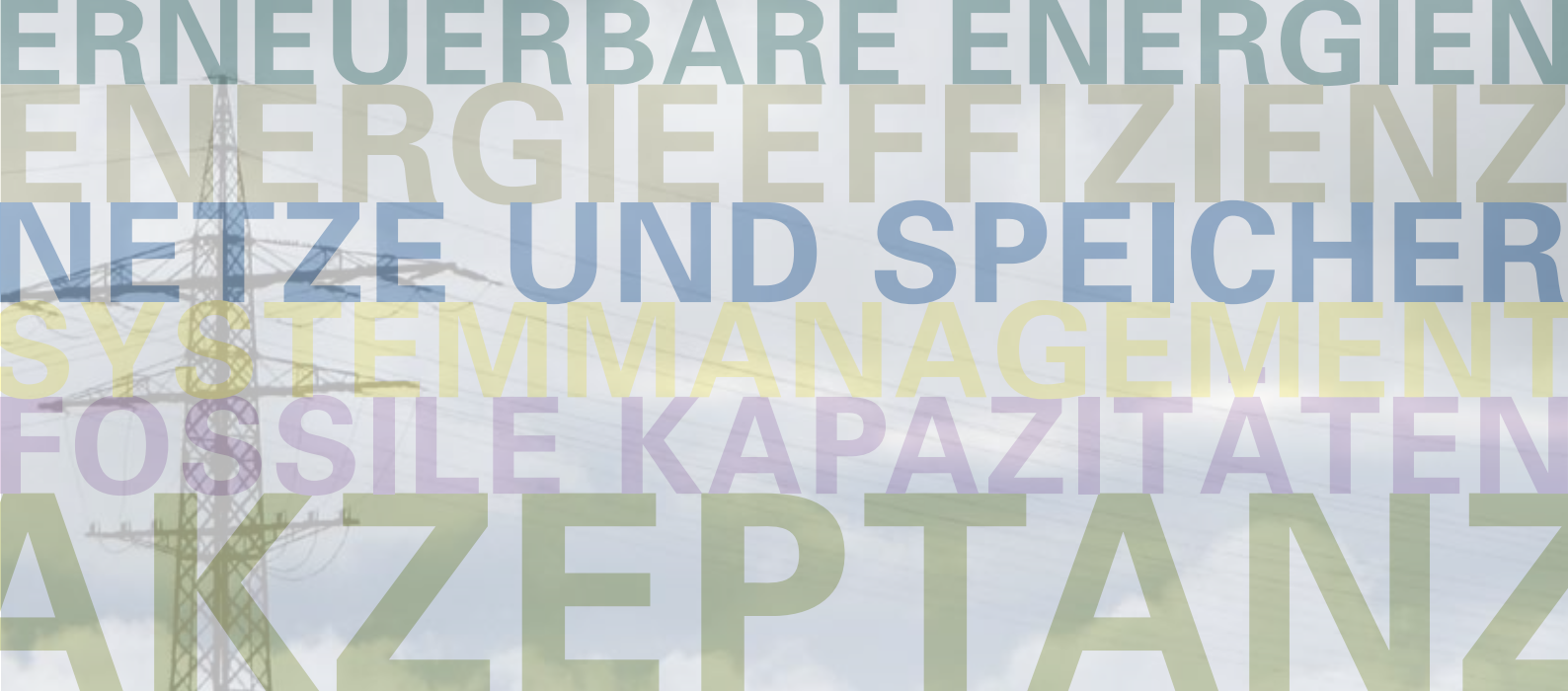




Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

 Schwerpunkt Versorgungssicherheit – Statusbericht 2013



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

ERNEUERBARE ENERGIEEN ENERGIEEFFIZIENZ NETZE UND SPEICHER SYSTEMMANAGEMENT FOSSILE KAPAZITÄTEN AKZEPTANZ

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

Maike Schmidt, Tobias Kelm, Dr. Antje Vogel-Sperl

28. Oktober 2013

IMPRESSUM

HERAUSGEBER:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg
Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart

www.um.baden-wuerttemberg.de
www.50-80-90.de

REDAKTION:

Nadja Milkowski (Ministerium für Umwelt,
Klima und Energiewirtschaft)

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

GESTALTUNG:

www.part-stuttgart.de

AUFLAGE:

300 Stück

NOVEMBER 2013

Inhalt

1	HINTERGRUND	6
2	AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE AUF DIE ERZEUGUNGSSEITE	7
	2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristperspektive	8
	2.2 Flexibilitätsoptionen im Kraftwerkspark	11
	2.3 Erneuerbarer Kraftwerkspark	14
	2.4 Zwischenfazit – Entwicklung der Gesamtleistung des Kraftwerksparks	15
3	ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR	17
	3.1 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	18
	3.2 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	19
4	ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IN BADEN-WÜRTTEMBERG	21
	4.1 Erste Wirkungen der Energiewende auf Verbrauchsseite?	22
	4.2 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	24
5	ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR INFOLGE DER ENERGIEWENDE	25
	5.1 Stromnetze	26
	5.1.1 Systemstabilität	26
	5.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze	26
	5.1.3 Netzqualität	2
	5.2 Erdgasinfrastruktur	31
	5.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	32
6	AUSGEWÄHLTE ÖKONOMISCHE ASPEKTE DER ENERGIEWENDE	33
	6.1 Entwicklung der Energiepreise/-kosten	34
	6.2 Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien	37
	LITERATURVERZEICHNIS	38

Zusammenfassung

Die Energiewende – eine systematische Dekarbonisierung des Energiesystems durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien bei signifikanter Steigerung der Energieeffizienz mit dem Ziel einer nachhaltigen, klimaverträglichen Energieversorgung bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie – bedeutet eine umfassende Transformation des Energieversorgungssystems. Das Land Baden-Württemberg verfolgt dabei ehrgeizige Ziele: im Jahr 2020 sollen 38 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereit gestellt sowie der Energiebedarf deutlich gesenkt werden, um die Treibhausgasemissionen verglichen mit 1990 um 25 % zu reduzieren. Dabei ist auch weiterhin eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Baden-Württemberg ist durch die Energiewende besonders betroffen, denn im Jahr 2012 wurden noch rund 37 % des im Land erzeugten Stroms aus Kernenergie bereitgestellt. Gleichzeitig ist das Land als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort in besonderem Maße auf eine stabile Energieversorgung angewiesen.

Die Komplexität des Umbaus der Energieversorgung macht es erforderlich, die maßgeblichen Entwicklungen in der Energiepolitik ebenso wie in der Energiewirtschaft zu beobachten und kritisch zu hinterfragen, um den Prozess der Energiewende lenken und gestalten zu können.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hat daher das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) mit einem Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt. Ziel ist es, Umsetzung und Auswirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg zu analysieren, um mögliche Fehlentwicklungen zeitnah zu erkennen und Handlungsoptionen aufzuzeigen.

Die Hauptaussagen des Berichts lassen sich wie folgt zusammen fassen:

AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE AUF DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT

In den nächsten Jahren ist keine Verschlechterung der Versorgungssicherheit zu erwarten. Die auf Bundesebene seit 2012 geltenden gesetzlichen Regelungen schließen unangekündigte Kraftwerksstilllegungen aus und die Stilllegung von Kraftwerken ist nur zulässig, wenn hierdurch die Systemstabilität nicht gefährdet wird. Den Analysen der Bundesnetzagentur zufolge kann sowohl kurz- als auch mittelfristig die Systemstabilität über die Kontrahierung von Reservekraftwerkskapazitäten gewährleistet werden.

In der Mittelfristperspektive sind konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Leistungsbereich > 10 MW in Planung und Bau, die trotz weiterer Stilllegungen bis 2018 einen Kapazitätzuwachs in Baden-Württemberg in Höhe von 727 MW bewirken. Zudem sind weitere Kapazitäten im Leistungssegment bis 10 MW durch den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu erwarten. Nicht zuletzt ist mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein deutlicher Leistungszuwachs verbunden, wobei auch die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien bis 2020 um rund 700 MW steigen wird.

Kapazitätsseitig liegen somit zumindest bis 2020 keine Anhaltspunkte dafür vor, dass eine Verschlechterung der Versorgungssituation im Land eintreten wird. Einen starken Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben neben der Sicherung der erforderlichen Kapazitäten im Land jedoch insbesondere der Fortschritt beim Netzausbau, die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen sowie die Entwicklung von Energiesystem und -markt auf bundesdeutscher und europäischer Ebene.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

In Baden-Württemberg sind Pumpspeicherkapazitäten in Höhe von 1,9 GW verfügbar. Weitere Pumpspeicherkapazitäten mit einer Leistung von 1,6 GW sind in Planung, wobei deren Realisierung unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Randbedingungen offen ist. Daneben laufen zahlreiche Pilotvorhaben zur Erprobung neuer Speichertechnologien. Zudem ist im Bereich des Lastmanagements Potenzial zur Flexibilisierung der Nachfrage vorhanden. Im Rahmen von Pilotvorhaben sollen hier vertiefte Kenntnisse erworben werden.



ERNEUERBARE ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung betrug 2012 ersten Schätzungen zufolge 22 bis 23 %, die Photovoltaik trägt hierzu mehr als 7 Prozentpunkte bei. Zwar war im Bereich der Windenergienutzung 2012 mit 16 MW (netto) nur ein geringer Leistungszubau zu verzeichnen, erste Anzeichen sprechen jedoch für eine deutlich zunehmende Ausbaudynamik in naher Zukunft.

Auch im Wärmebereich steigt der Anteil der erneuerbaren Energien. Im Jahr 2012 wurde ein Anteil von rund 11 % des gesamten Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus der Nutzung von Biomasse, gedeckt.

RÜCKGANG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Vorläufige Zahlen für das Jahr 2011 zeigen einen deutlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher um 9,2 % im Vergleich zum Jahr 2010. Während der Endenergieverbrauch der Industrie auf einem ähnlichen Niveau wie in 2010 verharrte, war im Verkehrssektor eine Erhöhung um 3,1 % zu verzeichnen. Insgesamt ging der Endenergieverbrauch in 2011 um 3,6 % zurück.

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

In 2012 konnte der Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung den Rückgang der konventionellen Erzeugung weitgehend ausgleichen. Die Bruttostromerzeugung aus baden-württembergischen Anlagen betrug nach ersten Schätzungen insgesamt knapp 59 TWh, der Bruttostromverbrauch lag auch auf Vorjahresniveau bei rund 79 TWh. Der Stromimportanteil belief sich somit 2012 ähnlich wie im Vorjahr auf knapp 25 %.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – AUSBAU-STAND DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE IM STROMBEREICH

Der im Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 für Baden-Württemberg als erforderlich angesehene Ausbau des Startnetzes schreitet voran. Die Verzögerungsrisiken scheinen diesbezüglich beherrschbar. Die weiteren Ausbauvorhaben gemäß NEP 2013 und Bundesbedarfsplangesetz sind zeitnah anzugehen. Auf Verteilnetzebene gibt es derzeit keine Anzeichen dafür,

dass das Netz mit dem Ausbau der dezentralen Erzeugungskapazitäten nicht Schritt halten könnte.

Hinsichtlich der Netzqualität liegen nur bundesweite Erhebungen vor. Diese weisen bezüglich der zeitlichen Entwicklung der Spannungseinbrüche (< 3 Min.) ebenso wie hinsichtlich der Versorgungsunterbrechungen (> 3 Min.) keine Auffälligkeiten auf. Eine Verschlechterung im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Der Großhandelsstrompreis wies bereits in 2012 eine deutlich fallende Tendenz auf, die sich in 2013 sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt weiter fortgesetzt hat. Von diesem Preisrückgang profitieren jedoch nicht alle Verbraucher gleichermaßen, insbesondere weil der Großhandelsstrompreis nur einer von vielen Bestandteilen des Endkundenstrompreises der Industrie- und Haushaltskunden ist. Lediglich für die stromintensive Industrie stellt der Börsenstrompreis den Hauptbestandteil der Stromkosten dar, weil sie weitgehend von den Letztverbraucherabgaben befreit ist und ihren Strombedarf direkt an der Börse oder mittels Verträgen, die eng an die Entwicklungen im Großhandelsmarkt gebunden sind, decken kann. Für diese Kundengruppe sind die Strompreise demnach gesunken. Für nicht-privilegierte Industriekunden blieb 2012 der Endkundenpreis weitgehend stabil, stieg in 2013 jedoch wieder deutlich. Für Haushaltskunden erhöhte sich der Strompreis in den vergangenen Jahren ebenfalls deutlich. Trotz der zum 15. Oktober 2013 bekannt gegebenen erneuten Steigerung der EEG-Umlage zum 01. Januar 2014 ist insgesamt für das kommende Jahr nur von moderaten Preissteigerungen auszugehen, wenn der Rückgang der Großhandelsstrompreise entsprechend an die Verbraucher weitergegeben wird.

ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Im Jahr 2012 waren in Baden-Württemberg rund 41.000 Arbeitsplätze direkt oder indirekt dem Bereich der erneuerbaren Energien zuzurechnen. Damit hat sich die Bruttobeschäftigung ausgehend von rund 20.000 Arbeitsplätzen im Jahr 2008 mehr als verdoppelt. Im Vergleich zum Vorjahr war bedingt durch die Marktentwicklung bei der Photovoltaik ein leichter Rückgang der Beschäftigung (ca. 4 %) zu verzeichnen.

Hintergrund

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011 hat die Bundesregierung in Deutschland in einem breiten politischen und gesellschaftlichen Konsens den Weg zur Energie der Zukunft eingeschlagen und die Transformation des Energiesystems eingeleitet. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis Ende 2022 und der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien sind die tragenden Säulen des Umbaus der Energieversorgung. Im Zuge der Transformation des Energiesystems besteht die Herausforderung darin, das Versorgungssicherheitsniveau zu erhalten und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung weiterhin zu gewährleisten.

Die 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. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ gestartet. In diesem Prozess werden die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzeptes und die Fortschritte bei der Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft [1].

Das Land Baden-Württemberg hat sich bei der Energiewende ehrgeizige Ziele gesetzt. Im Jahr 2020 soll 38 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereit gestellt werden [2], was einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen bis 2020 gegenüber 1990 um 25 % [3] leisten soll.

Mit dem vorliegenden ersten Statusbericht, der zukünftig jährlich vorgelegt werden soll, werden Umsetzung und Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg in einer Gesamtschau erfasst und bewertet. Einen Schwerpunkt des Statusberichts bildet der Aspekt der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Für Baden-Württemberg ist dieser von besonderer Bedeutung, da die Stromerzeugung im Land durch den Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie und die damit verbundene unmittelbare Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 besonders betroffen ist. Gleichzeitig ist Baden-Württemberg als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort 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 die zukünftigen 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 essentiell 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 greift daher auch die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg auf und zeigt darüber hinaus die Entwicklung der Energiepreise und -kosten auf, der sich die Verbraucher gegenüber sehen. Als weiterer ökonomischer Aspekt wird die Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien betrachtet.



2

Auswirkungen der Energiewende auf die Erzeugerseite

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ- UND MITTELFRISTPERSPEKTIVE

Die auf Bundesebene eingeleitete Energiewende und insbesondere der Beschluss zum endgültigen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie haben maßgeblichen Einfluss auf die Situation der Energieversorgung Baden-Württembergs. Denn einerseits ist Baden-Württembergs Stromversorgung Teil des deutschen und des europäischen Stromversorgungssystems und unterliegt damit den wechselseitigen Einflüssen sowohl technischer als auch ökonomischer Natur, die aus den Entscheidungen auf EU- und Bundesebene resultieren.

Andererseits bedeutet der Atomausstieg für Baden-Württemberg ganz konkret die unmittelbare Abschaltung der Reak-

torblöcke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 und somit bereits im März 2011 die Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung (inklusive Anlagen mit einer Leistung < 10 MWe) in Baden-Württemberg von rund 12,9 GW auf 11,1 GW. Im Jahr 2012 stieg die konventionelle Kraftwerksleistung insbesondere durch den Zubau kleinerer Erzeugungseinheiten wieder leicht auf 11,2 GW an. Die im Rahmen der bis 2018 reichenden Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) geplanten Kraftwerkszu- und -rückbauten weisen einen Nettowachstum von 727 MW an konventioneller Kraftwerksleistung aus, so dass absehbar das Risiko von Systemstörungen sinken wird. [4, 5] Eine jahresscharfe Darstellung der von der BNetzA in der Kraftwerksliste geführten Zubauten und Stilllegungen bis einschließlich 2018 zeigt Abbildung 1.

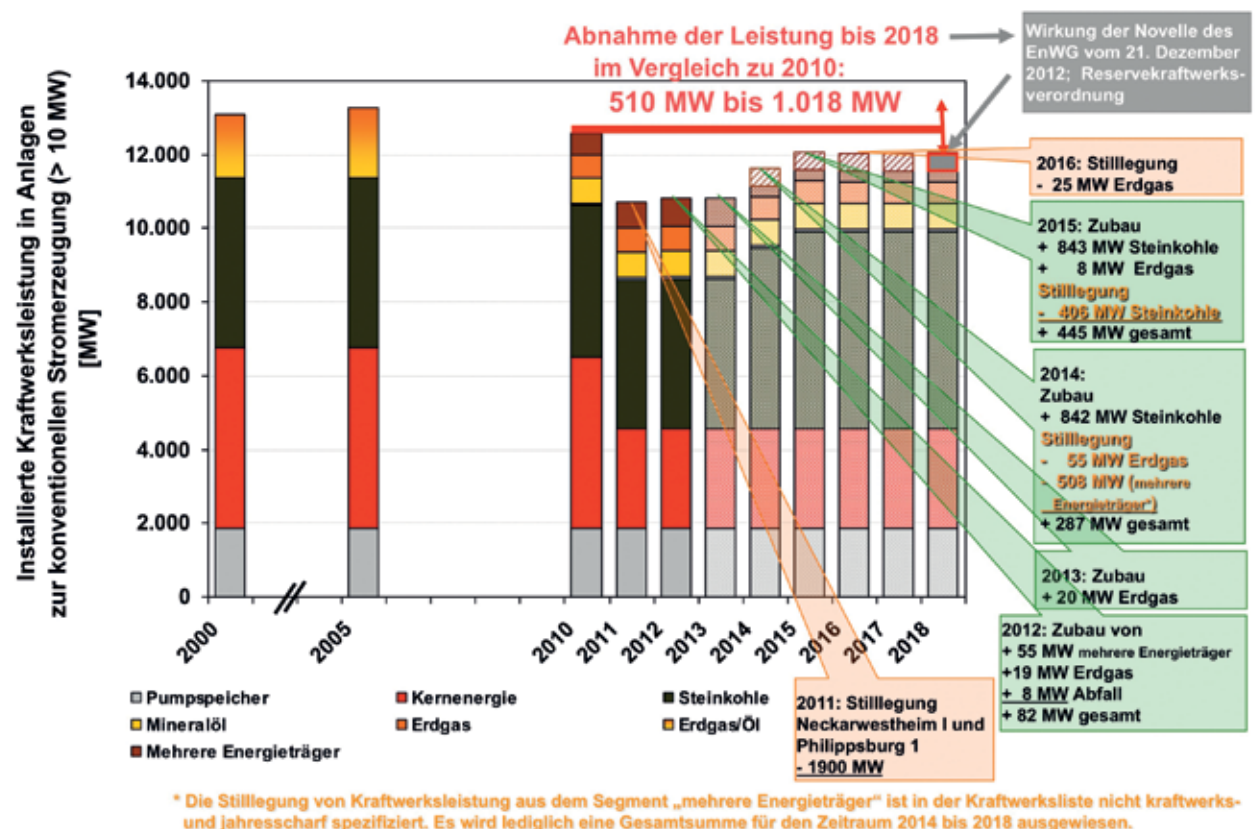


Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2018.

Quelle: BNetzA – Kraftwerksliste Stand 22.7.2013



Mit der endgültigen Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende 2019, wie im 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 festgelegt, reduziert sich die Erzeugungsleistung in Baden-Württemberg erneut um 1,3 GW. Damit könnte das Risiko erneut ansteigen, wenn keine Kompensation über Kraftwerksneubauten oder den Einsatz von Flexibilitätsoptionen erfolgt.

Kurzfristig ist die Versorgungssicherheit nicht gefährdet: Seitens der Bundesnetzagentur wird zur Wahrung der Systemstabilität auch in extremen Belastungssituationen auf Basis der jährlichen Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber die Kontrahierung entsprechender Reservekraftwerkskapazitäten angewiesen. Nachdem im Winter 2011/2012 die Reservekapazität von 1,645 GW im Februar 2012 nur knapp zur Systemstabilisierung ausreichte, wurde für den Winter 2012/2013 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. Dies entspricht der im Winter 2012/2013 kontrahierten Reservekraftwerksleistung [6].

Eine weitere Erhöhung ist für den kommenden Winter nicht erforderlich. Mittelfristig wird jedoch ein größerer Bedarf an Reservekapazität erforderlich werden, wie die Analysen für den Winter 2015/2016 ergeben. Die weitere Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte nach Norden sowie die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld (Bayern) zum Ende des Jahres 2015 bewirken einen Bedarf an konventioneller Reservekraftwerksleistung für den Winter 2015/2016 von 4,8 GW, was nahezu einer Verdopplung des heutigen Bedarfs entspricht [7]. 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. Werden die Netzausbauvorhaben planmäßig umgesetzt, kann der Reservekraftwerksbedarf im Winter 2015/2016 auch geringer ausfallen.

Die BNetzA geht davon aus, dass die für den kommenden

Winter beschaffte oder noch zu beschaffende Netzreserve auch für den Winter 2015/2016 kontrahierbar sein wird. Ebenso werden die bis 2016 von einer Stilllegung bedrohten süddeutschen Kraftwerke in die Netzreserve überführt. Von den ausgewiesenen 4,8 GW Netzreservebedarf können damit bereits heute ca. 3,5 GW als verfügbar angenommen werden. Nach Einschätzung der BNetzA kann auch der darüber hinausgehende Bedarf gedeckt werden [7].

Mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit, die durch die unerwartete Stilllegung von Bestandskraftwerken 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, denn Kraftwerksbetreiber müssen seither die Stilllegung ihrer Erzeugungseinheiten mit einem Vorlauf von mindestens zwölf Monaten beim Übertragungsnetzbetreiber und bei der Bundesnetzagentur anzeigen. Handelt es sich um systemrelevante Kraftwerke, d.h. Kraftwerke, die zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich sind, ist die Stilllegung verboten, soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanz bestätigt. Die Kraftwerke müssen gegen Entschädigung weiterhin zumindest in betriebsfähigem Zustand gehalten werden, um im Bedarfsfall eingesetzt werden zu können. Diese Regelung schafft zusammen mit der Reservekraftwerksverordnung eine deutlich höhere Transparenz und Verlässlichkeit mit Blick auf die kurzfristige Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Die Regelung ist als Übergangsregelung konzipiert und daher bis 2017 befristet. Sie flankiert den Transformationsprozess der Strommärkte, ohne diese in ihrer Funktionsfähigkeit zu beeinflussen.

Dieser Regelung entsprechend hat die EnBW AG die Stilllegung mehrerer Kraftwerksblöcke bei der BNetzA angezeigt. Die EnBW AG beabsichtigt, im Kraftwerk Marbach zwei Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 424,4 MW (Mineralöl) und im Kraftwerk Walheim zwei Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 244 MW (Steinkohle) endgültig stillzulegen, da ein ökonomischer Betrieb der Kraftwerke unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht mehr

Auswirkungen der Energiewende auf die Erzeugerseite

gegeben sei. Diese potenziellen Kraftwerksstilllegungen sind in Abbildung 1 noch nicht vollständig enthalten¹, da bislang keine Genehmigung erfolgt ist und die Kraftwerke daher noch nicht in der Zu- und Rückbaustatistik der BNetzA [5] geführt werden. Würde die Bundesnetzagentur diese Kraftwerke als nicht-systemrelevant einstufen, dürften sie nach Ablauf von 12 Monaten stillgelegt werden. Dies würde eine zusätzliche Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung im Jahr 2014 bzw. 2015 um bis zu 668 MW bedeuten. Darüber hinaus ist die EnBW AG mit der BNetzA im Gespräch bezüglich einer vorübergehenden Stilllegung des Gas- und Dampfkraftwerks RDK4 in Karlsruhe, da es derzeit aufgrund der Wettbewerbssituation im Strommarkt kaum zum Einsatz kommt und somit nach Aussage der EnBW AG nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Die BNetzA bringt jedoch in ihrer „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14“ sehr klar zum Ausdruck, (...) „dass es aus der Perspektive der Versorgungssicherheit im Rahmen des rechtlich Möglichen unbedingt zu vermeiden ist, dass weitere Kraftwerksleistung in Süddeutschland verlustig geht“ (...) [6]. Zudem wird in der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 bereits davon ausgegangen, dass von der Stilllegung bedrohte Kraftwerkskapazitäten im süddeutschen Raum in die Netzreserve überführt werden [7].

Eine zukünftig wachsende Bedeutung für die Versorgungssicherheit kommt den Gaskraftwerken zu. Derzeit werden in Baden-Württemberg 10 Kraftwerke ausschließlich mit Erdgas betrieben. Daneben gibt es 15 Kraftwerke, die Erdgas als Hauptbrennstoff einsetzen, die jedoch mit mehreren Energieträgern betrieben werden können. Wie die Situation im Winter 2012/2013 eindrücklich zeigte, 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 reagierte hierauf und traf mit § 13 c EnWG die Regelung, dass unter bestimmten Voraussetzungen die Übertragungsnetzbetreiber Gaskraftwerke als systemrelevant ausweisen können. Die De-

klaration der Systemrelevanz ist von der BNetzA zu genehmigen. Sie verpflichtet die Betreiber der Erzeugungsanlagen die Erzeugungsleistung entsprechend vertraglich abzusichern.

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 2 MW_e konnte in den Jahren 2011 und 2012 ein deutliches Wachstum erzielt werden (Abbildung 2). Ende 2012 waren beim BAFA KWK-Anlagen (< 10 MW_e) mit einer Gesamtleistung von 441 MW erfasst [8]. Die räumliche Verteilung dieser Anlagen weist einige Ballungsgebiete mit Großanlagen zur Fernwärmebereitstellung auf. Daneben ist klar die dezentrale Verteilung insbesondere der KWK-Anlagen kleinerer Leistung zu erkennen. 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-Kopplungs-Anlagen ist dabei der steigende Strompreis, insbesondere die Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte), da die KWK-Anlagen häufig zur Eigenstromerzeugung eingesetzt werden. Da gemäß der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen für selbstverbrauchten Strom keine Letztverbraucherabgaben zu entrichten sind und für diesen bei Inanspruchnahme des KWKG zusätzlich ein Förderzuschlag bezahlt wird, ist der Einsatz dezentraler KWK-Anlagen derzeit sehr attraktiv. Die starke Abhängigkeit vom Fortbestand der aktuellen Eigenverbrauchsprivilegierung ermöglicht jedoch keine Aussagen zur mittelfristigen Entwicklung dieses Erzeugungssektors.

¹ Die in der Kraftwerksliste enthaltenen, nicht näher spezifizierten Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten im Bereich mehrere Energieträger im Zeitraum von 2014 bis 2018 dürften diese Stilllegungen teilweise enthalten, da das Kraftwerk Walheim diesem Segment zuzuordnen ist.

Elektrische KWK-Leistung 2012

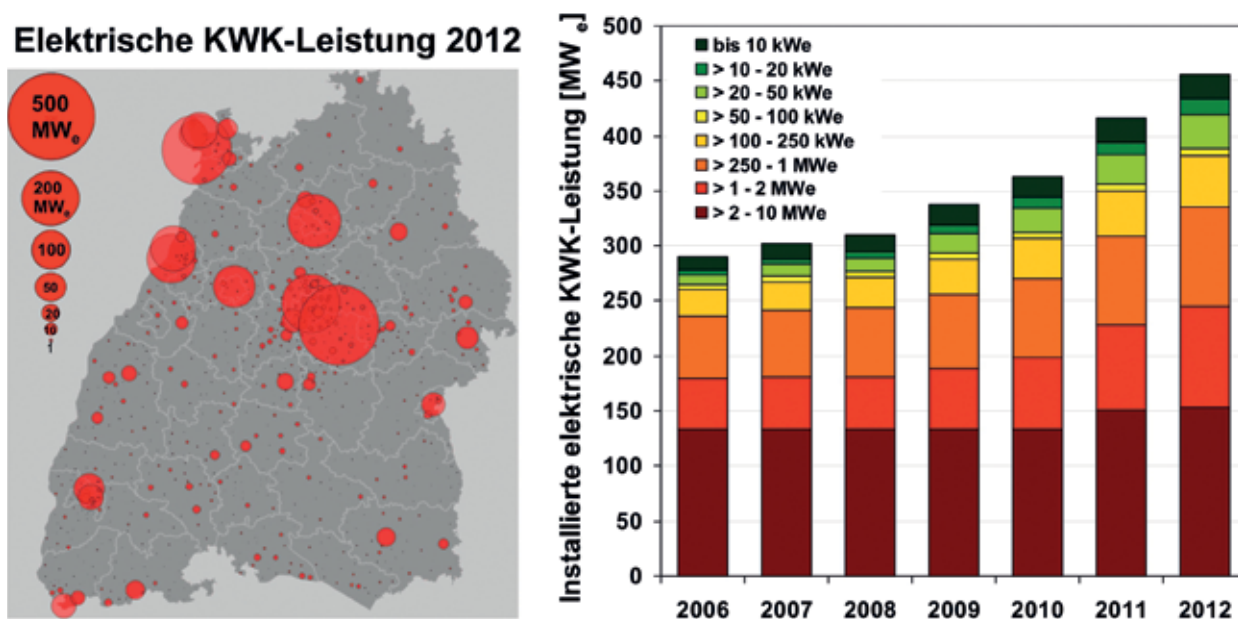


Abbildung 2: Räumliche Verteilung der KWK-Leistung (inkl. Anlagen > 10 MWe) in 2012 sowie Entwicklung der Kraftwerksleistung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (< 10 MWe) in Baden-Württemberg von 2006 bis 2012. Quelle: BAFA 2013

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 Erzeugungsleistung erforderlich, um das heutige Niveau an Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg zu erhalten. Entlastung könnte hier insbesondere der angekündigte, mögliche Bau des „Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks Oberrhein“ durch das Betreiberkonsortium MiRO/Trianel am Standort Karlsruhe mit einer avisierten Leistung von bis zu 1.200 MW bieten [9]. 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.

Die aktuelle bundesweite Marktsituation mit sehr niedrigen Großhandelsstrompreisen (siehe auch Abschnitt Energiepreise/-kosten) ist wenig geeignet, entsprechende Neuinvestitionen anzureizen. Mittelfristig kann es daher erforderlich sein, den Transformationsprozess der Stromerzeugung durch entsprechende Maßnahmen zu begleiten, um die Investitionen in systemrelevante neue Kapazitäten sicherzustellen. Die oben genannte Anpassung des EnWG ist ein erster Schritt

auf Bundesebene. Daneben treibt die Landesregierung die Debatte um die Einführung eines Kapazitätsmarktes voran, mit dem Ziel, verlässliche Rahmenbedingungen zu entwickeln und somit Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten.

2.2 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

Ein Teil der wegfallenden Kapazität wird, über den Ausbau der Stromübertragungsnetze hinaus, auch durch den dynamischen Ausbau der Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufgefangen. Der Großteil des für Baden-Württemberg angestrebten Zubaus wird im Bereich der fluktuierenden Erzeugung aus Wind- und Solarenergie erfolgen. Naturgemäß ist deren Beitrag zur gesicherten Leistung gering (siehe Abschnitt 2.3), kann aber durch den ergänzenden Auf- und Ausbau von Speichereinheiten deutlich erhöht werden. In Baden-Württemberg sind derzeit mehrere Vorhaben zum Aus- bzw. Neubau von Pumpspeicherkraftwerken in der Planung bzw. im Bau. Pumpspeicherkraftwerke sind aktuell die einzige technisch voll ausgereifte Speichertechnologie und somit zurzeit die kostengünstigste Möglichkeit zur Kurzfristspeicherung. Das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf ist mit einer geplanten Leistung von 1.400 MW und einem Arbeitsvermögen von 13 GWh das größte laufende Vorhaben (geplante Inbetriebnahme 2019). Die tatsächliche Umsetzung hängt jedoch – ebenso wie der Ausbau der Kraftwerkskapazität im konventionellen Bereich – maßgeblich von den ökonomischen Randbedingungen im zukünftigen Energiemarkt ab. Daneben gibt es weitere Vorhaben mit einer Leistung von insgesamt rund 280 MW und einem Arbeitsvermögen von 2,3 GWh [10]. Der Zubau dieser Kraftwerke würde die Netz- und Systemstabilität verbessern, weshalb die Landesregierung deren Realisierung ausdrücklich unterstützt.

Auswirkungen der Energiewende auf die Erzeugerseite

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 im Rahmen der Forschungsinitiative Energiespeicher Mittel in Höhe von 200 Mio. € zur Verfügung [11]. Ziel ist die Beschleunigung des Entwicklungsfortschritts und damit einhergehend die rasche Erschließung von Kostensenkungspotenzialen, auch wenn noch kein unmittelbarer Bedarf zur Speicherung größerer Strommengen im deutschen System besteht. Die Technologieentwicklung wird unterstützt, um zu dem Zeitpunkt, an dem größere Speichermengen im System erforderlich werden, die entsprechenden Technologien zur Verfügung zu haben. Insbesondere bei der Langzeitspeicherung von Strom gibt es noch erheblichen Forschungsbedarf. Zu nennen ist hier insbesondere das Power-to-Gas-Konzept, in dem aus (Überschuss) Strom die chemischen Energieträger Wasserstoff bzw. Methan erzeugt werden. Die derzeitigen Versuchsanlagen sind jedoch noch vergleichsweise klein. Die mit einer elektrischen Anschlussleistung von 250 kW_e und einem potenziellen Output von mehr als 10 m³ Erdgassubstitut pro Stunde derzeit größte Versuchsanlage dieser Art wird vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg in Stuttgart betrieben². Insbesondere die zur Integration von fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien erforderliche intermittierende Betriebsweise wird derzeit erprobt. Da nicht nur im Bereich der saisonalen Speicher Entwicklungsbedarf besteht, sondern auch bei Kurzzeitspeichern wie Batterien noch Potenziale zu heben sind, startete das Bundesumweltministerium gemeinsam mit der KfW Bankengruppe am 01. Mai 2013 ein Programm zur Förderung von Batteriespeichersystemen, die in Kombination mit Photovoltaikanlagen betrieben werden. Dies soll die Einführung erster kombinierter Photovoltaik-/Batterie-Systeme [12] beschleunigen. Zudem sollen die geförderten Systeme einen Beitrag zur lokalen Netzentlastung erbringen, indem die Mittagsspitze der Photovoltaik-

einspeisung durch Einspeicherung in das Batteriesystem das Netz nicht belastet. Über die Inanspruchnahme der Fördermittel bzw. die Installation entsprechender Batteriespeicher/Photovoltaiksysteme liegen aktuell noch keine Daten vor. Die konsequente Verfolgung der Zubauaktivitäten in Baden-Württemberg einerseits, die Beobachtung der tatsächlichen Auswirkungen der installierten Batteriesysteme auf das Niederspannungsnetz andererseits sind jedoch von großer Bedeutung, um diese Speicherkapazitäten zukünftig sinnvoll in das Energiesystem einzubinden.

Auch die Landesregierung fördert verschiedene Aktivitäten zur Entwicklung neuer Speichersysteme im Rahmen des Forschungsprogramms „Energie, Energiespeichertechnologien“ und direkt wie im Fall des Projekts „RedoxWind“, dessen Ziel es ist, einen Redox-Flow-Großbatteriespeicher (2 MW / 20 MWh) zu entwickeln, der direkt an den Gleichspannungszwischenkreis einer Windkraftanlage gekoppelt wird [13]. Die zugehörige Pilotanlage wird aktuell auf dem Gelände des Fraunhofer ICT in Pfinztal errichtet.

Neben der Speicherung bestehen weitere Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromsystems, so dass dieses auf die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien besser reagieren kann und somit die Stabilität der Versorgung sichert. Eine vielversprechende, teilweise auch bereits genutzte Option stellt das Lastmanagement auf Seiten der Verbraucher dar. Im Rahmen einer Studie [14] wurde das im süddeutschen Raum bestehende Lastmanagementpotenzial insbesondere im Bereich der Industrie systematisch erfasst. Wie Tabelle 1 zeigt, ist in Baden-Württemberg ein erhebliches, noch ungenutztes Flexibilisierungspotenzial auf der Nachfrageseite vorhanden. Während im Bereich der energieintensiven Prozesse die Möglichkeiten zur Spitzenlastreduktion bereits weitgehend ausgeschöpft werden, wäre ein stärkerer Einsatz im Regelenenergiemarkt möglich. Noch ungenutzt sind dagegen die Potenziale im Bereich der industriellen Querschnittstechnologien (z.B.

² Die hier entwickelte Technologie kommt auch in der weltweit ersten Power-to-Gas-Anlage im industriellen Maßstab zum Einsatz. Diese Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 6 MW wird von der Firma Audi im niedersächsischen Werlte betrieben und erzeugt erneuerbares synthetisches Methan für den Einsatz im Kraftstoffsektor.



Pumpen, Kompressoren, Verdichter, Ventilatoren). Auch im Bereich der Wärmepumpen sind noch große Potenziale erschließbar. Aus Sicht des Netzes kann das Heben dieser verfügbaren Potenziale die Versorgungssicherheit erhöhen, wenn sie in kritischen Netzsituationen zur Verfügung stehen. Ist dies der Fall, kann die Versorgungssicherheit sowohl durch eine Reduktion der systemweiten Spitzenlast, die Bereitstellung von Regelernergie als auch durch die Deckung des Redispatch-Bedarfs³ (siehe auch Abschnitt 5.1.1) erhöht werden [14].

In Summe ist im süddeutschen Raum ein erhebliches Lastmanagementpotenzial vorhanden, das über einen Zeitraum von 30 Minuten bis zu 2 Stunden aktiviert werden könnte. Wäre die in Tabelle 1 ausgewiesene Gesamtsumme von etwa 1 GW verschiebbarer Last aktivierbar, entspräche dies knapp 8 % der Jahreshöchstlast. Anhand von mehreren Pilotprojekten soll in den nächsten Monaten die Erschließung dieser Potenziale in der Praxis erprobt werden.

Tabelle 1:
Zusammenfassung der realisierbaren, inkl. bereits genutzter, Lastmanagementpotenziale in Baden-Württemberg [14].

	Lastreduzierungspotenziale für eine Stunde		Bereits genutztes Potenzial	
	Minimum [MW]	Maximum [MW]	Beitrag zur Spitzenlastreduktion [MW]	Regelernergie [MW]
Energieintensive Prozesse	Nahezu zeitunabhängig > 400		300-400	76
Querschnittstechnologien in der Industrie	Grundbetrieb, Sonntag ~240	Normalbetrieb, Werktag, Tag ~480	0	0
Wärmepumpen	Sommer ~30	Winter (-10°C) ~630	Geringer Beitrag	0
Elektrische Speicherheizungen	Sommer, Tag 0	Winter, Nacht (-10°C) ~4.610	Kein Beitrag, da Anlagen im Bedarfsfall nicht am Netz ^{*)}	0

^{*)} Elektrische Speicherheizungen sind zum erwarteten Zeitpunkt der Höchstlast (Zeitraum 19:00 bis 20:00 Uhr in den Wintermonaten) nach dem heutigen Einsatzmuster nicht verfügbar, da sie erst nach 22:00 Uhr ans Netz gehen. Zudem ist hier von einem rückläufigen Potenzial auszugehen, wenn Nachtspeicherheizungen aus Kosten- und Energieeffizienzgründen ausgetauscht werden.

³ Dispatch und Redispatch:

Der Begriff Dispatch bezeichnet die Kraftwerkseinsatzplanung, während Redispatch die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes zur Vermeidung von Netzengpässen darstellt. Die Durchführung des Redispatches 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

Auswirkungen der Energiewende auf die Erzeugerseite

2.3 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Nicht nur im Bereich der Flexibilisierung oder des Zubaus im konventionellen Kraftwerkspark, sondern auch im Bereich der erneuerbaren Energien sind die zukünftigen ökonomischen Randbedingungen – hier die zukünftige Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Bundesebene – maßgeblich für den weiteren erfolgreichen Auf- und Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten. Um das Ziel der Landesregierung, bis 2020 38 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, realisieren zu können, ist in allen Sparten der erneuerbaren Stromerzeugung ein Kapazitätzzubau erforderlich. Dieser fällt in den einzelnen Sparten aufgrund der unterschiedlichen Potenziale und Erzeugungscharakteristika verschieden hoch aus. Der größte Leistungszuwachs muss im Bereich der Photovoltaik erfolgen. Ende 2012 war in Baden-Württemberg eine Photovoltaikleistung von 4,4 GW installiert, davon wurden allein 655 MW in 2012 zugebaut [15]. Für das Ziel, in 2020 rund 12 % des in Baden-Württemberg erzeugten Stroms aus Photovoltaik bereitzustellen, müssen weiterhin rund 500 MW pro Jahr installiert werden. Angesichts der bereits erreichten jährlichen Zubauraten der vergangenen Jahre (650 bis 1.000 MW) ist dies eine realistische Zielmarke, sofern sich die ökonomischen Randbedingungen nicht zu Lasten der Photovoltaik verändern.

Auch im Bereich der Windenergie ist zum Erreichen des Ziels, bis 2020 10% des Stroms in Baden-Württemberg aus Windenergie zu erzeugen, ein erheblicher jährlicher Leistungszubau erforderlich. Trotz der durch die Landesregierung 2011 mit der Änderung des Landesplanungsgesetzes veranlassten Neugestaltung der planungsrechtlichen Grundlagen für den zukünftigen Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg sind aufgrund der erforderlichen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten gegenwärtig noch keine großen Kapazitätzzuwächse im Bereich der Windenergie zu beobachten. Es müssen zunächst die geeigneten Standorte gefunden, genehmigt und bebaut werden, bevor der Fortschritt statistisch belegbar ist.

Diesen Prozess unterstützt die Landesregierung mit diversen Maßnahmen. Unter anderem wurde der Windenergieerlass beschlossen und ein Potenzialatlas Erneuerbare Energien veröffentlicht. Außerdem werden weiterhin Informationsgrundlagen und Handreichungen geschaffen, um Investoren und Genehmigungsbehörden bei den erforderlichen Zulassungsverfahren zu unterstützen. Aus dem geringen Nettozubau⁴ von 16 MW in 2012 kann somit eine Zielverfehlung nicht abgeleitet werden [15]. Dass man sich im Bereich der Windenergie in der Planungsphase befindet, belegen nicht zuletzt die bei der EnBW Regional AG als größtem betroffenen Verteilnetzbetreiber eingegangenen EEG-Netzanschlussanfragen: Bis Mitte 2013 wurden Anfragen für den Netzanschluss von Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1,7 GW gestellt [16]. Auch wenn nicht jede der Anfragen zu einem erfolgreich umgesetzten Projekt führen wird, belegt dies eine zunehmende Ausbaudynamik. Letztlich hängt die erfolgreiche Umsetzung der entsprechenden Projekte jedoch maßgeblich von der zukünftigen Ausgestaltung des Förderinstrumentariums auf Bundesebene ab. Die Landesregierung engagiert sich entsprechend, um neben den bereits geschaffenen planungsrechtlichen Voraussetzungen auch die ökonomische Basis für den Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg im Rahmen des bundesweiten Förderregimes zu sichern.

Die Leistungsentwicklung im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten der vergangenen Jahre ist zusammen mit den Zielwerten für 2020 in Abbildung 3 dargestellt. Sie zeigt darüber hinaus die für eine Abschätzung der gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien verwendeten Parameter. Einen höheren Beitrag zur gesicherten Leistung im Land leisten die Wasserkraft (installierte Gesamtleistung 2012: 837 MW), die Biomasse (installierte Gesamtleistung 2012: ~ 669 MW [4]) und die Geothermie (installierte Gesamtleistung 2012: 0,55 MW), die ihrem jeweiligen Potenzial entsprechend in den kommenden Jahren noch weiter ausgebaut werden sollen (bis 2020 erwarteter Nettozubau ~220 MW, davon gesicherte

⁴ Nettozubau bezeichnet den bilanziellen Gesamtleistungszuwachs, d.h. hierin sind sowohl die Installation von Neuanlagen als auch der Abbau von Altanlagen berücksichtigt.

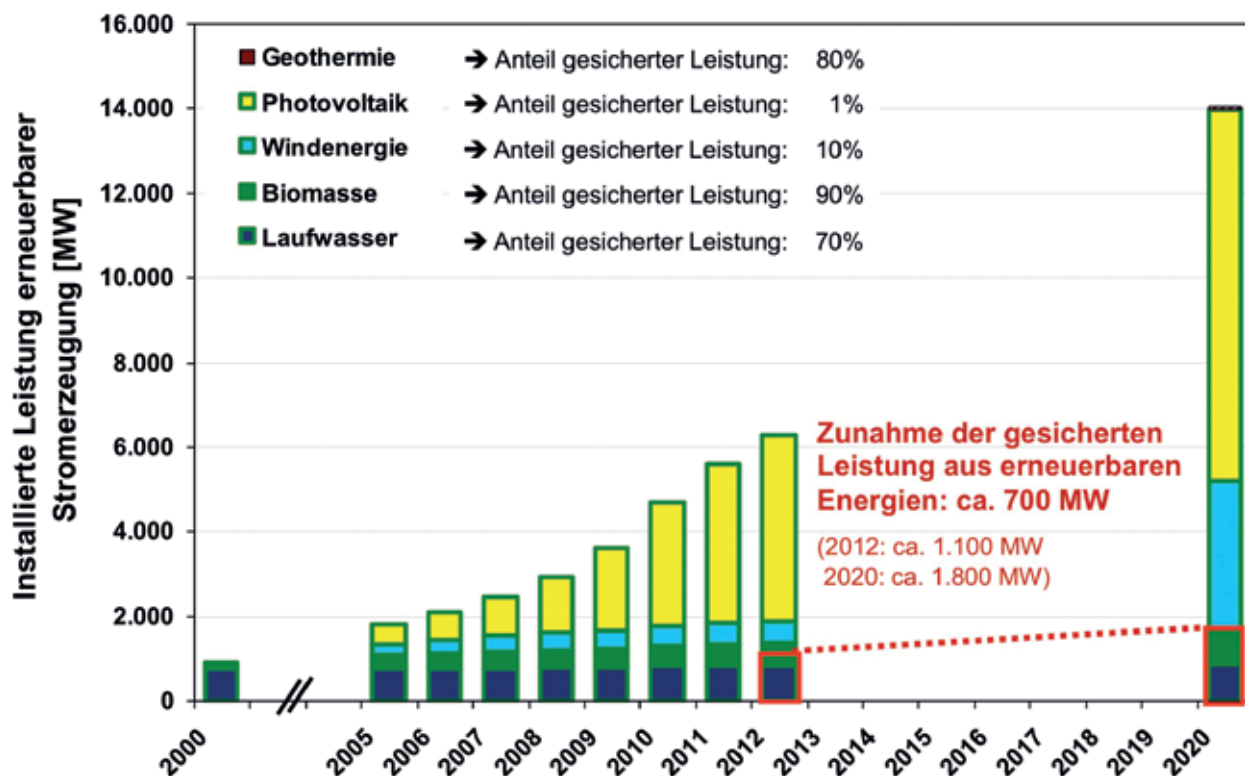


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien im Zeitraum von 2000 bis 2012 und Ausblick auf 2020 [15, 17]. Darstellung und Quelle: ZSW 2013

Leistung ~ 185 MW) [17]. Die Zubauzahlen für Wasserkraft und Biomasse entsprechen in 2012 dem Zielpfad.

2.4 ZWISCHENFAZIT – ENTWICKLUNG DER GESAMTLEISTUNG DES KRAFTWERKSPARKS

Fasst 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, ergibt sich das in Abbildung 4 gezeigte Bild. Selbst wenn in Baden-Württemberg die zur Stilllegung anstehenden konventionellen Kapazitäten nicht als konventionelle Reservekraftwerke vorgehalten werden sollten, dürfte die gesicherte Leistung in 2020 nach derzeitigem Kenntnisstand nicht unter das Niveau von 2012 absinken, da sich der Zubau der erneuerbaren Energien und der KWK im kleinen Leistungsbereich kompensierend aus-

wirkt. Bleibt die Jahreshöchstlast auf unverändertem Niveau – in den vergangenen Jahren wies sie eher eine leicht sinkende als eine steigende 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. Die beiden letztgenannten Systemkomponenten wurden aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich deren Umsetzung in Abbildung 4 ebenso vernachlässigt wie der Bau des angekündigten neuen „GuD-Kraftwerks Oberrhein“. Starken Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben neben der Sicherung der erforderlichen Kapazitäten im Land jedoch insbesondere der Fortschritt beim Netzausbau (siehe Abschnitt 5.1), die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen sowie die Entwicklung des Energiesystems auf bundesdeutscher und europäischer Ebene.

Auswirkungen der Energiewende auf die Erzeugerseite

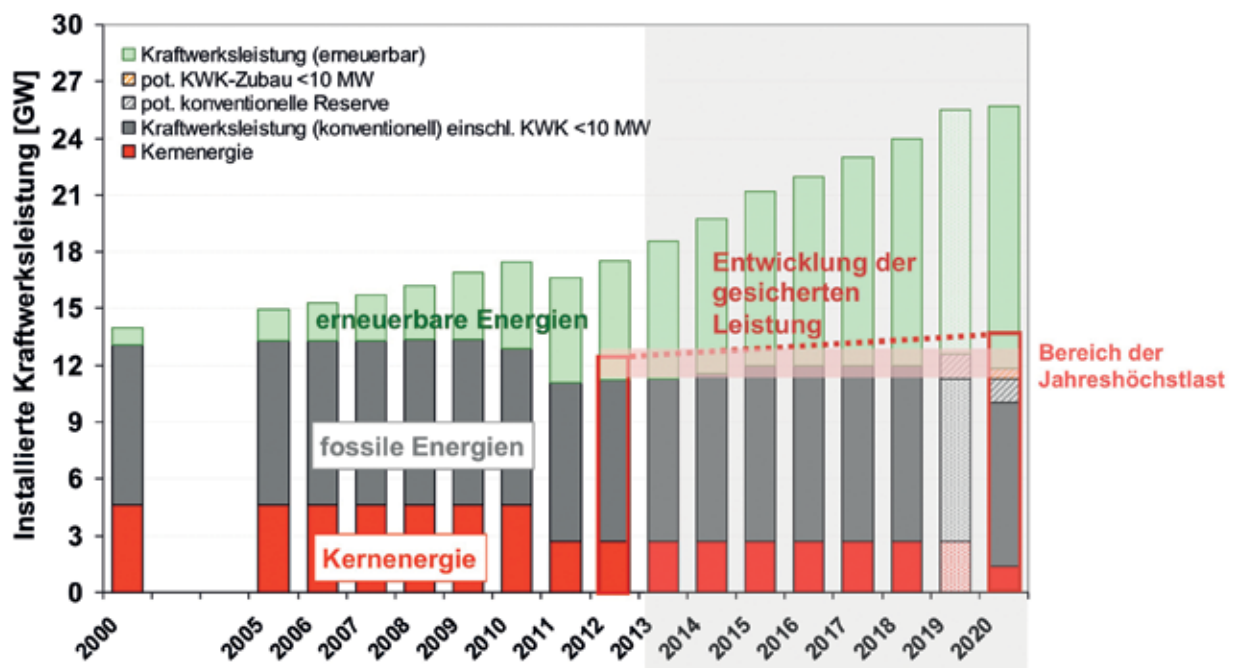


Abbildung 4: Zusammenfassung der erwarteten Entwicklung der gesicherten Leistung in Baden-Württembergs Kraftwerkspark bis 2020 [5, 15, 17]. Quellen: ZSW, Kraftwerksliste der BNetzA bis 2018; Werte für 2019 interpoliert, Werte für 2020 nach Energieszenario Baden-Württemberg 2050 [17].



3

Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch im Stromsektor

3.1 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Die wachsende Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Stromversorgung in Baden-Württemberg zeigt sich deutlich stärker als in ihrem Beitrag zur gesicherten Leistung in ihrem Beitrag zur Bruttostromerzeugung (siehe auch Abbildung 5). Während die Stromerzeugung in den konventionellen Kraftwerken bereits vor den Energiewendeentschlüssen auf Bundesebene im Sommer 2011 eine abnehmende Tendenz aufwies, wächst der Anteil der erneuerbaren Energien kontinuierlich. Der Rückgang der konventionellen Stromerzeugung erfolgte trotz konstanter Erzeugungskapazität und überstieg in den

Jahren 2005 bis 2011 den Zuwachs im Bereich der erneuerbaren Energien deutlich, so dass die Bruttostromerzeugung im Land in den letzten Jahren kontinuierlich abnahm. Erst in 2012 konnte der Zuwachs der erneuerbaren Energien den im gleichen Jahr erfolgten Rückgang der konventionellen Stromerzeugung weitestgehend kompensieren, so dass ersten Schätzungen zufolge die Bruttostromerzeugung des Jahres 2012 mit knapp 59 TWh in etwa auf Vorjahresniveau lag (vgl. Abbildung 5). Damit ist die Bruttostromerzeugung insgesamt etwa 20 % geringer als in 2006, dem Jahr der höchsten Stromerzeugung in Baden-Württemberg.

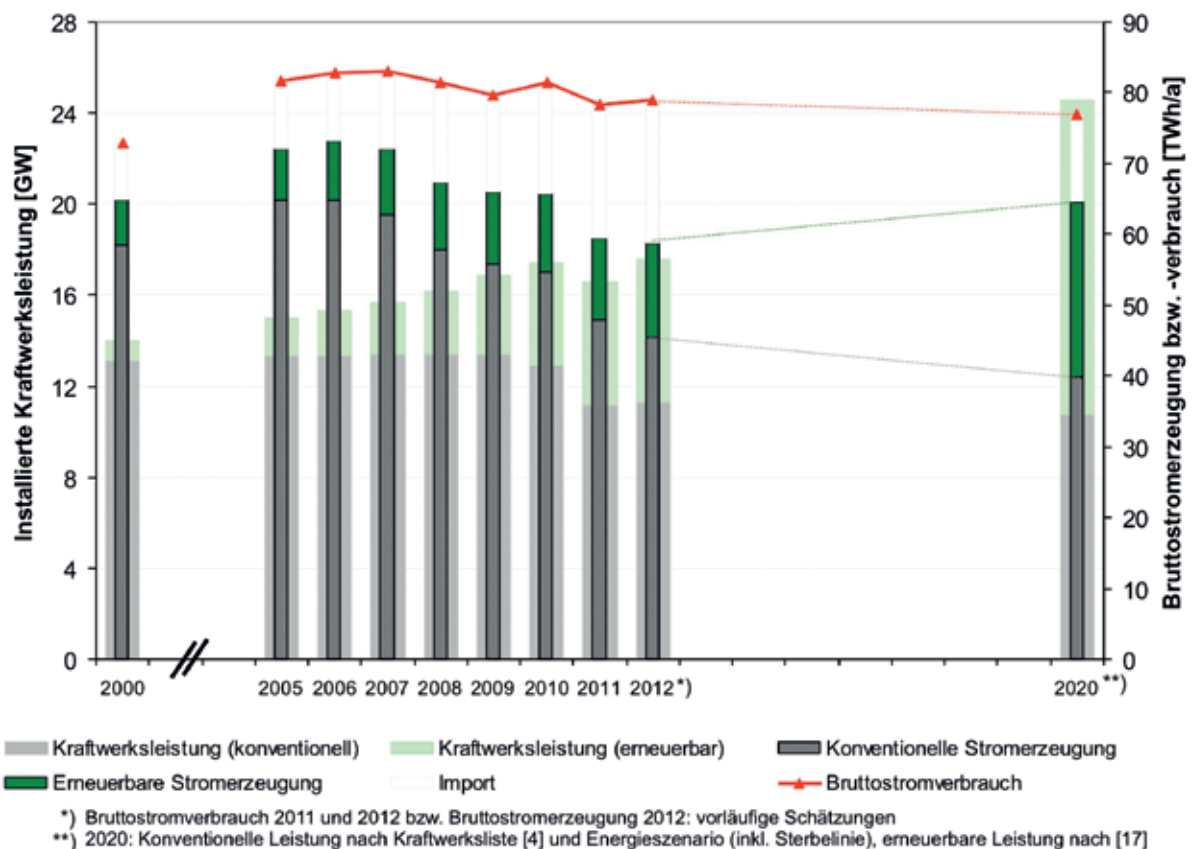


Abbildung 5: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung und der zugehörigen Erzeugungskapazitäten jeweils unterschieden nach erneuerbaren und konventionellen Energieträgern im Zeitraum von 2000 bis 2012 in Baden-Württemberg sowie Ausblick auf 2020 [4, 15, 17, 18]. Quellen: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, ZSW



Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung betrug 2012 ersten Schätzungen zufolge 22 bis 23 %, davon mehr als 7 %-Punkte durch die Photovoltaik [15].

Da jedoch der Stromverbrauch in den vergangenen Jahren nicht in gleichem Maße gesunken ist wie die Stromerzeugung in Baden-Württemberg, ist der Anteil des Stromimports an der Bedarfsdeckung in Baden-Württemberg kontinuierlich gestiegen. 2012 wurde ersten Schätzungen zufolge etwa 25 % des Gesamtstrombedarfs bzw. rund 20 TWh im Land durch Importe gedeckt. Dabei stammt der importierte Strom weniger aus dem benachbarten Ausland als vielmehr aus den anderen deutschen Bundesländern (vgl. Abbildung 6). Zur Einordnung ist hinzuzufügen, dass die Situation, einen Teil des Stromverbrauchs im Land durch Stromimporte zu decken, in Baden-Württemberg nicht neu ist. So wurden bereits um das Jahr 1980 pro Jahr 10 bis 14,5 TWh importiert, was einer Importquote von 25 bis über 30 % des damaligen Bruttostromverbrauchs entsprach. In den Folgejahren sank durch die Inbetriebnahme der Kernkraftwerke Philippsburg 2 und Neckarwestheim II und weiterer fossiler Kraftwerkskapazitäten der Importanteil auf niedrige einstellige Prozentwerte in den 1990er Jahren. Erst ab dem Jahr 2000 stieg der Strombedarf in Baden-Württemberg erheblich stärker als die Erzeugung, so dass der Importanteil wieder deutlich anstieg [18].

3.2 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Eine genaue Erfassung des Stromtransfers gibt es nur für das angrenzende Ausland, da hier einzelne Grenzkuppelstellen die nationalen Netze verbinden. Die Stromflüsse über diese Grenzkuppelstellen werden permanent durch den Übertragungsnetzbetreiber erfasst und dokumentiert. Hieraus ergibt sich, dass über die Grenzkuppelstellen nach Österreich und in die Schweiz vorrangig Strom exportiert wird, die Importflüsse sind sehr gering. Aus Frankreich dagegen wird überwiegend Strom importiert. Interessant ist dabei auch das jahreszeitliche Profil des Stromtransfers. Während in den Wintermonaten des Jahres 2012, sowohl in der ersten als auch in der zweiten Jahreshälfte, der Stromtransfer ins Ausland überwog, floss im Sommerhalbjahr 2012 überwiegend Strom aus dem

angrenzenden Ausland nach Baden-Württemberg. Im Saldo flossen knapp 0,5 TWh mehr Strom aus Baden-Württemberg ins benachbarte Ausland als umgekehrt. Hierbei handelt es sich ebenso wie in Abbildung 6 um die tatsächlichen physikalischen Stromflüsse an den Grenzkuppelstellen. Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse weichen von den physikalischen Stromflüssen zum Teil erheblich ab. Für die Stabilität des Netzes und letztlich auch die des Gesamtsystems sind die physikalischen Stromflüsse jedoch die relevante Größe, weil diese tatsächlich im Netz auftreten.

Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch im Stromsektor

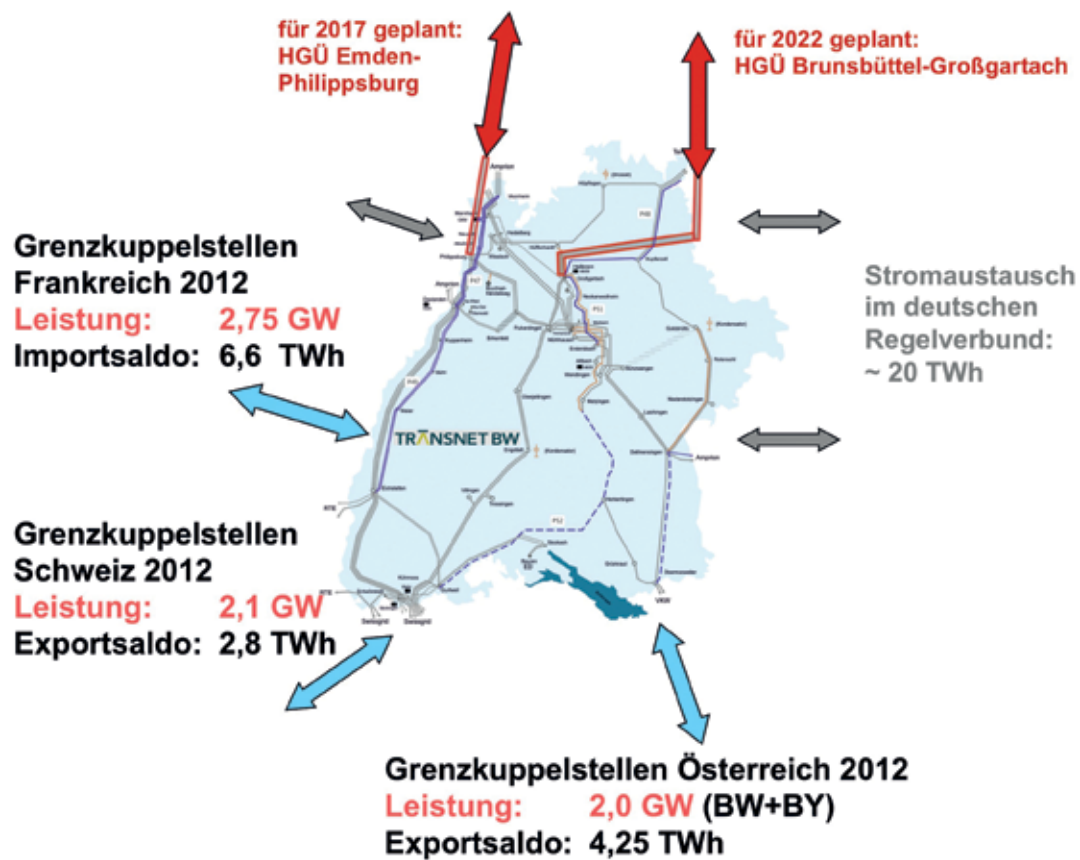


Abbildung 6: Grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse von und nach Baden-Württemberg im Jahr 2012 sowie rechnerisch ermittelter Stromzufluss aus den angrenzenden Bundesländern.

Auch wenn die Stromzuflüsse aus anderen Bundesländern mangels Messeinrichtungen nicht erfasst werden, ist deren Anteil an der Stromversorgung Baden-Württembergs rechnerisch deutlich gestiegen, was die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur unterstreicht. Dies gilt nicht zuletzt deshalb, weil ein gut ausgebautes Netz und ein gut funktionierender Stromaustausch mit den Nachbarländern und angrenzenden Bundesländern die Versorgungssicherheit verbessert, denn nur dann stehen auch Erzeugungskapazitäten außerhalb des Landes im Falle der Höchstlast zur Bedarfsdeckung zur Verfügung. So fiel in 2011 beispielsweise der Zeitpunkt der

Höchstlast auf gesamtdeutscher Ebene nicht mit dem Zeitpunkt der Höchstlast in Baden-Württemberg zusammen [19], so dass im innerdeutschen Austausch Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs in Baden-Württemberg zum Zeitpunkt der Höchstlast im Land zur Verfügung standen und umgekehrt. In diesem Sinne unterstützt die Landesregierung die laufenden und geplanten Netzausbauaktivitäten. Der angestrebte weitere dynamische Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien wird ebenso wie die Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarktes zudem die Anforderungen an die Netzinfrastruktur auf allen Netzebenen noch erhöhen.



4

Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

4.1 ERSTE WIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE AUF VERBRAUCHSSEITE?

Neben den Umstrukturierungen auf der Energiebereitstellungsseite stellt die Energiewende auch hohe Anforderungen an die Verbrauchsseite. Erforderlich ist ein deutlich effizienterer Einsatz der Energie in allen Bereichen, wobei nicht nur der spezifische Verbrauch durch technische Innovation zu senken ist, sondern eine deutliche Reduktion des absoluten Energiebedarfs erzielt werden muss. Langfristiges Ziel – bis 2050 – ist die Halbierung des gesamten Endenergieverbrauchs, also in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr (bezogen auf das Jahr 2010).

Aufgrund der statistischen Erfassungszeiträume liegen für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg aktuell lediglich vorläufige Zahlen für das Jahr 2011 vor. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs aufgeteilt in die Verbrauchssektoren Industrie (Bergbau und verarbeitendes Gewerbe), Verkehr sowie Haushalte und Kleinverbraucher. Letzterer enthält neben den privaten Haushalten auch den gesamten Bereich „(Klein)Gewerbe, Handel und Dienstleistung“, da auf Landesebene keine getrennte Erfassung dieser Verbrauchsgruppe erfolgt. Da es sich um unbereinigte absolute Verbrauchsdaten handelt, werden der Witterungseinfluss auf das Heizverhalten (Haushalte und

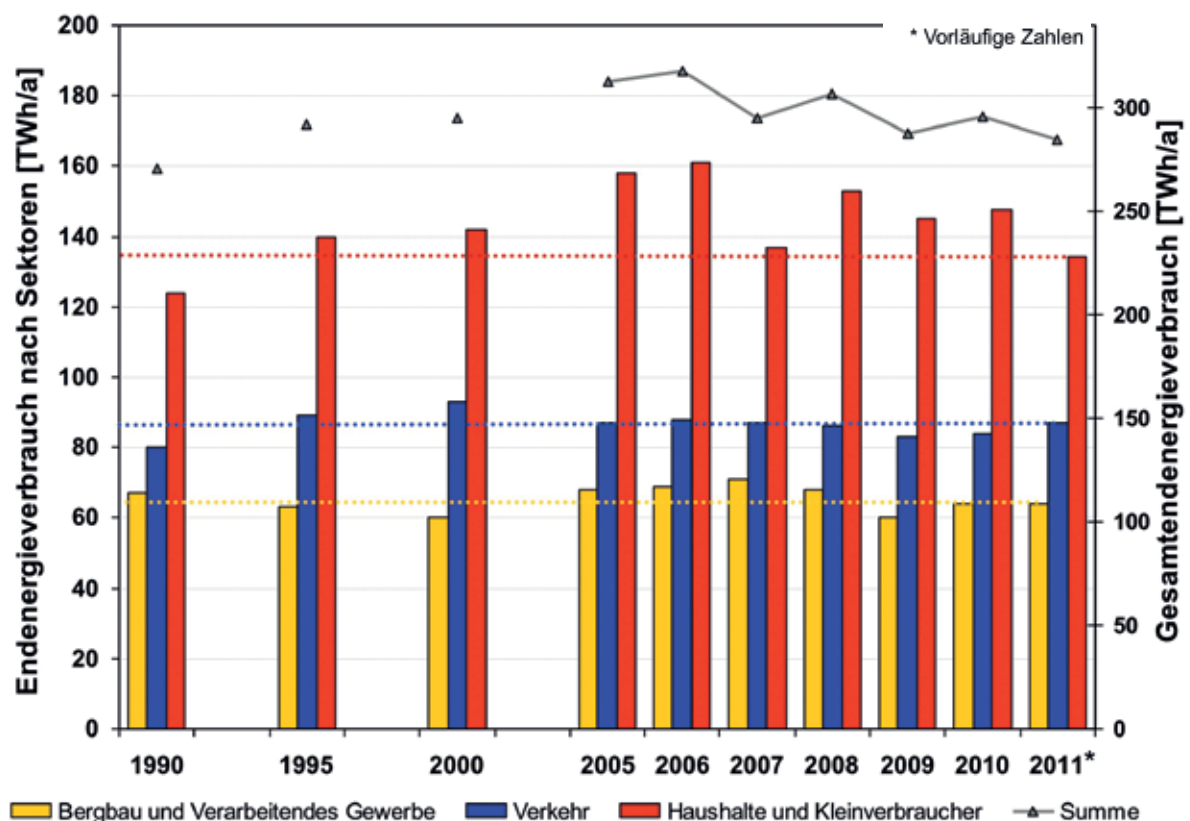


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2011 [20]. Quelle: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2013

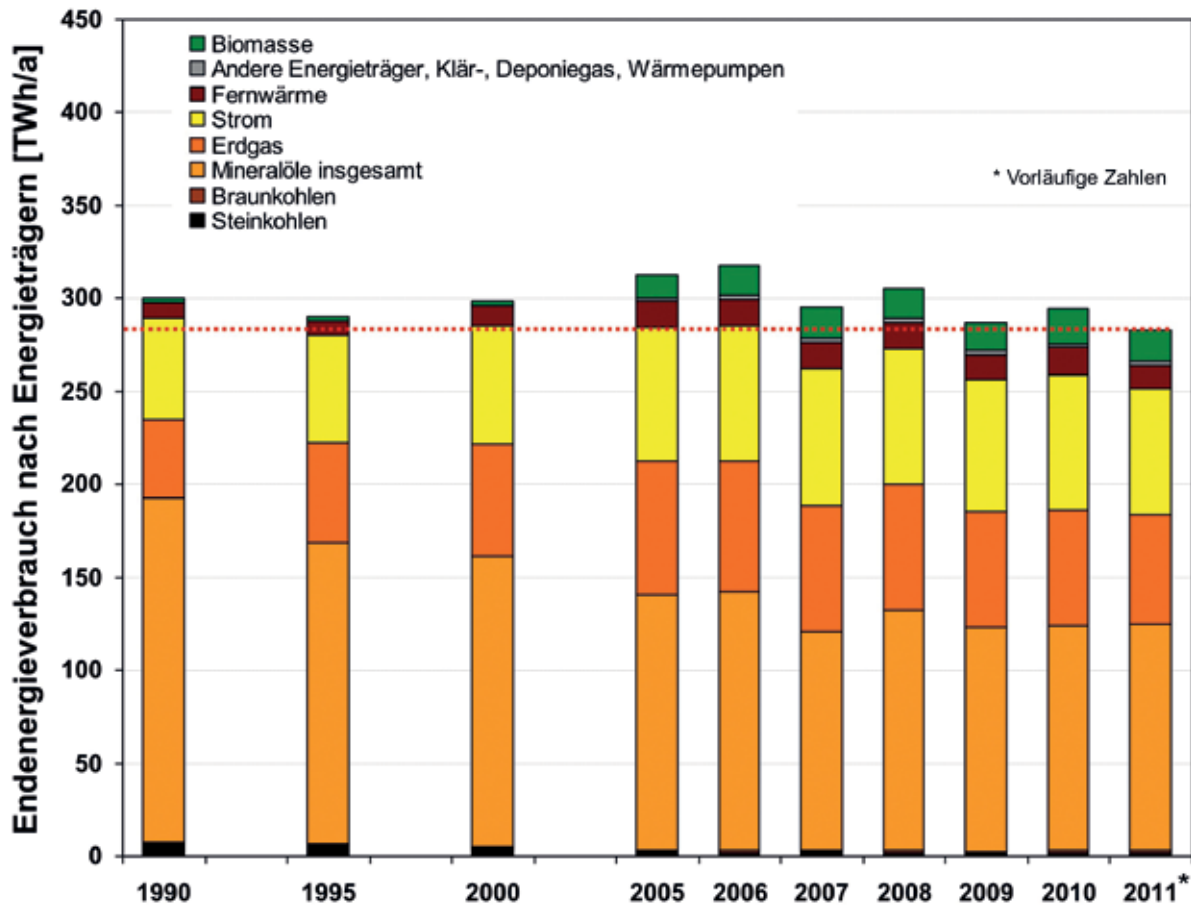


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zeitraum von 1990 bis 2011 [20].

Quelle: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2013

Kleinverbraucher) sowie der Einfluss der konjunkturellen Entwicklung auf den Verbrauch der Industrie besonders deutlich. Im Verkehrssektor ist der Verbrauch nach dem hauptsächlich konjunkturell bedingten Rückgang im Jahr 2009 nach einem leichten Anstieg im Jahr 2010 (0,6 %) in 2011 erneut um 3,1 % gestiegen, so dass in 2011 wieder ungefähr das Niveau von 2008 erreicht wurde. Nach dem konjunkturell bedingten Einbruch des Endenergieverbrauchs in der Industrie im Jahr 2009 stieg dieser in 2010 wieder deutlich (+8 %), verharrte aber in 2011 auf diesem Niveau (+0,3 %). Auffällig ist der deutliche Rückgang der Verbrauchszahlen im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher um 9,2 % im Jahr 2011, der auch zu einem Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg um 3,6 % geführt hat. Teilweise ist dies auf die mildere Witterung im Jahr 2011 zurückführbar, doch auch nach einer Temperaturbereinigung⁵ bleibt ein deutlicher Verbrauchsrückgang zu verzeichnen.

Analysiert man die Entwicklung der einzelnen Energieträger

(Abbildung 8), fällt der Rückgang beim Endenergieverbrauch von Strom⁶ ins Auge. Dieser hat seine Ursache vor allem im Sektor Haushalte und Kleingewerbe. Teilweise ist dies, wie auch die Verbrauchsrückgänge bei Erdgas, Heizöl, Fernwärme und Biomasse, über die mildere Witterung im Jahr 2011 erklärbar, weil hierdurch der Heizstrombedarf (insb. Nachtspeicherheizungen) rückläufig war. Zusätzlich kann auch der zunehmende Einsatz von KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung sowie die beginnende Eigennutzung von Photovoltaikstrom zu einer Senkung des statistisch dokumentierten Endenergieverbrauchs von Strom beigetragen haben, da dieser über den Stromabsatz an Letztverbraucher erfasst wird. Der Rückgang insgesamt ist jedoch zu hoch, um über diese Faktoren allein erklärt zu werden. Auch im Bundesvergleich fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs von Strom in Baden-Württemberg deutlich stärker aus. Mit Blick auf den Fortschritt der Energiewende wäre dies eine wünschenswerte Entwicklung, sofern sie sich als nachhaltig herausstellt. Dies wird im Rahmen des Monitorings der Energiewende mitverfolgt.

⁵ Die in Abbildung 7 und Abbildung 8 verwendeten Daten des Statistischen Landesamtes sind nicht temperaturbereinigt.

⁶ Im Gegensatz zum Bruttostromverbrauch in Kapitel 3.1 ist hier der Endenergieverbrauch Strom dargestellt. Der Endenergieverbrauch Strom entspricht der an die Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr zu energetischen Zwecken gelieferten Strommenge. Der Bruttostromverbrauch umfasst im Unterschied zum Endenergieverbrauch von Strom auch Netzverluste und den Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich.

4

Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

4.2 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Neben der Reduzierung des Endenergiebedarfs im Gebäudebereich (auf ihn entfallen etwa 40 % des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg) kommt auch der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Wärmesektor unter Klimaschutzgesichtspunkten eine besondere Bedeutung zu.

Im Jahr 2012 trugen die erneuerbaren Energien 17,5 TWh zur Deckung des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Baden-Württemberg bei (Abbildung 9).

Damit decken sie einen Anteil von rund 11 % des gesamten Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung⁷ (wird der Stromanteil herausgerechnet, ergibt sich ein Anteil von ca. 12,8 %).

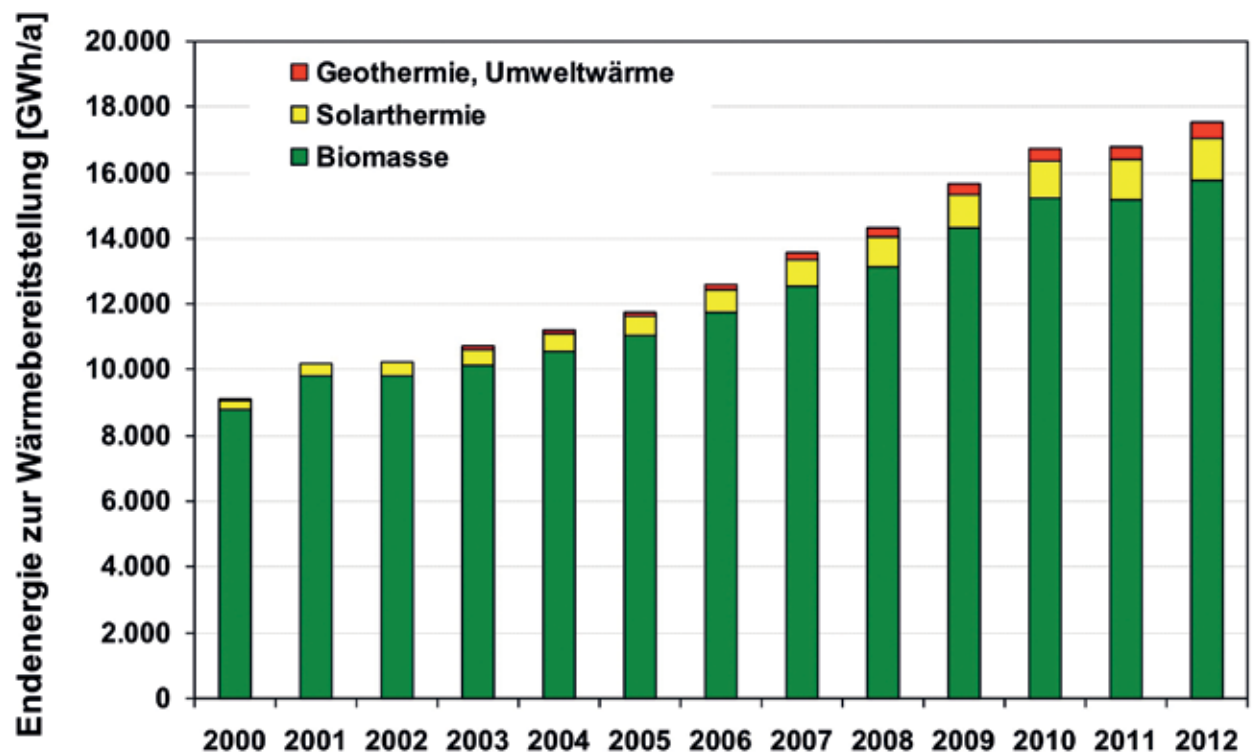


Abbildung 9: Entwicklung des absoluten Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung [15].

Der Einsatz von Biomasse dominiert dabei innerhalb der erneuerbaren Wärmeversorgung deutlich. Dies gilt sowohl bezogen auf den Gesamtbeitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung als auch im Hinblick auf die absolute Steigerung in den vergangenen Jahren. Die Biomasse wird auch weiterhin eine tragende Säule der erneuerbaren Energien im Wärmesektor bleiben, parallel muss jedoch die Zubau-

dy- namik der anderen Energieträger, insbesondere der Solarthermie, deutlich gesteigert werden. Parallel zur statistischen Erfassung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien ist es Ziel, zukünftig im Monitoring der Energiewende auch über Effizienzfortschritte im Gebäudebereich und die zugehörigen Sanierungsaktivitäten zu berichten, sofern entsprechende Verbesserungen der Datenlage dies zulassen.

⁷ Endenergieverbrauch für Wärme 2012 geschätzt.



Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

5.1 STROMNETZE

5.1.1 Systemstabilität

In einem elektrischen Energieversorgungssystem müssen sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets die Waage halten, da sich Energie nur in sehr geringem Maße speichern lässt. Weichen Erzeugung und Verbrauch von einander ab, muss mittels des Einsatzes von Regelernergie die Balance unverzüglich wieder hergestellt werden, damit es nicht zu einer Gefährdung der Systemstabilität kommt. Für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten sind die Übertragungsnetzbetreiber für ihre jeweiligen Regelzonen verantwortlich. In Baden-Württemberg obliegt diese Verantwortung somit der Transnet BW. Die Energiewendebeschlüsse – beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie inklusive der sofortigen Stilllegung der acht ältesten Kernkraftwerke sowie der weitere dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien – und die einhergehende auch geografisch veränderte Verteilung der Erzeugungskapazität haben Auswirkungen auf die Lastflüsse im Netz.

Dies führt unter anderem zu einem erhöhten Einsatz von Redispatch-Maßnahmen (siehe auch Fußnote 3, Seite 11). Neben dem systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber tragen auch Kraftwerksbetreiber eine Verantwortung für die Stabilität der Netze. Daher hat die BNetzA die Betreiber aller an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen verpflichtet, auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber an bestimmten Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität mitzuwirken. Damit soll sichergestellt werden, dass die Netze den jetzt erhöhten Anforderungen weiterhin standhalten [21]. Zur Erhöhung der Transparenz wurden die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2012 zur Veröffentlichung aller Redispatch-Maßnahmen verpflichtet. Die entsprechenden Daten sind auf der gemeinsamen Homepage www.eeg-kwk.net veröffentlicht. Entsprechend detaillierte Vergleichsdaten für die Vorjahre liegen nicht vor. Seitens der BNetzA wurden im Monitoringbericht 2012 lediglich Gesamtwerte für Deutschland angegeben. So betrug das Gesamtvolumen des deutschlandweiten Redispatches im Jahr 2011 3,9 TWh [22]. Eine bundeslandspezifische Auswertung liegt für die Vorjahre

nicht vor. Durch die neu geschaffene Transparenz ist nunmehr eine detaillierte Betrachtung der Redispatch-Maßnahmen möglich. So waren seit Beginn der Dokumentation (1.4.2013) unter Beteiligung der Transnet BW als anweisendem Übertragungsnetzbetreiber 128 Redispatch-Maßnahmen erforderlich [23]. Im Durchschnitt bedeutet dies, dass alle 1,4 Tage eine Redispatch-Maßnahme unter Inanspruchnahme des baden-württembergischen Kraftwerksparks durchgeführt werden musste. Da Vergleichszahlen für die Vorjahre fehlen, lassen sich hieraus derzeit noch keine Rückschlüsse auf die Auswirkungen der Energiewende ziehen. Die Zahl der ausschließlich innerhalb der Regelzone der Transnet BW erforderlich gewesenen Redispatch-Maßnahmen erscheint mit sieben Maßnahmen im Vergleich zu den insgesamt deutschlandweit ergriffenen 1.626 Maßnahmen gering. Das Maßnahmenvolumen deutschlandweit betrug im betrachteten 6-Monatszeitraum ~1,5 TWh, so dass im Vergleich zum Gesamtjahr 2011 (~3,9 TWh) zumindest keine Verschlechterung der Situation abzulesen ist. Für belastbare Aussagen müssen jedoch zunächst die Daten für das Gesamtjahr vorliegen.

5.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze

Dass im Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) Weiterentwicklungsbedarf besteht, damit es auch den zukünftigen Anforderungen entsprechen kann, ist nicht neu. So wurde bereits mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) im Jahr 2009 der aus den oben genannten Zielen resultierende Netzausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze adressiert. Für Baden-Württemberg enthielt das EnLAG zunächst drei konkrete Ausbauvorhaben (S.27 o.).

Für Vorhaben Nr. 22 ist zwischenzeitlich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf durch Änderungen in der Netztopologie in der betreffenden Netzregion entfallen, so dass das Vorhaben nicht weiter verfolgt wird; das EnLAG wurde entsprechend geändert. Für Vorhaben Nr. 23 mit einer Trassenlänge von 25 km wurde das Planfeststellungsvorhaben im zweiten Quartal 2013 abgeschlossen. Die Bauvorbereitungen sollen in den nächsten Monaten beginnen. Bei einer avisierten Bauzeit von 12 Monaten ist mit der Fer-



Nr. 22: Weier – Villingen

Kapazitätserhöhung zur Vermeidung struktureller Engpässe durch Umrüstung von 220 kV auf 380 kV. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für das Vorhaben ist durch Änderungen in der Netztopologie in der betreffenden Netzregion zwischenzeitlich entfallen.

Nr. 23: Neckarwestheim – Mühlhausen

Kapazitätserhöhung zur Vermeidung struktureller Engpässe sowie zum Weitertransport der aus dem Netz der TenneT übernommenen Windenergie in Richtung Südwest.

Nr. 24: Bünzwangen - Lindach - Goldshöfe

Kapazitätserhöhung zur Vermeidung struktureller Engpässe sowie zum Weitertransport der von TenneT übernommenen Windenergie. Schaffung eines zusätzlichen Transportpfades zur Aufnahme des zunehmenden erneuerbaren Stromaufkommens im Raum Kupferzell-Goldshöfe; Verknüpfung der vorhandenen Transitachsen.

Quelle: BNetzA

tigstellung in 2014 zu rechnen. Vorhaben Nr. 24 umfasst eine Trassenlänge von 60 km, für die eine Bauzeit von 36 Monaten angesetzt wird. Die Inbetriebnahme ist für 2020 vorgesehen. Das Vorhaben ist derzeit Gegenstand eines dem erforderlichen Raumordnungsverfahren vorgelagerten Dialogverfahrens der Transnet BW.

Der weitere Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Deutschland und in Baden-Württemberg wird in einem ab 2012 jährlich zu erstellenden nationalen Netzentwicklungsplan (NEP)

aufgezeigt. Die im Netzentwicklungsplan 2012 bzw. 2013 adressierten Startnetzmaßnahmen befinden sich mit Ausnahme von TNG-003 (das dem EnLAG-Vorhaben Nr. 24 entspricht) in der Planung bzw. im Bau (siehe Tabelle 2).

Hinsichtlich einer erfolgreichen Umsetzung der Startnetzmaßnahmen bestehen somit lediglich noch Verzögerungsrisiken, falls unvorhergesehene Ereignisse eintreten, die den Genehmigungsprozess bzw. den Baufortschritt verzögern. Generell wird dem kurzfristigen Netzausbaubedarf jedoch mit entsprechenden Ausbaumaßnahmen begegnet.

Tabelle 2: Stand der Umsetzung der Netzverstärkungsmaßnahmen im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2013 (Startnetz 2012) in Baden-Württemberg [24, 25, 26]

Nr.	Startnetzmaßnahme (TransnetBW)	Angestrebte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis (88 Leitungskilometer)	2013	abgeschlossen bis auf die Stadt Senden, für diese ist der Planfeststellungsbeschluss erteilt.
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	2013	genehmigt bzw. im Bau
TNG-003 EnLAG Nr. 24	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen – Goldshöfe (60 Leitungskilometer) mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöfe	2020	Dialogverfahren läuft
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach – Hüffenhardt um den ersten 380-kV-Stromkreis (20 Leitungskilometer) mit Umspannwerkserweiterung in Großgartach und Hüffenhardt	2013	Planfeststellungsbeschluss erteilt
TNG-005 EnLAG Nr. 23	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen (37 Leitungskilometer) mit Umspannwerkserweiterung und Großgartach und Mühlhausen	2014	Planfeststellungsbeschluss erteilt
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (5 Leitungskilometer) (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)	2014	genehmigt bzw. im Bau
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV Umspannwerks Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung (6 Leitungskilometer)	2013	laufende Baumaßnahme
TNG-008	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung von Birkenfeld nach Ötisheim (15 Leitungskilometer)	2020	Planfeststellungsverfahren in Vorbereitung
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	2013	genehmigt bzw. im Bau
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250 Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	2013	genehmigt bzw. im Bau

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Die von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten und von der BNetzA bestätigten weiteren Netzausbaumaßnahmen fanden Eingang in das im Juli 2013 in Kraft getretene Bundesbedarfsplangesetz. Es enthält insgesamt 36 Vorhaben, deren Umsetzung zeitnah sowohl energiewirtschaftlich erforderlich als auch zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes zwingend notwendig erscheint. Für Baden-Württemberg relevant sind die in Abbildung 10 gezeigten Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz, für die nunmehr die erforderlichen Planungsverfahren einzuleiten sind.

Neben dem laufenden Ausbau des Übertragungsnetzes kommt dem Ausbau und der Weiterentwicklung des Verteilnetzes zu einem intelligenten Netz eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg zu. Zur Integration

der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und den flankierenden Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist das Netz in erster Linie auf Nieder-, Mittel- und teilweise auch auf Hochspannungsebene verstärkt auszubauen, da hier die zukünftig steigende Strommenge aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufzunehmen ist. In der im Dezember 2012 veröffentlichten Verteilnetzstudie der deutschen Energieagentur (dena) wurde auf Basis von Netzgebietsklassen der bundesweite Ausbaubedarf im Verteilnetzbereich abgeschätzt. [28].

Die Studie gibt zwar keine bundesländerspezifische Auskunft über den konkret erforderlichen Netzausbau, eine Abschätzung des Investitionsbedarfs für den Verteilnetzausbau in den einzelnen Bundesländern ist hingegen vorhanden. Für Baden-Württemberg wird bis 2030 je nach Ausbauszenario ein Gesamtinvestitionsbedarf von 2,6 bis 3,9 Mrd. € quantifiziert.

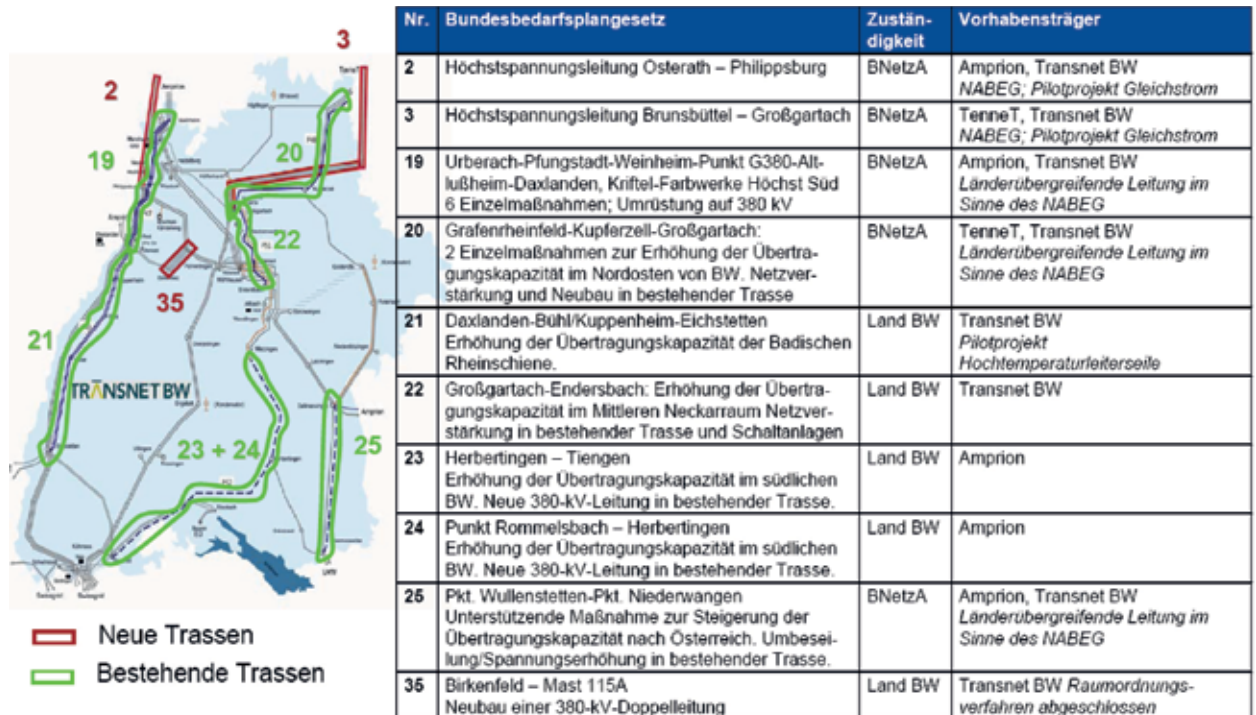


Abbildung 10: Vorhaben im Rahmen des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW ebenso wie durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg [27].



Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Verteilnetzes mit Blick auf ein mögliches Risiko für die Sicherheit der Versorgung ermöglicht auch ein Monitoring der Notwendigkeit bzw. der Häufigkeit des Ergreifens von Einspeisemanagementmaßnahmen, der abgeregelten Leistung, der hierdurch verlorenen elektrischen Arbeit sowie die Höhe der gezahlten Entschädigungszahlungen. 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. Aktuell ist laut dem größten Verteilnetzbetreiber Baden-Württembergs, der EnBW Regional AG, in Baden-Württemberg nicht mit dem Einsatz von Einspeisemanagement zu rechnen [29]. 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, wodurch im vergangenen Jahr knapp 2% der gesamten Windstromerzeugung verloren gingen. Für Baden-Württemberg kann daraus gefolgert werden, 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. Die weitere Entwicklung wird deshalb im Rahmen des Monitorings der Energiewende auch zukünftig verfolgt, um mögliche Problemlagen frühzeitig erkennen zu können.

Ein aktuelles Thema hinsichtlich der Verteilnetze ist zudem die Neuvergabe von Konzessionen im Strom- und Gassektor. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft informiert hier im Rahmen seines Positionspapiers Konzessionsvergabe [30] über die Herausforderungen, die mit dem

Betrieb von Verteilnetzen verbunden sind. Ziel dieser Informationskampagne ist es, den Kommunen eine faktenbasierte und ausgewogene Entscheidung zu ermöglichen, was auch zur Wahrung der Versorgungssicherheit im Verteilnetzbereich beitragen kann.

5.1.3 Netzqualität

Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene international gängige Kennzahlen. Von der BNetzA wird beispielsweise 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 sind nicht vorhanden. 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 daher ebenso wenig in die Berechnung einbezogen wie Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen). Eingang finden ungeplante Unterbrechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen wie Gewitter, auf Einwirkungen Dritter wie Baggerschäden, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [1]. 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. In 2012 betrug die gemittelte Unterbrechungsdauer 15,91 Minuten pro Jahr [31] und lag somit weiterhin deutlich unter dem Niveau von 2006 (vgl. Abbildung 11 links).

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 in 2012 bei 13,35 Minuten und ist im

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Vergleich zu 2011 leicht angestiegen. Im Niederspannungsnetz auf der Spannungsebene 400 V bzw. 230 V sank die gemittelte Ausfalldauer auf 2,57 Minuten. Im europäischen Vergleich weist Deutschland hinsichtlich der anhand des SAIDI-Wertes gemessenen Netzqualität eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf. Festzuhalten ist zudem – wie auch im Monitoring-Bericht der Bundesregierung

konstatiert [1] –, dass laut Auskunft der Netzbetreiber die im Jahr 2011 aufgetretenen Versorgungsstörungen auf den Ausfall konventioneller Erzeugung, auf Fehler im Zusammenhang mit Bauarbeiten an Leitungen, auf Blitzschlag, auf Tiefbauarbeiten und auf Fehler im Verteilernetz zurückzuführen sind. Ein Zusammenhang mit der Energiewende lässt sich nicht erkennen. Diese Aussage gilt auch im Jahr 2012 uneingeschränkt.

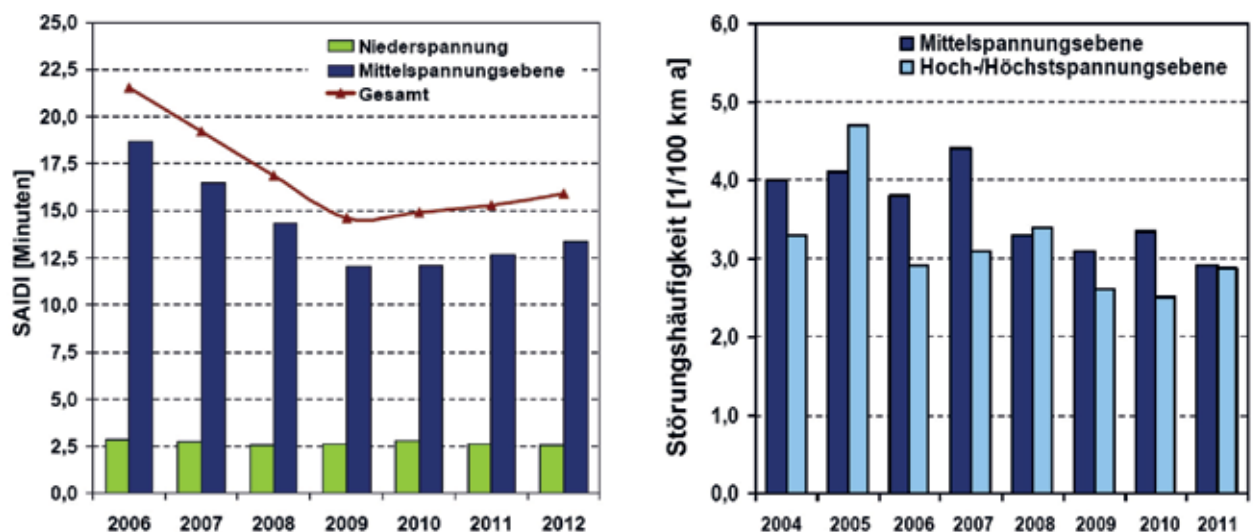


Abbildung 11: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2012 (Abb. links, Quelle: BNetzA 2013) sowie der erfassten Spannungseinbrüche < 3 Min im Zeitraum 2004 bis 2011 (Abb. rechts, Quelle: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) 2013).

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 [32]. 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 Störungstatistik, in der auch diese kurzen Spannungseinbrüche erfasst werden. Wie Abbildung 11 rechts 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 nicht bewahrheitet, auch wenn für 2012 noch keine Daten vorliegen.

Zukünftig wird die stärkere Verbreitung von intelligenten Netzen und die Verfügbarkeit entsprechender Messdaten in diesem Zusammenhang noch mehr Transparenz schaffen können.



5.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Ähnlich wie das Stromnetz ist auch das Erdgasnetz ein Rückgrat des Energieversorgungssystems. Während im Strombereich die Diskussion um den Netzausbau und mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit schon länger sehr intensiv geführt wird, ist der Gasbereich und die Risiken möglicher Engpasssituationen erst durch den tatsächlichen Eintritt des Versorgungsengpasses im Februar 2012 in den Fokus gerückt.

Ebenfalls analog zum Stromsektor enthält das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auch im Gassektor eine Verpflichtung für die Fernleitungsnetzbetreiber, jährlich einen gemeinsamen, deutschlandweiten Netzentwicklungsplan zu erarbeiten. Dieser Plan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten 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 ebenso wie bis zum Jahr 2022 [33]. Im Netzentwicklungsplan Gas 2012 [34] sind für das Gebiet des Fernleitungsnetzbetreibers in Baden-Württemberg, terranets bw, zwei Ausbaumaßnahmen vorgesehen (Tabelle 3). Der Neubau der Verdichterstation Amerdingen sowie der Bau der sog. Nord-schwarzwaldleitung. Für letztere läuft aktuell das Planfeststellungsverfahren. Die Inbetriebnahme ist für 2017 vorgesehen.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 befindet sich aktuell noch in der Bearbeitung und kann daher erst im nächsten Monitoring-Bericht berücksichtigt werden.

Tabelle 3: Im Netzentwicklungsplan 2012 aufgeführte Maßnahmen in der Netzregion der terranets bw.

Nr.	Maßnahme (terranets bw)	Angestrebte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
036-01	Neubau Verdichterstation Amerdingen	k.A.	k.A.
069-01	Anschluss an das TENP-Transportsystem südöstlich von Karlsruhe (Au am Rhein). Streckenverlauf von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg. Länge 71 km	01.10.2017	Planfeststellungsverfahren läuft

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

5.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Ein weiteres wichtiges Element der Wärmeversorgung, das zukünftig im Rahmen der Energiewende im Wärmesektor noch deutlich an Bedeutung gewinnen wird, sind Wärmenetze. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch deutlich schlechter. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landesamt erhoben werden. Der Bereich der dezentralen Nahwärmenetze wird bislang 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 Energiewende wird jedoch angestrebt.

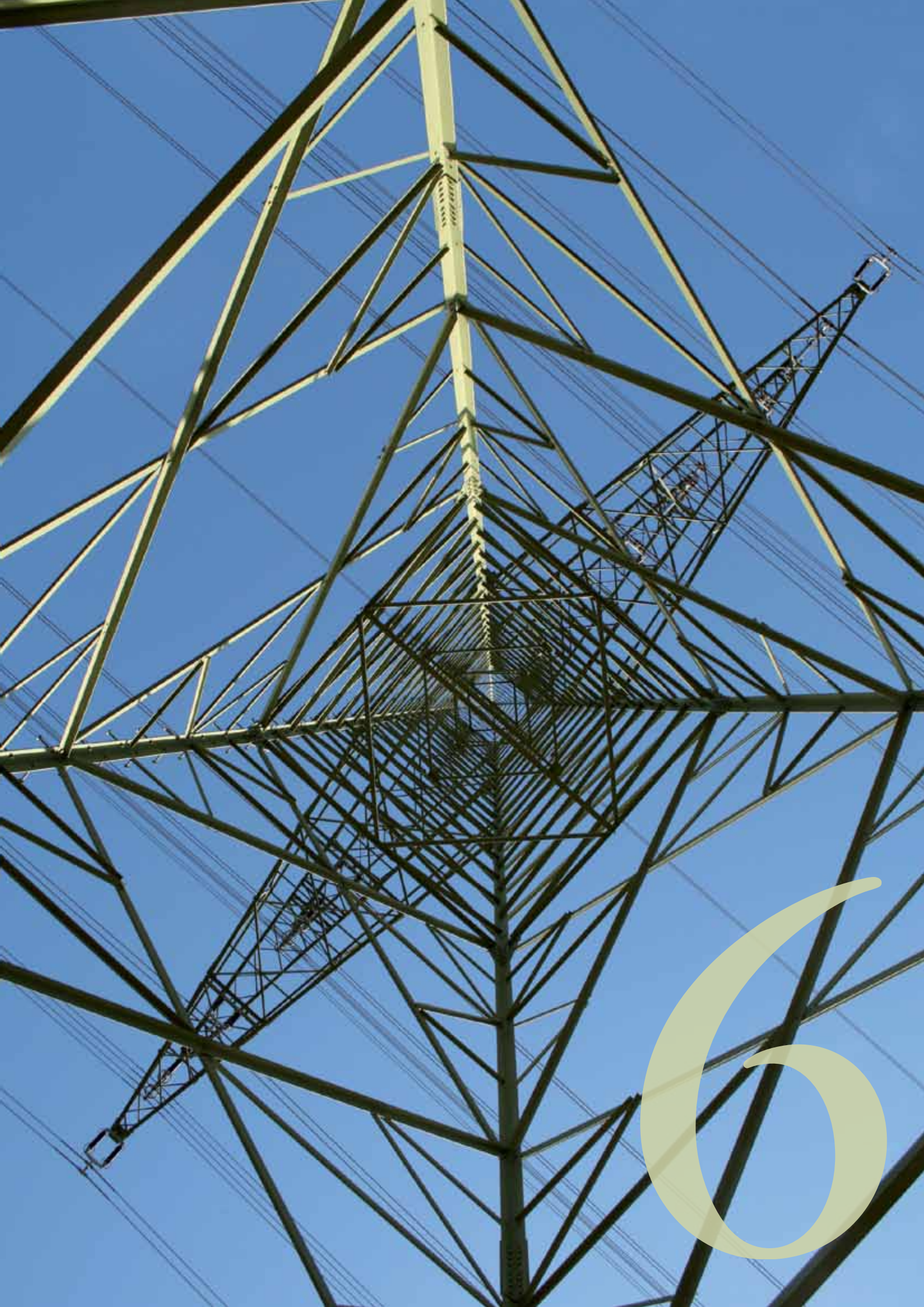
Da der Ausbau von Wärmenetzen nicht zuletzt aus Klimaschutzgründen erklärtes politisches Ziel ist, wird der Neubau seit einigen Jahren durch die Bereitstellung von Fördergeldern im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) sowie des KWK-Programms des BAFA unterstützt. Auf Basis der im Rahmen der Förderanträge erfassten Daten ist zumindest die Zubauentwicklung der vergangenen vier Jahre für Baden-Württemberg abschätzbar (Tabelle 4).

Seit 2009 wurden rund 530 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Eine gewisse Ausbaudynamik ist somit durchaus erkennbar. Für das MAP liegen für 2012 noch keine Daten vor; es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die Entwicklung der EE-Wärmenetze im Jahr 2012 auf dem Niveau der Vorjahre bewegte. Der Hauptgrund für die fehlende Nachfrage im Jahr 2012 für das KWK-Programm des BAFA dürfte die Novellierung des KWKG gewesen sein, mit der deutliche Erhöhungen der Wärmenetzförderung umgesetzt wurden. Angesichts der erhöhten Fördersätze ist im Förderjahr 2013 wieder mit einer stärkeren Nachfrage zu rechnen. Für die jeweils mit dem Wärmenetz transportierte Wärmemenge liegen bisher keine Angaben vor.

[km]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17
2010	100	29
2011	130	36
2012	k.A.	0

* ohne Biomasse/Biogas

Tabelle 4: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren [35], [36]



6

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

6.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE/-KOSTEN

Neben der Versorgungssicherheit ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung eine wichtige Voraussetzung zur langfristigen Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Baden-Württemberg. Aus diesem Grund beobachtet die Landesregierung auch die Entwicklung der Energiepreise und die daraus resultierenden Kostenbelastungen für die einzelnen Verbrauchsgruppen, wenngleich auf Landesebene nur sehr begrenzte Eingriffsmöglichkeiten auf die Preise von Primärenergieträgern oder beispielsweise den staatlich induzierten Anteil der Strompreise 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. Lediglich bei der Steinkohle war die Preisentwicklung leicht rückläufig und die Höchststände von 2008 wurden hier nicht erreicht. Die Entwicklung ist dabei vor allem durch die weltweit steigende Nachfrage nach Energierohstoffen getrieben. Auch die Wirtschaftskrise zeigte hier nur vorübergehend eine entlastende Wirkung: In den Jahren 2011 und 2012 wiesen die Preise erneut steile Steigerungsraten auf und übertrafen dabei das vor der Krise herrschende Niveau zum Teil deutlich (siehe Abbildung 12).

Diese Preissteigerungen und die damit einhergehenden Kostenwirkungen können nicht auf die Energiewende in Deutschland zurückgeführt werden.

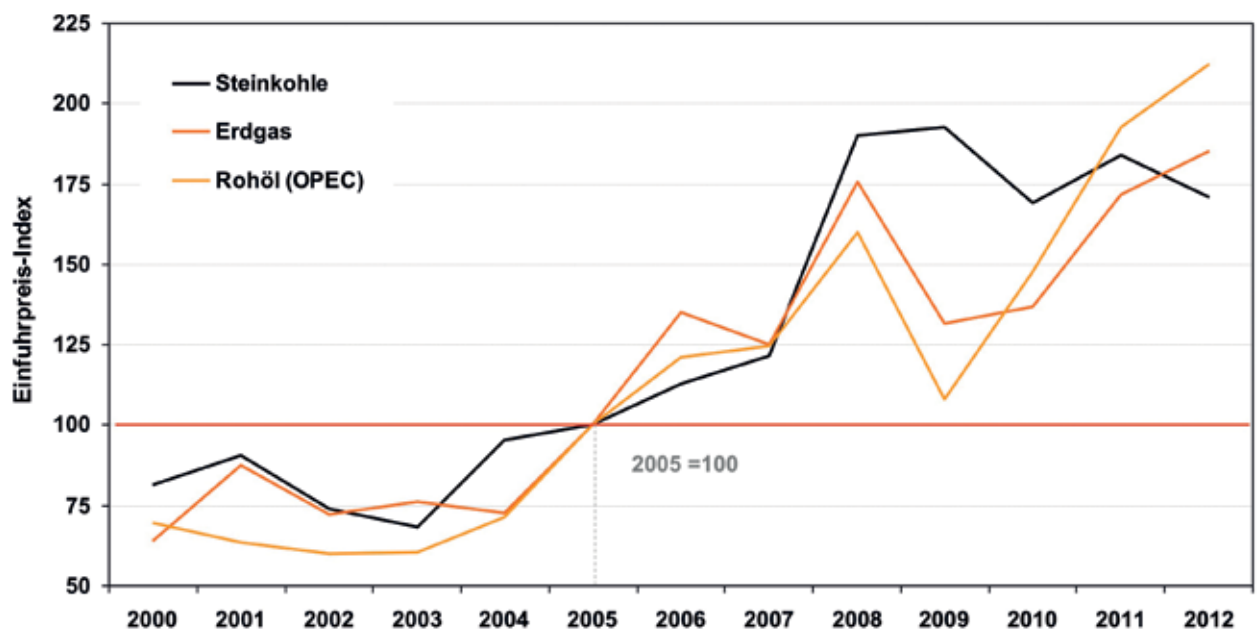


Abbildung 12:

Entwicklung der Preisindizes (jeweiliger Jahresdurchschnitt) für die Einfuhr fossiler Energieträger seit dem Jahr 2000 [37].

Bei der Entwicklung der Strompreise spielen 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 über die Leipziger Strombörse verkauft. Aufgrund der grenzkostenbasierten Preissetzungsmechanismen an der Strombörse hat die Vermarktung der erneuerbaren



Energien einen börsenpreissenkenden Effekt. Die gestiegenen Preise für Energierohstoffe lassen tendenziell zwar eher steigende Preise erwarten, momentan wirken aber die extrem niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandels für aus fossilen Energieträgern erzeugten Strom deutlich preissenkend.

Daneben führen auch die im Gesamtsystem in der bundesweiten Betrachtung weiterhin vorhandenen Kraftwerksüberkapazitäten und die europaweit konjunkturell bedingt rückläufige Stromnachfrage zu niedrigeren Preisen. So wies der Großhandelsstrompreis in 2012 insgesamt eine deutlich fallende Tendenz auf. Die Strompreise am Spotmarkt der Strombörse für Grundlaststrom lagen im Mittel bei 42,67 €/MWh und damit knapp 17 % unter dem Durchschnittswert des Vorjahres. Der mittlere Preis des Phelix Day Peak 2012 betrug 48,53 €/MWh. Am Strom-Terminmarkt notierte 2012 der durchschnittliche Preis für eine Jahreslieferung Grundlast-Produkt im Folgejahr (Phelix-Base-Year-Future) bei 49,23 €/MWh, was einem Rückgang von 12 % gegenüber dem Vorjahreswert entspricht. Im Jahresverlauf 2013 sank der durchschnittliche Preis dort um weitere 25 % auf rund 36,7 €/MWh. Auch für Spitzenlaststrom am Terminmarkt (Phelix-Peak-Year-Future) ging der durchschnittliche Preis um 12 % zurück und lag in 2012 bei 60,79 €/MWh [38]. Auch hier war im Jahresverlauf 2013 ein weiterer Preisrückgang auf rund 50 €/MWh zu verzeichnen, der jedoch mit 8 % deutlich moderater ausfiel als beim Grundlast-Preis [39].

Von diesem Preisrückgang profitieren jedoch nicht alle Verbraucher gleichermaßen, zumal der Großhandelsstrompreis nur einer von vielen 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 decken oder mittels Verträgen, die eng an die Entwicklungen im Großhandelsmarkt gebunden sind [1]. Für diese Kundengruppe bedeutet der sinkende Börsenstrompreis somit einen unmittelbaren Kostenvorteil.

Für Industriekunden⁸ blieb 2012 vor allem aufgrund des rückläufigen Börsenstrompreises der Endkundenpreis stabil (Abbildung 13), stieg aber 2013 wieder deutlich. Teilweise war dies durch die EEG-Umlage bedingt, teilweise durch neu eingeführte oder

ausgeweitete Umlagemechanismen wie die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage nach § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (Befreiung der energieintensiven Industrie von der Zahlung der Netzentgelte).

Diese Umlagemechanismen kommen für die Haushaltsstrompreise vollumfänglich zum Ansatz, wie Abbildung 14 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 28,5 ct/kWh zum Jahresbeginn 2013, was einer Steigerung um 9 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

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 Unsicherheiten behaftet. Studien gehen jedoch zukünftig eher von moderaten Steigerungsraten von 1-2 % pro Jahr aus [41].

Hierin ist die am 15. Oktober 2013 bekannt gegebene Erhöhung der EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh zum 01. Januar 2014 noch nicht enthalten. Gemäß einer Analyse des Öko-Instituts [42] geht mit 0,44 ct/kWh weniger als die Hälfte der Umlageerhöhung auf den tatsächlichen Ausbau der erneuerbaren Energien zurück, wobei mit 0,19 ct/kWh der Ausbau der Offshore-Windenergie noch den stärksten Zuwachs bewirkt. Auf die Photovoltaik entfallen nur mehr 0,08 ct/kWh. Mit 0,36 ct/kWh schlägt sich der gesunkene Börsenstrompreis und die resultierende Steigerung der EEG-Differenzkosten besonders stark nieder. 0,14 ct/kWh sind auf eine erneute Ausweitung der Inanspruchnahme der EEG-Umlagebefreiung im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung zurückzuführen. Dies ist jedoch weitestgehend einer Neuordnung des Bahnstroms zuzuordnen, der zuvor im Rahmen der Eigenverbrauchsregelung nicht in die Berechnung der EEG-Umlage eingeflossen ist. Der Anstieg der EEG-Umlage ist jedoch im Gesamtkontext zu sehen. Wird nicht nur der Anstieg der EEG-Umlage, sondern auch der Rückgang der Großhandelsstrompreise an die Verbraucher entsprechend weitergegeben, dürften die genannte Strompreisteigerungsrate von 1-2 % pro Jahr auch in den kommenden Jahren nicht überschritten werden [42].

⁸ Industriekunden, die nicht zum Kreis der energieintensiven Unternehmen zählen.

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

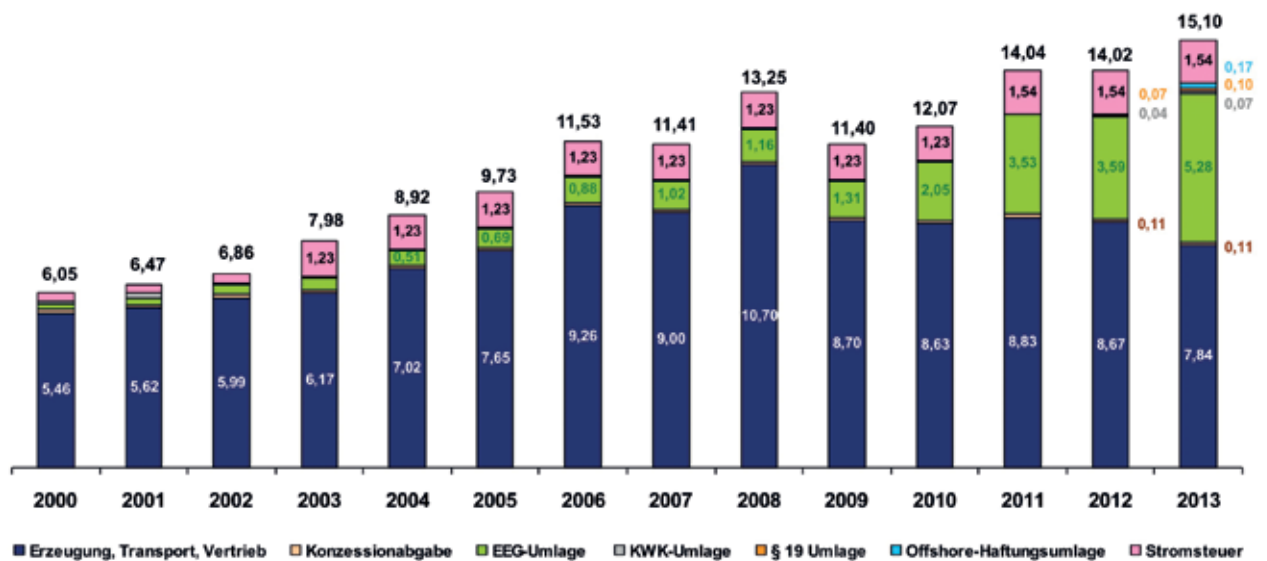


Abbildung 13: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise/-bestandteile für die Industrie in ct/kWh (Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h), 2013:Werte zu Jahresbeginn) [40].

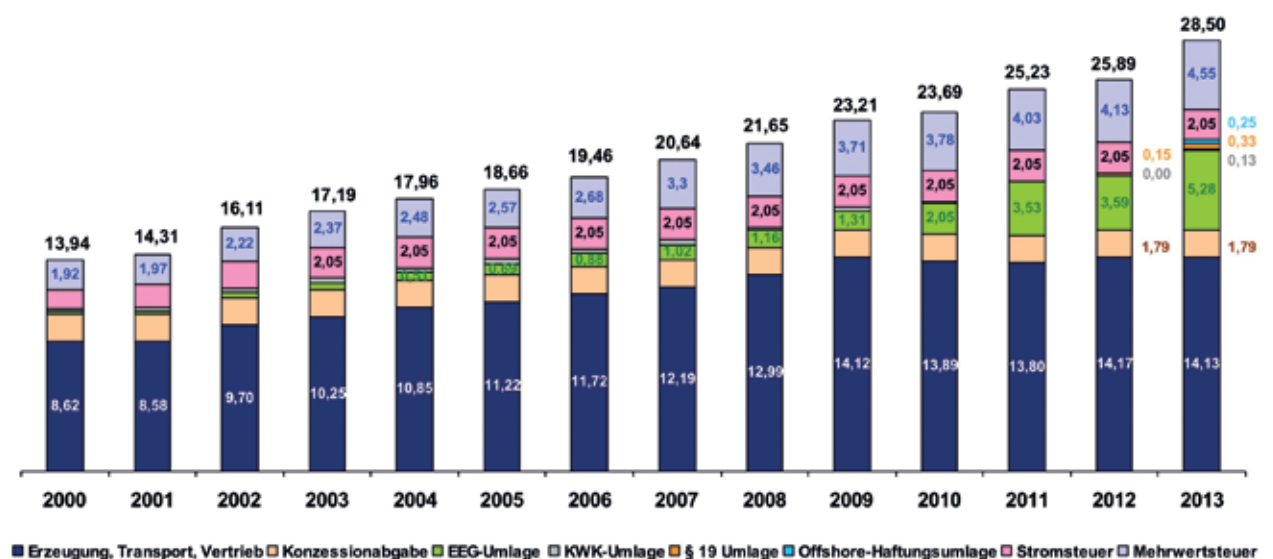


Abbildung 14: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise/-bestandteile für Haushalte in ct/kWh (Jahresverbrauch 3.500 kWh, 2013: Werte zu Jahresbeginn) [40].



6.2 ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Ein zentrales Element der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Neben den damit verbundenen direkten Wirkungen im Strom- und Wärmesektor sind mit diesem Transformationsprozess auch indirekte Wirkungen verbunden. So hat der Ausbau der erneuerbaren Energien beispielsweise Auswirkungen auf die Beschäftigung. Im Bereich der Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschl. Vorleistungen) sowie dem Betrieb des Anlagenbestandes (einschl. Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen sowie Substraten) waren in Baden-Württemberg im Jahr 2012 rund 41.000 Arbeitsplätze 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 Vergleich zum Vorjahr ist jedoch ein leichter Rückgang der Beschäftigung um rund 4 % zu verzeichnen (Abbildung 15). Während insbesondere die Beschäftigung im Bereich Windenergie um 13 % gegenüber 2011 gewachsen ist, war im Bereich Photovoltaik ein Rückgang von rund 20 % zu beobachten. Der Rückgang im Photovoltaik-Markt spiegelt sich somit zwar in der Beschäftigung wider, jedoch nicht im eigentlich zu erwartenden Maße. Denn Baden-Württemberg ist weniger ein

direkter Produktionsstandort von Photovoltaik-Modulen bzw. Zellen. In Baden-Württemberg liegt der Schwerpunkt vielmehr im vorgelagerten Maschinen- und Anlagenbau. Durch die angespannte Marktlage auf dem Photovoltaik-Weltmarkt herrscht jedoch Zurückhaltung bei der Investition in neue Produktionsanlagen, was der heimische Maschinen- und Anlagenbau anhand deutlich gesunkener Exporte zu spüren bekommt.

Trotz des 2012 weiterhin verhaltenen Zubaus von Windenergieanlagen im Land ist die Beschäftigung in diesem Bereich vergleichsweise stark gewachsen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Baden-Württemberg auch hier vergleichsweise stark durch die Herstellung und den Export von Vorleistungen bzw. Komponenten (z.B. Hydraulik, Getriebe) profitiert.

Eine stabile Beschäftigungsbasis stellt der Bereich der Biomasse dar. Dazu trägt die Tatsache bei, dass rund ein Drittel der Arbeitsplätze im Biomassebereich auf den Betrieb des Anlagenbestandes und die Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen zurückzuführen sind. In zukünftigen Monitoring-Berichten sollen mit Blick auf die Wirkungen der Energiewende auch die Beschäftigungseffekte in anderen Bereichen wie im Bereich der energetischen Sanierung von Gebäuden aufgenommen werden. Für den vorliegenden Bericht fehlte hier eine vergleichbare Datenbasis.

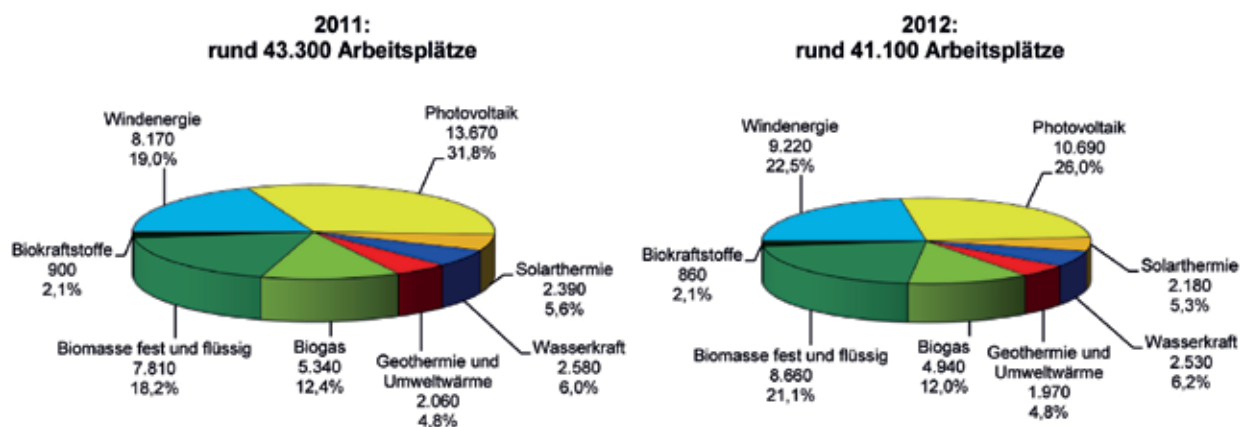


Abbildung 15: Entwicklung der Bruttobeschäftigung in Baden-Württemberg für die Jahre 2011 und 2012 [43].

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin Dezember 2012.
- [2] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Arbeitsentwurf für ein integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg; Stand Dezember 2012; Stuttgart.
- [3] Landtag von Baden-Württemberg, Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg; 17.07.2013; Stuttgart.
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA); Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 22.07.2013; Bonn; online verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP_2013/Szenariorahmen/Anlage1_Gaskraftwerksliste.xls?__blob=publicationFile
- [5] Bundesnetzagentur (BNetzA); Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018; Stand 22.07.2013; Bonn; online verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/Veroeff_ZuUnd%20R%C3%BCckbau_xls.xls?__blob=publicationFile
- [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 2015/16 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse, Bonn, 30. September 2013.
- [8] Bundesamt für Ausfuhrkontrolle [BAFA], nach KWKG zugelassene Anlagen in Baden-Württemberg, Auswertung für das ZSW, Stand 14. Februar 2013. Eschborn, Februar 2013.
- [9] Trianel, Pressemeldung „Trianel und MiRO starten Planungen für das GuD-Kraftwerk Oberrhein“, Karlsruhe/Aachen, 08. Juli 2013.
- [10] ZSW; Ergebnis einer Onlinerecherche: Angaben beteiligter Planungsbüros und Kraftwerksbetreiber; Februar 2012.
- [11] Energiespeicher – Forschungsinitiative der Bundesregierung, weitere Informationen unter: <http://forschung-energiespeicher.info/>
- [12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Pressemeldung und weitere Informationen unter www.erneuerbare-energien.de/die-themen/foerderung/neues-foerderprogramm-fuer-dezentrale-batteriespeichersysteme/ sowie unter www.kfw.de, Berlin, 19. April 2013.
- [13] Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT), Projektinformationen abrufbar unter: www.ict.fraunhofer.de/de/komp/ae/rfb/redoxwind.html#tabpanel-3
- [14] Klobasa, M. et al, Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft im Auftrag der Agora Energiewende, August 2013, Berlin.
- [15] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2012. In Vorbereitung, Stuttgart September 2013.
- [16] EnBW Regional AG; EEG- Anschlussanfragen für Anlagen > 1 MW (Januar 2012 bis Juni 2013), Karlsruhe, Juli 2013.
- [17] Schmidt, M., Staiß F., Nitsch, J.; Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg, Aktualisierte Fassung, Januar 2013, Stuttgart.
- [18] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg; www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1001.asp und www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp
- [19] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, Stand 28.09.2012.
- [20] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Energiewirtschaft in Baden-Württemberg 2010 und vorläufige Zahlen zum Endenergieverbrauch 2011, Stuttgart, September 2013. noch unveröffentlicht sowie www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1004.asp



- [21] Bundesnetzagentur, Online-Information, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html
- [22] Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2012 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn. 05.02.2013.
- [23] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, Redispatch-Maßnahmen, abrufbar unter: www.eeg-kwk.net/de/Redispatch.htm
- [24] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW; Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013; www.netzentwicklungsplan.de/
- [25] TransnetBW, www.transnetbw.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/
- [26] Bundesnetzagentur; Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG-Monitoring), www.netzausbau.de/cln_1932/DE/Home/home_node.html
- [27] Bundesbedarfsplangesetz; abrufbar unter: www.netzausbau.de/cln_1912/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorhaben-node.html.
- [28] Deutsche Energieagentur (dena), dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin. Dezember 2012.
- [29] EnBW Regional, Online-Veröffentlichung: FAQ zum Einspeisemanagement, Stand 28.09.2013, verfügbar unter: www.enbw-regional.de/media/docs/geteilte-dokumente/faq-zum-einspeisemanagement.pdf
- [30] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft; www.versorger-bw.de/fileadmin/BENUTZERDATEN/Bildmaterial/Kartell/Positionspa_pier_Konzessionsvergabe_final.pdf
- [31] Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html, Stand September 2013.
- [32] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Fakten – Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität, FNN-Statistiken, Berlin, Januar 2013.
- [33] Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/gas-node.html
- [34] Netzentwicklungsplan Gas 2012 der deutschen Ferngasnetzbetreiber, Berlin, 10. März 2013, online abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2012/130310_Netzentwicklungsplan_Gas_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [35] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg: Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien. Evaluierungen der Förderjahrgänge 2009 bis 2011.
- [36] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: persönliche Mitteilung. August 2013.
- [37] Statistisches Bundesamt; Daten zur Energiepreisentwicklung, Lange Reihen von Januar 2000 bis Februar 2013, Wiesbaden, 2013.
- [38] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Entwicklung der Energieversorgung 2012, Berlin, 21. März 2013.
- [39] EEX-Terminmarkt Strom, veröffentlicht in der Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK), München. Ausgabe vom 07. Oktober 2013.
- [40] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), Berlin, 31. Januar 2013.
- [41] Leipziger Institut für Energie GmbH, Reichmuth, M.; Bericht über den Strom- und Gasmarkt in Baden-Württemberg 2011/2012; Leipzig, Dezember 2012.
- [42] Loreck, Ch. et al, Analyse der EEG-Umlage 2014, Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende, Öko-Institut, Berlin, 15.10.2013.
- [43] Ulrich, P.; Lehr, U.: Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung, Osnabrück, 12.07.2013.



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT