistungsbereich bis 1 MW_{el} konnte in den vergangenen Jahren ein deutliches Wachstum erzielt werden (Abbildung 3). Zum Jahresende 2013 waren vom BAFA KWK-Anlagen nach dem KWKG mit insgesamt knapp 2,7 GW_{el} in Baden-Württemberg erfasst, davon gut 240 MW_{el} mit einer Leistung bis 1 MW [9].

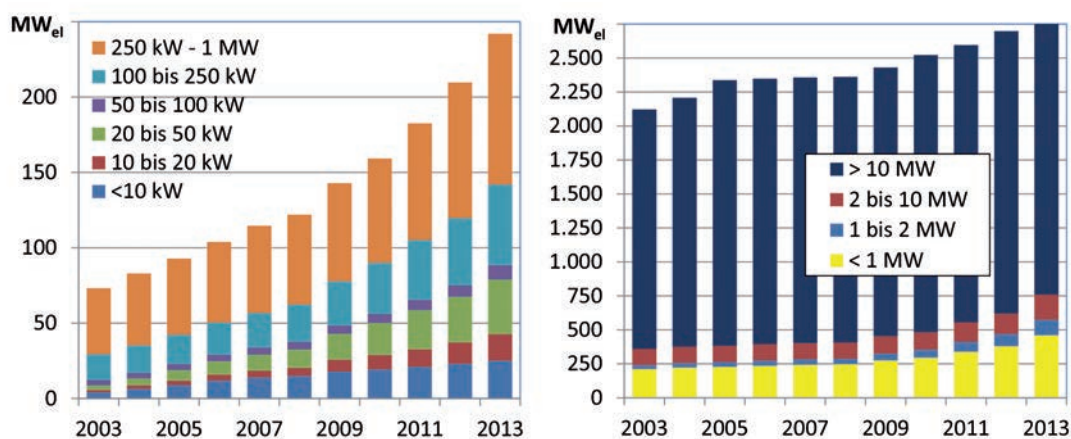


Abbildung 3: Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2013 in Baden-Württemberg; links: Anlagen bis 1 MW_{el}, rechts: alle Anlagen. [Quelle: BAFA [9], Auswertung ZSW]

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Der weitere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes unerlässlich, der Aufbau zusätzlicher Erzeugungskapazität im Land hilft auch die Versorgungssituation zu verbessern. Ein Treiber für die steigende Investitionstätigkeit in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist dabei der steigende Strompreis, insbesondere aufgrund der Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte), so dass die KWK-Anlagen häufig zur Eigenstromerzeugung eingesetzt werden. Da bis zum Sommer 2014 für selbstverbrauchten Strom keine Letztverbraucherabgaben zu entrichten waren und für diesen bei Inanspruchnahme des KWKG zusätzlich ein Förderzuschlag bezahlt wird, war der Einsatz dezentraler KWK-Anlagen zuletzt sehr attraktiv.

Die Novellierung des EEG legt jedoch fest, dass ab August 2014 auch der Eigenverbrauch von KWK-Anlagen mit einem Teil der EEG-Umlage belastet wird (2014/2015: 30 % der EEG-Umlage, 2016: 35 %, 2017: 40 %). Dies wird die Dynamik gerade im kleineren Leistungsbereich deutlich abschwächen. Eine wesentliche Voraussetzung für den weiteren Ausbau der KWK im Land ist, dass die Eigenverbrauchsbelastung bei der anstehenden KWKG-Novellierung berücksichtigt wird und eine angemessene Kompensation erfolgt. Eine auf das 25 %-Bundesziel ausgerichtete KWKG-Novelle ist die Voraussetzung, um das Ziel in Baden-Württemberg, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis 2020/2022 zu verdoppeln, erreichen zu können. Um einen dynamischen Ausbau der KWK in Baden-Württemberg zu unterstützen, wird aktuell ein Landeskonzept

KWK erarbeitet, das ein detailliertes Maßnahmenpaket umfasst. Bis zum Jahresende 2014 sollen Vorschläge für das Konzept vorgelegt werden.

Gerade weil in der mittelfristigen Perspektive bis 2020 die Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Realisierung geplanter Kraftwerksprojekte ebenso wie die der Stilllegung von Bestandskraftwerken wachsen, ist die Beobachtung des Planungs- und Realisierungsfortschritts sowie der Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen schon heute von hoher Bedeutung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Philippsburg 2 bis spätestens Ende 2019 und des Kernkraftwerks Neckarwestheim II bis Ende 2022 zusammen rund 2.800 MW vom Netz gehen werden. Es ist daher ein weiterer Zubau von konventioneller Erzeugungskapazität erforderlich, um das heutige Niveau an Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg zu erhalten. Entlastung könnten hier insbesondere die Planungen zum Bau des „Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks Oberrhein“ am Standort Karlsruhe mit einer avisierten Leistung von bis zu 1.200 MW bieten [10]. Bis zur Umsetzung dieses Projekts sind jedoch zum einen zunächst die Genehmigungsverfahren zu durchlaufen, zum anderen ist die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Randbedingungen letztlich entscheidend für Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten. Hervorzuheben ist, dass die potenziellen Investoren trotz der veränderten Randbedingungen für die Eigenstromversorgung durch die EEG-Novelle 2014 zunächst an den Planungen festhalten, jedoch ist hier die weitere

Ausgestaltung des energiepolitischen Rahmens (z.B. KWKG-Novelle, Marktdesign) entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung des Projektes [11].

2.2 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

Mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie wächst der Bedarf, kurz- und längerfristige Angebotsschwankungen flexibel ausgleichen zu können. Die Möglichkeiten dazu sind vielfältig. Neben Investitionen in die Netzinfrastruktur und der Vollendung des EU-Binnenmarktes zählen hierzu die Speicherung elektrischer Energie, die Flexibilisierung der Nachfrage und des konventionellen Kraftwerksparks sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen⁸ durch erneuerbare Energien und deren zeitlich begrenzte Abregelung [12]. Zudem kann auch eine stärkere Kopplung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr einen positiven Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien leisten.

Pumpspeicherkraftwerke stellen nach wie vor die einzige voll ausgereifte, großtechnische Speichertechnologie dar. Sie tragen bereits heute zur Flexibilität des Systems bei und haben sich als Anbieter von Systemdienstleistungen bewährt. Nach Angaben der Bundesnetzagentur befinden sich in Baden-Württemberg derzeit sieben Pumpspeicherkraftwerke mit einer Nennleistung von insgesamt 1.873 MW in Betrieb [13]. Deutschlandweit beläuft sich die Leistung auf über 6 GW. Dazu kommen Pumpspeicherkraftwerke im umliegenden Ausland. Das Potenzial für einen weiteren Ausbau ist vorhanden. Mehrere Vorhaben zum Aus- und Neubau von Pumpspeicherkraftwerken sind bereits in Planung bzw. im Bau. Das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf ist mit einer geplanten Leistung von 1.400 MW und einem Arbeitsvermögen von 13 GWh das größte Vorhaben. Eine endgültige Investitionsentscheidung für das rund 1,6 Mrd. Euro teure Projekt

steht allerdings noch aus. Die anhaltend niedrigen Großhandelsstrompreise sowie die geringen Differenzen zwischen Grundlast- und Spitzenlastpreisen stellen die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens gegenwärtig in Frage. Im Frühjahr 2014 verkündete RWE deshalb seinen Rückzug aus dem Gemeinschaftsprojekt mit der EnBW [14].

Pläne für ein neues innovatives Pumpspeicherkonzept existieren in Gaildorf im Nordosten Baden-Württembergs. Mit einer Gesamtleistung von 16 MW und einer Speicherkapazität von 70 MWh ist das geplante Kraftwerk zwar relativ klein, das Besondere ist jedoch dessen technische Konzeption. Statt in einem zentralen Oberbecken soll das Wasser in den Turmfüßen von vier Windenergieanlagen sowie umliegenden Passivbecken gespeichert werden. Die bislang einmalige Kombination soll eine „zuverlässige, planbare und an den Verbrauch angepasste Stromlieferung“ [15] ermöglichen. Im Mai 2014 erteilte das zuständige Landratsamt die Genehmigung für das Innovationsprojekt, das damit eine wichtige Hürde auf dem Weg zur Realisierung genommen hat.

Wie viele der derzeit laufenden Projekte tatsächlich umgesetzt werden, hängt letztendlich von den ökonomischen Randbedingungen im zukünftigen Energiemarkt ab. Angesichts der laufenden Diskussionen um die Neugestaltung des Strommarktdesigns sind die Unsicherheiten groß. Offen ist vor allem, ob es zur Einführung ergänzender Kapazitätsmechanismen kommt und wer in einem solchen Fall von den zusätzlichen Zahlungen profitiert. Festzustellen ist, dass

⁸ Systemdienstleistungen sind die zur permanenten Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der Elektrizitätsversorgung erforderlichen Maßnahmen zur Frequenz- und Spannungshaltung (z.B. Bereitstellung von Blindleistung), zum Versorgungswiederaufbau, zur Netzbetriebsführung und zum Netzengpassmanagement, wobei die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung die Systemdienstleistung mit dem ökonomisch höchsten Gewicht darstellt.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

die gegenwärtigen Rahmenbedingungen keine verlässlichen Anreize für langfristige Investitionen bieten. Selbst die vereinzelte Stilllegung von Bestandsanlagen wird derzeit nicht ausgeschlossen [16]. Aufgrund des positiven Beitrags zur Netz- und Systemstabilität ist die Realisierung weiterer Pumpspeicherkraftwerke jedoch wichtig.

Neben dem Ausbau der bereits technisch ausgereiften und im Einsatz erprobten Pumpspeicherkraftwerke engagieren sich sowohl die Bundes- als auch die Landesregierung stark im Bereich der Forschung und Entwicklung für neue Speichertechnologien und -systeme. So stellt die Bundesregierung in der ersten Phase der Forschungsinitiative Energiespeicher Mittel in Höhe von 200 Mio. Euro zur Verfügung. Die Initiative, in deren Rahmen inzwischen mehr als 160 Projekte gefördert werden, ist Teil des 6. Energieforschungsprogramms. Zu den inhaltlichen Schwerpunkten zählen die Wind-Wasserstoff-Kopplung, Batterien in Verteilnetzen sowie die Erforschung thermischer Speicher [17]. Daneben legte die Bundesregierung im Mai 2013 gemeinsam mit der KfW-Bankengruppe ein spezielles Programm zur Förderung von Batteriespeichersystemen in Verbindung mit Photovoltaikanlagen auf. Eine Evaluierung des Programms liegt noch nicht vor, die Inanspruchnahme seitens der Antragsteller aus Baden-Württemberg und die installierte Kapazität an kleinen Batteriespeichern ist folglich derzeit nicht bekannt. Die Landesregierung Baden-Württemberg ist mit dem Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkt „Energie, Energiespeichertechnologien“ aktiv. Im Rahmen des bis zum Jahr 2015 laufenden Programms wurden

bislang 13 innovative Forschungsvorhaben auf den Weg gebracht. Neben der reinen Technologieentwicklung sollen insbesondere systemanalytische Fragestellungen adressiert sowie neuartige Betriebskonzepte entworfen und erprobt werden.

Im Bereich Lastmanagement ist das im Juli 2014 gestartete Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg hervorzuheben. Das Vorhaben der Deutschen Energie-Agentur (dena) wird vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg gefördert und knüpft an die Ergebnisse der im August 2013 veröffentlichten Lastmanagement-Studie an [18]. Im Rahmen des eineinhalbjährigen Pilotprojekts sollen anhand von ausgewählten Industrieunternehmen in Baden-Württemberg praktische Erfahrungen mit der Erschließung und Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen gesammelt werden. Im Fokus stehen die Einsatzfelder Regelenergie und Netzengpassmanagement. Hier sollen insbesondere die Rollen der unterschiedlichen Marktakteure geklärt und koordiniert werden. Zudem gilt es, die verschiedenen technischen und regulatorischen Anforderungen zu erfüllen [12].

Ein Projekt mit Leuchtturmcharakter stellt ferner das ebenfalls von der Landesregierung geförderte Modellprojekt „Quartierspeicher Weinsberg“ dar [19]. Mit Hilfe von Batterie- und Wärmespeichern sowie eines intelligenten Energie- und Speichermanagements demonstriert das Projekt die Machbarkeit einer nahezu vollständigen Strom- und Wärmeversorgung mit Photovoltaik.

Zur Zwischenspeicherung der elektrischen Energie dient eine zentrale Lithium-Ionen-Batterie. Die Wärmeversorgung der 23 beteiligten Wohneinheiten erfolgt über ein Nahwärmenetz, das von einer Wärmepumpe gespeist wird und über einen 20.000 Liter Wärmespeicher verfügt. Darüber hinaus sind mehrere dezentrale Tageswärmespeicher installiert, die über integrierte Heizstäbe überschüssige Solarstrommengen aufnehmen können. Sind die Speicher einmal leer und die direkte Strahlung zu gering, unterstützt ein Blockheizkraftwerk die Strom- und Wärmeversorgung des Wohngebietes.

Dass in der Kopplung mit dem Wärmesektor, die häufig unter dem Schlagwort Power-to-Heat diskutiert wird, weitere Flexibilitätspotenziale vorhanden sind, zeigen auch die Stadtwerke Tübingen. Nach dänischem Vorbild schlossen sie im Jahr 2013 einen 5-MW-Elektro-Erhitzer an ihr Fernwärmenetz an und vermarkten dessen Leistung seither am Markt für Sekundärregelenergie [20]. Die Stadtwerke treten mit ihrer Systemdienstleistung in direkte Konkurrenz zu fossilen Kraftwerken und sorgen so durch deren Verdrängung für eine Reduzierung der im System vorgehaltenen fossilen Must-run-Einheiten [21]. Dabei ist die mit Power-to-Heat bezeichnete Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärmesektor nur eine von vielen Möglichkeiten der zunehmenden Interaktion des Stromsektors mit den Sektoren Verkehr, Wärme und Chemische Industrie. Das erschließbare Gesamtpotenzial kann daher sektorübergreifend mit Power-to-X beschrieben werden [22]. Der zukünftige Beitrag von Power-to-X ist jedoch nicht auf den Regelenergiemarkt beschränkt, sondern ist perspektivisch auf andere Anwendungsfelder – beispielsweise den Ausgleich lokaler Netzengpässe oder den Einsatz in Zeiten negativer Strompreise – übertragbar. Deren Erschließung setzt jedoch eine Anpassung des rechtlichen Rahmens voraus [21].

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das Potenzial zur Flexibilisierung des Versorgungssystems durch die Nutzung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen grundsätzlich vorhanden ist. Um dieses Potenzial im Sinne der Sicherung der Versorgung einsetzen zu können, ist jedoch eine Beseitigung bestehender Hemmnisse und vorhandener Fehlanreize erforderlich. Die Neugestaltung bzw. Optimierung des Strommarktdesigns [23] wird damit zu einem zentralen Hebel, um die Erschließung und Erprobung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen weiter voranzutreiben.

2.3 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Zubau der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Baden-Württemberg ist zu einem großen Teil von den Regelungen auf Bundesebene beeinflusst. In erster Linie ist hier das zum 1. August 2014 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu nennen, das vorsieht, bis zum Jahr 2025 in Deutschland 40 bis 45 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen.

Das EEG stellt eine der wesentlichen Voraussetzungen dar, um das von der Landesregierung Baden-Württemberg festgelegte Ziel zu erreichen, bis zum Jahr 2020 38 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu generieren. Hierfür ist auch in den kommenden Jahren ein erheblicher Kapazitätszubau im Land erforderlich. Da sich die Potenziale und Erzeugungscharakteristika in den einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien unterscheiden, sind auch die Zubauziele für die einzelnen erneuerbaren Energieträger im Strombereich verschieden hoch.

Beträchtliche Leistungen wurden in den vergangenen Jahren insbesondere in Form von Photovoltaikanlagen installiert. Der Anlagenbestand zum Jahresende 2013 beträgt bereits rund 4,8 GW. Zwei Drittel davon wurden alleine in den Jahren 2009 bis 2012 zugebaut. Im Jahr 2013

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

wurden jedoch nur 360 MW installiert [24] und im laufenden Jahr 2014 ist von einem weiteren Rückgang auszugehen. Um den zur Zielerfüllung 2020 (12 % PV-Strom) erforderlichen Anlagenbestand zu erreichen, müssten ab 2014 rechnerisch rd. 500 MW pro Jahr installiert werden. Angesichts der derzeit stagnierenden Preise für Photovoltaikmodule, den weiterhin sinkenden Vergütungssätzen sowie der anteiligen Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage stellt sich der Ausbaupfad als sehr ambitioniert dar.

Ein erheblicher jährlicher Leistungszubau ist auch im Bereich der Windenergie erforderlich, um im Jahr 2020 wie beabsichtigt 10 % des Stroms in Baden-Württemberg aus Windenergie zu erzeugen. Im Jahr 2013 wurden Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 34,4 MW neu errichtet. Aufgrund der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten kann dies als positives Signal gewertet werden, obwohl die Zubauraten in den kommenden Jahren noch deutlich gesteigert werden müssen. Die Landesregierung hat mit der Änderung des Landesplanungsgesetzes und der damit veranlassten Neugestaltung der planungsrechtlichen Grundlagen die Basis für den Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg geschaffen. Flankierend unterstützt die Landesregierung diesen Prozess mit weiteren Maßnahmen. Zu nennen sind insbesondere der Windenergieerlass sowie der Potenzial- bzw. Energieatlas Baden-Württemberg. Darüber hinaus stellt das Land Informationsmaterial und Handreichungen zur Verfügung, um Investoren und Genehmigungsbehörden im Planungs- und Genehmigungsverfahren zu unter-

stützen. Außerdem wurden bei den Regierungspräsidien, der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg und bei den Regionalverbänden Kompetenzzentren eingerichtet, die Ansprechstellen für die Kommunen sind.

Wenngleich sich diese Maßnahmen noch nicht in der Anzahl und Leistung der neu installierten Windenergieanlagen spiegeln, so belegen doch die EEG-Netzanschlussanfragen eindrücklich die aktuellen Planungsaktivitäten: zum Stand Mitte 2014 liegen bei der Netze BW GmbH als größtem Verteilnetzbetreiber im Land Anfragen zum Netzanschluss von Windenergieanlagen mit insgesamt 2,7 GW vor (2012: 1,0 GW; 2013: 1,2 GW; 1. HJ 2014: 0,5 GW). Zu berücksichtigen ist jedoch, dass diese Zahlen nicht um ältere Anfragen bereinigt sind. Eine Bereinigung wäre beispielsweise sinnvoll, wenn ein Projekt nicht zustande kommt oder für einen neuen Standort eine erneute Netzanschlussanfrage eingereicht wird. Obwohl somit nicht jede dieser Anfragen in einem umgesetzten Projekt mündet, wird die potenzielle Ausbaudynamik ersichtlich. In der konkreten Umsetzungsphase befinden sich zum Stand Mitte September 47 Projekte. Darüber hinaus befinden sich 268 Genehmigungsanträge zur Prüfung in den Landratsämtern, für weitere 233 Anlagen liegen konkrete Voranfragen vor.

Ab dem Jahr 2017 bestehen potenziell Unwägbarkeiten im Hinblick auf die geplante Überführung der EEG-Förderung in ein Ausschreibungssystem. Insbesondere die geplante Einführung des Ausschreibungssystems für Windenergieanlagen wird

die Landesregierung daher frühzeitig begleiten und mitgestalten, um die Erfüllung der Ausbauziele bis 2020 zu ermöglichen.

Moderat erhöht hat sich im Jahr 2013 die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Biomasse. Dies ist hauptsächlich auf den Zubau von Biogasanlagen zurückzuführen. Die EEG-Novelle 2014 wird jedoch voraussichtlich dazu führen, dass zukünftig nur noch in geringen Maße Biogasanlagen zur Stromerzeugung im Land errichtet werden. Der Anlagenbestand dürfte somit in den kommenden Jahren nicht signifikant wachsen.

Die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien beträgt Ende 2013 rund 1.200 MW. Dazu tra-

gen insbesondere die Wasserkraft sowie die Biomasse mit einer installierten Gesamtleistung von 866 MW bzw. über 500 MW bei. Insgesamt kann die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 um weitere 600 MW auf 1.800 MW gesteigert werden, wenn der zur Zielerreichung in 2020 erforderliche Zubau in den kommenden Jahren realisiert wird.

Die Regelungen des novellierten EEG gefährden jedoch insgesamt das angestrebte Ausbauniveau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren. Unerlässlich ist deshalb die Fortsetzung des zeitnahen Monitorings, um etwaige Fehlentwicklungen frühzeitig zu erkennen und Handlungsbedarf zu identifizieren.

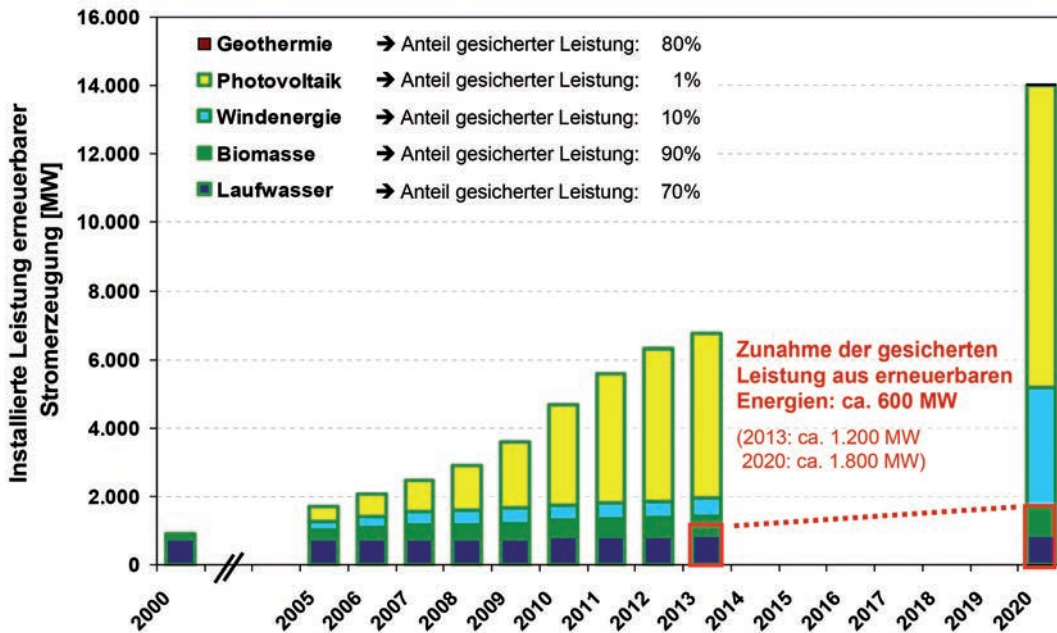


Abbildung 4: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien im Zeitraum von 2000 bis 2013 und Ausblick auf 2020 [24].

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.4 ZWISCHENFAZIT – ENTWICKLUNG DER GESAMTLEISTUNG DES KRAFTWERKSPARKS

Fast man die gezeigte Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW), den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung im Leistungsbereich bis 10 MW und den Ausbau der erneuerbaren Energien zusammen, lässt die statische Analyse des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg weiterhin kurzfristig – der Betrachtungshorizont reicht diesbezüglich bis 2018 – keine Verschlechterung der Versorgungssituation im Land erwarten. Neben den neuen Kraftwerksblöcken in Karlsruhe und Mannheim stabilisiert der dezentrale Ausbau von KWK-Anlagen (< 10 MW) und erneuerbaren Energien die Versorgungssituation. Bleibt die Jahreshöchstlast auf unverändertem Niveau – in den vergangenen Jahren wies sie eher eine leicht sinkende Tendenz auf – ist erzeugungsseitig auch ohne die Berücksichtigung von Speichertechnologien oder Lastmanagement nicht von einer Verschlechterung der Versorgungssituation auszugehen, die durch die Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg ausgelöst würde. Auch in den dynamischen Szenarienbetrachtungen der BNetzA, die Baden-Württembergs Kraftwerkspark als Teil des deutschen bzw. europäischen Energiesystems berücksichtigen, sind kurzfristig keine unbeherrschbaren Situationen zu erkennen.

Aktuell wird die Systemstabilität über die Regelungen zur Netzreserve zusätzlich gesichert. Diese Regelung läuft Ende 2017 aus, wirkt aber aufgrund der in ihr enthaltenen 24-Monats-Frist u.U. noch bis 2019. Die Diskussion über die notwendigen Anschlussregelungen bzw. Anpassun-

gen des Strommarktdesigns auf Bundesebene wurde begonnen. Entsprechende gesetzliche Regelungen im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind bis Ende 2016 vorgesehen [2].

Mittelfristig müssen sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und der Infrastrukturen – insbesondere der Stromnetzausbau – konsequent verfolgt als auch Flexibilitätsoptionen mobilisiert werden, um eine Verschlechterung der Versorgungssituation zu vermeiden. Zu diesen Flexibilitätsoptionen zählt neben dem Einsatz von Lastmanagement und Speicherkonzepten insbesondere auch der flankierende Zubau konventioneller Erzeugung in Form flexibler Gaskraftwerke. Dies gilt nicht nur für Baden-Württemberg, sondern für den gesamten süddeutschen Raum und spätestens nach der vollständigen Umsetzung des Kernenergieausstiegs Ende 2022 auch deutschlandweit [5].



3. Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch im Stromsektor

3.1 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Nachdem ab 2009 – primär durch den Ausstieg aus der Kernenergie – ein rückläufiger Trend bei der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg zu erkennen war, hat sich das Erzeugungsniveau im Jahr 2013 bei gut 60 TWh wieder stabilisiert. Dies ist nicht zuletzt der um rd. 0,8 TWh gestiegenen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zuzuschreiben, deren Beitrag zur Erzeugung den Beitrag zur gesicherten Leistung deutlich übersteigt.

Festzustellen ist im Jahr 2013 jedoch auch ein Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle um nahezu 20 % bzw. 3,2 TWh. Weiterhin rückläufig war im Jahr 2013 dagegen die Stromerzeugung aus Kernenergie mit minus 1,8 TWh. Insgesamt erhöhte sich die Bruttostromerzeugung im Land ausgehend von 58,1 TWh im Jahr 2012 nach ersten Schätzungen auf rund 60,5 TWh. Damit liegt die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg im Vergleich zum Höchstwert 2006 (73,2 TWh) weiterhin auf niedrigem, aber weitgehend konstantem Niveau.

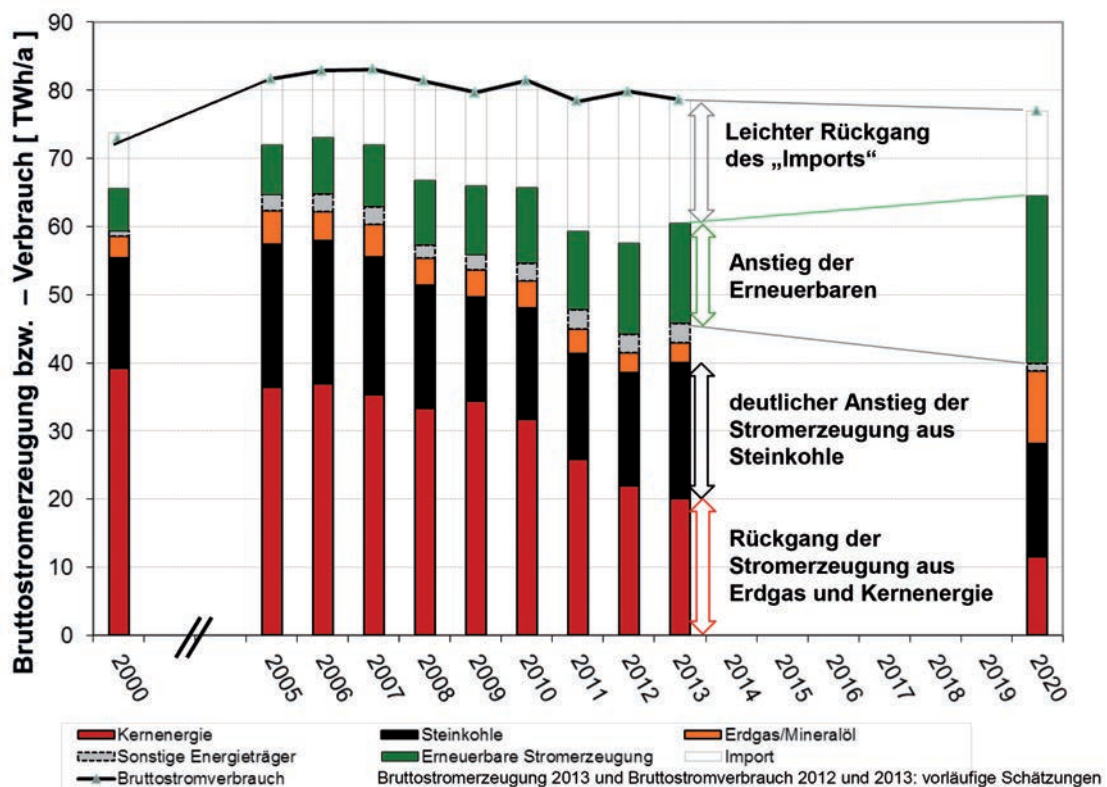


Abbildung 5: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 2000 bis 2013 in Baden-Württemberg und Ausblick auf 2020.



Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist im Jahr 2013 moderat auf 13,8 TWh bzw. rund 23 % gestiegen. Dämpfend wirkten sich das mäßige Sonnen- und Windjahr auf das Wachstum der EE-Stromerzeugung aus, während die Erzeugung in Wasserkraftanlagen den Vorjahreswert überstieg [24].

Der Stromverbrauch in Baden-Württemberg zeigt in den vergangenen Jahren eine leicht sinkende Tendenz. Zusammen mit der gesteigerten Erzeugung im Land verminderten sich somit die Netto-Stromimporte um mehr als 3 TWh im Vergleich zu den Jahren 2011 und 2012 auf rund 18 TWh. Sie decken damit rund 23 % des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg. Ein großer Teil der Importe stammt jedoch nicht aus dem Ausland, sondern aus anderen deutschen Bundesländern.

Dass ein Teil des baden-württembergischen Stromverbrauchs durch Importe abgedeckt wird, ist jedoch nur in geringem Ausmaß ein Resultat der Energiewende. Bereits um das Jahr 1980 wurden jährlich 10 bis 14,5 TWh Strom nach Baden-Württemberg importiert. Die sich daraus ergebende Importquote von 25 bis 30 % des damaligen Bruttostromverbrauchs überstieg somit noch die heute vorherrschenden Importanteile. Die Importquote war in den Achtzigerjahren durch die Inbetriebnahme zweier Kernkraftwerksblöcke rückläufig (Philippsburg 2 und Neckarwestheim II) und erreichte niedrige einstellige Prozentwerte. Mit dem ab dem Jahr 2000 wachsenden Strombedarf erhöhten sich die Importquoten wieder, da die Stromerzeugung deutlich langsamer stieg.

3.2 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Die grenzüberschreitenden Lastflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland werden laufend vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber erfasst und veröffentlicht. Aus den viertelstündlichen Leistungswerten lassen sich die länderspezifischen Import- und Exportsalden berechnen. Wie schon im Vorjahr ergibt sich hieraus, dass über die Grenzkuppelstellen nach Österreich und in die Schweiz mehr Strom abfloss als bezogen wurde, während im Austausch mit Frankreich die Importe überwiegen (siehe Tabelle 1). In Summe stieg der Nettoexport von rund 0,5 TWh im Jahr 2012 auf 1,9 TWh im Jahr 2013 an. Bundesweit zeigte sich ein ähnlicher Trend. Hier legte der Nettoexport von 23,1 TWh im Jahr 2012 auf rund 33 TWh im Jahr 2013 zu [25]. Der Anstieg des grenzüberschreitenden Lastflusssaldos ist im Wesentlichen das Resultat des Überangebotes in Deutschland, in dessen Folge das Preisniveau im hiesigen Marktgebiet stärker sank als im umliegenden Ausland. Die Preiskonvergenz, die in den ersten Jahren nach der Einführung der impliziten Marktkopplung einsetzte, ist bereits seit 2012 rückläufig [23].

3. Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch im Stromsektor

Tabelle 1: Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2012 und 2013.

		Frankreich		Schweiz		Österreich		Gesamt	
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Export	TWh	0,08	0,18	4,21	4,95	4,29	4,04	8,58	9,17
Import	TWh	6,64	5,18	1,44	2,04	0,04	0,06	8,11	7,29
Saldo	TWh	6,56	5,00	-2,78	-2,90	-4,25	-3,98	-0,47	-1,88

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW GmbH

Der Stromaustausch weist in der Regel sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal und situationsbedingt Schwankungen auf [25]. Besonders ausgeprägt sind die saisonalen Schwankungen im Austausch mit der Schweiz. Während in den Sommermonaten der Stromfluss in Richtung Baden-Württemberg in Summe überwiegt, sind in den Wintermonaten anhaltend hohe Lastflüsse in die Schweiz zu verzeichnen. Am Beispiel des Alpenlandes zeigt sich zudem die sich seit einigen Jahren vollziehende Veränderung hinsichtlich des tageszeitlichen Profils. Die zunehmende Einspeisung aus Photovoltaikanlagen führt zwar in den Sommermonaten in den Mittagsstunden trotz hoher inländischer Last regelmäßig zu Stromflüssen ins Nachbarland. Da jedoch in dieser Zeit in den frühen Morgen- und Abendstunden erhebliche Importflüsse zu verzeichnen sind, treten in den Sommermonaten in Summe Importüberschüsse auf [25].

Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse, die den Gesetzmäßigkeiten des Marktes folgen, weichen von den physikalischen Lastflüssen zum Teil erheblich ab (vgl. Tabelle 1 und Tabelle 2). Besonders ausgeprägt sind die Abweichungen im Austausch zwischen Baden-Württemberg und Frankreich. Entgegen der Handelsfahrpläne fließt über die entsprechenden Grenzkuppelstellen überwiegend Strom in Richtung Baden-Württemberg. Hierbei handelt es sich vor allem um Transitflüsse, die in den Fahrplänen nicht registriert sind und die unter anderem über die Schweiz nach Italien fließen. Der Verlauf ist charakteristisch für das Netzgebiet und ließ sich in gleicher Form in den Vorjahren beobachten [26], [27].

Tabelle 2: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2012 und 2013.

		Frankreich		Schweiz		Österreich		Gesamt	
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Export	TWh	4,83	5,40	0,48	0,83	6,06	3,23	11,37	9,46
Import	TWh	1,11	1,30	0,71	0,76	0,02	0,12	1,84	2,18
Saldo	TWh	-3,72	-4,09	0,24	-0,07	-6,05	-3,12	-9,53	-7,28

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW GmbH

Der grenzübergreifende Stromaustausch gewinnt durch die Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarkts weiter an Bedeutung. Mit der Einleitung des Genehmigungsverfahrens zur lastflussbasierten Marktkopplung haben die Länder in Zentralwesteuropa, darunter Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Österreich, im Sommer 2014 einen weiteren wichtigen Schritt vollzogen. Mit dem neuen Ansatz sollen die Ausnutzung bestehender Leitungskapazitäten weiter verbessert und Kosten in Höhe von bis zu 100 Mio. Euro eingespart werden [28].

Eine ähnlich detaillierte Erfassung existiert für den innerdeutschen Stromaustausch nicht. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf aus den anderen Bundesländern in der Größenordnung von ca. 20 TWh unterstreicht jedoch abermals die Notwendigkeit für eine gut ausgebaute Netzinfrastruktur (s. Kap. 4).

4

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

4.1 STROMNETZE

4.1.1 SYSTEMSTABILITÄT

Die Bereitstellung und der Verbrauch von Strom müssen in einem elektrischen Energieversorgungssystem stets in der Balance sein, da Strom innerhalb des Versorgungssystems nur zu einem sehr geringen Grad speicherbar ist. Bei Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch muss durch den Einsatz von Regel- oder Ausgleichsenergie das Gleichgewicht unverzüglich wieder hergestellt werden, damit keine Gefährdung der Systemstabilität eintritt. Für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten sind zunächst die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen zuständig. Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt die übergeordnete Verantwortung für ihre jeweilige Regelzone. In Baden-Württemberg obliegt die Wahrung der Systemstabilität somit der Transnet BW GmbH. Durch die Energiewendebeschlüsse wird diese Aufgabe zunehmend anspruchsvoller, da sich nicht nur die Erzeugungsstrukturen einschließlich der geografischen Verteilung der Erzeugungskapazitäten, sondern auch die Einspeisecharakteristika verändern. Die resultierenden Änderungen der Lastflüsse erfordern je nach Art und Intensität entsprechende Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität.

Zur Vorbeugung einer Überlastung der Netze und Netzbetriebsmittel werden vorrangig Redispatch-Maßnahmen (siehe auch Fußnote 1, Seite 11) ergriffen. Um die Verfügbarkeit der erforderlichen Kraftwerksleistung für diese Maßnahmen sicherzustellen, hat die BNetzA die Betreiber sämtlicher an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen verpflichtet, auf

Anforderung der ÜNB an bestimmten Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität mitzuwirken [29]. Seit April 2013 veröffentlichen die ÜNB die entsprechenden Daten zu den erforderlichen Redispatch-Maßnahmen auf ihrer gemeinsamen Homepage <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>. Daher ist für 2013 nur eine detaillierte Betrachtung des Zeitraums April bis Dezember möglich. Für 2014 erfolgte die Auswertung der Daten bis einschließlich 01. Oktober 2014. Vergleichsdaten für die Vorjahre liegen nicht mit einem vergleichbaren Detaillierungsgrad vor.

Seitens der BNetzA werden im Monitoringbericht 2013 Gesamtwerte für Deutschland für die Jahre 2011 und 2012 angegeben und auf die besonders belasteten Leitungsabschnitte eingegangen. Diese befinden sich sämtlich nicht in Baden-Württemberg. Während im Jahr 2011 deutschlandweit an 5.030 Stunden Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden mussten, lag der Bedarf im Jahr 2012 um 42,3 % höher und trat an 7.180 Stunden auf. Dabei umfassten sie ein Gesamtvolumen von 2,566 TWh [30]. Die regelzonenscharfe Ausweisung von Redispatch-Maßnahmen für das Jahr 2012 weist für die Regelzone der Transnet BW, die Baden-Württemberg umfasst, keine einzige erfasste Redispatch-Maßnahme auf.

Für das Jahr 2013 wurden in den drei dokumentierten Quartalen (April bis Dezember) 46 Redispatch-Maßnahmen mit einem Volumen von knapp 65 GWh mit der Transnet BW als anforderndem Übertragungsnetzbetreiber⁹ gemeldet, deren Ursache jeweils in der Regelzone der Transnet BW und somit im baden-württembergischen



Übertragungsnetz lag. Hinzu kamen 23 weitere Maßnahmen mit einem Volumen von knapp 10 GWh, für die die Transnet BW und Amprion oder TenneT gemeinsam als anfordernde ÜNB auftraten. Insgesamt waren also 69 Maßnahmen mit einem Volumen von 74,4 GWh erforderlich, um Störungen im Netzbetrieb in Baden-Württemberg zu vermeiden. Der baden-württembergische Kraftwerkspark wurde jedoch deutlich häufiger für Redispatch-Maßnahmen zum Ausgleich von Störungen außerhalb der Regelzone der Transnet BW angefordert. Die Transnet BW musste in 340 Fällen (Gesamtvolumen 626,3 GWh) als anweisender ÜNB auftreten und die erforderlichen Redispatch-Maßnahmen einleiten [31].

Im laufenden Jahr 2014 trat die Transnet BW bis-

lang in 18 Fällen (Gesamtvolumen 15,8 GWh) als anfordernder ÜNB auf, um Störungen innerhalb der Regelzone zu vermeiden (siehe auch Abbildung 6). Die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen, in denen die Transnet BW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber auftrat, stieg jedoch bislang im Jahresverlauf deutlich auf 598 (Gesamtvolumen 614,4 GWh) [31].

Die Daten bestätigen den deutschlandweiten Trend zu einer wachsenden Zahl notwendiger Eingriffe. Die ÜNB sind aktuell in der Lage, die Systemstabilität mit den entsprechenden Maßnahmen sicherzustellen, die steigende Zahl der Maßnahmen unterstreicht dennoch die Notwendigkeit der zeitnahen Umsetzung entsprechender Netzausbau- und -verstärkungsvorhaben.

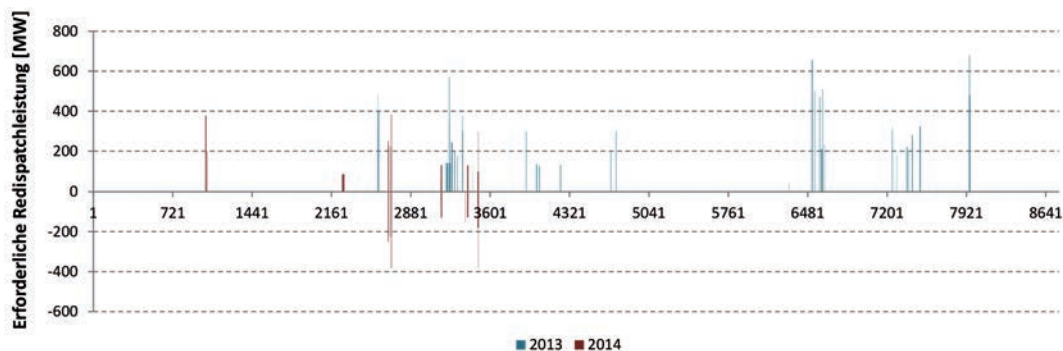


Abbildung 6: Erforderliche Redispatch-Maßnahmen innerhalb Baden-Württembergs (2013: 01. April bis 31. Dezember; 2014: 01. Januar bis 10. August) nach Leistung und Inanspruchnahme der jeweiligen Stunde im Jahr [eigene Darstellung nach [31]].

⁹ Bei der Umsetzung der Veröffentlichung wenden die ÜNB das Prinzip des Anschluss-ÜNB an, d.h. es ist derjenige ÜNB für die Veröffentlichung zuständig, in dessen Regelzone das Kraftwerk steht. Dieser ÜNB weist die Kraftwerke in seiner Regelzone an, an der Redispatch-Maßnahme teilzunehmen und verfügt daher über die für die Veröffentlichung erforderlichen Daten. In diesem Sinn wird in der Veröffentlichung vom „anweisenden ÜNB“ gesprochen, der für den anfordernden ÜNB die Informationen zu Netzregionen und Grund der Maßnahme meldet. Im Gegensatz dazu ist mit dem „anfordernden ÜNB“ der ÜNB gemeint, der den für die Redispatch-Maßnahme ursächlichen netztechnischen Grund (z.B. Netzengpass) in seiner Regelzone identifiziert hat und aktiv eine Redispatch-Maßnahme anfordert. Diese Anforderung wird bei den in seiner Regelzone angeschlossenen Kraftwerken direkt an die Kraftwerke ausgesprochen. Bei Kraftwerken in anderen Regelzonen wird die Anforderung mit der Bitte um Amtshilfe dem Anschluss-ÜNB des Kraftwerks übermittelt. Der Anschluss-ÜNB wird dann als anweisender ÜNB gegenüber dem Kraftwerk in seiner Regelzone tätig. Somit können anweisender und anfordernder ÜNB bei einem regelzonenübergreifenden Redispatch unterschiedlich sein. Während es stets für ein Kraftwerk nur einen „anweisenden ÜNB“ gibt, kann es jedoch mehrere „anfordernde ÜNB“ geben, wenn gemeinsame Leitungen (Grenzkuppelleitungen) betroffen sind. (siehe auch <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>)

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

4.1.2 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Dass im Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) Ausbaubedarf besteht, damit es den zukünftigen Anforderungen gerecht werden kann, ist nicht erst seit den Energiewendeentschlüssen von 2011 bekannt. Bereits mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) im Jahr 2009 wurde der erforderliche Netzausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze adressiert. Zusätzlich zu den EnLAG-Vorhaben wird der weitere Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes seit 2012 in einem jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellenden Szenariorahmen analysiert und im nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) zusammengestellt. In den Netzentwicklungsplänen 2012 bzw. 2013 wurden für Baden-Württemberg

zwölf Startnetzmaßnahmen adressiert. Davon wurde eine Maßnahme (TNG-008) in das Bundesbedarfsplangesetz übertragen, für eine Maßnahme (TNG-009) ist mittlerweile der Bedarf entfallen und eine Maßnahme (TNG-003) wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber aus dem Startnetz des aktuellen zweiten Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2014 herausgenommen. Von den verbleibenden neun Maßnahmen sind vier bereits fertiggestellt. Die entsprechenden Anlagen konnten im Jahr 2013 in Betrieb genommen werden. Drei Maßnahmen befinden sich im Bau und stehen kurz vor der Fertigstellung. Für eine Maßnahme wurde der Planfeststellungsbeschluss erteilt und die Bauvorbereitungen laufen. Für die letzte verbleibende Maßnahme ist die Planfeststellung in der Vorbereitung (siehe Tabelle 3).

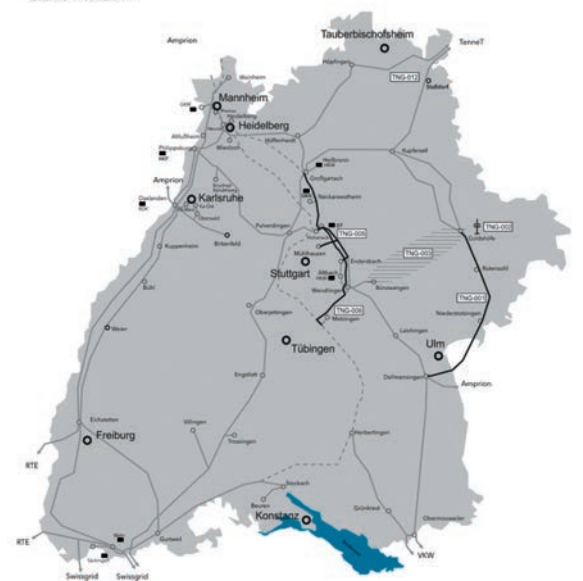
Nr.	Startnetzmaßnahmen (Vorhabensträger: TransnetBW)	Inbetriebnahme	Stand
TNG 001	380-kV-Netzoptimierung und Netzverstärkung Goldshöhe- Dellmensingen	2015	im Bau (weitgehend fertiggestellt)
TNG 002	Zubau Kondensator in 380-kV-Anlage Goldshöhe	2014	im Bau (weitgehend fertiggestellt)
TNG 003	380-kV-Neubau Bünzwangen-Goldshöhe (EnLAG Nr. 24)	2020	im 2. Entwurf des NEP 2014 aus Startnetz gestrichen
TNG 004	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Hüffenhardt	2013	gebaut
TNG 005	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Mühlhausen (EnLAG Nr. 23)	2014	im Bau (weitgehend fertiggestellt)
TNG 006	380-kV-Netzoptimierung und Netzverstärkung: Hoheneck- Rommelsbach (Netzereinigung Mittlerer Neckar II)	2015	Planfeststellungsbeschluss erteilt, Bauvorbereitung
TNG 007	Neubau 380/110-kV-Umspannwerk Bruchsal-Kandelweg	2013	gebaut
TNG 008	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	2019	Maßnahme in BBPIG übertragen
TNG 009	Umrüstung 110 kV auf 380 kV Weier-Villingen (EnLAG Nr. 22)		Bedarf für Maßnahme entfallen
TNG 010	Zubau Drosselspule in 110-kV-Anlage Höpfingen	2013	gebaut
TNG 011	Zubau Kondensator in 380-kV-Anlage Engstlatt	2013	gebaut
TNG 012	Neubau 380/110-kV-Schaltanlage in Stalldorf	2016	Planfeststellung in Vorbereitung

Tabelle 3: Stand der Umsetzung der Ausbau-/ Verstärkungsmaßnahmen im Startnetz in Baden-Württemberg auf der Basis des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2014 [32,33,34].

Startnetz - NEP 2014

Stand: 17.04.2014

TRÄNSNET BW



Hinsichtlich einer erfolgreichen Umsetzung der Startnetzmaßnahmen bestehen somit lediglich noch Verzögerungsrisiken, falls unvorhergesehene Ereignisse eintreten, die den Genehmigungsprozess bzw. den Baufortschritt verzögern.

Weitere von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzausbauszenarien und der Netzentwicklungspläne vorgelegte und von der BNetzA bestätigte Netzausbaumaßnahmen fanden Eingang in das im Juli 2013 in Kraft getretene Bundesbedarfsplangesetz. Es enthält insgesamt 36 Vorhaben, deren zeitnahe Umsetzung sowohl energiewirtschaftlich

erforderlich als auch zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes zwingend notwendig erscheint. Für Baden-Württemberg relevant sind die zehn in Tabelle 4 gezeigten Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz. Für vier der Vorhaben hat die Vorbereitung der Bundesfachplanung begonnen. Für zwei Vorhaben läuft die Vorbereitung des Planfeststellungsverfahrens, für ein Vorhaben wird derzeit die Erforderlichkeit eines Raumordnungsverfahrens geprüft und für zwei weitere Vorhaben wurden die internen Planungen aufgenommen. Lediglich eines der zehn Vorhaben wurde bislang nicht begonnen.

Nr.	Vorhaben aus BBPIG	Vorhabens-träger	Inbetrieb-nahme	Stand
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterrath-Philippsburg	Amprion, TransnetBW	2019	Bundesfachplanung in Vorbereitung
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach	TenneT, TransnetBW	2022	Bundesfachplanung in Vorbereitung
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW, Amprion	2022	Bundesfachplanung in Vorbereitung
20	380-kV-Netzverstärkung Grafenrheinfeld-Kupferzell	TenneT, TransnetBW	2020	Bundesfachplanung in Vorbereitung
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Eichstetten	TransnetBW	2021	Erforderlichkeit ROV wird geprüft
22	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	TransnetBW	2018	noch nicht begonnen
23	380-kV-Netzverstärkung Herbertingen-Tiengen	Amprion	2020	Interne Planung
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	2018	Planfeststellung in Vorbereitung
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	2020	Interne Planung
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	2019	Planfeststellung in Vorbereitung

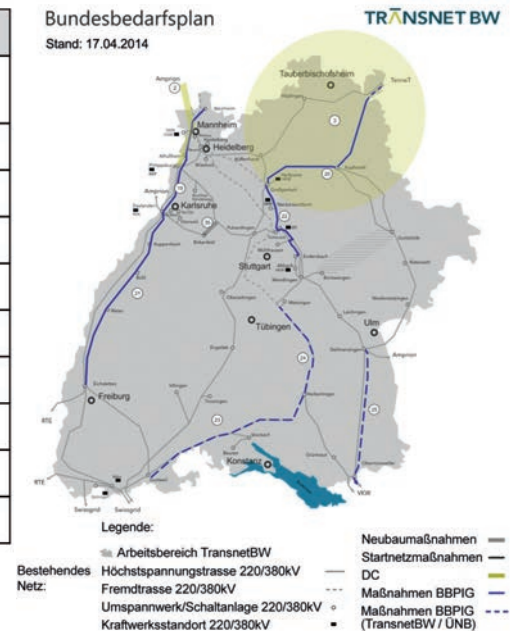


Tabelle 4: Stand der Umsetzung der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW und der durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführenden Maßnahmen in Baden-Württemberg [35].

Der Ausbau des Übertragungsnetzes in Baden-Württemberg – sowohl hinsichtlich des Startnetzausbaus als auch hinsichtlich der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes – schreitet somit voran.

Neben dem laufenden Ausbau des Übertragungsnetzes kommt dem Ausbau und der **Weiterentwicklung der Verteilnetze** zu intelligenten

Netzen eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg zu. Zur Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und des flankierenden Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist das Netz in erster Linie auf Nieder-, Mittel- und teilweise auch auf Hochspannungsebene auszubauen, da hier die zukünftig steigenden Strommengen aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufzunehmen sein werden.

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Von den in Baden-Württemberg tätigen etwa 130 Verteilnetzbetreibern haben einige, u. a. die Netze BW GmbH, die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH und die Netrion GmbH (Mannheim) den Ausbaubedarf ihrer Netze bereits untersucht. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft prüft derzeit, wie insbesondere kleinere Netzbetreiber bei der Analyse des Ausbaubedarfs ihrer Netze aktiv unterstützt werden können. Dabei wird auch der Frage nachgegangen, ob mit interessierten Netzbetreibern, aufbauend auf der Netzstudie der Netze BW GmbH [36], eine ergänzende Verteilnetzstudie für ganz Baden-Württemberg erarbeitet werden soll.

Weitere Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Verteilnetzes lassen sich auch aus der Notwendigkeit bzw. der Häufigkeit des Ergreifens von Einspeisemanagementmaßnahmen und weiteren resultierenden Parametern (Höhe der abgeregelten Leistung, verlorene elektrische Arbeit, Höhe der gezahlten Entschädigungszahlungen) ableiten. Mit Einspeisemanagement wird dabei die vorhersehbare Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzüberlastungssituationen bezeichnet. Die genannten Größen spiegeln die Fähigkeit des Verteilnetzes wider, die wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen, wodurch Aussagen darüber möglich werden, ob der Verteilnetzausbau mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Gleichklang erfolgt oder ob Defizite auftreten. In Baden-Württemberg ist absehbar nicht mit dem Einsatz von Einspeisemanagement zu rechnen [37]. Das Netz im

Süden Deutschlands ist durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien noch nicht so stark belastet wie das Verteilnetz im norddeutschen Raum, wo insbesondere auf der 110 kV-Ebene die stark fluktuierende Einspeisung der Windkraftanlagen zu Engpässen führt, die häufigere Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich machen. Für Baden-Württemberg ist daher die Schlussfolgerung zulässig, dass aktuell keine Diskrepanz zwischen dem Verteilnetzausbau und dem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen vorliegt.

Die Umsetzung des geplanten Zubaus von Windenergieanlagen wird in Baden-Württemberg jedoch erhöhte Anforderungen an die Verteilnetzebene stellen. Nicht zuletzt aus diesem Grund hat der größte Verteilnetzbetreiber Baden-Württembergs, die Netze BW GmbH, für die Hochspannungsebene – oder auch 110-kV-Ebene – bereits eine umfassende Ausbauplanung vorgelegt [38, 39]. Diese sieht 36 Aus- bzw. Neubauvorhaben vor, die in Tabelle 5 konkret benannt sind. Der Aus- bzw. Neubau dieser Trassen ist dabei jeweils entweder durch eine Laststeigerung, also eine erhöhte Nachfrage, oder durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit verbundene gesteigerte Erzeugung begründet. Von den von der Netze BW GmbH vorgesehenen Vorhaben befinden sich drei Vorhaben bereits in der Umsetzung, alle weiteren Vorhaben befinden sich in der Phase der internen Planung.

Diese interne Planungsarbeit schließt auch eine intensive Vorbereitung von Bürgerinformations-

veranstaltungen ein, wie sie im Frühjahr 2014 für das geplante Neubauprojekt einer Hochspannungsleitung zwischen Kupferzell und Rot am See begonnen wurde. Dabei werden sowohl die Gründe für den erforderlichen Netzausbau erläutert – in diesem Fall der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Region – als auch Informationen zur Entscheidungsfindung hinsichtlich der Trassenführung transparent dargestellt, sowie die Vor- und Nachteile von Erdverkabelungen und Freileitungen diskutiert.

Der Ausbau der 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg erfolgt nach derzeitigen Erkenntnissen im Einklang mit den energiepolitischen Zielen der Landesregierung und weist entsprechende Fortschritte auf. Auch die Entwicklung auf den unteren Netzebenen soll im weiteren Verlauf des Monitoring-Prozesses beobachtet werden, sofern Daten beispielsweise aus einer umfassenden Verteilnetzstudie für Baden-Württemberg (siehe oben) zur Verfügung stehen.

Tabelle 5: Netzaus- und -neubauvorhaben der Netze BW GmbH auf 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg [38].

Vorhaben der Netze BW GmbH	Art des Vorhabens	Inbetriebnahme	Stand
Heilbronn-Kupferzell=	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch Lastzuwachs	2015	interne Vorplanung
Heilbronner Straße – Sattlerstraße	Neubau 110-kV-Kabel durch Lastzuwachs	2014	in Umsetzung
Möhringen – Fasanenhof	Neubau 110-kV-Kabel durch Lastzuwachs	2015	interne Vorplanung
Allmand Mahdental	Neubau 110-kV-Kabel durch Lastzuwachs	2014	in Umsetzung
Allmand – Sindelfingen	Neubau 110-kV-Kabel durch Lastzuwachs	2013	in Umsetzung
Rot am See	Neubau 110-kV-Kabel durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Neuthard-Kaendelweg	Neubau 110-kV-Freileitung durch Lastzuwachs	2015	interne Vorplanung
Goldshöfe – Ellwangen	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Messkirch – Stockach	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Messkirch – Stetten	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2015	interne Vorplanung
Stockach – Weildorf	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Messkirch – Weildorf	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Saulgau – Otterswang	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Herbertingen – Saulgau	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Riedlingen – Herbertingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Leutkirch – Haisterkirch	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Wangen – Grünkraut	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Wangen – Leutkirch	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2019	interne Vorplanung
Hettingen – Höpfigen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2015	interne Vorplanung
Hueffenhardt-Höpfigen, Teil 1	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Hueffenhardt-Höpfigen, Teil 2	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Höpfigen – Taubersbischofsheim	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2018	interne Vorplanung
Anschluss Wertheim-Wartberg	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2015	interne Vorplanung
Hueffenhardt-Höpfigen, Teil 3	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Ellwangen – Nördlingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Rotensohl – Wechingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Niederstotzingen – Günzburg	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Günzburg – Faimingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Oberelchingen – Günzburg	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2016	interne Vorplanung
Kupferzell – Schwäbisch Hall	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2018	interne Vorplanung
Heilbronn-Untereisesheim	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2018	interne Vorplanung
Hohenberg – Goldshöfe; Kupferzell – Hohenberg; Kupferzell-Schwäbisch Hall	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2015	interne Vorplanung
Hohenberg – Goldshöfe; Kupferzell – Hohenberg; Crailsheim-Jagstheim; Onolzheim-Crailsheim	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2015	interne Vorplanung
Denzlingen – Bleibach	Neubau 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Dotternhausen – Trossingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung
Aldingen – Tuttlingen	Verstärkung 110-kV-Freileitung durch EE-Ausbau	2017	interne Vorplanung

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

4.1.3 NETZQUALITÄT

Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene international gängige Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur (BNetzA) wird jährlich der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Der SAIDI ist ein Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung der Endkunden auf Bundesebene. Bundesländerspezifische Daten werden nicht erhoben. Der SAIDI-Wert ist als Bewertungskriterium für die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes ausgelegt. Daher werden ausschließlich Ereignisse berücksichtigt, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen. Geplante Unterbrechungen werden deshalb ebenso wenig in die Berechnung einbezogen wie Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen). Eingang finden ungeplante Unter-

brechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen wie Gewitter, auf Einwirkungen Dritter (z.B. Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [40]. Im Rahmen des SAIDI werden ausschließlich Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. Gemäß den Angaben der BNetzA zur bundesweiten Entwicklung ist die gemittelte Unterbrechungsdauer von etwa 21,53 Minuten pro Jahr im Jahr 2006 bis zum Jahr 2009 auf 14,63 Minuten pro Jahr zurückgegangen. Seit 2009 ist wieder ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Im Jahr 2013 betrug die gemittelte Unterbrechungsdauer 15,32 Minuten pro Jahr [40], was gegenüber dem Jahr 2012 einen leichten Rückgang darstellt und weiterhin deutlich unter dem Niveau von 2006 liegt (vgl. Abbildung 7 links).

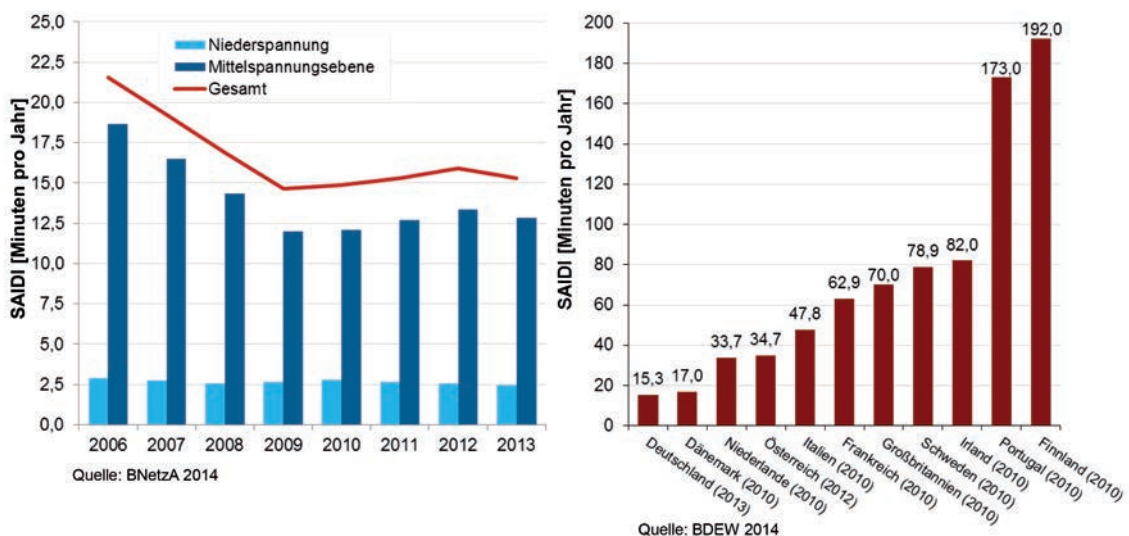


Abbildung 7: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2013 (links) sowie im europäischen Vergleich für das Jahr 2013 bzw. je nach Datenlage 2010 (rechts) [40,41].

Für Gewerbekunden ist insbesondere der Wert auf Mittelspannungsebene interessant, da diese meist auf der Spannungsebene von 10 kV bis 30 kV angeschlossen sind. Die gemittelte Ausfalldauer lag im Jahr 2013 bei 12,85 Minuten/a und ist im Vergleich zu 2012 (13,35 Min/a) leicht gesunken. Im Niederspannungsnetz auf der Spannungsebene 400 V bzw. 230 V sank die gemittelte Ausfalldauer auf 2,47 Minuten/a. Im europäischen Vergleich weist Deutschland hinsichtlich der anhand des SAIDI-Wertes gemessenen Netzqualität die höchste Netzqualität mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vgl. Abbildung 7 rechts).

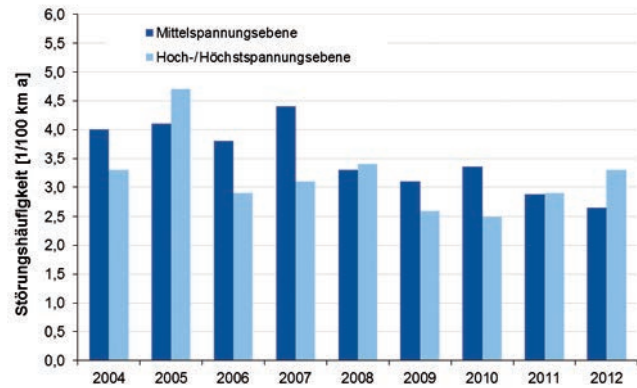


Abbildung 8: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Statistik [42].

Die gezeigte Erfassung der Versorgungsunterbrechungen von mehr als 3 Minuten erlaubt gesicherte Aussagen zur Situation der Versorgungszuverlässigkeit, da kürzere Unterbrechungen nicht wesentlich zur Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung beitragen [42]. Ausfälle von einer Dauer unter 3 Minuten sind Spannungseinbrüche, die seitens der BNetzA nicht erfasst werden. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE führt jedoch auf Bundesebene eine repräsentative Störungsstatistik, in der auch diese kurzen Spannungseinbrüche erfasst werden. Wie Abbildung 8 verdeutlicht, ist die Häufigkeit der Ereignisse, die zu einem Spannungseinbruch führen, über die vergangenen Jahre trotz des dynamischen Ausbaus der erneuerbaren Energien stabil geblieben. In der Tendenz sind sie sogar eher rückläufig. Die häufig geäußerte Befürchtung einer Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende hat sich somit weiterhin nicht bestätigt, auch wenn für 2013 noch keine Daten vorliegen.

Zukünftig wird die stärkere Verbreitung von intelligenten Netzen und die Verfügbarkeit entsprechender Messdaten in diesem Zusammenhang die Transparenz weiter erhöhen.

4.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Ähnlich wie das Stromnetz ist auch das Erdgasnetz ein Rückgrat des Energieversorgungssystems in Baden-Württemberg. Das Erdgasnetz in Baden-Württemberg setzt sich dabei aus dem Fernleitungsnetz, das vor allem von der terranets bw GmbH betrieben wird, und den nachgelagerten Erdgasverteilnetzen zusammen, wobei die Infrastrukturen bedarfsorientiert ohne große Reserven ausgelegt sind. Während im Strombereich die Diskussion um den Netzausbau und mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit schon länger intensiv geführt wird, sind der Erdgassektor und die Risiken möglicher Engpasssituationen durch den tatsächlichen Eintritt eines Versorgungsengpasses im Februar 2012 verstärkt in den Fokus gerückt. Die seither umgesetzten bzw. im Bau befindlichen Leitungsaus- und -neubauvorhaben tragen zu einer erheblichen Verbesserung des Gasflusses von Nord- nach Süddeutschland bei und stabilisieren die Versorgungssituation deutlich. Zu nennen sind die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) und die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), die Erdgas aus der Nord-Stream-Pipeline vom Anlandepunkt Lubmin in Richtung Süden bzw. Westen transportieren. Hinzu kommt die Fertigstellung der sog. Gazelle, einer Gasleitung, die bei Olbernhau an der deutsch-tschechischen Grenze an

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

das südliche Ende der OPAL anknüpft und über Tschechien eine Verbindung nach Waidhaus (Bayern) schafft. Diese bereits erfolgten Ausbaumaßnahmen mindern das Risiko einer Wiederholung der Engpassituation aus dem Februar 2012 bereits deutlich.

Auch im Erdgassektor wird gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jährlich von den Fernleitungsbetreibern ein gemeinsamer, deutschlandweiter Netzentwicklungsplan erarbeitet. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur Optimierung und Verstärkung sowie zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb netztechnisch erforderlich sind. Darüber hinaus enthält der Plan verbindliche Netzausbaumaßnahmen für die nächsten drei Jahre [43]. Im Netzentwicklungsplan Gas 2013

[44] waren für das Gebiet des Fernleitungsbetreibers in Baden-Württemberg, terranets bw, zwei Ausbaumaßnahmen vorgesehen: Der Neubau der Verdichterstation Amerdingen (Bayern) sowie der Bau der sog. Nordschwarzwaldleitung, die von Au am Rhein über Ettlingen nach Leonberg führt (Abbildung 9).

Derzeit baut die terranets bw den ersten Abschnitt der Nordschwarzwaldleitung (NOS), der von Au am Rhein nach Ettlingen verläuft. Die Inbetriebnahme dieses Abschnitts ist für das 4. Quartal 2014 vorgesehen. Für den zweiten Bauabschnitt von Ettlingen nach Leonberg ist im September 2014 der Planfeststellungsbeschluss ergangen. Der zweite Bauabschnitt soll im 4. Quartal 2015 fertig gestellt werden. Insgesamt soll die NOS über eine Transportkapazität von 3 GWh/h verfügen.



Abbildung 9: Verlauf der Nordschwarzwaldleitung (NOS) (Quelle: terranets bw).

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 1. April 2014 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2014 wurde durch die Bundesnetzagentur geprüft und mit deren Änderungsverlangen vom 17. November 2014 verbindlich. Darin sind gegenüber den bisherigen Netzentwicklungsplänen weitere Maßnahmen in Baden-Württemberg vorgesehen. Tabelle 6 weist die bestätigten Maß-

nahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 im Netzgebiet der terranets bw aus. Ein besonderer Schwerpunkt im NEP 2014 liegt auf der unterbrechungsfreien Gasversorgung der Verteilnetzbetreiber. Damit werden insbesondere die im baden-württembergischen Gasnetz vorhandenen Kapazitätsengpässe berücksichtigt.

Nr.	Maßnahme (terranets bw)	Angestrebte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
036-01	Neubau Verdichterstation Amerdingen	12/2019	Projektidee; Ziel Machbarkeitsstudie bis 2015
069-01a	Nordschwarzwaldleitung; Leitungsneubauvorhaben: Anschluss an das TENP-Transportsystem südöstlich von Karlsruhe (Au am Rhein). Streckenverlauf von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg. Länge 71 km	12/2017	Beginn der bauvorbereitenden Maßnahmen
069-01b	Mess- und Regelanlage Au am Rhein	12/2014	Basic Engineering/Entwurfsplanung
069-01c	Mess- und Regelanlage Ettlingen	12/2014	Basic Engineering/Entwurfsplanung
069-01d	Mess- und Regelanlage Leonberg	12/2015	Vorbereitung Entwurfsplanung
112-01	Querspange Raum Pforzheim - Raum Bietigheim Ringschluss Kraichgalleitung	12/2024	Projektidee
113-01	Querspange Raum Leonberg - Raum Reutlingen Anbindung Schwarzwaldleitung	12/2024	Projektidee
115-01	Ausbau Verdichterstation Scharenstetten	10/2016	Vorplanung, Projektstart eingeleitet
116-01	Mess- und Regelanlage Raum Pforzheim- Bietigheim	12/2024	Projektidee
117-01	Mess- und Regelanlage Raum Leonberg- Reutlingen	12/2024	Projektidee
118-01	Ausbau Mess- und Regelanlage Hittisstetten	12/2014	Vorplanung, Projektstart eingeleitet
201-01	Mess- und Regelanlage Tachenhausen	10/2015	Projektidee



Tabelle 6: Im Netzentwicklungsplan Gas 2014 aufgeführte Maßnahmen im Netzgebiet der terranets bw [45].

Eine weitere Komponente des Erdgasversorgungssystems sind Speicher. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Baden-Württemberg sind die Möglichkeiten der Speicherung von Erdgas für den jahreszeitlichen Ausgleich von Lieferung und Bedarf sowie zur Sicherung der Versorgung sehr begrenzt, so dass derzeit lediglich zwei kleinere Gasspeicher in Sandhausen und Fronhofen in Betrieb sind. Baden-Württembergs Erdgasversorgung hängt daher auch von der Nutzung der Speicherkapazitäten außerhalb des Landes ab. Ende 2013 befanden sich in

Deutschland insgesamt 51 Gasspeicher mit einer Arbeitsgasmenge von 23,8 Mrd. m³ in Betrieb. Die maximale Speicherkapazität in Deutschland reicht gegenwärtig statistisch gesehen im Durchschnitt für 80 Tage. Die tatsächliche Reichweite der Speicher hängt aber von einer Vielzahl verschiedener Bedingungen ab, insbesondere vom Speicherfüllstand, der Ausspeichergeschwindigkeit und dem tatsächlich zu deckenden, saisonalen Bedarf. Die Gasspeicher in Deutschland waren Mitte Oktober 2014 mit knapp 23 Mrd. m³ fast vollständig gefüllt (Abbildung 10, Seite 40).

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

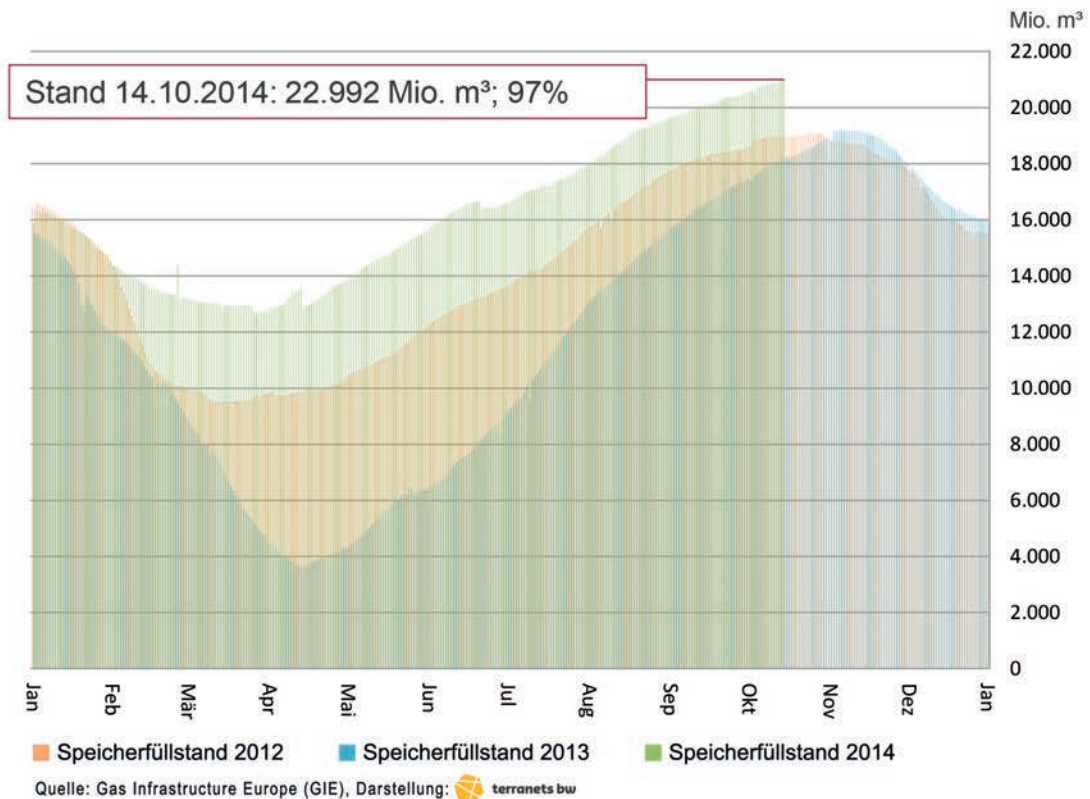


Abbildung 10: Speicherfüllstände (eigene Darstellung auf Basis von [46]).

Die Erdgasspeicher dienen im Wesentlichen zum saisonalen Ausgleich von Lieferungen bzw. Produktionsmengen und Verbrauchsschwankungen sowie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Importstörungen. In den letzten Jahren wurden Speicher neben der Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen auch zunehmend unter kommerziellen Gesichtspunkten vermarktet.

Bedingt durch die lang anhaltende Heizperiode 2012 / 2013 wurden die Untergrundgasspeicher stark entleert und erreichten Mitte April 2013

einen Befüllungsgrad von 17,5 Prozent. Ab Anfang Juni 2013 wurde jedoch verstärkt eingespeist. Mit Stand vom 15. September 2013 wurde ein Befüllungsgrad von ca. 70 Prozent erreicht. Die Einspeicherung wurde bis Anfang November 2013 fortgesetzt und ein maximaler Speicherfüllstand von über 90 Prozent, bezogen auf das Gesamtarbeitsgasvolumen zu Beginn des vergangenen Winters, erreicht. Durch die Fertigstellung neuer Speicherkapazitäten hat sich im Laufe des Jahres 2013 das Arbeitsgasvolumen um etwa eine Mrd. m³ erhöht, so dass der maximale Befüllungsgrad bei rund 91 Prozent lag.

Die Sicherheit der Erdgasversorgung ist auch vor dem Hintergrund der Krise in der Ukraine und möglicherweise drohender Einschränkungen der Erdgaslieferungen weiterhin ein wichtiges Thema. Der Bundesrat hat daher in einem Entschließungsantrag auf die Wichtigkeit von ausreichenden Erdgasreserven für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hingewiesen (BR-Drs. 243/14). Das Bundeswirtschaftsministerium prüft derzeit die Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch entsprechende Regelungen hinsichtlich der Erdgasspeicher (strategische

Reserve, Speicherverpflichtungen).

Die Versorgungsqualität der Gasversorgung wird ähnlich wie im Stromsektor über den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) bewertet, wie Abbildung 11 zeigt. Im Jahr 2013 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer über alle Druckstufen hinweg bei deutschlandweit lediglich 0,64 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe >100 mBar) entfielen davon nur 4 Sekunden (0,07 Minuten). Die Versorgungsqualität der Gasversorgung ist damit als sehr gut einzuschätzen.

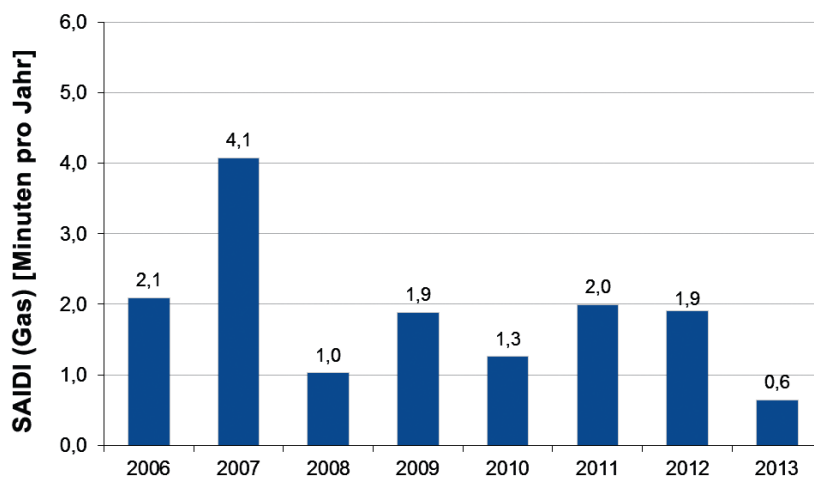


Abbildung 11: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2013 [47].

4.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Ein weiteres wichtiges Element der Energieversorgung, das zukünftig im Rahmen der Energiegewende 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 Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze

in Baden-Württemberg zurzeit nicht getroffen werden können. Eine Verbesserung der Dokumentation im Rahmen des Monitorings zur Energiegewende wird jedoch angestrebt. Eine Verbesserung soll u.a. im Rahmen der Fortschreibung des Energieatlasses seitens der LUBW erzielt werden. Speziell zur Verbesserung der Datenlage läuft eine Datenabfrage bei der AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. und der fbw – Fernwärme Baden-Württemberg. Auf Basis dieser Ergebnisse, ergänzt durch Daten von Stadtwerken und Energieversorgern, soll zukünftig ein Wärmenetzbestand abgebildet werden.

4. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

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 fünf Jahre für Baden-Württemberg abschätzbar (Tabelle 7).

Seit 2009 wurden rund 800 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Eine gewisse Ausbaudynamik ist somit erkennbar. Für die vorliegende Auswertung konnten

aktuelle BAFA-Daten verwendet werden. Gegenüber dem Monitoringbericht 2013 haben sich deshalb Änderungen ergeben. Darüber hinaus konnten im Vorgängerbericht für 2012 noch keine geförderten Netze angegeben werden, da die Zulassungen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht erteilt wurden. Diese liegen nun für das Inbetriebnahmejahr 2012 vor. Ähnlich verhält es sich mit den Wärmenetzen, die im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden. Die Förderanträge befinden sich derzeit noch in der Bearbeitung, so dass zum Stand Anfang September erst für einen kleinen Teil der Netze eine Förderzusage vorliegt. Für das Jahr 2013 wurde deshalb die Trassenlänge der beantragten Wärmenetze eingetragen.

Tabelle 7: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren [48], [49].

[km]	MAP [KfW]	KWKG [BAFA]*
2009	118	12
2010	100	51
2011	130	36
2012	100	68
2013	121	67**

* ohne Biomasse/Biogas

** Trassenlänge der beantragten Wärmenetze
(wenige Förderzulassungen liegen bereits vor)



5. Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

5.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS NACH SEKTOREN

Neben den Umstrukturierungen auf der Bereitstellungsseite erfordert die Energiewende auch große Anstrengungen zur Reduktion des Energieverbrauchs. Notwendig ist nicht nur eine deutliche Senkung des spezifischen Energieverbrauchs, sondern insgesamt betrachtet eine erhebliche Reduktion des absoluten Energieverbrauchs. Langfristig bestehen ambitionierte Ziele: bis zum Jahr 2050 soll der gesamte Endenergieverbrauch (Strom, Wärme und Kraftstoffe insgesamt) in Baden-Württemberg bezogen auf das Jahr 2010 halbiert werden.

Derzeit liegen für Baden-Württemberg statistische Daten für den Energieverbrauch nach Sektoren bis zum Jahr 2012 vor. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg für die Verbrauchssektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Industrie), Verkehr sowie Haushalte und Kleinverbraucher. Unter Kleinverbrauchern wird auch der Sektor GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) subsumiert, da auf Landesebene keine getrennte Erfassung dieser Verbrauchsgruppe erfolgt. Die dargestellten Werte sind unbereinigte Verbrauchsdaten, zeigen also z.B. die Einflüsse des Witterungsverhaltens (Brennstoffverbrauch in den Haushalten) sowie die konjunkturelle Abhängigkeit des Energieverbrauchs in der Industrie.

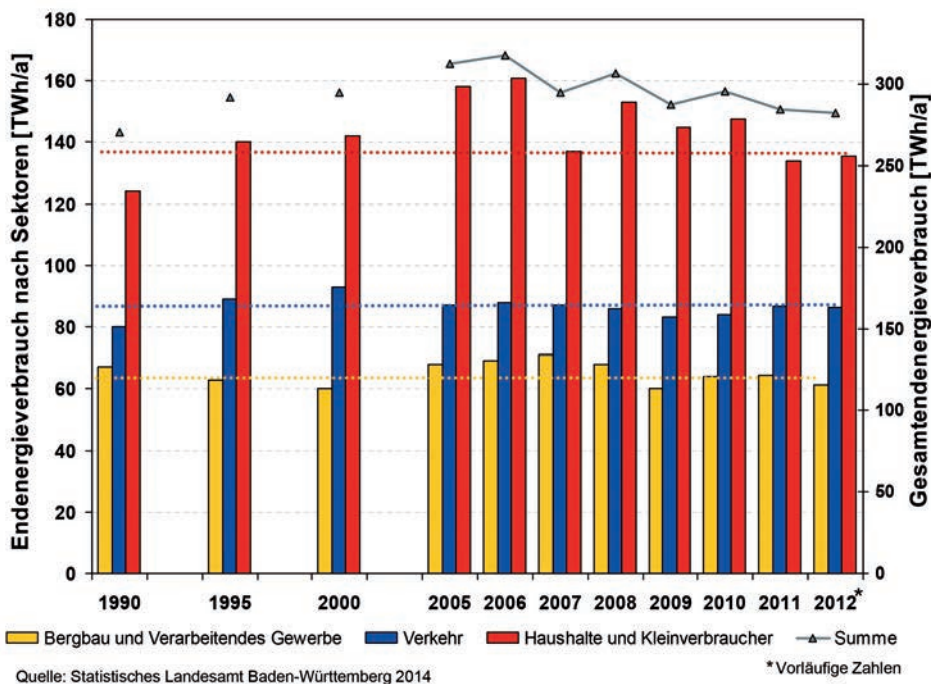


Abbildung 12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2012 [50].



Der Endenergieverbrauch im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher ist in den Jahren 2011 und 2012 gegenüber 2010 deutlich rückläufig. Dies ist in erster Linie auf den gesunkenen Bedarf zur Wärmebereitstellung in Haushalten zurückzuführen. Eine nähere Analyse des absoluten und spezifischen Energieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Haushalten wird in Kapitel 5.2 durchgeführt. Im Verkehrsbereich ist seit Jahren ein weitgehend konstantes absolutes Verbrauchs-

niveau trotz des wachsenden Fahrzeugbestandes zu verzeichnen. Im industriellen Bereich ist der Energieverbrauch ausgehend vom konjunkturell bedingten niedrigen Niveau 2009 in den beiden Folgejahren wieder angestiegen, um anschließend im Jahr 2012 trotz eines fortgesetzten Wachstums der Bruttowertschöpfung um 5 % abzusinken. Hieran zeigen sich Fortschritte bei der Entkoppelung von Energieverbrauch und industrieller Produktion.

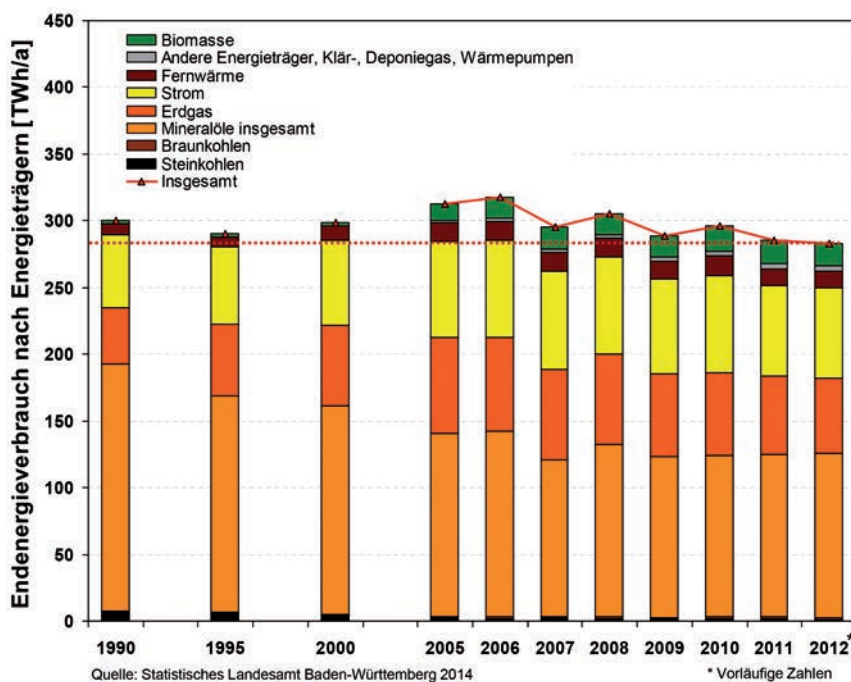


Abbildung 13: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Zeitraum 1990 bis 2012 [51].

In Abbildung 13 dargestellt ist die landesweite Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern. Der Mineralölverbrauch liegt bereits seit vier Jahren auf annähernd konstantem Niveau. Hier überlagern sich einerseits die Verbräuche aus dem Verkehrssektor sowie der wirt-

terungsbedingte Verbrauch im Wärmesektor. Seit 2005 rückläufig ist der Verbrauch von Erdgas. Dies ist einerseits der gestiegenen Effizienz im Wärmesektor zuzurechnen, aber auch dem rückläufigen Erdgaseinsatz im Stromsektor.

5. Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

Tendenziell rückläufig ist laut amtlicher Erhebungen auch der Endenergieverbrauch von Strom¹⁰. Diese Entwicklung ist z.T. mit rückläufigem Verbrauch zu erklären, unter anderem auch im Wärmesektor durch den rückläufigen Wärme- und damit auch Heizstrombedarf (insb. Nachtspeicherheizungen). Daneben beeinflussen jedoch auch statistische Effekte die Erhebungen des Stromverbrauchs. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang die zunehmende Eigenerzeugung (insb. KWK, in geringem Maße Photovoltaik), die nicht statistisch erhoben wird. Darüber hinaus finden direkt an der Strombörse oder im Ausland beschaffte Strommengen keinen Eingang in die amtlichen Erhebungen. Gestiegene Letztverbraucherpreise einerseits (insb. für Haushalte, aber auch im Gewerbebereich) sowie das niedrige Preisniveau an der Strombörse andererseits führen jedoch verstärkt dazu, dass Haushalte oder Betriebe Anlagen zur Eigenerzeugung errichten bzw. größere Abnehmer sich direkt an der Strombörse oder im Ausland mit Strom versorgen. Da diese Mengen jeweils nicht erfasst werden, können diese Effekte nicht ausreichend berücksichtigt werden. Daher sind zum heutigen Stand keine verlässlichen Aussagen zum Trend des Stromverbrauchs im Land möglich.

5.2 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS ZUR WÄRMEBEREITSTELLUNG IN HAUSHALTEN

Die Energiewende im Wärmesektor kann nur gelingen, wenn neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 5.3) der Wärmeverbrauch deutlich reduziert wird. Im Fokus steht der Wohngebäudebestand, dem auf

grund des hohen spezifischen Energieverbrauchs und dem insgesamt hohen Anteil am Wärmeverbrauch eine tragende Rolle zukommt. Im Hinblick auf den Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten ist bis 2050 eine Minderung in der Größenordnung von zwei Dritteln erforderlich. Da energetische Modernisierungsmaßnahmen eine lange Wirkungsdauer von 30 bis 40 Jahren aufweisen, ist mit Blick auf das Jahr 2050 neben der Anzahl der durchgeführten Modernisierungsmaßnahmen (Sanierungsrate) insbesondere eine möglichst hohe Minderung des Energieverbrauchs (Sanierungstiefe) von großer Bedeutung. Zu diesen Parametern liegen derzeit jedoch keine verwertbaren und aktuellen landesspezifischen Angaben vor, die sich für ein Monitoring eignen würden.

Als Indikatoren zum Monitoring der Entwicklungstendenzen liegen langjährige beobachtete und temperaturbereinigte Zeitreihen des Statistischen Landesamtes zum spezifischen und absoluten Endenergieverbrauch privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung vor (Abbildung 14). Diese Daten lassen zwar keinen Rückschluss auf die durchschnittliche Sanierungsrate und -tiefe zu, erlauben jedoch die Bewertung der Gesamttendenz.

Langfristig betrachtet ist der Trend des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung positiv zu bewerten. Ausgehend von 180 bis 210 kWh/m² in den Neunzigern liegt das Verbrauchsniveau heute bei rund 150 kWh/m². Auffällig ist der geringe Wert des bereinigten Energieverbrauchs im Jahr 2007. Möglicherweise überlagern

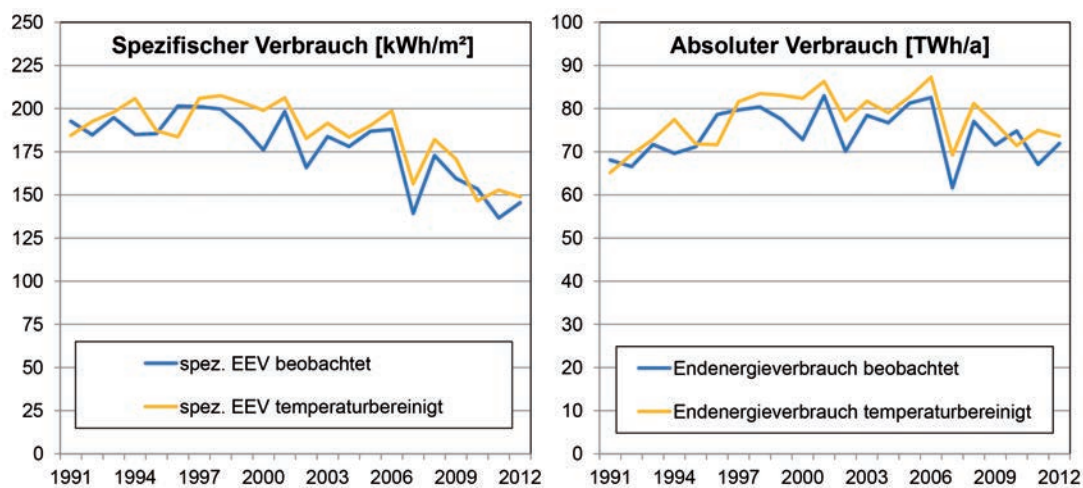


Abbildung 14: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg [52].

Lagerbestandeffekte (Heizöl) die tatsächliche Entwicklung.

Im Vergleich von spezifischem und absolutem Verbrauch wird deutlich, dass der absolute Verbrauch in den neunziger Jahren gestiegen ist. Ab dem Jahr 2000 ist er in der Gesamttendenz rückläufig, jedoch weniger stark als der spezifische Verbrauch. Diese Entwicklungen sind hauptsächlich auf den wachsenden Wohnflächenbestand zurückzuführen. Insgesamt zeigt sich ein Trend zu mehr Wohnfläche pro Einwohner. So ist die Wohnfläche pro Person ausgehend von 35 m² Anfang der Neunziger auf heute rund 47 m² pro Person gestiegen. Dies ist auf zunehmende Komfortansprüche, aber z.B. auch auf den wachsenden Trend zu Single-Haushalten zurückzuführen. Die Regelungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) stellen für den Neubausektor sicher, dass neu errichtete Wohngebäude nur einen sehr geringen spezifischen Verbrauch aufweisen. Umso wichtiger ist die Verbrauchsminderung im Gebäudebestand. Die Landesregierung verfolgt dieses Ziel mit dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG), das neben dem Einsatz von erneuerbarer Energie zur Wärmeerzeugung ersatzweise auch die Verbesserung der Gebäudeenergieeffizienz berücksichtigt; diesen als gleichberechtigte Erfüllungsoptionen anerkannten Maßnahmen

soll im novellierten EWärmeG noch breiterer Raum gegeben werden.

5.3 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Neben den in Kapitel 5.2 beschriebenen Anforderungen zur Verminderung des Wärmebedarfs ist der Ausbau der erneuerbaren Energien Teil der Energiewende und der Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Im Jahr 2013 erreicht der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung rund 18,3 TWh (Abbildung 15), womit rund 11 % des gesamten Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung im Land gedeckt werden (wird der Stromanteil zur Wärmebereitstellung, z.B. für Nachtspeicherheizungen, herausgerechnet, erhöht sich der Anteil auf rund 12,5 %).

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist nach wie vor dominiert von der Nutzung von Biomasse, zum größten Teil (rd. 90 %) über die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.). Gestiegen ist

¹⁰Im Gegensatz zum Bruttostromverbrauch in Kapitel 3.1 ist hier der Endenergieverbrauch von Strom dargestellt. Dieser entspricht der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge. Der Bruttostromverbrauch umfasst im Unterschied zum Endenergieverbrauch von Strom auch die Netzverluste und den Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich.

5. Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

in den vergangenen Jahren auch die Nutzung von Wärme aus Biogasanlagen. Nach wie vor ist jedoch ein unzureichender Wärmenutzungsgrad der Biogasanlagen zu konstatieren, lediglich rund ein Drittel des Biogasstroms wird im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb erzeugt [53]. Da der Neubau von Biogasanlagen sich durch die Novellierung des EEG stark abschwächen wird, kommt der nachträglichen Steigerung der Wärmenutzung von Bestandsanlagen eine hohe Bedeutung zu.

Weiterhin unzureichend ist die Ausbaudynamik von Solarwärmanlagen. Dies ist nicht zuletzt auf die fehlenden Preissenkungen aus Sicht der Endkunden zurückzuführen. Angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse muss jedoch zukünftig wesentlich stärker die direkte Nutzung von Solarwärme zur Anwendung kommen. So-

lare Großanlagen mit Einbindung in Wärmenetze konnten bislang nur in wenigen Fällen im Land realisiert werden. Sie stellen jedoch perspektivisch einen unerlässlichen Baustein der Wärmewende im Land dar.

Mit dem EWärmeG hat die Landesregierung einen ordnungsrechtlichen Ansatz gewählt, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im Wohngebäudebestand zum Einsatz zu bringen. Mit der Novelle des Gesetzes wird eine Weiterentwicklung verfolgt, die den bisher geforderten Anteil an erneuerbarer Energie von 10 Prozent auf 15 Prozent des jährlichen Wärmeenergiebedarfs erhöht und auch private und öffentliche Nichtwohngebäude in den Geltungsbereich einbezieht.

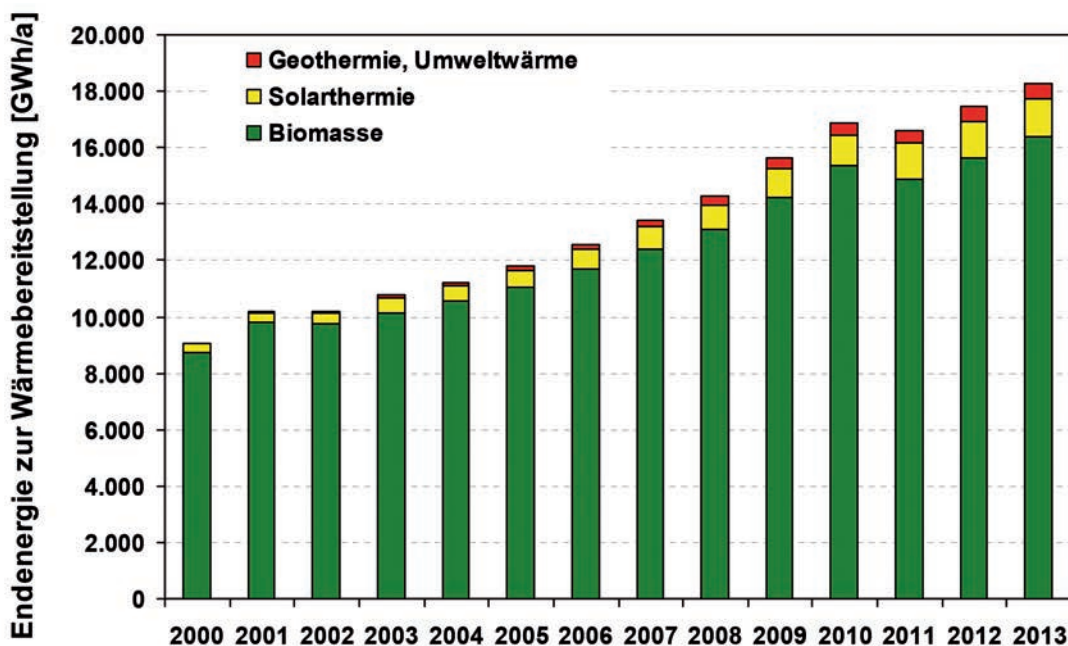
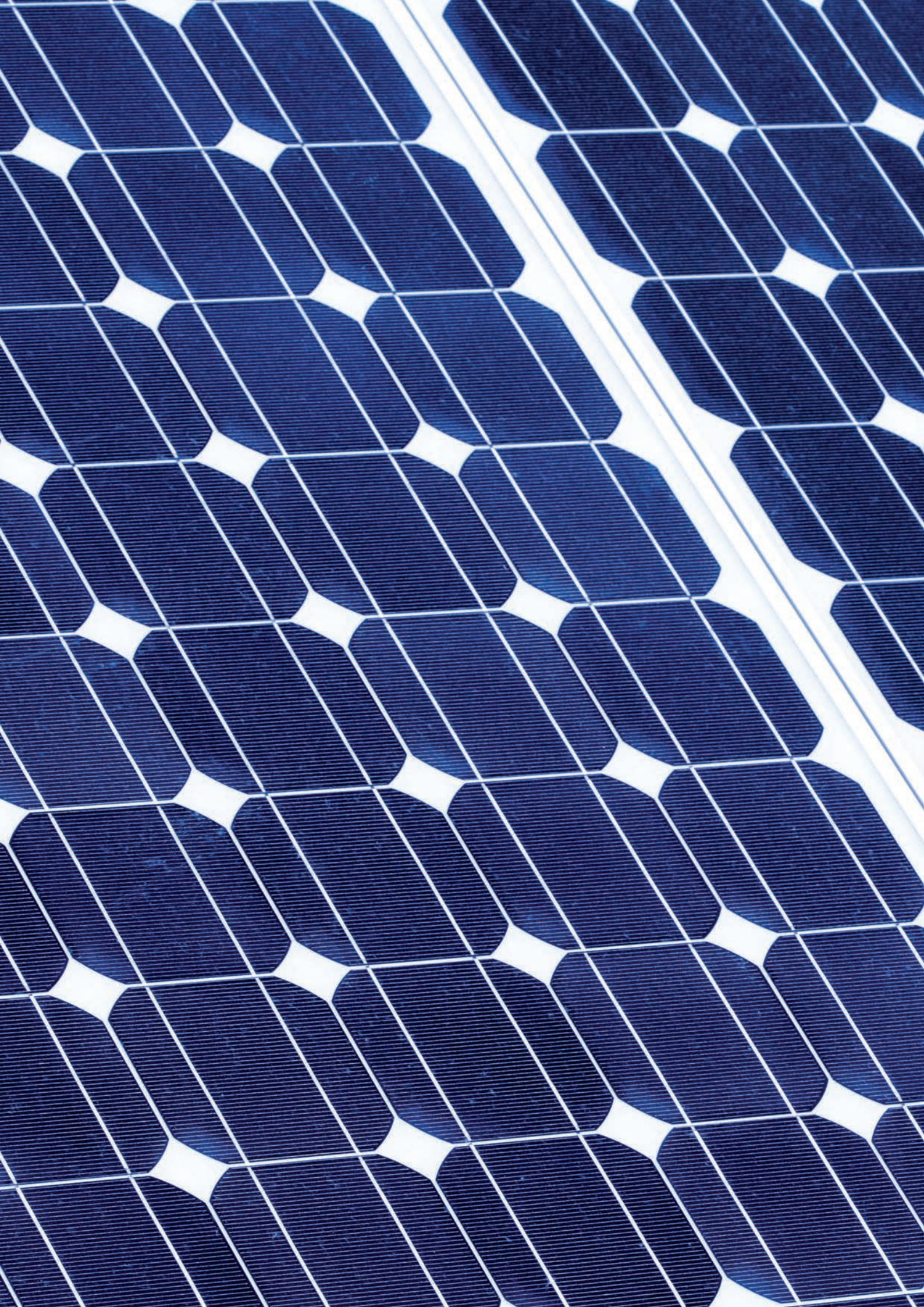


Abbildung 15: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung [24].



6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

6.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE/-KOSTEN

6.1.1 FORTFÜHRUNG DER ZEITREIHEN ZUR ENERGIEPREISENTWICKLUNG ALS FAKTENBASIS

Neben der Versorgungssicherheit ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung eine wichtige Voraussetzung zur langfristigen Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Baden-Württemberg. Aus diesem Grund ist auch die Entwicklung der Energiepreise und die daraus resultierenden Kostenbelastungen für die einzelnen Verbrauchsgruppen Teil des Energiewende-Monitorings, wenngleich hier nur sehr begrenzte Möglichkeiten der Einflussnahme seitens des Landes bestehen.

Seit dem Jahrtausendwechsel weisen die Preise für die energetischen Rohstoffe Mineralöl, Erdgas und Kohle einen deutlich steigenden Trend auf, so dass in 2012 neue historische Höchststände für die Einfuhrpreise in Deutschland erzielt wurden. Im Jahr 2013 war die Preisentwicklung jedoch wieder rückläufig. Die Preise für Erdgas, insbesondere aber Steinkohle, sanken wieder unter das Niveau der vorherigen Höchststände von 2008 und 2011. Lediglich der Rohölpreis blieb auch im Jahr 2013 deutlich über dem Niveau vorheriger Preisspitzen. Die Entwicklung ist dabei vor allem durch die weltweite Konjunkturentwicklung und die anhaltend hohe Nachfrage nach Energierohstoffen bestimmt (siehe Abbildung 16).

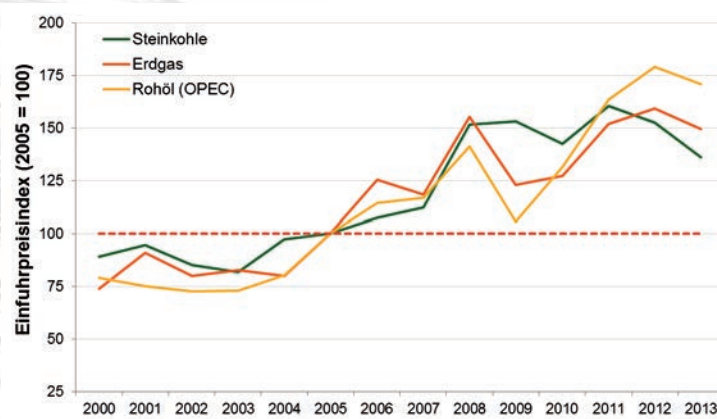
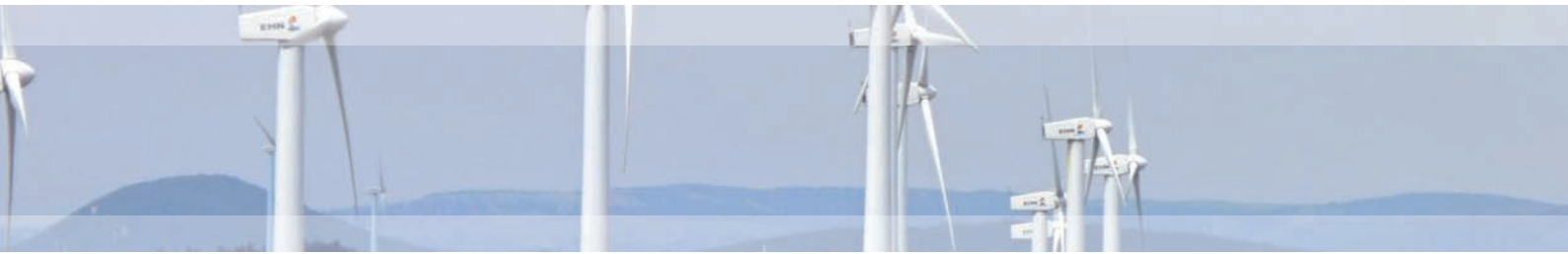


Abbildung 16: Entwicklung der Preisindizes (jeweiliger Jahresdurchschnitt) für die Einfuhr fossiler Energieträger seit dem Jahr 2000 [54].

Diese Preisentwicklungen und die damit einhergehenden Kostenwirkungen sind somit nicht auf die Energiewende in Deutschland zurückzuführen. Lediglich im Bereich der Strompreise steht die Entwicklung zumindest teilweise im Zusammenhang mit der Energiewende. Jedoch spielen auch hier verschiedene Faktoren eine Rolle: Der

an der Leipziger Strombörse ermittelte Großhandelsstrompreis wird beispielsweise einerseits durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien beeinflusst. Durch den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) implementierten Wälzungsmechanismus wird der gesamte nach dem EEG vergütete erneuerbare Strom durch die



Übertragungsnetzbetreiber bzw. Direktvermarkter über die Leipziger Strombörse verkauft. Aufgrund der grenzkostenbasierten Preissetzungsmechanismen an der Strombörse hat die Vermarktung der erneuerbaren Energien einen börsenpreissenkenden Effekt (sog. Merit-Order-Effekt). Die sinkenden Preise für Energierohstoffe, insbesondere für Steinkohle, tragen zu zurückgehenden Preisen ebenso bei wie die extrem niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandels, die für aus fossilen Energieträgern erzeugten Strom deutlich preissenkend wirken.

Daneben führen auch die im Gesamtsystem in der bundesweiten Betrachtung weiterhin vorhandenen Kraftwerksüberkapazitäten und die europaweit konjunkturell bedingt geringe Stromnachfrage zu niedrigeren Preisen. So wies der Großhandelsstrompreis in 2013 gegenüber dem bereits deutlich gefallenem Niveau in 2012 weiterhin eine rückläufige Tendenz auf. Die Strompreise am Spotmarkt der Strombörse für Grundlaststrom lagen im Mittel bei 37,78 €/MWh und damit knapp 12 % unter dem Durchschnittswert des Vorjahres (42,60 €/MWh). Der mittlere Preis des Phelix Day Peak 2013 betrug 43,13 €/MWh (-11% gegenüber 2012). Sowohl der Baseload- als auch der Peakpreis sind im bisherigen Jahresverlauf 2014 weiter deutlich auf 36,35 €/MWh bzw. 32,53 €/MWh gesunken. Auch am Strom-Terminmarkt, dessen Werte als Indikator für die zukünftige Preisentwicklung herangezogen werden können, sind im Jahr 2013 die Preise sowohl für die Grundlast- als auch für die Spitzenlastprodukte um 21 % bzw. 19 % stark gesun-

ken. Im Jahresverlauf 2014 setzte sich dieser Trend fort. So erreichte der Phelix-Base-Year-Future zuletzt Werte um 35,43 €/MWh (-9,5 %) und der Phelix-Peak-Year-Future sank auf 45,37 €/MWh (-9 %) [55].

Von diesem Preisrückgang profitieren jedoch nicht alle Verbraucher gleichermaßen, zumal der Großhandelsstrompreis nur einer von mehreren Bestandteilen des Endkundenstrompreises der Industrie- und Haushaltskunden ist. Lediglich für die stromintensive Industrie stellt der Börsenstrompreis den wesentlichen Bestandteil der Stromkosten dar. Diese ist weitestgehend von den Letztverbraucherabgaben befreit und kann in der Regel ihren Strombedarf direkt an der Börse oder mittels Verträgen, die eng an die Entwicklungen im Großhandelsmarkt gebunden sind, decken [56]. Für diese Kundengruppe bedeutet der sinkende Börsenstrompreis somit einen unmittelbaren Kostenvorteil, wie Abbildung 17 zeigt.

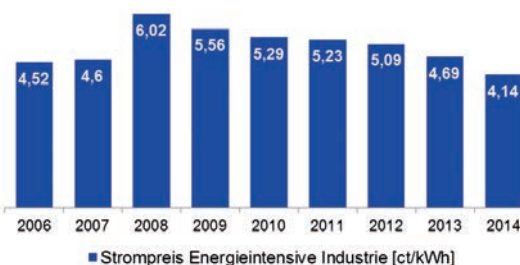


Abbildung 17: Entwicklung der Strompreise für die energieintensive Industrie im Zeitraum von 2006 bis 2014 [55,56].

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Für Industriekunden, die nicht zur energieintensiven Industrie zählen, stiegen die Strompreise auch 2014 trotz des rückläufigen Börsenstrompreises von 15,03 ct/kWh um 2 % weiter auf nunmehr 15,37 ct/kWh. Gründe hierfür waren die Erhöhung der EEG-Umlage sowie weitere Um-

lagemechanismen wie die Offshore-Haftungsumlage, die Umlage nach § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (Befreiung der energieintensiven Industrie von der Zahlung der Netzentgelte) und die Umlage für abschaltbare Lasten (abLa-Umlage).

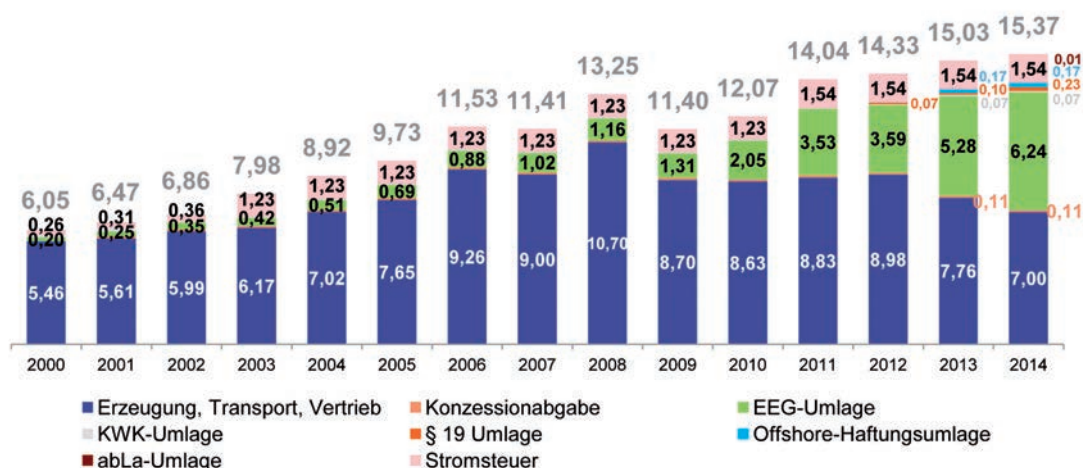


Abbildung 18: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise/-bestandteile für die Industrie in ct/kWh (Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h), 2014: Werte zur Jahresmitte) [55].

Diese Umlagemechanismen kommen auch für die Haushaltsstrompreise vollumfänglich zum Ansatz, wie Abbildung 19 zeigt. Hinzu kommt für die Haushaltskunden die Mehrwertsteuer, die jeweils auch für die einzelnen Umlagebestandteile wie EEG-Umlage und KWK-Umlage zu entrichten ist. Dies führt in der Gesamtbetrachtung zu einem Haushaltskundenstrompreis von 29,13 ct/kWh zur Jahresmitte 2014, was trotz der deutlich gestiegenen EEG-Umlage lediglich einer Steigerung um 1 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass für die energieintensive Industrie im Jahr 2014 der Strompreis insbesondere aufgrund des weiter deutlich gesunkenen Großhandelsstrompreises um knapp 12 % gesunken ist, während für übrige Industrie- und Haushaltskunden die Preise moderat um 1 bzw. 2 % gestiegen sind. Aufgrund der vielen Einflussfaktoren, die einerseits die Entwicklung des Großhandelsstrompreises, andererseits die Entwicklung der unterschiedlichen Umlagebestandteile bestimmen, ist eine Prognose der zukünftigen Preisentwicklung mit hohen Un-

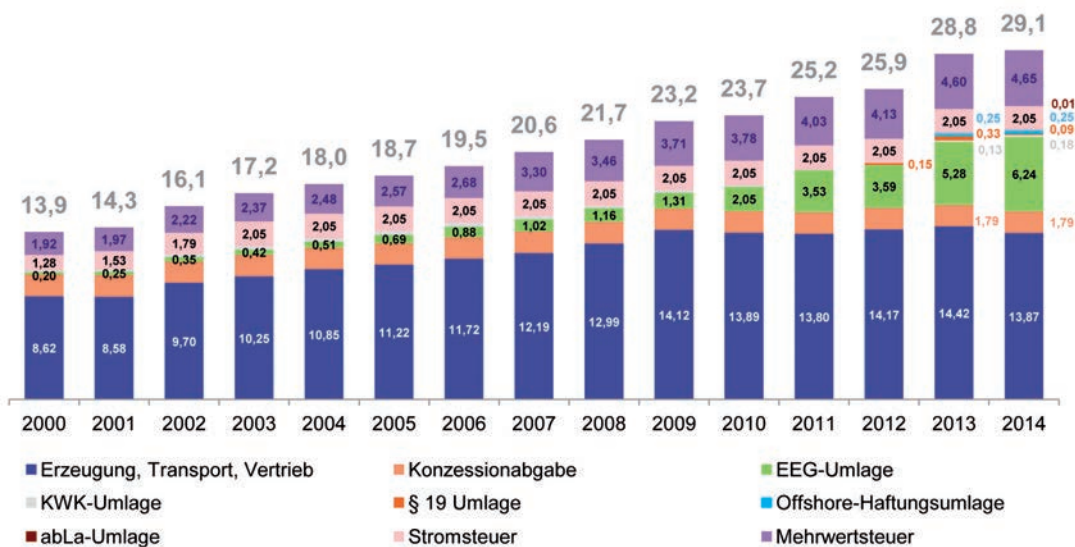


Abbildung 19: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise/-bestandteile für Haushalte in ct/kWh (Jahresverbrauch 3.500 kWh, 2014: Werte zu Jahresbeginn) [55].

sicherheiten behaftet. Studien gehen jedoch auch zukünftig eher von moderaten Steigerungsraten von bis zu 2% pro Jahr aus [57]. Inflationbereinigt dürften sich die Strompreise somit auch 2020 auf dem heutigen Niveau bewegen. Für 2015 haben deutschlandweit bereits mindestens 115 Stromversorger – auch in Baden-Württemberg – Strompreissenkungen zum Jahreswechsel angekündigt, so dass hier zumindest vorübergehend eine Entspannung der Situation zu erwarten ist [58].

Die zum 15. Oktober 2014 von den Übertragungsnetzbetreibern bekannt gegebene Höhe der EEG-Umlage für das Jahr 2015 unterstützt diesen Trend. Sie wird im Jahr 2015 erstmals geringer ausfallen als im Vorjahr und sinkt um 0,07 ct/kWh bzw. 1,1 % [59]. Betrachtet man die Entwicklung der einzelnen Komponenten der EEG-Umlage genauer (Abbildung 20) fällt zunächst auf, dass der Rückgang der EEG-Umlage ausschließlich durch einen Ausgleich des EEG-Kontos möglich war. Dieser Effekt ist auf Prognoseabweichungen zurückzuführen, wobei im Gegensatz zu den Vorjahren – hier hatten jeweils Nachholeffekte aufgrund einer deutlichen Überschreitung der Prognose zu entsprechenden Umlageerhöhungen geführt – im Jahr 2014 die

tatsächliche Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Prognose deutlich unterschritt, so dass die Stromkunden mit der Zahlung der EEG-Umlage 2014 bereits Vorleistungen für 2015 erbracht haben. Die Entwicklung der einzelnen Umlage-Komponenten im Detail zeigt den erheblichen Einfluss der Entwicklung des Großhandelsstrompreises. Die genannten Kontoausgleichseffekte erreichten insgesamt eine Höhe von -1,3 ct/kWh, jedoch wurde diese Summe bis auf die genannten -0,07 ct/kWh von kostensteigernden Faktoren kompensiert. Die größten Anteile hieran haben die rückläufige Entwicklung des Börsenstrompreises mit 0,45 ct/kWh, der Rückgang des Stromletzverbrauchs mit 0,29 ct/kWh, der Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse über die Erweiterung von Bestandsanlagen mit 0,18 ct/kWh sowie der gestiegene Anteil der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen mit 0,15 ct/kWh. Dagegen ist mit dem Ausbau der Photovoltaikstromerzeugung kein nennenswerter Effekt mehr verbunden. Weniger als 0,04 ct/kWh sind auf diese Sparte zurückzuführen, wobei der in der Grafik dargestellte Gesamtwert von 0,04 ct/kWh die Sparten Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie, Klär-, Deponie- und Grubengas in der Summe umfasst.

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Die Analyse der weiteren Entwicklung der verschiedenen Strompreiskomponenten wird auch zukünftig im Rahmen des Monitorings der Energiewende in Baden-Württemberg ein wichtiger Teil der Arbeiten sein, so dass ungünstige Ent-

wicklungen zeitnah identifiziert werden können. Neben der EEG-Umlage dürfte zukünftig insbesondere der Entwicklung der Netznutzungsentgelte eine besondere Bedeutung zukommen. Dort zeichnen sich zukünftig Steigerungen ab.

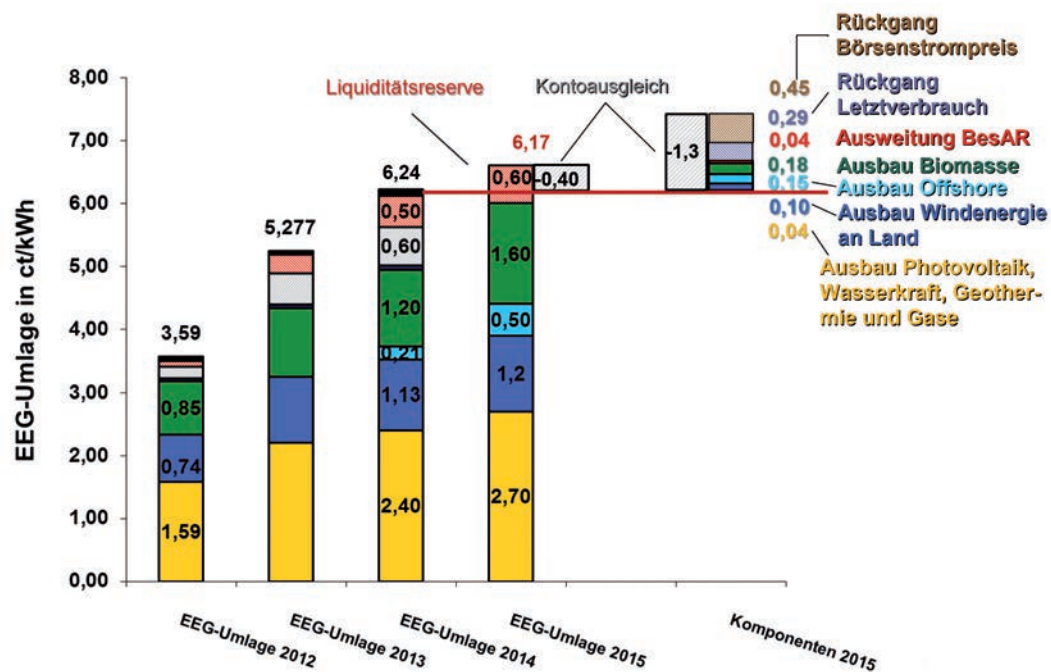


Abbildung 20: Entwicklung der EEG-Umlage und ihrer Komponenten in den Jahren 2012 bis 2015 [60,61].

6.1.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMT-RECHNUNG

Die nachfolgend dargestellte Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf der für die Bundesebene durchgeführten Berechnung im Rahmen der Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [62]. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und – soweit möglich – auf Baden-

Württemberg übertragen bzw. angepasst und erweitert. Dieser Ansatz soll eine Betrachtung der Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ermöglichen.

Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucherausgaben 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 zukünftig jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Als Grundlage für die Darstellung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom wurden die Angaben des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz und den damit verbundenen Erlösen herangezogen [63]¹¹. Sie enthalten die Arbeits-, Leistungs- und Verrechnungsentgelte sowie die Stromsteuer und Abgaben nach EEG und KWKG. Mehrwertsteuer und die rückwirkenden Stromsteuerrückerstattungen für begünstigte Stromabnehmer sind dagegen nicht

enthalten. Da landesspezifische Angaben zu den Entlastungen nach dem Stromsteuergesetz nicht verfügbar sind, erfolgt die Bereinigung der Letztverbraucherausgaben über eine Abschätzung¹². Für die Jahre bis einschließlich 1995 wurde der sogenannte Kohlepfennig hinzugerechnet.

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2012. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucherausgaben. Ab dem Jahre 2000 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben zu verzeichnen, der auf gestiegene Preise für Energieträger (insb. Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG, etc.) zurückzuführen ist. Der im Jahr 2012 zu erkennende deutliche Rückgang der Letztverbraucherausgaben dürfte auf die fehlende Erfassung des zunehmenden gewerblichen und industriellen Eigenverbrauch bzw. die direkte Versorgung an

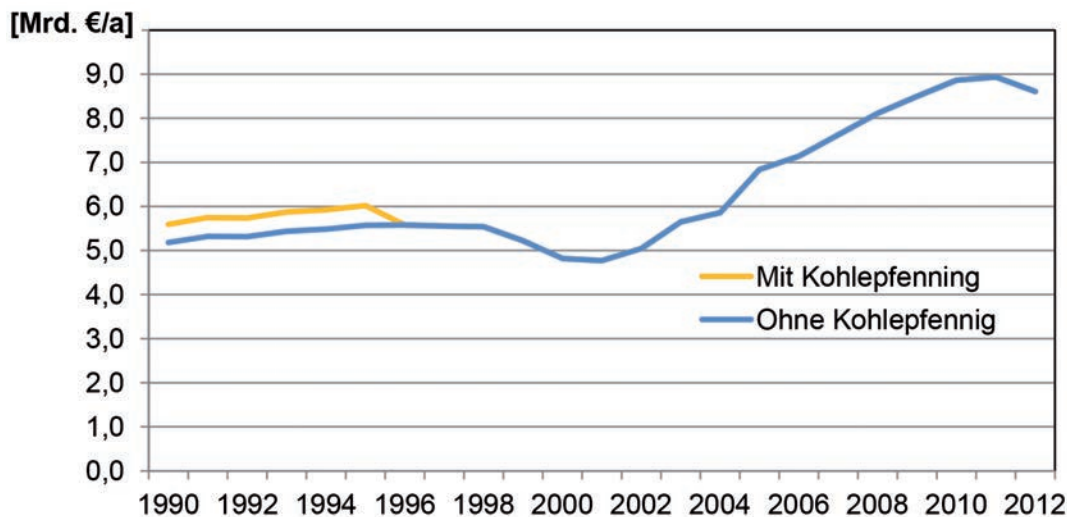


Abbildung 21: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom¹³; Quellen: [62], eigene Berechnungen.

¹¹ Nicht berücksichtigt in diesen Angaben sind die Strommengen (bzw. die entsprechenden Erlöse für die Strommengen), die von Letztverbrauchern direkt an der Strombörse oder im Ausland gekauft wurden sowie die Eigenerzeugung.

¹² Auf Basis der Bundeswerte (Subventionsberichte der Bundesregierung) wird für die Jahre ab 2001 die bundesspezifische Entlastung von der Stromsteuer in ct/kWh ermittelt und damit die Entlastungen für Baden-Württemberg hochgerechnet.

¹³ Letztverbraucherausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 % berechnet.

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

der Strombörse oder im Ausland zurückzuführen sein¹⁴. Eine Korrektur dieses Effekts ist mangels geeigneter Daten nicht möglich.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR ERDGAS

Die Datenlage hinsichtlich des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung ist aktuell nicht

geeignet, eine Berechnung der Letztverbraucherausgaben für den gesamten Wärmebereich zuzulassen. Auch Effizienzmaßnahmen (z.B. Wärmedämmung) können mangels belastbarer Daten aktuell nicht entsprechend berücksichtigt werden. Daher werden analog zur Bundesebene als Hilfsindikator für den Wärmesektor die Letztverbraucherausgaben für Erdgas dargestellt (Abbildung 22).

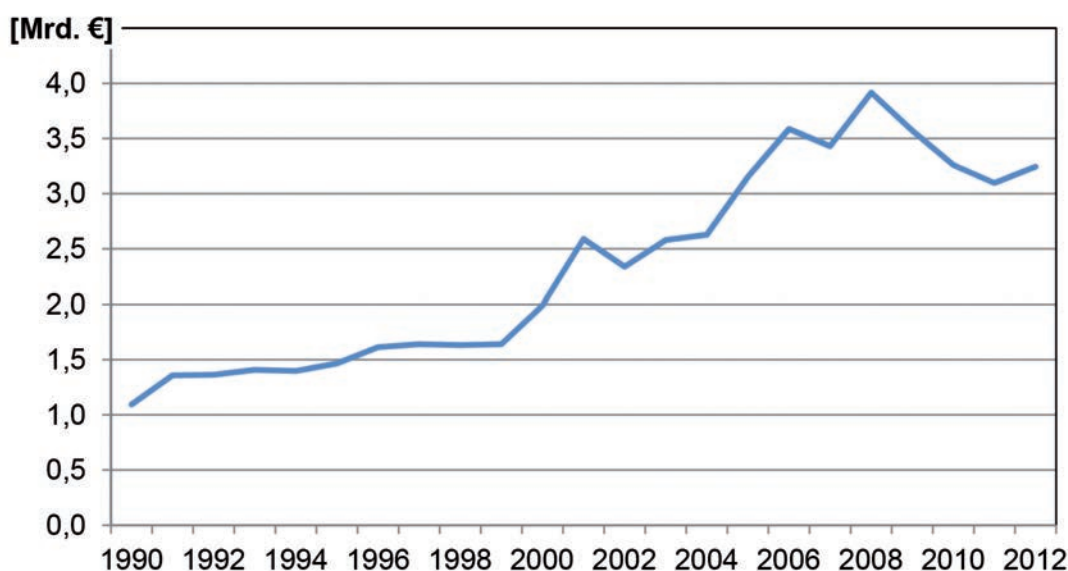


Abbildung 22: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Erdgas; Quelle: [64]

Es zeigt sich eine moderate Steigerung der Letztverbraucherausgaben in den neunziger Jahren, ab 2000 stiegen die Ausgaben stärker an, um im Jahr 2008 ihr bisheriges Maximum zu erreichen. Ab 2008 sind die Letztverbraucherausgaben für Gas wieder gesunken. Diese Entwicklung geht hauptsächlich auf die gesunkene Absatzmenge zurück – wozu u.a. die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energie beiträgt –, ist aber auch den gegenüber dem Hochpreisjahr 2008 wieder rückläufigen Preise geschuldet. Letztlich hängt

die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Gas stark von der Entwicklung der internationalen Gaspreise ab und ist nicht bzw. nur in sehr geringem Maße auf die Energiewende zurückzuführen.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR (OHNE STROM UND FLUGZEUGKRAFTSTOFFE)

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor in Baden-Württemberg basiert mit insgesamt rund

90 % nach wie vor überwiegend auf Diesel- und Ottokraftstoff. Die restlichen 10 % setzen sich aus Strom, Flugzeugkraftstoffen und sonstigen Energieträgern (Steinkohlen, Braunkohlen, Heizöl leicht und schwer, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Erdgas und Biotreibstoffe) zusammen [24, 65]. Zur Vermeidung von Doppelzählungen wird der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da die Letztverbraucherleistungen für Strom im Verkehrssektor in den oben dargestellten Letztverbraucherleistungen für den Strombereich bereits enthalten sind.

Vernachlässigt werden zudem Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge mit alternativen Antriebstechnologien, die – teilweise zusätzlich zu Benzin oder Diesel, teilweise aber auch vollständig – Erdgas oder Strom nutzen. Aufgrund des derzeit noch geringen Bestandes von Erdgas- und Elektrofahrzeugen im Vergleich zum gesamten Fahrzeugbestand verfälscht dies die im Folgenden angestellten Berechnungen und die resultierenden Ergebnisse nicht.

Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe ohne Mehrwertsteuer [66, eigene Berechnungen] und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt die in Abbildung 23 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherleistungen für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Die Letztverbraucherleistungen für Ottokraftstoffe bilden mit knapp 4,5 Milliarden Euro pro Jahr einen relativ stabilen Sockel. Steigende Kraftstoffpreise und ein rückläufiger Verbrauch heben sich hier weitgehend auf. Dagegen führen die steigenden Dieselpreise in Kombination mit wachsenden Verbräuchen zu einem Anstieg der aggregierten Letztverbraucherleistungen auf knapp 6,0 Milliarden Euro im Jahr 2012. Die Gesamtausgaben für Biokraftstoffe und Sonstige beliefen sich im Jahr 2012 auf gut 0,7 Milliarden Euro. Insgesamt stiegen die aggregierten Letztverbraucherleistungen für Kraftstoffe im Jahr 2012 auf einen Gesamtwert von knapp 11,2 Milliarden Euro. Diese Entwicklung ist dabei ähnlich wie beim Gas weitgehend unabhängig von der Energiewende.

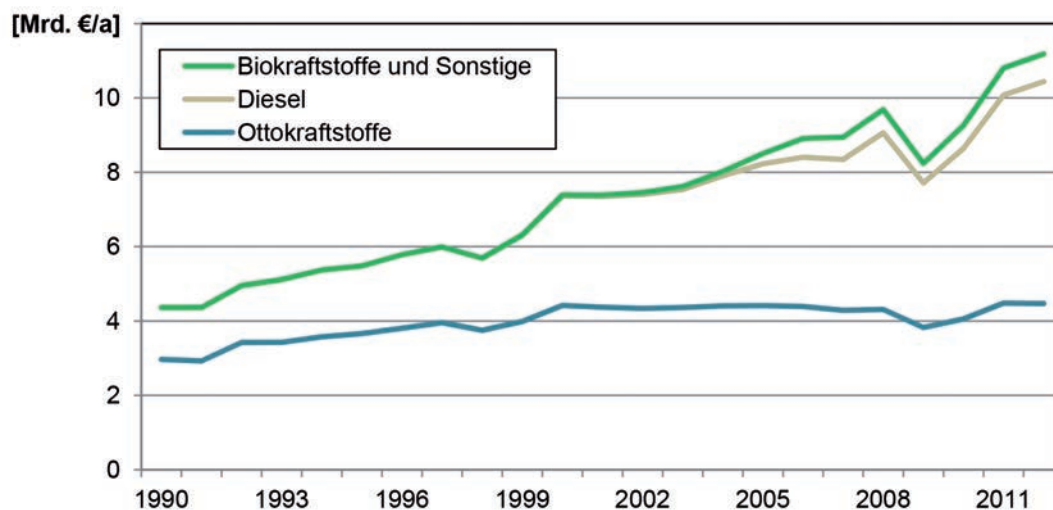


Abbildung 23: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherleistungen für Kraftstoffe; Quelle: eigene Berechnungen.

¹⁴Nach Angaben des Statistischen Landesamtes war der Stromabsatz in der Verbrauchergruppe „Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe“ ausgehend von 30,6 TWh (2011) auf 24,3 TWh (2012) deutlich rückläufig. Deutlich weniger stark sind jedoch die entsprechenden Erlöse zurückgegangen (von 3,44 Mrd. EUR auf 2,84 Mrd. EUR).

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

ANTEIL DER AGGREGIERTEN LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTO- INLANDSPRODUKT IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Bezieht man nunmehr die aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Strom, Erdgas und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbildung 24 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil bei etwa 2,25 % und befindet sich somit deutlich unterhalb des Niveaus von 1991. Es zeichnet sich zudem seit dem Jahr 2010, als die 2,5 %-Marke aus dem Jahr 1991 wieder erreicht wurde, eine leicht rückläufige Tendenz ab.¹⁵

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [62] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt war, 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, Offshore-Windparks und deren Anbindung, neue Kraftwerke, etc.).

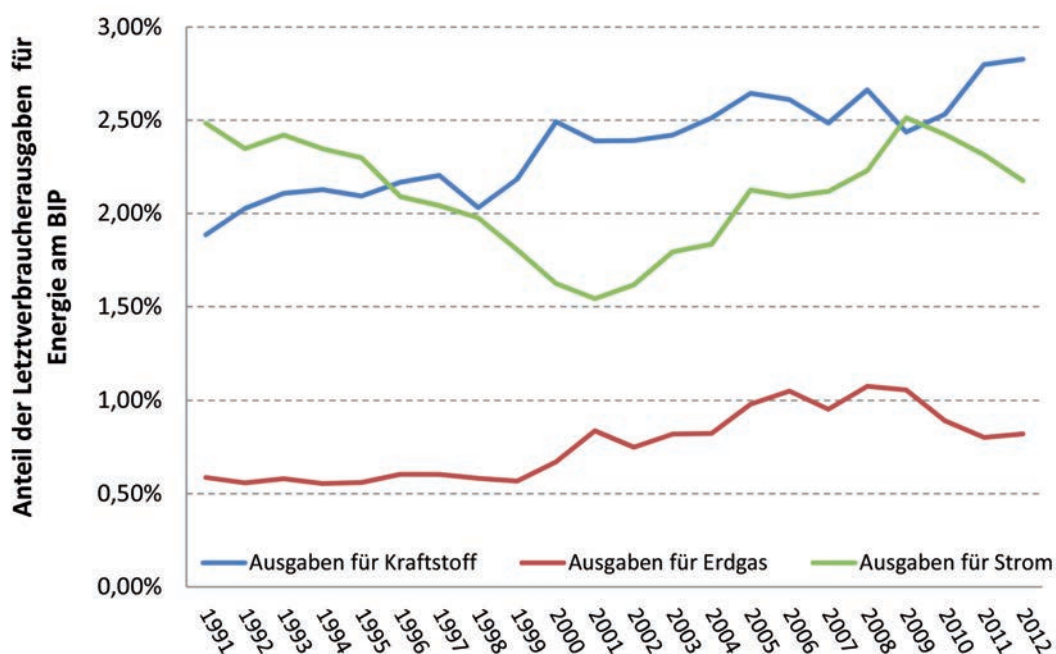


Abbildung 24: Anteil der Letztverbraucher Ausgaben für Strom, Erdgas und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt; Quelle: eigene Berechnungen.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Erdgas auf das BIP ergibt sich ein Anteil von aktuell etwa 0,8 % (Abbildung 23) was noch deutlich unter den auf Bundesebene ermittelten Werten von etwa 2,5 % liegt [62]. Bei den Letztverbraucher- ausgaben für Kraftstoffe bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs zeigt sich insgesamt eine kontinuierlich steigende Tendenz (Abbildung 24). Der Anteil liegt aktuell noch unter 3 %, könnte diese jedoch absehbar überschreiten.

Insgesamt betrachtet gilt jedoch auch für Baden-Württemberg die Aussage der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ auf Bundesebene aus ihrer Stellungnahme vom April 2014 [62]: „Solange die Gesamtausgaben [...] proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen.“, nicht zuletzt weil im Vergleich zu 8,5 % im Bundesdurchschnitt die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg mit 6,0 % deutlich geringer ausfallen.

6.1.3 VERTEILUNGSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE

Eine zentrale Kenngröße für die kostenseitigen Auswirkungen des EEG sind die EEG-Differenzkosten, da sie die Summe der Belastungen aller Akteursgruppen durch die EEG-Förderung widerspiegeln. Sie werden über einen gesetzlich festgelegten Wälzungsmechanismus bundesweit in Form der EEG-Umlage auf den Letztverbrauch von Strom umgelegt. Als Letztverbrauch wird dabei die Strommenge bezeichnet, die von den Netzbetreibern an die Endverbraucher abgegeben wird. Die Differenzkosten nach EEG bezi- fern somit letztendlich Verteilungseffekte und nicht die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive. Auch wenn somit die beiden Kenngrößen EEG-Diffe- renzkosten und EEG-Umlage keine Rückschlüsse auf die eigentlichen Kosten der Energiewende zulassen, ist es wichtig, diese Verteilungseffekte zu analysieren, um Ungleichverteilungen wenn möglich zu vermeiden, gleichzeitig aber auch Überbelastungen einzelner Akteursgruppen zu erkennen und mit entsprechenden Maßnahmen zu begegnen.

Unter EEG-Differenzkosten versteht man die Mehrkosten der vergüteten EEG-Strommengen im Vergleich zu den durchschnittlichen Strom- bezugskosten im Strommarkt. Maßgeblich ist dafür für Anlagen, die eine Festvergütung bezie- hen, der Börsenpreis für Grundlaststrom an der europäischen Strombörse EEX. Die EEG-Diffe- renzkosten ergeben sich aus den an die Anlagen- betreiber ausgereichten EEG-Vergütungs- zahlungen zuzüglich der Verwaltungs- und Ver- marktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber abzüglich der Verkaufserlöse am Spotmarkt.

¹⁵Es sei darauf hingewiesen, dass in der Darstellung für das Jahr 2012 keine Bereinigung um statistische Effekte wie steigende Eigenerzeugung oder Beschaffung des Stroms im Ausland möglich war.

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Für Anlagen, die im Marktprämiensystem¹⁶ vergütet werden, sind für die EEG-Differenzkosten die ausgereichten Marktprämien ebenso wie die Managementprämien die entscheidenden Größen.

Die Entwicklung der EEG-Differenzkosten seit Inkrafttreten des Förderinstruments im Jahr 2000 ist in Abbildung 25 dargestellt.

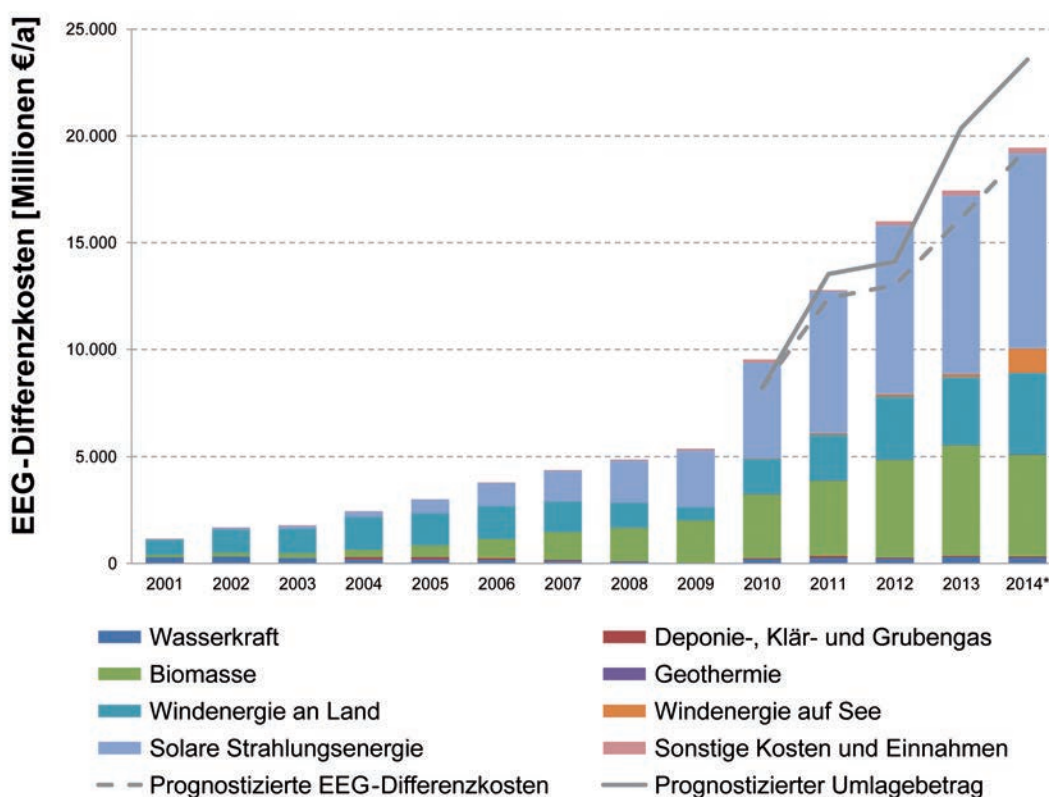


Abbildung 25: Entwicklung der prognostizierten und tatsächlichen EEG-Differenzkosten in den Jahren 2001 bis 2014¹⁷.

Ausgehend von rund 1,2 Mrd. Euro im Jahr 2001 stiegen die Differenzkosten bis zum Jahr 2013 auf rund 17,5 Mrd. Euro an. Für das laufende Jahr 2014 ist eine weitere Steigerung auf 19,4 Mrd. Euro prognostiziert. Auffallend ist vor allem die dynamische Entwicklung seit dem Jahr 2010, die sich im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückführen lässt. Zunächst ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in den zurückliegenden Jahren rasch vorangeschritten. Ein wesentlicher Kostentreiber waren hier vor allem die hohen Zuwachs-

raten im Bereich der Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012. Die Gesamtleistung installierter Solarmodule stieg innerhalb dieser drei Jahre um mehr 22 GW. Da die Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaikanlagen zu dieser Zeit noch vergleichsweise hoch lagen, hatte dies entsprechende Wirkungen auf die Differenzkostenentwicklung. Würde sich ein ähnlicher Ausbau der Photovoltaik bei heutigen Vergütungsbedingungen wiederholen, hätte dies keine annähernd vergleichbare Kostenwirkung, da die

Vergütung für Photovoltaikanlagen heute je nach Anlagengröße nur noch zwischen 9,16 ct/kWh und 13,05 ct/kWh beträgt (Oktober 2014) anstatt der noch Anfang des Jahres 2010 geltenden Vergütungssätze zwischen 22,76 ct/kWh (Freiflächenanlagen) und 39,14 ct/kWh (kleine Dachanlagen). Spürbare Auswirkungen hinterließen zudem die Zuwächse im Bereich der Biomassenutzung (insb. Biogasanlagen) und der Windenergie an Land. Über alle Sparten hinweg wurden seither erhebliche Kostensenkungen auf der Technologie-seite erzielt, die über die Degression der Vergütungssätze sowie darüberhinaus gehende Anpassungen und Umstrukturierungen der Förderung im Rahmen der EEG-Reformen 2012 und 2014 in die Vergütungsgestaltung Eingang gefunden haben. Der angestrebte weitere Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird daher zukünftig nur noch deutlich geringere zusätzliche Differenzkosten verursachen.

Hinzu kommt ein weiterer Effekt, der die EEG-Differenzkosten zusätzlich erhöht: So ist das Strompreisniveau an der europäischen Strombörse EPEX SPOT, über die die Vermarktung der EE-Strommengen abgewickelt wird, in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken¹⁸. Im Jahr 2013 hatte dies zur Folge, dass die Vermarktungserlöse des erneuerbar erzeugten Stroms trotz steigenden Absatzvolumens erstmals rückläufig waren. Der Marktwert der über die Festvergütung bzw. das Marktprämienmodell veräußerten Strommengen sank von 4,7 Mrd. Euro auf 4,3 Mrd. Euro (-4,8 %), während das Volumen von 114 TWh um 6,3 % auf 121 TWh zulegte. Hieraus resultierte ein deutlich stärkerer Anstieg der Differenzkosten, als allein durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu erwarten gewesen wäre – durch diesen Effekt wären die Differenzkosten sogar ohne einen Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung gestiegen.

Betrachtet man die Verteilung der EEG-Differenzkosten auf die einzelnen Sparten ergibt sich

im Jahr 2013 folgendes Bild: Auf die solare Strahlungsenergie entfallen mit 8,4 Mrd. Euro rund 48,1 % der Kosten. Der relative Anteil ist damit gegenüber dem Vorjahr bereits leicht gesunken (2012: 7,9 Mrd. Euro, 49,6 %). Erkennbar ist zudem, dass trotz des Rekordzubaues von 7,6 GW im Jahr 2012, der kostenseitig zu großen Teilen erst in 2013 wirksam wurde, die Differenzkosten der Photovoltaik lediglich um 0,5 Mrd. € gestiegen sind. Der zweitgrößte Anteil entfällt mit 29,6 % (5,1 Mrd. Euro) auf die Biomasse, gefolgt von der Windenergie an Land mit 18,1 % (3,1 Mrd. Euro). Die auf die Windenergie auf See zurückzuführenden Differenzkosten spielten aufgrund des

¹⁶Im EEG 2012 wurde diese Form der Direktvermarktung zunächst optional eingeführt. Im EEG 2014 ist sie nun für alle Anlagen, deren Leistung 500 kW überschreitet, unmittelbar verpflichtend. Ab dem 01. Januar 2016 sinkt die Leistungsgrenze für die verpflichtende Marktprämie auf 100 kW, so dass dann nur noch Kleinlagen eine Festvergütung in Anspruch nehmen können. Im Marktprämiensystem vermarktet der Anlagenbetreiber selbst oder ein Direktvermarkter den Strom und erhält dafür die Verkaufserlöse (Börsenstrompreis zum Zeitpunkt des Verkaufs). Zusätzlich erhält er eine Marktprämie, die sich aus den festgelegten „Vergütungssätzen“ (= spartenspezifischer, anlegbarer Wert des erneuerbaren Stroms) abzüglich des durchschnittlichen monatlichen Marktwertes des Stroms errechnet. Der monatliche Marktwert entspricht dem durchschnittlichen Börsenstrompreis am Spotmarkt, wobei die Fluktuation der Erzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen und deren Rückwirkung auf den Börsenstrompreis über spezielle Marktwertfaktoren Berücksichtigung findet.

¹⁷Die in der Grafik deutlich erkennbare Differenz zwischen den prognostizierten EEG-Differenzkosten und dem prognostizierten Umlagebetrag ergibt sich aus den Nachholeffekten, die aus fehlerhaften Prognosen in den Vorjahren resultieren. Hinzu kommt außerdem die Berücksichtigung der Liquiditätsreserve im Umlagebetrag.

¹⁸Das niedrige Strompreisniveau hat verschiedene Ursachen. Ein Grund ist der sogenannte Merit-Order-Effekt. Der wachsende Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung verdrängt teurere Kraftwerke aus Einsatzreihenfolge, Betroffen sind hiervon insbesondere Gaskraftwerke, deren kurzfristige Grenzkosten nur noch in wenigen Stunden des Jahres den Strompreis bestimmen. Zudem ist der Preis für CO₂-Emissionsrechte in Folge eines Überangebotes zwischenzeitlich auf unter 3 Euro/t (April 2013) eingebrochen. Zwar haben sich die Preise in den zurückliegenden Monaten leicht erholt, dennoch liegen sie noch immer auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau knapp oberhalb von 6 Euro/t. Ferner ist die konjunkturell bedingte geringe Gesamtnachfrage nach Strom im europäischen Raum für die niedrigen Strompreise verantwortlich.

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

zögerlichen Ausbaus bislang eine untergeordnete Rolle. Durch die Auflösung der bestehenden Hemmnisse wird sich dies jedoch ändern. Bereits für 2014 wird ein Sprung von 0,7 % (0,1 Mrd. Euro) auf 5,8 % (1,1 Mrd. Euro) erwartet.

Der Gesamtbetrag der Differenzkosten, der in Form der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher verteilt wird, wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern jährlich bis zum 15. Oktober für das Folgejahr prognostiziert. Dabei sind nachträgliche Korrekturen für eingetretene Prognoseabweichungen ebenso wie eine Liquiditätsreserve in Höhe von derzeit 10 % der Differenzkosten einzukalkulieren. Dies erklärt die z.T. deutlichen

Abweichungen zwischen prognostiziertem Umlagebetrag und prognostizierten EEG-Differenzkosten (vgl. Abbildung 25). Sowohl im Jahr 2012 als auch im Jahr 2013 wurden die EEG-Differenzkosten deutlich unterschätzt. Der jeweils aus dem erforderlichen Kontoausgleich resultierende Nachholeffekt erhöhte den Umlagebetrag des Folgejahres deutlich (2012: 2,9 Mrd. Euro, 2013: 2,2 Mrd. Euro).

Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der EEG- und der Kernumlage, die sich aus den dargestellten tatsächlichen bzw. prognostizierten Differenzkosten unter Berücksichtigung des privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchs ergeben.

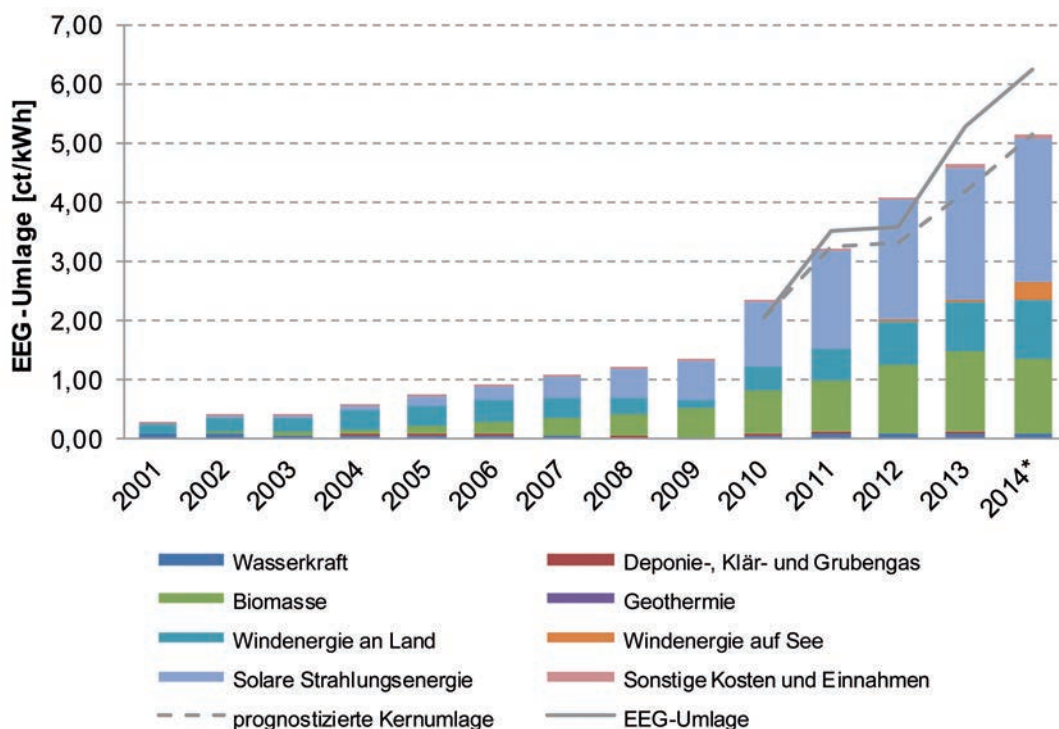


Abbildung 26: Entwicklung der EEG-Umlage und der tatsächlichen Kernumlage in den Jahren 2001 bis 2014.

Während die Kernumlage ausschließlich Kosten im direkten Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, nämlich deren Vergütung und Vermarktung, abbildet, berücksichtigt die EEG-Umlage mit dem Kontoausgleich und der Liquiditätsreserve zusätzliche Größen.

die EEG-Umlage entstehenden Belastungen zu befreien. Hierdurch soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie die intermodale Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen gegenüber anderen Verkehrsmitteln gewahrt werden.

Der Entwicklung der EEG-Differenzkosten folgend stieg die EEG-Umlage von 2,05 ct/kWh im Jahr 2010 bis zum Jahr 2014 auf 6,24 ct/kWh, während die Kernumlage im selben Zeitraum von 2,34¹⁹ ct/kWh auf 5,15 ct/kWh zulegte.

Die Zahl der begünstigten Unternehmen stieg in den zurückliegenden Jahren, insbesondere in Folge umfangreicher Anpassungen im EEG 2012, deutlich [67]. Deutschlandweit profitierten im Jahr 2014 rund 2.100 Unternehmen von den Ausnahmen. Vier Jahre zuvor waren es noch 570. In Baden-Württemberg kletterte die Zahl der privilegierten Unternehmen im gleichen Zeitraum von 75 auf 261. Der Verlauf ist in Abbildung 27 dargestellt.

Ein weiterer für die absolute Höhe der EEG-Umlage relevanter Faktor ist die Besondere Ausgleichsregel. Sie ist seit dem Jahr 2003 im EEG verankert und räumt stromintensiven Unternehmen das Recht ein, sich von einem Teil der durch

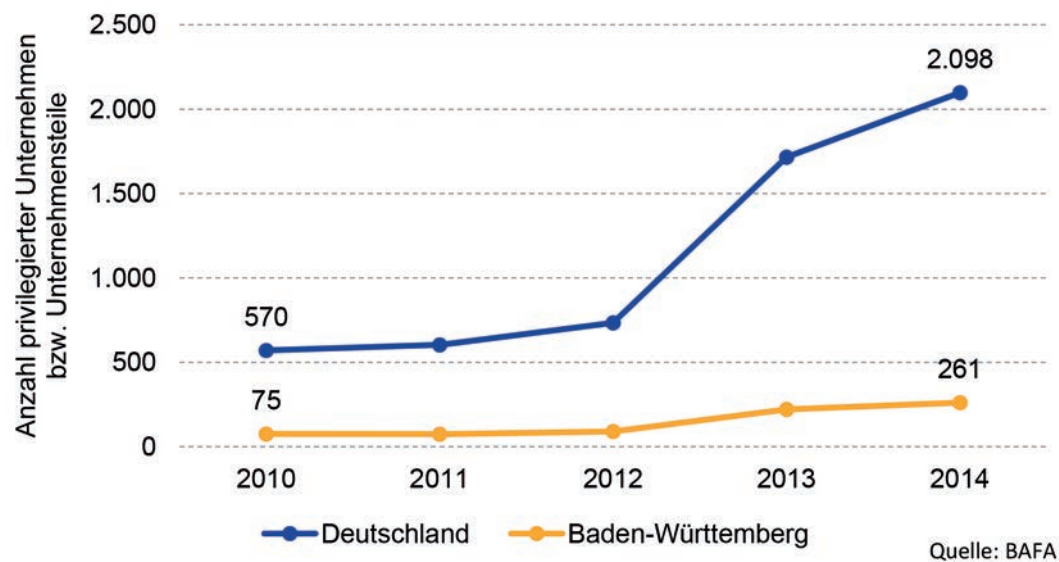


Abbildung 27: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregel in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2014.

¹⁹ Im Jahr 2010 werden die Auswirkungen von Prognoseabweichungen besonders deutlich. Während die prognostizierte EEG-Umlage, die dann im über den Wälzungsmechanismus eingezogen wurde 2,05 ct/kWh betrug, lag die auf den tatsächlichen Zubauwerten basierende Kernumlage bei 2,34 ct/kWh. Hierdurch waren im Folgejahr deutliche Korrekturen zum Ausgleich der Prognosefehler erforderlich.

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Der Anstieg der privilegierten Strommenge verlief dagegen weniger dynamisch. Sie stieg von 86,6 TWh im Jahr 2010 auf 107,1 TWh im Jahr 2014 (siehe hierzu Abbildung 28). Auf Unternehmen aus Baden-Württemberg entfielen dabei zuletzt 6,7 TWh bzw. 6,3 % [68].

Die finanzielle Entlastung der stromintensiven Industrie geht mit Zusatzkosten für alle anderen, nicht privilegierten Stromabnehmer einher. Im Jahr 2013 beliefen sich die Zusatzkosten auf rund 4 Mrd. Euro, was einer Erhöhung der EEG-Um-

lage um 1,04 ct/kWh entspricht [69]. Für das laufende Jahr 2014 beziffert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die zusätzlichen Belastungen sogar auf 5,1 Mrd. Euro. Der auf die Besondere Ausgleichsregelung zurückzuführende Anteil an der EEG-Umlage legte damit weiter auf 1,35 ct/kWh zu. Grund für diesen aktuellen Anstieg der finanziellen Ent- bzw. Belastung sind in erster Linie die gestiegenen EEG-Differenzkosten und weniger die Ausweitung der Ausnahmeregelung im Zuge des EEG 2012.

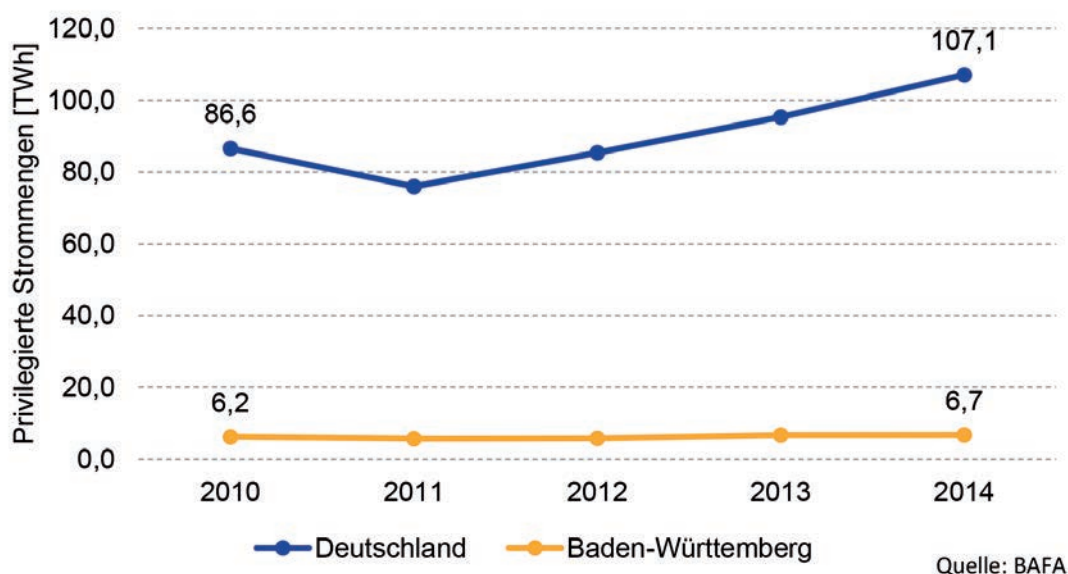


Abbildung 28: Privilegierte Strommengen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2014.

6.2 ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Ein zentrales Element der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Neben den direkten Wirkungen im Strom- und Wärmesektor sind mit diesem Transformationsprozess auch

indirekte Wirkungen verbunden. So beeinflusst der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Beschäftigungsentwicklung in Baden-Württemberg. Im Bereich der Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschl. Vorleistungen) sowie dem Betrieb des Anlagen-

bestandes (einschl. Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen sowie Substraten) waren im Jahr 2013 knapp 41.000 Arbeitsplätze in Baden-Württemberg zu verzeichnen, die direkt oder indirekt den erneuerbaren Energien zuzurechnen sind. Damit hat sich die Bruttobeschäftigung ausgehend von rund 20.000 Arbeitsplätzen im Jahr 2008 mehr als verdoppelt.

Im Vorjahresvergleich ist jedoch ein Rückgang der Beschäftigung um knapp 9 % zu verzeichnen (Abbildung 29). Während im Bereich Windenergie die Beschäftigung gegenüber 2012 um 12 % wachsen konnte, war im Bereich Photovoltaik ein sehr starker Rückgang von rund 40 % zu verzeichnen. Wie schon im Vorjahr spiegelt sich die

fortschreitende Konsolidierung des Photovoltaik-Markts auch in den Beschäftigungszahlen. Im Jahr 2013 ist dies jedoch in erster Linie auf die rückläufigen Installationszahlen von Neuanlagen in Baden-Württemberg zurückzuführen und weniger auf die produzierende PV-Industrie im Land. Da Baden-Württemberg weniger ein direkter Produktionsstandort von Photovoltaik-Modulen bzw. Zellen ist, war das Land von der ökonomischen Schieflage dieses Teils der Photovoltaikbranche weniger stark betroffen. In Baden-Württemberg liegt der Schwerpunkt vielmehr im vorgelagerten Maschinen- und Anlagenbau. Durch die weiterhin angespannte Lage auf dem Photovoltaik-Weltmarkt herrscht jedoch Zurückhaltung bei der Investition in neue Produktions-

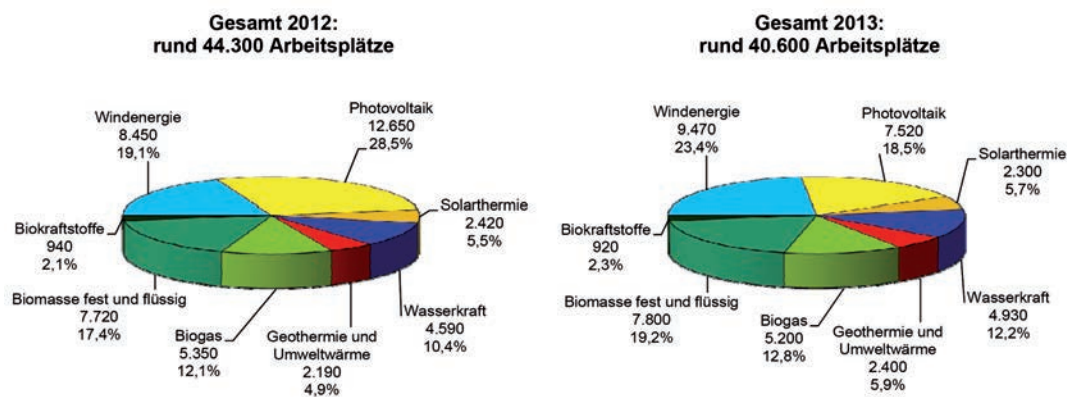


Abbildung 29: Entwicklung der Bruttobeschäftigung in Baden-Württemberg für die Jahre 2012 und 2013 [70].

anlagen, was der heimische Maschinen- und Anlagenbau zu spüren bekommt. Die anziehende Weltmarktfrage und die in den kommenden Jahren zu modernisierenden bzw. zu ersetzenden Produktionsanlagen stellen jedoch mittelfristig positive Aussichten dar.

Der Zubau von Windkraftanlagen im Jahr 2013 in Baden-Württemberg hat sich gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt, was auch zu einer positiven Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in der Windenergiebranche in Baden-Württemberg geführt hat. Ein Teil des Wachstums von 12 % gegenüber dem Vorjahr ist auch darauf zurück-

zuführen, dass baden-württembergische Unternehmen im Bereich der Herstellung von Vorleistungen bzw. Komponenten (z.B. Hydraulik, Getriebe) und deren Export stark engagiert sind, wodurch sie auch vom deutschlandweit hohen Windenergiezubau profitieren konnten.

Daneben stellt der Bereich Biomasse eine stabile Beschäftigungsbasis dar, was nicht zuletzt darauf zurückzuführen ist, dass ein erheblicher Teil der Arbeitsplätze im Biomassebereich auf den Betrieb des Anlagenbestandes und die Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen zurückzuführen ist.

Literaturverzeichnis

- [1] Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) vom 23. Juli 2013, Stuttgart, Gesetzblatt für Baden-Württemberg 2013, 229.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi); 26.06.2014; Berlin; online verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [3] Bundesnetzagentur (BNetzA); Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 16.07.2014; Bonn; online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=14.
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA); Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018; Stand 29.07.2014; Bonn; online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls?__blob=publicationFile&v=17.
- [5] Borggrefe, F., Pregger, T., Gils, H.C., Cao, K.-K., Deissenroth, M. (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt), Bothor, S., Blesl, M., Fahl, U., Steurer, M., Wiesmeth, M. (Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung), Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, 17.09.2014.
- [6] Bundesnetzagentur (BNetzA); Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse, Bonn, 16. September 2013.
- [7] Bundesnetzagentur (BNetzA); Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 sowie die Jahre 2015/16 und 2017/18 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen, Bonn, 02. Mai 2014.
- [8] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, Ergebnisdokumentation t+2/t+4, Bedarfsanalysen 2014, Stand 30. April 2014.
- [9] Bundesamt für Ausfuhrkontrolle [BAFA], nach KWKG zugelassene Anlagen in Baden-Württemberg, Stand Juli 2014. Eschborn, 2014.
- [10] Trianel, Pressemeldung „Trianel und MiRO starten Planungen für das GuD-Kraftwerk Oberrhein“, Karlsruhe/Aachen, 08. Juli 2013.
- [11] Stuttgarter Zeitung (Hrsg.) Jehle, S., „Kraftwerksbau verzögert sich“, Stuttgart, 04.08.2014.

- [12] Agricola, Annegret-Cl.; Joest, Steffen: Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg.
- [13] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste (Stand: 16.07.2014).
- [14] RWE steigt aus Pumpspeicherkraftwerk im Schwarzwald aus. <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/rwe-steigt-aus-pumpspeicherwerk-atdorf-aus-12918141.html>. - Zugriff am 12.08.2014.
- [15] MBS Naturstromspeicher GmbH: Naturstromspeicher Gaildorf. <http://naturstromspeicher.com/> - Zugriff am 13.08.2014.
- [16] Weber, Alexander; Beckers, Thorsten; Feuß, Sebastian; von Hirschhausen, Christian; Hoffrichter, Albert; Weber, Daniel: Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Berlin, 2014.
- [17] Energiespeicher - Forschungsinitiative der Bundesregierung. <http://forschung-energiespeicher.info/> - Zugriff am 20.08.2014.
- [18] Klobasa, Marian; Angerer, Gerhard; Lüllmann; Schleich, Joachim; Buber, Tim; Gruber, Anna; Hünecke, Marie; von Roon, Serafin; Agora Energiewende (Hrsg.): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Fraunhofer ISI, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, 2013.
- [19] KACO new energy GmbH: Photovoltaik für Strom und Wärme. <http://kaco-newenergy.com/de/lounge/modellprojekt-weinsberg/> - Zugriff am 20.08.2014.
- [20] Stadtwerke Tübingen: Stadtwerke nutzen Regelenergie mit neuem Elektro-Erhitzer (Pressemitteilung), 2013.
- [21] Gerhardt, Norman; Richts, Christoph; Hochloff, Patrick; Müller, Thorsten; Hilpert, Johannes; Antoni, Oliver; Schulz, Wolfgang; Agora Energiewende (Hrsg.): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien - Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten, 2014.
- [22] AGORA Energiewende; Fürstenwerth, D. Waldmann, L.; Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz; Berlin; September 2014.
- [23] Connect Energy Economics GmbH; Consentec GmbH; Fraunhofer ISI; r2b: Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, 2014.
- [24] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2013. Stuttgart; September 2014.
- [25] BDEW: Stromaustausch Deutschlands mit dem Ausland - Hintergrundinformationen zu den physikalischen Lastflüssen Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext. Berlin, 2014.
- [26] Loreck, Charlotte; Hermann, Hauke; Matthes, Felix Chr.; Emele, Lukas; Rausch, Lothar: Auswirkungen des deutschen

Literaturverzeichnis

- Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaus-tausch mit den Nachbarländern, Öko-Insti-tut, 2013.
- [27] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2013, 2014.
- [28] Bundesnetzagentur: Start des Genehmi-gungsverfahrens zur lastflussbasierten Marktkopplung (Pressemitteilung). Bonn, 2014.
- [29] Bundesnetzagentur, Online-Information, abrufbar unter http://www.bundesnetzagen-tur.de/-cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpass-management/Redispatch/redispatch-node.html.
- [30] Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2013 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn. Stand Juni 2014.
- [31] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, Redispatch-Maßnahmen, eigene Auswer-tung der unter <http://www.netztranspa-renz.de/de/Redispatch.htm> abrufbaren Daten für das Jahr 2013 (01. April bis 31. Dezember) und 2014 (01. Januar bis 10. Au-gust).
- [32] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW; Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013; <http://www.netzentwicklungsplan.de/>.
- [33] TransnetBW, <http://www.transnetbw.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/>.
- [34] Bundesnetzagentur; Fortschritt der Lei-tungsvorhaben aus dem Energieleitungs-ausbaugesetz (EnLAG-Monitoring), http://www.netzausbau.de/cln_1932/DE/Home/home_node.html.
- [35] Bundesbedarfsplangesetz; abrufbar unter: http://www.netzausbau.de/cln_1912/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorha-ben-node.html.
- [36] Rehtanz, C. et. Al., Technische Universität Dortmund, EF Ruhr, EnBW-Verteilnetz-studie, Vollständiger Abschlussbericht, Dortmund, 07. Januar 2014.
- [37] EnBW Regional, Online-Veröffentlichung: FAQ zum Einspeisemanagement, Stand 28.09.2013, verfügbar unter: <http://www.enbw-regional.de/media/docs/geteilte-doku-mente/faq-zum-einspeisemanagement.pdf>.
- [38] Landtag von Baden-Württemberg, 15. Wahl-periode, Landtagsdrucksache 15/4240 vom 25. Oktober 2013.
- [39] Netze BW GmbH, Richard Huber; Neu-bau 110-kV-Leitung Kupferzell – Rot am See, Öffentliche Informationsveranstaltung zum geplanten Neubau einer Hochspan-nungsleitung zwischen Kupferzell und Rot am See, Langenburg, 01. April 2014.
- [40] Bundesnetzagentur; http://www.bundes-netzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institu-tionen/Versorgungssicherheit/Strom-netze/Versorgungsqualitaet/Versor-gungsqualitaet-node.html, Stand September 2014.
- [41] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Versorgungssicherheit Stromnetze in Europa, Stand 27. Mai 2014.

- abrufbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/26206A8350322872C1257CEB003914FF/\\$file/Versorgungssicherheit%20Stromnetze%20in%20Europa%202012%2026Mrz2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/26206A8350322872C1257CEB003914FF/$file/Versorgungssicherheit%20Stromnetze%20in%20Europa%202012%2026Mrz2014_o_jaehrlich_Ki.pdf).
- [42] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2012 – FNN-Statistiken, Berlin, September 2013.
- [43] Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/gas-node.html.
- [44] Netzentwicklungsplan Gas 2013 der deutschen Ferngasnetzbetreiber, Berlin, 18. März 2014, online abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2013/NEP_2013_FINAL.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [45] Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2014, Berlin, 01. April 2014, online abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2014/Konsultation_2014/NEP_Gas_2014_ENTWURF.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [46] Transparenzplattform Gas Storage Europe (GSE), Gas Infrastructure Europe, transparency.gie.eu.
- [47] Bundesnetzagentur, Bonn, 12.08.2014. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/Versorgungsqualitaet%20A4t/Versorgungsqualitaet_node.html.
- [48] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg: Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien. Evaluierungen der Förderjahrgänge 2009 bis 2012.
- [49] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: persönliche Mitteilung. August 2014.
- [50] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Struktur und Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchsart und Verbrauchergruppen, April 2014. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1002.asp>.
- [51] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Struktur und Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern, April 2014. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1004.asp>.
- [52] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Energiebericht 2014. Stuttgart, Juni 2014.
- [53] Kelm, T.; Taumann, M.: Entwicklung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg. Stuttgart, Oktober 2013.
- [54] Statistisches Bundesamt; Daten zur Energiepreisentwicklung, Lange Reihen von Januar 2000 bis Juni 2014, Wiesbaden, 2014.

Literaturverzeichnis

- [55] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Strompreisanalyse Juni 2014, Berlin, 20. Juni 2014.
- [56] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Zweiter Monitoringbericht „Energie der Zukunft“; Berlin; März 2014.
- [57] Leipziger Institut für Energie GmbH, Reichmuth, M.; Bericht über den Strom- und Gasmarkt in Baden-Württemberg 2012/2013; Leipzig, Januar 2014.
- [58] Heidjann, J. Strompreise 2015, <http://www.stromauskunft.de/strompreise/strompreise-2015/>, 18. November 2014.
- [59] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, 15. Oktober 2014.
- [60] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2015, Berlin, Stand: 15. Oktober 2014.
- [61] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, EEG-Umlage 2015 – Komponentenerlegung, interne Arbeiten, Stuttgart, Oktober 2014.
- [62] Löschel, A.; Erdmann, G.; Staiß, F.; Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess "Energie der Zukunft", Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). März 2014.
- [63] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergруппen. https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_SA.asp, Zugriff am 4. Juni 2014.
- [64] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Gasabsatz und Erlöse in Baden-Württemberg. http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_GA.asp.
- [65] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Endenergieverbrauch des Verkehrs. April 2014. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1507.asp>.
- [66] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten. Energiedaten. Datenstand 03.03.2014.
- [67] BAFA: Statistische Auswertungen zur „Besonderen Ausgleichsregelung“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/index.html. - Zugriff am 13.08.2014.
- [68] BAFA: Informationsgrafiken zur Besonderen Ausgleichsregelung, 2014.
- [69] BMWi; BAFA: Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, 2014.
- [70] Ulrich, P.; Lehr, U.: Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2013 in den Bundesländern. Gesellschaft für Wirtschaftliche Struktur-forschung, Osnabrück, 30. September 2014.



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT