




Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

 Statusbericht 2023



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

– Statusbericht 2023 –

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

Tobias Kelm, Laura Liebhart, Marcel Klingler, Henning Jachmann, Patrick Wolf

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

IMPRESSUM

Herausgeber

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

Redaktion

Laura Liebhart & Tobias Kelm,
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Dr. Thilo Grau, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Gestaltung

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

Druck

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



Titelbild

Solarpark (© Simon Kraus / stock.adobe.com)

Auflage

300 Stück

Stand: 22. November 2023

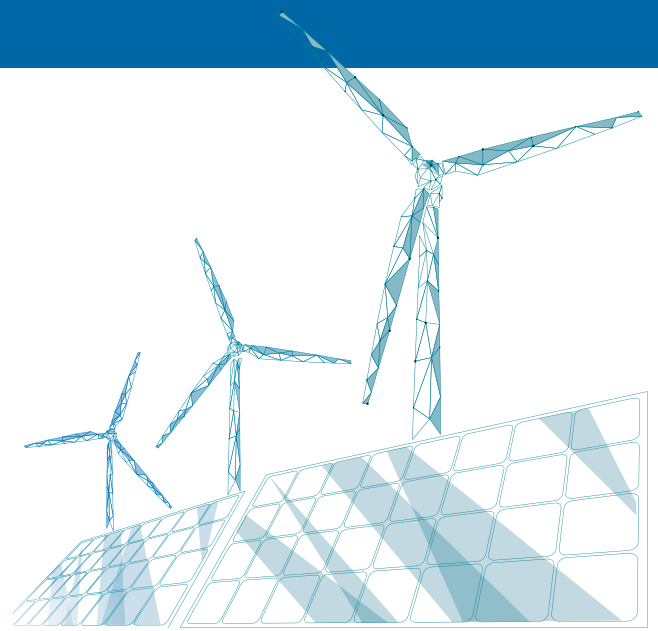
Inhaltsverzeichnis



Bild: Freiflächen-PV-Anlage, Solarpark Kuchen (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

Zusammenfassung	6
1 Hintergrund	20
2 Energiewende im Stromsektor	22
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark	22
2.2 Versorgungssicherheit	26
2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor	40
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	47
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	48
3 Energiewende im Wärmesektor	50
3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor	50
3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor	53
3.3 Fernwärme	57
3.4 Versorgungssicherheit	59
4 Infrastrukturen für die Energiewende	62
4.1 Stromnetze	62
4.2 Erdgasinfrastruktur	70
4.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	72
4.4 Wasserstoffinfrastruktur	75
5 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz	78
5.1 Entwicklung von End- und Primärenergieverbrauch	78
5.2 Entwicklung der Energieeffizienz	80
6 Sektorenkopplung	88
6.1 Stromeinsatz im Verkehr	88
6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor	92
6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	92
6.4 Wasserstoff	96
7 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	98
7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	98
7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	104
Literaturverzeichnis	108
Abbildungsverzeichnis	126
Tabellenverzeichnis	128

Zusammenfassung



Um die Auswirkungen der Energiewende auf das Land Baden-Württemberg zu beobachten und möglichen Handlungsbedarf zu identifizieren, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg mit der Fortschreibung des Monitoringberichts zur Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt.

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

KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

Die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg ist in den vergangenen Jahren zurückgegangen. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von 1,8 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von knapp 3,3 GW gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Im April 2023 wurde der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen. Nach der Laufzeitverlängerung von 3,5 Monaten ist am 15. April 2023 auch für Neckarwestheim II die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erloschen.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) setzt die Rahmenbedingungen für den bundesweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Ausstiegspfad sieht eine Reduzierung der Kraftwerksleistung auf jeweils 15 GW bis zum Jahr 2022 vor, bis zum Jahr 2030 auf 8 GW (Steinkohle) beziehungsweise 9 GW (Braunkohle) und eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038. Geprüft wird zudem, ob eine Beendigung der Kohleverstromung

bereits im Jahr 2035 oder noch früher erfolgen kann. Die Bundesregierung nennt das Jahr 2030 als optimales Zieldatum für den Kohleausstieg, welchem sich einige Bundesländer, auch Baden-Württemberg angeschlossen haben. Die für den 15. August 2022 vorgesehene Überprüfung zum Vorziehen des Kohleausstiegs, welche als Monitoring-Verpflichtung im KVBG verankert ist, wurde jedoch durch das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz noch nicht vorgelegt. Die am Markt agierenden, steinkohlebefeuerten Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW in Baden-Württemberg sind ebenfalls vom KVBG erfasst. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken erfolgt zunächst bis zum Jahr 2027 über sieben Ausschreibungsrunden. Ab 2024 werden die Ausschreibungen von gesetzlichen Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle ergänzt und ab 2027 greift ausschließlich das ordnungsrechtliche Verfahren, welches die Stilllegung nach Alter der Anlagen beinhaltet. In der dritten Ausschreibungsrunde (1. April 2021) hat eine Anlage aus Baden-Württemberg, der Kohleblock des Heizkraftwerks Magirusstraße der Fernwärme Ulm GmbH (8,4 MW), den Zuschlag zum Kohlefeuerungsende im Jahr 2022 erhalten. In der fünften Ausschreibungsrunde (1. März 2022) hat zum einen die EnBW Energie Baden-Württemberg AG mit dem Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks (RDK 7) einen Zuschlag erhalten. Dadurch werden 517 MW elektrische Leistung und bis zu 220 MW Fernwärmeleistung 2025 vom Netz genommen. Zum anderen hat in derselben Ausschreibungsrunde Block 8 des Grosskraftwerks Mannheim (GKM 8) einen Zuschlag erhalten, womit 435 MW elektrische Leistung aus dem Kraftwerkspark fallen werden. Einen Zuschlag in der letzten Ausschreibungsrunde hat das Heizkraftwerk Köhler in Oberkirch erhalten, wonach ab 2026 weitere 18,5 MW weniger zur Verfügung stehen wird.

Da die Ausschreibungsrunde unterzeichnet war, hat die BNetzA gemäß § 20 Abs. 3 KVBG für Block 7 des Kraftwerks Heilbronn die gesetzliche Reduzierung angeordnet. Aufgrund der Gasmangellage im Zuge des Ukraine-Kriegs und der angespannten Lage auf dem Strommarkt hat die Bundesregierung das Ersatzkraftwerkeberechtigungsgesetz beschlossen, wonach eine endgültige Stilllegung von Anlagen, für die das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz in den Jahren 2022 und 2023 das Kohleverfeuerungsverbot vorsieht, bis zum 31. März 2024 untersagt ist. Davon betroffen ist das Heizkraftwerk Magirusstraße in Ulm, dessen Stilllegung statt 2022 erst 2024 erfolgen wird. Das Rheinhafen-Dampfkraftwerk (RDK 7) ist zwar nicht direkt von dieser Regelung betroffen, wird aber nach Aussage der EnBW bis mindestens zum Ende des Winters 2023/2024 am Netz bleiben.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Versorgungssicherheit gliedert sich in die beiden Bereiche marktseitige und netzseitige Versorgungssicherheit auf. Marktseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Sicherung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage gewährleistet ist. Netzseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die bereitgestellten Strommengen unter Wahrung der Netzsicherheit auch transportiert werden können. Für beide Bereiche lässt sich feststellen, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg gewährleistet war und ist. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit spielen unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Kohleausstieg sowie Investitionen in neue Technologien, der Einsatz von flexiblen Lasten und Speichern, die Deckung der Stromnachfrage und Stromimporte eine Rolle.

Unter dem Begriff Redispatch werden Maßnahmen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber verstanden. Diese dienen dazu, auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. In der Regelzone der TransnetBW lag der Redispatchbedarf im Jahr 2022 bei 4.700 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um fast 70 Prozent angestiegen. Fast der gesamte Bedarf entfiel dabei auf Maßnahmen zur Wirkleistungserhöhung. Deutschlandweit beträgt der Anteil der TransnetBW an der gesamten Wirkleistungsanforderung rund 20 Prozent und ist leicht angestiegen.

Im Jahr 2022 wurde in Deutschland insgesamt ein Bedarf an Netzreserve von 3.238 GWh abgerufen. Der bundesweite durch die vier Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Netzreservebedarf wurde in der Praxis unterschritten. Für den Winter 2023/2024 beträgt der ermittelte Netzreservebedarf 4,6 GW. Darüber hinaus steht Reserveleistung zum einen in Form der Kapazitätsreserve (aktueller Erbringungszeitraum 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024) in Höhe von 1,1 GW zur Verfügung und zum anderen mittels 0,9 GW besonderer netztechnischer Betriebsmittel.

Zukünftig wird auch der Bedarf an dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ansteigen. Deutschland liegt hier im europäischen Vergleich noch deutlich zurück. Ein wichtiger Baustein ist neben dem Netzausbau und der Ausweitung des europäischen Binnenhandels der vermehrte Einsatz von Speichersystemen. In Baden-Württemberg wurden 2022 fast 34.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 96.000 Einheiten. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen soll auch mit dem Smart-Meter-Roll-out erfolgen. Für diesen liegt mittlerweile auf Bundesebene ein gesetzlicher Roll-out-Fahrplan vor.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2022 bundesweit bei 12,2 Minuten. Die Unterbrechungsdauer ist damit im Vergleich zum Vorjahr um eine halbe Minute gesunken, was dem zweitniedrigsten Wert seit Erfassungsbeginn entspricht. Für Baden-Württemberg ist der SAIDI im Jahr 2022 entgegen dem Bundestrend um vier Minuten gestiegen. Mit 16,9 Minuten liegt der Wert deutlich über dem Bundesniveau, bewegt sich aber noch innerhalb der Schwankungsbreite der vergangenen Jahre.

STROMERZEUGUNG UND STROMVERBRAUCH

Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2022 ist im Zuge der Energiekrise gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken und liegt mit knapp 67 TWh nur geringfügig über dem Niveau des Jahres 2020, in dem der Verbrauch aufgrund der Corona-Maßnahmen massiv gesunken war. Die hohen Gaspreise in der zweiten Jahreshälfte 2022 und die in diesem Zuge gestiegenen Strompreise drückten die Stromnachfrage insbesondere im Industriesektor und im GHD-Bereich.

Aufgrund der Situation auf dem europäischen Strommarkt (hohe Gaspreise, gesunkene Erzeugung in Kernkraftwerken – vor allem im französischen Kraftwerkspark) hat die Stromerzeugung aus Steinkohle in Baden-Württemberg weiter zugelegt (+16 Prozent). Gestiegen ist auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (+6 Prozent). Insgesamt lag die Bruttostromerzeugung im Land mit 54,6 TWh um rund 4 TWh beziehungsweise 8 Prozent höher als im Vorjahr.

Gesunkene Stromnachfrage und gestiegene Bruttostromerzeugung führten zu einem weiteren Rückgang des Stromimportaldos. Mit 12 TWh Nettoimport wurden rund 18 Prozent des Bruttostromverbrauchs außerhalb Baden-Württembergs erzeugt.

STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wuchs um 1,0 TWh auf 19,3 TWh, womit im Jahr 2022 gut 35 Prozent der landesweiten Bruttostromerzeugung bereitgestellt wurden. Da die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken weiter gestiegen ist, lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung knapp unterhalb des Vorjahreswertes. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil bei rund 29 Prozent. Der Neuanlagenzubau von Windenergieanlagen bleibt weiter deutlich hinter den gesteckten Zielen zurück. Nach 31 Neuanlagen mit insgesamt 123 MW im Jahr 2021 wurden 2022 lediglich 5 Anlagen mit insgesamt 21 MW installiert. Im ersten Halbjahr 2023 folgten 8 Neuinbetriebnahmen mit 30 MW. Auf Basis der Genehmigungszahlen ist für die kommenden Jahre mit einer Wiederbelebung des Zubaus zu rechnen. Mit 820 MW Neuinstallationen im Jahr 2022 ist der Bruttozubau von PV-Anlagen um fast ein Drittel gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Im Jahr 2023 wurde bis Ende August mit rund 1.200 MW bereits deutlich mehr PV-Leistung als im Vorjahr installiert.

Mit der Verabschiedung des EEG 2023 wurden zahlreiche Neuerungen und Verbesserungen umgesetzt, die sich auch auf den EE-Zubau in Baden-Württemberg auswirken werden. Übergeordnet wurde die Zielarchitektur angepasst; bis zum Jahr 2030 sollen nunmehr 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Dementsprechend wurden die Ausbauziele und die Ausschreibungsvolumina erhöht. Mit dem Solarpaket I sollen weitere Verbesserungen für neue Photovoltaikanlagen umgesetzt werden.

ENERGIEWENDE IM WÄRMESSEKTOR

Bei fertiggestellten Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden stellen erneuerbare Energien seit einigen Jahren die am häufigsten genutzte Beheizungsart (nach überwiegender Heizenergie) dar. Im Jahr 2022 wurden fast drei Viertel der Neubauten mit erneuerbaren Energien als überwiegender Heizenergie fertiggestellt, davon der Großteil Wärmepumpen. Aufgrund ihres geringen Heizwärmeverbrauchs und des vergleichsweise geringen Anteils der Neubauten am Gebäudebestand kommt den Bestandsgebäuden bei der Wärmewende die größte Bedeutung zu. In diesem Bereich sind nach wie vor Heizöl und Erdgas die dominierenden Energieträger. Daher setzen an dieser Stelle verschiedene Instrumente an. Zum einen ordnungsrechtlich auf Bundesebene, vor allem mit dem novellierten GEG und auf Landesebene mit dem EWärmeG, zum anderen durch Förderinstrumente insbesondere auf Bundesebene (Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG und Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW) sowie ergänzend auf Landesebene (mit verschiedenen Förderprogrammen). Des Weiteren soll auch die kommunale Wärmeplanung in Zukunft eine zentrale Rolle auf dem Weg hin zu einem klimaneutralen Gebäudebestand spielen.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist auf rund 18 Prozent gewachsen. Nach wie vor dominiert mit Abstand die direkte Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung in Einzelanlagen. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen weiter zu. Baden-Württemberg hält hier mit dem Bundesausbau Schritt, womit weiterhin mehr als ein Drittel der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen auf Baden-Württemberg entfallen.

Bei der Versorgungssicherheit im Wärmesektor steht die Versorgung mittels Wärmenetzen sowie mit Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger im Fokus. Die Versorgungssicherheit bei der Versorgung mit Erdgas wird nachfolgend bei den Infrastrukturen erläutert. Von großer Bedeutung ist bei Wärmenetzen der Einsatz von Ersatz- beziehungsweise Redundanzanlagen, die mit Blick auf die Transformation hin zu klimaneutralen Wärmenetzen, auch Teil der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze ist.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Die im langjährigen Vergleich relativ milde Witterung und die hohen Gas- und Strompreise führten zu einem deutlichen Rückgang der Energienachfrage im Jahr 2022. Insgesamt ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg um rund 4 Prozent auf 273 TWh gesunken. Beim Blick auf die Energieträger ist nicht überraschend der Verbrauch von Erdgas mit rund 12 Prozent am stärksten zurückgegangen. Mit knapp 3 Prozent war aber auch der Stromverbrauch deutlich rückläufig.

Sektoral betrachtet ist der Endenergieverbrauch im Haushaltsbereich mit 9 Prozent am stärksten zurückgegangen. Auch in der Industrie war der Rückgang mit knapp 6 Prozent relativ deutlich. Im GHD-Sektor war nach ersten Berechnungen ein um knapp 3 Prozent geringerer Energieverbrauch zu verzeichnen. Lediglich im Verkehrssektor ist der Verbrauch gestiegen, mit gut 1 Prozent jedoch in geringem Ausmaß.

Gegenüber 1991 ist der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg um rund 15 Prozent gesunken, der Endenergieverbrauch um gut 4 Prozent. Im selben Zeitraum ist die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, gemessen am preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt, um 47 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Energieproduktivitäten, also das Verhältnis von Wirtschaftskraft pro verbrauchter Einheit Energie, einen positiven Trend auf. Insgesamt liegt das End- beziehungsweise Primärenergieproduktivitätsniveau im Jahr 2022 mehr als ein Drittel beziehungsweise rund die Hälfte über dem des Jahres 1991.

Bei der Effizienz von Wohngebäuden, abgebildet durch den Endenergieverbrauch (ohne Strom), stagnierten ab 2010 die temperaturbereinigten spezifischen Verbräuche für einige Jahre und sind bis 2020 kurzfristig deutlich gestiegen. Ab 2021 war der spezifische Verbrauch wieder rückläufig. Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. 2022 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung zu verzeichnen.

Mit Blick auf die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich hat Baden-Württemberg weiterhin eine hohe anteilige Inanspruchnahme vorzuweisen. Damit zeigt sich, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist.

INFRASTRUKTUREN – STROM-, GAS- UND WÄRMENETZE, WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Mit der Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) im Februar 2021 und der Ergänzung weiterer Ausbauvorhaben ist der gesetzlich festgestellte Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes bundesweit auf mittlerweile rund 12.200 km angestiegen. Auf Baden-Württemberg entfallen dabei 14 Ausbauvorhaben mit rund 870 Trassenkilometern. Der bisher geplante Übertragungsnetzausbau liegt sowohl bundesweit als auch in Baden-Württemberg weiterhin hinter den ursprünglichen Planungen zurück.

Bei den 22 Vorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), die von den vier Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden, sollen circa 1.800 Leitungskilometer installiert werden. Nach den ursprünglichen Planungen sollte der Ausbau bereits 2018 abgeschlossen sein. Aktuell wird, bei noch 380 fehlenden Kilometern, von einer Fertigstellung im Jahr 2030 ausgegangen.

Die Gasversorgung in Deutschland ist Stand August 2023 in Deutschland stabil und gesichert. Eine Gasmangellage im vorangegangenen Winter 2022/2023 konnte vermieden werden. Die Vorbereitung auf den Winter 2023/2024 bleibt jedoch eine Herausforderung. Die Erdgasspeicher haben bereits im Juni das Speicherziel von 75 Prozent erreicht und waren Ende September 2023 zu über 95 Prozent gefüllt, wodurch das Speicherziel für den 1. November bereits vorzeitig erreicht wurde. Im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 hatten die deutschen Erdgasspeicher zunächst niedrige Füllstände, konnten aber trotz des Lieferstopps Russlands ab September 2022 auf durchschnittlich 92 Prozent im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 gefüllt werden. Norwegen, die Niederlande und Belgien waren die wichtigsten Pipeline-Exporteure nach Deutschland, wobei ein Großteil des Gases aus den Niederlanden und Belgien über dortige LNG-Terminals importiert wurde. Seit der Inbetriebnahme der LNG-Terminals in Deutschland im Dezember

2022 wurden bis zum Ende des ersten Quartals 2023 rund zwei Milliarden Kilowattstunden Erdgas über 18 Tankschiffe in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Die Bundesnetzagentur bewertet die Gasversorgung im Jahr 2022 weiter als sehr zuverlässig. Der SAIDI Gas verringerte sich auf 1,52 Minuten und verbesserte sich damit gegenüber dem Vorjahr (2,18 Minuten). Der überwiegende Anteil der Unterbrechungsdauer entfiel mit 1,08 Minuten auf Haushalts- und Kleinverbraucher. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,28 Minuten deutlich unter dem Gesamtwert auf Bundesebene.

Die Bundesnetzagentur gibt an, dass die Gasversorgung in Deutschland (Stand 15. November 2023) stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Die Gefahr einer angespannten Gasversorgung in einem normalen kalten Winter wird als gering eingeschätzt, auch wenn Restrisiken bestehen. Die Ausgangslage für den Winter 2023/24 ist besser als im Vorjahr. Ein möglicher Anstieg des Gasverbrauchs bei sehr kalter Witterung und die Notwendigkeit der Versorgung südosteuropäischer Staaten über Deutschland bei einem Ausfall russischer Gaslieferungen bleiben potenzielle Herausforderungen. Die Notwendigkeit eines sparsamen Umgangs mit Gas wird von der Bundesnetzagentur betont. Derzeit sind die Gasflüsse nach Deutschland stabil. Auch im Netzgebiet der terranets bw sind die Gasflüsse stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet (Stand 2. November 2023).

Die deutsche Bundesregierung hat in ihrer Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) im Juli 2023 mehrere Handlungsfelder für die Wasserstoffwirtschaft festgelegt, darunter die Erhöhung der heimischen Elektrolysekapazität von 5 GW auf mindestens 10 GW bis 2030. Importe aus anderen EU-Mitgliedstaaten und internationalen Partnern werden ebenfalls einen großen Teil des Wasserstoffbedarfs decken. Ein überregionales Wasserstoff-Kernnetz bis 2032 wird geplant, um Erzeugungsregionen und Elektrolyseure anzubinden und den Wasserstofftransport zu ermöglichen. Baden-Württemberg strebt einen Anschluss an das deutsche Wasserstoffnetz bis 2030 an, unterstützt durch regionale Initiativen und Bedarfsermittlungen. Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg umfasst derzeit 15 Tankstellen und wird insbesondere für Lkws weiter ausgebaut.

ENTWICKLUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Mit der Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich soll ein Beitrag dazu geleistet werden, in verstärktem Maße erneuerbare Energien auch zu Heiz- und Mobilitätszwecken zu nutzen. Im Verkehrsbereich ist die Zahl der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen im vergangenen Jahr zwar weiter deutlich angestiegen, jedoch ist die Durchdringung mit Blick auf die gesamte Menge an Fahrzeugen noch immer gering. Der Stromverbrauch für die Elektromobilität ist entsprechend des Anteils von E-Fahrzeugen in Baden-Württemberg ebenfalls angestiegen. Mit circa 320 GWh in Baden-Württemberg ist der Anteil der Elektromobilität am Bruttostromverbrauch aber weiterhin gering. Mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen und dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom stehen weitere Technologien perspektivisch im Großmaßstab zur Verfügung, die aus Effizienzgesichtspunkten aber insbesondere der Dekarbonisierung des Güterverkehrs und der Luft- sowie Schifffahrt vorbehalten sein sollten.

Die Entwicklung von Wasserstoffkraftwerken wie Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke, Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke und H₂-Ready-Kraftwerke wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorangetrieben. Baden-Württemberg strebt den Anschluss an das deutsche Wasserstoffnetz bis 2030 an und kooperiert mit Bayern in einer Wasserstoffallianz. Baden-Württemberg investiert erhebliche Mittel in Wasserstoffprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette und fördert den Einsatz von grünem Wasserstoff in verschiedenen Bereichen.

Die direkte Elektrifizierung der Heizwärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Der Ausbau der Wärmepumpen setzt sich dynamisch fort, der Bestand beläuft sich nach Hochrechnungen auf rund 220.000 Stück in Baden-Württemberg. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen im Land betrug 2022 rund 1,4 TWh und damit rund 2 Prozent des Bruttostromverbrauchs.

Die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung war nach ersten Berechnungen rückläufig. Auch mit den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde weniger KWK-Strom erzeugt. Insgesamt sank die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg um 4 Prozent auf 8,8 TWh. Der Anteil an der Nettostromerzeugung ging aufgrund der deutlich gestiegenen Stromerzeugung insgesamt

um fast zwei Prozentpunkte auf rund 17 Prozent zurück. Im Rahmen der Ausschreibungen für KWK-Anlagen entfallen seit dem Start der Ausschreibungen leistungsbezogen rund 8 Prozent der Zuschläge auf Anlagen in Baden-Württemberg.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE

Die Energiepreise für fossile Energieträger sind nach massiven Steigerungen im Zuge der Energiepreiskrise im Jahr 2022 nun wieder gefallen. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Mittel 690 Euro und lag damit 58 Prozent über dem Vorjahresniveau. Die Grenzübergangpreise für Erdgas verdreifachten sich auf 21.008 Euro/TJ (2021: 7.067 Euro/TJ). Kraftwerkskohle kostete im zweiten Quartal 2022 362 Euro/Tonnen SKE. Die Energiepreise von Steinkohle erreichten im Juli 2022 den Höchststand. Höchstpreise für Erdöl wurden im Juni 2022 erreicht, die von Erdgas im August. Anschließend sanken die Einfuhrpreise aller fossilen Energieträger wieder deutlich.

Im europäischen Emissionshandelssystem hat sich der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Emissionsberechtigung auf 80,3 Euro erhöht und lag damit um mehr als 50 Prozent über dem Vorjahreswert (2021: 52,5 Euro). Dabei stiegen die Auktionspreise im Jahresverlauf 2022 weiter an und erreichten bei der EUA-Auktion am 19. August mit 96,9 Euro den höchsten Preis seit Beginn der Versteigerungen im Jahr 2010. In den ersten sieben Monaten des Jahres 2023 schwankten die Durchschnittspreise zwischen 81,4 und 92,6 Euro.

Auch die Börsenstrompreise im deutsch-luxemburgischen Marktgebiet erreichten im Jahr 2022 neue Rekordwerte. In den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT wurde eine Megawattstunde Strom im Jahr 2022 für durchschnittlich 235 Euro gehandelt und damit fast zweieinhalb Mal so hoch wie im Vorjahr (2021: 96,9 Euro/MWh). Der Trend setzte sich im Jahr 2023 nicht fort: In den Monaten Januar bis August 2023 lag der Durchschnittspreis bei knapp 100 Euro/MWh.

Haushaltskunden spürten den Preisanstieg im Großhandel in den Jahren 2022 und 2023 deutlich. Die Strompreise für Haushaltskunden verteuerten sich 2022 im Bundesdurchschnitt auf 37,1 ct/kWh (1. Halbjahr 2022) beziehungsweise sogar 40,1 ct/kWh (2. Halbjahr 2022). Gegenüber dem Jahr 2021 mit 32,2 ct/kWh fand damit eine signifikante Teuerung statt. Die

Endkundenpreise stiegen zu Beginn des Jahres 2023 weiter an und erreichten einen maximalen Durchschnittspreis von 48,1 ct/kWh im Januar 2023. Im zweiten Quartal 2023 sanken die Haushaltsstrompreise jedoch wieder leicht und lagen im Juli 2023 bei 45 ct/kWh.

Auch im Gasmarkt bekamen die Kunden die drastischen Preissteigerungen zu spüren. Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) lagen zum 1. April 2022 bei durchschnittlich 9,9 ct/kWh und damit 3,2 ct/kWh beziehungsweise 48 Prozent höher als im Vorjahr (2021: 6,7 ct/kWh). Auch die durchschnittlichen Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden sind aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise signifikant erhöht. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2022 im Durchschnitt 7,2 ct/kWh – ein Plus von 4,7 ct/kWh beziehungsweise 53 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Preise für Industriekunden mit einem Gasbezug von 116 GWh stiegen von 3,0 ct/kWh auf knapp 6,8 ct/kWh (+129 Prozent).

Abweichend von den anderen Energieträgern existiert weiterhin keine Handelsplattform für Wasserstoff, so dass keine Preisübersicht zur Abbildung der Wasserstoffpreisentwicklung vorhanden ist. Ein aktuell rein kostenbasierter Wasserstoff-Index weist jedoch mögliche Preise für unterschiedliche Wasserstoffherkunftsquellen aus. Bei Wasserstoff sind, basierend auf der jeweiligen Entwicklung der Strompreise, Schwankungsbreiten mit einigen Ausschlägen festzustellen. So schwankte der Preis von grünem Wasserstoff von 1. Januar bis 14. September 2023 zwischen -61 Euro/MWh und 334 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 176 Euro/MWh. Im Jahr 2022 lag der durchschnittliche Preis von grünem Wasserstoff bei 358 Euro/MWh.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die im Zuge der Energiekrise stark gestiegenen Energiepreise spiegeln sich deutlich in den Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe, obwohl End- und Primärenergieverbrauch rückläufig waren. Die Gesamtausgaben lagen mit gut 53 Milliarden Euro auf dem bislang höchsten Stand und knapp 12 Milliarden Euro über dem Vorjahr.

Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2022 trotz des um 3 Prozent gesunkenen Stromverbrauchs um 25 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 15,1 Milliarden Euro gestiegen. Mit gut 22 Milliarden Euro und einem Plus von gut einem Drittel gegenüber 2021 sind die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich Maßnahmen zur Gebäudeeffizienz noch stärker gestiegen. Knapp 12 Milliarden Euro entfallen auf Ausgaben für Energieträger (+63 Prozent gegenüber 2021). Davon wiederum waren rund 9,5 Milliarden Euro dem Verbrauch von Mineralöl und Erdgas zuzurechnen. Im Kraftstoffbereich sind bei geringfügig gestiegenem Verbrauch die Letztverbraucherausgaben (einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge) auf rund 16 Milliarden Euro (Vorjahr: 13,4 Milliarden Euro) gestiegen. Davon entfallen 10 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 5,3 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,8 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen.

Insgesamt stehen die Ausgaben von 53 Milliarden Euro im Jahr 2022 für einen Anteil von 9,3 Prozent am Bruttoinlandsprodukt. Für Strom ist der Anteil in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und übertraf mit 2,6 Prozent das damalige hohe Niveau von 1991. Auch bei den Kraftstoffen und Wärmedienstleistungen zeigt sich das hohe Energiepreinsniveau mit Anteilen am BIP von 2,8 Prozent beziehungsweise 3,9 Prozent.

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



Bild: Windkraftanlage Schwäbische Alb, Stöten (© Brandmair & Bausch GbR)

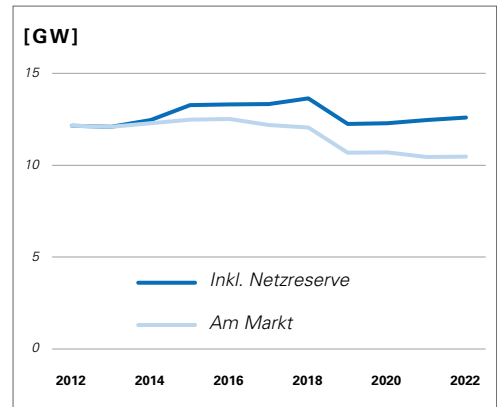
ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inklusive Netzreserve

Status quo (2022): 10,5 beziehungsweise 12,6 GW

Entwicklungstendenz: Mit Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende 2019 ist ein deutlicher Rückgang der gesicherten Leistung zu verzeichnen, wobei gegenüber 2012 unter Berücksichtigung der Netzreserve noch immer ein leicht höheres Leistungsniveau verbleibt. Dabei nahm der Umfang der Netzreserve seit der ersten Überführung im Jahr 2014 stetig zu. Mit dem Abschalten des Kernkraftwerks Neckarwestheim II bis zum 15. April 2023 wird die gesicherte Leistung weiter sinken.

Hinweis: Aufgrund topologisch direkter Anbindung erfolgt die Zuordnung der Pumpspeicherkraftwerke der Kraftwerksgruppe Obere-III-Lünersee der Voralberger Illwerke in Österreich mit einer gesicherten Leistung von circa 1,9 GW zur Regelzone der TransnetBW.



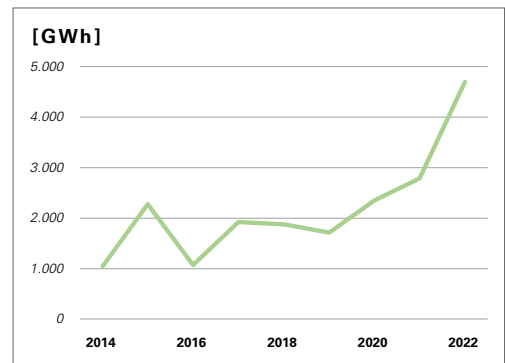
REDISPATCHMASSNAHMEN

Indikator: Entwicklung der Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW

Status quo (2022): 4.696 GWh (davon 4.557 GWh Wirkleistungserhöhung)

Entwicklungstendenz: Deutlicher Anstieg um fast 2.000 GWh gegenüber dem Vorjahr.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet denjenigen Redispatch, den die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber als Maßnahme ausgeführt hat.



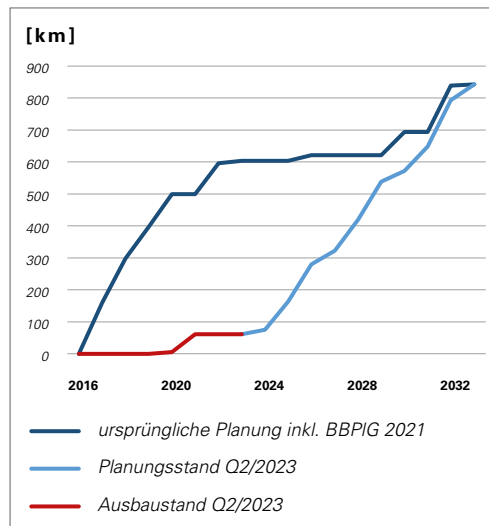
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Indikator: Ursprüngliche Planung (inklusive Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) 2021) und derzeitiger Planungs- und Ausbaustand der Ausbauvorhaben im baden-württembergischen Übertragungsnetz gemäß BBPIG

Status quo (Q3/2022): Rückstand von 542 km

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung hat in Quartal 2/2023 voraussichtlich sein Maximum erreicht und wird sich in Zukunft verringern. Bei gleichbleibender Ausbaugeschwindigkeit kann das bisherige Zieljahr 2032 aber nicht gehalten werden.

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



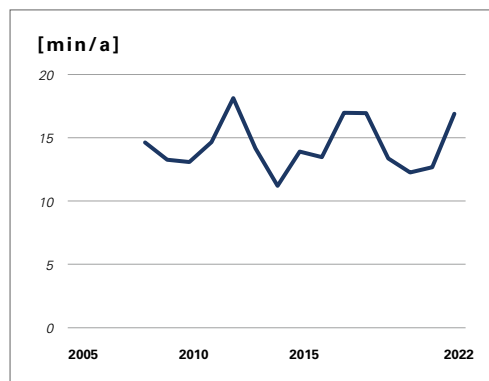
SAIDI STROM

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

Status quo (2022): 16,9 min/a

Entwicklungstendenz: Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung liegt weiterhin im Rahmen der Schwankungsbreite der letzten Jahre und ist im internationalen Vergleich auf niedrigem Niveau. Dies spricht für eine zuverlässige Versorgung,

Hinweis: Berücksichtigt werden nur ungeplante Unterbrechungen. Da die Daten auf Netzgebietsebene erhoben werden und diese nicht an Ländergrenzen gebunden sind, stimmt der SAIDI-Wert je Bundesland nicht exakt mit dem jeweiligen Bundesland überein. Zur Bewertung der Versorgungssicherheit ist der SAIDI als einzelnes Kriterium jedoch nicht geeignet.

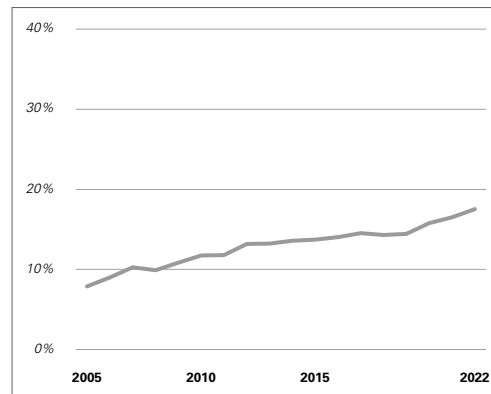


**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AM
ENDENERGIEVERBRAUCH**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am
Endenergieverbrauch

Status quo (2022): 17,5 Prozent (vorläufige Angabe)

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



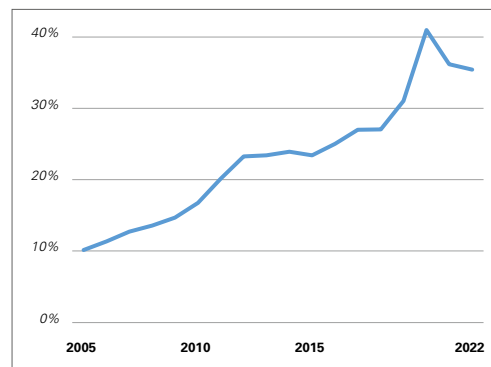
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
BRUTTOSTROMERZEUGUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der
Bruttostromerzeugung

Status quo (2022): 35 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist in den vergangenen Jahren stark gewachsen. Aufgrund der weiter gestiegenen Bruttostromerzeugung ging der Anteil der erneuerbaren Energien 2022 leicht zurück, obwohl deren Beitrag absolut um mehr als 1 TWh wuchs. Der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien hat sich innerhalb von 15 Jahren auf fast 20 TWh verdoppelt.

Hinweis: Die in Baden-Württemberg zum Teil stark schwankende Bruttostromerzeugung insgesamt beeinflusst den Anteil der erneuerbaren Energien relativ stark.



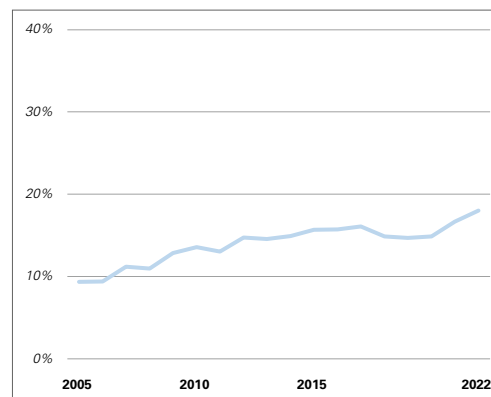
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
WÄRMEBEREITSTELLUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2022): 18 Prozent (vorläufige Angabe)

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

Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung) ohne Strom.

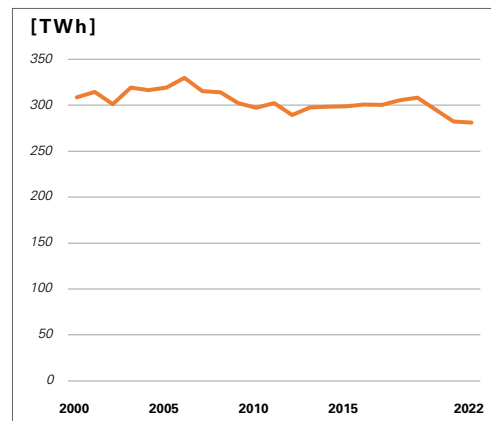


ENTWICKLUNG DES ENENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2022): 281 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 tendenziell wieder steigender Verbrauch, seit 2020 geringeres Niveau (2020 Rückgang aufgrund von Corona-Maßnahmen, 2021 geringer Heizölverbrauch durch Vorzieheffekte, 2022 energiepreisbedingter Rückgang des Gas- und Stromverbrauchs).

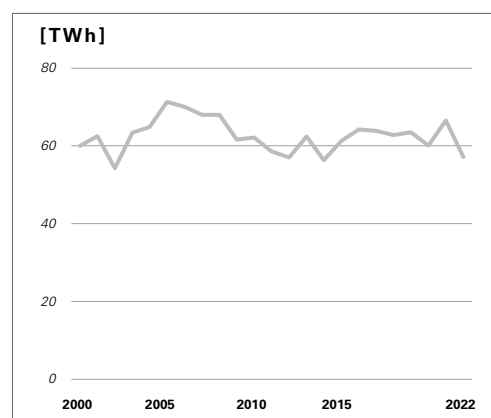
**ENTWICKLUNG DES ENENERGIEVERBRAUCHS VON ERDGAS**

Indikator: Endenergieverbrauch von Erdgas

Status quo (2022): 57 TWh

Entwicklungstendenz: Der Endenergieverbrauch von Erdgas bewegte sich mit Schwankungen in den vergangenen zehn Jahren im Bereich von gut 60 TWh pro Jahr. Aufgrund der hohen Erdgaspreise im zweiten Halbjahr 2022 sank der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr relativ stark.

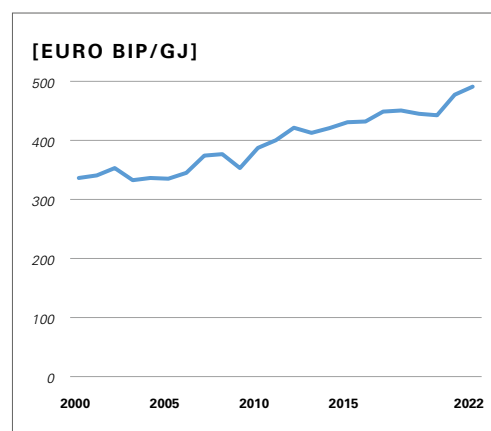
Hinweis: Der Endenergieverbrauch enthält nicht die im Umwandlungssektor (Strom- und Fernwärmeerzeugung) genutzten Gasmengen. Der gesamte Gasverbrauch einschließlich Umwandlungssektor ist in Kapitel 5.1 dargestellt.

**ENTWICKLUNG DER ENENERGIEPRODUKTIVITÄT**

Indikator: Entwicklung des Quotienten aus dem preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt (BIP) und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

Status quo (2022): 491 Euro/GJ (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Trend ist langfristig positiv, flachte jedoch ab 2018 ab. Nach dem starken Rückgang des BIP 2020 war ab 2021 wieder ein Anstieg der Endenergieproduktivität zu verzeichnen.



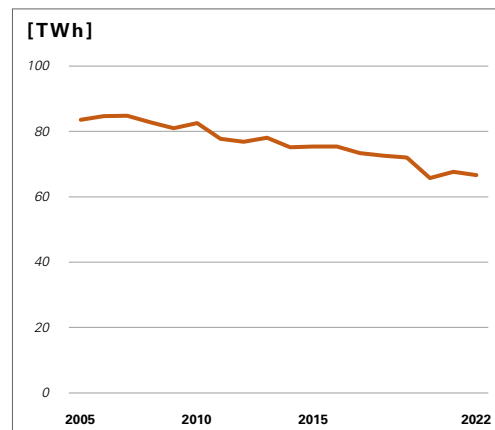
ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2022): 66,7 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Nach dem deutlichen Rückgang im Jahr 2020 ist der Stromverbrauch zunächst wieder gestiegen, sank im Zuge hoher Preise 2022 jedoch weiter.

Hinweis: Steigende Eigenerzeugungsmengen aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und insbesondere Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen werden in der amtlichen Statistik nicht erfasst und führen demnach zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch.

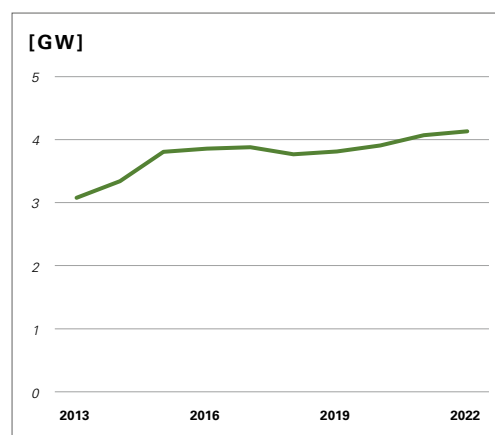
**ENTWICKLUNG DER KWK-LEISTUNG**

Indikator: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung

Status quo (2022): 4,1 GW

Entwicklungstendenz: Die KWK-Leistung in Baden-Württemberg liegt 2022 um rund 1 GW höher als 2013. Rund die Hälfte des Anstiegs geht auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim zurück. Daneben ist in den vergangenen Jahren auch der Anlagenbestand von Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen gewachsen.

Hinweis: KWK-Anlagen erbringen gesicherte Leistung und sind eine effiziente Art der Energienutzung. Perspektivisch werden KWK-Anlagen eine geringere Auslastung aufweisen, womit der Leistungsbereitstellung eine höhere Bedeutung zukommt.

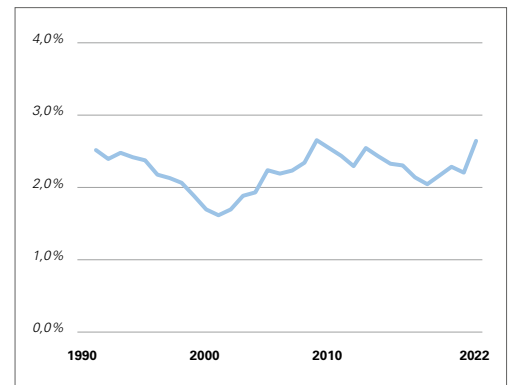


LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2022): 2,6 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Nach einem deutlichen Rückgang im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts war nach 2000 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Ab 2010 zeigt sich im Trend ein Rückgang des Anteils der Letztverbraucherausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt. Ab 2019 stieg der Anteil wieder an, zuletzt aufgrund eines Rückgangs des BIP 2020 (primär bedingt durch die Corona-Maßnahmen) sowie steigender Strompreise, insbesondere im Jahr 2022.

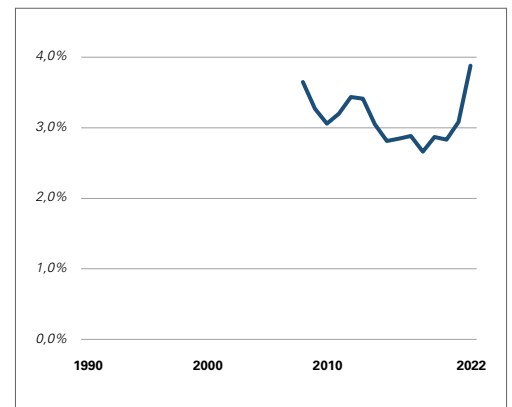
**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2022): 3,9 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP war nach 2013 tendenziell rückläufig. Zwischen 2014 und 2016 sind die Ausgaben für Energie (insbesondere Heizöl) zurückgegangen, während ab 2016 höhere Kosten für energetische Sanierungen und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme angefallen sind. Der starke Anstieg im Jahr 2022 geht auf die im Zuge der Energiekrise massiv gestiegenen Erdgas- und Heizölpreise zurück.

Hinweis: Daten zu Berechnung der Kosten für Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2008 vor.

**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2022): 2,8 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Im Trend sind die Letztverbraucherausgaben bis 2012 gestiegen. Anschließend ist der Anteil am BIP trotz steigendem Kraftstoffabsatz im Zuge sinkender Kraftstoffpreise zurückgegangen. Im Jahr 2020 sind die Ausgaben aufgrund geringerer Verbräuche im Zuge der Corona-Maßnahmen sowie gesunkener Kraftstoffpreise stark zurückgegangen. 2021 und insbesondere 2022 zeigten sich bei lediglich geringfügig höherem Verbrauchsniveau die stark gestiegenen Preise.

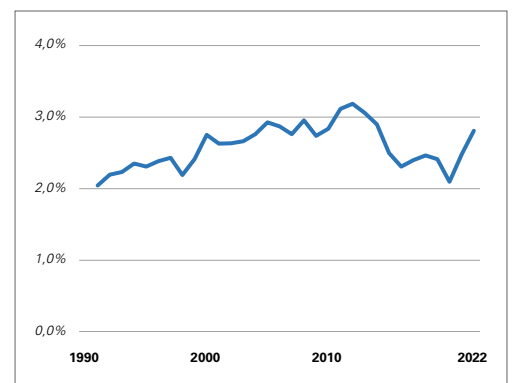





Bild: Strommast von oben (© reisezielinfo / stock.adobe.com)

1. Hintergrund



 Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung der Energiewende ist ein sorgfältiges Monitoring des erzielten Fortschritts ebenso wie der nationalen und internationalen Entwicklungen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der entsprechenden Rahmenbedingungen erforderlich. Wie die Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen hat und in diesem Prozess die Fortschritte auf dem Weg zur Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftlich tragfähige und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Monitoring der Energiewende für Baden-Württemberg etabliert.

Auf EU-Ebene wurde mit dem Green Deal das Ziel verankert, Europa klimaneutral zu machen. Ein zentraler Punkt ist dabei die Anhebung des Ambitionsniveaus für das Treibhausgasemissionsziel im Jahr 2030 von bislang -40 Prozent auf mindestens -55 Prozent. Mit dem europäischen Klimagesetz ist das Ziel auch rechtlich verankert und ein System zur Überwachung des Fortschritts und zum Ergreifen etwaiger zusätzlicher Maßnahmen umgesetzt worden. Mit „Fit for 55“ wurde ein Paket aus neuen Richtlinien und Verordnungen vorgestellt, um den Rahmen für die Umsetzung der Klimaziele zu schaffen.

Auf Bundesebene wurden im Zuge der Verwerfungen auf dem Energiemarkt zahlreiche Regelungen getroffen, um Vorsorge für eine sichere Energieversorgung zu treffen (zum Beispiel mit dem Gasspeichergesetz und dem

Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz) und die Folgen hoher Energiepreise abzumildern (Strom- und Gaspreisbremse). Darüber hinaus wurden mit dem Gebäudeenergiegesetz, dem Effizienzgesetz und dem Wärmeplanungsgesetz weitreichende Regelungen im Gebäude- und Wärmebereich getroffen. Parallel dazu wurden weitere Voraussetzungen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen (Windenergieflächenbedarfsgesetz, Solarpaket I).

Auf Landesebene wurden mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Anfang 2023 zu einem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz (KlimaG BW) wissenschaftlich ermittelte Sektorziele für das Jahr 2030 festgelegt. Die Sektorziele konkretisieren das bereits gesetzte Ziel, bis 2030 eine Emissionsminderung um 65 Prozent gegenüber 1990 zu erreichen. Die Energiewirtschaft hat hier mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 75 Prozent bis 2030 einen erheblichen Beitrag zu leisten. Maßnahmen der verschiedenen am Klimaschutz beteiligten Ministerien werden im Klimamaßnahmen-Register gebündelt. Dieses ist ebenfalls seit Anfang 2023 öffentlich einsehbar (<https://klimaschutzland.baden-wuerttemberg.de/kmr>) und jederzeit durch die sektorverantwortlichen Ministerien erweiterbar. Darüber hinaus trat zum Jahresbeginn die Photovoltaikpflicht bei grundlegenden Dachsanierungen in Kraft.

Das KlimaG BW enthält auch Aussagen zum Monitoring von Klimaschutz und Klimawandelanpassung. Im Bereich Klimaschutz sind insbesondere jährliche Berichte der Ministerien zu den durch sie verantworteten Sektoren vorgesehen. Ergänzt

werden diese um einen Emissionsbericht des Statistischen Landesamts zum Status quo der Emissionsentwicklung im Land. Der Klima-Sachverständigenrat nimmt jährlich Stellung zu diesen Berichten und gibt eine Einschätzung zum Stand der Zielerreichung beim Klimaschutz verbunden mit Vorschlägen für zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen ab. Im Unterschied zu dem in § 16 KlimaG BW verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht keine Betrachtung der Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Energiebereich und auf weitere, für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte.

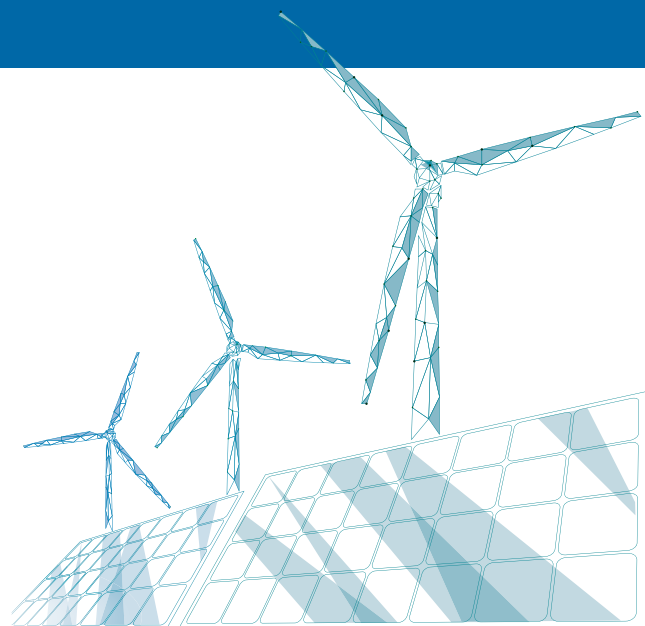
Wie auch im Vorjahr werden im vorliegenden Bericht die Entwicklungen im Kraftwerkspark und die Ergebnisse aktueller Studien zur Versorgungssicherheit dargestellt. Die angespannte Lage auf dem Strommarkt unter anderem als Folge der massiv gestiegenen Gaspreise und der eingeschränkten Kraftwerksverfügbarkeit auf dem europäischen Strommarkt wird analysiert. Der Netzausbau wird damit mittel- bis langfristig für eine sichere Versorgung unerlässlich, weshalb der Bericht auch intensiv den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen dokumentiert. Als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort ist Baden-Württemberg in besonderem Maße auf eine sichere und stabile Energieversorgung angewiesen. Ergänzend zu den Stromnetzen werden auch die Infrastrukturen für Erdgas, Wärme und Wasserstoff beleuchtet. Im Kontext der Sektorenkopplung werden im Bericht die wesentlichen Entwicklungen in diesem Bereich dargestellt. Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreisentwicklungen werden auch die Kostenentwicklungen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Im vorliegenden elften Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2022, was den aktuellsten Datenstand zum Zeitpunkt der Berichterstellung darstellt. Zum Teil wird aus Gründen der besonderen Aktualität jedoch auch auf 2023 eingegangen, sofern entsprechende Daten vorliegen.



Bild: PV-Anlage Dach, Uhlandschule (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

2. Energiewende im Stromsektor



🐉 Im Zuge der Verwerfungen auf dem europäischen Strommarkt war das Berichtsjahr 2022 einerseits durch eine hohe Dynamik, und andererseits durch einen hohen Grad an Unsicherheit über die weiteren Entwicklungen und kommenden Jahre geprägt. Mit dem vorliegenden Bericht wird der aktuelle Stand im Stromsektor zum Stand Ende November 2023 wiedergegeben.

Neben dem Umbau des Kraftwerksparks von konventionellen Kraftwerken hin zur erneuerbaren Stromerzeugung und damit einhergehenden Aspekten der Versorgungssicherheit ist hierbei auch die Einbindung Baden-Württembergs in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem mit der direkten Vernetzung zu den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich von Bedeutung. Die Kraft-Wärme-Kopplung, der zukünftig eine höhere Bedeutung im Hinblick auf flexible Erzeugung zum Ausgleich fluktuierender Energieträger zukommt, wird in Kapitel 6.3 adressiert.

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

🐉 Der Stromsektor in Baden-Württemberg ist in hohem Maße von den Entwicklungen des deutschen und europäischen Kraftwerksparks auf der einen Seite abhängig. Insbesondere das Jahr 2022 war stark von den Entscheidungen auf Bundesebene im Zuge der Gaskrise und der unzureichenden europäischen Kraftwerksverfügbarkeit geprägt. Auf der anderen Seite ist für den Zustand des konventionellen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg vor allem die Strategie der EnBW als Haupteigentümerin der noch bestehenden konventionellen Kapazitäten richtungsweisend. In den folgenden

Kapiteln zum konventionellen Kraftwerkspark und zur Versorgungssicherheit werden die genannten Entwicklungen und Rahmenbedingungen an den jeweiligen Stellen thematisiert und eingeordnet.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) regelt die vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 und schreibt den dafür vorgesehenen Zielpfad fest. Es ist nach § 54 KVBG und auf Empfehlung der Kohlekommission eine regelmäßige Überprüfung in den Jahren 2026, 2029 und 2032 vorgesehen, welche dazu dient zu ermitteln, ob eine Beendigung der Kohleverstromung bereits im Jahr 2035 oder sogar im Jahr 2030 erfolgen kann [1]. Das Jahr 2030 resultiert aus dem aktuellen Koalitionsvertrag und dem Bestreben, den Kohleausstieg von 2038 auf möglichst 2030 vorzuziehen. Dieses Ziel wird auch von der Landesregierung und weiteren kohleintensiven Bundesländern wie Nordrhein-Westfalen unterstützt [2]. Die EnBW plant mit einem vorzeitigen Ausstieg bereits im Jahr 2028 [3]. Während für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken je Kraftwerk bereits ein Stilllegungspfad mit festem Termin im Gesetz verankert ist und für die Betreiber Entschädigungen festgeschrieben wurden, erfolgt die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen. Im Falle von Unterzeichnungen erfolgt ab dem Jahr 2024 eine ordnungsrechtliche Absicherung der Ausschreibungen. Ab dem Jahr 2027 werden die weiteren Abschaltungen dann anhand gesetzlicher Vorgaben¹ in einem Verfahren durch die Bundesnetzagentur, welches unter anderem eine Reihung nach Inbetriebnahmedatum vorsieht und Nachrüstungsmaßnahmen berücksichtigt, bestimmt.

¹ Sofern es ab 2024 zur Unterzeichnung der Ausschreibungen kommt, greifen die gesetzlichen Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle bereits früher.

Im Ausschreibungsverfahren für Steinkohlekraftwerke bieten die teilnehmenden Kraftwerksbetreiber um den sogenannten „Steinkohlezuschlag“. Mit Erhalt eines Zuschlags besteht für sie in der Folge ein Kohleverfeuerungs- sowie ein Vermarktungsverbot ab dem jeweiligen Wirksamkeitsdatum und sie erhalten in Form des „Steinkohlezuschlags“ eine Entschädigung. Für Anlagen, die in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber systemrelevant eingestuft wurden, wird im Gebotsverfahren eine modifizierte Kennziffer unter Berücksichtigung des Netzfaktors eingesetzt. Dadurch wird in den jeweiligen Ausschreibungsrunden der Erhalt eines Zuschlags für die betroffenen Anlagen schwieriger. Dies betrifft, aufgrund der bestehenden Netzengpässe auf der Nord-Süd-Achse des Übertragungsnetzes, vor allem Anlagen in Süddeutschland und somit auch Baden-Württemberg. [4] Im Jahr 2020 beziehungsweise der ersten Ausschreibungsrunde waren Anlagen aus Baden-Württemberg noch von der

Teilnahme ausgeschlossen [5]. Die durch den Kohleausstieg frei werdenden Zertifikate des Europäischen Emissionshandels sollen gelöscht werden, soweit diese nicht bereits durch die Marktstabilitätsreserve dem Markt entzogen werden. [4] Bisher hat die Bundesregierung die Löschung der freigebliebenen Zertifikate jedoch noch nicht entsprechend auf EU-Ebene angestoßen. Dafür ist zunächst eine entsprechende Anpassung des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) notwendig. [6]

Zum Stand Herbst 2023 ist im Zuge der Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung gemäß KVBG die letzte der sieben Ausschreibungsrunden abgeschlossen worden. Zum Teil sind die entsprechenden Anlagen je nach Wirksamwerden des Befeuerverbotes bereits vom Netz gegangen. Eine Übersicht der Ergebnisse findet sich in folgender Tabelle:

Tabelle 1: Ergebnisse der abgeschlossenen Ausschreibungsrunden nach dem KVBG. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [7–12]

GEBOTS- TERMIN	VOLUMEN	HÖCHST- PREIS	WIRKSAM- WERDEN DES VER- FEUERUNGS- VERBOTS ²	ANZAHL DER BEZU- SCHLAGTEN ANLAGEN	BEZU- SCHLAGTE GEBOTS- MENGE	GEBOTS- SPANNE	GEWICHTETER ZUSCHLAGS- WERT
	MW	EURO/MW Nettoleistung			MW Nettoleistung	EURO/MW Nettoleistung	EURO/MW
01.09.2020	4.000	165.000	2021	11	4.788	6.047-150.000	66.259
04.01.2021	1.500	155.000	2021	3	1.514	0-59.000	k.A.
30.04.2021	2.481	155.000	2022 (2024)	11	2.133	0-155.000	102.799
01.10.2021	433	116.000	2023 (2024)	3	533	75.000-116.000	k.A.
01.03.2022	1.223	107.000	2024	6	1.016	0-107.000	k.A.
01.08.2022	699	98.000	2025	1	472	98.000	k.A.
01.06.2023	542	89.000	2026	6	280	45.000-85.200	k.A.

Von den insgesamt sieben Ausschreibungsrunden waren die letzten drei Runden unterzeichnet. Die BNetzA hat im Zuge dessen die gesetzliche Reduzierung angewandt. Die Reduktionsmenge belief sich auf das noch offene, nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen. [14]

² Aufgrund des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes ist insbesondere für Anlagen, die in der Ausschreibungsrunde vom 30. April 2021 und 1. Oktober 2021 bezuschlagt wurden, eine Stilllegung zunächst verboten. Diese Maßnahme ist zeitlich befristet und endet spätestens mit Ablauf des 31. März 2024. [13]

In Baden-Württemberg wurden im Zuge der Ausschreibungsrunden vier Anlagen(-standorte) bezuschlagt: Zum dritten Gebotstermin am 1. April 2021 hat der Kohleblock des Heizkraftwerks Magirusstraße der Fernwärme Ulm GmbH (8,4 MW) einen Zuschlag zum Kohlefeuerungsende im Jahr 2022 erhalten. Der Standort soll jedoch weiterhin zur Fernwärmeversorgung der Stadt Ulm genutzt werden. Der Kohleblock wird hierzu durch ein gasbefeuertes Blockheizkraftwerk sowie einen Dampferzeuger ersetzt. Das Heizkraftwerk Magirusstraße ist eines von 14 reaktivierten Steinkohlekraftwerken (welche im Zuge der Stromangebotsausweitungsverordnung weiterbetrieben werden) und ist daher nicht wie geplant Ende 2022 vom Netz gegangen. [15] In der fünften Ausschreibungsrunde vom 1. März 2022 hat der Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks (RDK 7) einen Zuschlag zum Befeuerungsende bis Ende 2024 erhalten. Ursprünglich sollte die Abschaltung bereits bis Mitte 2022 erfolgen. Aufgrund des Ukraine-Kriegs und den daraus resultierenden Fragen zur Versorgungssicherheit hat die EnBW die endgültige Stilllegung jedoch zunächst verschoben. [16] Die Stilllegung beziehungsweise Überführung in den Reservekraftwerkspark soll im Mai 2024 erfolgen. [17] Der Standort Karlsruhe wird auch nach der Stilllegung des Braunkohleblocks weiterhin zur Strom- und Fernwärmeversorgung genutzt werden. Neben dem RDK 7 hat auch das Grosskraftwerk Mannheim mit Block 8 einen Zuschlag zum Kohlefeuerungsende Ende 2024 erhalten. Aufgrund des Mehr-Block-Standorts bleibt das Grosskraftwerk Mannheim als Energiestandort erhalten. Ein Teil der Blöcke wurde aber bereits in die Netzreserve der TransnetBW überführt. In der siebten und letzten Ausschreibungsrunde hat das Heizkraftwerk von Koehler in Oberkirch einen Zuschlag erhalten. Das Befeuerungsverbot greift hier ab 2026, wonach dem baden-württembergischen Kraftwerkspark dann 18,5 MW weniger an fossiler Kapazität zur Verfügung stehen wird. Jedoch wird das Kraftwerk für einen Energieträgerwechsel auf Biomasse umgebaut und wird somit in den Folgejahren in den Kraftwerksbestand zurückkehren. [18] Aufgrund der unterzeichneten Ausschreibung hat die BNetzA zum dritten Anordnungstermin am 25. August 2023 (Tag der Bekanntmachung der Zuschlagsergebnisse) gemäß § 20 Abs. 3 KVBG die gesetzliche Reduzierung von Block 7 des Heizkraftwerks Heilbronn angeordnet. [19] Im Zuge der energiepolitischen und versorgungskritischen Lage im dritten Quartal 2022 wurde die Laufzeit der damals bereits bezuschlagten Kraftwerke zur Bereitstellung von mehr Kapazität und im Sinne

der Versorgungssicherheit noch weiter verlängert (Details siehe Kapitel 2.2).

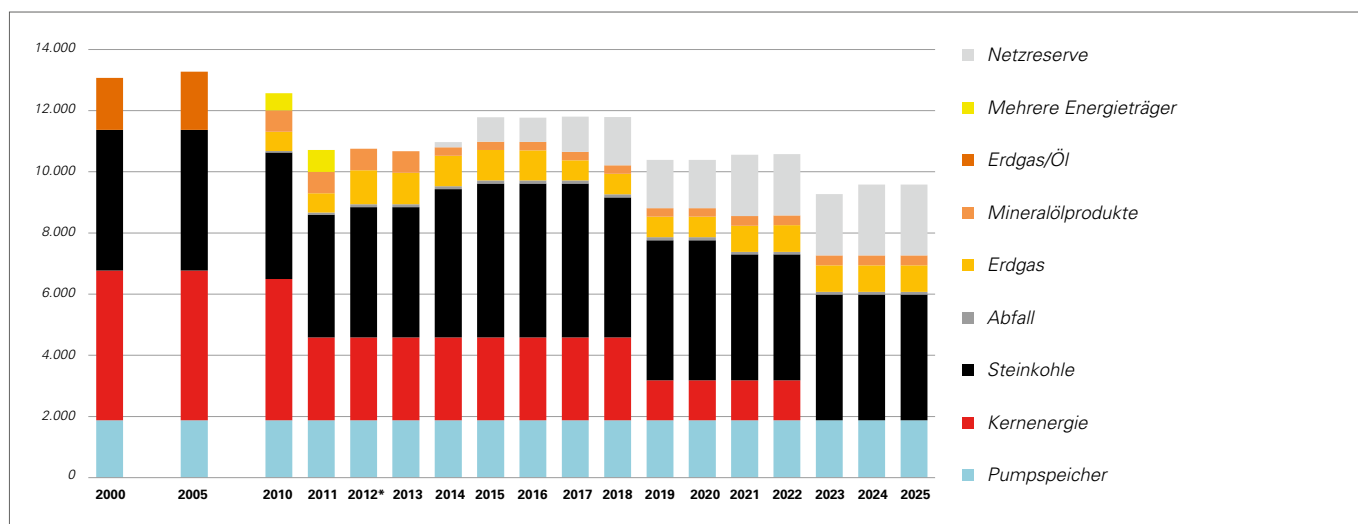
Im Zuge der Gaskrise und der energiewirtschaftlich und politisch angespannten Lage auf europäischer Ebene in Bezug auf den Russland-Ukraine Konflikt wurden im Rahmen des sogenannten Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes befristete gesetzliche Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung festgelegt. Die entsprechenden Maßnahmen sind für Steinkohle- und Mineralölanlagen am 11. Juli 2022 in Kraft getreten, für Braunkohleanlagen am 30. September 2022. Die Maßnahmen sind befristet bis zum 21. März 2024 gültig. [20]

In Bezug auf Braunkohleanlagen hat die Bundesregierung mit der Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Versorgungsreserve (Versorgungsreserveabrufverordnung – VersResAbV) die Möglichkeit zur befristeten Rückkehr von Braunkohlekraftwerken aus der Versorgungsreserve zur Erhöhung des Stromangebots und zur Einsparung von Gas beschlossen. Dies bedeutete für betroffene Kraftwerke, dass sie zunächst bis zum 30. Juni 2023 befristet an den Strommarkt zurückkehren konnten. [21] Auf dieser Grundlage hat beispielsweise die RWE drei bereits abgeschaltete Braunkohleblöcke wieder ans Netz genommen [22]. Insgesamt sind fünf Braunkohleblöcke befristet wieder in den Markt zurückgekehrt. [23] Anfang Oktober 2024 hat der Bund die Versorgungsreserve ein weiteres Mal, bis März 2024, für eine sichere Versorgung im Winter 2023/2024 freigegeben. [24] Für Steinkohlekraftwerke hat die Bundesregierung bereits zuvor mit der Stromangebotsausweitungsverordnung (StaaV) ebenfalls die Voraussetzungen für eine übergangsweise Stromproduktion von Steinkohlekraftwerken aus der Netzreserve geschaffen. Im März 2023 lieferten bundesweit 14 reaktivierte Steinkohlekraftwerke und ein Mineralölkraftwerk wieder Strom ins Netz. [22] In Baden-Württemberg hat die GKM AG den Block GKM 7 bereits im Juni 2023 (und nicht wie längstens vorgesehen im März 2024) wieder vom Netz genommen und zurück in die Netzreserve überführt. [25] Alle genannten Maßnahmen schaff(t)en zusätzliche Erzeugungskapazitäten und führ(t)en so zu einer Entspannung an den Energiemärkten.

Die installierte Leistung der konventionellen Erzeugungsanlagen im baden-württembergischen Kraftwerkspark (> 10 MW) geht seit den Jahren 2014/2015 kontinuierlich zurück (ohne Berücksichtigung der Netzreserve). Der Inbetriebnahme einer

Kraftwerksleistung von fast 1,8 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von knapp 3,3 GW (Stand: Juli 2023) gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Die Inbetriebnahme der Netzstabilitätsanlage in Marbach mit einer Leistung von 310 MW, welche ursprünglich für Herbst 2022 vorgesehen war, wird sich weiterhin verzögern. Es wird derzeit von einer Inbetriebnahme im dritten Quartal 2024 ausgegangen. [26] Die entsprechende Kraftwerksleistung findet sich auch in folgender Abbildung 1.

KONVENTIONELLE NETTO-KRAFTWERKSLEISTUNG (> 10 MW) [MW], STAND ZUM JAHRESENDE



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

2014+2015	2016–2018	2018–2020	2021+2022	2023–2025
<u>Inbetriebnahme:</u> + 834 MW Steinkohle + 843 MW Steinkohle	<u>Inbetriebnahme:</u> + 29 MW Erdgas (2018)		<u>Inbetriebnahme:</u> + 20,8 MW Erdgas (2022) + 52 MW Erdgas (2022)	<u>Inbetriebnahme:</u> + 16 MW Pumpspeicher (2024) + 135 MW Erdgas (2025) + 310 MW Mineralöl/Erdgas (bnBm) (2024)
<u>Stilllegung:</u> - 55 MW Erdgas - 405 MW Steinkohle*	<u>Stilllegung:</u> - 11 MW Erdgas (2016) - 17 MW Erdgas (2018)	<u>Stilllegung:</u> - 23 MW Steinkohle (2019) - 1.402 MW Kernenergie (2019)	<u>Stilllegung:</u> - 41 MW Erdgas (2021) - 27 MW Steinkohle (2021)	<u>Stilllegung:</u> - 1.310 MW Kernenergie (bis April 2023) - 8,4 MW Steinkohle (2024)**
<u>Zu Netzreserve:</u> 426 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle 250 MW Steinkohle	<u>Zu Netzreserve:</u> 250 MW Steinkohle 353 MW Erdgas (2017) 433 MW Steinkohle (2018)			<u>Zu Netzreserve:</u> 435 MW Erdgas (2024) 517 MW Erdgas (2024)

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

** Vorhaltung eines „besonderen netztechnischen Betriebsmittels“ (bnBm) nach § 11 Abs. 3 EnWG.

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2025. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [27–31]


Nicht in voriger Abbildung beziehungsweise Tabelle enthalten, aber aus heutiger Sicht bereits bekannt, sind zwei Fuel-Switch Projekte der EnBW, die voraussichtlich bis Mitte/Ende 2026 realisiert sein sollen. Am Standort Altbach/Deizisau plant die EnBW den Neubau eines wasserstofffähigen, erdgasbefeueren Gas- und Dampfturbinenkraftwerks. Die GuD-Anlage soll eine elektrische Leistung von max. 750 MW und rund 180 MW thermische Leistung ans Netz bringen und damit die bisher bestehenden Steinkohleblöcke nahezu gleichwertig ersetzen. Dieselbe elektrische Leistung und 200 MW thermische Leistung plant die EnBW am Standort Heilbronn mit einem vorübergehend erdgasbefeueren und ebenfalls in Zukunft wasserstoffbetriebenen Kraftwerk zu installieren. [32, 33] Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wurde im April des Jahres 2023 endgültig vollzogen. Nachdem das Kernkraftwerk Philippsburg mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW entsprechend den Vorgaben des 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 bereits zum Ende des Jahres 2019 erfolgte, ging auch das letzte in Baden-Württemberg verbliebene Kernkraftwerk nach einer kurzen Laufzeitverlängerung gemäß der 19. AtGÄndG im April 2023 vom Netz. Zur Sicherstellung der Versorgung im Winter 2022/2023 hatte der Bundestag am 11. November 2022 durch eine Änderung des Atomgesetzes zunächst noch eine Laufzeitverlängerung der drei damals noch verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland – Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 – um dreieinhalb Monate, also bis zum 15. April 2023, veranlasst. Diese Maßnahme war Bestandteil der Sonderanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2022/2023.

Bereits vom Markt ausgeschieden ist im Mai 2021 nach fast 40 Betriebsjahren der Block 7 des Grosskraftwerks Mannheim (425 MW). [27] Aufgrund der Systemrelevanzausweisung erfolgte eine Überführung in die Netzreserve, obwohl seitens des Unternehmens eine Stilllegung des Blocks vorgesehen war. Die Genehmigung zum Betrieb in der Netzreserve wurde im November 2021 von der Bundesnetzagentur erteilt und gilt bis Ende März 2025. Wie oben bereits ausgeführt, kehrte GKM 7 aufgrund der Versorgungssicherheitsmaßnahmen wieder kurzzeitig an den Markt zurück. [34] Auch für den Block 7 des RDK erfolgte im Jahr 2023 die Systemrelevanzausweisung und daher die Überführung in die Netzreserve mit Gültigkeit bis Ende März 2025. Dieser Kohleblock ist ebenfalls aufgrund des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes wieder an den Markt zurückgekehrt. [35]

In Pforzheim ist das neue Gasmotorenkraftwerk (52 MW) im Jahr 2022 ans Netz gegangen. [36] Die Anlage hat das vorher bestehende kohlebefeuerte Heizkraftwerk (26,9 MW) und den erdgasbefeueren Kombiblock (41,2 MW) am selben Standort ersetzt. [37] Im Jahr 2021 ist daneben noch das BHKW 1 der Fernwärme Ulm GmbH (20,8 MW) in Betrieb genommen worden. [38] Die für 2020 vorgesehene Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Gaildorf (16 MW) verschiebt sich weiterhin. Es handelt sich hierbei um ein Pilotprojekt, das ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark kombiniert, wobei die Turmfundamente der Windenergieanlagen als Speicher genutzt werden. Diese sogenannte Wasserbatterie beziehungsweise deren Genehmigung hat unter anderem zu der langen Verzögerung geführt. Das Pilotprojekt soll nach dem derzeitigen Kenntnisstand nun serienreif im Jahr 2024 ans Netz gehen. [30]

Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wird durch § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf ein Minimum reduziert. Demnach müssen Kraftwerksbetreiber mit einem Vorlauf von 12 Monaten die beabsichtigte Stilllegung von Kraftwerken beim Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen. Besteht nach Prüfung durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, können Anlagen auch vor Ablauf der 12-monatigen Frist stillgelegt werden.

2.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT

 Die Versorgungssicherheit im Stromsektor lässt sich in die beiden Bereiche marktliche Versorgungssicherheit sowie netzseitige Versorgungssicherheit unterteilen. Beide Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten anhand der dazu vorliegenden Berichte und Daten betrachtet. Bei der marktseitigen Versorgungssicherheit steht die Frage im Mittelpunkt, ob die Stromnachfrage zu jeder Zeit durch die zur Verfügung stehenden Kapazitäten gedeckt werden kann beziehungsweise ob die Sicherung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage gewährleistet ist. Sie wird auch als Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy) bezeichnet. Die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die marktseitigen Aspekte (Angebot und Nachfrage) auch durch die entsprechende Netzinfrastruktur gesichert sind beziehungsweise ob die am Strommarkt bereitgestellten Mengen unter der Wahrung der Netzsicherheit transportiert werden können. Bis zum Jahr 2020 lag der Fokus der gesetzlichen

Verpflichtungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit in erster Linie noch auf der marktseitigen Versorgungssicherheit und in der Verantwortung des damaligen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (damals BMWi, heute BMWK). Seit dem Jahr 2021 umfasst das Monitoring neben der marktseitigen auch die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit und die Verantwortung liegt nach § 51 Abs. 4 sowie § 63 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG nun bei der Bundesnetzagentur. Durch dieses neue Vorgehen beim Monitoring soll die Versorgungssicherheit in allen versorgungssicherheitsrelevanten Bereichen beleuchtet und das Gesamtsystem abgebildet werden.

2.2.1 MARKTSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT

Eine der Grundlagen zur Analyse der marktseitigen Versorgungssicherheit sind die zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks (Kapitel 2.1) und der erneuerbaren Energien (Kapitel 2.3). Daneben ist der Bericht zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ (Stand: Januar 2023) das zentrale Dokument zur Einordnung der Versorgungssicherheit für die kommenden Jahre in Deutschland und darauf aufbauend in Baden-Württemberg. Auch diesem Bericht liegt die Entwicklung des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks zugrunde. Der Analysezeitraum bezieht sich auf die Jahre 2025 bis 2031, nimmt aber bei Bedarf auch auf aktuellere Entwicklungen Bezug. Weiterhin stellt der Bericht die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten dar; Risiken mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit werden jedoch nicht untersucht. Als zu betrachtende Bezugsgröße wird der Zeitpunkt der höchsten Residuallast herangezogen. Die Residuallast ist der Leistungsanteil, welcher nicht durch dargebotsabhängig einspeisende erneuerbare Energien gedeckt wird und somit durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss. [39] Hierzu wird der europäische Strommarkt in verschiedenen Szenarien mit Sensitivitätsbetrachtungen, unter anderem mit ambitionierteren Klimazielen und einer verstärkten Sektorkopplung, modelliert und abgebildet werden.

Das Ergebnis, welches sich anhand der im oben genannten Versorgungssicherheitsbericht ausgewählten Szenarien ableiten lässt, ist, dass eine sichere Versorgung mit Strom sowohl marktseitig, als auch netzseitig im Analysezeitraum

gewährleistet ist. Für die marktseitige Versorgungssicherheit bedeutet dies, dass in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis 2031 in allen Stunden des Jahres die Last gedeckt werden kann, auch in dem Szenario in dem der Kohleausstieg bis 2030 umgesetzt wird. Dies bedeutet auch, dass die Gebotszone in allen Szenarien weit unter dem festgelegten Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a liegt. Der Standard ist ein europäisch vorgegebenes Maß für die volkswirtschaftliche Effizienz im Stromsystem und muss für alle Gebotszonen festgelegt werden, die über einen Kapazitätsmechanismus verfügen (Art. 25 der EU-Verordnung über den Elektrizitätsmarkt). In Deutschland ist dies die Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG [40]. Damit soll sichergestellt werden, dass nur diejenigen Kapazitäten vorgehalten werden, deren Nutzen langfristig gesehen die entstehenden Kosten übersteigt. Aus der Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards auf 2,77 Stunden pro Jahr lässt sich schlussfolgern, dass die Gebotszone Deutschland-Luxemburg dann als versorgungssicher gilt, wenn Angebot und Nachfrage in mehr als 99,96 Prozent der Stunden gedeckt werden können. Dies ist nach der Analyse der BNetzA der Fall. Das heißt, dass Deutschland auch in angespannten Versorgungslagen in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und unter Erreichung der Klimaziele aufrechtzuerhalten. Zwei wichtige Indikatoren, die an dieser Stelle anzuführen sind, ist zum einen die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden (englisch: Loss of Load Expectation, LOLE) und die erwartete nicht gedeckte Energiemenge (englisch: Expected Energy Not Served, EENS), welche einen EU-weiten Richtwert abbilden. Der LOLE ist demnach in nahezu allen Gebietszonen nahezu null und spricht damit ebenfalls für den sehr hohen Grad der Versorgungssicherheit. Dies wird auch durch eine Sensitivitätsanalyse bestätigt, wonach der LOLE bei 0,15 h/a und damit deutlich unter dem Zuverlässigkeitsstandard liegt. Auch der EENS in der Sensitivitätsanalyse (85,5 MWh) lässt dieselbe Schlussfolgerung zu.

Zur Einordnung der marktseitigen Versorgungssicherheit gehört auch die Betrachtung und Analyse des derzeitigen Kraftwerksparks anhand der vorliegenden Kraftwerksliste der BNetzA zur Feststellung der gesamten Erzeugungskapazitäten Deutschlands und Baden-Württembergs. Diese Ausführungen finden sich in Kapitel 2.1. Ebenfalls ist der Ausbau der erneuerbaren Energien und die daraus resultierende Leistung ein Faktor, der in die marktseitige Versorgungssicherheit miteinfließt. Ausführungen dazu sind in Kapitel 2.3 zu finden.

Geprägt durch die energiewirtschaftliche Situation der letzten Jahre wurde durch das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz die Möglichkeit einer temporären Rückkehr von Netzreservekraftwerken an den Markt geschaffen (§ 50a EnWG). Dies betrifft insbesondere Anlagen, welche in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde nach dem KVBG einen Zuschlag erhalten haben. Die Maßnahme ist zeitlich begrenzt und regelt, dass eine endgültige Stilllegung bis zum 31. März 2024 (Kohleverfeuerungsverbot ursprünglich 2022 beziehungsweise 2023) verboten ist, soweit der Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Des Weiteren folgt aus der Regelung, dass die betroffenen Anlagen zum Beginn des Kohleverfeuerungverbots automatisch in die Netzreserve überführt werden. [13] Deutschlandweit sind zum 31. Oktober 2022 rund 5 GW davon betroffen, in Baden-Württemberg ist es das Heizkraftwerk Magirusstraße in Ulm mit einer Leistung von 8 MW. Dessen Stilllegung ist nicht im Jahr 2022 erfolgt, wie es ursprünglich durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz durch Bezuschlagung in der dritten Ausschreibungsrunde vorgesehen war, sondern dem Gesetz entsprechend erst im Jahr 2024.

Kurzfristig relevant war – beziehungsweise ist – für die Versorgungssicherheit vor allem der Kernkraftausstieg und der Kohleausstieg. Der zunächst durch die Folgen des Ukraine-Kriegs (eingeschränkte Gasverfügbarkeit, hohe Gas- und Börsenstrompreise) und die Situation auf dem europäischen Kraftwerkmarkt verlängerte Betrieb dreier Kernkraftwerke, wurde Mitte April 2023 endgültig eingestellt. Damit wurde der Ausstieg aus der Kernkraft auch in Baden-Württemberg vollzogen, wo mit Neckarwestheim 2 eines der 3 verbliebenen Kraftwerke in Betrieb war. Der aktuelle Entwicklungsstand zum Kohleausstieg in Deutschland und Baden-Württemberg ist bereits in Kapitel 2.1 umfassend dargestellt.

Die oben geschilderten Ergebnisse zur zukünftigen Versorgungssicherheit sind das Ergebnis von Modellierungen, Berechnungen und Annahmen. Um die Versorgungssicherheit auch in der Praxis stabil gewährleisten zu können sind einige wichtige Elemente erforderlich, weiterhin ist der Einsatz von vielfältigen, substituierbaren Optionen wichtig. Dabei ist es entscheidend, dass in Summe aller Optionen genügend Möglichkeiten zur Verfügung stehen, mit denen Unsicherheiten adressiert werden können. Im Einzelnen wurden für die marktseitige Versorgungssicherheit folgende Optionen angeführt [41]:

Ausbau der Erneuerbaren Energien: Beim bundesweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in den nächsten zehn Jahren ein Zubau gemäß Koalitionsvertrag von 263 GW (2021: 123 GW; 2031: 386 GW) unterstellt. Dies stellt eine Verdreifachung des bisherigen Ausbautempos dar. In Baden-Württemberg wurden gemäß Koalitionsvertrag und neu aufgesetztem KlimaG BW ebenfalls ambitionierte Ausbauziele definiert, die in das Bundesziel einzahlen. Es ist an dieser Stelle fortlaufend zu evaluieren, ob die Ausbauziele eingehalten werden und damit auch ein ausreichender Beitrag zur Versorgungssicherheit bestehen bleibt.

Kohleausstieg sowie Investitionen in konventionelle Anlagen und neue Technologien: Unter bestimmten Voraussetzungen ist der Kohleausstieg, wie schon erwähnt, sowohl marktseitig als auch netzseitig ohne Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit möglich. Wichtig ist jedoch, dass die wegfallenden Mengen anderweitig kompensiert werden. Dies kann durch den Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung und emissionsärmeren Stromproduktionskapazitäten geleistet werden. Gleichzeitig gilt es auch Investitionen in die entsprechenden konventionellen Anlagen, erdgasbefeuerte (und H₂-fähige) Anlagen und Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu tätigen, sowie neue Technologien zu unterstützen und dafür auch den entsprechenden Investitions- und Marktrahmen zu schaffen. Hier ist besonders der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und Wasserstoffwertschöpfungskette hervorzuheben.

Flexible Lasten und Speicher: Diese sind wichtig, um kurzfristige Schwankungen des Stromangebots ausgleichen zu können. Dazu sind marktliche Anreize wie dynamische Stromtarife notwendig, die die Akteure zu einem flexiblen Agieren bringen. Mögliche technische Verbraucher können zum einen Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen sein, aber auch industrielle Großverbraucher und Elektrolyseure. Diese können spürbar zur kostengünstigen Wahrung der Versorgungssicherheit beitragen. Die neu initiierte „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ auf Bundesebene soll hierbei wichtige Erkenntnisse für den Einsatz von Flexibilitäten und Speichern liefern. In Kapitel 2.2.5 wird auf die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen noch näher eingegangen.

Stromnachfrage: Der Bruttostromverbrauch gibt das erforderliche Niveau für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage vor und ist somit für eine stabile Versorgung mitentscheidend.

Daher ist es wichtig, die Stromnachfrage kontinuierlich zu monitoren. An dieser Stelle ist auch die Sektorenkopplung zu nennen, welche zu einer Erhöhung des Verbrauchs führen wird (vergleiche Kapitel 6). Weiterführende Aspekte zum Bruttostromverbrauch finden sich im Kapitel 2.4.

Importe: Das europäische Verbundsystem ist ein engmaschig vernetztes Stromsystem. Der Vorteil dieses Systems ist die Möglichkeit eines weiträumigen Ausgleichs. Das bedeutet, dass Schwankungen in der Erzeugung und im Verbrauch grenzüberschreitend ausgeglichen werden können. Da zur Deckung der inländischen Last auch Importe notwendig sind, ist es wichtig, dass nicht nur innerhalb Deutschlands der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Realisierung von Kraftwerkskapazitäten (entsprechend dem „Fit-for-55 Paket“) vorangetrieben wird, sondern auch in ganz Europa ein konsequenter Pfad bestritten wird. Da Baden-Württemberg ein Nettoimporteur von Strom ist, sind Importe im Zuge der Versorgungssicherheit zwingend mitzudenken. Näheres zur Relevanz von Importen findet sich im Unterkapitel 2.5.

Auf europäischer Ebene ist das „European Resource Adequacy Assessment 2022“ (ERAA) von der ENTSO-E [42] anzuführen, das ebenfalls die marktseitige Versorgungssicherheit untersucht. Dabei wird die Versorgungssicherheit ebenfalls anhand von verschiedenen Szenarien untersucht. Auch der Klimawandel wird in den Referenzszenarien in vereinfachter Weise berücksichtigt. Anders als im Bericht der BNetzA sind im ERAA nur die kommenden 2–3 Jahre als Betrachtungszeitraum abgebildet, wodurch auch die LOLE³ deutlich abweichen können. In Deutschland wird zusätzlich der Rückgang konventioneller Kraftwerke im Kontext der Gesetzeslage (Kohleausstiegsgesetz, Atomausstieg, gegebenenfalls fehlende Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke) abgebildet. Die Ergebnisse des ERAA 2022 deuten darauf hin, dass erhebliche Mengen an fossilen Kapazitäten von einer Stilllegung bedroht sind. Daher sind die europaweiten LOLE, unabhängig von den nationalen Schätzungen deutlich angestiegen, auch in Deutschland. Der LOLE liegt ohne Kapazitätsmechanismen hier bei 10,5 h/a für das Jahr 2025. Im Bericht des Vorjahrs lag der Wert noch bei 6,8 h/a. In den anderen europäischen Ländern zeichnet sich ein ähnliches Bild ab.

2.2.2 NETZ- UND SYSTEMSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Relevanz der netzseitigen Versorgungssicherheit ist gewachsen und wurde in den Bericht der BNetzA zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ [43] als eigenständiger Aspekt mit aufgenommen. Die netzseitige Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn ein engpassfreier Netzbetrieb möglich ist. Da das Stromnetz keine Speicherfähigkeit aufweist, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein, um die Netz- und Systemstabilität zu gewährleisten. Dies sicherzustellen ist die Aufgabe des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers – in Baden-Württemberg der TransnetBW GmbH. Ungeplant auftretende Schwankungen werden dabei im täglichen Netzbetrieb kurzfristig durch den Einsatz von Regel- beziehungsweise Ausgleichsenergie behoben. Im Ergebnis zeigt der Bericht, dass unter der Nutzung aller zum Engpassmanagement bestehenden Optionen und Potenziale und bei Einhaltung des aktuell festgesetzten Zielpfades des Netzausbaus grundsätzlich ein engpassfreier Betrieb möglich ist. Um den engpassfreien Betrieb zu gewährleisten, sind auch an dieser Stelle einige Rahmenbedingungen und Annahmen essenziell:

Dem Netzausbau und der Optimierung kommt in allen Szenarien eine große Bedeutung zu, da die Netzauslastungen in allen Betrachtungsjahren sehr hoch sind. Sollte der Netzausbau nicht wie geplant voranschreiten, steigen die Netzbelastungen weiter an; das heißt die Transportaufgabe würde sich auf weniger Leitungen verteilen und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen würde steigen. Der Netzausbau nach EnLAG und BBPIG ist daher ein wichtiger Ankerpunkt. Weitere Ausführungen zum Stand des Netzausbaus und möglichen Verzögerungen finden sich in Kapitel 4.1. Neben dem Netzausbau sind auch Maßnahmen zur Netzoptimierung für das Bestandsnetz wichtig – gerade mit Blick auf die Verteilnetze, denen beim Anschluss von EE-Anlagen und dezentralen Kapazitäten eine wichtige Rolle zukommt.

Unter die Maßnahmen der netzseitigen Versorgungssicherheit fallen neben den Netzausbaumaßnahmen auch die folgenden Punkte: Steuerbare Kapazitäten an netzdienlichen Standorten errichten, Systemdienstleistungen bereitstellen, um den

³ LOLE = Loss of Load Expectation, stellt die Anzahl der Stunden pro Jahr dar, in denen statistisch gesehen langfristig zu erwarten ist, dass das Angebot die Nachfrage nicht decken wird.

Entwicklungen der Digitalisierung gerecht zu werden, Stärkung des grenzüberschreitenden Redispatch zur Sicherung der Netzstabilität durch bilaterale Abkommen und Aktivitäten auf europäischer Ebene.

2.2.3 MASSNAHMEN ZUR RESERVELEISTUNGS-VORHALTUNG

Neben den bereits genannten Rahmenbedingungen, die das Grundgerüst der netzseitigen Versorgungssicherheit bilden, gibt es eine Reihe an Instrumenten und Engpassmanagementmaßnahmen, die als Pufferkapazitäten in kritischen Situationen entsprechend ihrer Funktion aktiviert werden können. Denn neben der Reaktion auf ungeplante Schwankungen gehört es zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass die aus dem Stromhandel resultierenden Lastflüsse die physikalischen Grenzen des Stromnetzes nicht überschreiten. Führt der geplante Einsatz der Kraftwerke

(Dispatch) zu Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein, indem sie die Minderung oder Erhöhung der Leistung einzelner Kraftwerke anordnen (Redispatch). Dabei wird zwischen spannungs- und strombedingtem Redispatch unterschieden. Beim strombedingten Redispatch werden Engpässe in Leitungen oder Umspannstationen vermieden oder beseitigt, indem Erzeugungskapazitäten vor und hinter dem Engpass in ihrer Leistung entsprechend angepasst werden. Beim spannungsbedingten Redispatch wird dagegen zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzgebiet aufrechtzuerhalten. Deutschland verfolgt einen kostenbasierten Ansatz beim Engpassmanagement.

In folgender Tabelle findet sich eine kurze Gesamtübersicht der einzelnen Aspekte, auf welche im Weiteren zum Teil noch detaillierter eingegangen wird.

Tabelle 2: Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung

	REDISPATCH	NETZRESERVE (ALS TEIL DES REDISPATCH)	EINSPEISE- MANAGEMENT (ALS TEIL DES REDISPATCH)	ANPASSUNGS- MASSNAHMEN
Gesetzliche Grundlage	§ 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1, § 13b Abs. 4 EnWG		§ 13 Abs. 2, S.3 EnWG, i.V.m. §§ 14, 15 EEG	§ 13 Abs. 2 EnWG
Inhalt	Netz- und marktbezogenen Maßnahmen, Redispatch, Redispatch und Countertrading, Netzreserve	Kraftwerkskapazitäten zur Schließung der fehlenden Redispatchleistung	Einspeisemanagement, Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Beschreibung	Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber	Kraftwerkskapazitäten (In- und Ausland) die außerhalb des Energiemarktes zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung eingesetzt werden können	Abregelung der Einspeisung von Strom aus den genannten Energieträgern; mit Entschädigung	Stromeinspeisungen und/oder Stromabnahmen, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen; ohne Entschädigung
Anforderung/Ausführung	ÜNB	ÜNB	Netzbetreiber	Netzbetreiber

REDISPATCH

Redispatch bezeichnet die Wirkleistungsanpassung von Kraftwerken mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder diese zu beseitigen. Für die Versorgungssicherheit hat die Bedeutung des Redispatches deutlich zugenommen. Die steigende Relevanz steht unter anderem auch in Zusammenhang mit den energiewirtschaftlichen Entwicklungen (Energiekrise, Kraftwerksverfügbarkeit im Ausland). Dies zeigt sich an der zunehmenden Zahl von Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber, wie nachfolgend erläutert wird.

Die Zunahme der Eingriffe lässt sich national gesehen zum einen auf zeitweise sehr hohe Windaufkommen zurückführen, die ein intensives Eingreifen notwendig machten und zum anderen auf Niedrigpegelstände des Rheins, die den Kohletransport einschränkten. Über die deutsche Grenze hinaus war zusätzlich von Bedeutung, dass es durch die geringe Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke zu deutlich gestiegenen Stromexporten und damit einer Verschärfung der Ost-West-Lastflüsse kam, welche den Redispatchbedarf in Deutschland getrieben haben.

Die Entwicklung des Redispatchbedarfs (aufgeteilt in die verschiedenen Bestandteile) der vergangenen Jahre wird in Tabelle 3 für Deutschland dargestellt. Anschließend wird auf die Redispatchmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW eingegangen.

Das Redispatchpotenzial setzt sich aus am Markt agierenden Kraftwerken zusammen sowie aus Netzreservekraftwerken, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht. Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber zu unterscheiden. [157] Ab Oktober 2021 sind auch EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW in den Redispatch einbezogen („Redispatch 2.0“), sofern als Alternative zu deren Abregelung ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeschaltet werden müsste. Damit wird das Einspeisemanagement bei EE- und KWK-Anlagen in den Mechanismus des Redispatch integriert, wobei der Einspeisevorrang insofern bestehen bleibt, als EE-Anlagen nur dann abgeregelt werden dürfen, wenn stattdessen das Zehnfache an konventioneller Erzeugung abgeregelt würde beziehungsweise bei KWK-Anlagen das Fünffache. [44] Die angestrebte Umstellung auf das Verfahren des Redispatch 2.0 hat sich jedoch aufgrund von operationellen Schwierigkeiten verzögert. Nach den neu festgelegten Fristen (§§ 13, 13a, 14 EnWG) erfolgt die Umstellung auf den Redispatch 2.0 seit dem 1. Juni 2022 vollumfänglich und hat bei den

Netzbetreibern den Bedarf nach mehr Digitalisierung hervorgerufen, um die notwendige Dynamik auszulösen. Jedoch wird weiterhin an der Entwicklung des Redispatch 2.0 gearbeitet, vor allem am Datenaustausch. Das Hauptproblem ist demnach, dass einige IT-Systeme durch den hohen Zeitdruck noch nicht einsatzfähig waren beziehungsweise sind und aufgrund zunächst fehlender Vorgaben Fehler aufgewiesen haben, wodurch der bilanzielle Ausgleich erschwert wird. Seit dem Frühjahr arbeitet eine Arbeitsgruppe, bestehend aus Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, an Vorschlägen für bessere und schneller umsetzbare Rahmenbedingungen des Redispatch 2.0. [45–48]

Insgesamt stieg der Redispatchbedarf seit 2020 Jahr für Jahr deutlich an. Dieser Trend setzte sich auch im Jahr 2022 mit einem Bedarf von 27.353 GWh fort (Marktkraftwerke 24.115 GWh, Netzreserve 3.238 GWh). Die von den Redispatchmaßnahmen verursachten Kosten lagen bei knapp 4,1 Milliarden Euro und damit mehr als zweieinhalbmal höher als im Vorjahr. Der ansteigende Kostentrend der letzten Jahre lässt sich zwar teilweise auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückführen, jedoch ist gerade die Entwicklung seit 2021 vor allem auf die Energiepreiskrise (in Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg) und die dadurch gestiegenen Marktpreise beziehungsweise Börsenstrompreise sowie die Kraftwerksverfügbarkeit im Ausland (siehe oben) zurückzuführen.

Tabelle 3: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [49]

MARKTKRAFTWERKE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Strommenge [GWh] *	15.436	11.475	18.456	14.875	13.323	16.795	20.405	24.115
Kosten [Millionen Euro]	412	223	392	388	227	240	590	2.689
COUNTERTRADING								
Kosten [Millionen Euro]	24	12	29	37	64	135	397	371
NETZRESERVE								
Strommenge [GWh] **	551	1.209	2.129	904	430	635	1.280	3.238
Kosten Vorhaltung [Millionen Euro]	162	183	296	279	197	196	243	389
Kosten Abrufe [Millionen Euro]	66	103	184	137	82	100	249	650
GESAMT								
Strommenge [GWh]	15.987	12.684	20.585	15.779	13.753	17.429	21.685	27.353
Kosten [Millionen Euro]	663	520	901	841	570	671	1.479	4.099

* Einspeisereduzierungen und -erhöhungen, inklusive Countertradingmaßnahmen

** Erhöhungen, inklusive Probestarts und Testfahrten

Die folgende Betrachtung bezieht sich auf die Regelzone der TransnetBW und damit näherungsweise auf Baden-Württemberg. Als Datengrundlage dient die Datenbereitstellung der vier Übertragungsnetzbetreiber über die Plattform netztransparenz.de. Zur Ermittlung des in Tabelle 4 dargestellten Redispatchbedarfs für Baden-Württemberg werden

als Betrachtungsebene die Zuständigkeitsbereiche der Übertragungsnetzbetreiber gewählt. Demnach wurde für die Analyse eine Auswertung der Redispatchmengen vorgenommen, bei denen die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber die jeweilige Maßnahme ausgeführt hat.

Tabelle 4: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW von 2014–2022. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [50]

JAHR	WIRKLEISTUNGSERHÖHUNG [GWh]	WIRKLEISTUNGSMINDERUNG [GWh]	GESAMTE WIRKLEISTUNG [GWh]
2014	862	185	1.047
2015	1.850	427	2.277
2016	1.013	59	1.072
2017	1.817	105	1.922
2018	1.845	33	1.878
2019	1.442	270	1.712
2020	1.964	388	2.352
2021	2.535	252	2.787
2022	4.557	139	4.696

Die im Rahmen des Redispatches von der TransnetBW bereitgestellten Wirkleistungsänderungen sind im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr stark angestiegen. Mit fast 4.700 GWh war ein Anstieg um fast 70 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen (Tabelle 4). Mit 4.557 GWh entfiel fast der gesamte Anteil auf Wirkleistungserhöhungen (positiver Redispatch). Hier ist die bereitgestellte Leistungserhöhung im Vergleich zum Vorjahr sogar um fast 80 Prozent höher. Die in geringem Umfang bereitgestellten wirkleistungsreduzierenden Maßnahmen sind dagegen um circa 50 Prozent gesunken.

Deutschlandweit betrachtet liegt der Anteil der TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber an der gesamten angeforderten Wirkleistung bei rund 20 Prozent im Jahr 2022 (+2 Prozentpunkte gegen über 2021). Der Anteil Baden-Württembergs an der deutschlandweiten Wirkleistungserhöhung liegt im Jahr 2022 bei knapp 40 Prozent und ist ebenfalls deutlich (+10 Prozentpunkte) angestiegen.

95 Prozent (4.425 GWh) des gesamten Redispatchbedarfs in der Regelzone der TransnetBW entfiel auf strombedingten Redispatch, und mit 0,5 Prozent nur ein Bruchteil auf spannungsbedingten Redispatch. Die restlichen

Redispatchmengen (circa 5 Prozent) entfallen auf Probestarts von Netzreservekraftwerken und grenzüberschreitende strombedingte Redispatchmaßnahmen.

NETZRESERVE

Die Netzreserve wurde im Jahr 2013 durch die damalige Reservekraftwerksverordnung eingeführt und mit dem Strommarktgesetz im Jahr 2016 in § 13d EnWG überführt. Die Netzreserve wird auch Kaltreserve beziehungsweise Winterreserve genannt und ist als Maßnahme generell dem Redispatch zuzuordnen. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung untersagen. Betroffene Kraftwerke werden dann in die Netzreserve überführt. Sie kommt in besonderen Belastungssituationen, in denen die Marktkraftwerke den Redispatchbedarf nicht decken können, zum Einsatz. Solche Situationen treten vor allem im Winter auf, wenn Kraftwerke im Norden heruntergefahren werden, zum Beispiel aufgrund unerwartet hoher Stromerzeugung aus Windenergieanlagen und wenn aufgrund von Netzrestriktionen Anlagen im Süden hochgefahren werden müssen (zum Beispiel aufgrund höherer Stromnachfrage der Industrie). Kraftwerke werden solange als Netzreserve ausgewiesen, wie es für die Gefährdungsabwendung erforderlich ist.

Grundsätzlich soll eine Dauer von zwei Jahren nicht überschritten werden, außer die Systemrelevanz kann für einen längeren Zeitraum auf Basis der Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt eine erneute Überprüfung der Bedeutung des jeweiligen Kraftwerks für die Systemstabilität. [51]

Auf Basis einer Systemanalyse bilden die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich die entsprechende Netzreserve aus zunächst nicht bereiten beziehungsweise zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerkskapazitäten, die bei Bedarf kurzfristig einspringen können. Die BNetzA prüft die entsprechenden Bedarfe und gibt sie danach frei. Das auf dieser Basis abgerufene Netzreservolumen für Gesamtdeutschland belief sich gemäß des Berichts für das Jahr 2022 auf 3.238 GWh. [52]

Für den Winter 2022/23 war eine Reservekapazität von 8,3 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz vorgesehen. [51] Im Rückblick kamen die Reservekraftwerke im Betrachtungszeitraum zwischen dem 1. Oktober 2022 und dem 15. April 2023 an 117 (von 197) Tagen zum Einsatz. Damit ging die Zahl und der Umfang des Einsatzes von Netzreservekraftwerken im Vergleich zum absoluten Höchstwert im vorangegangenen Winter wieder deutlich zurück (2021/2022: 175 Tage). [53]

Für den Winter 2023/24 beträgt der ermittelte Netzreservebedarf 4,6 GW, für den Betrachtungszeitraum 2024/25 8,0 GW und für 2025/26 10,2 GW. Die Ergebnisse der Stilllegungsausschreibungen für Kohlekraftwerke sind dabei berücksichtigt. Es ist anzumerken, dass die inländischen Kapazitäten im Winter 2023/24 nicht ausreichen werden, um den notwendigen Reservebedarf zu decken. Daher wird zusätzliche Leistung aus dem Ausland aktiviert werden. Im Zuge der Prüfung der Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA erfolgt auch die Prüfung der Systemrelevanz von aus dem Markt austretenden Kraftwerken. Bei Systemrelevanz werden diese in die Netzreserve überführt.

In Baden-Württemberg befinden sich zehn Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 2,1 GW in der Netzreserve (Stand vom 17. März 2023) [54]. Durch die Verordnung zur kurzfristigen Rückkehr von Kohlekraftwerken an den Markt ist es jedoch auch möglich, dass die Kapazitäten in der Netzreserve vorläufig schon zugunsten der Leistung von Marktkraftwerken zurückgehen werden. Die Systemrelevanzausweisungen der bestehenden Netzreserve im Umfang von 2,1 GW gelten zunächst bis zum 31. März 2025⁴. [55]

EINSPEISEMANAGEMENT

Das sogenannte Einspeisemanagement (EinsMan) ist Teil des Redispatches und eine spezielle Maßnahme. Diese adressiert lediglich EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen, die vorrangig ins Netz einspeisen dürfen. Unter besonderen Voraussetzungen ist es den Netzbetreibern aber erlaubt auch solche Anlagen abzuregeln, um das Netz zu entlasten – wenn der erzeugte Strom nicht „abtransportiert“ werden kann. Die dadurch wegfallende Leistung wird als Ausfallarbeit bezeichnet, worauf der Betreiber der abgeregelten Anlage einen Anspruch auf Entschädigung hat. Über 90 Prozent der abgeregelten Leistung entfällt dabei bundesweit auf Windenergieanlagen (8.701 GWh in 2022) und vor allem auf Anlagen im Norden Deutschlands.

WEITERE RESERVEINSTRUMENTE

Im Rahmen der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG wird dann zusätzliche Leistung bereitgestellt, wenn auf dem Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung steht. Es sollen dafür Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten außerhalb des Marktes mit einer Leistung von 2 GW vorgehalten werden, die bei Bedarf durch Anweisung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers angefordert werden können. Die vier Übertragungsbetreiber führen das notwendige Beschaffungsverfahren gemeinsam durch. Für den ersten Erbringungszeitraum 2020–2022 und den zweiten Zeitraum 2022–2024 belief sich die Reserve jeweils auf knapp über 1 GW. Damit waren die Ausschreibungen deutlich unterzeichnet (keine der Anlagen hat ihren Standort in Baden-Württemberg).

⁴ Die Systemrelevanzausweisungen für Kraftwerksstandorte in Baden-Württemberg haben seit dem Genehmigungsjahr 2022 eine Laufzeit von 2 Jahren (01.04.2023 bis 31.03.2025) beziehungsweise im Ausnahmefall von RDK 7 aufgrund des Zuschlags bei der Kohleausschreibung nur knapp ein Jahr (27.05.2024 bis 31.03.2025).

Die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG ist eine Maßnahme, bei der acht Braunkohlekraftwerksblöcke nach und nach, beginnend im Jahr 2016 bis zum Jahr 2019, vorläufig stillgelegt wurden, um dann nach vier Jahren endgültig stillgelegt zu werden. Im Jahr 2023 läuft die Sicherheitsbereitschaft somit aus. Die betroffenen Blöcke (keiner davon in Baden-Württemberg) dürfen während der vorläufigen Stilllegung nicht mehr am Markt aktiv sein, sondern lediglich angefordert werden, wenn alle zuvor genannten Instrumente zur Deckung der Nachfrage nicht ausreichen. Dies war im Oktober 2022 der Fall, als Blöcke der Sicherheitsbereitschaft aufgrund der Energiekrise zeitweise ans Netz zurückkehrten.

Nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz können zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) aktiviert werden. In Süddeutschland steht hierfür eine Leistung von 0,9 GW zur Verfügung. Voraussichtlich im Jahr 2024 wird diese mit Inbetriebnahme einer ölbefeuerten Gasturbine am Kraftwerksstandort in Marbach am Neckar auf 1,2 GW erhöht.

Ebenfalls im EnWG festgelegt sind Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue. So wurde geregelt, dass Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreise auch in Situationen abrechnen, in denen Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG⁵ angewendet werden und somit die hohen Ausgleichsenergiepreise in diesen Situationen als Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche dienen (§ 13 Abs. 5 EnWG). Zusätzlich erhielt die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Preise für Regelleistung und Regelarbeit in einem Mischpreisverfahren zu bestimmen (wovon zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 Gebrauch gemacht wurde) und eine teilweise Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Ausgleichsenergiepreis einzuführen. [56]

2.2.4 NETZQUALITÄT

Aufgrund der Vollständigkeit wird an dieser Stelle auch kurz auf den SAIDI („System Average Interruption Duration Index“) als Kennzahl zur Ermittlung der Netzqualität eingegangen. Dieser gibt die durchschnittliche

Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher und je angeschlossenen Bemessungsscheinleistungen innerhalb eines Kalenderjahres an. Auf nationaler Ebene wird der SAIDI von der BNetzA ermittelt und veröffentlicht und basiert auf den Störungsmeldungen der Netzbetreiber. Es ist jedoch anzumerken, dass der SAIDI zur Feststellung des Grades der Versorgungssicherheit nur bedingt geeignet ist. Dafür sind mehrere Gründe zu nennen: Es werden beim SAIDI nur Ausfälle im Nieder- und Mittelspannungsnetz abgebildet. Ausfälle im Übertragungsnetz fließen in den Wert nicht mit ein. Da nur Ereignisse berücksichtigt werden, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen, gehen sowohl geplante Unterbrechungen als auch Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (zum Beispiel Naturkatastrophen) nicht in die Berechnung ein. Netzausfälle wie beispielsweise das Hochwasser im Ahrtal lassen sich im SAIDI nicht abbilden. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. [57] Der SAIDI kann daher keine fundierte Aussage für die zukünftige Versorgungssicherheit liefern. Die Versorgungsqualität hat demnach auch nur bedingt etwas mit der Versorgungssicherheit zu tun.

Im Jahr 2022 ist die mittlere Unterbrechungsdauer je Endkunde im Vergleich zum Vorjahr (12,7 Minuten) wieder um 0,5 Minuten leicht auf 12,2 Minuten gesunken. Dies ist der zweitniedrigste Wert seit der Erfassung im Jahr 2016 (vergleiche Abbildung 2). Aktuelle Zahlen zum Vergleich mit anderen europäischen Ländern auf Minutenbasis liegen derzeit nicht vor. Die Weltbank veröffentlicht jedoch den SAIDI auf Stundenbasis. Im Jahr 2020 lag Deutschland mit 0,3 Stunden im europäischen Vergleich nur knapp hinter der Schweiz (0,2 Stunden) und somit im europäischen Spitzenfeld. [58] Auch in der weiteren Vergangenheit wies Deutschland im europäischen Vergleich einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf.

⁵ In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten sowie Redispatch (inkl. Netzreserve und Kapazitätsreserve) gewährleistet werden kann, können die Übertragungsnetzbetreiber je nach Erfordernis die Anpassung „sämtliche(r) Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen“ (§ 13 Abs. 2 EnWG) veranlassen.

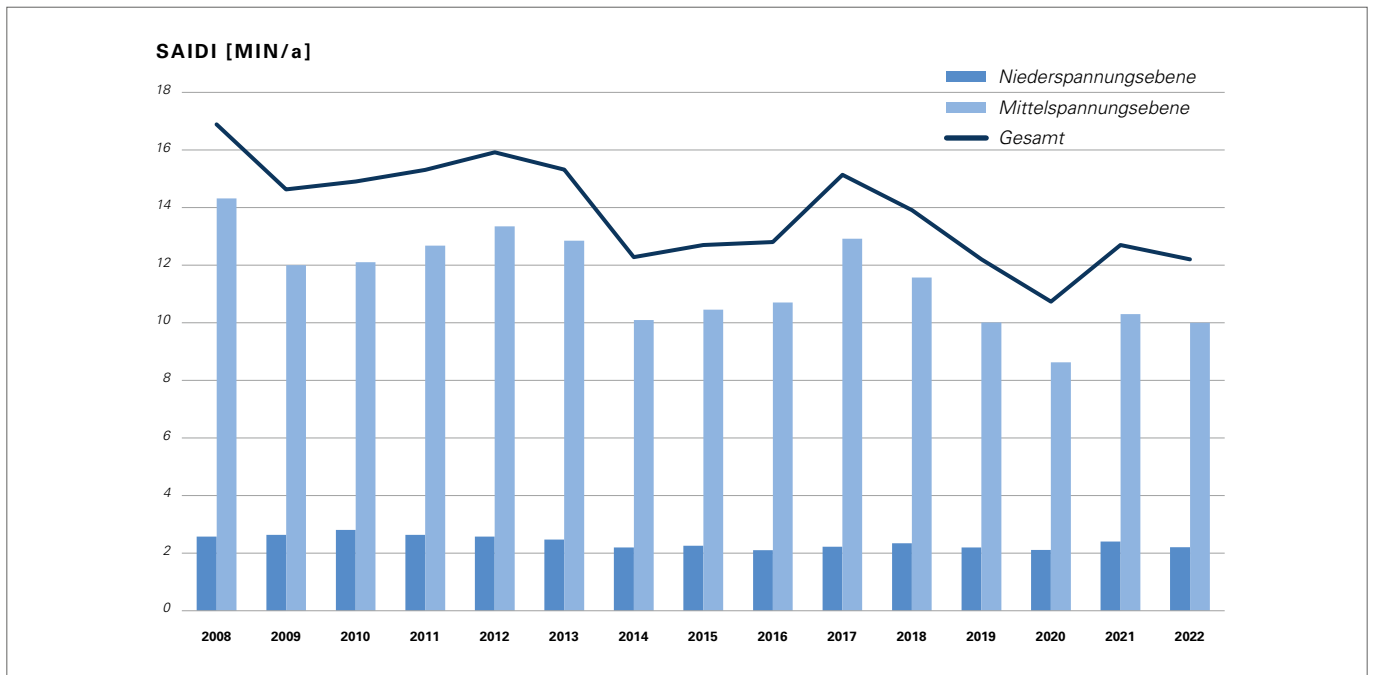


Abbildung 2: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [59]

Beim SAIDI lässt sich zwischen der Niederspannungsebene und der Mittelspannungsebene unterscheiden. Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die mittlere Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. Im Jahr 2022 lag diese mit 10 Minuten ebenfalls etwas niedriger als noch im Jahr 2021 (10,3 Minuten).

Seit dem Jahr 2017 werden von der Bundesnetzagentur auch die SAIDI-Werte je Bundesland veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Daten auf Ebene der Stromnetze erfolgt, die nicht in allen Fällen mit den Grenzen der Bundesländer übereinstimmt. Die mittlere Unterbrechungsdauer lag in Baden-Württemberg im Jahr

2022 bei 16,9 Minuten und ist mit über 4 Minuten deutlich angestiegen. Damit liegt die mittlere Unterbrechungsdauer von Baden-Württemberg deutlich über dem Bundesniveau und gehört im Ländervergleich zu den Bundesländern mit den höchsten Werten. Betrachtet man die letzten Jahre, dann wird deutlich, dass sich der Wert in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts bewegt hat, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abgewichen ist. Im Jahr 2022 hat die Abweichung mit über 4,5 Minuten über dem Bundesdurchschnitt jedoch das bisherige Maximum erreicht (vergleiche Abbildung 3). Der Wert liegt jedoch noch innerhalb der Schwankungsbreite der vergangenen Jahre.

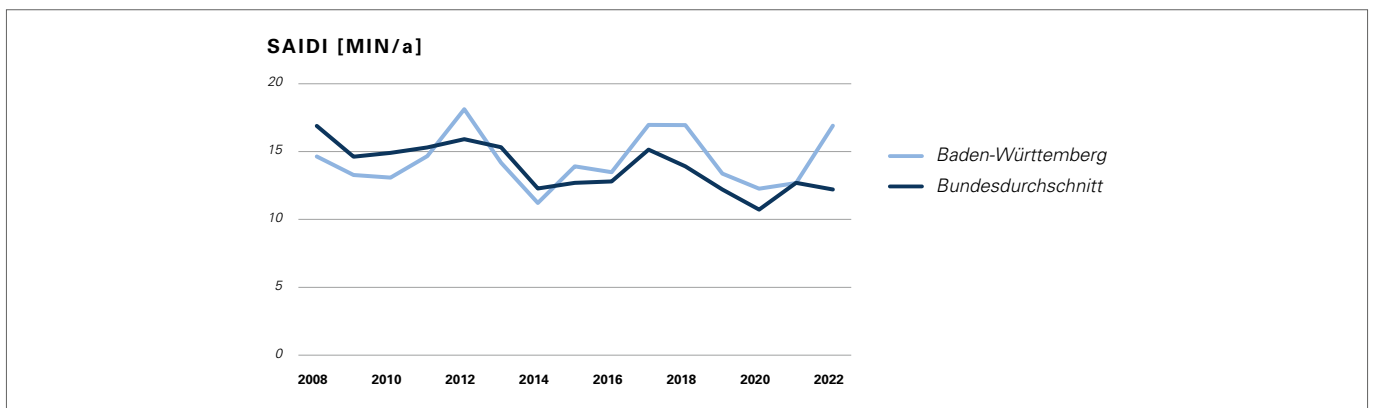


Abbildung 3: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [60]

Ausfälle mit einer Dauer unter drei Minuten werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht erfasst. Hierbei handelt es sich um Spannungseinbrüche, welche durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE in einer repräsentativen Störungsstatistik erhoben werden. [61] Anhand der Daten der FNN zeigt sich, dass das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf einem konstanten Niveau liegt und nach einem leichten Anstieg 2021 im Jahr 2022 sogar wieder zurückgegangen ist. Mitunter ein Grund dafür sind die günstigen Wetterbedingungen, da es zu außergewöhnlich wenigen Extremwetterlagen kam, wohingegen der Ausbau der erneuerbaren Energien keinen

Einfluss auf die Versorgungsqualität hatte. Die durchschnittliche Strom-Unterbrechungsdauer lag 2022 bei 10,6 Minuten pro Kunde und damit nur knapp über dem Allzeit-Bestwert von 10,2 Minuten im Jahr 2020. In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2022 mit durchschnittlich rund 1,9 Störungen je 100 km Stromkreislänge auf einem weiterhin niedrigen Niveau. In der Hoch-/Höchstspannungsebene setzt sich die Tendenz des Rückgangs der Störungshäufigkeit, nach einem deutlichen Anstieg der Störungshäufigkeit im Jahr 2020, weiter fort und lag 2022 bei rund 2,8 Störungen je 100 km Stromkreislänge (vergleiche Abbildung 4). [62] Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

STÖRUNGSHÄUFIGKEIT [1/100 km/a]

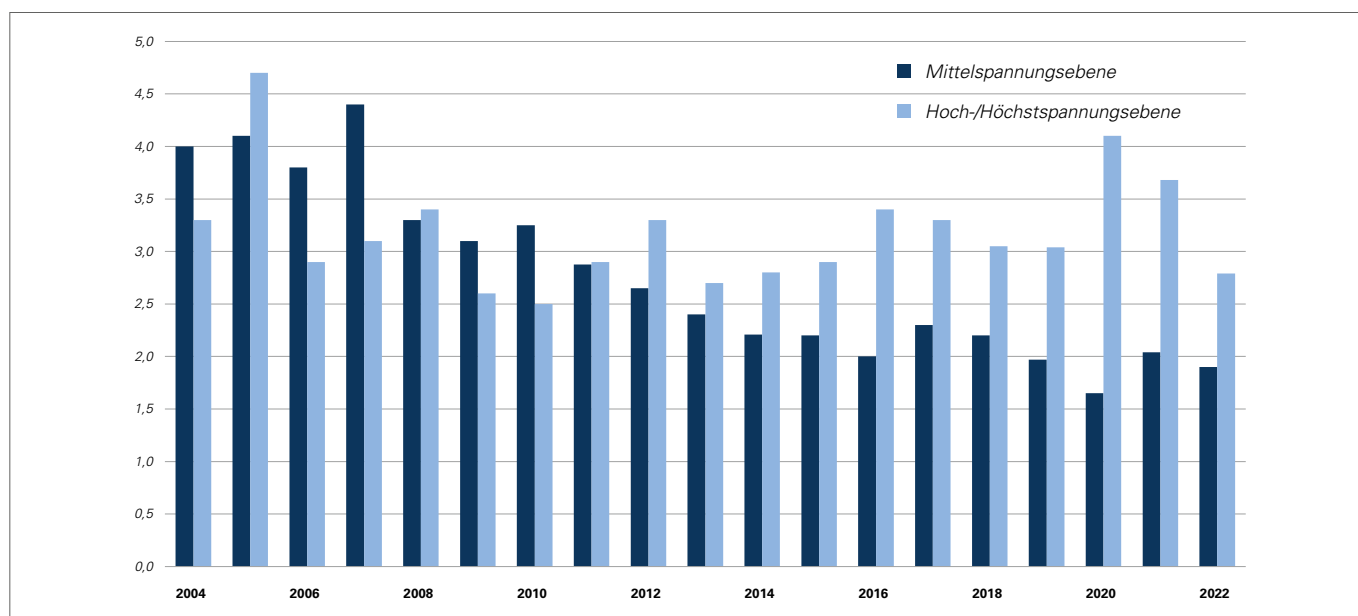


Abbildung 4: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [61]

2.2.5 FLEXIBILITÄTSMOPTIONEN

In einem zukünftigen Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien müssen immer größere Mengen an volatiler beziehungsweise fluktuierender und somit nicht-steuerbarer Energieerzeugung in das System integriert werden. Damit wird der Bedarf an Flexibilitäten im Stromsystem ansteigen. Grundsätzlich steht hierfür ein vielseitiges Angebot zur Verfügung. Eine wichtige Säule ist der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur (siehe Kapitel 4.1), um Engpässen vorzubeugen. Eine weitere Option ist die Ausweitung des europäischen Binnenhandels um einen großräumigen

Ausgleich zu schaffen, sowie die Nutzung von Im- und Exporten an den Grenzkupplungen, die für ein flexibles Stromsystem einen wesentlichen Baustein darstellen (siehe Kapitel 2.5). Neben diesen Bausteinen erlaubt der Ausbau von Speichern eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Komponenten wie KWK- und Biomasseanlagen, flexible Verbraucher und Lastmanagement leisten ebenfalls ihren Beitrag in einem flexiblen Stromsystem. [63] Grundvoraussetzung hierfür sind technische Anpassungen und der Abbau von regulatorischen Hemmnissen, um zu ermöglichen, dass Erzeuger und Verbraucher flexibler auf

Preissignale des Marktes reagieren. Über allem steht die Digitalisierung der Energiewende, mit der die Basis für eine effiziente Vernetzung zwischen den zunehmend dezentralen Akteuren und Einheiten geschaffen werden soll.

Das Update der Eaton-Studie „Energy Transition Readiness Index“ für das Jahr 2022, welche die Bereitschaft zur Transformation des Strommarkts in 13 ausgewählten europäischen Ländern bewertet, zeigt, dass alle betrachteten Länder hohe Ambitionen haben. Auf einer Skala von 1 bis 5 wird Deutschland weiterhin bei einem durchschnittlichen Wert von 3 eingestuft. An der Spitze dieses Rankings liegen die nordischen Länder und Frankreich. Allen voran Finnland, welches als einziges Land auf Stufe 1 eingestuft wurde. Betrachtet man die drei Handlungsfelder sozialpolitische Faktoren, technologische Faktoren und Marktfaktoren einzeln, dann hat sich Deutschland sogar verschlechtert (was auch auf das ambitionierte Klimaneutralitätsziel zurückzuführen ist). Vor allem im Bereich der Marktfaktoren liegt Deutschland lediglich auf Stufe 2 und somit deutlich unter dem Durchschnitt. Die wesentlichen Herausforderungen sind: zu komplexe(r) Flexibilitätsmarkt und -politik, geringe Transformationsgeschwindigkeit und hohe Markteintrittsbarrieren für Anbieter neuer Technologien aufgrund technologischer Hemmnisse und der Vorherrschaft von etablierten Unternehmen. Dementsprechend gilt es für Deutschland die Flexibilität des Strommarktes durch die bereits genannten dezentralen Technologien zu erhöhen, und dabei die vorhandenen Potenziale auszunutzen. Die Studie empfiehlt für eine Flexibilisierung des Stromsystems drei Handlungsstränge: Die Quantifizierung des künftigen Flexibilitätsbedarfs, die Priorisierung und die Beschleunigung von Reformen der Flexibilitätsmärkte sowie die Beseitigung von jeglichen Hürden, die die Investitionsbereitschaft hemmen. [64]

Im Bereich der Biogasanlagen und Biomethananlagen hat der Gesetzgeber bereits mit dem EEG 2012 Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen geschaffen, um Betreiber dazu anzureizen einen Teil ihrer Leistung bedarfsorientiert zu erzeugen. Hierfür wurde die sogenannte Flexibilitätsprämie geschaffen. Mit dem EEG 2014 (gültig auch für das EEG 2017 und EEG 2021) wurden die Anreize reformiert:

Für Anlagen, die bis zum 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, greift weiterhin die Flexprämie. Für Anlagen, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt der sogenannte Flexibilitätszuschlag [65]. Das EEG sah ursprünglich eine Deckelung der Flexprämie bei 1.000 MW vor. Mit dem EEG 2021 wurde der Flexdeckel jedoch gestrichen, aber im gleichen Zug wurden die Flexibilitätsanforderungen erhöht. Anlagen müssen demnach mindestens 1.000 Stunden im Jahr, mindestens 85 Prozent ihrer installierten Leistung abrufen (§§ 50 ff. EEG 2021). [66, 67]

Den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene können steuerbare Verbrauchseinrichtungen sowie flexible Verbraucher reduzieren. Sie tragen somit zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes bei. In der neuen Fassung des § 14a EnWG (1. Januar 2023) ist eine Reduzierung der Netzentgelte für Verbraucher vorgesehen, welche mit ihrem Netzbetreiber eine Vereinbarung bezüglich der netzorientierten Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen abgeschlossen haben.[68] Der generelle Tenor von Akteuren aus der Branche zum neuen § 14a EnWG war vorwiegend positiv. In Zukunft gilt es aber weiterhin, dass für intelligente Systeme und flexible Verbraucher noch weitere Potenziale zu heben sind.

Die Neuinstallationszahlen von Photovoltaik-Dachanlagen sind im Jahr 2022 weiter gestiegen, insbesondere im Segment der Kleinanlagen bis 30 kW. In diesem Zuge ist auch die Nachfrage nach Solarstromspeichern weiter gewachsen. Nach eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters⁶ wurden 2022 bundesweit mehr als 210.000 neue Batteriespeicher installiert, womit zum Jahresende insgesamt rund 550.000 Einheiten verbaut waren. Die Speicherkapazität beträgt insgesamt rund 6,1 GWh. In Baden-Württemberg wurden 2022 fast 34.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 96.000 Einheiten (Tabelle 5). Die Gesamtspeicherkapazität beläuft sich auf rund 860 MWh.

⁶ In Anlehnung an [69] wurden für die vorliegende Auswertung nur Datensätze im Plausibilitätsbereich von >0,1 h beziehungsweise <15 h beim Verhältnis von Energie und Leistung in die Auswertung einbezogen.

Tabelle 5: Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg. Eigene Auswertung Marktstammdatenregister

JAHR	ANZAHL NEUINSTALLATIONEN (TAUSEND)	KAPAZITÄT NEUANLAGEN (MWh)
bis 2014	1,4	12
2015	1,1	8
2016	1,9	13
2017	3,2	27
2018	4,5	45
2019	9,1	77
2020	16,3	142
2021	24,5	222
2022	33,9	317
Gesamtbestand Ende 2022	95,9	864

Mit 99 Prozent der obigen Anlagenzahl und fast 94 Prozent der Gesamtkapazität handelt es sich bei einem Großteil der Batteriespeicher um sogenannte Heimspeicher (private Batteriespeicher bis 30 kWh, meist in Kombination mit PV-Dachanlagen). Die Bruttoleistung der in Tabelle 5 angeführten Batteriespeicher beläuft sich auf insgesamt gut 500 MW. Damit beträgt bei maximaler Leistung die Speicherdauer im Durchschnitt 1,7 Stunden. Die Speicher werden also im Mittel als Kurzzeitspeicher genutzt.

Im Kontext der Digitalisierung der Energiewende ist in erster Linie das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) und der damit verbundene angestrebte Smart-Meter-Roll-out anzuführen. [70] Das GNDEW wurde im Mai 2023 verabschiedet und ist ein wesentlicher Baustein, um die Digitalisierung der Energiewende zu flankieren. Der bisher eher träge Ausbau von intelligenten Messsystemen soll durch Anpassungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) beschleunigt werden und insgesamt unbürokratischer möglich sein. [71] Nach dem Stand des alten MsbG war eine Quote von 10 Prozent für intelligente Messsysteme vorgesehen [72], welche jedoch durch die zurückgenommene Markterklärung des BSI gefährdet war und dadurch eine neue gesetzliche Regelung notwendig wurde. Die im Rahmen des GNDEW erfolgte Anpassung des MsbG bringt die wesentliche Erleichterung mit sich, dass der Roll-out intelligenter Messsysteme nun keiner Genehmigung des BSI mehr bedarf und ein sofortiger Start mit bereits zertifizierten Smart-Metern möglich ist. Im Oktober 2023 wurde mit EFR der Fünfte Gateway-Anbieter

zertifiziert. Daneben sind bereits die Anbieter PPC, EMH Metering, Theben und Sagmecon am deutschen Markt zugelassen. [73] Das neue Gesetz beinhaltet darüber hinaus einen Roll-out-Fahrplan für Smart-Meter mit verbindlichen Zielen bis 2033. Bis 2030 sollen 95 Prozent der Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch >6.000 kWh oder einer PV-Anlage mit mehr als 7 kW mit den entsprechenden Systemen ausgestattet sein. Der gesamte Roll-out-Plan ist in Abbildung 5 dargestellt:

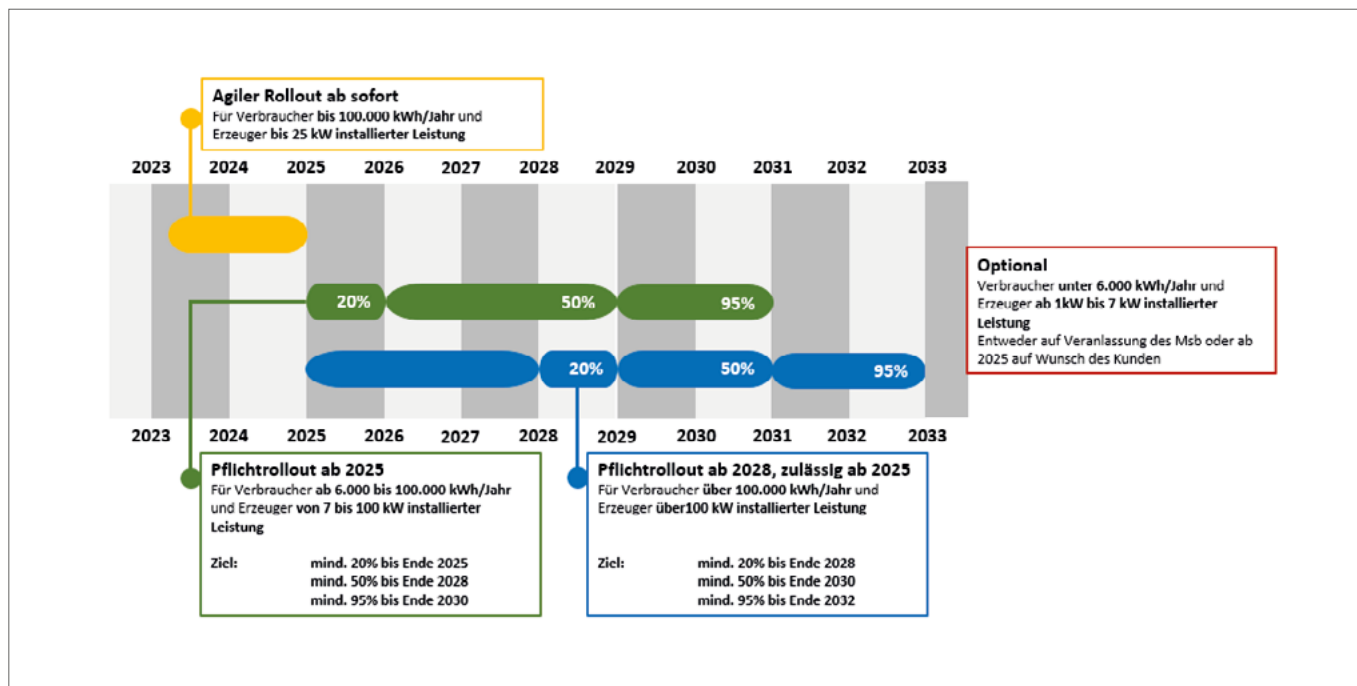


Abbildung 5: Gesetzlicher Smart-Meter-Roll-out-Fahrplan, in Anlehnung an [74]

Mit der Möglichkeit zur Einführung von dynamischen Stromtarifen ab 2025 für alle Smart-Meter-Nutzer wurde ein weiterer notwendiger Schritt gesetzlich festgeschrieben. Von dieser Maßnahme profitieren neben den Verbrauchern auch der Markt und die Netzstabilität. [71, 75] Im Rahmen der pwc-Studie „Smart-Meter-Roll-out – Standortbestimmung der grundzuständigen Messstellenbetreiber“ wurden der Umsetzungsstand und die Herausforderungen des Roll-outs von modernen Messeinrichtungen analysiert. Gemäß der PwC-Studie vom April 2023, die 61 Prozent der Messlokationen in Deutschland adressiert, befinden sich 71 Prozent der Unternehmen in der Roll-out-Umsetzung. Im Vergleich zu 2021 hat sich diese Zahl mehr als verdreifacht (Stand 2021: 19 Prozent). Auffallend ist, dass dieser Wert für Unternehmen mit weniger als 100.000 Messlokationen unter 50 Prozent liegt. Weitere 29 Prozent der Messstellenbetreiber geben an, dass sie aktuell in der Vorbereitung des Roll-outs sind. Dies bedeutet aber auch, dass bis zur eigentlichen Umsetzung noch mehrere Monate vergehen können. [71, 76, 77]

Der bisherige Roll-out verlief mit dem Rückzug der Markterklärung beziehungsweise der Rücknahme der Allgemeinverfügung durch das BSI sehr schleppend. Zwar führte dieser Schritt nicht zu einem kompletten Roll-out-Stopp, jedoch kam es zu erheblichen Verzögerungen im Zuge der rechtlichen Unsicherheit und technischen Hürden. Mittlerweile ist mit dem GNDew ein sicherer Rechtsrahmen verabschiedet, der

die Basis für den unbürokratischen und schnelleren Roll-out bildet. Es zeichnet sich bereits ab, dass der Roll-out Fahrt aufnimmt. [78] Für die grundzuständigen Messstellenbetreiber bestehen jedoch auch noch Umsetzungsherausforderungen. In erster Linie geht es dabei um den Aspekt der Wirtschaftlichkeit (für 81 Prozent der in der pwc-Studie befragten Unternehmen beziehungsweise grundzuständigen Messstellenbetreibern liefert das GNDew hier keine Lösung) und um die Anbindung/Realisierung der Tarifierungsfälle ins ERP-System. Neben diesen Hürden gibt es auch in Bezug auf die Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen, den Montagekapazitäten und dem Einbau noch Hindernisse, die den Roll-out hemmen können. Dies spiegelt sich auch darin wieder, dass lediglich 43 Prozent der befragten Unternehmen davon ausgehen, dass das im Roll-out-Fahrplan vorgesehene Ziel im Jahr 2030 erreicht werden kann. [77]

Im Kontext der aktuellen Entwicklungen zur Künstlichen Intelligenz (KI) zeigt die Studie „Harnessing Artificial Intelligence to Accelerate the Energy Transition“, verfasst von der BloombergNEF und der Deutschen Energie-Agentur (dena), dass KI ein Treiber der Energiewende werden kann. Als mögliche Einsatzbereiche werden die Erkennung von Mustern in Daten und Ableitung von Erkenntnissen für höhere Effizienz und Einsparungen, die Koordinierung von Stromsystemen mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien und die Verwaltung komplexer, dezentraler Energiesysteme

in großem Maßstab genannt. [79] Es ist unbestritten, dass die Bedeutung von Digitalisierung in der Energiewende stetig zunimmt. So werden Produkte wie digitale CO₂-Herkunftsnachweise, intelligente Thermostaten und digitale Plattformen in diesem Kontext genauso genannt, wie smarte Netze, KI im Sinne der Nachhaltigkeit oder Digitalisierung im Zuge der Sektorkopplung.

Im Zusammenhang mit der Digitalisierung ist auf das Thema der Resilienz digitaler Energiesysteme hinzuweisen. Durch das rasche Voranschreiten der Digitalisierung, auch im Kontext der Energiewende, entstehen auf der einen Seite zwar deutliche Potenziale und Chancen, auf der anderen Seite aber auch Risiken, für die eine konsistente Resilienzstrategie erforderlich ist. Die Digitalisierung bedingt eine steigende Komplexität des gesamten Energiesystems, wodurch es auch zu neuen Bedrohungen kommen kann. Unter anderem können viele kleine Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bei einem gleichzeitigen Einsatz das System destabilisieren, die Versorgung wird generell anfälliger für ein Fehlverhalten der Informations- und Kommunikationssysteme (IKT) und es besteht grundsätzlich eine Ungewissheit über zukünftige Entwicklungen beziehungsweise über unvorhersehbare Ereignisse. Die Säulen einer Resilienzstrategie, die auf solche Zustände im System angewendet werden soll, lassen sich in vier Bereiche unterteilen.

Zunächst die aktive Gestaltung der Digitalisierung zur sicheren und effizienten Integration dezentraler Erzeugungsstrukturen, neuer Verbraucher und neuer Marktteilnehmer. Zusätzlich müssen auch kleinere Akteure und Haushalte, die zunehmend mehr Einfluss haben, bewusst in die Resilienzstrategie miteingebunden werden. Im dritten Bereich geht es um den Umgang mit den Risiken, um besser auf unvorhergesehene/unvorhersehbare Ereignisse reagieren zu können. Abschließend stellt ein konsequentes Monitoring einen wichtigen Pfeiler dar, um Entwicklungen rechtzeitig antizipieren zu können. Anhand einer solchen Resilienzstrategie ist es möglich, die Auswirkungen eines Störfallereignisses besser abzufangen. Dafür bedarf es jedoch noch weiterer, konkreter Maßnahmen. Erste Ansätze liefert die Studie der acatech zur „Resilienz digitalisierter Energiesysteme“, in der ein Portfolio von 15 Maßnahmen vorgeschlagen wird, welches die gesamte Wertschöpfungskette umfasst. [80]

2.3 ERNEUERBARE ENERGIEN IM STROMSEKTOR

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist in den vergangenen Jahren weiter gewachsen. So wurden im Jahr 2022 rund 19,3 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt und damit 35 Prozent der Bruttostromerzeugung. Letztere ist aufgrund der weiter gestiegenen Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken insgesamt deutlich gewachsen (um 4 TWh beziehungsweise 8 Prozent auf knapp 55 TWh, vergleiche auch Abschnitt 2.4). Damit ist der EE-Anteil im Vorjahresvergleich leicht gesunken. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 29 Prozent.

Der trockene Sommer 2022 führte zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen um 9 Prozent. Im Gegenzug ist die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen mit einem Plus von 1,3 TWh beziehungsweise 20 Prozent auf 7,9 TWh erheblich gewachsen. Damit stieg der Anteil der Photovoltaik an der Bruttostromerzeugung auf gut 14 Prozent beziehungsweise knapp 12 Prozent am Bruttostromverbrauch. Nach dem schlechten Windjahr 2021 hat auch die Stromerzeugung aus Windenergie wieder zugelegt und steuerte 2022 rund 2,9 TWh zur Stromerzeugung im Land bei.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Diese wurden mit dem EEG 2023 an zahlreichen Stellen geändert beziehungsweise verbessert. Die übergreifenden Aspekte werden nachfolgend in Kürze erläutert, anschließend werden die jeweiligen Entwicklungen und die geänderten Regelungen für Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen dargelegt.

Der Grundgedanke des EEG 2023 ist eine drastische Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Dies zeigt sich am Ziel für 2030, wonach der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf nunmehr 80 Prozent (vorher 65 Prozent) gesteigert werden soll. Dies spiegelt sich auch in den Zielwerten für die jeweiligen EE-Sparten wieder: So sollen im Jahr 2030 bundesweit neben 215 GW PV-Anlagen, 30 GW Windenergieanlagen auf See auch 115 GW Windenergieanlagen an Land installiert sein. Dementsprechend wurden auch die Ausschreibungsvolumina angehoben.

Bereits zur Jahresmitte 2022 wurde die EEG-Umlage für Letztverbraucher abgeschafft. Nachdem das EEG-Konto bereits 2021 erheblich mit Bundesmitteln bezuschusst wurde, erfolgte 2022 die Umsetzung der vollständigen Haushaltsfinanzierung.

Weiterhin wurde mit dem EEG 2023 eine Stärkung von Bürgerenergiegesellschaften implementiert. Solche Projekte im Windenergie- und PV-Bereich sind zukünftig bis 6 MW (PV-Freiflächenanlagen) beziehungsweise 18 MW (Windenergie an Land) von dem Erfordernis zur Teilnahme an den Ausschreibungen zur Erzielung eines finanziellen Förderanspruchs ausgenommen. Die jeweiligen Fördertarife orientieren sich an den vorherigen Ausschreibungsergebnissen.

Darüber hinaus wurden vom BMWK im Rahmen der Windenergie-an-Land-Strategie und der Photovoltaik-Strategie zentrale Handlungsfelder und Maßnahmen benannt, mit denen der Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen erleichtert und beschleunigt werden kann. Im Bereich der Photovoltaik mündeten bereits einige Maßnahmen im Solarpaket I, mit dem Bürokratie abgebaut und der Neubau von Anlagen weiter gesteigert werden soll. Weiterhin wurden mit der Umsetzung der EU-Notfallverordnung Maßnahmen ergriffen, die Genehmigungsverfahren für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen zu beschleunigen.

WINDENERGIE

Nach den Daten der LUBW gingen im Jahr 2022 in Baden-Württemberg fünf Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von 20,7 MW in Betrieb. Im ersten Halbjahr 2023 waren es acht WEA mit 30,4 MW. Der Ausbau der Windenergienutzung in Baden-Württemberg bleibt damit weiterhin deutlich hinter den gesteckten Zielen des Landes und den Erfolgen der Jahre 2016 (120 WEA, 335,5 MW) und 2017 (123 WEA, 389,8 MW) zurück. Mit 51 Genehmigungen für Windenergieanlagen (232,4 MW, davon 4 Änderungsgenehmigungen) im Jahr 2022 sowie weiteren 30 Genehmigungen (141,8 MW) im ersten Halbjahr 2023 zeichnet sich für die kommenden Jahre jedoch eine Wiederbelebung des Zubaus ab.

Für die ältesten Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2003 ist inzwischen der gesetzliche Vergütungsanspruch aus dem EEG ausgelaufen. Das Groß dieser Anlagen wird jedoch auch ohne Förderzahlungen weiterbetrieben. Für

das Betrachtungsjahr 2022 registrierte die LUBW fünf Stilllegungen mit einer Gesamtleistung von 8,1 MW. Im März 2023 kam eine weitere hinzu (1 WEA, 1 MW). Die drei ältesten der stillgelegten Anlagen waren im Oktober 2000 in Betrieb gegangen, die jüngste im Mai 2011.

Da sich der Zubau und die Stilllegungen im Jahr 2022 bezogen auf die Zahl der Anlagen ausglich, verharnte der Gesamtbestand zum 31. Dezember 2022 mit 761 WEA auf dem Stand des Vorjahres. Bedingt durch die höhere Nennleistung der neu installierten Anlagen legte die Gesamtleistung jedoch leicht von 1.700 auf 1.713 MW zu.

Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land des Jahres 2022 waren – mit Ausnahme der ersten Gebotsrunde – erneut unterzeichnet. Dem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4,6 GW standen Zuschläge im Umfang von 3,3 GW gegenüber. Das Gebotsvolumen nahm ausgehend von 1,4 GW im Februar 2022 auf 0,2 GW im Dezember 2022 ab. Deutlich gestiegene Investitions- und Kapitalkosten, die infolge des zulässigen Höchstwerts von 5,88 ct/kWh nicht kompensiert werden konnten, und lange Lieferzeiten für bestimmte Komponenten sorgten bei den Projektierern zunehmend für Zurückhaltung. Nach der Anhebung des Höchstwerts um 25 Prozent auf 7,35 ct/kWh stabilisierte sich das Gebotsvolumen in den ersten drei Runden des Jahres 2023 auf einem Niveau von jeweils 1,5 GW. Trotz des Anstiegs gegenüber den Vorjahren reichte das Gebotsvolumen jedoch nicht aus, um das mit dem EEG 2023 deutlich angehobene Ausschreibungsvolumen (siehe nachfolgend) zu decken. Infolge der drohenden Unterzeichnung reduzierte die Bundesnetzagentur das Volumen der zweiten und dritten Runde. Am Ende standen dem tatsächlich ausgeschriebenen Volumen von 7,7 GW (ohne Gebotsrunde WIN23-4) Zuschläge im Umfang von 4,4 GW gegenüber. Der auf Baden-Württemberg entfallende Anteil am Zuschlagsvolumen fiel mit 2 Prozent in 2022 beziehungsweise 5 Prozent bei den ersten drei Runden des Jahres 2023 vergleichsweise gering aus.

Tabelle 6: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81]

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.02.2022	1.356	1.332	98 %	8	8	100 %	0,6 %
01.05.2022	947	931	98 %	22	22	100 %	2,4 %
01.09.2022	773	773	100 %	24	24	100 %	3,0 %
01.12.2022	203	189	93 %	0	0	-	0,0 %
01.02.2023	1.502	1.441	96 %	67	67	100 %	4,7 %
01.05.2023	1.597	1.535	96 %	68	51	75 %	3,3 %
01.08.2023	1.436	1.433	100 %	88	88	100 %	6,1 %

Mit dem EEG 2023 hat die Bundesregierung zahlreiche Neuerungen beschlossen, um den Ausbau der Windenergienutzung zu beschleunigen. Insbesondere wurde der Ausbaupfad angehoben und das Ausschreibungsvolumen erhöht. Letzteres beträgt nun 12.840 MW im Jahr 2023 sowie 10.000 MW in den Jahren 2024 bis 2028. Ferner wurden die Zuschlagschancen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für windschwache Standorte verbessert. Der Korrekturfaktor, der zur Berechnung des anzulegenden Werts mit dem Zuschlagswert multipliziert wird, beträgt für Standorte mit einem Gütefaktor von 60 Prozent nun 1,42 statt 1,35. Für die Südregion wurde zudem ein neuer Korrekturfaktor in Höhe von 1,55 bei einem Gütefaktor von 50 Prozent eingezogen. In Verbindung mit dem Höchstwert ergibt sich damit eine maximale Vergütungshöhe von 11,39 ct/kWh für im Jahr 2023 bezuschlagte Anlagen. Die mit dem EEG 2021 eingeführte und bis zuletzt unter beihilferechtlichem Genehmigungsvorbehalt stehende Südquote wurde dagegen gestrichen.

Um die ambitionierten Ausbauziele und Ausbaupfade des EEG zu erreichen, schreibt der Bund den Ländern erstmals verbindliche Flächenziele vor. Details regelt das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), das ebenso wie das EEG 2023 zum 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Gemäß § 3 Abs. 1 WindBG ist in jedem Bundesland zu den Stichtagen 31. Dezember 2027 und 31. Dezember 2032 ein bestimmter prozentualer Mindestanteil der Landesfläche (Flächenbeitragswert) für die Windenergie an Land auszuweisen. Für Baden-Württemberg sind Zielwerte von 1,1 Prozent (Ende 2027) beziehungsweise 1,8 Prozent (Ende 2032) vorgesehen.

Auch Baden-Württemberg setzt alles daran, den Ausbau der Windkraft im Land zu beschleunigen und bestehende Hürden abzubauen. Die im Oktober 2021 eingerichtete Task Force hat hierzu inzwischen verschiedene Maßnahmen umgesetzt oder auf den Weg gebracht, darunter die Abschaffung des Widerspruchsverfahrens bei der Genehmigung von Windenergieanlagen, die Einrichtung der Stabstellen Energiewende, Windenergie und Klimaschutz (StEWK) in den vier Regierungspräsidien sowie die Schaffung einer zentralen Anlaufstelle für den Ausbau erneuerbarer Energien bei der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA). Im August 2022 nahm zudem der neue Infrastruktursenat am Verwaltungsgerichtshof in Mannheim seine Arbeit auf. Durch die personelle Stärkung und Spezialisierung des Gerichts sollen Verfahren effizienter und schneller werden. Mit einer Änderung des Landesplanungsgesetzes im November 2022 hat sich das Land darüber hinaus dazu verpflichtet, das vom Bund geforderte Ziel zur Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung im Umfang von 1,8 Prozent der Landesfläche bereits im Jahr 2025 zu erreichen – zwei Jahre früher als vorgesehen. Zum 31. Dezember 2022 betrug die rechtswirksam für die Nutzung der Windenergie ausgewiesene Fläche 17.498 ha, was einem Anteil an der Landesfläche von rund 0,5 Prozent entspricht. Die Vermarktungsoffensive für Flächen im Staatswald ging im Sommer 2023 derweil in die vierte Runde (Ergebnisse ausstehend). Zuvor waren bereits 21 Flächen mit einer Gesamtgröße von rund 4.000 ha ausgeschrieben worden, auf denen bei einem angenommenen Flächenbedarf von 30 ha/WEA etwa 133 WEA errichtet werden könnten [82, 83].⁷

⁷ Der tatsächliche Flächenbedarf hängt nicht zuletzt vom Anlagentyp (insbesondere Nennleistung, Rotordurchmesser) und dem Zuschnitt der Flächen ab.

PHOTOVOLTAIK

Seit 2017 befinden sich die Ausbautzahlen für Photovoltaik wieder auf einem Aufwärtstrend, in Baden-Württemberg wie auf Bundesebene. Nach rund 440 MW Zubau im Jahr 2019 wurden in den folgenden zwei Jahren jeweils rund 620 MW PV-Neuanlagen in Baden-Württemberg installiert. 2022 lagen die Neuinstallationen mit 820 MW um rund ein Drittel über denen des Vorjahrs. Für 2023 ist mit einem weiteren starken Wachstum zu rechnen: In den ersten acht Monaten des Jahres wurden bereits rund 1.200 MW PV-Anlagen in Betrieb genommen. Im Gegensatz zur Bundesebene ist der Anteil der Freiflächenanlagen sowohl am Anlagenbestand (2022: rund 9 Prozent vs. 30 Prozent auf Bundesebene) sowie am Zubau deutlich geringer. Nicht zuletzt deshalb wurde im Jahr 2022 vom Land Baden-Württemberg die Freiflächenöffnungsverordnung angepasst und erlaubt nun jährlich bis zu 500 MW neue Freiflächenanlagen in den sogenannten „benachteiligten Gebieten“ (siehe nachfolgend).

Für Photovoltaikanlagen wurden mit dem EEG 2023 sowie dem EnSiG zahlreiche Änderungen und einige Verbesserungen umgesetzt. Neben einer massiven Anhebung des Ausbauziels für das Jahr 2030 von ursprünglich 100 GW auf 215 GW und entsprechenden Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Freiflächen- und Dachanlagen wurden die Rahmenbedingungen für Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze verbessert. Hervorzuheben ist, dass Neuanlagen zukünftig nach Voll- beziehungsweise Teileinspeiseanlagen unterschieden werden. Für Volleinspeiseanlagen wurden die Vergütungssätze beziehungsweise anzulegenden Werte auf ein kostendeckendes Niveau angehoben. Diese Änderung zielt vor allem auf Gebäudeanlagen, bei denen Eigenversorgung oder Direktbelieferung vor Ort nicht möglich oder nicht gewünscht ist.

Weiterhin wurde der atmende Deckel abgeschafft; dieser führte in den letzten Jahren zu einem erheblichen Abschmelzen der Einspeisetarife für Neuanlagen. Stattdessen wird ab 2024 eine feste halbjährliche und mit 1 Prozent moderate Degression eingeführt.

Im Bereich der Ausschreibungen wurde das bisher separat durchgeführte Verfahren für „besondere Solaranlagen“ (Agri-PV-, Floating-PV- und Parkplatz-PV-Anlagen) in die regulären Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen

überführt. Für auf einer Mindesthöhe von 2,1 m aufgeständerte Agri-PV-Anlagen wird aufgrund höherer Kosten zusätzlich ein Bonus gewährt. Ebenso erhalten PV-Anlagen auf dauerhaft wiedervernässten Moorböden einen Bonus. Daneben wurde die zulässige Breite von Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen von 200 auf 500 Meter verbreitert. Bis Ende 2023 gilt befristet eine erhöhte maximal zulässige Anlagengröße von 100 MW anstatt von 20 MW.

Darüber hinaus wurde Anfang 2023 vom Bundesgesetzgeber eine Teilprivilegierung von Solarparks entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Bahnlinien umgesetzt. Die Privilegierung bezieht sich jedoch nur auf Flächen im Abstand von bis zu 200 Metern gemessen vom äußeren Fahrbahnrand, während im EEG Anlagen bis zu einem Abstand von 500 Metern förderfähig sind. Mit der Privilegierung soll die Umsetzung von Anlagen beschleunigt werden, da für Anlagen auf privilegierten Außenbereichsflächen kein Bebauungsplanverfahren durchlaufen werden muss. Des Weiteren sollen mit dem sogenannten „Solarpaket I“ weitere Verbesserungen für die Errichtung neuer PV-Anlagen umgesetzt werden.

Nachfolgend dargestellt sind die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg ab 2022 (Tabelle 7). Für ältere Ausschreibungsergebnisse wird auf die Vorgängerberichte verwiesen. Im Freiflächensegment werden bereits seit 2015 Ausschreibungen durchgeführt. Sie waren größtenteils von hohem Wettbewerbsniveau gekennzeichnet, das heißt, das Gebotsvolumen lag deutlich über dem Ausschreibungsvolumen. Im Zuge der ab 2022 erhöhten Ausschreibungsvolumina kam es in der Runde vom Juni 2022 erstmals zu einer Unterzeichnung, das heißt alle formal korrekten Gebote erhielten einen Zuschlag. In der dritten Ausschreibungsrunde 2022 setzte sich der Abwärtstrend bei den Geboten und Zuschlägen fort, da mit gestiegenen Anlagenkosten und Zinsen bei unverändertem Höchstwert viele Bieter von einer Ausschreibungsteilnahme abgesehen haben. Mit der Anhebung des Höchstwerts ab 2023 waren die Ausschreibungen trotz deutlich erhöhtem Ausschreibungsvolumen wieder von hohem Wettbewerb gekennzeichnet. Dazu trug auch die im Jahr 2023 befristet geltende Erhöhung der maximalen Gebotsgröße von 20 auf 100 MW bei.

Auch das Gebotsvolumen für Anlagen in Baden-Württemberg ist ab 2023 deutlich gestiegen. In Relation zu den

bundesweiten Zuschlägen sank der Anteil der baden-württembergischen Zuschläge jedoch spürbar. Die mittlere Anlagengröße der bundesweiten Gebote und Zuschläge lag deutlich über derjenigen von Geboten und Zuschläge für

Anlagen in Baden-Württemberg. Die damit einhergehenden Kostenvorteile größerer Anlagen dürften einer der Hauptgründe für den gesunkenen Zuschlagsanteil von Anlagen in Baden-Württemberg darstellen.

Tabelle 7: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [84]

DATUM	AUSSCHREIBUNGSVOLUMEN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.03.2022	1.108	1.116	1.084	97 %	48	47	97 %	4,3 %
01.06.2022	1.126	714	696	98 %	43	43	100 %	6,1 %
01.11.2022	890	677	609	90 %	75	67	89%	11,0 %
01.03.2023	1.950	2.868	1.952	68 %	218	137	63%	7,0 %
01.07.2023	1.611	4.653	1.673	36 %	204	71	35%	4,2 %

Zusammen mit den Zuschlägen, die im Rahmen der Innovationsausschreibungen an Baden-Württemberg gingen (siehe unten, Ausschreibungsrunde 12/2022 konnte mangels Daten nicht berücksichtigt werden), wurden insgesamt fast 520 MW für Anlagen in „benachteiligten Gebieten“ bezuschlagt. Dies entspricht einem Anteil von rund drei Viertel am gesamten Zuschlagsvolumen für PV-Freiflächenanlagen seit Juni 2017 (das heißt der ersten Ausschreibungsrunde, in der Gebote für Anlagen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg möglich waren). Dies zeigt die hohe Bedeutung der Öffnung dieser Flächen mit der Freiflächenöffnungsverordnung des Landes.

Gebote für PV-Freiflächenanlagen waren auch in den Innovationsausschreibungen möglich. Dort haben sich neben anderen zulässigen Anlagenkombinationen ab der zweiten Ausschreibungsrunde ausschließlich PV-Speicher-Kombinationen

durchgesetzt. Wie auch in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen ist das Gebots- und Zuschlagsvolumen Ende 2022 deutlich gesunken (Tabelle 8). Im Rahmen der Innovationsausschreibungen wurde im Dezember 2022 lediglich ein Gebot abgegeben, weshalb die Bundesnetzagentur aus Datenschutzgründen keine weiteren Details veröffentlicht hat. Auch in der Mai-Runde 2023 lag das Gebotsvolumen trotz erhöhtem Höchstwert deutlich unterhalb des Ausschreibungsvolumens. In der Ausschreibungsrunde vom September 2023 war die Ausschreibung mit einem fast doppelt so hohen Gebots- als Ausschreibungsvolumen dann wieder stark überzeichnet. Ein Erklärungsansatz ist, dass die vorangegangene Ausschreibungsrunde für PV-Freiflächenanlagen vom Juli 2023 noch wesentlich stärker überzeichnet war (siehe oben, Tabelle 7) und sich ein Teil der Bieter angesichts des hohen Wettbewerbsniveaus Richtung Innovationsausschreibungen orientiert hat.

Tabelle 8: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [84]

DATUM	AUSSCHREIBUNGSVOLUMEN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.04.2021	250	509	258	51 %	38	0	0 %	0,0 %
01.08.2021	250	250	156	62 %	51	46	92 %	29,8 %
01.04.2022	397	435	403	92 %	16	16	100 %	3,9 %
01.12.2022	397
01.05.2023	400	84	84	100 %	0	0	-	0 %
01.09.2023	400	779	408	52 %	35	35	100 %	8,5 %

... aus Datenschutzgründen seitens der BNetzA nicht veröffentlicht

Seit Mitte 2021 werden auch Ausschreibungen für PV-Dachanlagen durchgeführt. Die ersten beiden Ausschreibungsrunden waren überzeichnet. Aufgrund des ab 2022 mehr als verfünffachten Ausschreibungsvolumens herrschte in den Runden April und August 2022 kein Wettbewerb mehr, da deutlich weniger Gebots- als Ausschreibungsvolumen zu verzeichnen war. Es wurden deshalb seither alle Gebote bezuschlagt, die nicht aufgrund von Formfehlern ausgeschlossen

wurden. Auch für die Dachanlagenausschreibungen wurden ab 2023 die Höchstwerte erhöht, womit das Gebots- und Zuschlagsvolumen wieder gestiegen ist.

Seit dem Start der Dachanlagenausschreibungen wurden PV-Dachanlagen mit insgesamt 116 MW in Baden-Württemberg bezuschlagt. Dies entspricht knapp 10 Prozent der bundesweit bezuschlagten Menge.

Tabelle 9: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [84]

DATUM	AUSSCHREIBUNGSVOLUMEN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.04.2022	767	212	204	96 %	14	14	100 %	6,9 %
01.08.2022	767	214	201	94 %	20	19	95 %	9,7 %
01.12.2022	202	128	105	82 %	6	6	100 %	5,3 %
01.02.2023	217	213	195	92 %	22	19	90 %	9,9 %
01.06.2023	190	342	193	56 %	46	27	58 %	13,8 %

In den letzten Jahren sind auf Landesebene mehrere Maßnahmen zur Unterstützung der Photovoltaik und Solarthermie umgesetzt worden, unter anderem Freiflächenöffnungsverordnung, Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“ zur Förderung von Beratungs- und Netzwerkinitiative in den Regionen, Förderung netzdienlicher PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage (vergleiche Kapitel 2.2). Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vergleiche Kapitel 3.2). Darüber hinaus greift seit Anfang 2022 die Landes-Photovoltaikpflicht für Neubauten im Nichtwohnungsbereich und neue offene Parkplätze (>35 Stellplätze), seit Mai 2022 auch für neue Wohngebäude. Seit 2023 greift auch für grundlegende Dachsanierungen die Pflicht zur Installation einer PV-Anlage.

Im Bereich der Mieterstromanlagen ist mit dem EEG 2023 auch für Anlagen über 100 kW die Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags möglich. Für den Bereich der Mehrfamilienhäuser, für den in der Vergangenheit oft nur Projekte mit Drittbeförderung möglich waren (worunter auch Mieterstromanlagen fallen), besteht nun mit der erhöhten Volleinspeisevergütung die Möglichkeit für vergleichsweise wenig komplexe PV-Projekte.

Das Niveau der Neuinstallationen von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag befindet sich trotz Wachstum weiterhin auf relativ niedrigem Niveau: Nach einem Zubau von bundesweit jeweils rund 20 MW in den Jahren 2019 und 2020 lag der Zubau 2021 bei rund 29 MW und 2022 bei 28 MW. In Baden-Württemberg belief sich der Zubau von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag auf jeweils rund 3 MW 2019/2020 und jeweils rund 5 MW in den Jahren 2021 und 2022.

Verstärkt wurden zuletzt auch kleine Steckersolaranlagen installiert. Mit diesen Anlagen können auch Mieter beziehungsweise Bewohner von Mehrfamilienhäusern einen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten. Gemessen an der Gesamtleistung dieser in der Regel maximal 800 Watt großen Anlagen bewegt sich die installierte Anlagenleistung insgesamt noch auf niedrigem Niveau. Nach Angaben im Marktstammdatenregister wurden 2022 rund 5 MW Stecker-solaranlagen in Baden-Württemberg installiert; in den ersten acht Monaten des Jahres 2023 waren es bereits fast 20 MW. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass zumindest ein Teil der Steckersolaranlagen nicht im Marktstammdatenregister angemeldet wurde. Damit dürfte die tatsächliche Zahl höher als oben angegeben liegen.

BIOMASSE

Mit dem EEG 2023 und dem novellierten EnSiG wurden mehrere Änderungen für Biomasseanlagen vorgenommen. Im Gegensatz zu den Zielsetzungen für Windenergie und Photovoltaik wurde für Biomasseanlagen das bisherige Ausbauziel nicht erhöht.

Ab 2024 soll im Rahmen der Ausschreibungen für Biogas- und Biomethananlagen stufenweise der Maiseinsatz reduziert werden. Im Segment mit administrierten Fördertarifen wird unter anderem für Güllekleinanlagen die Bemessungsleistung auf 150 kW angehoben und die Pflicht zur doppelten Überbauung abgeschafft, im Gegenzug entfällt der Flexibilitätszuschlag.

Für Biomethananlagen entfällt die Höchstgrenze von 10 MW. Weiterhin wird für diese Anlagen mit der Absenkung der Höchstbemessungsleistung auf 10 Prozent ein verstärkter Anreiz zum hochflexiblen Einsatz gesetzt. Darüber hinaus sollen neue Biomethananlagen ab 10 MW so beschaffen sein, dass sie ab 2028 auf die Nutzung von Wasserstoff umgestellt werden können.

Für Biomasseanlagen wurden seit 2017 insgesamt zehn Ausschreibungsrunden abgeschlossen. Im Gegensatz zu den Ausschreibungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen können auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen und sich somit einen Anspruch auf die Förderung des Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus (für 10 Jahre) sichern. Obwohl mit dem EEG 2021 der Höchstwert um 2 ct/kWh erhöht wurde, waren die Ausschreibungsrunden bis Ende 2022 von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet und es wurden stets Gebote für ein geringeres Volumen abgegeben, als ausgeschrieben war. Wie auch für die anderen Ausschreibungen für erneuerbare Energien wurde 2023 für Biomasseanlagen im Zuge gestiegener Rohstoffpreise und Zinsen der Höchstwert erhöht (um circa 1,5 ct/kWh auf nunmehr 17,67 ct/kWh für Neuanlagen beziehungsweise 19,83 ct/kWh für Bestandsanlagen). Damit herrschte in der Ausschreibungsrunde vom 1. April 2023 erstmals Wettbewerb (532 MW Gebotsvolumen vs. 300 MW Ausschreibungsvolumen). Insgesamt wurden im Rahmen der Biomasseausschreibungen bislang Zuschläge für 857 MW vergeben (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 2.386 MW). Davon entfallen insgesamt 197 MW auf Neuanlagen.

Für Baden-Württemberg waren bislang insgesamt 94 MW Zuschläge für 84 Anlagen zu verzeichnen, was einem Anteil von rund 11 Prozent an den bundesweiten Zuschlägen entspricht.

Im Rahmen der Biomethanausschreibungen, die seit 2021 durchgeführt werden, wurden bis Ende 2022 insgesamt gut 300 MW ausgeschrieben. Die Gebots- und Zuschlagsmenge lag jedoch mit insgesamt 151 MW deutlich niedriger. Insbesondere die Ausschreibungsrunde des Jahres 2022 war drastisch unterzeichnet, was gestiegenen Rohstoffpreisen und Zinsen bei unverändertem Höchstwert zuzurechnen sein dürfte. Der Mangel an Geboten setzte sich in der Ausschreibungsrunde am 1. April 2023 fort, es wurden keinerlei Gebote eingereicht. Für Anlagen in Baden-Württemberg wurden bislang Gebote für insgesamt 8 MW abgegeben, die allesamt bezuschlagt wurden.

GESICHERTE LEISTUNG

Die erneuerbaren Energien leisten neben dem Beitrag zur Stromerzeugung auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung. Dieser ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Photovoltaik- und Windkraftanlagen jedoch vergleichsweise gering. So ist von der derzeit in Baden-Württemberg installierten Gesamtleistung erneuerbarer Energien im Stromsektor von 11,7 GW mit weiterhin 0,8 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vergleiche Abbildung 6), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist. Da zuletzt fast ausschließlich Photovoltaik- und Windenergieanlagen neu installiert wurden, hat sich die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren nur sehr geringfügig erhöht.

INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN ZUR STROMERZEUGUNG [GW]

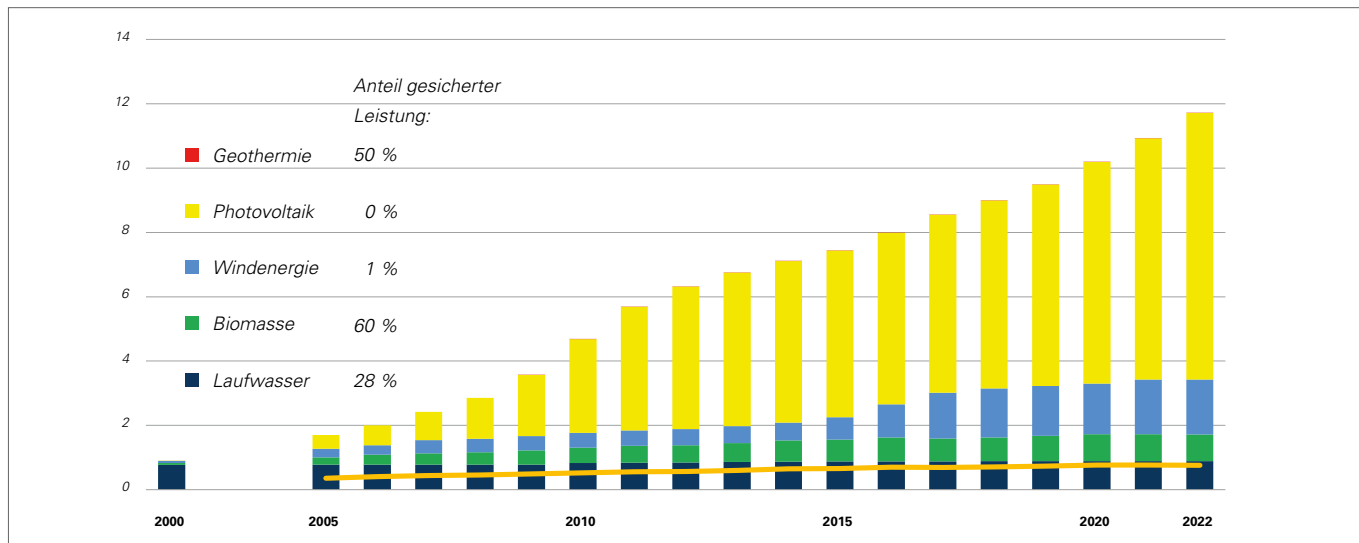


Abbildung 6: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76]

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2022 ist im Zuge der Energiekrise gegenüber dem Vorjahr gesunken und liegt mit knapp 67 TWh nur geringfügig über dem Niveau des Jahres 2020, in dem der Verbrauch aufgrund der Corona-Maßnahmen massiv gesunken war. Die hohen Gaspreise in der zweiten Jahreshälfte 2022 und die in diesem Zuge gestiegenen Strompreise (vergleiche Kapitel 7.1) drückten die Stromnachfrage insbesondere im Industriesektor und im GHD-Bereich.

Bundesweit war die Stromerzeugung 2022 in Kernkraftwerken (Ende 2021 Stilllegung von drei Blöcken im Zuge des Kernenergieausstiegs) und Erdgaskraftwerken rückläufig. Parallel reduzierte sich durch die geringe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke das Stromangebot auf dem europäischen Strommarkt. In diesem Zuge stieg die Auslastung von Kohlekraftwerken, insbesondere von Steinkohlekraftwerken – sowohl bundesweit, als auch in Baden-Württemberg. Weiter zugelegt hat auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vergleiche Kapitel 2.3). Insgesamt ist die Bruttostromerzeugung im Land um rund 4 TWh beziehungsweise 8 Prozent auf knapp 55 TWh gestiegen. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit dem Jahr 2000 ist in Abbildung 7 nach Energieträgern dargestellt.

BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH [TWh/a]

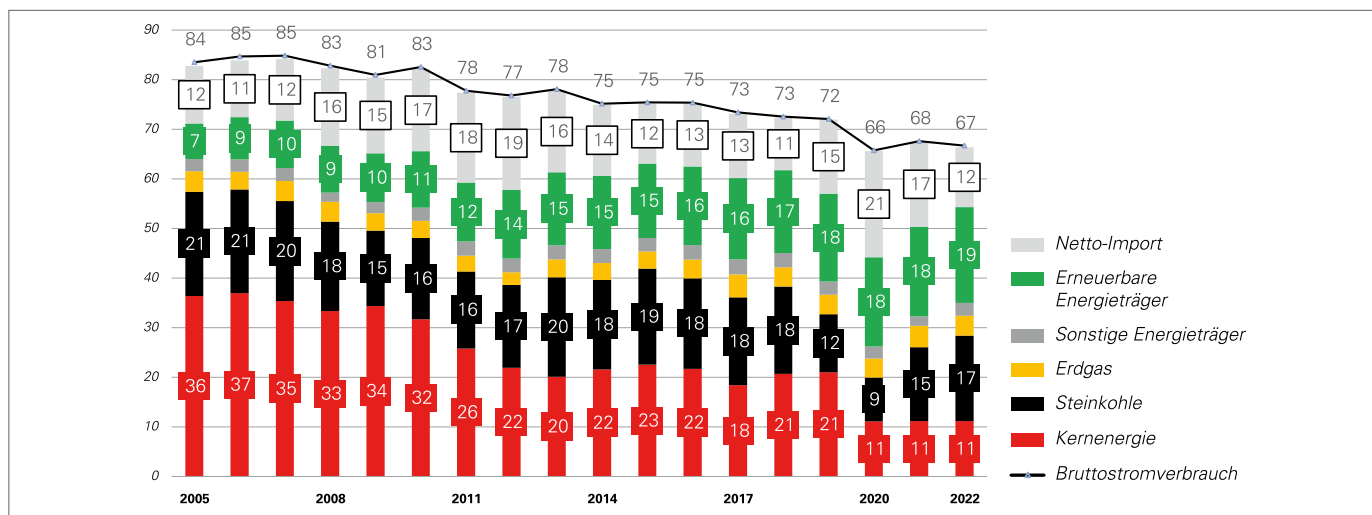


Abbildung 7: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2022 in Baden-Württemberg (2022 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [85, 86]

Gesunkene Stromnachfrage und gestiegene Bruttostromerzeugung führten zu einem weiteren Rückgang des Stromimportaldos. Mit 12 TWh Nettoimport wurden rund 18 Prozent des Bruttostromverbrauchs außerhalb Baden-Württembergs erzeugt. Für weitere Analysen zum Stromimport und -export wird auf den folgenden Abschnitt 2.5 verwiesen. Daten zur energieträgerspezifischen Zusammensetzung des Stromimports (bspw. zum Anteil erneuerbarer Energien) liegen nicht vor.

In diesem Zusammenhang wird auch darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Emissionsbilanzierung gemäß der Quellenbilanz nur die Emissionen am Ort der Entstehung (das heißt dem Kraftwerksstandort) bilanziert werden. Deshalb bleiben die Emissionen aus dem Stromimport unberücksichtigt (enthalten sind hingegen die Emissionen des Exportstroms). [87]

Hinsichtlich der Erfassung des Stromverbrauchs in der amtlichen Statistik ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und insbesondere aus Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen führen in der amtlichen Erfassung zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch, da diese nicht erfasst werden. Die Differenz, die durch die in der amtlichen Statistik nicht

erfasste Eigenerzeugung mit PV-Anlagen entsteht, lag nach eigenen Berechnungen im Jahr 2019 bei 0,5 TWh und 2022 bereits bei 1 TWh. Durch den hohen Zubau von neuen PV-Eigenversorgungsanlagen wird die Erfassungslücke weiterhin deutlich wachsen.

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Der deutsche Exportüberschuss im Stromhandel ist im Jahr 2022 auf 26,8 TWh gestiegen (2021: 17,8 TWh). Die bundesweiten Importe sanken gegenüber dem Vorjahr um 4,3 TWh auf 49,2 TWh, die Exporte hingegen stiegen um 4,7 TWh auf 76,1 TWh. [88] Der gestiegene Stromexport ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die französischen Kernkraftwerke im Jahr 2022 nur eingeschränkt verfügbar waren (vergleiche auch die Abschnitte 2.2.3 und 2.4).

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des kommerziellen Außenhandels, der über die Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg abgewickelt wurde. Gegenüber dem Vorjahr erhöhte sich der Netto-Exportüberschuss von 11,4 TWh auf 19,5 TWh. [88] Deutliche Verschiebungen zeigten sich vor allem im Handel mit Frankreich und der Schweiz. Es setzt sich der Trend aus dem letzten Jahr fort. Die Bilanz des kommerziellen Außenhandels mit Österreich blieb dagegen weitgehend unverändert.

KOMMERZIELLER AUSSENHANDEL [TWh]

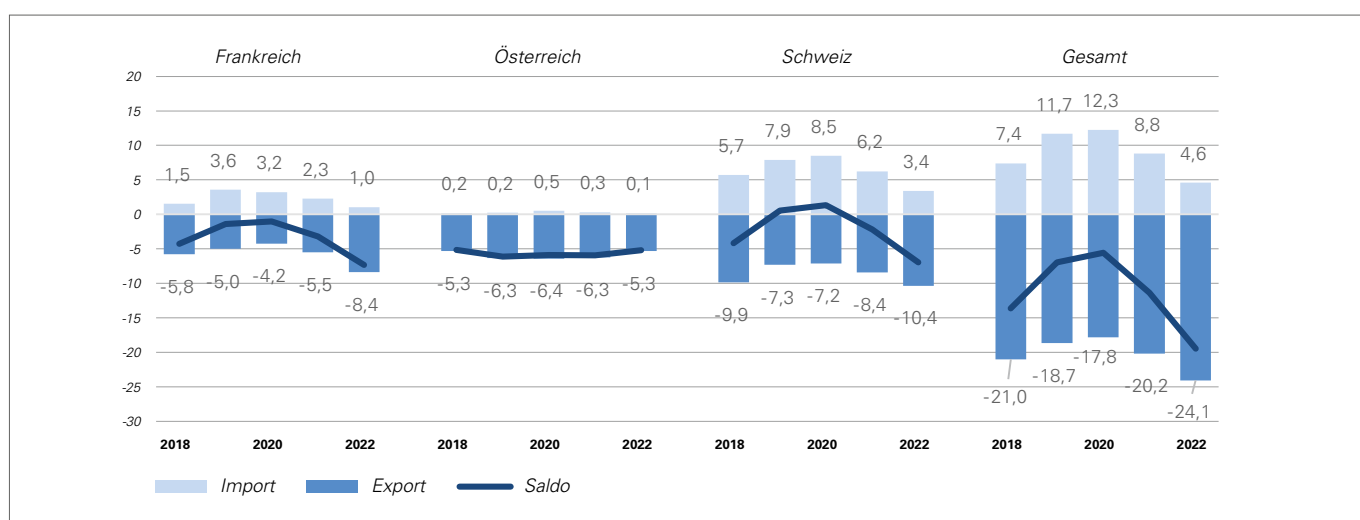


Abbildung 8: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2018 bis 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [88]

Die kommerziell gehandelten Mengen weichen zum Teil erheblich von den gemessenen, physikalischen Stromflüssen ab. Grund hierfür sind Transit- und Ringflüsse, die sich durch die zentrale Einbettung Deutschlands in das europäische Verbundsystem ergeben. Tatsächlich flossen im Jahr 2022 rund 23,8 TWh Strom über Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland und rund 5,7 TWh in entgegengesetzter Richtung (vergleiche Abbildung 9, physikalischer Stromfluss). Der Trend mit steigenden Exportüberschüssen im Austausch

mit der Schweiz und Frankreich setzt sich fort. Der physikalische Stromfluss zwischen Deutschland und Österreich bleibt auf einem ähnlichen Niveau im Vergleich zum Vorjahr. Der Exportüberschuss in Baden-Württemberg mit Frankreich, Österreich und der Schweiz stieg von 11,6 TWh auf 18,1 TWh. Der Exportüberschuss ergibt sich aus dem sinkenden Import von 7,8 TWh auf 5,7 TWh im Jahr 2022 sowie dem steigenden Export von 19,4 TWh auf 23,8 TWh. [88]

PHYSIKALISCHER STROMFLUSS [TWh]

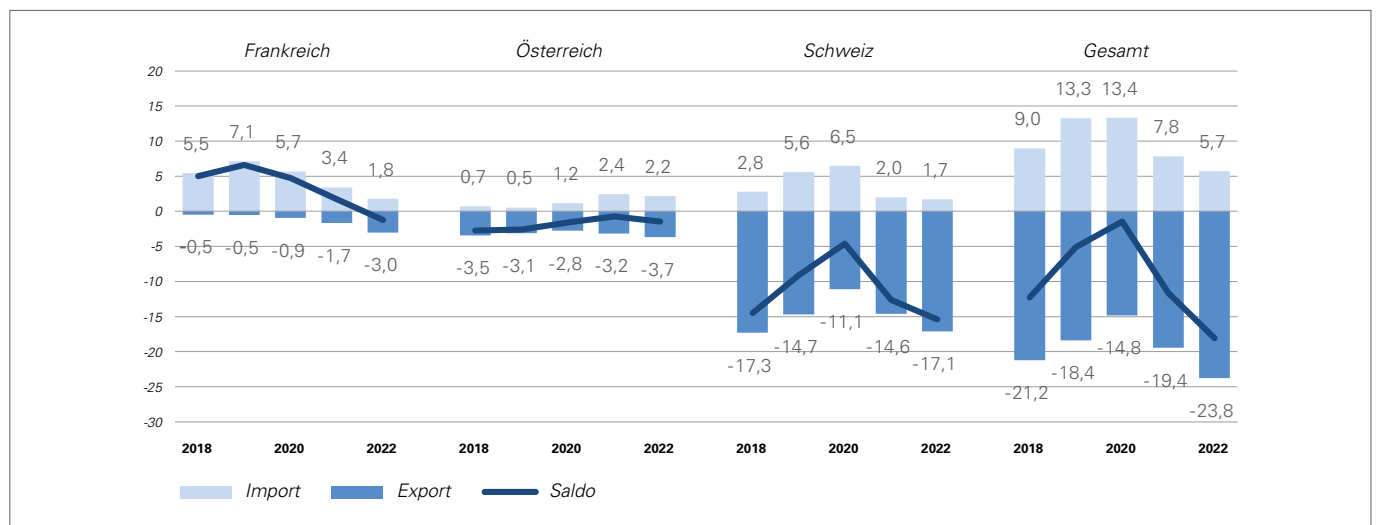
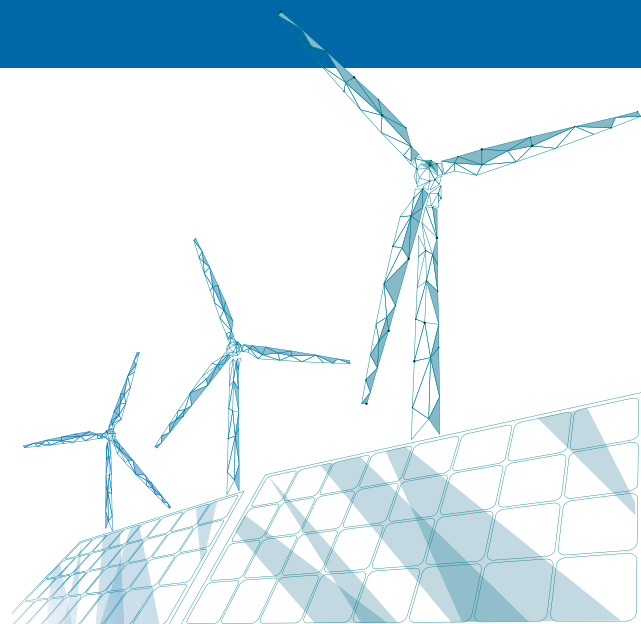


Abbildung 9: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2018 bis 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [88]

Gegenüber dem letzten Bericht wurden Korrekturen der historischen Strommarktdaten der Bundesnetzagentur (SMARD) mit Stand August 2023 berücksichtigt. Die historischen Im- und Exporte des physikalischen Stromflusses zwischen Deutschland und Österreich wurden aktualisiert, der Saldo bleibt jedoch unverändert. Darüber hinaus konnten für den physikalischen Stromfluss zwischen Baden-Württemberg und der Schweiz in der aktuellen Version nun auch die Daten der Bundesnetzagentur der SMARD-Plattform herangezogen werden (bisher: Swissgrid-Daten). Damit sind nun die Datenquellen für die Entwicklung des Stromaustausches vereinheitlicht.

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits dargestellte Importbedarf, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur.

3. Energiewende im Wärmesektor



☛ Während im Stromsektor die Energiewende bereits weit fortgeschritten ist, bestehen im Wärme- und Gebäudesektor sowohl im Hinblick auf die Energieeffizienz der Gebäudehüllen als auch im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien noch viele Herausforderungen, die auf dem Weg hin zu einem weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand zu bewältigen sind. Der Wärmesektor in Deutschland zeichnet sich durch viele dezentrale Erzeugungsanlagen aus – zumeist fossil oder biogen befeuerte Heizkessel, Wärmepumpen oder Stromdirektheizungen. Der Anteil der netzgebundenen Wärmeversorgung ist dagegen vergleichsweise gering. Die Akteursstruktur, die Gebäudestruktur sowie das Alter von Heizungsanlagen und Gebäuden sind breit gefächert. Dies zeigt sich auch an den vielen Förderprogrammen und -ansätzen auf Bundes- und Landesebene sowie ordnungsrechtlichen Maßnahmen (GEG beziehungsweise EWärmeG des Landes).

Einschränkend muss einleitend konstatiert werden, dass es auf Landesebene keine vergleichbare Datenbasis wie auf Bundesebene für den Wärmesektor gibt (vergleiche dazu die einleitenden Ausführungen im Abschnitt 3.2). Die Analysetiefe ist aufgrund der unzureichenden Datenlage derzeit begrenzt.

Da im Wärmebereich den Effizienzthemen ein hoher Stellenwert zukommt, wird für diesbezügliche Ausführungen auf die Kapitel 5.1 und 5.2 zur Entwicklung des Energieverbrauchs beziehungsweise der Energieeffizienz verwiesen.

3.1 AKTUELLE ENTWICKLUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN IM WÄRMESEKTOR

☛ Seit Juni 2021 läuft auf Bundesebene die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), welche die bisherigen Programme zur Förderung von Energieeffizienz und dem Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebereich ersetzt beziehungsweise gebündelt hat. Das bis zu diesem Zeitpunkt noch laufende Programm „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ wird unter angepassten Bedingungen bei der KfW weitergeführt (siehe unter 5.2.2). Die BEG-Förderung war zunächst in drei Teile aufgeteilt: Wohngebäude (BEG WG), Nichtwohngebäude (BEG NWG) und Einzelmaßnahmen (BEG EM). Mit der Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes im April 2023 kam hier noch die Säule Klimafreundlicher Neubau (BEG KfN) hinzu. Einzelmaßnahmen zur Sanierung werden per Zuschuss zu den Investitionskosten gefördert und über das BAFA abgewickelt. Die Kreditvariante für Einzelmaßnahmen ist seit Juli 2022 entfallen. Sanierungen zum Effizienzgebäude in den Bereichen BEG WG und BEG NWG, sowie klimafreundliche Neubauten werden über zinsvergünstigte Kredite plus Tilgungszuschuss gefördert und können bei der KfW beantragt werden. Antragsberechtigt sind Privatpersonen, Kommunen, Unternehmen und gemeinnützige Einrichtungen [89]. Eine Übersicht findet sich in der folgenden Abbildung 10.

Für die Adressaten bietet das neu aufgesetzte Programm den Vorteil, dass es die bisher bestehenden Förderprogramme zur Investitionsförderung ersetzt und zu einem zusammenfasst. Zukünftig reicht somit ein Antrag aus, um sämtliche Angebote nutzen zu können, wodurch Flexibilität geschaffen und Bürokratie reduziert wird. [90]



Abbildung 10: Übersicht Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Eigene Darstellung auf Basis von [91]

Ziel der Bundesförderung ist es, mit Investitionsanreizen dazu beizutragen, die THG-Emissionen im Gebäudesektor zu reduzieren und dadurch die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Mit den bisher durchgeführten Novellierungen des im Jahr 2020 in Kraft getretenen Gesetzes hat die Bundesregierung auf die neuen Herausforderungen und aktuellen Entwicklungen reagiert. Der Kern der Novellierung ist, dass der verbindliche Umstieg auf erneuerbare Energien beim Heizen gesetzlich verankert wurde und das Förderprogramm damit wieder zu den neuen gesetzlichen Anforderungen passt. Das neue Förderkonzept setzt sich grob zusammengefasst aus den folgenden vier Bausteinen zusammen: An erster Stelle steht die Grundförderung für den Wechsel zu klimafreundlichen Heizungen für alle Bürgerinnen und Bürger in selbst genutztem Wohnraum (für alle anderen Gebäudeeigentümer bleibt es bei der alten Förderung). Als zweiter Baustein ist es zusätzlich zur Grundförderung möglich, in verschiedenen Fällen einen Zuschlag in Form eines Klimabonus (Klimabonus I – III) zu erhalten. Drittens greift weiterhin die ergänzende Kreditförderung der KfW (siehe Abbildung oben). Und zuletzt, als vierter Baustein, gilt auch weiterhin die Alternative der steuerlichen Abschreibung. [92]

Am 1. November 2020 trat die erste Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) in Kraft, in welchem das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) zusammengeführt wurden. Mit dem Gesetz wurde ein einheitliches Regelwerk für die energetischen Anforderungen von Neu- und Bestandsbauten und zum Einsatz erneuerbarer

Energien zur Wärme- und Kälteversorgung geschaffen. Im Folgenden werden die grundlegenden Neuerungen aus dem GEG 2020 und dem GEG 2023 vorgestellt, bevor ein Ausblick auf das am 8. September 2023 verabschiedete GEG 2024 gegeben wird. 2020 wurde durch das GEG die im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbarte Festlegung normiert, dass ab dem 1. Januar 2026 nur dann ein alter öl- oder kohlebefeuertter Heizkessel erneuert werden darf, wenn der Wärme- beziehungsweise Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Im Zuge des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (Artikel 18a Änderung des Gebäudeenergiegesetzes) und der damit verbundenen Novellierung des GEG traten zum 1. Januar 2023 weitere Änderungen in Kraft. Hier ist vor allem die Reduzierung des zulässigen Primärenergiebedarfs von Neubauten von bisher 75 Prozent des Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes auf 55 Prozent zu nennen. Des Weiteren wurde ein Primärenergiefaktor für Strom zum Betrieb von Großwärmepumpen für den nicht erneuerbaren Anteil eingeführt und die Fördermaßnahmen nach § 91 GEG wurden angepasst. [93] Mit der Verabschiedung des GEG 2024 am 8. September 2023 treten zum 1. Januar 2024 wesentliche Änderungen mit Bezug auf das Heizen mit erneuerbaren Energien in Kraft. Demnach muss jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Für Neubaugebiete gilt dies bereits ab dem 1. Januar 2024, für bestehende Gebäude und Neubauten außerhalb von Neubaugebieten in Großstädten gilt die Regelung beim Heizungswechsel spätestens nach dem 30. Juni 2026.

In kleineren Städten wird die Regelung mit dem Stichtag 30. Juni 2028 zur Pflicht. Für den Fall, dass Gebietsausweisungen bereits durch einen kommunalen Wärmeplan berücksichtigt sind, können auch frühere Fristen greifen. Entsprechend des § 26 zum Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG) setzt das Inkrafttreten der 65 Prozent-EE-Pflicht eine weitere, zusätzliche grundstücksbezogene Entscheidung bezüglich der Ausweisung als Wärmenetz- oder Wasserstoffnetzausbaugebiet voraus. Dies gilt über den Wärmeplan hinaus. Für noch funktionierende Heizungen gilt, dass kein Heizungstausch vorgeschrieben ist, dies gilt auch, wenn eine Reparatur möglich ist. Zur finanziellen Unterstützung besteht die Möglichkeit, eine BEG-Förderung für Einzelmaßnahmen (mit Zuschuss) in Anspruch zu nehmen. Mieter sollen zukünftig dadurch geschützt werden, dass Vermieter zwar bis zu 10 Prozent der Kosten umlegen dürfen, diese Umlage aber auf einen Anstieg der Kaltmiete von maximal 50 ct pro Quadratmeter und Monat gedeckelt ist.[94, 95]

Im Kontext der Novellierung des GEG auf Bundesebene stellt die kommunale Wärmeplanung einen zentralen Baustein dar. Dafür wurden bereits vor den aktuellen gesetzlichen Entwicklungen erste Schritte eingeleitet (beispielsweise die Schaffung einer Bundeskompetenzstelle), um die kommunale Wärmeplanung voranzubringen. In Baden-Württemberg gibt es seit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg im Jahr 2020 bereits eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für die Stadtkreise und Großen Kreisstädte, womit für mehr als 50 Prozent der Einwohner ein Wärmeplan entsteht. [96] Darüber hinaus hat Baden-Württemberg ein Förderprogramm für kleine Kommunen geschaffen, wodurch ein noch größerer Anteil des Gebäudebestands in die Wärmeplanung eingeschlossen werden kann. Baden-Württemberg war damit bundesweit das erste Bundesland mit einer entsprechenden gesetzlichen Verankerung. Neben Baden-Württemberg haben auch weitere Bundesländer bereits gesetzlich eine Wärmeplanung vorgesehen. Nun folgt mit dem Gesetz für die Wärmeplanung (WPG) auf Bundesebene ein wichtiger Baustein für eine erfolgreiche Wärmewende. Der Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze hat das Bundeskabinett bereits im August passiert und wurde am 17. November 2023 im Bundestag beschlossen. Ebenfalls bereits verabschiedet hat der Bundestag das novellierte GEG, welches am 19. Oktober 2023 auch

im Bundesgesetzblatt erschienen ist. [97] Geplant ist, dass das WPG, wie auch das novellierte GEG, zum 1. Januar 2024 in Kraft treten soll. [98] Für Baden-Württemberg, wo es bereits die verpflichtende Wärmeplanung gibt, sollen die bestehenden Wärmepläne anerkannt werden. Dies bedeutet konkret: Die kommunale Wärmeplanung betrifft in vollem Umfang 104 kreisfreie Städte und große Kreisstädte, welche verpflichtet sind, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan nach § 27 KlimaG BW [99] vorzulegen, welcher spätestens alle sieben Jahre fortgeschrieben werden muss. Ab der vorgeschriebenen Fortschreibung gelten dann auch die zu diesem Zeitpunkt gültigen bundesrechtlichen Regelungen. [100] Zum Stand September 2023 sind acht Wärmepläne von verpflichteten Kommunen bei den zuständigen Regierungspräsidien eingegangen. Ein Großteil der Pläne steht demnach noch aus. Auch nicht verpflichteten Kommunen und Städte wird durch die KEA-BW angeraten auf freiwilliger Basis einen Plan zu erstellen. Im aktuellen Bezugsjahr wurden hier jedoch noch keine Wärmepläne abgeschlossen. Gemäß dem Bundesgesetz sollen bis zum 30. Juni 2028 Wärmepläne in allen Gemeinden bestehen. Die im GEG geplante Regelung, dass Heizungsanlagen mit mindestens 65 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme zu betreiben sind, greift für die Vorreiterkommunen nicht automatisch ab dem 1. Januar 2024. Der Bund sieht vor, dass es neben dem Wärmeplan hier einer zusätzlichen, landesrechtlich zu bestimmenden Stelle bedarf, die über den zeitlichen Einsatz des GEG entscheidet. Das Umweltministerium BW sieht hierfür nun voraussichtlich die Kommunen als zu bestimmende Stellen vor. [101] Des Weiteren sind für die Inkraftsetzung der 65 Prozent-EE-Regel, wie oben bereits angeführt, zusätzliche Entscheidungen zum Wärmeplan notwendig.

Nach § 27 KlimaG BW ist „[d]ie kommunalen Wärmeplanung [...] für Kommunen ein wichtiger Prozess, um die Klimaziele im Wärmebereich zu erreichen“ [99]. Diese sollen durch die Reduzierung des Wärmebedarfs der Gebäude und einer deutlichen Einsparung von Energie für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme erzielt werden. Jede Kommune beziehungsweise Stadt entwickelt dabei ihren eigenen Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung. Im Leitfaden „Kommunale Wärmeplanung“ ist das vierstufige Vorgehen erläutert: Bestand analysieren, Potenziale erheben, klimaneutrales Zielszenario aufstellen und Wärmewendestrategie


entwickeln [102]. Der besondere Mehrwert dieses Vorgehens liegt darin, dass kommunale Entscheidungsträger sowie die Verwaltung mit ihren Fachabteilungen, die Energieunternehmen und die Bürgerschaft einen Fahrplan für die kommenden Jahre erhalten. Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg wurde das Thema der Wärmeplanung zu einem Teil der kommunalen Daseinsvorsorge deklariert. [103] Da diese Neuregelung zu einer Mehrbelastung für die verpflichteten Kommunen führt, stellt das Land Baden-Württemberg gleichzeitig einen finanziellen Ausgleich bereit. In § 7d Absatz 4 wurde bestimmt, dass die Höhe der pauschalen, jährlichen Zuweisung zur Finanzierung der entstehenden Kosten („Konnexitätszahlung“) in zwei Zeitabschnitte unterteilt wird. In den Jahren 2020 bis 2023 beträgt die Zahlung 12.000 Euro zuzüglich 0,19 Euro je Einwohner für die erstmalige Erstellung eines kommunalen Wärmeplans. Ab 2024 beträgt die finanzielle Unterstützung dann 3.000 Euro zuzüglich 0,06 Euro je Einwohner für die im siebenjährigen Turnus fällige Aktualisierung des Wärmeplans [104]. Um die kleineren, zunächst noch nicht verpflichteten Kommunen bei der kommunalen Wärmeplanung finanziell zu unterstützen, hat das Land ein Förderprogramm aufgelegt, welches durch PTKA abgewickelt wird. Gemeinden mit mehr als 5.000 Einwohnern (Förderung bei kleineren Gemeinden nur als Konvoi möglich) können zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans eine Förderung über die Landesregierung beantragen. Dafür stehen bis 2026 insgesamt 10,4 Millionen Euro bereit. Die Förderung beträgt dabei maximal 80 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben und wird als nicht rückzahlbarer Zuschuss gewährt [105]. Außerdem gibt es einen Förderhöchstbetrag in Abhängigkeit der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde (beziehungsweise Gemeinden bei der Konvoiplanung).

Mit dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) nutzt das Land Baden-Württemberg seinen ordnungsrechtlichen Spielraum, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im gesamten Gebäudebestand zum Einsatz zu bringen. Wie sich das kommende novellierte GEG auf das EWärmeG von Baden-Württemberg auswirkt, kann in diesem Bericht noch nicht abgebildet werden. Aktuell sind beide Gesetze noch nebeneinander anwendbar. Das EWärmeG adressiert neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. [106] Baden-Württemberg ist mit dem EWärmeG bundesweit Vorreiter im gebäudebezogenen Klimaschutz. Das EWärmeG 2015 gilt für vor dem 1. Januar 2009 errichtete Gebäude, bei

denen ab dem 1. Juli 2015 die Heizungsanlage ausgetauscht wird. Es ist technologieoffen gestaltet, was bedeutet, dass unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen bestehen (mindestens 15 Prozent Anteil erneuerbarer Energien oder Ersatzmaßnahmen), und erlaubt auch mehrere Optionen. Hierzu zählt der direkte Einsatz von erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme, Biomasse) ebenso wie baulicher Wärmeschutz (Dämmung), der Einsatz von KWK-Anlagen, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Errichtung einer Photovoltaikanlage sowie die Erstellung eines gebäudeindividuellen energetischen Sanierungsfahrplans. Die Maßnahmen werden jeweils entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf oder ihrem Erfüllungsgrad angerechnet. Ebenfalls kann es möglich sein, bestehende Komponenten anzurechnen. [107]

Die gleichen Anforderungen wie für Wohngebäude gelten im Grundsatz auch für Nicht-Wohngebäude. Einzelraumfeuerungen können bei Nichtwohngebäuden dagegen nicht angerechnet werden. Jedoch kann bei Nichtwohngebäuden ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (beziehungsweise ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden. Durch einen Sanierungsfahrplan wird ersichtlich, wie im jeweiligen Gebäude unter Berücksichtigung von baulichen, baukulturellen und persönlichen Ausgangsbedingungen des Gebäudeeigentümers beziehungsweise -nutzers die langfristigen Erfordernisse der Energieeinsparung erreicht werden können. Dadurch soll sowohl sensibilisiert als auch motiviert werden [108].

3.2 BEHEIZUNGSSTRUKTUREN UND ERNEUERBARE ENERGIEN IM WÄRMESSEKTOR

 Die Datenlage zum Energieverbrauch im Wärmesektor ist auf Landesebene im Gegensatz zur Bundesebene deutlich schlechter. Zentrale Daten zum Energieverbrauch im Wärmesektor sind auf Bundesebene in den „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland“ der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen veröffentlicht [109]. Die Anwendungsbilanzen enthalten Daten zum Energieverbrauch nach Sektoren, nach Energieträgern sowie nach Anwendungen (zum Beispiel Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, mechanische Energie, Kälte et cetera). Die Daten werden regelmäßig im Rahmen wissenschaftlicher Studien sowie aufwendiger Erhebungen ermittelt beziehungsweise fortgeschrieben. Da diese zentralen Daten auf Landesebene nicht vorliegen, können die Entwicklungen im

Wärmesektor für Baden-Württemberg nur anhand von Strukturdaten oder anderweitigen Indikatoren beschrieben werden. Als relevante Strukturdaten werden für den vorliegenden Bericht Zeitreihen zur Beheizung von Wohngebäuden sowie die Beheizungsstruktur von neuen Wohngebäuden dargestellt und erläutert. Darüber hinaus wird auf das Kapitel 5 zur Energieverbrauchs- und Energieeffizienzentwicklung verwiesen. Dort sind Zeitreihen zum Endenergieverbrauch in privaten Haushalten zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung dargestellt; diese Angaben sind jedoch nur als Näherung zu betrachten, da Strom und damit seine Nutzung in Wärmepumpen und Stromdirektheizungen nicht enthalten ist.

In Baden-Württemberg sind die Hauptenergiearten im Wohnbestand nach wie vor Erdgas und Heizöl. Im Jahr 2018 machte der Energieträger Erdgas mit 1.983.000 bewohnten Wohnungen und einem prozentualen Anteil von 43 Prozent die

überwiegende Energieart aus. Auf Ölheizungen entfielen 2018 mit 1.571.000 Wohnungen rund ein Drittel. Seit 2010 werden 12 Prozent weniger Wohnungen mit Heizöl beheizt und 15 Prozent mehr Wohnungen mit Erdgas. Die übrigen Energiearten pendelten sich in den dargestellten Jahren auf einem ähnlichen Niveau ein und machten im Jahr 2018 zusammen 21 Prozent der bewohnten Wohnungen in Baden-Württemberg aus. An dieser Stelle ist daraufhin hinzuweisen, dass der Anteil der Ölheizungen in Baden-Württemberg circa 10 Prozentpunkte höher liegt beziehungsweise bei Gas entsprechend niedriger als auf Bundesebene. Des Weiteren ist anzumerken, dass der Anteil der Beheizung mit Fernwärme in Baden-Württemberg mehr als 5 Prozentpunkte geringer ist, als im Bundesdurchschnitt [110]. Die vorliegenden Daten wurden im Zuge des Mikrozensus 2018 erhoben. Aktuellere Zahlen liegen nicht vor.

BEWOHNTE WOHNUNGEN IN BADEN-WÜRTTEMBERG NACH ÜBERWIEGENDER ENERGIEART DER BEHEIZUNG (IN 1.000)

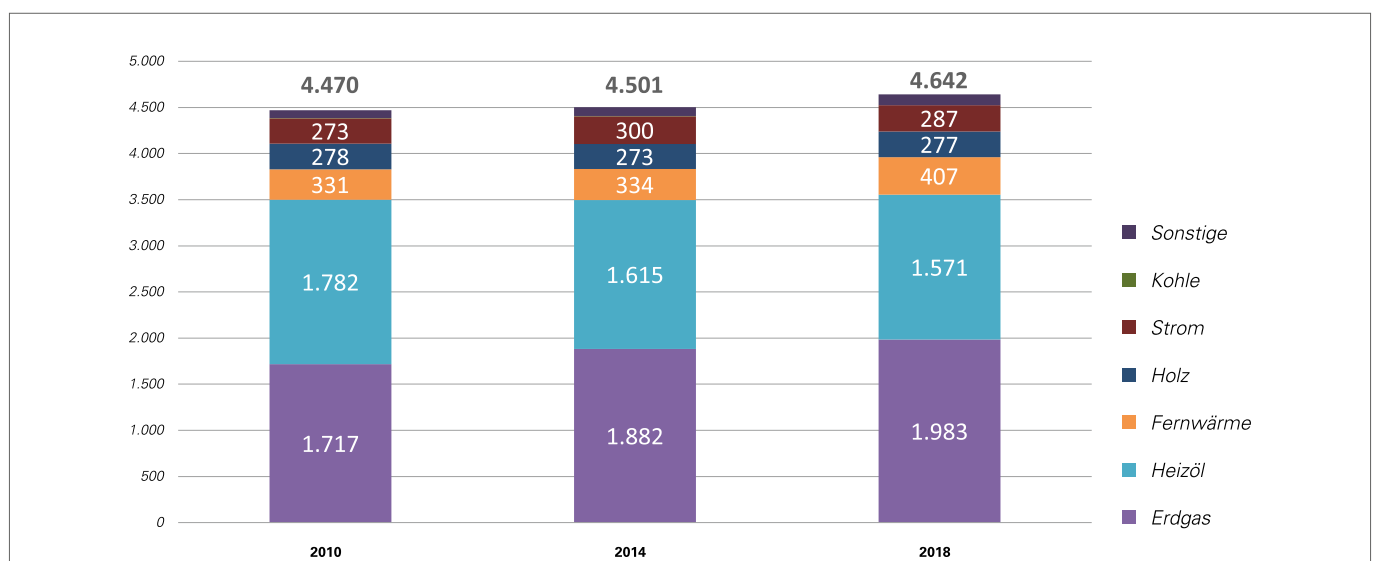


Abbildung 11: Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [111, 112]

Aufgrund der hohen Anzahl an Gebäuden mit insgesamt knapp 5,5 Millionen Wohnungen [113] und langen Investitionszyklen erfolgen Strukturänderungen entsprechend langsam. Die Neubautätigkeit lag in den letzten 10 Jahren in der Größenordnung von circa 13.000 bis 15.000 neuen Wohngebäuden (circa 13.800 Wohngebäude in 2022), davon 9.000 bis 10.000 Einfamilienhäusern. [114] Im Bereich des

Nichtwohnbaus lag die Anzahl an fertiggestellten Gebäuden zuletzt in einer Größenordnung von etwa 3.000 Gebäuden. Hier ist über die letzten Jahre hinweg eine rückläufige Tendenz sichtbar. [115] In den vergangenen Jahren wurde die Mehrzahl der fertig gestellten Neubauten im Land mit erneuerbaren Energien beheizt (vergleiche Abbildung 12).

FERTIG GESTELLTE NEUBAUTEN IN BADEN-WÜRTTEMBERG NACH ÜBERWIEGENDER HEIZENERGIE

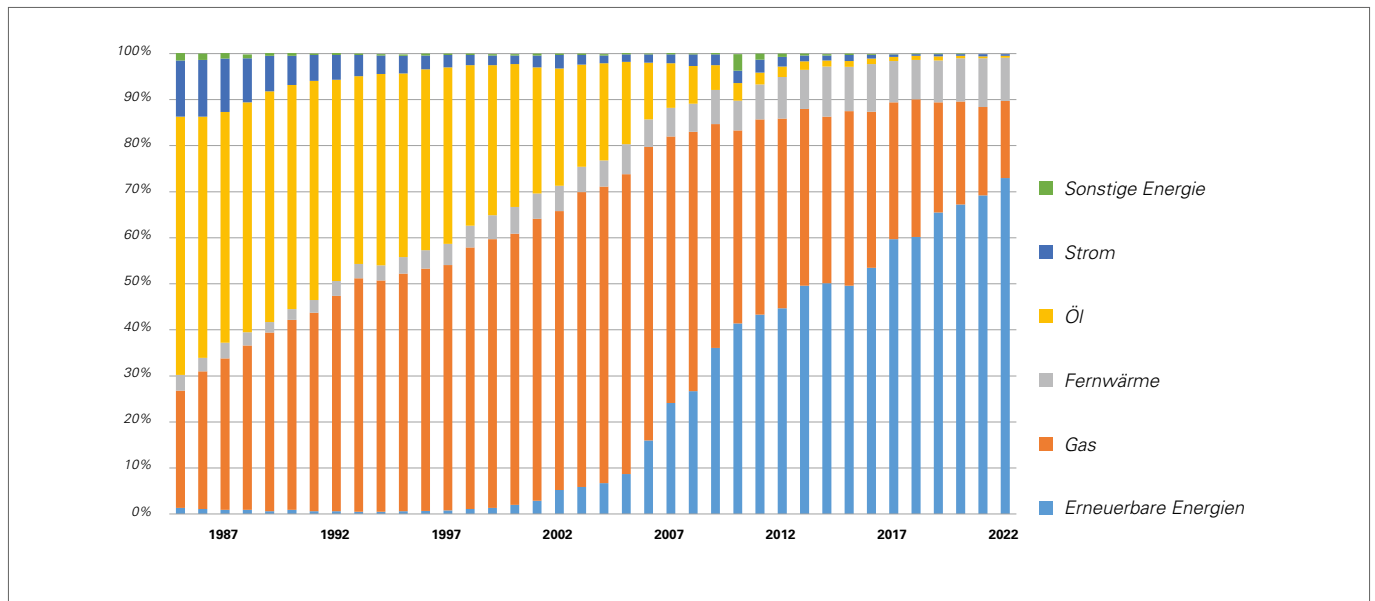


Abbildung 12: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [116]

Seit dem Beginn der Datenerfassung 1985 ist eine deutliche Veränderung in der Heizstruktur bei fertig gestellten Neubauten zu erkennen. Zum Erfassungsbeginn lag der Anteil der erneuerbaren Energien lediglich bei knapp 1,4 Prozent und war bis 1994 dann sogar rückläufig bis auf 0,5 Prozent. Dominierender Heizenergieträger war im Jahr 1985 mit 56,1 Prozent Öl. Gas lag mit einem Anteil von 24,4 Prozent deutlich unter dem Anteil von Öl. Die erneuerbaren Energien haben vor allem seit dem Jahr 2006 kontinuierlich an Bedeutung im Neubaubereich gewonnen. Im Jahr 2017 waren sie mit 53,5 Prozent das erste Mal der dominierende Heizenergieträger für fertig gestellte Neubauten. Im Jahr 2022 erreichte der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten 73 Prozent (davon der Großteil Wärmepumpen) und ist im Vergleich zum Vorjahr um fast vier Prozentpunkte gestiegen. Die dazu konträre Entwicklung lässt sich, aus dem Blickwinkel der Klimaschutzbestrebungen, bei Ölheizungen erkennen. Deren Anteil ist seit 1985 kontinuierlich gesunken und stagniert mittlerweile bei circa 0,4 Prozent. Neben den Ölheizungen hat auch der Anteil des Heizenergieträgers Gas deutlich, wenn auch nicht so stark wie Öl, im Zeitverlauf abgenommen und liegt im Jahr 2022 noch bei 16,7 Prozent, was einem Rückgang von 2,5 Prozentpunkten im Vergleich zu 2021 entspricht. Rückblickend auf die angespannte Gasversorgungslage im letzten Jahr und im vor allem im letzten

Winter 2022/2023 ist dieser Anteil jedoch trotzdem noch sehr hoch. Dies gilt es auch mit Blick auf den kommenden Winter 2023/2024 zu beachten. Die Bedeutung von Fernwärme zu Heizzwecken bei fertig gestellten Neubauten hat seit 1985 leicht zugenommen, bewegt sich jedoch seit dem Jahr 2012 auf einem Niveau zwischen 9 und 11 Prozent am gesamten Heizenergieträgereinsatz. Im Jahr 2022 ist ein Rückgang um 1,2 Prozentpunkte von 10,6 Prozent im Jahr 2021 auf 9,4 Prozent im Jahr 2022 zu verzeichnen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist neben Aktivitäten zur Minderung des Heizwärmebedarfs (vergleiche dazu die Ausführungen im Effizienzkapitel 5.2) ein wichtiger Teil der Energiewende und Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Abgesehen von witterungsbedingten Schwankungen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren tendenziell gewachsen und deckte 2022 18 Prozent des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (ohne Strom, vergleiche Abbildung 13). Die milde Witterung spiegelte sich auch beim Biomasseverbrauch, der wie der gesamte Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung im Jahr 2022 gesunken ist.

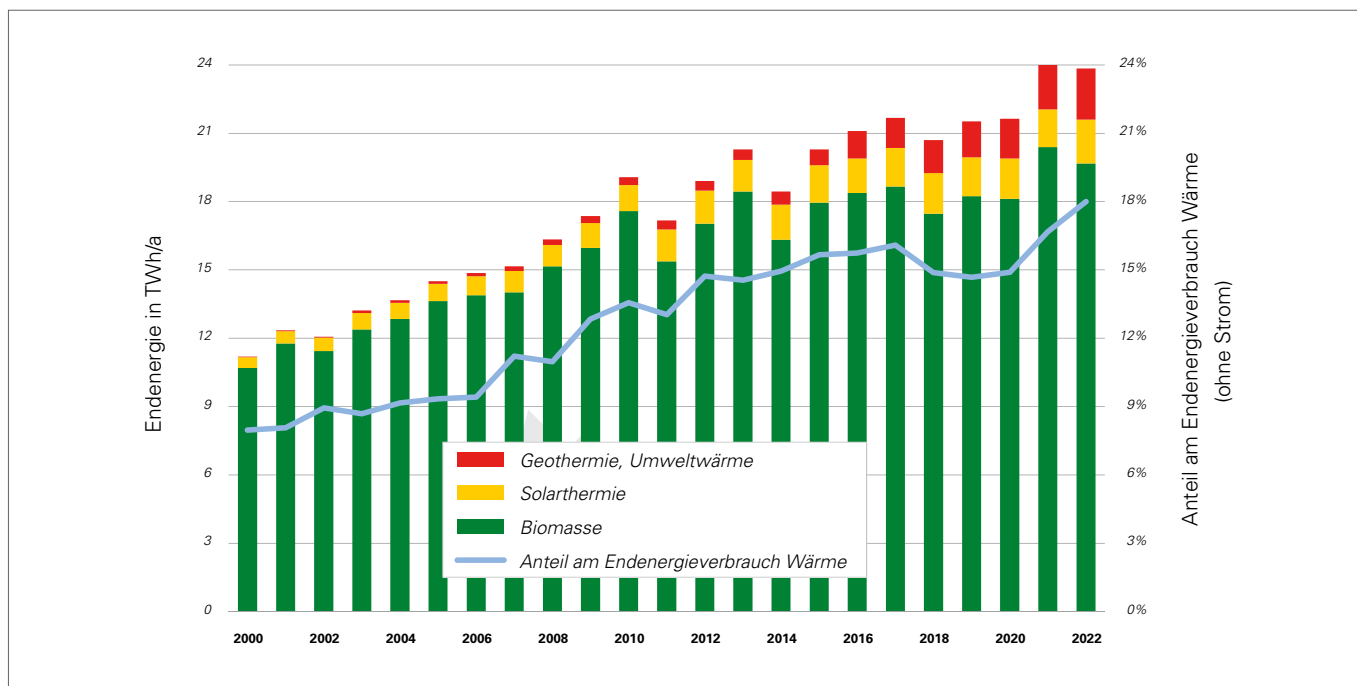


Abbildung 13: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [117]

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz von Biomasse dominiert, der größte Teil entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel et cetera). Deutlich gestiegen ist die Nutzung von Wärmepumpen mit aktuell 220.000 Anlagen. Der Bruttozubau von Solarwärmanlagen ist gegenüber dem Vorjahr um rund 10 Prozent gestiegen. Ursprünglich wurden Solarwärmanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg vor allem im Kleinanlagensegment errichtet. Mittlerweile sind jedoch, wenn man die Entwicklung der letzten Jahre heranzieht, zunehmend auch Aktivitäten im Großanlagenbereich zu verzeichnen. So sind in Baden-Württemberg mittlerweile Anlagen zur Nutzung von solarer Nah- und Fernwärme mit einer Kollektorfläche von insgesamt knapp 60.000 m² installiert. Dies entspricht etwa 36 Prozent der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (vergleiche Abbildung 14). Im Vergleich zum Vorjahr ist dieser Anteil nahezu konstant geblieben, was darauf schließen lässt, dass der Ausbau von solaren Nah- und Fernwärmanlagen in Baden-Württemberg in derselben Geschwindigkeit voranschreitet, wie auf Bundesebene. Insgesamt ist der Zubautrend in Bezug auf solare Anlagen deutschlandweit erkennbar. Dieser Trend lässt sich auch in der in Vorbereitung befindlichen Anlagen, sowie in der Realisierung befindlichen Anlagen erkennen. Deutschlandweit sind wie schon im Vergleich von 2021 zu 2022 knapp

100.000 m² Kollektorfläche mehr in Planung, als es noch im September 2022 der Fall war (September 2022: 50 Anlagen mit einer Fläche von 286.383 m², Juli 2023: 68 Anlagen mit einer Fläche von 379.950 m²). Konkret in Baden-Württemberg befinden sich weiterhin fünf Großanlagen mit insgesamt über 40.500 m² Kollektorfläche im konkreten Planungsbeziehungsweise Realisierungsstadium (dies entspricht fast 36 Prozent der bundesweiten Vorhaben). [118]

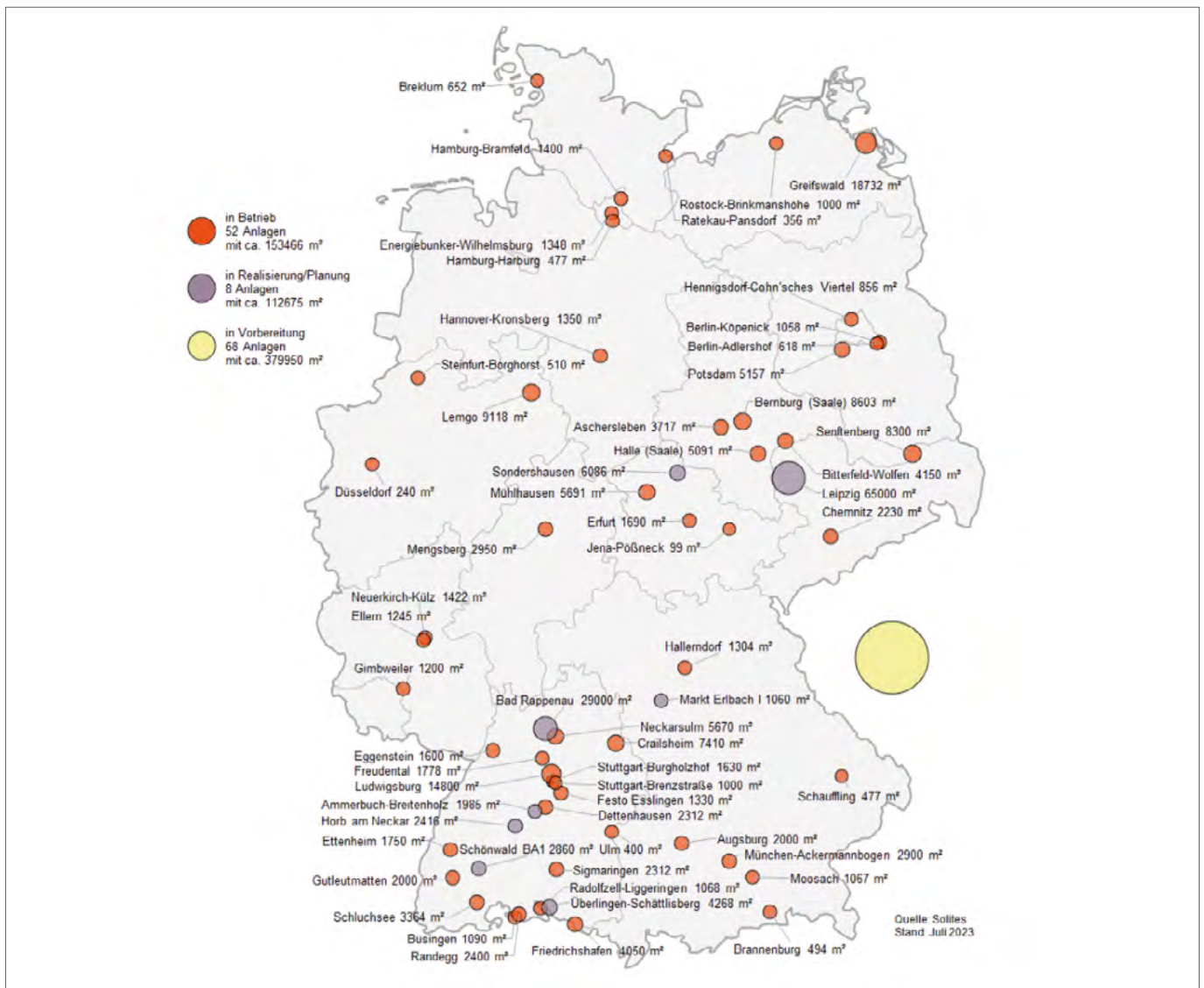


Abbildung 14: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle der Abbildung [119]

Die Landesregierung hat bis Ende Juni 2023 den weiteren Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“ unterstützt. Sofern ein Mindestanteil von 10 Prozent Solarwärme an der erforderlichen Gesamtwärmemenge eingesetzt wird, sah das Förderprogramm einen Bonus von bis zu 50.000 Euro pro Projekt vor. Mit der Ausweitung des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze wurde das Landesförderprogramm eingestellt. [120]

3.3 FERNWÄRME

Belastbare Daten zur Wärmenutzung in Wärmenetzen liegen nur für die Fernwärme vor. Die Erfassung seitens der amtlichen Statistik erfolgt zum einen für Kraftwerke mit einer Nettonennleistung von mindestens 1 Megawatt elektrisch, zum anderen bei Wärmenetzbetreibern sowie Heizwerkbetreibern ab einer installierten Nettonennleistung von 1 Megawatt thermisch.

Der Endenergieverbrauch von Fernwärme ist im Jahr 2022 nach ersten Berechnungen witterungsbedingt um 8 Prozent gesunken. Sektoral betrachtet war insbesondere im Haushaltsbereich der Verbrauch rückläufig. Insgesamt liegt das heutige Verbrauchsniveau unterhalb dem des Jahres 2010, welches ein verhältnismäßig kaltes Jahr mit hohem Wärmebedarf darstellte (vergleiche Abbildung 15).

ENDENERGIEVERBRAUCH FERNWÄRME [PJ]

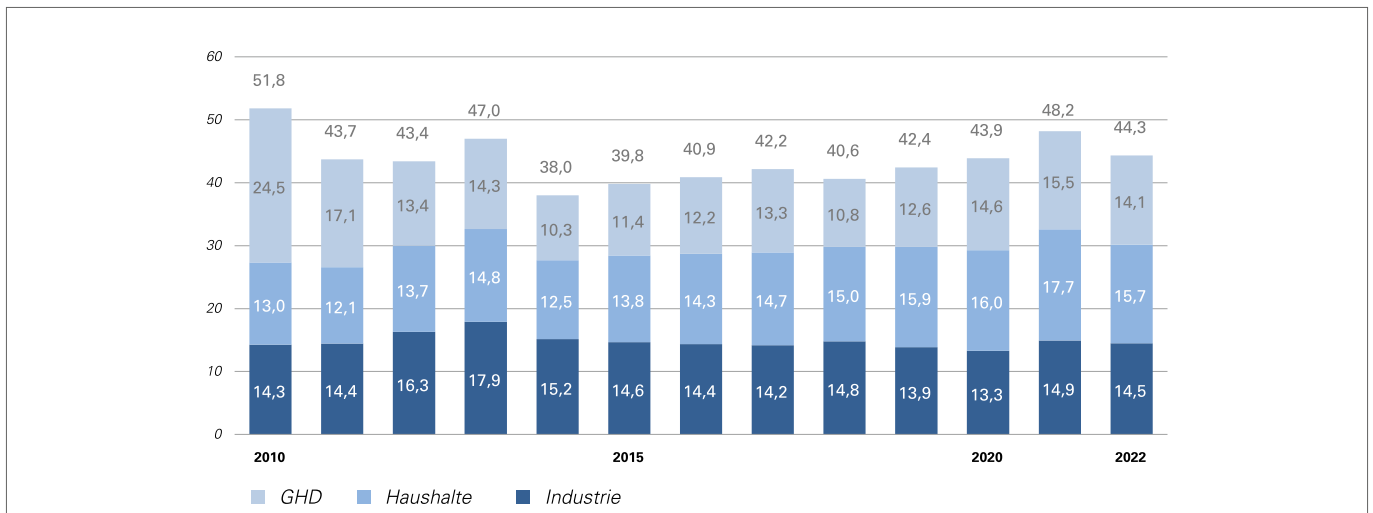


Abbildung 15: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Werte 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

Für Baden-Württemberg sind die Angaben zum Energieträgereinsatz bei der Fernwärmeerzeugung nicht öffentlich zugänglich. Sie wurden auf Anfrage vom Statistischen Landesamt im Rahmen von Sonderauswertungen zur Verfügung gestellt. Die Datenlieferung umfasst die Jahre 2018 bis 2021 sowie zur Einordnung das Jahr 2010 (Abbildung 16). Die Werte für das Jahr 2022 wurden selbst berechnet. Hinsichtlich des Rückgangs des Energieträgereinsatzes seit 2010 wird auf die obenstehenden Ausführungen zum Endenergieverbrauch von Fernwärme verwiesen. Die Werte des oben dargestellten Endenergieverbrauchs von Fernwärme liegen unter dem nachfolgend dargestellten Energieträgereinsatz, da in letzterem Erzeugungs- und Transportverluste enthalten sind.

Fernwärme wurde und wird zum weit überwiegenden Teil aus fossilen Energieträgern bereitgestellt (vergleiche Abbildung 16). Dies ist darauf zurückzuführen, dass Fernwärmenetze ursprünglich im Zusammenhang mit großen Kohle- oder Gaskraftwerken errichtet wurden, um die dort anfallenden großen Abwärmemengen zur Wärmeversorgung zu nutzen. Im Jahr 2010 machten fossile Energieträger noch rund 85 Prozent des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus. Mittlerweile ist der Anteil auf rund 75 Prozent gesunken. Dies ist jedoch weniger auf das Wachstum bei der Nutzung erneuerbarer Energien zurückzuführen (circa +10 Prozent gegenüber 2010), sondern größtenteils dem Rückgang der fossilen Wärmebereitstellung (circa -40 Prozent gegenüber 2010) zuzurechnen.

ENERGIETRÄGEREINSATZ ZUR FERNWÄRMEERZEUGUNG [PJ]

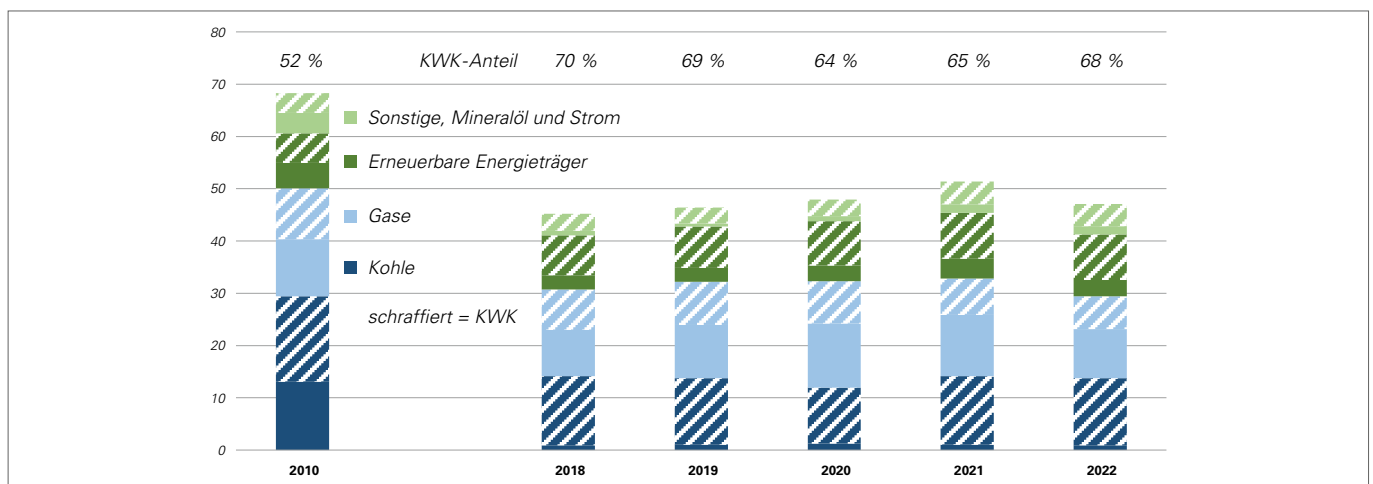


Abbildung 16: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von unveröffentlichten Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

In Abbildung 16 sind die jeweiligen Anteile schraffiert markiert, die mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt werden. Während im Jahr 2010 noch knapp die Hälfte des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus Heizwerken (ohne KWK) stammt, ist der Anteil zuletzt deutlich gesunken und der KWK-Anteil lag in den vergangenen Jahren in der Größenordnung von ungefähr 70 Prozent. Dies ist jedoch weniger einer höheren KWK-Nutzung zuzurechnen, sondern insbesondere dem Rückgang der Einspeisung aus kohlebefeuerten Heizwerken. Bei den Fernwärmemengen aus Kohle lag der KWK-Anteil bei über 90 Prozent. Der KWK-Anteil der Fernwärme, die aus Gasen erzeugt wird, ist zuletzt tendenziell auf unter 40 Prozent gesunken. Bei den erneuerbaren Energien setzt sich die Fernwärmeeinspeisung aus circa 75 Prozent KWK und 25 Prozent Heizwerken zusammen.


Als Wärmequelle für Wärmenetze kommen auch verschiedene Formen von Abwärme infrage. Neben Abwärme aus industriellen Prozessen ist dies auch denkbar für die Nutzbarmachung von Abwärme am Auslauf von Kläranlagen mittels Wärmepumpen. In einer Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg [121] wurde dies für knapp 260 technisch und wirtschaftlich nutzbare Standorte im Land untersucht. Insgesamt beträgt das nutzbare Potenzial 13,5 PJ/a (3,74 TWh/a), davon gut ein Drittel in bestehenden größeren Wärmenetzen. Bezogen auf den in Abbildung 16 dargestellten Energieträgereinsatz in Fernwärmenetzen in Baden-Württemberg wird deutlich, dass Abwärme aus dem Auslauf von Kläranlagen in der Größenordnung der Einspeisung aus Kohlekraftwerken entspricht.

Zukünftig wird Fernwärme auch mit Großwärmepumpen bereitgestellt werden. Erste Anlagen dazu befinden sich in der konkreten Umsetzung. In Mannheim wurde Ende 2023 eine Flusswärmepumpe mit 20 MW thermisch in Betrieb genommen, bei der der Rhein als Niedertemperaturwärmequelle dient [122]. In Stuttgart wird 2024 eine 24 MW-Wärmepumpe im Restmüllheizkraftwerk Münster installiert. Als Wärmequelle wird die Abwärme aus dem Kühlwasserkreislauf des Kraftwerks genutzt [123].

Darüber hinaus soll nach den Regelungen des neuen Energieeffizienzgesetzes zukünftig Abwärme aus Rechenzentren genutzt werden, zum Beispiel durch eine Einspeisung in

Wärmenetze. In der Industrie soll Abwärme aus Produktionsprozessen möglichst vermieden werden oder ansonsten genutzt oder ebenfalls in Wärmenetze eingespeist werden.

3.4 VERSORGUNGSSICHERHEIT

 Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im Wärmesektor steht Erdgas als netzgebundener Energieträger sowie die Versorgung über Wärmenetze im Fokus. Die aktuelle Situation im Gasbereich, auch im Hinblick auf die Füllstände der Gasspeicher, wird in Kapitel 4.2 thematisiert. Nachfolgend wird ein Blick auf die Versorgungssicherheit im Bereich der netzgebundenen Wärmeversorgung mit Wärmenetzen geworfen.

Fernwärme ist der Oberbegriff für diese Art der Wärmeversorgung. Die Unterscheidung in Nahwärmenetze und Fernwärmenetze ist eher energiestatistischer und förderpolitischer Natur und wirkt sich somit auch nicht in großem Maße auf die Versorgungssicherheit aus. Aufgrund der kürzeren Leitungslänge bei Nahwärmenetzen und der Redundanz der Energieträger ist jedoch davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit ein wenig höher einzustufen ist, als die Versorgungssicherheit bei Fernwärmenetzen. Das über Kraft-Wärme-Kopplungen gespeiste Fern- und Nahwärmenetz leistet einen zentralen Beitrag zum Klimaschutz, zur Energieeffizienz und Bezahlbarkeit sowie zur sicheren Versorgung und ist daher auch ein zentraler Baustein der kommunalen Wärmeplanung.

Generell kann Nah- und Fernwärme, also die Versorgung über Wärmenetze, als verlässliche Wärmeversorgung betrachtet werden. Jedoch ist die Verlässlichkeit in hohem Umfang vom Verfügbarkeitsgrad der jeweils eingesetzten Energieträger abhängig. Im Jahr 2022 lag der Schwerpunkt hier vor allem auf Gas und Kohle (vergleiche Kapitel 3.3), wonach sich Herausforderungen, die mit der Bereitstellung der beiden Primärenergieträger verbunden sind (zum Beispiel Lieferengpässe und hohe Preise), auch auf die Fernwärme projizieren lassen.

In der Praxis kann es zu Situationen kommen, in denen vorübergehend eine Umstellung der Wärmeeinspeisung notwendig wird beziehungsweise es zu Ausfällen des Wärmenetzes kommt. Beispielsweise war dies bei der Fernwärmeversorgung in Nürnberg im Februar 2021 durch einen Brand im Nürnberger Großkraftwerk der Fall. Aufgrund der extrem kalten

Temperaturen unter $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ wurde hier der Katastrophenfall ausgerufen und eine Notfallversorgung eingerichtet [124]. Auch in Berlin und Wetzlar kam es im Jahr 2022 zu größeren Ausfällen, die jedoch wieder behoben werden konnten. Daneben kam es zu mehreren kleineren Ausfällen der Fernwärmeversorgung, die ebenfalls schnell behoben werden konnten.

Die Besicherung der Fernwärmeversorgung ist ein wesentlicher Baustein zur Versorgungssicherheit. Um die Gefahr zu minimieren, dass angeschlossene Wärmeabnehmer nicht mit der notwendigen Wärme versorgt werden können, müssen wichtige Teile redundant ausgelegt werden, das heißt mehrfach und voneinander unabhängig vorhanden sein. Besicherungsanlagen sind auch in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in Bezug auf die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung berücksichtigt. Die Bundesförderung trat am 15. September 2022 in Kraft und löst die Vorgängerrichtlinie Wärmenetze 4.0 ab. [125] Die Förderrichtlinie führt unter dem Aspekt der förderfähigen Umfeldmaßnahmen explizit Anlagen zur Besicherung auf. „Für alle Besicherungsanlagen ist in einem Transformationsplan darzustellen, dass die beantragten Anlagen Teil eines Maßnahmenpakets mit den zu besichernden erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen sind“ [126]. Im Antrag muss auch begründet dargelegt werden, mit welchem Anteil die erneuerbar erzeugten Wärmemengen besichert werden [127]. Für die weitere Dekarbonisierung der Wärmenetze ist es ein wichtiger Schritt, dass die Besicherung nun in der Richtlinie zur Bundesförderung effizienter Wärmenetze explizit adressiert wurde. Darüber hinaus dient es der Versorgungssicherheit, wenn alternative Wärmequellen (zum Beispiel Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen oder Umgebungswärme) in die Fernwärmeversorgung miteingebunden werden [128], um die Nutzung von fossilen Energieträgern und die damit einhergehende Preis- und Importabhängigkeit zu mindern (vergleiche 4.2 Erdgasinfrastruktur beziehungsweise 7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten). Neben den genannten Maßnahmen soll auch die kommunale Wärmeplanung dazu beitragen die Wärmequellen in den jeweiligen Versorgungsgebieten zu diversifizieren und damit die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Die MVV hat den Bau einer Fernwärme-Besicherungsanlage neben dem GKM am Standort Rheinufer Neckarau abgeschlossen und die Anlage Ende April 2023 in das Netz

eingebunden. [129, 130] Die Anlage dient dazu, die Spitzenlastdeckung zu gewährleisten. Demnach kann laut der MVV neben der Besicherungsanlage am Rheinufer Neckarau auch die Besicherungsanlage auf der Friesenheimer Insel rechtzeitig zur Heizperiode 2023/2024 in Betrieb genommen werden. 2021 startete die bundesweite Plattform „Grüne Fernwärme“, die von dem Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) initiiert wurde und koordiniert wird, ihre Arbeit um die Transformation der Wärmenetze, gerade auch auf kommunaler Ebene zu unterstützen. Das Ziel der Plattform besteht darin, den Fernwärmeausbau weiter voranzutreiben und durch den Aufbau von Netzwerken auf Landesebene die Vernetzung der betroffenen Akteure zu stärken. [131] Dabei stellen der Verband und regionale Netzwerkpartner beziehungsweise Netzwerkparten (aktuell sechs Partner in Baden-Württemberg) ihr Know-how für Gemeinden zur Verfügung. Nah- und Fernwärmenetze sind mitunter ein wesentlicher Teil der kommunalen Wärmewende und der kommunalen Wärmeplanung in Baden-Württemberg. Auf Landesebene ist das lokale Netzwerk der AGFW-Plattform „Grüne Fernwärme“ dafür Anfang Februar 2022 in Ludwigsburg gestartet und verfolgt dieselben Ziele, wie bereits oben stehend genannt. [132]



Bild: Windpark Lauterstein (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

4. Infrastrukturen für die Energiewende



4.1 STROMNETZE

AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Bereits vor den Energiewendeentscheidungen im Jahr 2011 wurde mit dem Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) im Jahr 2009 die bereits damals bestehende Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes erkannt und erstmals regulatorisch umgesetzt. Einer der Gründe für die Einführung des EnLAGs war mitunter der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz, welcher einen erhöhten Regelungsbedarf mit sich brachte. Der mit dem Fortschreiten der Energiewende hinzukommende und über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird seitdem in der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans (NEP) festgehalten und alle zwei Jahre evaluiert. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom für das Jahr 2035 wurde 2021 veröffentlicht, der kommende Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2. Entwurf) befindet sich noch in der Abstimmung, soll aber noch 2023 veröffentlicht werden. [133] Für die Erstellung des NEP entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber zunächst die aus ihrer Sicht notwendigen zusätzlichen Maßnahmen. Diese gehen als konkrete Projekte in den NEP-Entwurf ein, der von der Bundesnetzagentur geprüft und idealerweise genehmigt wird. Maßnahmen, welche die Bundesnetzagentur bestätigt, werden in den endgültigen Netzentwicklungsplan übertragen und finden schließlich Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG).

Die jüngste Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes erfolgte im Februar 2021. In diesem Zuge wurde das Volumen des gesetzlich festgelegten Bedarfs für den Übertragungsnetzausbau deutlich angehoben und 2022 nochmals um weitere Vorhaben ergänzt. [134, 135] Der Bundesbedarfsplan enthält zum Stand des zweiten Quartals 2023 99 Vorhaben (beziehungsweise 96, da drei Vorhaben gestrichen wurden) mit einer Leistungslänge von rund 12.200 km. 20 Vorhaben davon haben die Kennzeichnung als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung). Es sind 13 Gleichstrom-Vorhaben für die vorrangige Umsetzung mit Erdkabeln und zehn Wechselstrom-Vorhaben für die Umsetzung mit Erdkabeln auf Teilabschnitten geplant. [136] Auf Baden-Württemberg entfallen 14 Maßnahmen. Davon sind zwei Maßnahmen Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 10 GW⁸ umfassen. Diese drei Trassen sind „A-Nord“ / „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zweimal 2 GW) und „SuedOstLink“ (zweimal 2 GW). Das BBPIG-Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft 42 km durch Baden-Württemberg beziehungsweise die Regelzone der TransnetBW und schließt an die sogenannte „A-Nord“-Trasse an. [137] Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 kompensieren. Besonderheit der Trasse ist, dass Hybridmasten genutzt werden, bei denen Wechsel- und Gleichstrom parallel

⁸ Im Zuge der Novelle des BBPIG wurden die im Vorhaben „SuedOstLink“ geplanten Leerrohre durch die Planung einer konkreten, zusätzlichen 2 GW-Trasse ersetzt.

geführt werden. [138] Für den die TransnetBW betreffenden Abschnitt B1 wurde Anfang September die Planfeststellung nach § 24 NABEG beschlossen [139]. Die Inbetriebnahme des letzten Abschnitts der Ultranet ist für das Jahr 2027 geplant (ursprünglich 2021). Das Gesamtprojekt inklusive „A-Nord“, auch Korridor A genannt, soll ebenfalls im Jahr 2027 abgeschlossen sein [140]. Zusätzlich zum Trassenbau wird auch der Bau eines südlichen Konverters der Leitung auf dem Gelände des ehemaligen Kernkraftwerks Philippsburg realisiert. Dieses Bauvorhaben gilt als eine der größten Einzelbaustellen für die Energiewende und den Stromnetzausbau in Deutschland. Im Juli 2021 wurde hier mit der Einweihung der Schaltanlage der erste Bauabschnitt abgeschlossen. Für 2 km der Trasse, die im Bereich des Umspannwerks Neurott und auf dem Kraftwerksgelände in Philippsburg verlaufen wird, ist ein Anlagenneubau notwendig. [141] Ende 2023 befindet sich das Projekt in den letzten Zügen der Bauphase und es soll im Frühjahr 2024 in den Testbetrieb gehen. Bis zum finalen Betrieb – also dem Zeitpunkt ab dem tatsächlich Windstrom aus dem Norden im Konverter umgewandelt und in das südwestdeutsche Netz eingespeist werden kann – wird es abhängig von „A-Nord/Ultranet“ noch weitere Jahre dauern [142]. Das zweite Vorhaben mit einem Trassenabschnitt durch Baden-Württemberg ist Vorhaben Nr. 3 mit einer Übertragungsleistung von 2 GW. Der Abschnitt betrifft die Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach und ist die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung. Die Übertragungsnetzbetreiber werden für einen Großteil der Trasse eine gemeinsame Verlegung mit der Leitung von Wilster nach Bergrheinfeld West (Vorhaben Nr. 4) realisieren. Vorhaben Nr. 3 und 4 des BBPIG bilden gemeinsam das Projekt „SuedLink“, den sogenannten Korridor C des NEP, mit einer gesamten Übertragungsleistung von 4 GW. [143] Zwei der 15 geplanten Abschnitte des Vorhabens „SuedLink“ verlaufen dabei durch Baden-Württemberg. Abschnitt E2 (Vorhaben Nr. 2) von der Landesgrenze zu Bayern nach Bad Friedrichshall mit einer Länge von 79 km befindet sich Stand Q2/2023 im Anhörungsverfahren. Für Abschnitt E3 von Bad Friedrichshall zum Netzverknüpfungspunkt Großgartach mit einer Länge von 18 km wurde das Planfeststellungsverfahren in Q2/2023 abgeschlossen. [144] Ursprünglich war die Inbetriebnahme für das Jahr 2022 geplant, was unter anderem aufgrund des 2015 beschlossenen Erdkabelvorrangs (Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, EnLB-RÄndG) sowie wegen eines Einspruchs des Landes Thüringen

vor dem Bundesverwaltungsgericht [145] und weiteren Hürden im Planungs- und Genehmigungsprozess nicht haltbar war. Nach derzeitigem Planungsstand soll das Projekt bis 2028 abgeschlossen sein. Mittlerweile konnte in Schleswig-Holstein mit dem Bau der Trasse begonnen werden [146].

Von den weiteren zwölf Vorhaben des BBPIG (vergleiche Tabelle 10) in Baden-Württemberg wurde im abgelaufenen Jahr 2022 kein Vorhaben abgeschlossen. Insgesamt wurde bisher lediglich ein Vorhaben (Nr. 24) mit einer Leitungslänge von 61 km 2021 abgeschlossen. Vier Vorhaben (Nr. 22, Nr. 40, Nr. 68 und Nr. 99) befinden sich noch komplett in der internen Planung, ein Vorhaben (Nr. 23) befindet sich teilweise noch in der internen Planung und zwei der Abschnitte stehen vor dem Planfeststellungsverfahren (Raumordnungsverfahren entfällt hier). Die Vorhaben Nr. 25 und Nr. 72 befinden sich vollumfänglich im oder vor dem Planfeststellungsverfahren. Weitere 3 Vorhaben (Nr. 19, Nr. 20 und Nr. 21) befinden sich zum einen Teil ebenfalls im oder vor dem Planfeststellungsverfahren und zum anderen Teil wurden Abschnitte bereits genehmigt oder befinden sich im Bau. Für das letzte zu nennende Vorhaben Nr. 35 haben in Q2/2022 die Bauarbeiten begonnen. [147] Eine Übersicht aller Vorhaben findet sich in der folgenden Tabelle 10:

Tab. 10: Umsetzungsstand⁹ der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2023). Dargestellt sind die Start- und Endpunkte der Leitungen, die Luftlinien dazwischen oder konkrete Trassenverläufe, soweit diese schon feststehen

NR.	VORHABEN AUS BBPIG	VORHABEN-TRÄGER	ZUSTÄNDIGE BEHÖRDE	NR.	VORHABEN AUS BBPIG	VORHABEN-TRÄGER	ZUSTÄNDIGE BEHÖRDE
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg „Ultranet“ (Abschnitt B1)	TransnetBW	BNetzA	23	380-kV-Netzverstärkung Herbertingen-Waldshut/Tiengen mit Abzweig Kreis Konstanz und Abzweig Beuren	Amprion / Transnet BW	RP FR / Tü
	„Ultranet“ (Abschnitt A1)	Amprion			24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitte E2+E3)	TransnetBW	BNetzA	25		380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion
	Konverter Leingarten (Großgartach)	TransnetBW	LRA Hb		35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	BNetzA	40		380-kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	TransnetBW, Amprion
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	BNetzA		68	380-kV-Netzverstärkung Höpfingen-Hüffenhardt	Transnet BW
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	BNetzA	72		380-kV-Netzverstärkung Eichstetten – Bundesgrenze FR	Transnet BW
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	RP KA und RP FB		99	380-kV-Netzverstärkung Waldshut/Tiengen – Bundesgrenze CHR	Transnet BW
22	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	Transnet BW	RP ST				



⁹ Der aktuelle Stand der einzelnen Vorhaben ist online zu finden unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html>

Vergleicht man die ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine der BBPIG-Vorhaben bundesweit mit dem derzeitigen Ausbau- und Planungsstand (2. Quartal 2023) [136] zeigen sich – abgesehen von den durch die BBPIG-Novellierung im Jahr 2021 neu hinzugekommenen Vorhaben – in allen Vorhaben zum Teil erhebliche Verzögerungen von mehreren Jahren. Nachdem der späteste Fertigstellungstermin im

Monitoringbericht Q2/2022 noch im Jahr 2034 lag [148], liegt er zum Stand Q2/2023 bereits im Jahr 2038. Der Ausbaustand zum Ende des zweiten Quartals 2023 von rund 1.180 km liegt weiterhin deutlich, über 3.200 km, hinter der Ursprungsplanung des NEP 2012, und fast 4.500 km hinter den Planungen des letzten BBPIG zurück (vergleiche Abbildung 17).

FERTIGSTELLUNG [km]

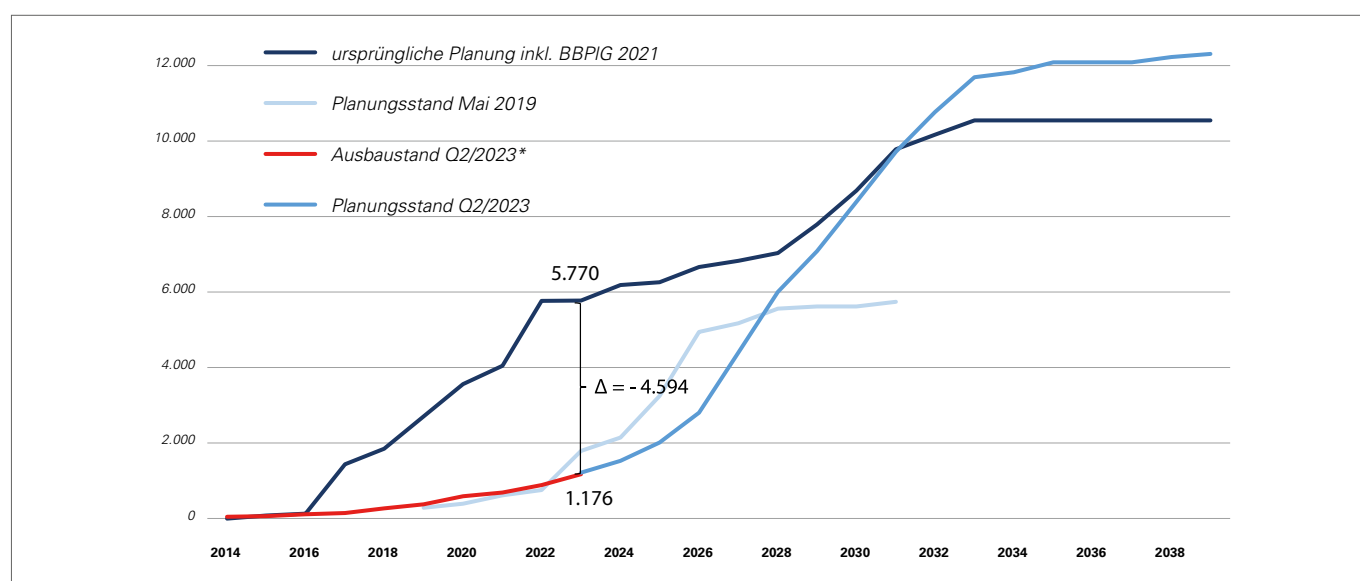


Abbildung 17: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Q2/2023)

* Aufgrund des Datenstands (Q2/2023) bildet der Ausbaustand im Jahr 2023 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [133, 135, 136, 147–149]

Von Quartal zu Quartal sind hier weitere Verzögerungen zu erkennen; die bisher angegebenen Fertigstellungstermine sind vor diesem Hintergrund als ehrgeizig einzustufen. Um die geplante Fertigstellung der Netzausbauvorhaben im Jahr 2038 zu erreichen, müsste die Ausbaugeschwindigkeit beim Ausbau der Leitungskilometer massiv erhöht werden. Mit der bisherigen Geschwindigkeit sind die Ziele nicht erreichbar. Dies macht die erheblichen Probleme und Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze auf Bundesebene nochmals deutlich.

Betrachtet man lediglich die im BBPIG geplanten Netzausbauvorhaben für Baden-Württemberg, die in der Zuständigkeit des Verteilnetzbetreibers TransnetBW liegen, dann zeigt sich dieselbe Entwicklung wie auf Bundesebene. Der tatsächliche Ausbaustand 2023 liegt knapp 550 km hinter den Ursprungsplanungen zurück (vergleiche Abbildung 18). Nach den anfänglichen Planungen wären zum Stand Q2/2023 circa 70 Prozent der geplanten Leitungskilometer bereits gebaut. Der tatsächliche Ausbaustand liegt jedoch lediglich bei knapp über 7 Prozent und einem realisierten Leitungsbau von 61 km (Stand Q2/2023). Unklar sind die Zieljahre für die Vorhaben Nr. 68 und Nr. 99, weshalb diese Vorhaben in der nachfolgenden Grafik zwar integriert sind, aber kein Zieljahr (offen) hinterlegt ist.

FERTIGSTELLUNG [km]

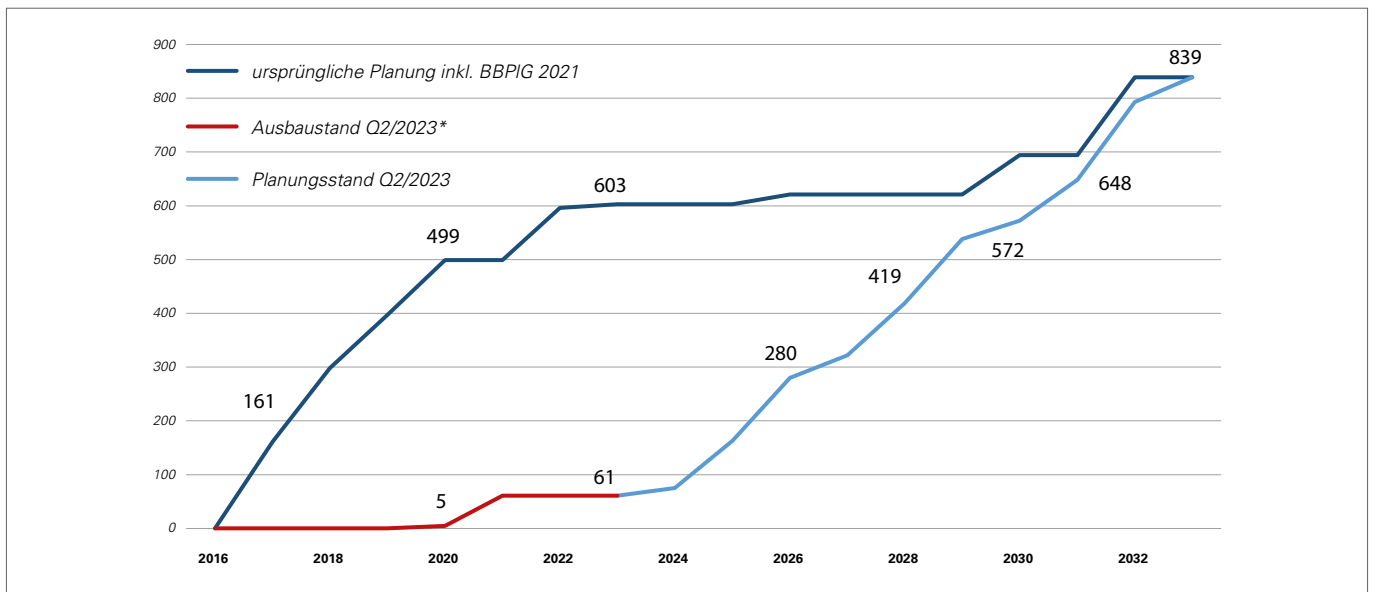


Abbildung 18: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2023). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [133, 135, 136, 148–150]

* Aufgrund des Datenstands (Q2/2023) bildet der Ausbaustand im Jahr 2023 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [133, 135, 136, 147–149]

Für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist auch der Netzausbau im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) relevant. Daher werden die 22 Vorhaben der vier Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem EnLAG nachfolgend ebenfalls angeführt. Der Ausbau weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil erhebliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen auf Bundesebene bemerkbar macht (vergleiche dazu auch Kapitel 2.2.3). Der derzeitige Ausbaustand (Q2/2023) der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG liegt

mit 1.428 km noch über 380 km unter dem Zielausbau von 1.808 km (vergleiche Abbildung 19) und bereits fast viereinhalb Jahre hinter dem ursprünglichen Fertigstellungsdatum [151]. Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben, abgesehen von einem kleineren Vorhaben (8 km), im Jahr 2030 und damit über 10 Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein. Im Vergleich zur Analyse des Vorjahres ist aber ein leicht positiver Trend erkennbar der darauf schließen lässt, dass Maßnahmen zur Beschleunigung Wirkung zeigen.

FERTIGSTELLUNG [km]

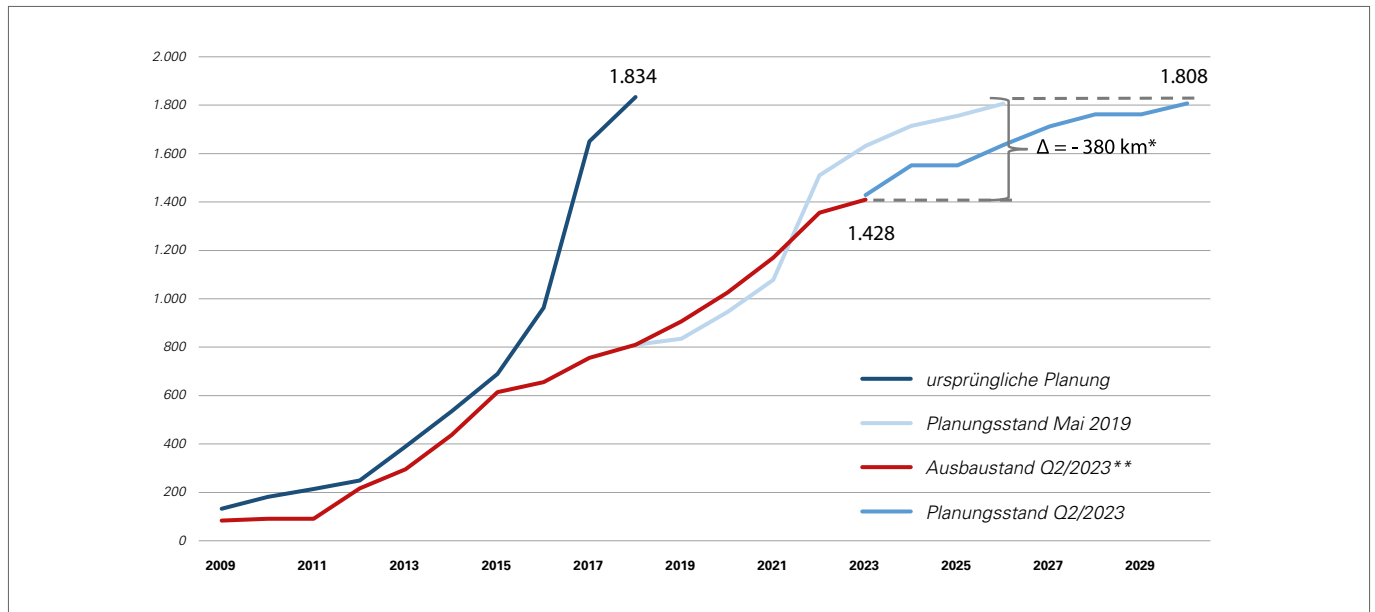


Abbildung 19: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2023).

* Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.816 km. (Excl. Vorhaben 12)

** Aufgrund des Datenstands (Q2/2023) bildet der Ausbaustand im Jahr 2023 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [136, 147, 151, 152]

Um die dargestellten Probleme und Hindernisse beim Netzausbau abzubauen, werden seit einigen Jahren sowohl auf Landes- als auch auf Bundesebene Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus ergriffen. Neben entsprechenden Gesetzesänderungen, zum Beispiel bei den Regeln zum Planfeststellungsrecht im Energiewirtschaftsgesetz, gibt es weitere Formate wie zum Beispiel der im September 2021 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichte, „Praxisleitfaden Netzausbau“ [153] und das „Memorandum of Understanding zur Netzintegration erneuerbarer Energien“ in Baden-Württemberg [154] und die Erklärung zur Unterstützung des Ausbaus der Stromverteilnetze in Baden-Württemberg vom Oktober 2023 [155, 156].

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbundenen zunehmenden Netzengpässen ergibt sich auch aus der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts-Verordnung der EU (Verordnung (EU) 2019/943) die Notwendigkeit zum Übertragungsnetzausbau. Diese fordert, dass bis Jahresbeginn 2020 70 Prozent der gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel freigegeben werden muss. Diese Anforderung würde im deutschen Übertragungsnetz kurzfristig zu erheblichen Herausforderungen führen. In der EU-Strommarktverordnung ist für solche Fälle, in denen strukturelle Netzengpässe festgestellt wurden, eine

Übergangsfrist bis Ende 2025 vorgesehen. Diese kann gewährt werden, wenn ein Staat einen Aktionsplan vorlegt, der einen linearen Pfad für den Anstieg der Handelskapazitäten ab dem Jahr 2020 bis zum 31. Dezember 2025 vorsieht. Deutschland hat diesen Aktionsplan Ende 2019 vorgelegt, welcher verschiedene Maßnahmen enthält, die die Erreichung der verfügbaren Handelskapazitäten bis zum Jahr 2025 sicherstellen sollen [157]. Im Rahmen der Übergangsregelung besteht die Pflicht, dass die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Bericht [158] vorlegen, in dem die Einhaltung der jährlichen Mindestkapazität überprüft wird. Zu Beginn der Übergangszeit sind zudem Startwerte zu berechnen, anhand derer der lineare Pfad bis zum Jahr 2025 festgelegt wird. Deutschland kommt dieser Pflicht mit dem „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2022 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU 2019/943) nach. Dabei wird unterschieden zwischen Grenzen von Gebotszonen, die künftig innerhalb einer Kapazitätsberechnungsregion liegen und solchen, die zwischen künftigen Kapazitätsberechnungsregionen liegen. Für alle Grenzen zu Ländern, die künftig der sogenannten CORE-Region angehören, zu der auch Deutschland gehört, wird ein gemeinsamer Mindestwert berechnet, der an jedem kritischen Netzelement einzuhalten ist. An Grenzen zu benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen – für Deutschland die Region Hansa – wird je

Grenzübergang ein eigener Mindestwert ermittelt. [157, 159] Die jeweiligen jährlichen Mindestwerte sind in Abbildung 20 dargestellt. Im Jahr 2022 konnten die Mindestwerte an den Grenzen Deutschland-Dänemark 1, Deutschland-Dänemark 2, Deutschland-Norwegen 2 und Deutschland-Polen/Tschechien zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Lediglich an der Grenze zur Gebotszone Schweden 4 kam es zu Unterschreitungen.

In Nordrichtung wurde der Mindestwert in 170 Stunden aufgrund von geplanten Leistungsunverfügbarkeiten in der Regelzone der TenneT unterschritten. Für das Jahr 2022 kann festgehalten werden, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die gesetzlichen Vorgaben entsprechend der Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

MINDESTKAPAZITÄT FÜR DEN GEBOTZONENÜBERGREIFENDEN STROMHANDEL

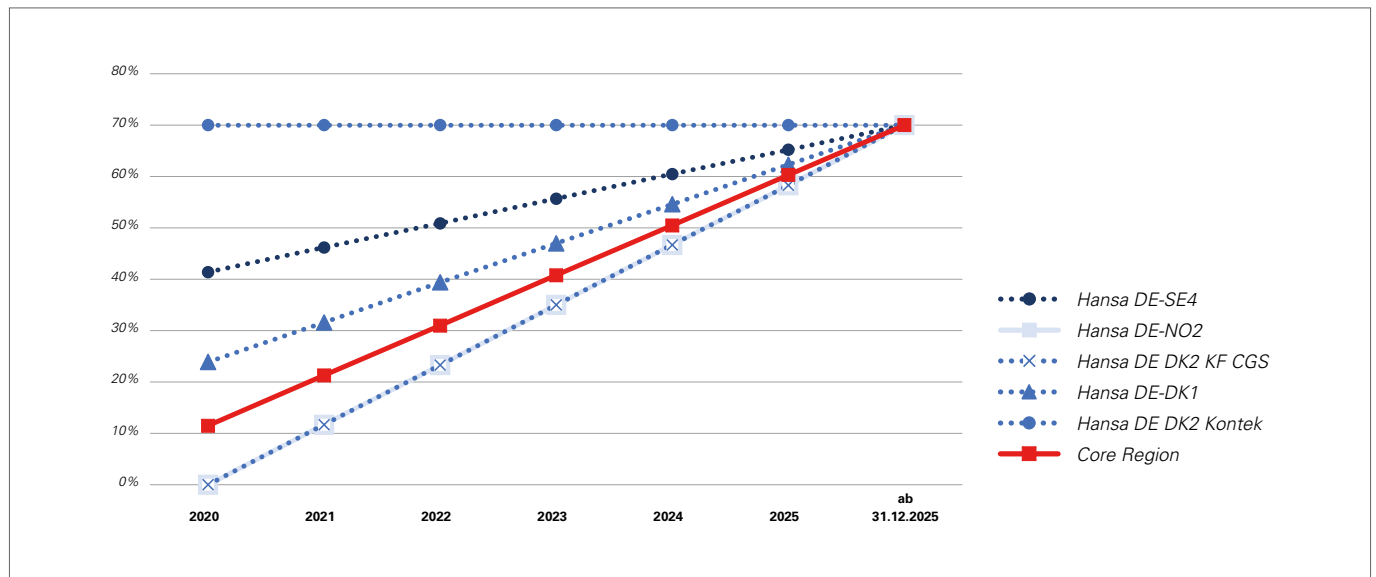


Abbildung 20: Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotzonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025. Eigene Darstellung basierend auf [160]

Neben dem Übertragungsnetzausbau ist zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch der Ausbau der Verteilnetze in Baden-Württemberg sowie deren Entwicklung hin zu intelligenten Netzen durch die zuständigen Verteilnetzbetreiber notwendig. Dafür hat das Land mit dem Netzausbaugipfel einen Prozess für den beschleunigten Ausbau sowie für notwendige Investitionen in Verteilnetze gestartet [161]. Sowohl der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien als auch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors erfordern einen fortschreitenden Verteilnetzausbau. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger sowohl von erneuerbaren Energien als auch dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung von neuen Verbrauchern mit zum Teil vergleichsweise hoher Leistung (zum Beispiel Elektromobilität, Wärmepumpen) im Mittel- und Niederspannungsnetz zu, wodurch es nicht nur zu einem Ausbaubedarf des Stromnetzes kommt, sondern auch

die Notwendigkeit zum Monitoring von Netzzuständen und einer intelligenten Steuerung steigt. [162] Beim Ausbaubedarf des Stromnetzes sehen die Verteilnetzbetreiber weiterhin einen steigenden Bedarf und im Bereich des Monitorings wird ein deutlicher Nachholbedarf in der Niederspannungsebene gesehen (Problem hierbei ist, dass eine Vielzahl der Projekte auf den unteren Spannungsebenen einen kurzen Planungshorizont haben). Im Kontext des Netzausbaus in Verbindung mit der Digitalisierung ist in erster Linie die intelligente Steuerung von Verbrauchern zu nennen, wo es zwar schon erste Fortschritte gibt, aber der Weg weiter konsequent beschritten werden muss [163]. Projekte zur Realisierung der Ziele auf Niederspannungsebene in Verbindung mit Komponenten der Digitalisierung liegen im Zuständigkeits- und Umsetzungsreich der Verteilnetzbetreiber.

Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – wird die Netzausbauplanung jährlich im sogenannten Netzausbauplan (NAP) fortgeschrieben. Die

Planung basiert dabei auf dem zu diesem Zeitpunkt aktuellsten Netzentwicklungsplan. Der NAP dient dazu, basierend auf den aktuellsten technologischen Entwicklungen, sowie den Prognosen für den EE-Zubau und der Verbrauchsentwicklung, frühzeitig Netzausbaumaßnahmen zu erkennen und in die Wege zu leiten. Die Netze BW legt zur Festlegung des Netzausbaubedarfs das sogenannte NOVA-Prinzip zugrunde welches besagt, dass zunächst Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen ergriffen werden, bevor das Netz ausgebaut wird. Im aktuellen Bericht 2023 wurden keine weiteren Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau im

Vergleich zum Vorjahr identifiziert. [164] Gemäß des damals aktuellen NAP konnten 2022 drei Projekte abgeschlossen werden (die Erweiterung von zwei Umspannwerken sowie der Neubau eines Kunden-Spannungswandlers). Des Weiteren konnten auch drei Leitungsvorhaben mit einer Länge von zusammen 58 km fertiggestellt werden. Im NAP 2023 wurde hingegen nur die Erweiterung eines Umspannwerks (in Kupferzell) abgeschlossen. [165] Alle weiteren Maßnahmen sind noch in der Pipeline und verdeutlichen die schleppenden Netzausbaufahrplan. Abbildung 21 zeigt die geplanten Vorhaben im Verteilnetz der Netze BW GmbH.

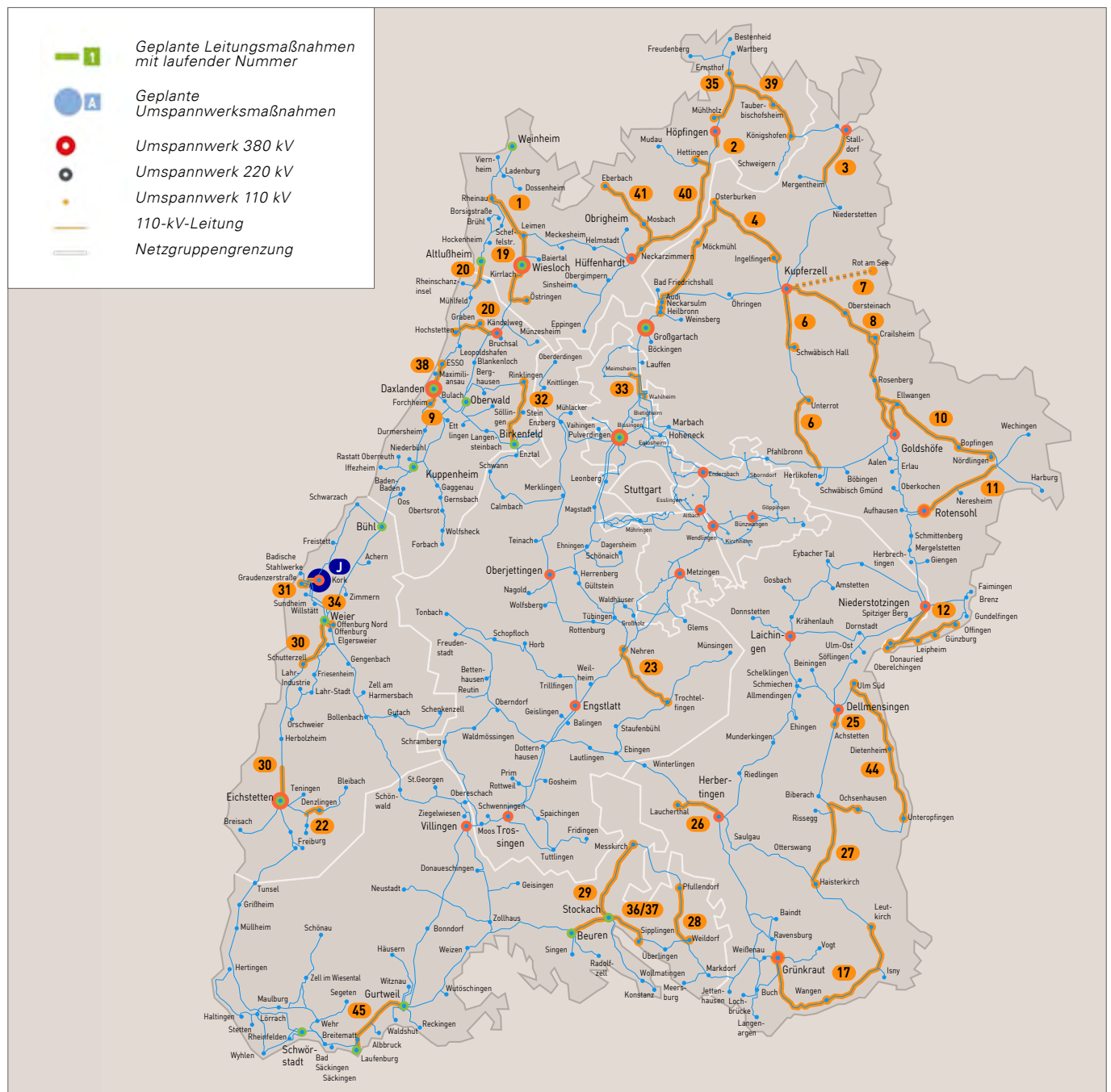



Abbildung 21: Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW. Bearbeitete Darstellung basierend auf [164]

Die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lässt sich unter anderem aus der Entwicklung des Redispatch 2.0 identifizieren. Im Zuge dessen können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare-Energien-, KWK- sowie Grubengas-Anlagen abregeln, sofern die vorhandene Netzkapazität nicht zum Abtransport des erzeugten Stroms ausreicht. Ehemals waren diese Prozesse zur Steuerung von erneuerbaren Energien unter dem sogenannten Einspeisemanagement erfasst, wurden aber ab Oktober 2021 in die Prozesse zur Steuerung des Redispatch 2.0 einbezogen und ab dem Berichterstattungsquartal Q3 2022 komplett in den Redispatch integriert [50]. Bundesweit wurden 2022 8.071 GWh Strom aberegelt. Die geschätzten Entschädigungskosten für die Quartale 1 und 2 2022 belaufen sich dabei auf 158 Millionen Euro. Gegenüber 2021 ist die Abregelung von EE-Anlagen wieder deutlich angestiegen (siehe Kapitel 2.2.3). Hauptsächlich sind von den durchgeführten Abregelungen weiterhin Windenergieanlagen, sowohl Onshore, als auch Offshore, betroffen.

4.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

 Das deutsche Gasnetz besteht zum einen aus dem Fernleitungsnetz mit einer Länge von circa 40.000 Kilometern und zum anderen aus den Verteilnetzen mit einer Länge von circa 555.000 Kilometern. Die Transportnetze sind mittels 60 Grenzübergangspunkten mit dem Ausland verbunden und damit Drehscheibe für Im- und Exporte. Hinzu kommt die neue LNG-Infrastruktur mit schwimmenden Terminals und zukünftig auch landseitigen LNG-Terminals. Darüber hinaus verfügt Deutschland über unter- und oberirdische Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 245 TWh, was etwa einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs entspricht. [166]

Im Zuge der Energiekrise 2022 wurden eine Reihe von Regulierungsmaßnahmen ergriffen. Beispielsweise wurden zur unmittelbaren Stabilisierung der Gasversorgung Schlüsselunternehmen unter Treuhandverwaltung gestellt, mit Fremd- und Eigenkapital ausgestattet und in der Folge verstaatlicht. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland wurden mit dem Gasspeichergesetz Füllstandsvorgaben gesetzt. Die Betreiber von Gasspeicheranlagen sind nun verpflichtet Speicher schrittweise zu füllen. Demnach müssen die Gasspeicher zum 1. Oktober zu 85 Prozent, zum 1. November zu 95 Prozent und zum 1. Februar zu 40 Prozent befüllt sein. Ein neues Zwischenziel von 75 Prozent zum 1. September soll das Einspeichern beschleunigen. [167]

Zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 hatten die deutschen Erdgasspeicher auffällig niedrige Füllstände. Trotz des Lieferstopps Russlands ab September 2022 (insbesondere durch die Sabotage der Offshore-Pipeline Nord Stream 1) waren zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 die deutschen Erdgasspeicher im Schnitt zu 92 Prozent gefüllt (siehe Abbildung 22). Wichtigste Pipeline-Exporteure waren Norwegen, die Niederlande und Belgien. Der Großteil des Erdgases aus den Niederlanden und Belgien kommt über die dortigen Terminals für den Import von verflüssigtem Erdgas (LNG-Terminals). Mit der Inbetriebnahme von LNG-Terminals in Deutschland im Dezember 2022 wurden bis zum Ende des ersten Quartals 2023 bereits rund zwei Milliarden Kilowattstunden Erdgas mit 18 Tankern in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Dies entspricht fünf Prozent der gesamten nach Deutschland importierten Erdgasmenge. Einen Füllstand von 60 Prozent unterschritten die Erdgasspeicher im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 nicht. [166]

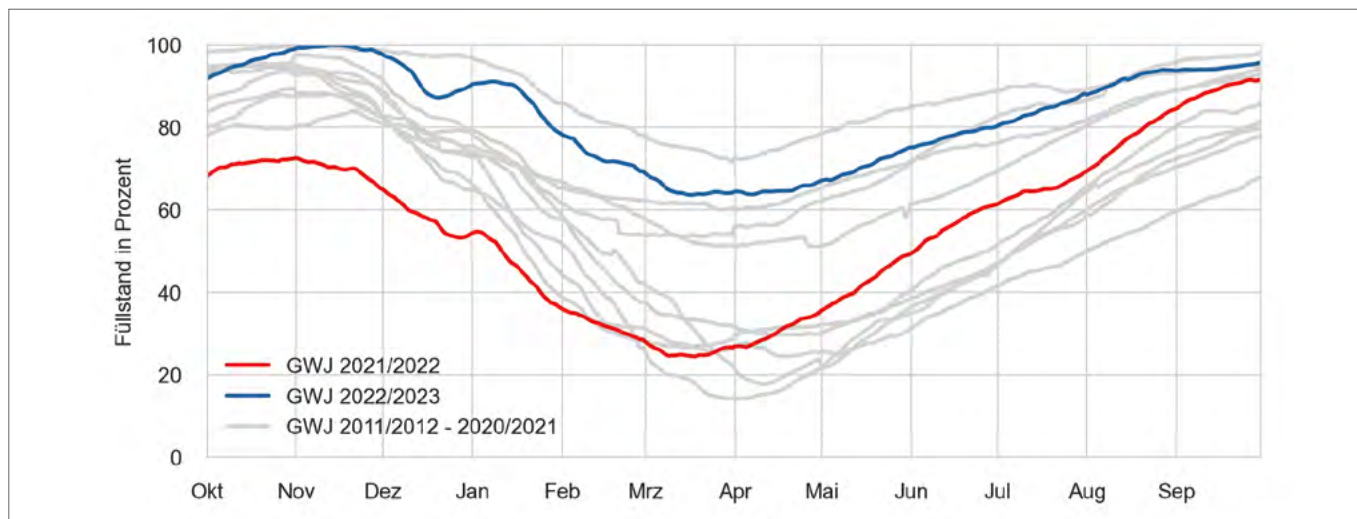


Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2011/2012 bis 2022/2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [168]

Die derzeitige Gasversorgung (Stand November 2023) in Deutschland ist stabil. Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet. [169] Eine Gasmangellage im letzten Winter (2022/2023) konnte vermieden werden. Dennoch bleibt die Vorbereitung auf den Winter 2023/2024 eine große Herausforderung. Deshalb bleibt der sparsame Umgang mit Gas wichtig. Das Speicherziel für den 1. September von 75 Prozent wurde bereits im Juni erreicht. [167] Ende September 2023 waren die Speicher zu über 95 Prozent gefüllt (Stand 23. September 2023). [168]

Eine zentrale Kennzahl für die Versorgungsqualität ist der SAIDI (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Dauer ungeplanter Unterbrechungen innerhalb eines Jahres in Minuten wiedergibt. Im Jahr 2022 betrug der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland druckstufenunabhängig 1,52 Minuten. Die Dauer der Unterbrechungen verringerte sich damit gegenüber dem Vorjahr (2,18) und lag unter dem langjährigen Mittel von 1,54 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen 0,44 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 1,08 Minuten. Für nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI) lag der spezifische SAIDI bei 5,35 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,28 Minuten unter dem Gesamtwert auf Bundesebene. In Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen und Thüringen wurden mit 5,85, 3,87 und 3,55 Minuten die mit Abstand längsten Unterbrechungen verzeichnet. [170]

Als unmittelbare Konsequenz aus dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und der dadurch ausgelösten Energiekrise

wurde eine eigene LNG-Infrastruktur in Deutschland geplant und errichtet. Mit dem Aufbau einer eigenen LNG-Infrastruktur sollen einseitige Abhängigkeiten überwunden sowie Vorsorge und Resilienz gestärkt werden. Für eine schnelle Umsetzung von Lösungen für den Winter 2022/2023 und den Winter 2023/24 wurden und werden zunächst schwimmende FSRU-Terminals bereitgestellt (Floating Storage and Regasification Units). Parallel werden die landseitigen LNG-Terminals errichtet. Mit einer Bauzeit von circa 3,5 Jahren können diese nicht zur kurzfristigen Kompensation russischer Gaslieferungen beitragen. Ebenso können nur feste Terminals auf grüne Gase umgestellt werden. Folglich ist der Bau beider Infrastrukturen notwendig, wobei die festen Terminals nach ihrer Fertigstellung die FSRU ersetzen werden. [171]

Mit Beginn des Jahres 2023 sind zwei vom Bund initiierte FSRU in Wilhelmshaven und Brunsbüttel in Betrieb gegangen. Zusätzlich wird seit Anfang des Jahres 2023 eine FSRU in Lubmin privatwirtschaftlich betrieben. Darüber hinaus befinden sich die FSRU-Standorte Wilhelmshaven II, Stade und Lubmin im Bau. Zusätzlich wurde der Hafen Mukran auf der Insel Rügen als Vorhabenstandort an der Ostseeküste für ein weiteres schwimmendes LNG-Terminal vorgesehen [172]. In den Jahren 2026 und 2027 sollen die drei derzeit geplanten landseitigen Terminals in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven in Betrieb gehen. Mit den landseitigen Terminals würde sich die LNG-Importkapazität rechnerisch auf circa 54 Milliarden m³ erhöhen. Brunsbüttel und Stade werden „green ready“ gebaut, das heißt für einen späteren Betrieb mit

Wasserstoffderivaten, insbesondere Ammoniak, vorgerüstet. Das landseitige Terminal am Standort Wilhelmshaven ist von vornherein als Green-Gas-Terminal für synthetisches Methan aus grünem Wasserstoff konzipiert. Die landseitigen Terminals sollen die bisher an diesen Standorten stationierten FSRU ersetzen. [171] Das LNG-Beschleunigungsgesetz sieht vor, dass die landseitigen LNG-Terminals und die für die Anbindung erforderlichen Erdgasleitungen bereits heute auch für eine spätere Umstellung auf Wasserstoff geeignet sind. Zudem sollen die Genehmigungen für die LNG-Anlagen im Einklang mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden. Darüber hinaus dürfen die Anlagen nur betrieben werden, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und seine Derivate genutzt werden. Damit wird sichergestellt, dass das Ziel der Klimaneutralität bis spätestens 2045 weiterhin erreicht werden kann. [172]

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur (Stand 15. November 2023) ist die Gasversorgung in Deutschland gegenwärtig stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Gefahr einer angespannten Gasversorgung in einem normal kalten Winter wird von der Bundesnetzagentur inzwischen als gering eingeschätzt. Die Ausgangslage für den Winter 2023/24 ist deutlich besser als vor einem Jahr, Restrisiken bleiben aber bestehen. Ein sehr kalter Winter würde den Gasverbrauch stark ansteigen lassen. Und bei einem Ausfall der noch verbleibenden russischen Gaslieferungen nach Südosteuropa müssten diese Staaten in einer Mangellage über Deutschland mitversorgt werden. Ein sparsamer Umgang mit Gas bleibt daher wichtig. Derzeit sind die Gasflüsse nach Deutschland stabil und ausgeglichen. Um die Gasversorgung im Winter 2023/24 sicherzustellen, ist ein Speicherfüllstand von mindestens 40 Prozent zum 1. Februar gesetzlich vorgeschrieben. Derzeit ist die Einspeicherung gering und der Speicherfüllstand in Deutschland liegt bei 100,15 Prozent¹⁰. [169] Auch die Gasflüsse in das Netzgebiet der terranets bw sind stabil und die Versorgungssicherheit ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen gewährleistet (Stand 2. November 2023). Im Sommer konnte die terranets bw auf den Bezug von Erdgas aus Frankreich am Grenzübergangspunkt Medelsheim weitgehend verzichten. Im Oktober und November 2023 wurde wiederholt Erdgas mit 60 GW pro Tag am Grenzübergangspunkt Medelsheim übernommen. [173]

4.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Wärmenetze bieten die Voraussetzungen für eine effiziente Wärmeezeugung, auch mit KWK-Anlagen, und bieten Möglichkeiten zur Integration größerer Mengen von Wärme aus erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme. Bei der Energiewende im Wärmebereich haben sie deshalb einen hohen Stellenwert. Den Wärmenetzen kommt auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung (vergleiche 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor) eine wichtige Rolle zu. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch lückenhaft. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landesamt erhoben werden (vergleiche dazu Kapitel 3.3). Die unzureichende Datenlage soll mit einem bundesweiten Wärmenetzregister behoben werden. Das BMWK hat dazu im Juli 2023 mit einem Eckpunktepapier zum Vorgehen für die Schaffung eines Wärmenetzregisters einen Konsultationsprozess eingeleitet. Es ist geplant, das Wärmenetzregister in das bestehende Marktstammdatenregister zu integrieren. Inhaltliche Details und die Zeitplanung stehen jedoch noch nicht fest.

Der Aus- und Neubau von Wärmenetzen wird seit einigen Jahren durch die Bereitstellung von Fördergeldern im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) der KfW-Bankengruppe sowie im Rahmen der KWKG-Förderung (BAFA) unterstützt. Auf Basis der im Rahmen der Förderanträge erfassten Daten ist die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre für Baden-Württemberg darstellbar (Tabelle 11). Da die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze erst Mitte September 2022 in Kraft trat, liegen nach Auskunft des BAFA noch keine Daten zu den im Jahr 2022 geförderten Wärmenetzen vor.

Zwischen 2009 und 2021 wurden rund 1.900 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen des Marktanzreizprogramms (MAP) im Jahr 2020 wieder deutlich zurückgegangen (für 2021/2022 liegen keine Förderdaten zum MAP vor). Möglicherweise wurden hier Investitionen aufgeschoben, um die angekündigte Bundesförderung für

¹⁰ Das von den Speicherbetreibern angegebene Arbeitsgasvolumen gibt die gesicherte Kapazität des Speichers an und entspricht nicht immer den physikalischen Möglichkeiten, sodass einige Speicher mehr Gas einspeichern können. Daher kann auch bei einem Füllstand von 100 Prozent noch Gas eingespeichert werden.

effiziente Wärmenetze (BEW) in Anspruch zu nehmen (siehe unten). Diese ist Mitte September 2022 gestartet. BEW-Förderdaten liegen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor.

Im Bereich der BAFA-Förderung bewegte sich die geförderte Trassenlänge in den Jahren 2019–2021 leicht unterhalb des Niveaus der drei vorangegangenen Jahre (Daten zu 2022 liegen noch nicht vor).

Tabelle 11: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [174, 175]

[KM]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*	[KM]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17	2016	59	83
2010	100	53	2017	38	89
2011	130	36	2018	27	109
2012	100	69	2019	55	74
2013	121	74	2020	24	84
2014	115	113	2021	k.A.	77
2015	58	66			

* bis 2013 ohne Biomasse/Biogas, da zum Großteil parallele Förderung KfW + BAFA; ab 2014 keine Parallelförderung mehr möglich. Aktualisierung der Daten ab 2017 auf Basis aktueller BAFA-Zahlen

Der neu aufgelegte AGFW-Hauptbericht [176] und das zugehörige Datenportal nennt überarbeitete Zahlen zu Wärmenetzen in Deutschland und in den Bundesländern. Der AGFW beziffert die Trassenlänge der Wärmenetze in Baden-Württemberg im Jahr 2020 auf insgesamt knapp 4.200 km, die sich auf 828 Wärmenetze verteilen¹¹. Dies entspricht einem Anteil von 13,4 Prozent an der bundesweit verbauten Trassenlänge. Damit ist nur in Nordrhein-Westfalen mehr Trassenlänge verbaut. Bezogen auf die Einwohnerzahl liegt die Trassenlänge der Wärmenetze in Baden-Württemberg mit 0,38 Meter pro Einwohner (Stand 2020) gleichauf mit dem Bundeswert.

Mit der Förderrichtlinie „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) wurde die Förderung zukunftsfähiger Wärmenetze zum 15. September 2022 neu aufgestellt (vergleiche dazu auch Kapitel 3.4) und hat das bisherige Programm „Wärmenetze 4.0“ ersetzt. [177] Sie nimmt neue Wärmenetze, die klimaneutral zu mindestens 75 Prozent mit erneuerbaren Energien oder Abwärme gespeist werden, in den Fokus und schließt die Lücke bei der Transformation von überwiegend fossil gespeisten Bestandsnetzen hin zu klimaneutralen Wärmenetzen. Antragsberechtigt sind Unternehmen iSd. § 14 BGB, Kommunen und weitere kommunale Einrichtungen,

sowie Vereine und Genossenschaften. Das Programm setzt sich aus drei Fördermodulen zusammen. Modul 1 fördert Transformationspläne für den Umbau bestehender und Machbarkeitsstudien für die Errichtung von neuen Wärmenetzen. Die Förderung findet über einen Zuschuss von bis zu 50 Prozent und der Fördergrenze von 2 Millionen Euro pro Antrag statt. Das zweite Modul umfasst die systemische Förderung, die alle Maßnahmen von der Planung und Installation der Erzeugungsanlagen über die Wärmeverteilung bis zur Übergabe der Wärme adressiert. Die Förderung beträgt maximal 40 Prozent der förderfähigen Kosten und es gibt eine Deckelung von 100 Millionen Euro pro Antrag. Im Modul 3 werden Einzelmaßnahmen gefördert für die dieselben Fördersätze und -höchstwerte gelten, wie in Modul 2. [127, 178]

Bis Juni 2023 hat das Land Baden-Württemberg ergänzend zu den oben angeführten Bundesförderprogrammen die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlich Mitteln beziehungsweise Informationsangeboten gefördert. Mit dem im Februar 2016 aufgelegten Programm „Energieeffiziente Wärmenetze“ wurden Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hoch-effizienter Kraft-Wärme-Kopplung in drei Förderbausteinen

¹¹ Vergleiche dazu auch die Ausführungen im Monitoringbericht 2022. Dort wird erläutert, dass die bisherigen Zahlen das Ergebnis einer Mitgliederbefragung der AGFW sind und keine Vollerhebung darstellen. Die nun vorliegenden höheren Zahlen sind das Ergebnis einer Hochrechnung im aktuellen Hauptbericht.

gefördert. Mittlerweile wurde das Programm aufgrund der Ausweitung der Bundesförderung, die dadurch die Förderlücke für kleine Wärmenetze schließt, zum 30. Juni 2023 eingestellt. Seitdem gehen bei 16 Gebäuden beziehungsweise 100 Wohneinheiten die Bundesförderprogramme für energieeffiziente Gebäude und Wärmenetze (BEG und BEW) nahtlos ineinander über. Die Investitionsförderung des Landesförderprogramms erfolgte in Form eines Zuschusses von bis zu 20 Prozent der förderfähigen Kosten und maximal bis zu 200.000 Euro. Durch zusätzliche Bonuszahlungen war eine Gesamtförderung von maximal 400.000 Euro pro Vorhaben möglich. Zum Stand Oktober 2023 wurden im Landesförderprogramm 110 Wärmenetze mit einem Volumen von 22,8 Millionen Euro gefördert. Des Weiteren stehen noch Förderzusagen für 10 weitere Wärmenetze in Höhe von 2,5 Millionen Euro aus, die bei Verfügbarkeit von Haushaltsmitteln noch bewilligt werden können. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System (KmS)“ unter anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert. Insgesamt konnte das Umweltministerium in insgesamt drei Förderrunden 46 Projekte [179] im Bereich der Wärmenetze fördern. Die gesamte Fördersumme belief sich dabei auf 49 Millionen Euro.[180] Die Fördermittel dafür stammen zum einen aus Landesmitteln und zum anderen aus dem Fördertopf „REACT-EU“ [181] aus welchem Baden-Württemberg über den europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) das Programm „Klimaschutz mit System“ um 21 Millionen Euro aufstocken konnte. [182] Das Programm „Klimaschutz mit System“ lief bis Ende 2022. [183] Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmewende der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterialien für Bürgerinnen und Bürger beziehungsweise Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedene Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.

In Baden-Württemberg spielt neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung auch die Effizienzsteigerung und Dekarbonisierung des Wärmebereichs eine wichtige Rolle, um die Klimaschutzziele erreichen zu können. In diesem Kontext stellt das Abwärmekonzept Baden-Württemberg einen

wesentlichen Baustein dar. Die Wirtschaftszweige mit besonders großer Relevanz sind die Bereiche Herstellung von Glas, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, sowie die Metallerzeugung und Bearbeitung. In Zukunft wird auch die zunehmende Zahl großer Rechenzentren an Bedeutung gewinnen (vergleiche dazu auch die in Kapitel 3.3 genannten Anforderungen des neuen Energieeffizienzgesetzes). Das Potenzial soll durch verschiedene Möglichkeiten wie einer innerbetrieblichen Nutzung, die Lieferung in ein Nachbarland, der direkten Einspeisung oder auch über die Anbindung an abwärmerelevante Unternehmen erschlossen werden [184]. Die Zielsetzung für Baden-Württemberg sieht eine durchschnittliche lineare Erschließung von 0,25 TWh/a vor, wobei der Zielwert für das Jahr 2030 bei 2,75 TWh/a liegt [185]. Dafür wird jährlich ein Monitoring durchgeführt, welches die Bundesförderprogramme der KfW und des BAFA validiert. In den ersten Jahren seit 2020 wurden die Ziel-Zubauraten weitgehend erreicht. Insgesamt wurden im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr Endenergieeinsparungen von zusätzlich 135 GWh durch Abwärme erreicht (Abbildung 23), davon circa 40 GWh in der Branche Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus. 78 Prozent der Förderzusagen für beide Programmlinien (BAFA und KfW) im Jahr 2022 wurden für KMU ausgestellt.

Die Entwicklung der Einsparungen relativ zu dem definierten Zielpfad beruht für das Jahr 2022 auf den ersten drei Jahren des definierten Zeitraums 2020 bis 2030. In der Grafik sind die erzielten kumulierten Einsparungen als blaue Balken neben dem Zielpfad (Balken in rot) gezeigt. Zur Illustration wurde zudem eine Fortschreibung als grüne Linie hinzugefügt, die die Entwicklung der Einsparungen darstellt, wenn die jährlich neuen Einsparungen ab 2023 bis 2030 den durchschnittlichen Einsparungen der Jahre 2020 bis 2022 entsprechen. Diese Vorgehensweise trägt den oftmals starken jährlichen Schwankungen Rechnung.

ENDENERGIEEINSPARUNG [TWh]

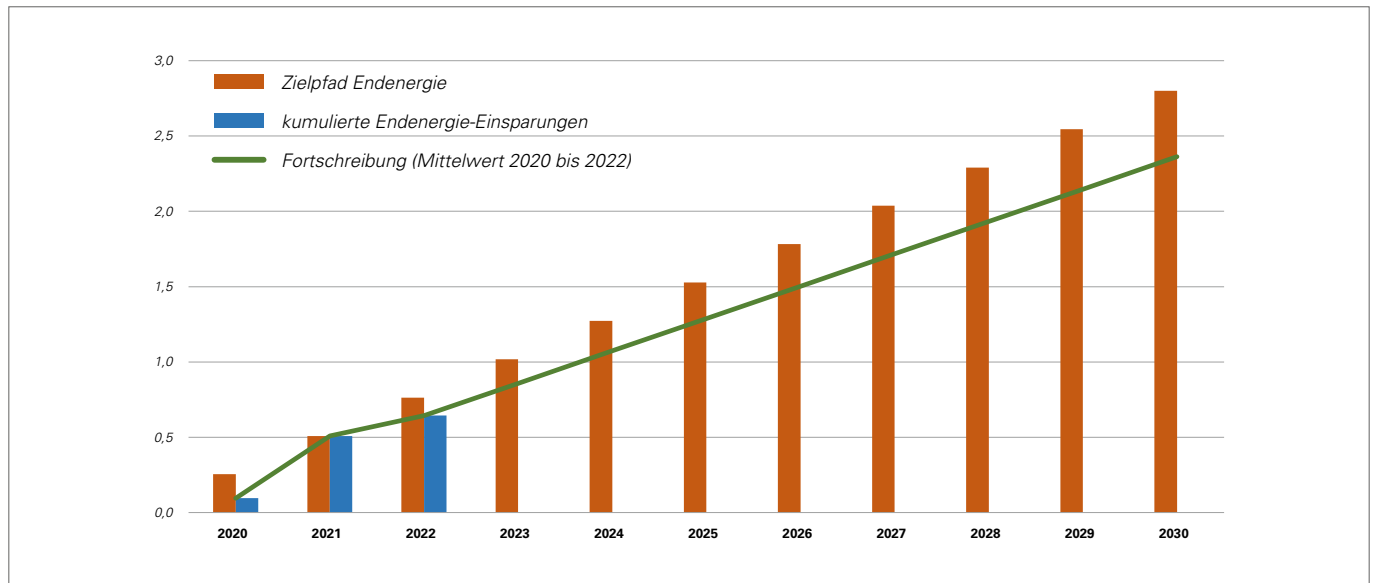



Abbildung 23: Entwicklung der Endenergieeinsparungen relativ zum Zielpfad durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg

Der Zielpfad für Endenergieeinsparungen wird im Jahr 2022 nicht mehr ganz erreicht. Dies lässt sich möglicherweise dadurch erklären, dass viele Abwärmemaßnahmen mit Elektrifizierung einhergehen. So sind 74 Prozent der gesamten Endenergieeinsparungen Einsparungen von Brennstoffen. Bei Elektrifizierungsmaßnahmen werden zwar vergleichsweise viele THG-Emissionen eingespart, jedoch ändert sich die Menge an Endenergie nur geringfügig. Somit ist eine mögliche Interpretation der unterschiedlichen Entwicklung von Endenergie- und THG-Emissionseinsparung im Jahr 2022 die höhere Attraktivität von Elektrifizierung.

Mit der im Mai 2023 in Kraft getretenen Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft werden Maßnahmen zur Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz in Industrie und Gewerbe gefördert. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Abwärmenutzung.

4.4 WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

 In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), die im Juli 2023 veröffentlicht wurde, nimmt die Bundesregierung folgende Handlungsfelder in den Blick: Verfügbarkeit von ausreichend Wasserstoff sicherstellen, Wasserstoffinfrastruktur ausbauen, Wasserstoffanwendungen etablieren und gute Rahmenbedingungen setzen. [186] Der Bedarf an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten soll anteilig durch systemdienliche Erzeugung in Deutschland gedeckt werden.

Dazu wurde in der Fortschreibung der NWS das heimische Elektrolyseziel von 5 GW auf mindestens 10 GW bis 2030 verdoppelt. Als Ergänzung soll ein Großteil des Bedarfs durch Importe aus anderen EU-Mitgliedstaaten und internationalen Partnerländern gedeckt werden. Pipelinetransporte sollen den Import von elementarem Wasserstoff ermöglichen, während Schiffsimporte insbesondere Wasserstoffderivate betreffen werden. [186] Ein erstes Wasserstoffnetz von über 1.800 km um- und neugebauter Wasserstoffleitungen in Deutschland und circa 4.500 km in Europa wird im Rahmen des EU-Förderprogramms IPCEI Wasserstoff gefördert und soll bis 2027/2028 entstehen. Die vorhandene Transportinfrastruktur soll bis 2032 so ausgebaut sein, dass alle wichtigen Produktions-, Import- und Speicherzentren mit den relevanten Verbrauchern verbunden sind. Bereits 2030 soll das deutsche Wasserstoffnetz über ein erstes europäisches Wasserstoffnetz (European Hydrogen Backbone) mit den EU-Nachbarländern verbunden sein. [186]

Am 15. November 2023 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz an die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz übermittelt. Damit wurde ein weiterer Meilenstein zur Realisierung des Kernnetzes erreicht. Die Gesamtlänge des Kernnetzes beträgt nach abschließender Modellierung und Optimierung rund 9.700 km. Der überwiegende Teil des Kernnetzes besteht aus umgerüsteten Erdgasleitungen (circa 60 Prozent). Die Investitionskosten belaufen

sich auf 19,8 Milliarden und die Ein- und Ausspeisekapazitäten betragen circa 100 GW beziehungsweise 87 GW. Damit erfüllt der Entwurf des Kernnetzes die in der EnWG-Novelle zum Wasserstoff-Kernnetz verankerten Ziele eines deutschlandweiten, ausbaufähigen, effizienten und schnell realisierbaren Wasserstoffnetzes bis zum Zieljahr 2032. Mit Einreichung des Antragsentwurfs beginnt auch die erste Konsultation des

Kernetznetzwurfs durch die Bundesnetzagentur. Voraussichtlich im ersten Quartal 2024 werden die Netzbetreiber nach Inkrafttreten der EnWG-Novelle zum Wasserstoff-Kernnetz den finalen gemeinsamen Antrag formell einreichen, der dann erneut von der Bundesnetzagentur konsultiert, geprüft und genehmigt werden muss. [187]

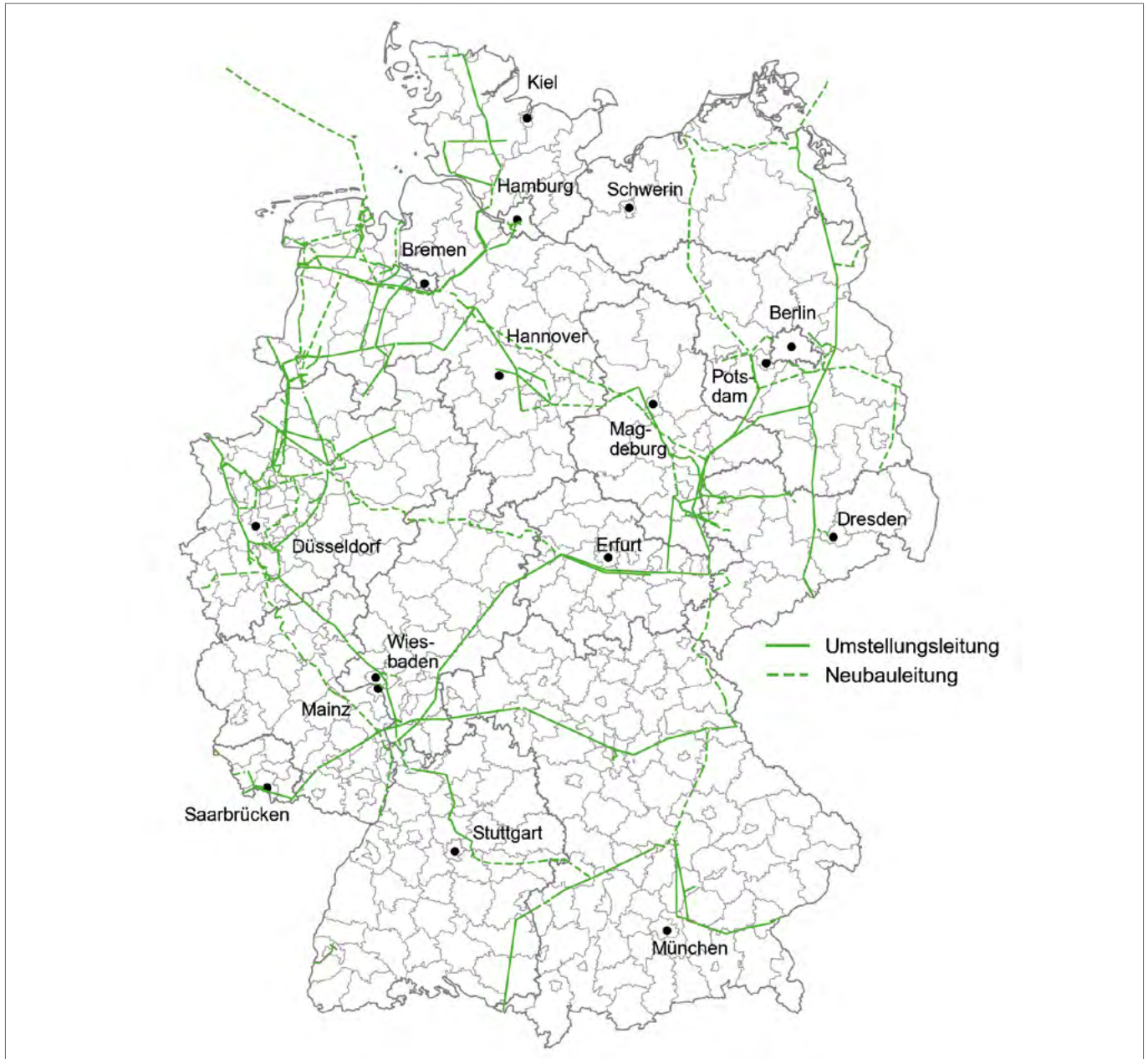


Abbildung 24: Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz der FNB Gas (Stand 15.11.2023) [187]

Ziel dabei ist es, mittelfristig eine stärkere und engere Kooperation mit interessierten EU-Mitgliedstaaten zu etablieren, die einen koordinierten Markthochlauf ermöglicht, gemeinsame Standards setzt, Abstimmungen erleichtert und koordinierte Importe ermöglicht. Ein großer Teil des in Deutschland

benötigten Wasserstoffs wird durch Importe gedeckt werden, nach Einschätzung der Bundesregierung und unter Berücksichtigung aktueller Szenarien werden langfristig etwa 50 Prozent bis 70 Prozent des Wasserstoffbedarfs durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. [188]

Ziel des Wasserstoff-Kernnetzes ist es, weiterhin ausreichende Anschlussmöglichkeiten für Erzeugungsregionen und Elektrolyseure zu gewährleisten. Die zu berücksichtigende Einspeiseleistung der Elektrolyseure soll im Einklang mit der Nationalen Wasserstoffstrategie stehen. Dort wird in der aktuellen Fassung für das Jahr 2030 ein Zielwert von mindestens 10 GW (heimische Elektrolyse) angegeben und für die Folgejahre ein starker Hochlauf angestrebt. Die regionale Ausgewogenheit des Kernnetzes ist ein wichtiges Anliegen der Bundesregierung. Die Trassenkonzeption des Kernnetzes sieht daher sowohl Nord-Süd- als auch West-Ost-Korridore vor, um zentrale Wasserstoffstandorte in ganz Deutschland anzubinden. [188] Insgesamt wurden 309 Wasserstoffprojekte im Szenario Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt. Die Wasserstoffeinspeiseleistung beträgt insgesamt 100 GW. Unter den sonstigen Einspeisungen sind insbesondere Importe über Schiffsterminals zu verstehen, an denen Wasserstoff in anderer Form, wie zum Beispiel LOHC oder Ammoniak, transportiert und als Gas in das Wasserstoffnetz eingespeist wird. [187]

Auch in Baden-Württemberg stellt die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung und Transport (einschließlich Import) von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten eine zentrale Voraussetzung für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft dar. Für 2030 kann in Baden-Württemberg mit einem Anschluss an das Wasserstoffnetz und Verbindungen zur Nordsee und in den Ostseeraum gerechnet werden. Im Raum Freiburg ist schon ab 2028 ein Anschluss nach Frankreich geplant (regionales Projekt Rhyn Interco). Weiter soll die Süddeutsche Erdgasleitung SEL, die vom südhessischen Knotenpunkt Lampertheim bis nach Altbach/Neckar gebaut wird, 2027 fertiggestellt sein und kann ab 2030 auf Wasserstoff umgestellt werden. Die geplante Verlängerung der SEL bis nach Bissingen/Bayern ist essenziell für den Anschluss an eine geplante Verbindung über Bayern und Österreich nach Italien (und Nordafrika). Im Kernnetz ist auch die Nord-Süd-Anbindung in der Rheinschiene bis Karlsruhe vorgesehen. Eine Verlängerung bis zur Schweizer Grenze ist nach aktueller Planung nicht vor 2035 zu erwarten. Die von Deutschland und Frankreich angekündigte Wasserstoffpipeline von Marseille nach Deutschland kann für Baden-Württemberg eine wichtige Zusatzoption darstellen. Diese Option hängt allerdings von dem Bau der Mittelmeerpipeline „H2Med“ von Barcelona nach Marseille und von einem anhaltenden energiepolitischen Konsens ab. [189] Die

Fernleitungsnetzbetreiber tragen mit ihren Bedarfserhebungen und Planungen wesentlich zur Fernnetzentwicklung bezogen auf Baden-Württemberg bei. Wichtige Faktoren für die Realisierung sind neben der konkreten Bedarfsabschätzung ausreichende Investitionsanreize und passende (rechtliche) Rahmenbedingungen auf EU- und Bundesebene. [189]

Unter Federführung des Umweltministeriums Baden-Württemberg wurde im Sommer 2023 eine landesweite Wasserstoffbedarfsabfrage durchgeführt. In der aktuellen H₂-Bedarfsabfrage zeigt sich ein deutlich höherer Wasserstoffbedarf als in bisherigen Studien und Abfragen ermittelt wurde. Darüber hinaus entsteht der H₂-Bedarf früher als bisher angenommen. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere der Angriffskrieg gegen die Ukraine und die daraus resultierende Energiekrise die Entwicklung um fünf bis zehn Jahre beschleunigt hat. Erste Bedarfe wurden daher bereits für die nächsten Jahre angemeldet. Insgesamt wird nach der aktuellen Analyse zwischen 2025 und 2040 doppelt so viel Wasserstoff benötigt wie bei einer Abfrage vor zwei Jahren ermittelt wurde. Der prognostizierte Bedarf liegt demnach 2032 bei 52 TWh, 2035 bei 73 TWh und ab 2040 bei 91 TWh. Besonders früh benötigt die Industrie den erneuerbaren Energieträger. Die Energiewirtschaft meldet einen Bedarf von 40 TWh im Jahr 2035 und 53 TWh im Jahr 2040 und ist damit zukünftig der größte Wasserstoffverbraucher. Der Verkehrssektor wird voraussichtlich nur einen geringen Anteil an der Gesamtnachfrage haben.

Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg umfasst derzeit 15 Tankstellen und ist damit gegenüber dem Vorjahr unverändert. Neben der Forschungstankstelle mit eingeschränktem Betrieb wurde letztes Jahr eine weitere Tankstelle in Freiburg installiert. An allen Tankstellen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 700 bar angeboten. Zudem sind drei weitere Tankstellen mit 700 bar in der Realisierung. Die Tankstelle am Stuttgarter Flughafen bietet auch eine Betankung mit 350 bar an und bleibt damit die einzige. Zudem sind sieben weitere Tankstellen mit 350 bar in Realisierung. [190]

5. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz



🐾 Neben dem Einsatz erneuerbarer Energieträger stellt die Energieeffizienz einen wesentlichen Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien auf EU-/Bundes- und Landesebene dar. Vor diesem Hintergrund wird zunächst die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Sektoren und Energieträgern näher beleuchtet. Anschließend wird der Energieverbrauch insgesamt und sektoral in Relation zu Bezugsgrößen gesetzt, um langfristige Trends aufzuzeigen.

5.1 ENTWICKLUNG VON END- UND PRIMÄRENERGIE-VERBRAUCH

🐾 ENDEENERGIEVERBRAUCH

Zwei Einflussfaktoren haben den Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg 2022 nach ersten Berechnungen auf den niedrigsten Stand seit Jahrzehnten sinken lassen. Zum einen führte die im langjährigen Vergleich relativ milde Witterung zu einem deutlichen Rückgang der Energienachfrage im Gebäudesektor. Zum anderen führten die hohen Gas- und Strompreise zu einem Nachfragerückgang nach Energie. Der Endenergieverbrauch 2022 lag deshalb noch unterhalb des bereits niedrigen Verbrauchsniveaus der Jahre 2020 und 2021¹².

Beim Blick auf die Energieträger ist nicht überraschend der Verbrauch von Erdgas mit rund 12 Prozent am stärksten zurückgegangen. Mit knapp 3 Prozent war aber auch der Stromverbrauch deutlich rückläufig. Witterungsbedingt gesunken sind auch der Fernwärmeverbrauch und die Nutzung

erneuerbarer Energien. Leicht gestiegen ist der Verbrauch von Mineralöl.

Sektoral betrachtet ist der Endenergieverbrauch im Haushaltsbereich mit 9 Prozent am stärksten zurückgegangen. Auch in der Industrie war der Rückgang mit knapp 6 Prozent relativ deutlich. Im GHD-Sektor war nach ersten Berechnungen ein um knapp 3 Prozent geringerer Energieverbrauch zu verzeichnen. Lediglich im Verkehrssektor ist der Verbrauch gestiegen, mit gut 1 Prozent jedoch in geringem Ausmaß.

Insgesamt ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg um rund 4 Prozent auf 273 TWh gesunken. Die Entwicklung des Verbrauchs ist in Abbildung 25 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2021 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2022 wurden anhand eigener Berechnungen und Schätzungen ergänzt.

¹² Während auf Bundesebene der Endenergieverbrauch im Jahr 2021 gegenüber 2020 um knapp 5 Prozent gestiegen ist, war nach Angaben des Statistischen Landesamtes in Baden-Württemberg lediglich ein Mehrverbrauch von 0,3 Prozent zu verzeichnen. Ausgehend von diesem Niveau ist der Energieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2022 unter das Niveau des Jahres 2020 (geringer Energieverbrauch durch Corona-Maßnahmen) gesunken, während der Verbrauch auf Bundesebene im Jahr 2022 höher als 2020 lag.

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN [TWh/a]

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN [TWh/a]

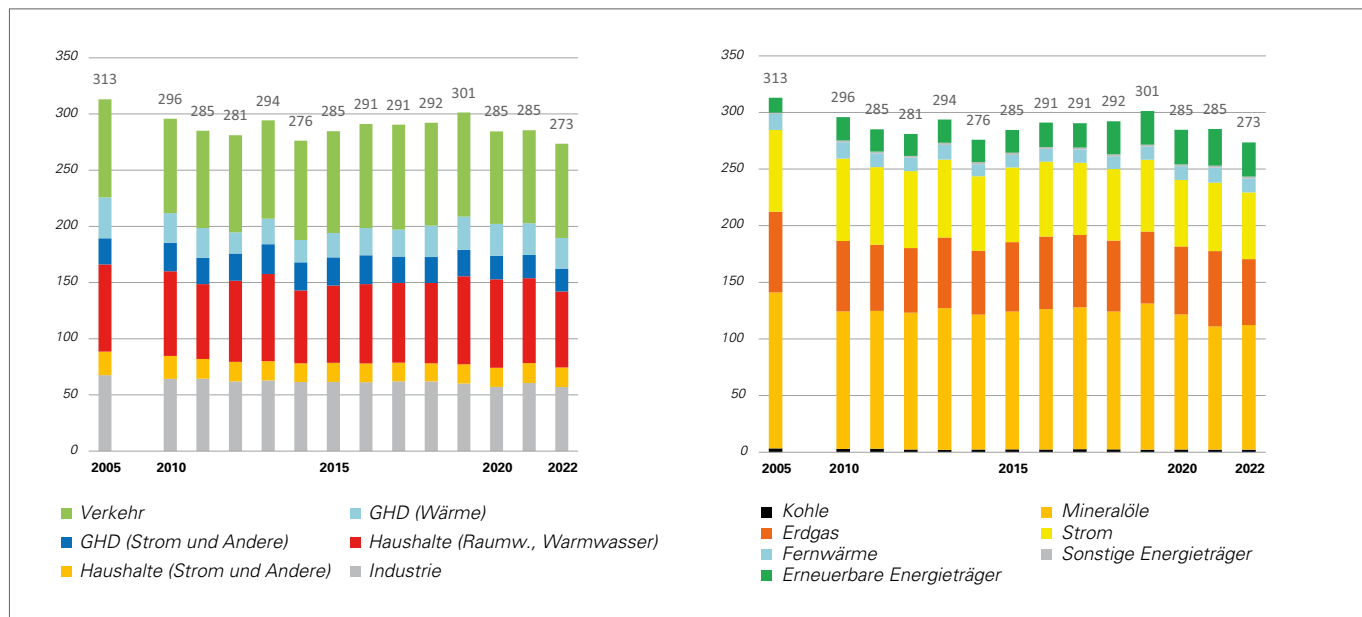


Abbildung 25: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren¹³ (links) und nach Energieträgern (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86]. Werte 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH

Nach ersten Berechnungen lag der Primärenergieverbrauch 2022 in Baden-Württemberg bei knapp 1.290 PJ und damit noch leicht über dem geringen Verbrauch des Jahres 2020. Im Vergleich zu 2021 ist der Primärenergieverbrauch um rund 2 Prozent gesunken (Abbildung 26). Der Primärenergieverbrauch ist weniger stark gesunken als der Endenergieverbrauch. Dies geht auf die Verrechnung des

Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung zurück (Wirkungsgradmethode), womit sich der Anstieg der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken des Jahres 2022 primärenergetisch entsprechend deutlich abzeichnet. Entsprechend deutlich zeichnet sich primärenergetisch auch der Kernenergieausstieg ab, zuletzt zum Jahreswechsel 2019/2020 mit der Stilllegung von Philippsburg 2 Ende 2019.

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN [PJ]

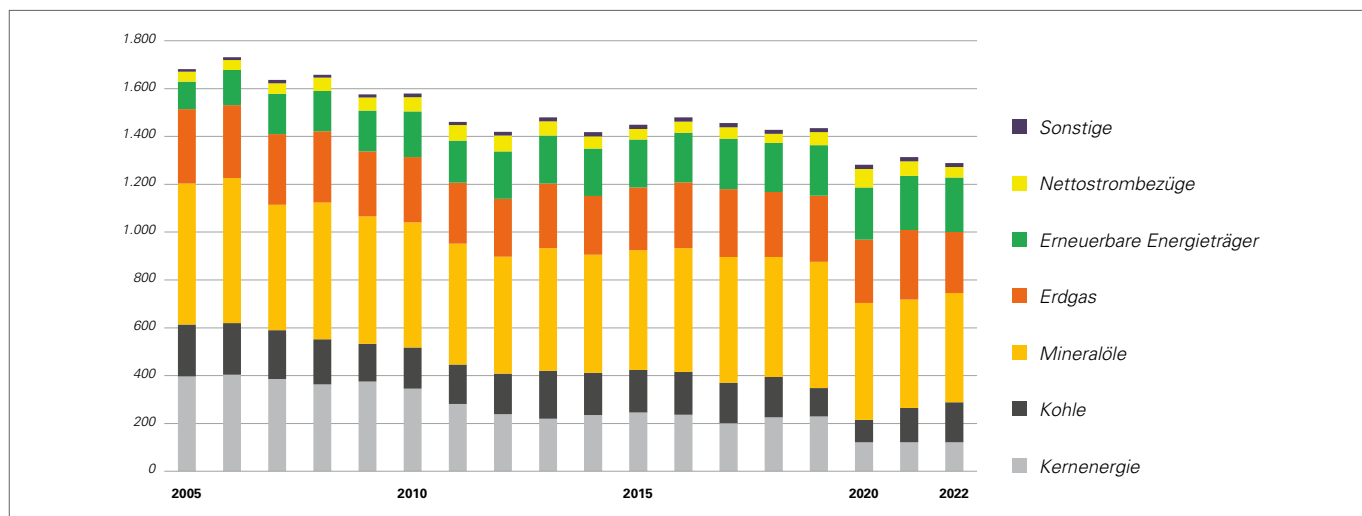


Abbildung 26: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86]. Werte 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

¹³ Die Aufteilung der Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Haushalte nach Wärme und Strom unterliegt gewissen Ungenauigkeiten aufgrund des Einsatzes von Strom zur Wärmebereitstellung (siehe hierzu auch Kapitel 6.2).

Durch die seit Herbst 2021 bundesweit angespannte Gasversorgungssituation mit zwischenzeitlich massiv gestiegenen Importpreisen (vergleiche Kapitel 7.1) sowie angespannter Versorgungslage im Winter 2022/2023 rücken die Verbrauchszahlen für Erdgas in den Vordergrund. Insgesamt wurden 2022 in Baden-Württemberg rund 256 PJ beziehungsweise knapp 7,3 Milliarden Kubikmeter Erdgas verbraucht.

Im Zeitverlauf wird deutlich, dass der Verbrauch in der Industrie seit Anfang der Neunzigerjahre relativ konstant zwischen 60 und 70 PJ pro Jahr liegt, trotz einer um 40 Prozent höheren preisbereinigten Bruttowertschöpfung in diesem Zeitraum. Im Haushaltssektor verdoppelte sich der Verbrauch bis Mitte der Nullerjahre und ist seither im Trend nur geringfügig gesunken. Der Gasverbrauch zur Strom- und Fernwärmeerzeugung liegt seit 15 Jahren mit Schwankungen in der Größenordnung zwischen 45 und 50 PJ pro Jahr.

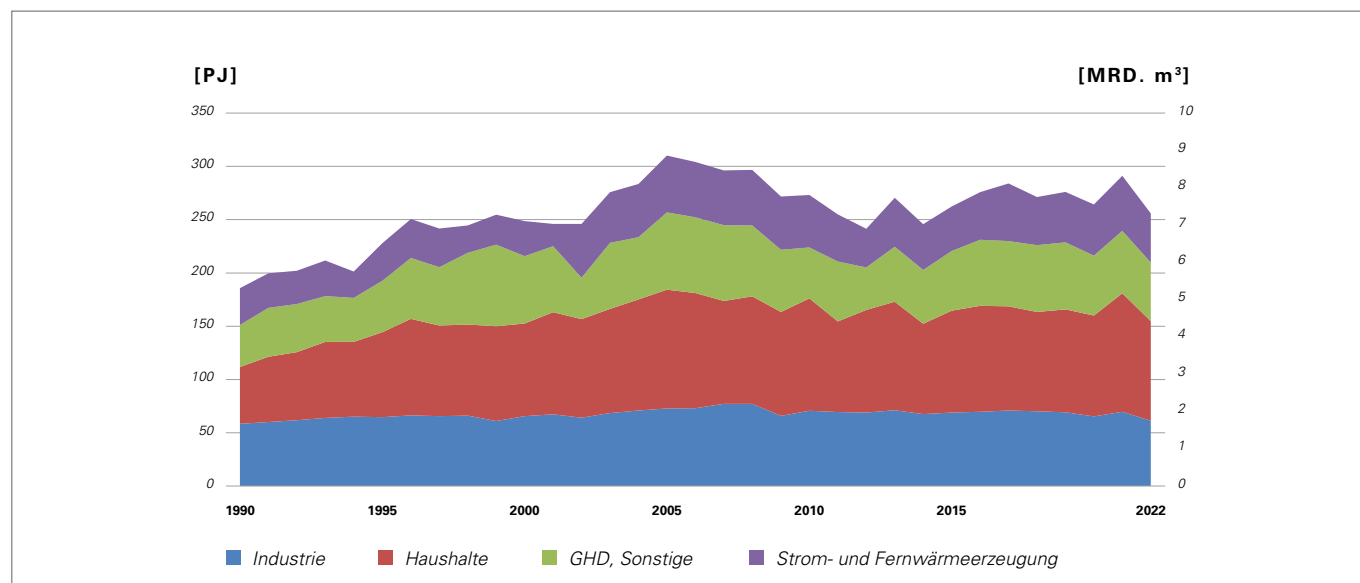


Abbildung 27: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86]. Werte 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

Der Anteil des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg lag in den vergangenen Jahren in der Größenordnung von 9 Prozent des bundesweiten Gasverbrauchs. Baden-Württemberg verbraucht damit in Relation zum Bevölkerungsanteil (2021: 13,4 Prozent) beziehungsweise zum Anteil an der Bruttowertschöpfung (2022: 15,0 Prozent) in unterproportionalem Anteil Erdgas. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass in Baden-Württemberg der Anteil von Ölheizungen höher liegt und die Industrie im Land aufgrund des hohen Anteils von Maschinen- und Anlagenbau weniger energieintensiv als im Bundesschnitt ist.

5.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Gegenüber 1991 ist der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg um rund 15 Prozent gesunken, der Endenergieverbrauch um gut 4 Prozent¹⁴. Im selben Zeitraum ist die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, gemessen am preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt, um 47 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Produktivitäten¹⁵ einen positiven Trend auf (siehe Abbildung 28). Insgesamt liegt das End- beziehungsweise Primärenergieproduktivitätsniveau im Jahr 2022 mehr als ein Drittel beziehungsweise rund die Hälfte über dem des Jahres 1991.

¹⁴ Der Primärenergieverbrauch berücksichtigt den Brennstoffeinsatz in Kraftwerken. Der Rückgang der Stromerzeugung in Kernkraftwerken zeichnet sich deshalb beim Primärenergieverbrauch deutlich ab.

¹⁵ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Primär beziehungsweise Endenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt eine zunehmende Entkopplung vom Wirtschaftswachstum und dem Stromverbrauch (siehe Abbildung 28). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll der Einsatz von Strom in Gebäuden, Verkehr und Industrie verstärkt werden (vergleiche Kapitel 6), wobei der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden muss, um den zusätzlichen Bedarf an Strom und den erforderlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung zu begrenzen. Dies gilt auch für den klassischen Stromverbrauch.

Zu berücksichtigen ist, dass die Aussagekraft des Indikators Stromproduktivität mit jedem Jahr tendenziell weniger belastbar wird, da aus energiestatistischen Gründen die Strombeschaffung von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland sowie die wachsenden Mengen selbst verbrauchten Stroms, der in Eigenerzeugungsanlagen bereitgestellt wird, nicht im Bruttostromverbrauch enthalten sind (vergleiche Kapitel 2.4).

INDEX ENERGIEPRODUKTIVITÄT [2010 = 100]

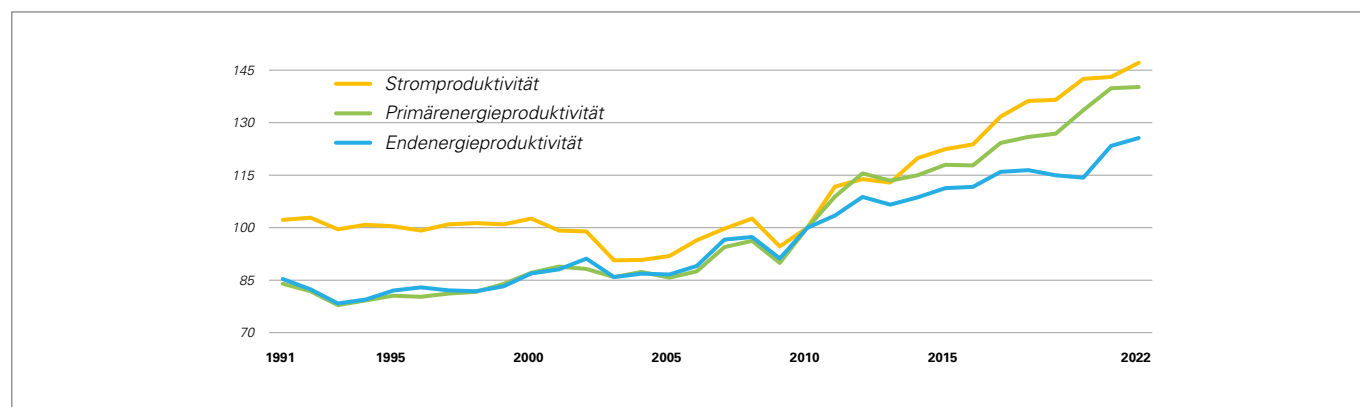


Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86, 191]. Energieverbrauch 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität¹⁶ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (vergleiche Abbildung 29), wenngleich in der Industrie 2020 ein deutlicher Einbruch zu verzeichnen war. Die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung steht dahinter zurück, vergleiche Abbildung 25.

Mit einer Energieproduktivität von fast 750 Euro BWS/GJ im Industriesektor¹⁷ im Jahr 2022 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene mehr als die zweifache Energieproduktivität auf (Bund 2022: rund 312 Euro BWS/GJ (beobachtet) [191, 192]). Im GHD-Sektor lag die Energieproduktivität mit rund 1.600 Euro BWS/GJ zuletzt etwas niedriger als auch Bundesebene (2022: 1.870 Euro BWS/GJ (beobachtet) [192, 193]).

¹⁶ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

¹⁷ Der Endenergieverbrauch der Industrie bezieht sich auf die Wirtschaftszweige Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie das Verarbeitende Gewerbe. Die preisbereinigte und verkettete Bruttowertschöpfung liegt in einer Zeitreihe seit 1991 jedoch nur für das gesamte produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe (einschließlich der Energieversorgung und der Wasserversorgung und Entsorgung vor). Damit wird die Produktivität in einer Größenordnung von etwa 40 Euro BWS/GJ überschätzt.

ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT INDUSTRIE UND GHD [EURO BWS/GJ]

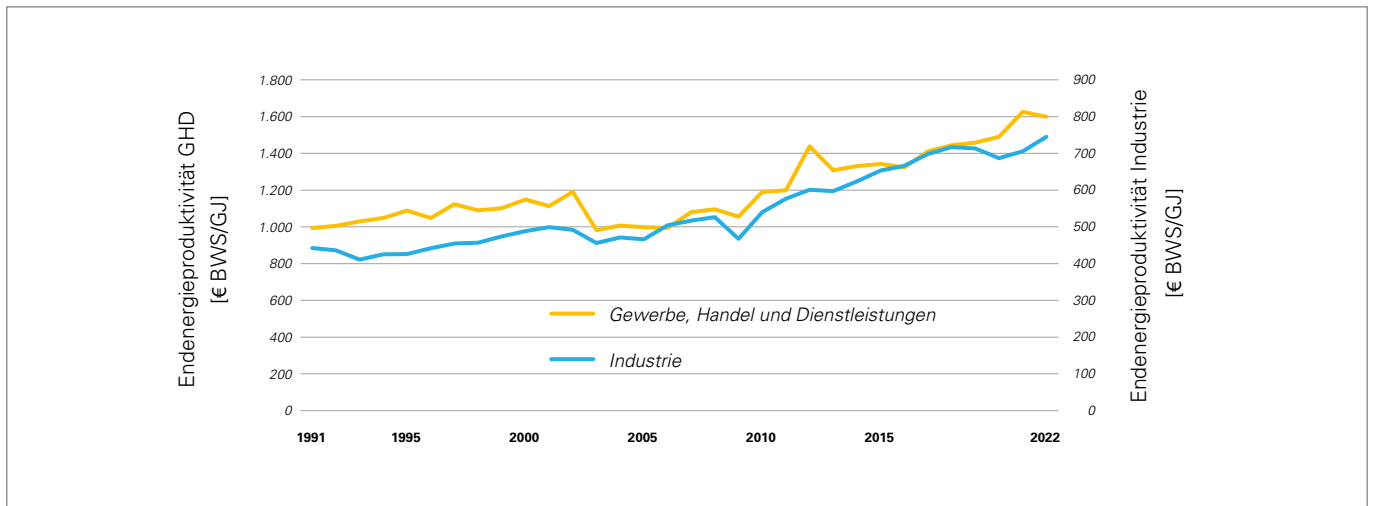


Abbildung 29: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86, 191]. Endenergieverbrauch 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

Zu Beginn des Jahrtausends konnten zunächst deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser¹⁸ im Sektor private Haushalte (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) erreicht werden. Nach 2010 stagnierten die temperaturbereinigten spezifischen Verbräuche jedoch für einige Jahre und sind bis 2020 kurzfristig deutlich gestiegen. Ab 2021 war der spezifische Verbrauch stark rückläufig (vergleiche Abbildung 30 links). Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. 2022 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung zu verzeichnen.

Absolut betrachtet lag das Verbrauchsniveau 2022 in der Größenordnung des Jahres 1991 (vergleiche Abbildung 30 rechts). Eine der Hauptursachen ist die stetige Zunahme der Wohnfläche um insgesamt 48 Prozent gegenüber 1990 beziehungsweise 1,2 Prozent pro Jahr [194]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs nahm die Wohnfläche von 36 m² pro Kopf (1990) auf 47 m² pro Kopf zu. Damit beträgt die Steigerung pro Kopf 29 Prozent beziehungsweise 0,8 Prozent pro Jahr [194, 195]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Einpersonenhaushalten zuzurechnen (1990: 36,3 Prozent, 2022: 39,2 Prozent [196, 197])¹⁹.

¹⁸ Dargestellt ist der Endenergieverbrauch privater Haushalte abzüglich des Strom- und Kraftstoffverbrauchs, demnach wird die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt. Nach eigener Abschätzung liegt der Stromverbrauch von Wärmepumpen derzeit in einer Größenordnung von rund 1,4 TWh (vergleiche Abschnitt 6.2).

¹⁹ Die Daten 2021 basieren auf den Daten des Mikrozensus 2021. Dieser wurde methodisch neugestaltet. Die Ergebnisse können damit nur eingeschränkt mit den Vorjahren verglichen werden. Anteil Einpersonenhaushalte 2019 nach alter Methodik 40,1 Prozent.

SPEZIFISCHER VERBRAUCH [kWh/m²]

ABSOLUTER VERBRAUCH [TWh/a]

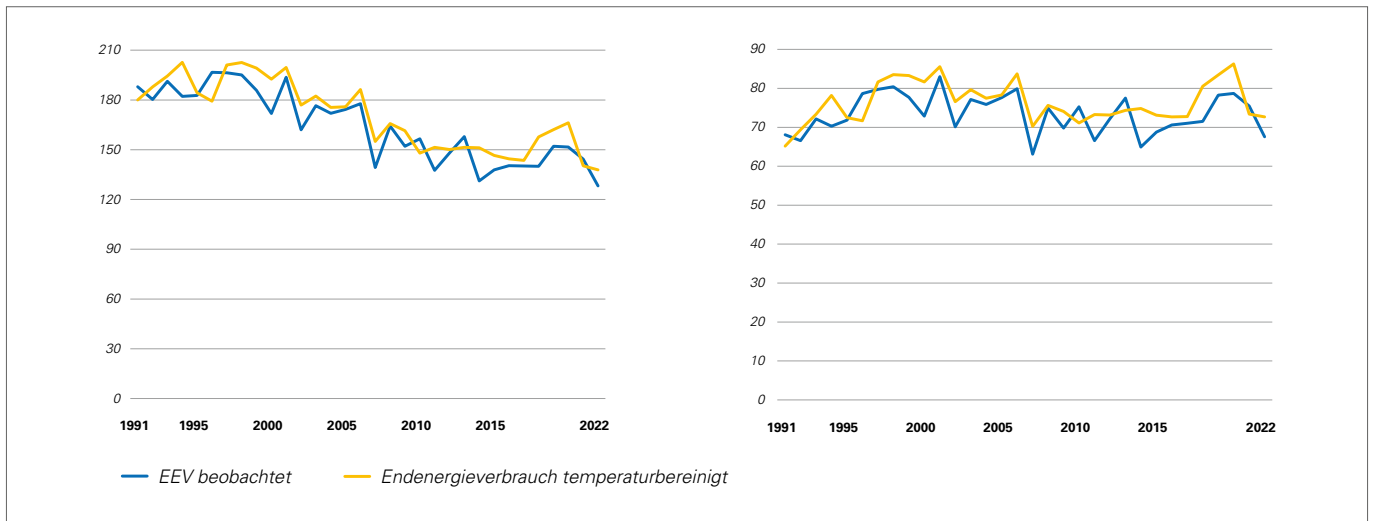


Abbildung 30: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86, 194]. Endenergieverbrauch 2021 vorläufig, 2022 eigene Berechnungen ZSW

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche, Kraftstoffeinsatz pro Kilometer) ab. Absolut konnte jedoch aufgrund von Rebound-Effekten nur ein Teil der spezifischen Minderung erreicht werden. Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie wird diese Thematik daher auch im Zusammenhang mit Produktverordnungen und nachhaltigem Verbraucherverhalten adressiert und mit Einführung einer CO₂-Bepreisung sollen zusätzliche Anreize für den effizienten Einsatz von Energie gesetzt werden (vergleiche Abschnitt 7.1).

Im folgenden Abschnitt wird die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich von Antragstellern in Baden-Württemberg dargestellt. Es werden die Aktivitäten zum einen in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wiedergegeben, als auch in tatsächlichen Zahlen (BEG) nach Anzahl der Wohnungen beziehungsweise Wohneinheiten genannt. Die Effizienzförderung im Mittelstand, im privaten Bereich und im kommunalen Bereich umfasst in erster Linie die neue Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude (BEG), welche zum 1. Juli 2021 gestartet ist (vergleiche 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor). Für das Förderprogramm „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ werden hingegen keine Förderanträge mehr angenommen. Das Programm wurde vom BAFA initiiert und von der KfW

abgewickelt. Die Angaben in Abbildung 31 enden daher im Jahr 2021. Des Weiteren sind die von der BAFA erfassten und geförderten Energieberatungen für Wohn- und Nichtwohngebäude Bestandteil der Effizienzmaßnahmen. Bei den Programmen für Energieberatungen für Wohngebäude sowie für Energieberatungen im Mittelstand liegt der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des Bundes seit dem Programmstart kontinuierlich über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils, obwohl seit 2019 ein kontinuierlicher Rückgang bei der Inanspruchnahme der beiden Programme zu verzeichnen ist. Anders sieht es bei der Inanspruchnahme des Programms „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ aus, welches hier eine Ausnahme bildet und erst ab 2016 über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils liegt. Die Förderung „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ kann mittlerweile nicht mehr beantragt werden.

Im Bereich der Energieberatungen für Wohngebäude (Bundesförderprogramm für Energieberatungen für Wohngebäude – EBW) liegt der Anteil Baden-Württembergs an der Förderung deutlich oberhalb des Bevölkerungsanteils von Baden-Württemberg. Es liegt hier bis zum Jahr 2019 eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor, jedoch setzte sich der 2020 beginnende rückläufige Trend, bezogen auf die gesamten Bundeszahlen, weiterhin fort. Zum Jahresende 2022 liegt der Anteil nur noch auf einem Niveau

von knapp über 30 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr nochmal deutlich gesunken (2021: 38 Prozent). [198] Der Anteil von Baden-Württemberg an den gesamten Bundesförderzahlen spiegelt jedoch nicht die absoluten Zahlen wieder. Betrachtet man die absoluten Förderzahlen, dann lässt sich erkennen, dass sich die Anzahl der Energieberatungen generell von Jahr zu Jahr erheblich erhöht. Für das Jahr 2022 liegt im Vergleich zum Vorjahr fast eine Verdopplung der Antragszahlen in Baden-Württemberg vor.

Im Rahmen des zweiten Bausteins, der Energieberatungen im Mittelstand, hat sich der Förderanteil von Baden-Württemberg an den Bundeszahlen bis zum Jahr 2019 ebenfalls positiv entwickelt. Seit dem Jahr 2020 zeigt sich aber auch hier, gleich wie bei der EBW, ein leichter Rückgang des Anteils von Baden-Württemberg an den gesamten Bundeszahlen. Der Anteil liegt 2022 bei 20 Prozent (2021: 22 Prozent) und im Gegensatz zum Programm EBW stagnieren hier auch die absoluten Antragszahlen auf einem Niveau von knapp über 1.100 Anträgen. Zu beachten ist, dass für das Programm EBM erst ab dem Jahr 2015 Daten zur Verfügung stehen.

INANSPRUCHNAHME [ANTEIL AN BUND]

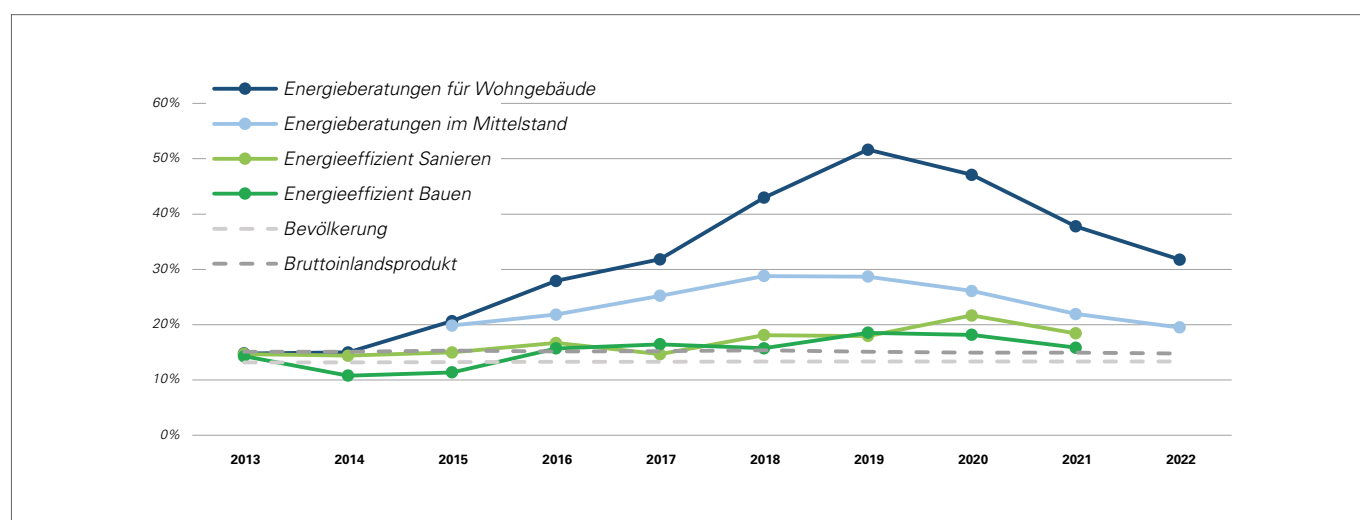


Abbildung 31: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [198–204]

Wie bereits erläutert, ist zum 1. Juli 2021 das neue Bundesförderprogramm für effiziente Gebäude (BEG) gestartet. Im ersten halben Förderjahr (vom 1. Juli 2021 bis 1. Dezember 2021) lag der Anteil von Baden-Württemberg an der bundesweiten Inanspruchnahme der BEG Förderung im Schnitt bei 23 Prozent. Prozentual gesehen wurde am meisten die Kreditvariante für Nichtwohngebäude nachgefragt und die wenigsten Förderanträge gingen im Bereich der Wohngebäude mit Zuschussvariante mit einem Anteil von 16 Prozent ein. Auffallend ist, dass sich die prozentualen Anteile Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des BEG-Förderprogramms über alle Kategorien hinweg im Jahr 2022 (im Vergleich zu 2021) verringert hat. Im Schnitt liegt der Anteil Baden-Württembergs etwa vier Prozentpunkte niedriger bei 18–19 Prozent. Generell haben sich die Antragszahlen im zweiten Quartal

2022 deutlich verringert. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass im Bereich der privaten Kunden die Fördermöglichkeit Wohngebäude – Kredit Einzelmaßnahmen im Zuge der Reform des BEGs zum 1. Juli 2022 abgeschafft wurde und die Zuschussförderung für Wohngebäude und Nichtwohngebäude nur noch für kommunale Antragssteller gewährt wird (siehe auch unter 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor).

INANSPRUCHNAHME [ANTEIL AN BUND]

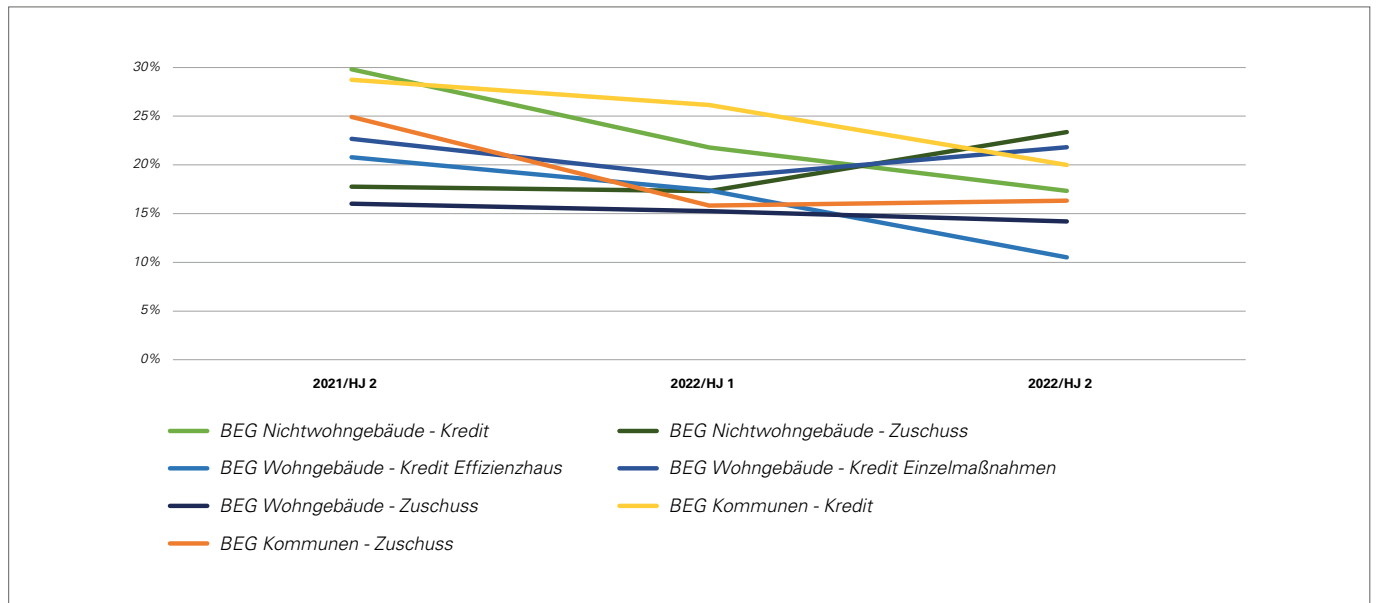


Abbildung 32: Inanspruchnahme des neuen BEG-Förderprogramms in Baden-Württemberg bezogen auf die Anzahl der Antragszahlen und auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [205–208]

Zur Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere KMU, förderte das Umweltministerium gemeinsam mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) seit 2016 bis Februar 2023 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). Aufgrund des Programmendes im Februar 2023 erfolgt die Auswertung nicht wie bisher über ein Kalenderjahr, sondern über das letzte Berichtsjahr (Januar 2022 bis Februar 2023). Branchenübergreifend sind im Kontext der Energieeffizienz weiterhin noch große Potenziale zu heben. Dafür umfasst das Netzwerk neben der zentralen Koordinierungsstelle 12 regionale Kompetenzstellen für Energieeffizienz, welche Unternehmen regionsspezifisch zu Aktivitäten beraten können. Die Angebote der regionalen KEFF sind für Unternehmen kostenlos. Ein Instrument der regionalen KEFF war der sogenannte KEFF-Check, welcher durch einen KEFF-Effizienzmoderatoren im Unternehmen direkt durchgeführt wurde und erste Potenziale erörtern sollte. Seit Projektbeginn konnte die Anzahl der durchgeführten Initialgespräche (KEFF-Checks) ausgehend von 251 im Jahr 2016 auf 1.090 Initialgespräche im letzten Berichtszeitraum (Januar 2022 bis Februar 2023) erhöht werden und ist damit kontinuierlich in jedem Jahr angestiegen. Die darauf zurückzuführenden Energieberatungen und Energieeffizienzprojekte beliefen sich im letzten Berichtszeitraum auf 201 Beratungen und sind

über die Jahre hinweg leicht rückläufig. Die Anzahl der in Unternehmen umgesetzten und durch die KEFF begleiteten Energieeffizienzprojekte belief sich auf 84 Projekte. Zum Abschluss des Projekts lässt sich sagen, dass die Entwicklung im Jahr 2022 als positiv einzustufen ist und auch für die letzten verbliebenen Monate im Jahr 2023 eine positive Tendenz zu erkennen ist.

Als Folgeförderprogramme des Kombi-Darlehens Ressourceneffizienz für Unternehmen und der Ressourceneffizienzfinanzierung (Programmende war der 30. Juni 2021) wurden vom Umweltministerium und der L-Bank zwei neue Programme aufgesetzt. Das Kombi-Darlehen Mittelstand sowie das Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie, welche auch in Kombination mit der BEG-Förderung beantragt werden können und zunächst mit einer Laufzeit bis zum 30. Juni 2024 angesetzt sind. [209, 210]

Im Bereich der Förderprogramme für den Mittelstand ist das Förderprogramm Klimaschutz-Plus anzuführen, welches über 2023 hinaus fortgeschrieben wird. Das Programm richtet sich an Kommunen, Unternehmen, Vereine, kirchliche Organisationen und kommunale Betriebe und setzt sich aus drei Säulen zusammen: einem CO₂-Minderungsprogramm, dem Struktur-, Qualifizierungs- und Informationsprogramm sowie

der nachhaltigen, energieeffizienten Sanierung. Geltende Fördertatbestände ab Juli 2023 sind unter anderem die Förderung der klimaneutralen Kommunalverwaltung sowie die Überarbeitung der überbetrieblichen Energieeffizienztische. [211, 212]

Des Weiteren ist für das Land Baden-Württemberg das neue Wohnraumförderungsprogramm „Wohnungsbau BW 2022“ zu nennen, welches zum 1. Juni 2022 in Kraft getreten ist und als zentrales Anliegen das Angebot an sozial gebundenem Wohnraum adressiert. Voraussetzungen dafür sind auf der einen Seite das Vorhandensein von entsprechenden Flächen und auf der anderen Seite sind Förderangebote wichtig, die es auch einkommensschwächeren Haushalten ermöglichen, angemessenen Wohnraum zu mieten oder Wohneigentum zu bilden. Das neue Programm richtet sich auf Grundlage des Förderprogramms Wohnungsbau BW 2020/2021 unverändert an Investoren sowie private Bauherren [213].

Abschließend ist an dieser Stelle das Förderprogramm „Seriell Sanieren“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg zu nennen, welches den Projektträger Karlsruhe (PTKA) mit der Abwicklung beauftragt hat. Ziel ist es, Gebäude qualitativ hochwertig auf einen ambitionierten Energiestandard zu sanieren sowie die Sanierungszeiten zu verkürzen. Die Zuwendung beträgt hierbei höchstens 500.000 Euro je Projekt. [214] Es können hierfür noch bis zum Ende 2023 Anträge eingereicht werden. [215]

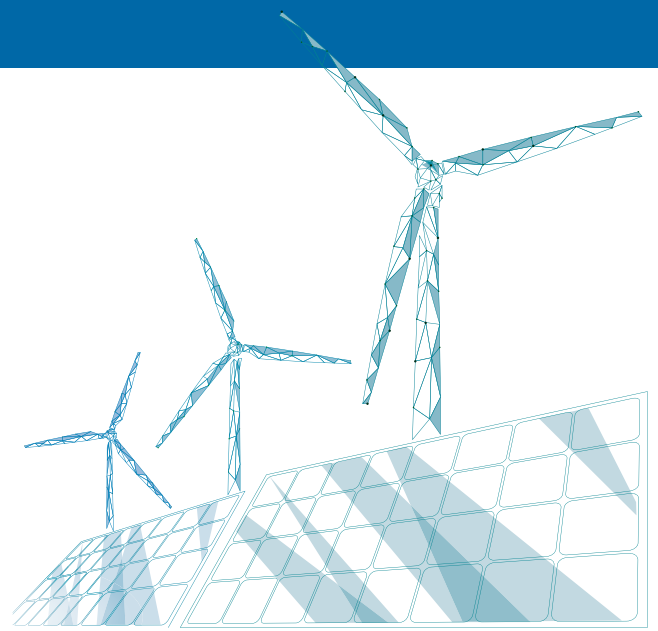
Auf Basis der betrachteten Förderprogramme ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist. In Zukunft gilt es über das Monitoring der Inanspruchnahme von Energieberatungen und Effizienzförderprogrammen hinaus vertiefter zu evaluieren, inwieweit die Beratungen und Programme erfolgreich waren, zur Umsetzung von Einsparmaßnahmen geführt haben und an welchen Stellen noch weitere Hebel zur Effizienzsteigerung eingesetzt werden müssen. Zukünftig wird auch die Harmonisierung von Bundesförder- und Landesförderprogrammen mehr in den Fokus rücken.



Bild: Freiflächen-PV-Anlage, Solarpark Kuchen (© Björn Hänssler / Umweltministerium)



6. Sektorenkopplung



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

6.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Das Ziel der Bundesregierung zum Ausbau der Elektromobilität beläuft sich laut Koalitionsvertrag auf 15 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030. Zum Jahresende 2022 waren über 1,1 Millionen Elektrofahrzeuge gemeldet. Um die geplante Zahl an Elektrofahrzeugen bis 2030 zu erreichen und damit einen Beitrag zur Klimaneutralität 2045 (in Deutschland) zu erreichen, wird die Neuanschaffung von Elektroautos gefördert. Die Finanzierung des Umweltbonus

erfolgt hälftig durch den jeweiligen Automobilhersteller und den Bund. Die Gesamtsumme der Förderung wird dabei Umweltbonus oder auch Kaufprämie genannt; der Betrag, mit dem der Staat den Förderanteil verdoppelt, heißt Innovationsprämie. Zum 1. Januar 2023 hat die Bundesregierung die Förderrichtlinie reformiert und stärker auf den Klimaschutz ausgerichtet. Vor der Reformierung der Förderrichtlinie zum 1. Januar 2023 betrug die maximale Förderung für reine E-Autos 9.000 Euro, für Plug-in-Hybride lag die Maximalförderung bei 6.750 Euro. Seit Beginn des Jahres werden nur noch rein elektrische Fahrzeuge (sowohl neu zugelassene als auch junge gebrauchte) sowie Brennstoffzellenfahrzeuge gefördert. Plug-in-Hybride sind demnach aus der Förderung gefallen. Darüber hinaus wurde die Förderung ab 1. September 2023 auf Privatpersonen beschränkt und die Fördersätze ab 2023 reduziert. Im Jahr 2022 wurden insgesamt 820.368 Fahrzeuge beantragt, im Vorjahr waren es im Vergleich dazu lediglich 625.262 Fahrzeuge. Im Jahr 2023 wurden zum Stand 1. Oktober 2023 bisher 310.873 Anträge für den Umweltbonus eingereicht. Im Vergleich zum Vorjahr (über 435.000 Anträge bis Oktober 2022) liegen die Antragszahlen auf einem etwas niedrigeren Niveau [216]. Dies ist auf die veränderten Förderbedingungen zurückzuführen, die seit dem 1. September 2023 gelten. Die monatlichen Antragszahlen bewegen sich seit Mai 2021 auf einem Niveau von etwa 51.000 Anträge pro Monat. Auffallend sind die deutlich steigenden Antragszahlen ab September 2022, welche sich aber durch die Bekanntgabe der neuen Förderrichtlinien zum 01. Januar 2023 begründen lassen. Der bisherige Verlauf im Jahr 2023 lässt sich ebenfalls auf die neuen Förderrichtlinien zurückführen. Nach einem sehr zögerlichen Start von lediglich knapp 10.000 Anträgen im Januar haben sich die Antragszahlen kontinuierlich auf 47.553 Anträge im Juni gesteigert. Im Dezember des Jahres

2022 erreichte die Zahl der Anträge ein Maximum von fast 229.000 Anträgen pro Monat [217]. Der angestrebte ambitionierte Elektromobilitätshochlauf spiegelt sich in der bisherigen Entwicklung wider und trägt seinen Teil zur Erreichung der THG-Minderungsquote bei. Inwieweit sich die Reform auf den Hochlauf der Elektromobilität auswirken wird, wird sich in den kommenden Monaten/Jahren zeigen. Seit Einführung der Prämie im Jahr 2016 wurden über 2 Millionen Anträge auf Förderung eines Elektro, Plug-in-Hybrid- oder Wasserstofffahrzeugs gestellt, darunter rund 1,2 Millionen (60 Prozent) für reine batterieelektrische Fahrzeuge und 0,8 Millionen (40 Prozent) für Plug-in-Hybride. Es wurden 456 Anträge auf die Förderung eines Brennstoffzellenfahrzeuges gestellt. Der Anteil von Plug-in-Hybriden ist entsprechend des Vorjahrestrends weiter rückläufig und ab 2023 werden an dieser Stelle aufgrund des Auslaufens der Förderung keine Plug-in Hybride mehr genannt werden. Die meisten Anträge auf Umweltboni sind weiterhin Nordrhein-Westfalen (rund 488.100) zuzuordnen, gefolgt von Bayern (rund 380.600) und Baden-Württemberg (rund 302.650). Die Verteilung auf die unterschiedlichen Fahrzeugklassen entspricht in Baden-Württemberg annähernd der auf Bundesebene: Auf reine Elektrofahrzeuge entfallen

rund 59 Prozent der Anträge, auf Plug-in-Hybride etwa 41 Prozent. Für Brennstoffzellenfahrzeuge gingen im Jahr 2022 15 Anträge aus Baden-Württemberg ein.

Ende 2021 belief sich die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge auf 209.000 Elektrofahrzeuge. Zum Jahresende 2022 waren in Baden-Württemberg bereits circa 313.600 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon 165.380 Elektro-Pkw und 142.930 extern aufladbare Hybride. Damit setzt sich der deutlich ansteigende Trend der Vorjahre weiter fort, wenn gleich etwas abgeschwächt. Aus diesen Zahlen lässt sich auch der bereits angedeutete Trend bei der Inanspruchnahme des Umweltbonus erkennen. Auffallend ist auch, dass sich der Trend hin zu extern aufladbaren Hybriden 2022 weiter fortgesetzt hat. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Zahl der Neuzulassungen im Bereich Plug-in-Hybride aufgrund der beendeten Förderungen zukünftig eher sinken wird. Über alle Fahrzeugkategorien hinweg lag der Stromverbrauch der Elektromobilität im Jahr 2022 bei rund 380 GWh.

STROMVERBRAUCH UND ANZAHL VON ELEKTROFAHRZEUGEN IN BW [GWh bzw. 1.000]

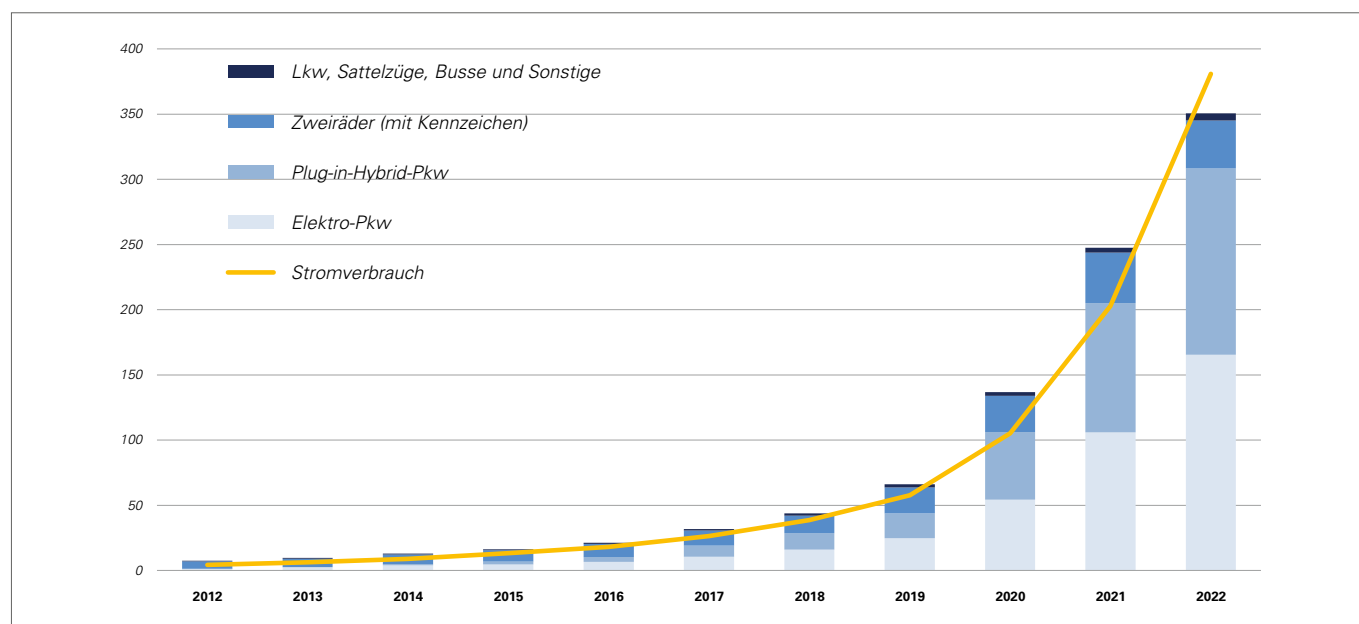


Abbildung 33: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg²⁰. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [218]

²⁰ Die Datenbasis beziehungsweise Erfassungssystematik hat sich ab 2021 geändert. Dadurch kam es auch zu rückwirkenden Änderungen in den Beständen.

Der Anteil von Elektrofahrzeugen an der Bestandsflotte in Baden-Württemberg lag Ende 2022 bei knapp 4,5 Prozent [219] und setzt damit den Trend vom Vorjahr (Anstieg von 1,5 Prozentpunkten) weiter fort. Bezogen auf alle Neuzulassungen in Baden-Württemberg liegt der Anteil von Elektrofahrzeugen (inklusive Plug-in-Hybride) im Jahr 2022 mittlerweile bereits bei 35,1 Prozent [220], ist im Vergleich zum Vorjahr (31,7 Prozent) jedoch nur leicht angestiegen. Insgesamt liegt die Zahl der Neuzulassungen von Elektro-Pkw in Baden-Württemberg auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr (2021: 116.527, 2022: 128.906). Im deutschlandweiten

Vergleich liegt Baden-Württemberg bei den Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen etwa 4 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Bund: 31,4 Prozent mit rund 832.650 Fahrzeugen) und damit bundesweit an dritter Stelle, hinter Schleswig-Holstein (36,7 Prozent) und Rheinland-Pfalz (36,6 Prozent). Auch beim Pkw-Bestand hat sich der Anteil wieder deutlich erhöht und liegt mit 4,5 Prozent etwa 0,6 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Bund: rund 3,9 Prozent mit rund 1,9 Millionen Fahrzeugen). Der Trend des Vorjahres setzt sich somit auch im Bestand fort.

ANTEIL ELEKTROFAHRZEUGE

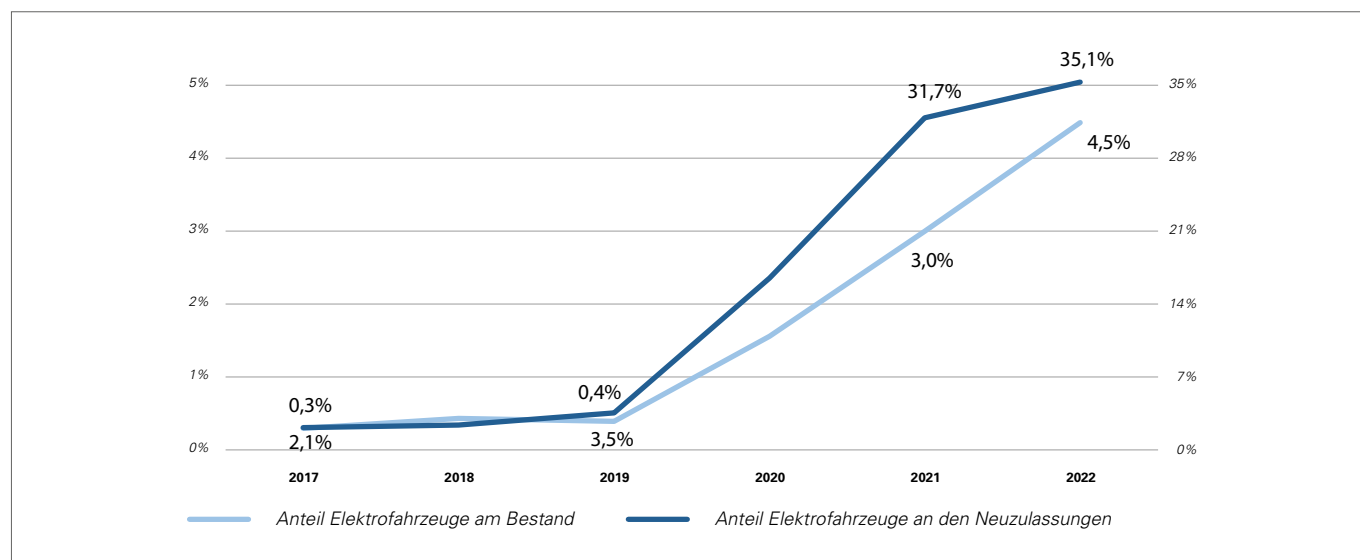


Abbildung 34: Anteil der Elektrofahrzeuge (ohne Hybridfahrzeuge) am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [220, 221]

Auch die Anzahl von Zweirädern mit Elektroantrieb steigt, wie auch die Anzahl der mehrspurigen Fahrzeuge mit Elektrobetrieb, weiterhin an (in Abbildung 33 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen²¹ erfasst). Insgesamt waren Ende 2022 knapp 37.000 Zweiräder mit Elektroantrieb (E-Kraftäder und Zweiräder mit Kennzeichen) im Einsatz.

Betrachtet man die Verteilung der Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg, dann weisen das Ballungszentrum um den Stadtkreis Stuttgart, (inklusive der angrenzenden Landkreise Böblingen, Esslingen,

Rems-Murr-Kreis und Ludwigsburg), sowie die Kreise Heilbronn, Karlsruhe und der Rhein-Neckar-Kreis die höchsten Bestände an Elektrofahrzeugen auf (vergleiche Abbildung 35, links). Diese Verteilung lässt sich direkt auf die jeweilige Einwohnerzahl zurückführen und hat sich in den letzten Jahren nicht verändert. Prozentual auf den gesamten Pkw-Bestand in den jeweiligen Stadtkreisen bezogen liegt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 8,8 Prozent an der Spitze, gefolgt von Böblingen (7,8 Prozent). Zu Karlsruhe Stadt, Esslingen und dem Rhein-Neckar-Kreis (mit 5,4 Prozent, 5,3 Prozent und 5,2 Prozent) besteht bereits ein kleiner

²¹ Bei sogenannten E-Bikes ist, im Unterschied zu Pedelecs, die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

Abstand. Insgesamt gesehen schreitet die Verbreitung von Elektro-Pkw sowohl in absoluten Zahlen als auch in prozentualen Angaben am Gesamtbestand über alle Kreise hinweg erkennbar voran.

Genauso wie beim Bestand an Elektrofahrzeugen weist auch die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde erwartungsgemäß eine Häufung in den Städten auf (vergleiche Abbildung 35,

rechts). Auch hier führt Stuttgart mit knapp 1.750 Ladepunkten (Stand vom 1. Juni 2023) mit deutlichem Abstand das Ranking an. Hervorzuheben ist, dass Heilbronn und Ulm trotz eines Bestands an Elektro-Pkw im Mittelfeld eine sehr hohe Dichte an Ladepunkten aufweisen (Ranking Platz 3 und 4 mit 417 beziehungsweise 310 Ladepunkten). Generell ist eine erhöhte Dichte an Ladeinfrastruktur in Einzugsgebieten der Ballungsräume zu erkennen.

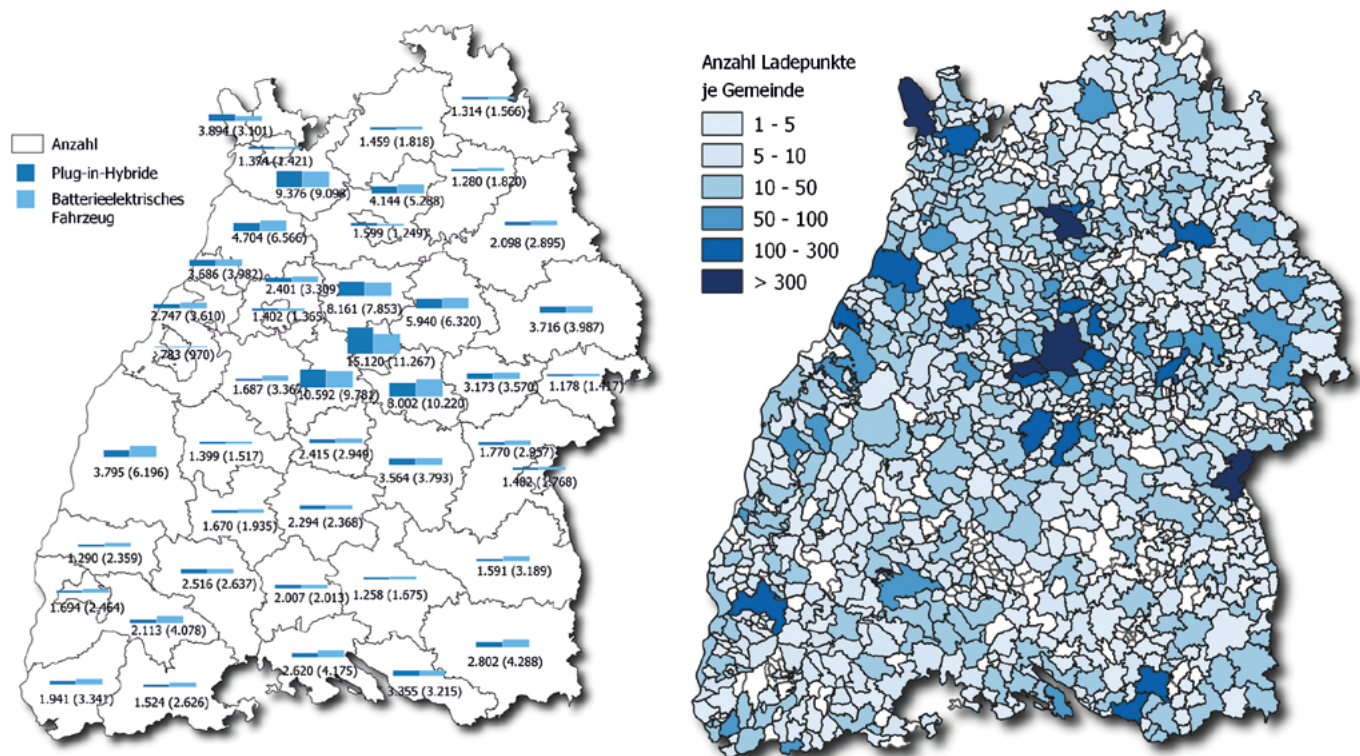


Abbildung 35: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2023) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 1. Juni 2023) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [221, 222] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018

In Baden-Württemberg sind nach Angaben von e-mobil BW und der BNetzA 13.892 öffentlich zugängliche Normalladepunkte und 2.578 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte installiert (Stand Juni 2023). Dies entspricht einer Gesamtzahl von 16.470 Ladepunkten mit einer gesamten Ladeleistung von 521.127 kW. [223] Die Entwicklung der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur seit 2016 ist in Abbildung 36 dargestellt. Sowohl bei den Normalladepunkten, als auch bei den Schnellladepunkten ist ein exponentieller Verlauf zu verzeichnen.

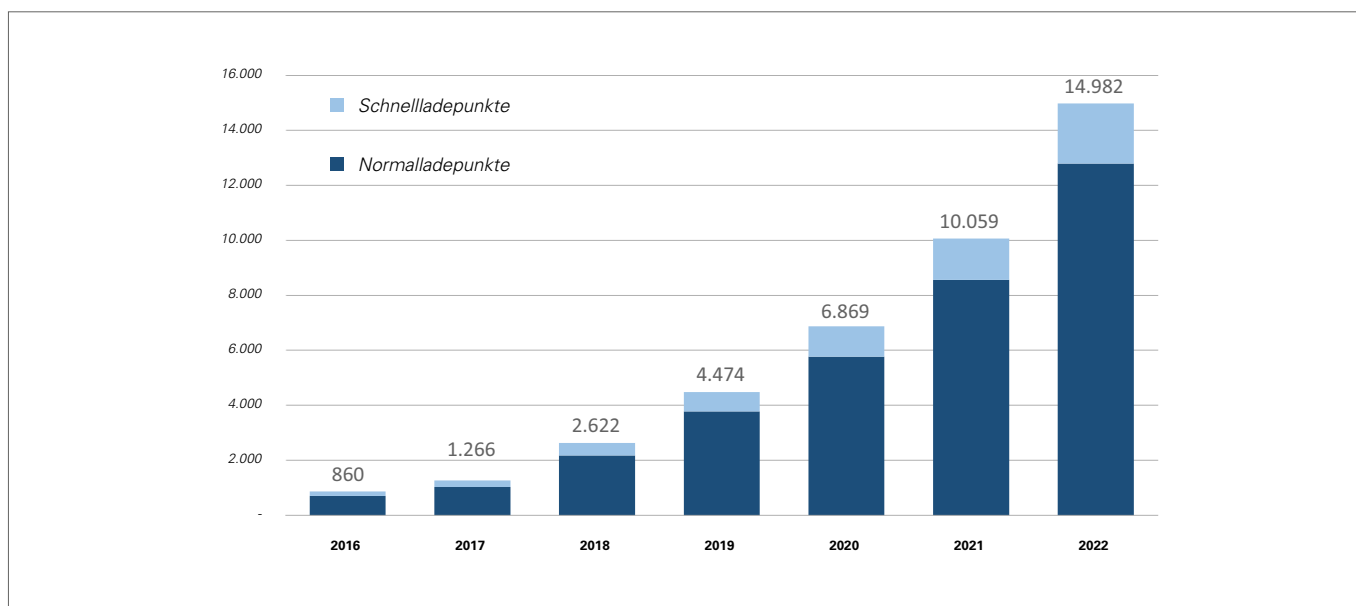


Abbildung 36: Bestand an Ladepunkten zum jeweiligen Jahresende aufgeteilt in Normalladepunkte und Schnellladepunkte seit 2016. Eigene Darstellung auf Basis der Daten von [222]

6.2 STROMEINSATZ IM WÄRMESEKTOR

Im Wärmesektor wird bereits seit Jahrzehnten Strom genutzt. Ein großer Teil entfällt auf bereits langfristig bestehende Nutzungsarten wie die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder in Form aus heutiger Sicht ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Im Jahr 2018 wurden 6 Prozent der Wohnungen in Baden-Württemberg mit elektrischen Direktheizungen beheizt [224], was rund 300.000 Wohnungen entspricht. Wesentlich effizienter als der Einsatz von direktelektrischen Heizungen sind Wärmepumpen, da zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme nicht eine Kilowattstunde Strom, sondern nur ein Drittel und weniger verbraucht wird.

Auf Baden-Württemberg entfallen nach Hochrechnungen des ZSW Ende 2022 rund 225.000 Wärmepumpen. Deutschlandweit sind inzwischen mehr als 1,2 Millionen Heizungswärmepumpen in Betrieb [225]. Die Wärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt rund 1,4 TWh Strom im Jahr 2022 (2021: 1,2 TWh). Dies entspricht einem Anteil von 2,1 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Da Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden heute bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen [226] und auch zunehmend im Gebäudebestand zum Einsatz kommen, steigt die Bedeutung von Wärmepumpen im Heizungsbestand zukünftig deutlich und damit auch der Stromverbrauch.

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

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorenkopplung eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu.

Die elektrische Leistung von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg ist in den vergangenen zehn Jahren um rund 1 GW auf 4,1 GW gestiegen (Abbildung 37). Etwa die Hälfte des Anstiegs ist auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim im Jahr 2015 zurückzuführen. Sukzessive gestiegen ist die gasbefeuerte KWK-Leistung, die mittlerweile mehr als 30 Prozent der installierten KWK-Leistung im Land ausmacht. Im Zuge des Ausbaus der Biogasanlagen ist auch die KWK-Leistung von Biomasseanlagen gestiegen.

Die angeführten KWK-Leistungen stehen für den Leistungsanteil, der tatsächlich im KWK-Betrieb gefahren wird. Die hier angeführten Leistungen liegen deshalb niedriger, als die in den Kapiteln 2.1 und 2.3 angeführten Gesamtleistungen der Kraftwerke und Anlagen. Den ausgewiesenen KWK-Leistungen liegen zwei Datenquellen zugrunde. Die Angaben bis 2017 basieren auf den vom BAFA zur Verfügung gestellten Angaben zu KWK-Anlagen in Baden-Württemberg, die durch

das KWKG gefördert wurden. Diese Angaben wurden in der Vergangenheit bereits im Monitoringbericht genutzt. Da jedoch durch ein zunehmendes Herausfallen von Anlagen aus der Förderung weniger Anlagen erfasst wurden – was aber nicht mit deren Stilllegung gleichzusetzen ist – konnten die KWKG-Daten nicht mehr für eine vollständige Darstellung bestehender Anlagen herangezogen werden. Mit der nun vorliegenden Neuberechnung wurde für den Zeitraum ab 2018 ein Übergang zum Marktstammdatenregister (MaStR) als Berechnungsbasis für die KWK-Leistung vollzogen. Durch den notwendigen Wechsel kann es aufgrund von Unterschieden in Datenbestand und -struktur zu Abweichungen in der Ergebnisdarstellung kommen. So ist beispielsweise bei einigen KWK-Anlagen keine eindeutige Zuordnung des Energieträgers mehr möglich. Entsprechende Anlagen wurden deshalb der Kategorie „Sonstige Energieträger“ zugeordnet.

Mit dem Marktstammdatenregister ist mittlerweile die Auswertung der Biomasse-KWK-Leistung möglich. Die Registrierungsphase im Marktstammdatenregister begann Anfang 2019. Für Bestandsanlagen musste innerhalb von 24 Monaten die Nachmeldung erfolgen. Für die Jahre vor 2018 wurden die fehlende Werte basierend auf Angaben zur Anlageninbetriebnahme im MaStR abgeschätzt. Die tatsächliche Biomasse-KWK-Leistung kann für den betreffenden Zeitraum leicht höher liegen, da als Basis für die Abschätzung keine Informationen zu erfolgten Anlagenstilllegungen im Zeitraum vor dem Start des Marktstammdatenregisters vorliegen.

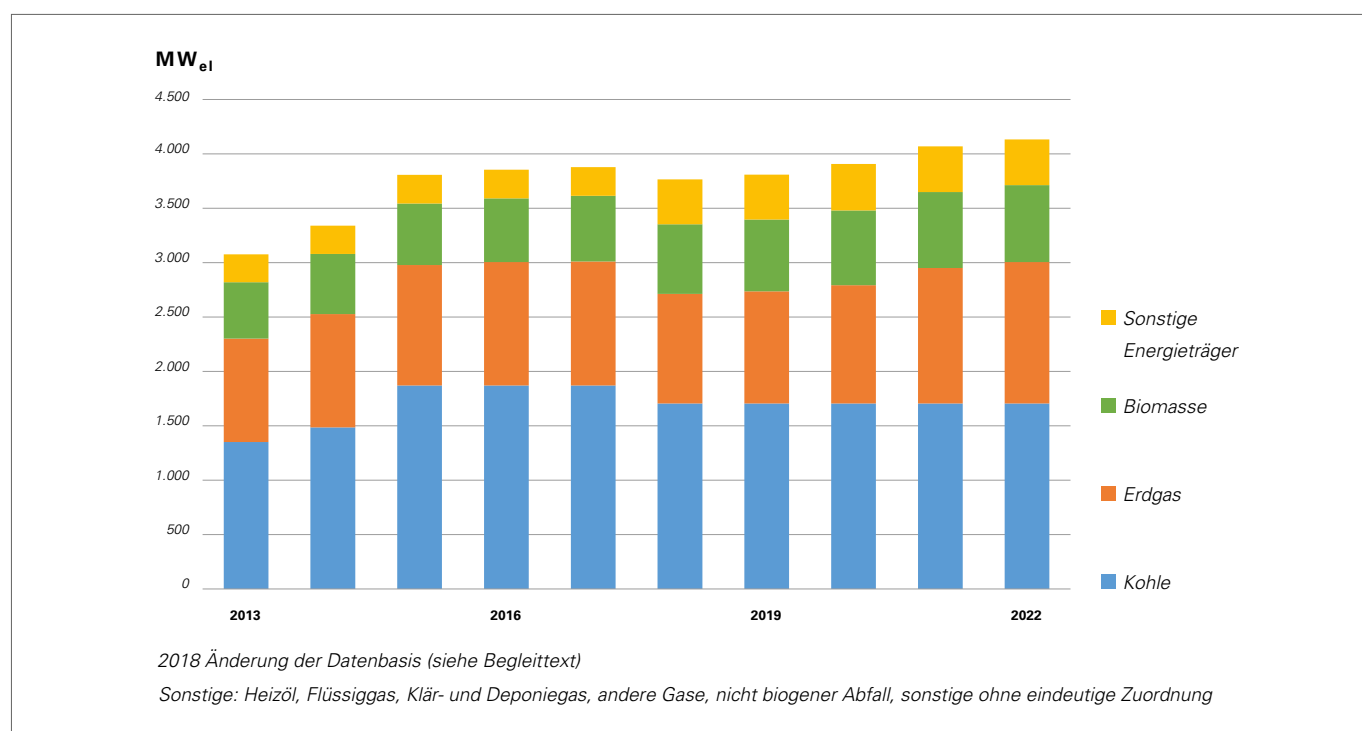


Abbildung 37: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von Daten des Marktstammdatenregisters und KWKG-Daten des BAFA

In Tabelle 12 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. Die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung war nach ersten Berechnungen rückläufig. Auch bei den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde weniger KWK-Strom erzeugt. Insgesamt sank

die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg um 4 Prozent auf 8,8 TWh. Der Anteil an der Nettostromerzeugung ging aufgrund der deutlich gestiegenen Stromerzeugung insgesamt (vergleiche Abschnitt 2.4) um fast zwei Prozentpunkte auf rund 17 Prozent zurück (Tabelle 12 und Abbildung 38).

Tabelle 12: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [227–229] sowie eigenen Berechnungen

[TWh/a]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*
Allgemeine Versorgung	4,4	4,0	3,7	4,3	4,5	3,9	4,3	4,2	3,6	3,8	3,4	4,0	3,9
Industrie > 1 MW	1,7	1,5	2,0	2,1	2,3	2,3	2,8	2,8	2,2	2,5	2,5	2,6	2,4
fossile Anlagen < 1 MW	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6
Biomasse < 1 MW	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
SUMME	7,3	6,7	7,2	8,1	8,7	8,3	9,2	9,2	8,2	8,8	8,5	9,2	8,8
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	11,8	11,9	13,1	13,9	15,2	13,9	15,6	16,2	14,1	16,3	20,2	19,2	17,1
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,9	8,6	9,3	10,4	11,6	11,0	12,2	12,6	11,4	12,2	12,9	13,6	13,2

*vorläufig

KWK-NETTOSTROMERZEUGUNG [TWh/a]

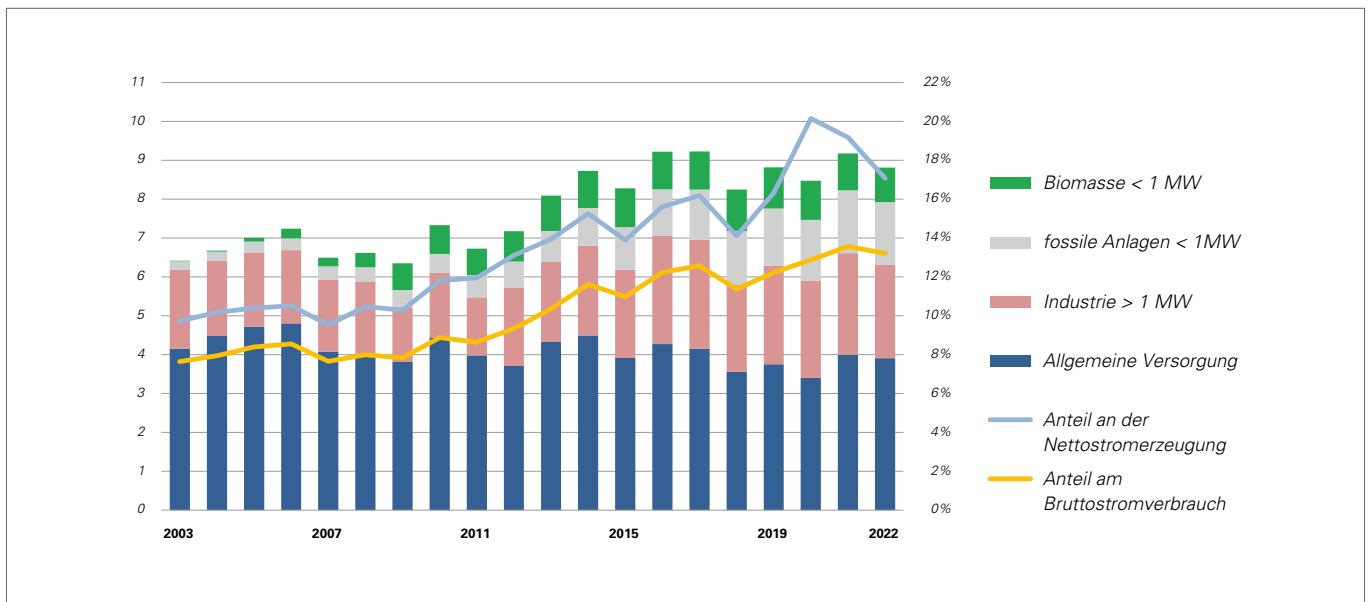


Abbildung 38: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [227–229] sowie eigenen Berechnungen. 2022 vorläufig.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Berechnungen zufolge mit 20 TWh niedriger als im Vorjahr (vergleiche Abbildung 39). Dies ist auf den witterungsbedingt geringeren Wärmebedarf und die hohen Preise für fossile Energieträger zurückzuführen.

KWK-NETTOWÄRMEERZEUGUNG [TWh/a]

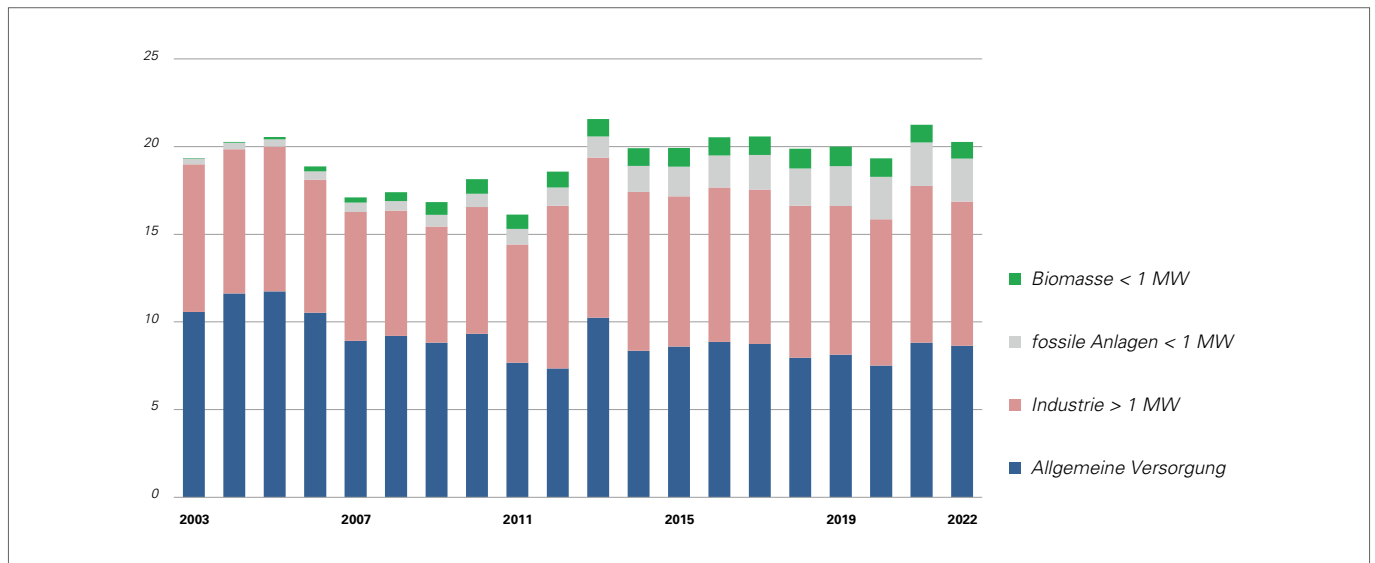


Abbildung 39: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [227–229] sowie eigenen Berechnungen. 2022 vorläufig

Für neue beziehungsweise modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 500 kW (vor 2021: 1 MW) und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Für innovative KWK-Systeme können Gebote für Anlagen mit 1 MW bis 10 MW abgegeben werden. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW ausgeschrieben (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017), wovon 50 MW für innovative KWK-Anlagen (zum Beispiel flexible Anlagen mit Solarthermie beziehungsweise Wärmepumpen) vorgesehen sind²³. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom

darf während der gesamten Förderzeit nicht selbst verbraucht werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

In den bisherigen KWK-Ausschreibungen konnte sich Baden-Württemberg Zuschläge mit einer Leistung von insgesamt rund 84 MW_{el} sichern (Tabelle 13), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Insgesamt beträgt der Zuschlagsanteil für Baden-Württemberg leistungsbezogen 8 Prozent für innovative KWK-Systeme beziehungsweise 9 Prozent für die sonstigen KWK-Anlagen.

²³ Das Ausschreibungsvolumen einer jeweiligen Ausschreibungsrunde wird errechnet abzüglich des beim vorangegangenen Gebotstermin über das Ausschreibungsvolumen hinaus erteilte Zuschlagsvolumen zuzüglich des in früheren Gebotsterminen nicht zur Ausschreibung zugelassenen Ausschreibungsvolumens.

Tabelle 13: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [229–231]

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND		BADEN-WÜRTTEMBERG	
	Ausschreibungsvolumen [MW _e]	Zuschläge [MW _e]	Zuschläge [MW _e]	Anteil Zuschläge BW an D
KWK-ANLAGEN				
2017	100	82	4	5 %
2018	170	192	23	12 %
2019	132	100	8	8 %
2020	150	125	7	6 %
2021	134	134	10	8 %
2022	171	165	3	2 %
1. HJ 2023	76	75	7	9 %
INNOVATIVE KWK-SYSTEME				
2018	54	34	2	6 %
2019	55	43	4	9 %
2020	58	54	2	4 %
2021	51	43	13	30 %
2022	50	35	0	0 %
1. HJ 2023	25	11	1	9 %
Summe / Mittelwert		1.091	84	8 %

6.4 WASSERSTOFF

Die EU-Wasserstoffstrategie und der REPowerEU-Plan haben einen umfassenden Rahmen geschaffen, um die Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff zu fördern und so zur kosteneffizienten Dekarbonisierung der EU beizutragen und ihre Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zu verringern. [232] Im Jahr 2022 machte Wasserstoff weniger als 2 Prozent des Energieverbrauchs in Europa aus und wurde hauptsächlich zur Herstellung von chemischen Produkten wie Kunststoffen und Düngemitteln verwendet. 96 Prozent dieses Wasserstoffs wurde mit Erdgas hergestellt, was erhebliche Mengen an CO₂-Emissionen verursacht. Die Europäische Kommission hat vorgeschlagen, bis 2030 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff zu produzieren und bis 2030 10 Millionen Tonnen zu importieren. [232] Dementsprechend liegt das EU-Wasserstoffziel für 2030 bei 40 GW Elektrolyseleistung für erneuerbaren Wasserstoff [233]. Die Priorität der EU liegt in der Entwicklung von erneuerbarem Wasserstoff. Er wird eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung von Sektoren spielen, in denen andere Alternativen nicht durchführbar oder teurer sind.

Der politische Rahmen wurde durch zwei delegierte Rechtsakte vervollständigt, die am 20. Juni 2023 förmlich angenommen wurden und für erneuerbaren Wasserstoff gemäß der

Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2018 gelten. Der erste bezieht sich auf erneuerbare Kraftstoffe nichtbiologischen Ursprungs (RFNBOs) und legt die Kriterien für Produkte fest, die unter die Kategorie „erneuerbarer Wasserstoff“ fallen. Die andere enthält ein detailliertes Schema zur Berechnung der Lebenszyklusemissionen von erneuerbarem Wasserstoff und rezyklierten Kohlenstoffbrennstoffen, um die in der Richtlinie festgelegte Schwelle für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu erreichen. [232]

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und die Europäische Kommission haben wichtige Fortschritte bei der Entwicklung von Maßnahmen für Wasserstoffkraftwerke erzielt. Diese Maßnahmen sind Teil der nationalen Kraftwerksstrategie des BMWK und sollen den Übergang zu klimaneutralen Energieträgern unterstützen. Obwohl noch keine abschließende beihilferechtliche Genehmigung vorliegt, konnte ein gemeinsames Verständnis über die Rahmenbedingungen dieser Maßnahmen erzielt werden. Die Fortschritte umfassen die drei Hauptmaßnahmen Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke, Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke und H₂-Ready-Kraftwerke. Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke erzeugen Strom aus erneuerbarem Wasserstoff und sollen an Standorten mit bestehender Wasserstoff- oder Ammoniakinfrastruktur errichtet werden.

Für die Jahre 2024 bis 2028 ist eine Ausschreibung von insgesamt 4,4 GW geplant, die sowohl neue Projekte als auch die Umrüstung bestehender Erdgaskraftwerke umfasst. [234]

Die dritte Hauptmaßnahme sind H2-Ready-Kraftwerke mit einer Umstellungspflicht auf Wasserstoff bis 2035. Diese Maßnahme betrifft neue oder bestehende Kraftwerke, die vorübergehend mit Erdgas betrieben werden dürfen, aber bis spätestens 2035 auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden müssen. Ziel ist die Dekarbonisierung des Kraftwerksparks mit einer Kapazität von bis zu 15 GW. In den Jahren 2024 bis 2026 werden 10 GW ausgeschrieben, wovon bis zu 6 GW für neue Kraftwerke reserviert sind. Alle drei Maßnahmen sollen eine breite Beteiligung der Marktteilnehmer ermöglichen und Vorkehrungen sein, um das Risiko einer staatlichen Überförderung zu minimieren und den Wettbewerb zu fördern. Die nächsten Schritte sind eine Konsultationsphase sowie die Veröffentlichung und öffentliche Konsultation der neuen Maßnahmen der Kraftwerksstrategie. Ziel ist die Dekarbonisierung des Stromsektors und die Förderung erneuerbarer Energien, um bis 2035 eine klimaneutrale Stromversorgung zu erreichen. [234]

Auf nationaler Ebene wird der Wasserstoff-Hochlauf durch Strategieprozesse, Netzwerkarbeit, Beratung, Kommunikation und Förderung unterstützt. Finanzwirksame Maßnahmen werden im Rahmen einer nachhaltigen Finanzpolitik umgesetzt. Effiziente Genehmigungsverfahren werden gefördert und Kooperationen mit anderen Bundesländern, wie die Wasserstoffallianz zwischen Baden-Württemberg und Bayern, sollen den Wasserstoffhochlauf unterstützen. Baden-Württemberg hat sich entschieden, die Umsetzung der Wasserstoff-Roadmap durch gezielte Initiativen und Projekte auf lokaler und regionaler Ebene voranzutreiben, um die Demonstration und Technologieentwicklung zu fördern. Derzeit sind rund 500 Millionen Euro Landesmittel in zahlreiche Förderprojekte entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette geflossen oder geplant, um den Transformationsprozess in Industrie, Forschung und Entwicklung zu unterstützen. Die durchschnittlichen Förderquoten liegen zwischen 40 und 60 Prozent, was auf ein der Fördersumme vergleichbares privates Investitionsvolumen schließen lässt. Darüber hinaus ergeben sich weitere Investitionen und Synergieeffekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Durch große Modell- und Demonstrationsprojekte wird gezeigt, wie Wasserstoff von der Erzeugung über den Transport und die Logistik bis hin zu verschiedenen Anwendungen in Mobilität, Wärmeerzeugung für Quartiere und Industrie eingesetzt werden kann. [189]

Beispiele sind die EFRE-Modellregion Grüner Wasserstoff Mittlere Alb-Donau (ehemals hyFIVE), die EFRE-Modellregion Grüner Wasserstoff „H2GeNeSiS“ in der Region Stuttgart, das Projekt „HyFaB-BW mit der Industrialisierung der Brennstoffzellenfertigung, die IPCEI Wasserstoff Projekte in Baden-Württemberg, die Leuchtturmprojekte H2Rivers und H2Rhein-Neckar sowie das Förderprogramm „Zukunftsprogramm Wasserstoff“. Ziel des ZPH2 ist es, Unternehmen beim Aufbau einer zukunftsfähigen Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg zu unterstützen. Die Industrialisierung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien und deren Anwendungen sichert und schafft Arbeitsplätze im Land. Insgesamt stellt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg rund 26 Millionen Euro für die Förderung von Projekten zur Verfügung. Aus vier Technologiefeldern wurden 20 Projekte ausgewählt. Mit der Förderbekanntmachung Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH₂) werden Unternehmen bei der Umsetzung von Pilotprojekten zur Anwendung und Nutzung von grünem Wasserstoff unterstützt. Mit den acht Projekten werden Pilot- und Demonstrationsvorhaben angestoßen, die im Gesamtkontext die Wertschöpfungskette Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -transport sowie die Nutzung von grünem Wasserstoff in sogenannten Insellösungen zum Beispiel in der Industrie verknüpfen. Seit dem 1. Januar 2023 werden die Projekte mit einem Fördervolumen von insgesamt 17 Millionen Euro durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft gefördert. [189] Im Juli wurde der erste Förderbescheid an Bosch für ein IPCEI-Projekt mit baden-württembergischer Beteiligung übergeben. Das Land übernimmt 30 Prozent der Fördersumme (Bund: 70 Prozent). Zudem fördert das Land mehrere Wasserstofftankstellen.

In Baden-Württemberg sind zum Stand September 2023 drei Wasserelektrolyseanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 0,5 MW in Betrieb, die installierte Leistung beträgt etwa 3 MW. Darüber hinaus wurden für die nächsten Jahre über 100 MW Elektrolysekapazität angekündigt. Da es sich hierbei um Ankündigungen und Pläne handelt, sind die 100 MW mit Unsicherheiten in Bezug auf den Zeitpunkt und die Realisierung verbunden. Die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist mit insgesamt rund 2.064 Pkw, 68 Bussen, 90 Lkw und 43 sonstigen Fahrzeugen zum Stand 1. Juli 2023 bundesweit weiter sehr gering. [235]

7. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende



7.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIETRÄGER

Die Einfuhrpreise für fossile Energieträger sind nach den massiven Steigerungen im Zuge der Energiepreiskrise wieder gefallen. Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2022 690 Euro und lag damit 58 Prozent über dem Vorjahresniveau von 436 Euro/Tonne. Dies stellt eine weitere signifikante Steigerung dar, da bereits die Tonne Rohöl frei deutsche Grenze von 278 Euro/Tonne im Jahr 2020 auf 436 Euro/Tonne im Jahr 2021 gestiegen ist. [236]

Die Grenzübergangpreise für Erdgas stiegen ausgehend von 7.067 Euro/TJ im Jahr 2021 auf 21.008 Euro/TJ und

verdreifachten sich damit. Im Jahr 2020 lag der Grenzübergangspreis bei 3.410 Euro/TJ. [237] Die Preise für Kraftwerkskohle lagen im 2. Quartal 2022 bei 362 Euro/Tonnen SKE, im 2. Quartal 2021 lag der Preis noch bei 88 Euro/Tonnen SKE. Die Energiepreise von Steinkohle erreichten im Juli 2022 den Höchststand. [238]

Abbildung 40 zeigt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit 2005 in Form von nominalen Preisindizes. Daraus geht hervor, dass die Höchstpreise im Sommer 2022 erreicht wurden und die Hochpreisphase auch bis in den Herbst anhielt. Danach sanken die Einfuhrpreise bis Mitte 2023 wieder deutlich.

INDEX DER EINFUHRPREISE [2015 = 100]

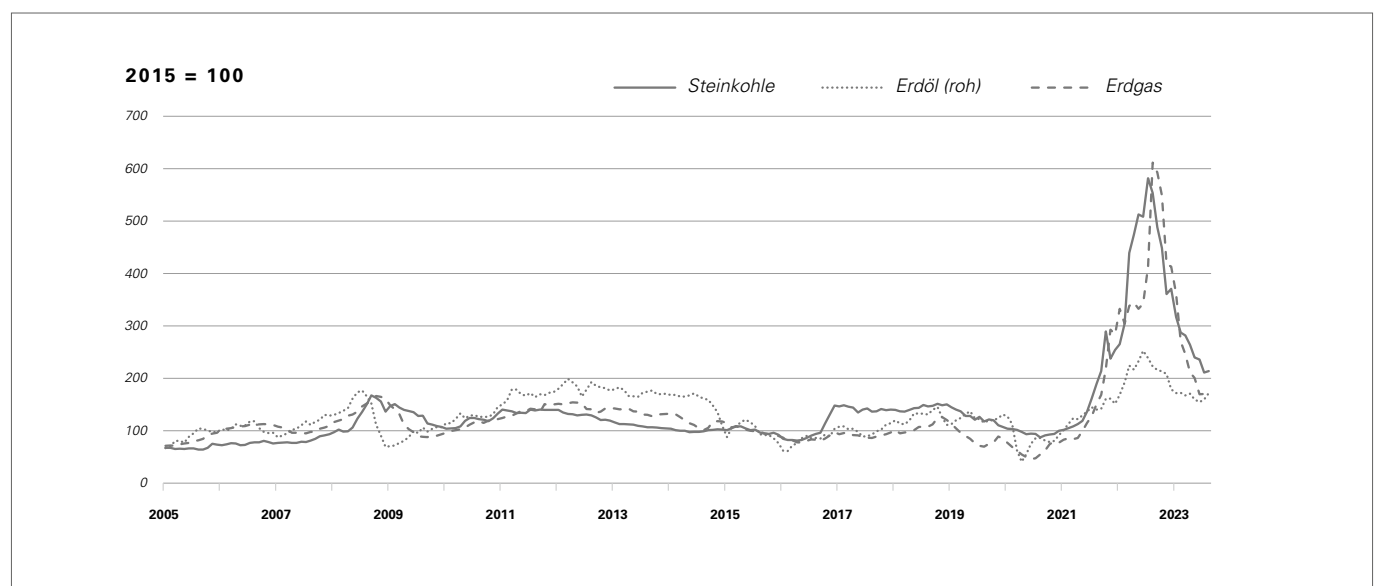


Abbildung 40: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [239]

STROMMARKT

Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg stieg im Jahr 2022 auf 235 Euro/MWh und lag damit zweieinhalb Mal so hoch wie im Vorjahr (2021: 96,9 Euro/MWh). Im Jahr 2020 lag der Durchschnittspreis noch bei 30,5 Euro/MWh. [240]

Die Preisentwicklung setzt sich im Jahr 2023 nicht fort. Der höchste Monatsdurchschnittspreis von 465 Euro/MWh wurde im August 2022 erreicht und sank im Monat Oktober 2022 auf 153 Euro/MWh. In den Monaten Januar bis August 2023 lag der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bei knapp 100 Euro/MWh. [240]

Haushaltskunden bekamen den Preisanstieg im Großhandel in den Jahren 2022 und 2023 noch deutlicher zu spüren. Die Endkundenpreise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten im 1. Halbjahr 2022 auf 37,1 ct/kWh zu (vergleiche Abbildung 41). Im 2. Halbjahr stiegen die

Endkundenpreise sogar auf 40,1 ct/kWh – trotz des Wegfalls der EEG-Umlage ab 1. Juli 2022. Gegenüber 32,2 ct/kWh im Jahr 2021 fand eine signifikante Teuerung statt. Für das Jahr 2023 verzeichnete der BDEW in seiner jährlichen Analyse einen weiteren sprunghaften Anstieg auf 46,3 ct/kWh – ein Plus von 9,2 ct/kWh gegenüber dem 1. Halbjahr 2022 beziehungsweise ein Plus von 6,2 ct/kWh gegenüber dem 2. Halbjahr 2022. Die mittleren Kosten für Beschaffung und Vertrieb stiegen von 14,1 ct/kWh (1. Halbjahr 2022) auf 20,6 ct/kWh (2. Halbjahr 2022) beziehungsweise 24,3 ct/kWh (Januar bis Juli 2023). Die EEG-Umlage wurde mit Wirkung zum 1. Juli 2022 vollständig abgeschafft. Wie die Zahlen für das 2. Halbjahr 2022 zeigen, konnte die Streichung der EEG-Umlage die weiter steigenden Kosten für Beschaffung und Vertrieb dämpfen. Zu Beginn des Jahres 2023 legten die Endkundenpreise weiter zu und erreichten einen Höchstdurchschnittspreis von 48,1 ct/kWh im Januar 2023. Allerdings sind die Strompreise für Haushalte im 2. Quartal 2023 wieder gefallen und lagen im Juli 2023 bei 45,0 ct/kWh. Der Anteil an Beschaffung und Vertrieb lag im 2. Halbjahr 2022 und im Jahr 2023 von Januar bis Juli bei jeweils 52 Prozent. [241]

DURCHSCHNITTliche STROMPREISE FÜR HAUSHALTE [ct/kWh]

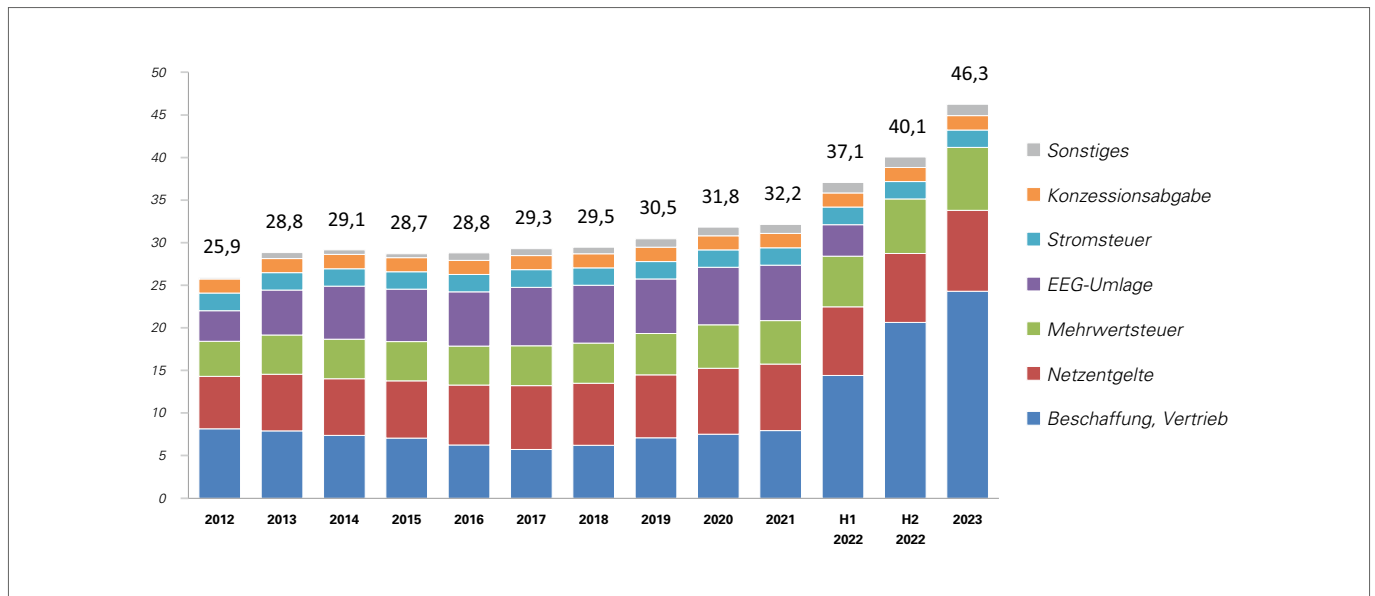


Abbildung 41: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juli 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [241]

Mit 40,8 ct/kWh lagen die günstigsten Tarife des Grundversorgers in Baden-Württemberg im Jahr 2022 20,7 Prozent über dem Vorjahresniveau von 33,8 ct/kWh. Im Bundesländervergleich [242] belegt Baden-Württemberg bei den Preisen des günstigsten Tarifes des Grundversorgers damit den 11. Platz. Am niedrigsten fielen die Grundversorgertarife in Berlin aus (35,93 ct/kWh). Der Bundesdurchschnitt lag bei 40,76 ct/kWh. Die Zahlen beruhen auf Angaben des Verbrauchersportals Verivox vom 1. Dezember 2022 und unterstellen einen Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh. [242]

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 42 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern

und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskundensegments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2022 von 17,6 ct/kWh (Jahresverbrauch 70 bis 150 GWh) bis 26,7 ct/kWh (Jahresverbrauch < 20 MWh). Im Vergleich zum Vorjahr legten die Strompreise aller Verbrauchergruppen zu. Mit einem Plus von 5,5 ct/kWh (41,7 Prozent) fiel der Anstieg für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 bis 70 GWh am größten aus. Ähnlich hoch war der prozentuale Anstieg bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh – hier stiegen die Bezugskonditionen im Vergleich zum Vorjahr von 12,5 ct/kWh auf 17,6 ct/kWh, was einem Plus von 5,1 ct/kWh (41,0 Prozent) entspricht. Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh zahlten im Schnitt 1,5 ct/kWh (6,1 Prozent) mehr. [243]

DURCHSCHNITTliche STROMPREISE FÜR NICHTHAUSHALTSKUNDEN [ct/kWh]

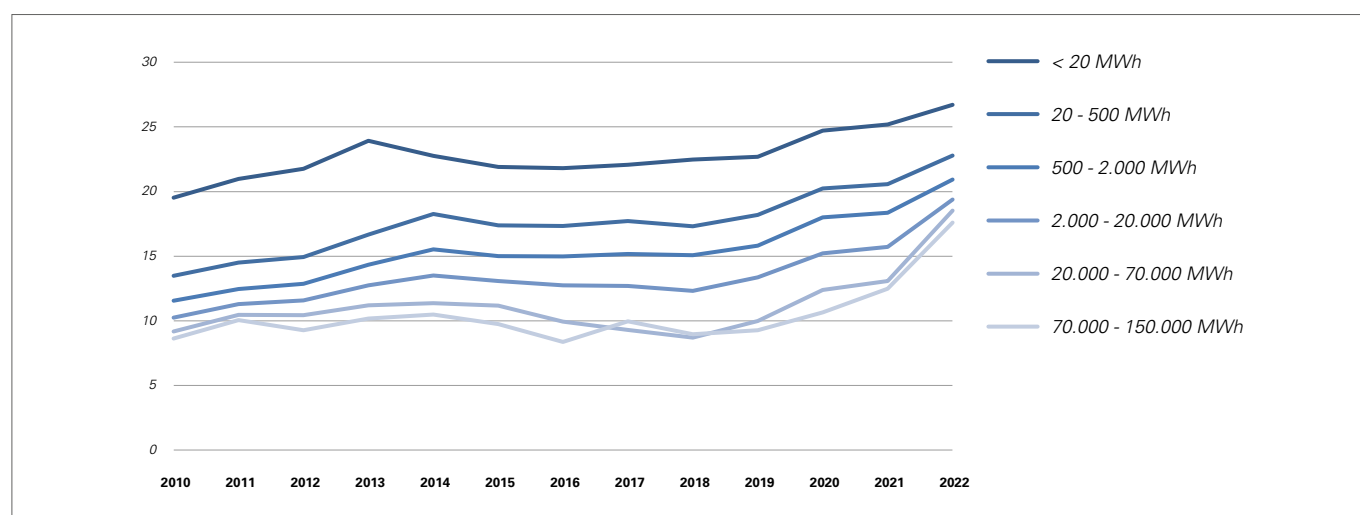


Abbildung 42: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2022 (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [243]

FERNWÄRME-MARKT

Die Belieferung mit Fernwärme kostete deutsche Haushalte nach Angaben des BMWK im Jahr 2022 inklusive Mehrwertsteuer durchschnittlich 10,8 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Fernwärmepreise damit um 2,1 ct/kWh (+24,1 Prozent) zu und lagen 1,7 ct/kWh (4,1 Prozent) über dem Durchschnitt der zurückliegenden fünf Jahre. [242] Die Zahlen des Ministeriums beziehen sich auf Mehrfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 160 kW und einer Jahresnutzung von 1.800 Stunden.

Kunden in Baden-Württemberg zahlten zwischen 7,5 und 11,8 ct/kWh, wie aus dem Preisbericht des Landes hervorgeht. Die Spanne liegt damit über dem Niveau des Vorjahres (7,3 bis 10,8 ct/kWh). Für den Bericht verglichen die Autoren Fernwärmetarife in zehn baden-württembergischen Städten, wobei sie eine Anschlussleistung von 6 kW und eine Jahresverbrauchsmenge von 15.000 kWh unterstellten. [242]

Fernwärmepreise setzen sich in der Regel aus einem Arbeits- und Grundpreis zusammen und können von Anbieter zu

Anbieter stark variieren. Grund hierfür ist die Monopolstellung der Fernwärmeversorger, die einen Wettbewerb zwischen den Anbietern verhindert [244].

GASMARKT

Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) betrugen zum 1. April 2022 im Schnitt 9,9 ct/kWh und sind damit im Vergleich zum Vorjahr (2021: 6,7 ct/kWh) um 3,2 ct/kWh beziehungsweise 48 Prozent gestiegen. Die deutlich gestiegenen Großhandelspreise machten sich bemerkbar. Vor allem ab dem 3. Quartal 2021 stiegen die Gaspreise für Neukunden deutlich an, wohingegen Altkunden noch von ihren günstigeren Gastarifen profitieren konnten. Der

Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge fiel mit 5,5 ct/kWh signifikant höher aus als in der Vorjahresauswertung (2021: 2,92 ct/kWh). [245]

Die mittleren Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden legten infolge der gestiegenen Großhandelspreise ebenfalls zu. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2022 im Schnitt 7,2 ct/kWh – ein Plus gegenüber dem Vorjahr von 4,7 ct/kWh beziehungsweise 53 Prozent. Die Preise der Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh stiegen um 3,8 auf knapp 6,8 ct/kWh (+129 Prozent). Im Vorjahr lag der Preis der Industriekunden bei knapp 3,0 ct/kWh. [245]

GASPREISBESTANDTEILE NACH VERBRAUCHERGRUPPEN [ct/kWh]

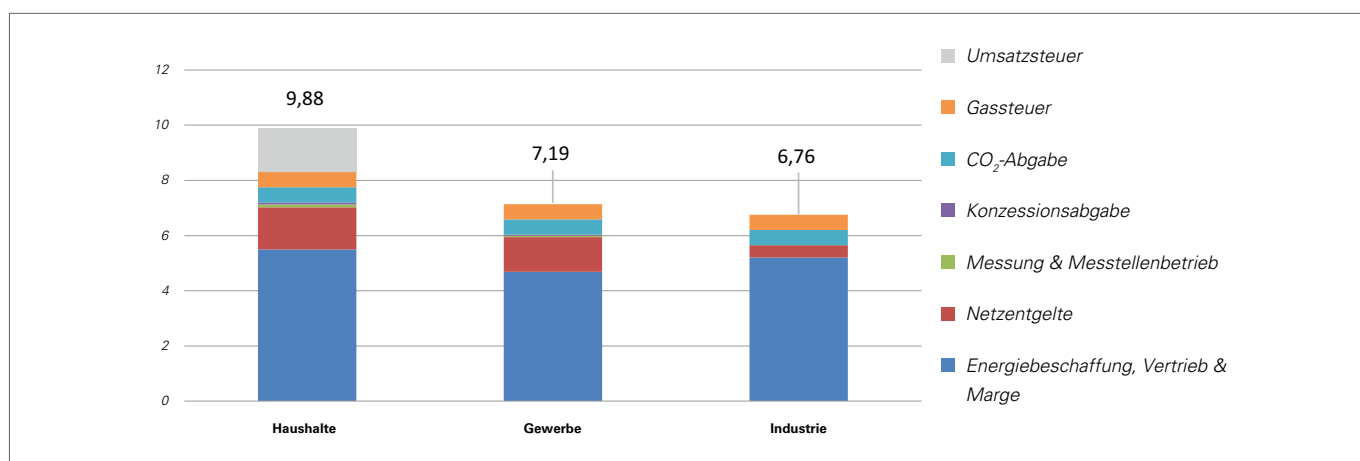


Abbildung 43: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2022 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [245]

Aufgrund der Preisdynamik spiegeln die genannten Stichtagsauswertungen zum 1. April 2022 nicht das volle Bild wieder. So zeigen Zahlen von Eurostat [246], dass die Gaspreise für Haushaltskunden (Jahresverbrauch 5,6 bis 55,6 MWh) vom ersten zum zweiten Halbjahr 2022 von 8,1 auf 9,4 ct/kWh anzogen (alle Steuern und Abgaben inbegriffen).

Für die Nicht-Haushaltskunden ergeben sich Preisanstiege vom ersten zum zweiten Halbjahr 2022 von 6,3 auf 7,4 ct/kWh (Jahresverbrauch < 278 MWh) beziehungsweise von 5,5 auf 7,0 ct/kWh (Jahresverbrauch zwischen 28 und 278 GWh), jeweils ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben [247].

Im Bundesländervergleich [242] belegt Baden-Württemberg bei den Erdgaspreisen für Haushalte im Jahr 2022 den elften Rang (2021 dritter Rang). Die Autoren verglichen im Dezember 2022 die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 MWh. Mit 16,65 ct/kWh lagen die Erdgastarife in Baden-Württemberg 2,8 Prozent über dem Bundesdurchschnitt von 16,19 ct/kWh. Der Vorjahreswert für 2021 lag bei 8,18 ct/kWh [248], sodass sich der Gaspreis 2022 in Baden-Württemberg verdoppelt hat. Kunden in Hamburg profitierten mit 12,03 ct/kWh zum Auswertungsstichtag von den günstigsten Preisen. Schlusslicht ist Berlin mit 20,53 ct/kWh. [242]

CO₂-BEPREISUNG

An der EEX wurden im Jahr 2022 rund 85 Millionen Emissionsberechtigungen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) für Deutschland versteigert: 84,2 Millionen für stationäre Anlagen (EU Allowances, EUA) und 0,6 Millionen für den Luftverkehr (EU Aviation Allowances, EUAA). [249] Der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung (EUA und EUAA) betrug 80,3 Euro und lag damit mehr als die Hälfte höher im Vergleich zum Vorjahr (2021: 52,5 Euro). Die Durchschnittspreise im Jahre 2022 von EUA-Auktionen lagen bei 80,4 Euro – die EUAA-Auktionen lagen hingegen bei 68,6 Euro. [249] Im Vergleich zum Jahr 2021 stiegen die Auktionspreise weiter deutlich an. Bei der EUA-Auktion am 19. August wurde mit 96,9 Euro der höchste Preis seit Beginn der Versteigerungen im Jahr 2010 erzielt. In ersten sieben Monaten des Jahres 2023 schwankten die Durchschnittspreise auf Monatsbasis zwischen 81,4 und 92,6 Euro. Der volumengewichtete Durchschnitt von Januar bis Juli 2023 lag bei 87,1 Euro [250].

Insgesamt wurden im Jahr 2022 in den 46 EUA-Versteigerungsterminen gültige Gebote im Umfang von rund 186 Millionen Emissionsberechtigungen in das Handelssystem eingestellt. Damit lag die durchschnittliche Überzeichnung der Auktionen im Berichtszeitraum bei 2,20. Im Jahresdurchschnitt nahmen 19 Bieter an den deutschen EUA-Versteigerungen teil, die durchschnittliche Anzahl der erfolgreichen Bieter lag bei 14. Die Bieterbeteiligung lag damit im Jahr 2022 unter dem Niveau des Jahres 2021. Die durchschnittliche Zuschlagswahrscheinlichkeit in einer Auktion aus Sicht eines Bieters lag im Jahresdurchschnitt bei rund 76 Prozent. [249] Die Erlöse erreichen im Jahr 2022 ein neues Rekordniveau und übersteigen erstmals die Marke von 6 Milliarden Euro (davon EUA-Erlöse in Höhe von 6,77 Milliarden Euro und 40 Millionen aus EUAA-Erlösen). Insgesamt konnte der Bund zwischen 2008 und 2022 mehr als 28 Milliarden Euro aus der Versteigerung von über 1,6 Milliarden Emissionsberechtigungen einnehmen. Die Einnahmen aus den Versteigerungen fließen in Deutschland seit 2012 vollständig in den Klima- und Transformationsfonds (KTF). [249]

Neben dem bestehenden europäischen Emissionshandelssystem startete im Januar 2021 das nationale Emissionshandelssystem (nEHS), das zusätzlich die Sektoren Wärme und Verkehr umfasst. Das Handelssystem ist in den ersten zwei Jahren

auf die Hauptbrennstoffe Benzin, Heizöl, Erdgas, Gasöl und Flüssiggas beschränkt und wird danach auf weitere Brennstoffe (insbesondere Stein- und Braunkohle) ausgeweitet.

Für die ersten fünf Jahre von 2021 bis 2025 gilt die Festpreisphase im nEHS, in der der Festpreis (mit Ausnahme des Jahres 2023) jährlich auf der Grundlage des am 16. November 2022 in Kraft getretenen Brennstoffemissionshandelsgesetzes und seiner zweiten Novelle ansteigt. Die ab 2023 vorgesehenen Erhöhungen des CO₂-Preises wurden um jeweils ein Jahr verschoben. Demnach beträgt der Festpreis pro Emissionszertifikat (nEHS-Zertifikat) und damit für eine Tonne CO₂ im Jahr 2021 25 Euro, im Jahr 2022 30 Euro, im Jahr 2023 30 Euro, im Jahr 2024 35 Euro und im Jahr 2025 45 Euro. [251]

Die Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) für Wärme und Verkehr liegen mit rund 6,4 Milliarden Euro unter dem Vorjahreswert (7,2 Milliarden Euro in 2021). Trotz der Rückgänge im nEHS liegen die Gesamteinnahmen des Bundes aus beiden Systemen im Jahr 2022 aufgrund der Zuwächse im EU ETS (6,8 Milliarden Euro) kumuliert bei über 13 Milliarden Euro und damit knapp über den Rekordwerten des Vorjahres (12,5 Milliarden Euro im Jahr 2021). [252]

WASSERSTOFF-MARKT

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern gibt es für Wasserstoff weiterhin keine Handelsplattform und somit auch keinen Börsenstrompreis. Um die Entwicklung der Wasserstoffpreise abzubilden, wurde von e-Bridge ein Spotpreis-Index für Wasserstoff konzipiert. Der Wasserstoff-Index "Hydex" weist rein kostenbasierte Preise für die verschiedenen Wasserstoff-Herkunftsquellen aus. Dabei wird nach der Erzeugungstechnologie unterschieden: grüner Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom, blauer Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung und grauer Wasserstoff aus konventioneller Dampfreformierung von Erdgas. Der Hydex stellt die kurzfristigen Gestehungskosten auf Basis der kurzfristigen Strom-, Gas- und EUA-Notierungen ohne Kapitalkosten dar. Abbildung 44 zeigt den Wasserstoff-Index für den Zeitraum 13. Januar 2021 bis 14. September 2023 mit den zugehörigen Preisen in Euro/MWh.

WASSERSTOFF-PREISINDEX [EURO/MWh]

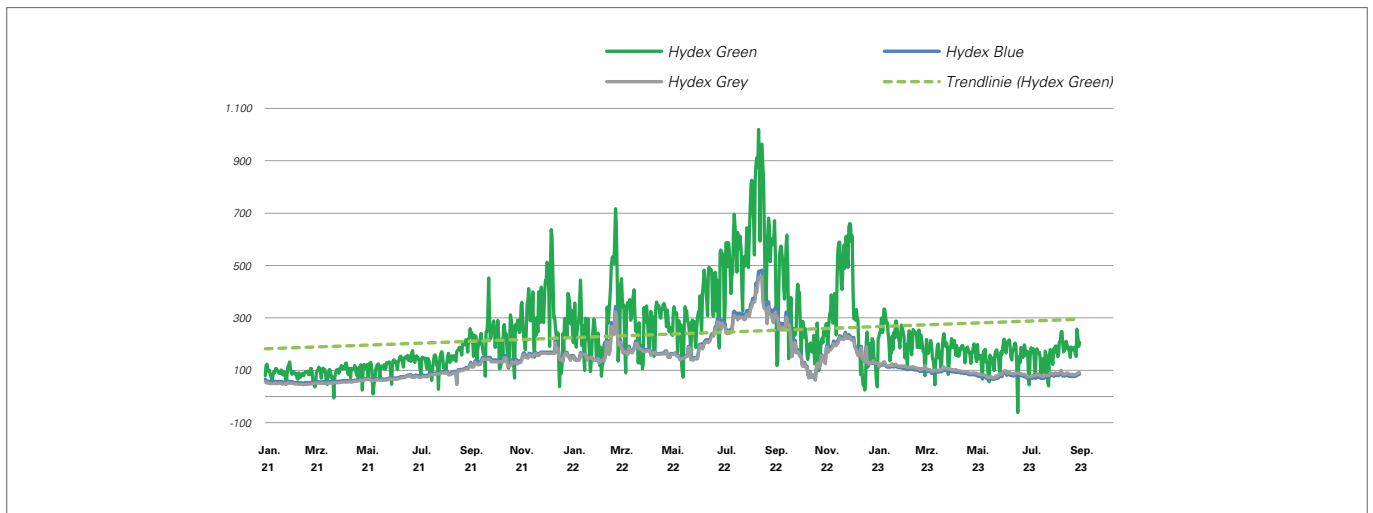


Abbildung 44: Wasserstoff-Preisindex Hydex. Eigene Darstellung auf Basis von Daten von energate messenger


Im Jahre 2023 haben sich insbesondere bei grünem Wasserstoff die Schwankungsbreiten mit großen Ausschlägen reduziert. So schwankte dessen Preis vom 01. Januar bis 14. September 2023 zwischen -61 Euro/MWh und 334 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 176 Euro/MWh. Im Jahr 2022 lag der durchschnittliche Preis von grünem Wasserstoff bei 358 Euro/MWh. Die Volatilität des Hydex „Green“ ist hoch, da Zeitfenster mit sehr hohem Angebot an erneuerbaren Energien bestehen, die zu relativ niedrigen kurzfristigen Strominputpreisen führen. Anfang Juli führte beispielsweise eine deutlich höhere Windeinspeisung und damit schwache Notierungen an den kurzfristigen Strommärkten mit einem negativen Grundlastpreis erstmals seit April 2021 wieder zu negativen Preisen für grünen Wasserstoff. Konträr dazu notierte der Hydex „Green“ am 23. Januar 2023 bei 334 Euro/MWh. Dies ist auf die Strommarktsituation mit der Preissetzung für Gaskraftwerke (Merit-Order-Prinzip) und der sehr geringen Windstromeinspeisung zurückzuführen, die kurzfristig zu hohen Strompreisen führt.

Der Preisindex für blauen Wasserstoff schwankte von Januar bis Mitte September 2023 zwischen 65 Euro/MWh und 191 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 91 Euro/MWh. Der Mittelwert für den Hydex „Blue“ lag im Jahr 2021 bei 94 Euro/MWh und 2022 bei 209 Euro/MWh. Die Preise für grauen Wasserstoff lagen zwischen Januar und Mitte September 2023 im Bereich von 71 Euro/MWh bis 190 Euro/MWh. Der mittlere Preis von grauem Wasserstoff

betrug 98 Euro/MWh (Vorjahr 202 Euro/MWh) und war im Zeitraum (Januar bis 14. September 2023) durchschnittlich 7 Prozent höher als blauer Wasserstoff. Aufgrund der gestiegenen CO₂-Preise waren die Grenzkostenpreise von blauem Wasserstoff über mehrere Monate erstmalig niedriger als die von grauem Wasserstoff. Der Preis von blauem Wasserstoff mit Kosten für CCS (Carbon Capture Storage-Technologie) sowie den Zertifikaten der verbleibenden Emissionen der Wasserstofferzeugung im Rahmen des EU ETS sind damit niedriger als die Dampfreformierung ohne CO₂-Speicherung (grauer Wasserstoff). Der Spread zwischen dem Hydex „Green“ im Vergleich zu „Grey“ betrug im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis 14. September 2023 im Durchschnitt 78 Euro/MWh (im Jahr 2022 bei 156 Euro/MWh), der Spread zwischen Hydex „Green“ und „Blue“ 85 Euro/MWh (im Jahr 2022 bei 149 Euro/MWh).

Zudem wurde von H2 Mobility, dem einzigen Betreiber von öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen, im Jahr 2023 eine Preiserhöhung für 700 Bar-Betankungen von 12,85 auf 13,85 Euro je Kilogramm Wasserstoff bundesweit vollzogen. Im Juni 2022 wurden die Preise zur Betankung von 9,50 auf 12,85 Euro je Kilogramm Wasserstoff erhöht. Das Tanken bei 350 bar für Nutzfahrzeuge kostet weiterhin 12,85 Euro je Kilogramm Wasserstoff. Hintergrund für die Unterschiede im Wasserstoffpreis sind nach Informationen von H2 Mobility die niedrigeren Betriebskosten durch Kompression und Wartung für die 350 bar-Technologie. [190]

7.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG

 Mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung²⁴ werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet. Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucher- ausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucher- ausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte Indikatrix jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden.

Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen, aggregierten Letztverbraucher- ausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 [254] und die darauf folgenden Berichte verwiesen. Die

Letztverbraucher- ausgaben sind mit Mehrwertsteuer ausgewiesen, sofern diese anzusetzen ist.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 45 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucher- ausgaben für Strom in Baden-Württemberg seit 1990. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strom- markts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucher- ausgaben. Ab dem Jahr 2000 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben zu verzeichnen, der auf gestiegene Preise für Energieträger (insbesondere Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emis- sionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG et cetera) zurückzuführen ist. Im sel- ben Zeitraum seit dem Jahr 2000 ist der Stromabsatz zunächst gestiegen und ab 2010 tendenziell wieder zurückgegangen. Mengengewichtet über die verschiedenen Verbrauchssektoren, für die unterschiedlich hohe Preise anfallen (vergleiche dazu auch Kapitel 7.1), hat sich der Preis pro Stromeinheit seit 2001, das heißt dem Jahr mit den geringsten Letztverbraucher- ausgaben für Strom im betrachteten Zeitraum, von weniger als 8 ct/kWh auf nahezu 27 ct/kWh mehr als verdreifacht.

LETZTVVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR STROM [MILLIARDEN EURO/a]

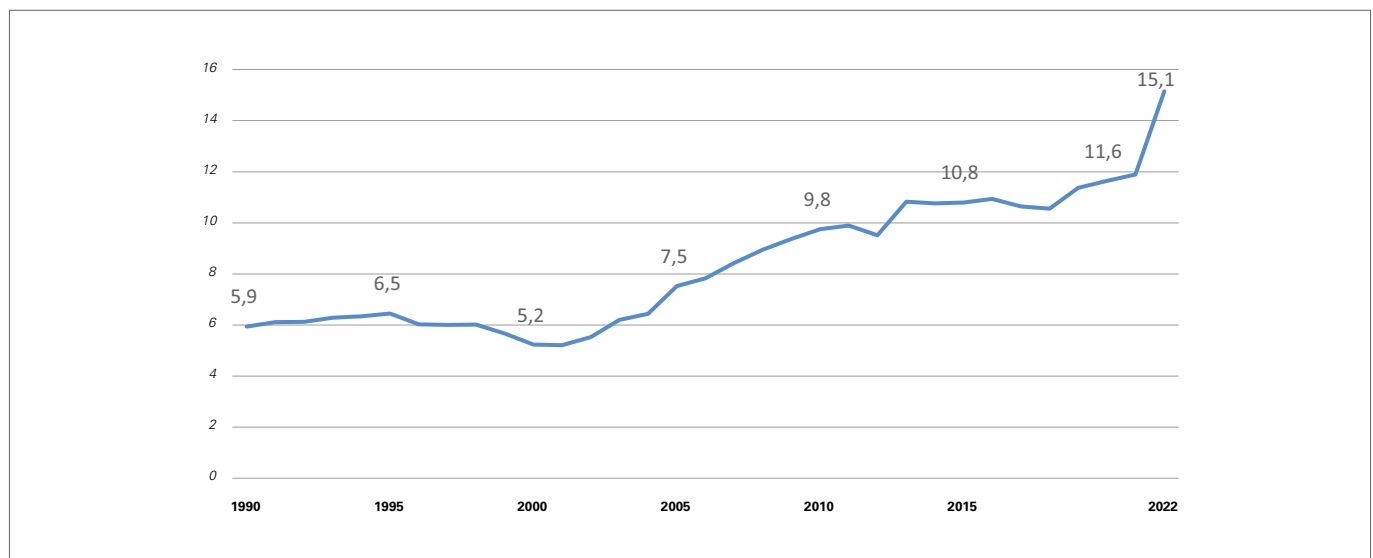


Abbildung 45: Aggregierte Letztverbraucher- ausgaben für Strom in Baden-Württemberg.²⁵ Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwert- steuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [255–259]. 2022 vorläufig

²⁴ Die nachfolgend dargestellte energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf den für die Bundesebene durch- geführten Berechnungen im Rahmen der Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring- Bericht der Bundesregierung [253] sowie deren Fortschreibung und methodischer Weiterentwicklung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württem- berg übertragen beziehungsweise angepasst und erweitert.

²⁵ Letztverbraucher- ausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 Prozent berechnet.

In absoluten Zahlen erreichten die Letztverbraucher Ausgaben für Strom mit 15,1 Milliarden Euro im Jahr 2022 einen neuen Höchstwert. Trotz des um 3 Prozent gesunkenen Stromverbrauchs sind die Gesamtausgaben gegenüber dem Vorjahr im Zuge der hohen Strompreise (vergleiche auch Kapitel 7.1) um mehr als 25 Prozent gestiegen. Eine Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

In den Daten des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz sind Eigenerzeugungsmengen nicht enthalten. Deshalb wurden in der vorigen Betrachtung Eigenversorgungsmengen hinzugerechnet. Wie bereits in Abschnitt 2.4 erläutert, sind in den Erfassungen der amtlichen Statistik keine Strommengen enthalten, die von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland beschafft wurden. Diese konnten daher auch im Rahmen der Berechnung der Letztverbraucher Ausgaben keine Berücksichtigung finden.

AGGREGIERTE LETZTVORBRUCHER AUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Die energiebedingten Letztverbraucher Ausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht

dem Energiesystem zugeordnet. Berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Da die Datenlage auf Landesebene begrenzt ist, können die Letztverbraucher Ausgaben für Wärmediensleistungen erst ab dem Jahr 2008 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im vorigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

Die hohen Energiepreise des Jahres 2022 zeigten sich deutlich an den um ein Drittel höheren Letztverbraucher Ausgaben für Wärme einschließlich Maßnahmen zur Gebäudeeffizienz von insgesamt 22,3 Milliarden Euro (Abbildung 46). Davon entfallen knapp 12 Milliarden Euro auf Ausgaben für Energieträger (+64 Prozent gegenüber 2021). Davon wiederum waren rund 9,5 Milliarden Euro dem Verbrauch von Mineralöl und Erdgas zuzurechnen.

LETZTVORBRUCHER AUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN [MILLIARDEN EURO/a]

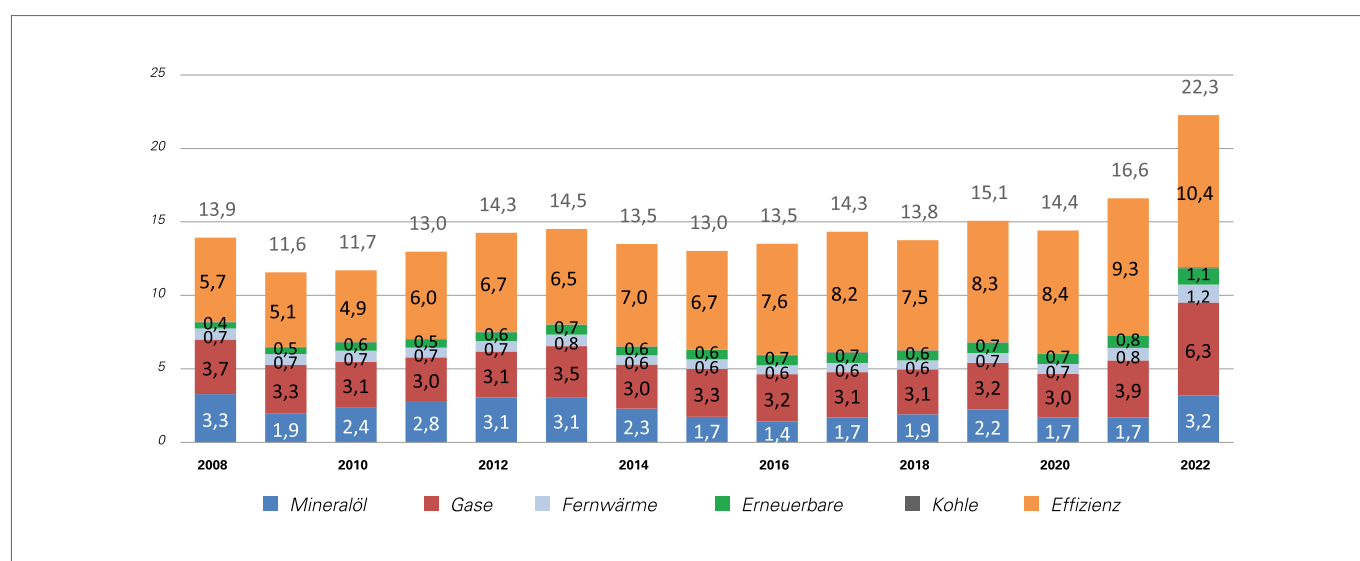


Abbildung 46: Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Wärmediensleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [86, 117, 205, 259–264]. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Jahr 2022 vorläufig

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme („Effizienz“) beläuft sich hierbei in den vergangenen Jahren auf eine Größenordnung von 7 bis zuletzt gut 10 Milliarden Euro pro Jahr mit steigender Tendenz²⁶. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit, auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung, einen beachtlichen Anteil der Ausgaben für Wärme dar, führen jedoch langfristig zu einem erheblichen Rückgang der Wärmeausgaben. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen trotz gestiegener Strompreise weiterhin deutlich höher als die Ausgaben für Strom sind (zuletzt rund 7 Milliarden Euro höher, vor 2022 zwischen 2 bis 5 Milliarden Euro pro Jahr). Zu berücksichtigen ist, dass die gestiegenen Ausgaben für Effizienzmaßnahmen nicht eins zu eins als zusätzliche Maßnahmen interpretiert werden dürfen, da hierzu keine Daten vorliegen. Ein nicht zu vernachlässigender Teil der Ausgaben dürfte Baupreissteigerungen zuzurechnen sein. So lagen die hier ermittelten Ausgaben für Effizienzmaßnahmen zuletzt mehr als doppelt so hoch wie in den Jahren 2009/2010. Im selben Zeitraum ist der Baupreisindex jedoch um circa 65 Prozent gestiegen [265]. Damit dürfte großordnungsmäßig rund ein Drittel Ausgabenwachstums auf zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen sein.

AGGREGIERTE LETZTVORBRUCHER AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR

Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 47 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Da Biokraftstoffe üblicherweise nicht als Reinkraftstoff genutzt werden, sondern aufgrund der Biokraftstoffquoten den mineralischen Kraftstoffen beigemischt werden, sind diese nicht separat ausgewiesen. Lediglich Pflanzenöl wird in der Regel als Reinkraftstoff genutzt, jedoch insgesamt in einem geringen Umfang. Dieses

ist zusammen mit dem Einsatz von Gasen unter „Sonstige“ ausgewiesen.

Der Verbrauch von Kraftstoffen lag 2022 mit etwas mehr als +1 Prozent nur geringfügig über dem Vorjahresniveau. Die stark gestiegenen Kraftstoffpreise führten jedoch zu insgesamt mehr als einem Fünftel höheren Gesamtausgaben für Benzin und Diesel. Gestiegen sind auch die Mehrkosten für neue Elektrofahrzeuge, da sich das Wachstum bei den Neuzulassungen auch 2022 fortsetzte (vergleiche auch Abschnitt 6.1).

In Summe belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe (einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge) im Jahr 2022 auf rund 16 Milliarden Euro (Vorjahr: 13,4 Milliarden Euro). Davon entfallen 10 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 5,3 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,8 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe ist bisher weitgehend unabhängig von der Energiewende. Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind auch die Kosten der Nutzung dieser Fahrzeuge in der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung zu berücksichtigen. Durch die Nutzung von Elektrofahrzeugen wird der Einsatz von fossilem Kraftstoff vermieden. Dieser Einsparung stehen jedoch erhöhte Anschaffungsausgaben gegenüber. Für die Neuzulassungen des Jahres 2022 (vergleiche dazu auch Abschnitt 6.1) sind Mehrkosten von knapp 0,8 Milliarden Euro entstanden. Gemessen an den Gesamtausgaben für Kraftstoffe von 16 Milliarden Euro fallen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge mit einem Anteil von 5 Prozent zunehmend ins Gewicht.

²⁶ Da – wie auf Bundesebene – keine langfristigen Zeitreihen zu den Investitionen in Effizienzmaßnahmen vorliegen, kann keine annuierte Darstellung der üblicherweise über lange Zeiträume abbeschriebenen Investitionen erfolgen. Es sind deshalb die Ausgaben nach dem Jahr der Investition dargestellt.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN STRASSENVERKEHR [MILLIARDEN EURO/a]

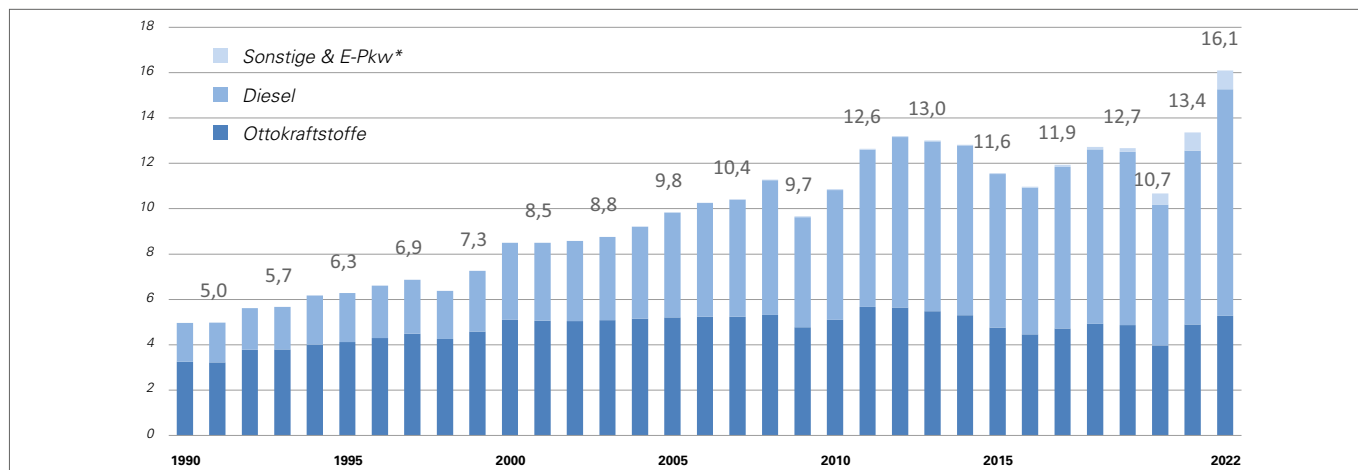


Abbildung 47: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [117, 261, 266–268]. 2022 vorläufig

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

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [269] bezogen, erhält man die in Abbildung 48 dargestellten Anteile. Für Strom ist der Anteil in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und übertraf

mit 2,6 Prozent das Niveau von 1991 (2,5 Prozent). Auch bei den Kraftstoffen und Wärmedienstleistungen zeigt sich das hohe Energiepreinsniveau mit Anteilen am BIP von 2,8 Prozent beziehungsweise 3,9 Prozent (Abbildung 48). Insgesamt erreichen die Ausgaben in Relation zur Wirtschaftskraft mit 9,3 Prozent den höchsten Wert seit 2008, das heißt seit auch für den Wärmebereich Daten zur Verfügung stehen.

ANTEIL DER LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT

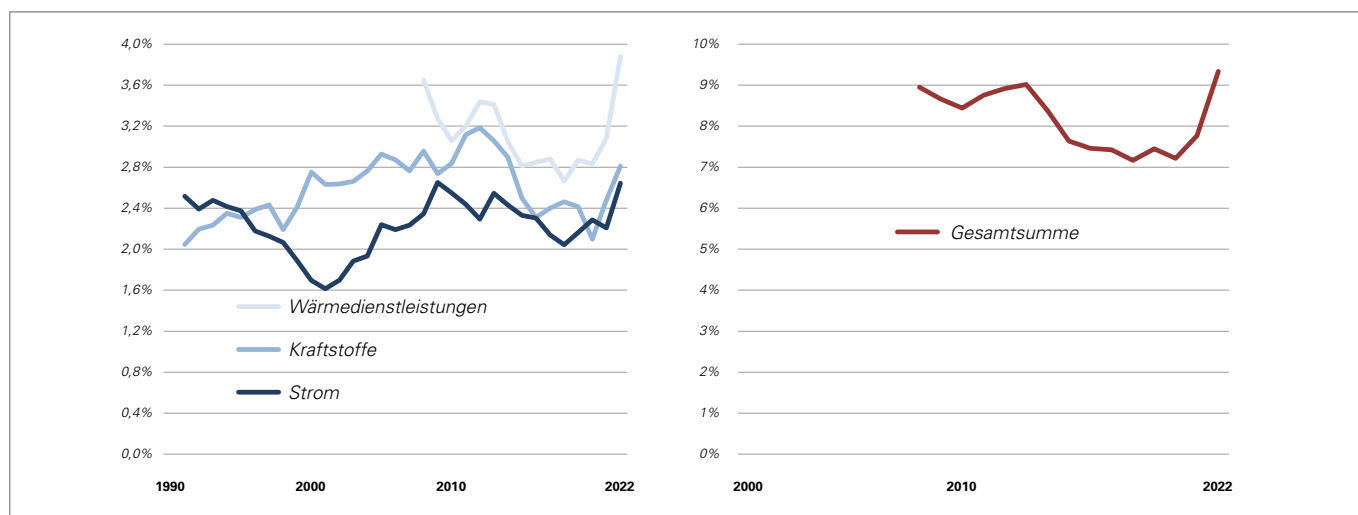
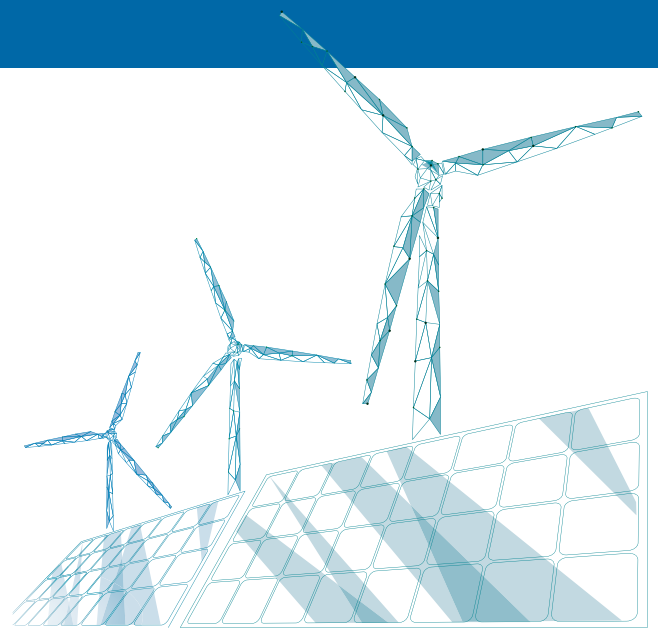


Abbildung 48: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung. 2022 vorläufig.

Die Gesamtausgaben lagen mit gut 53 Milliarden Euro auf dem bislang höchsten Stand und knapp 12 Milliarden Euro über dem Vorjahr. Mit der inzwischen eingetretenen

Entspannung auf den Energiemärkten ist zu erwarten, dass die Ausgaben im Jahr 2023 sinken werden, jedoch weiterhin auf hohem Niveau bleiben.

Literaturverzeichnis



1. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). KVBG – Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung*. 2023. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>
2. BUNDESREGIERUNG (BREG). Kohleausstieg und Strukturstärkung, Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/kohleausstieg-1664496>
3. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. EnBW – Unsere Klimaschutzziele. 2023. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/nachhaltigkeit/environment>
4. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>
5. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Ausschreibungsverfahren. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/Ausschreibungsverfahren/start.html>
6. GREEN PLANET ENERGY EG. Bundesregierung muss dafür sorgen, dass CO₂-Zertifikate für stillgelegte Kohlemeiler gelöscht werden. März 2023. Verfügbar unter: <https://green-planet-energy.de/presse/artikel/bundesregierung-muss-dafuer-sorgen-dass-co2-zertifikate-fuer-stillgelegte-kohlemeiler-geloescht-werden>
7. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. August 2022. 14. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/August2022/start.html>
8. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. März 2022. 20. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/Maerz2022/start.html>
9. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. Oktober 2021. 15. Dezember 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0110_2021/start.html
10. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. September 2020. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0109_2020/Termin01092020_node.html
11. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 4. Januar 2021. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0401_2021/Termin04012021_node.html
12. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 30. April 2021. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/3004_2021/Termin30042021_node.html
13. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>

14. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gesetzliche Reduzierung. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GesetzlicheReduzierung/start.html>
15. DIE WELT. Energie: Steinkohle statt Gas – 14 Kraftwerke kehrten wieder an den Markt zurück – WELT. DIE WELT. März 2023. Verfügbar unter: <https://www.welt.de/wirtschaft/article244209765/Energie-Steinkohle-statt-Gas-14-Kraftwerke-kehren-an-Markt-zurueck.html>
16. BADISCHE NEUESTE NACHRICHTEN. Karlsruher EnBW setzt im Herbst verstärkt auf Kohle. Badische Neueste Nachrichten. September 2022. Verfügbar unter: <https://bnn.de/karlsruhe/karlsruhe-stadt/enbw-setzt-im-herbst-verstaerkt-auf-kohle-rheinhafen-rdk-8-rdk-7>
17. STUTTGARTER NACHRICHTEN. Energieversorgung: Die EnBW will bis 2028 aus der Kohle aussteigen. stuttgarter-nachrichten.de. März 2023. Verfügbar unter: <https://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.energieversorgung-die-enbw-will-bis-2028-aus-der-kohle-aussteigen.4b2646bc-1234-48ec-b31d-861338a580de.html>
18. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Pressemitteilungen – Ergebnisse der letzten Ausschreibung zum Kohleausstieg. August 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230825_Kohle.html?nn=265778
19. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. Juni 2023. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GebotsterminJuni2023/start.html>
20. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/start.html>
21. BUNDESREGIERUNG (BREG). Reserve für Stromproduktion nutzen. Die Bundesregierung informiert. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/versorgungsreserve-2130276>
22. KLASING, Lisa. Mehrere Blöcke von Braunkohlekraftwerken gehen wieder in Betrieb. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www1.wdr.de/nachrichten/rheinland/rwe-braunkohle-kraftwerke-wieder-in-betrieb-100.html>
23. TAGESSCHAU. Mehr als ein Dutzend reaktivierte Kohlekraftwerke. tagesschau.de. März 2023. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/steinkohlekraftwerke-gaskrise-101.html>
24. TAGESSCHAU. Energiesicherheit im Winter: Bund reaktiviert Reserve von Kohlekraftwerken. Oktober 2023. tagesschau.de. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/braunkohle-reserve-winter-100.html>
25. LISMAN, Olaf. Grosskraftwerk Mannheim: Block 7 geht wieder in die Reserve – Energie. April 2023. Verfügbar unter: https://www.rheinpfalz.de/lokal/pfalz-ticker_artikel,-grosskraftwerk-mannheim-block-7-geht-wieder-in-die-reserve-_arid,5493000.html
26. ENERGATE-MESSENGER. EnBW-Ölkraftwerk verzögert sich. Juni 2023. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/233500/enbw-oelkraftwerk-verzoegert-sich>
27. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Systemrelevante Kraftwerke. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
28. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>
29. LUDWIGSBURGER KREISZEITUNG. EnBW mit Bau des neuen Kraftwerks weiter im Verzug. Januar 2023. Verfügbar unter: https://www.lkz.de/lokales/landkreis-ludwigsburg_artikel,-enbw-mit-bau-des-neuen-kraftwerks-weiter-im-verzug-_arid,717835.html
30. SÜDWEST PRESSE. Naturstromspeicher Gaildorf: Pilotprojekt soll serienreif in Betrieb genommen werden. swp.de. Dezember 2022. Verfügbar unter: <https://www.swp.de/lokales/schwaebisch-hall/naturstromspeicher-gaildorf-pilotprojekt-soll-serienreif-in-betrieb-genommen-werden-68347863.html>

31. INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR). EnBW investiert in wasserstoff-fähige Gaskraftwerke. IWR. April 2023. Verfügbar unter: <https://www.iwr.de/news.php?id=38281>
32. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Von Kohle über Erdgas zu Wasserstoff – Kohleausstieg am Standort Altbach/Deizisau. EnBW. 2023. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/gas-und-dampfturbinenanlage-gud-altbach-deizisau>
33. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Von Kohle über Erdgas zu Wasserstoff – Fuel Switch am Standort Heilbronn. EnBW. Kraftwerk Heilbronn: Von Kohle über Erdgas zu Wasserstoff. 2023. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/kraftwerk-heilbronn>
34. GROSSKRAFTWERK MANNHEIM AKIENGESELLSCHAFT. Grosskraftwerk Mannheim – News. 14.04.2023 – Block 7 beendet im Juni Winterhilfe. April 2023. Verfügbar unter: <https://www.gkm.de/news/block-7-beendet-im-juni-winterhilfe/u/1014>
35. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität bis 2035. EnBW. Weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität bis 2035. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/kohleausstieg-stilllegung-des-rheinhafen-dampfkraftwerks.html>
36. STADT PFORZHEIM. Kohleausstieg in Pforzheim endgültig geschafft. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.pforzheim.de/stadt/aktuelles/pressemeldungen/s1.html?tx_news_pi1%5Bnews%5D=10442&cHash=dd0b805f11b5c2b2a3712b-95f93bf7c6
37. THÜGA. Stadtwerke vollziehen Kohleausstieg: Schicht im Schacht! Thüga. Juli 2019
38. FERNWÄRME ULM GMBH (FUG). Fernwärme ohne Kohle! Modernisierung Heizkraftwerk Magirusstraße. FUG – Fernwärme Ulm. 2023. Verfügbar unter: <https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/fernwaermeohnekohle>
39. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Versorgungssicherheit Strom – Grundlagen und Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit Strom und politische Handlungsempfehlungen. 2021. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20210930_Awh_BDEW-Fakten-und-Argumente_Versorgungssicherheit-Strom.pdf
40. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). Energiewirtschaftsgesetz EnWG, § 13e Kapazitätsreserve. 2023. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13e.html
41. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität – Empfehlungen der Bundesregierung gemäß § 63 Abs. 2 EnWG. Januar 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/H/handlungsempfehlungen-zur-gewahrleistung-der-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=4
42. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021. ENTSO-E. 2021. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021.html>
43. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Januar 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4
44. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beschluss Az. PGMF-8116-EnWG § 13j – Mindestfaktor-Festlegung. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=5
45. ENERGATE-MESSENGER und JOHANNSEN, Katharina. Digitalisierungsschub für Netzbetreiber durch Redispatch 2.0. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/236792/digitalisierungsschub-fuer-netzbetreiber-durch-redispatch-2.0>

46. ENERGATE-MESSENGER und JOHANNSEN, Katharina. EWS fordert neue Redispatch-Systematik. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/236820/ews-fordert-neue-redispatch-systematik>
47. ENERGATE-MESSENGER und JOHANNSEN, Katharina. Redispatch 2.0 als „Multi-Organ-Versagen“. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/236874/redispatch-2.0-als-multi-organ-versagen>
48. ENERGATE-MESSENGER und JOHANNSEN, Katharina. Änderungen bei Redispatch 2.0 geplant. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/236839/aenderungen-bei-redispatch-2.0-geplant>
49. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzengpassmanagement – Gesamtjahr 2021. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
50. 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Netztransparenz > EnWG > Redispatch. 2023. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>
51. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Netzreserve. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>
52. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht – Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022. Juli 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3
53. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2023/2024. April 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Netzreservebedarf_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3
54. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Liste der systemrelevanten Kraftwerke (Stand: 17. März 2023). 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Liste_systemr_KW.pdf?__blob=publicationFile&v=1
55. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
56. DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 18/7317: Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). 2016. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/BT_Drs_187317_StrommarktG_GesetzE_160120.pdf
57. ENERGATE-MESSENGER. Stromnetze weiter zuverlässig. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/237939/stromnetze-weiter-zuverlaessig>
58. WORLD BANK GROUP. Doing Business, DataBank. 2023. Verfügbar unter: <https://databank.worldbank.org/source/doing-business/Series/IC.ELC.SAID.XD.DB1619>
59. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html
60. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom – Bundesländer. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html
61. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Versorgungszuverlässigkeit – die VDE FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. 2023. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/fnn-stoerungsstatistik>

62. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Spannungseinbrüche werden durch kurzschlussartige Fehler verursacht. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2282038/59b8b98638962ceb6ab89cf-be1076540/02-05-kurzschlussartige-fehler-bild-data.jpg>
63. ÖKO-INSTITUT E.V., Öko-Institut. Flexibilität im Stromsystem: Lösungsansätze für Netze und Speicher. 2023
64. EATON. Energy Transition Readiness Index 2022. 2022. Verfügbar unter: https://www.eaton.com/content/dam/eaton/company/news-insights/eaton-210917_rea-etri-2022-en-us.pdf
65. NEXT KRAFTWERKE GMBH. Was ist die Flexibilitätsprämie? 2023. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie>
66. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR). FNR – Biogas: EEG 2021 – Neuer Rahmen für Biogasanlagen. 2022. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/rahmenbedingungen/eeg-2021>
67. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 50b EEG 2023 – Einzelnorm. 2023. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_50b.html
68. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – § 14a Energiewirtschaftsgesetz. August 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_Para14a_EnWG/BK8_14a_EnWG.html
69. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk. Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister. 15. Januar 2021
70. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesgesetzblatt Teil I – Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende – Bundesgesetzblatt. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO>
71. BUNDESREGIERUNG (BREG). Intelligente Strommessung für die Energiewende. Die Bundesregierung informiert. Juni 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/digitale-energiewende-2157184>
72. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Smart Meter Gateway – Roll-out 2023 Deutschland. 2023. Verfügbar unter: <https://enbw-eg.de/blog/smart-meter-gateway>
73. ENERGATE-MESSENGER und DIERKS, Stefanie. EFR erhält Smart-Meter-Zertifikat. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/237333/efr-erhaelt-smart-meter-zertifikat>
74. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Gesetzlicher Smart-Meter-Roll-out-fahrplan. 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/Infografiken/infografik-smart-meter-rolloutfahrplan.pdf?__blob=publicationFile&v=5
75. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWK). Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html>
76. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen¹ (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG). Mai 2023. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/MsbG.pdf>
77. PRICEWATERHOUSECOOPERS GMBH. Smart-Meter-Roll-out – Standortbestimmung der grundzuständigen Messstellenbetreiber (Umsetzungsstand und Herausforderungen beim Roll-out von intelligenten Messsystemen). April 2023. Verfügbar unter: <https://www.pwc.de/de/content/c449179a-f636-4ed8-b430-a7c8c3379c3e/pwc-studie-smart-meter-rollout-2023.pdf>
78. ENERGATE-MESSENGER und KUHN, Moritz. Smart-Meter-Roll-out nimmt an Fahrt auf. August 2023. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/235590/smart-meter-rollout-nimmt-an-fahrt-auf>

79. DENA. Studie bestätigt: Künstliche Intelligenz (KI) ist ein wesentlicher Treiber der Energiewende. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/ki-ist-ein-wesentlicher-treiber-der-energiewende>
80. ACATECH, LEOPOLDINA und AKADEMIEUNION. Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? acatech. Februar 2021. Verfügbar unter: <https://www.acatech.de/publikation/rde>
81. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
82. FORSTBW. Vermarktungsoffensive ForstBW. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://www.forstbw.de/produkte-angebote/windkraftanlagen-im-wald/vermarktungsoffensive-forstbw>
83. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Länderbericht Baden-Württemberg 2023. 2023. Bund-Länder-Kooperationsausschuss. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/laenderbericht-baden-wuerttemberg-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=6
84. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html
85. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
86. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie>
87. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kohlendioxid-Emissionen, energiebedingt (Quellenbilanz). Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Glossar/480>
88. BUNDESNETZAGENTUR. SMARD. Marktdaten. 28. August 2023. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
89. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Förderprogramm im Überblick. 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html
90. FÖRSTER, Carlo. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) – Alle Änderungen und Förderungen 2023/2024. Energieheld. Dezember 2023. Verfügbar unter: <https://www.energieheld.de/foerderung/institute-anbieter/beg-aenderungen-2024>
91. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). 2023. Verfügbar unter: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/beg.html>
92. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWK). Bundesregierung einigt sich auf neues Förderkonzept für erneuerbares Heizen. April 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/04/20230419-bundesregierung-einigt-sich-auf-neues-foerderkonzept-fuer-erneuerbares-heizen.html>
93. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADTENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB). Das Gebäudeenergiegesetz. Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/gebaeudeenergiegesetz/gebaeudeenergiegesetz-node.html>
94. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Jetzt umsteigen auf klimafreundliche Wärme! 2023. Verfügbar unter: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/geg-gesetz-fuer-erneuerbares-heizen.html>
95. BUNDESREGIERUNG (BREG). Gesetz für Erneuerbares Heizen. Für mehr klimafreundliche Heizungen. September 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neues-gebaeudeenergiegesetz-2184942>

96. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/in-kommunen/kommunale-waermeplanung>
97. DPA, A. F. P. GEG-Novelle kann in Kraft treten. Tagesspiegel Background Energie & Klima. 2023. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/geg-novelle-kann-in-kraft-treten>
98. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADTENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB). Kommunale Wärmeplanung. Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/stadt-wohnen/WPG/WPG-node.html;jsessionid=8F9A51AF35D7FCE841FE9769F19EE1EB.2_cid295
99. LANDESRECHT BW. Landesrecht BW KlimaG BW, Landesnorm Baden-Württemberg, Gesamtausgabe. Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) vom 7. Februar 2023. Februar 2023. Verfügbar unter: <https://www.landesrecht-bw.de/jportal/j;jsessionid=8764C05614778A488BA247A37FDEBF96.jp80?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBW2023pP27>
100. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADTENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB). Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. August 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/kommunale-waermeplanung.html>
101. KIEFHABER, Karin Beatrix. Im Land droht Heizungstausch-Flickenteppich. ge-a.de. September 2023. Verfügbar unter: https://www.gea.de/welt/politik_artikel,-im-land-droht-heizungstausch-flickenteppich-_arid,6801413.html
102. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA) und MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kommunale Wärmeplanung – Handlungsleitfaden. Dezember 2021. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf
103. UMWELTBUNDESAMT (HRSG.). Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung. Februar 2022. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_12-2022_kurzgutachten_kommunale_waermeplanung.pdf
104. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). § 27 KlimaG BW: Kommunale Wärmeplanung. 2023. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/27-kommunale-waermeplanung?safesearch=moderate&setlang=de-DE&ssp=1&cHash=908262abe3534169b9592873b394819f>
105. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Förderprogramm für die freiwillige kommunale Wärmeplanung. 2023. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung>
106. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015>
107. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Baden-Württemberg.de. 2021. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-wohngebaeude>
108. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erfüllungsoptionen für Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg.de. 2021. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-nichtwohngebaeude>

109. ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. November 2023
110. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Heizen, Statistikportal.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/heizen>
111. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energiebericht 2018. Juli 2018. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiebericht_2018.pdf
112. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energiebericht 2020. Oktober 2020. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiebericht-2020-bf.pdf
113. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/GW-Bestand-LR.jsp>
114. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Wohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/HandwBauwirtsch/Bautaetigkeit/07015111.tab?R=LA>
115. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Nichtwohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/HandwBauwirtsch/Bautaetigkeit/07015151.tab?R=LA>
116. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Heizenergie in Neubauten. 2023. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp
117. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien>
118. SOLITES, Solare Wärmenetze. Solare Wärmenetze Deutschland in Betrieb. www.solare-waermentetze.de. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.solare-waermentetze.de/2023/07/26/solare-waermentetze-in-deutschland-in-betrieb>
119. SOLITES, Solare Wärmenetze. Fotos und Videos zu Solarthermie. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.solare-waermentetze.de/mediathek/fotos-und-videos>
120. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energieeffiziente Wärmenetze. Baden-Württemberg.de. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/energieeffiziente-waermentetze>
121. DWA-LANDESVERBAND BADEN-WÜRTTEMBERG (HRSG.). Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen. Lokalisierung von Standorten in Baden-Württemberg. 2022. Verfügbar unter: https://www.abwasserwaerme-bw.de/cms/content/media/Abschlussbericht_Abwasserwaermentetzung-BW_komprimiert.pdf
122. MVV ENERGIE AG. MVV installiert eine der größten Flußwärmepumpen Europas. 2023. Verfügbar unter: <https://www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/mx-flusswaermepumpe?category=0&question=1987>
123. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Großwärmepumpe im Restmüllheizkraftwerk Stuttgart-Münster. 2023. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/kraftwerk-stuttgart-muenster/grosswaermepumpe.html>
124. HAASE, Katharina. Nürnberg/Bayern: Katastrophenfall: Nach Kraftwerks-Brand sollen mobile Heizstationen Wärme bringen. Dezember 2021. Verfügbar unter: <https://www.merkur.de/bayern/nuernberg/nuernberg-katastrophenfall-win-terkaelte-feuer-kraftwerk-bayern-news-aktuell-waerme-zr-90196694.html>
125. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Wärmenetze. 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermentetze/waermentetze_node.html

126. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“ vom 1. August 2022. Bundesanzeiger. Verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/LqynJ78mbcSfTH7lL83/content/LqynJ78mbcSfTH7lL83/BAAnz%20AT%2018.08.2022%20B1.pdf?inline>
127. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA - Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
128. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Im Fokus: Grüne Wärme. Januar 2022. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/02/04-im-fokus-gruene-waerme.html>
129. MVV ENERGIE AG. Besicherung Rheinufer Neckarau. MVV Energie AG. 2022. Verfügbar unter: <https://www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/besicherung-rheinufer-neckarau>
130. MVV ENERGIE AG. MVV bindet Fernwärme-Besicherungsanlage am Rheinufer Neckarau in das Netz ein. MVV Energie AG. April 2023. Verfügbar unter: <https://www.mvv.de/journalisten/pressemitteilungen/detail/mvv-bindet-fernwaerme-besicherungsanlage-am-rheinufer-neckarau-in-das-netz-ein>
131. PLATTFORM GRÜNE FERNWÄRME. Start: Grüne Fernwärme. 2023. Verfügbar unter: <https://www.gruene-fernwaerme.de>
132. AGFW E.V., Plattform Grüne Fernwärme. Plattform Grüne Fernwärme: AGFW startet Netzwerk Baden-Württemberg: Grüne Fernwärme. Februar 2022. Verfügbar unter: <https://www.gruene-fernwaerme.de/aktuelles/news/plattform-gruene-fernwaerme-agfw-startet-netzwerk-baden-wuerttemberg>
133. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan. 2023. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de>
134. KLIMASCHUTZ, BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/novelle-des-bundesbedarfsplangesetzes.html>
135. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – BBPlG. 2023. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/BBPlG/de.html>
136. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2023. 2023. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-23.pdf
137. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben Nr 2. 2023. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=2&cms_gruppe=bbplg
138. AMPRION GMBH. Hybridleitung. 2023. Verfügbar unter: <https://ultranet.amprion.net/Technik/Hybridleitung/>
139. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Homepage – Ultranet: Planfeststellung für zweiten Abschnitt abgeschlossen. 2023. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Textbausteine/DE/RSS/2023/V02-16_PF-Beschluss-B1.html
140. AMPRION GMBH. Ultranet. 2023. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Ultranet>
141. TRANSNETBW GMBH. ULTRANET. Strom, Netz, Sicherheit. 2023. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet>
142. AKTUELL, S. W. R. Für Windstrom aus dem Norden: Konverter in Philippsburg fast fertig. swr.online. 3. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/karlsruhe/konverter-in-philippsburg-kurz-vor-der-fertigstellung-100.html>
143. TRANSNETBW GMBH. SuedLink. Strom, Netz, Sicherheit. 2023. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink>
144. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben Nr. 3. 2023. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg

145. ENERGATE-MESSENGER. Suedlink wird frühestens 2026 fertig. 2019. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/193573/suedlink-wird-fruehestens-2026-fertig>
146. NDR. Baustart für SuedLink: Was in den kommenden Wochen in SH passiert. Verfügbar unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Baustart-fuer-SuedLink-Was-in-kommenden-Wochen-in-SH-passiert,suedlink298.html>
147. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Vorhaben. 2023. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html>
148. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Gesamtes Jahr 2022. 2022. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoring-Archiv_2022.zip
149. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. Netzentwicklungsplan 2035 (2021), Netzentwicklungsplan. 2021. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-2035-2021>
150. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012 durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 25. November 2012. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2022/nep/nep2022_bestaetigung.pdf
151. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – EnLAG. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/EnLAG/de.html>
152. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Verteilernetze – Zustand und Ausbau. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/start.html
153. GUIDEHOUSE, ILF BUSINESS CONSULT, RENEWABLES GRID INITIATIVE (RGI) und RECHTSANWÄLTE DR. DAMMERT & STEINFORTH. Praxisleitfaden Netzausbau. 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=8
154. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Memorandum of Understanding zur Netzintegration erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg. 2023. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/20230911-MoU-Netzintegration-erneuerbare-Energien-Baden-Wuerttemberg.pdf
155. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Netzausbaugipfel Baden-Württemberg 2023. 2023. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/230915-Erklaerung-zur-Unterstuetzung-des-Ausbaus-der-Stromverteilnetze-in-BW.pdf
156. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Netzausbaugipfel setzt Startpunkt für notwendige Investitionen in Verteilnetze. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/netzausbaugipfel-setzt-startpunkt-fuer-notwendige-investitionen-in-verteilnetze>
157. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2022 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Elektrizitätsmindermarkt-Verordnung (EU) 2019/943. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Gasmarkt/ComplianceberichtDE2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2
158. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/EU2019_943/EU2019_943.html

159. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Aktionsplan Gebotszone (Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 Bundesrepublik Deutschland). 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4
160. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Gasmarkt/Compliance_bericht_DE21.pdf?__blob=publicationFile&v=2
161. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Beschleunigter Ausbau der Verteilnetze. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/beschleunigter-ausbau-der-verteilnetze>
162. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Verteilernetze – Zustand und Ausbau. 14. April 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/start.html
163. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. April 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3
164. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2023 Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. 2023. Verfügbar unter: <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYGKwi/243494395f8069c5e72775116da502a5/netzausbauplan-2023.pdf>
165. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2022 Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. 2022. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYGKwi/9de0a717106863d802e1c2b6b2297dae/Netzausbauplan_2022_nach___14_Abs._1b_EnWG.pdf
166. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Erdgasversorgung in Deutschland. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>
167. BUNDESREGIERUNG (BREG). Volle Gasspeicher sichern Energieversorgung. Die Bundesregierung informiert. August 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/gasspeichergesetz-2029266>
168. GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). REMIT Storage Data. 2023. Verfügbar unter: <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/>
169. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland. 15. November 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
170. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. Juli 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html
171. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministerium legt Bericht zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals vor. März 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230303-bmwk-legt-bericht-zu-planungen-und-kapazitaeten-der-schwimmenden-und-festen-lng-terminals-vor.html>
172. BUNDESREGIERUNG. LNG-Beschleunigungsgesetz – Flüssiggas-Anbindungen schneller bauen. Die Bundesregierung informiert. 14. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/sichere-gasversorgung-2037912>
173. TERRANETS BW. Aktuelle Versorgungslage KW 44 (Stand: 02.11.2023). 2. November 2023. Verfügbar unter: https://www.terrannets-bw.de/fileadmin/user_upload/Content/Aktuelles/Aktuelle_Lage_Gasversorgung/Lagebericht/231102_KW44_Lagebericht_terrannetsbw.pdf

174. BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien 2010-2019. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2020
175. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassene Wärme- und Kältenetze in Baden-Württemberg (gem. Standort der einspeisenden KWK-Anlage). 2020
176. AGFW – DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. AGFW Hauptbericht. 2023. Verfügbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>
177. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Wärmenetzsysteme 4.0 vom 06.12.2019 bis 14.09.2022. 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Waermenetzsysteme_bis_2022/waermenetzsysteme_bis_2022_node.html
178. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Grüne Wärme: Der Bund fördert den Umbau von Wärmenetzen zur treibhausgasneutralen kommunalen Wärmeinfrastruktur. 2023. Verfügbar unter: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/bew.html>
179. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Übersicht der geförderten Projekte. Baden-Württemberg.de. August 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/informieren-beraten-foerdern/klimaschutz-mit-system/kms-projekte?highlight=klimaschutz%20mit%20system>
180. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Klimaschutz mit System – Investitionen und Bewusstseinsbildung. Baden-Württemberg.de. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/informieren-beraten-foerdern/klimaschutz-mit-system>
181. EFRE. REACT-EU – Klimaschutz mit System – Innovation und Energiewende. 2023. Verfügbar unter: <https://efre-bw.de/foerderungsuuebersicht/klimaschutz-mit-system-investitionen-und-bewusstseinsbildung>
182. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Weitere Klimaschutzvorhaben in Baden-Württemberg dürfen einen Antrag auf EFRE-Fördermittel einreichen. Baden-Württemberg.de. August 2021. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/weitere-klimaschutzvorhaben-in-baden-wuerttemberg-duerfen-einen-antrag-auf-efre-foerdermittel-einreiche>
183. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Klimaschutz mit System. 2022. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/weitere-infos/foerderprogramme/foerderung-kommunaler-klimaschutz/klimaschutz-mit-system>
184. FRAUNHOFER ISI ET AL. Abwärmennutzung in Unternehmen. März 2019. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
185. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Abwärmekonzept Baden-Württemberg. 1. Dezember 2020. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwaermennutzung/Abwaermerkonzep-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf
186. BUNDESREGIERUNG (BREG). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Juli 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9
187. FNB GAS. Wasserstoff-Kernnetz. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz>
188. FNB GAS. Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz. Juli 2023. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/07/2023-07-12_FNB-Gas_Planungsstand-Wasserstoff-Kernnetz.pdf
189. E-MOBIL BW. Erster Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg Mai 2023. Mai 2023. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Fortschrittsbericht-Wasserstoff-Roadmap-BW.pdf
190. H2 MOBILITY. Wasserstoff tanken in Deutschland & Europa. H2.LIVE. 2023. Verfügbar unter: <https://h2.live/tankstellen>

191. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER und IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKS- WIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNGEN DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt, Bruttowert- schöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2022. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-portal.de/de/veroeffentlichungen/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung>
192. AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. 2022. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/effizienzindikatoren>
193. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRT- SCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttowertschöpfung (preisbereinigt) Baden-Württemberg und Deutschland 1991 bis 2019 für ausgewählte Zusammenfassungen. 2020
194. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wohnen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen>
195. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet>
196. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Anteil der Einpersonenhaushalte. 2020. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwStruktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus
197. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. 2022. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabel- len/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>
198. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung der Energie- beratung für Wohngebäude. 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_ Wohngebaeude/energieberatung_wohngebaeude_node.html
199. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für Energiebe- ratung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme. 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energiebe- ratung/Nichtwohngebaeude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebaeude_anlagen_systeme_node.html
200. BUNDESREGIERUNG (BREG). Mehr Klimaschutz im Gebäudesektor – Klimafreundlich Bauen und Sanieren. Mai 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energieeffiziente-neubauten-2038426>
201. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bevölkerung nach Nationalität und Bundesländern. Statistisches Bun- desamt. 2023. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungs- stand/Tabellen/bevoelkerung-nichtdeutsch-laender.html>
202. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bruttoinlandsprodukt (BIP). Statistisches Bundesamt. 2023. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabel- len/bip-bubbles.html>
203. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp>
204. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Eckdaten zur Bevölkerung – Statistisches Lan- desamt Baden-Württemberg. 2023. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Bevoelkerung/99025010.tab?R=LA>
205. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2021. 2021. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2021.pdf
206. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 30. Juni 2022. 2022.
207. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2022. 2022. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2022.pdf

208. KFW BANKENGRUPPE. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), KfW. 2022. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-fuer-effiziente-Gebaeude>
209. L-BANK. Kombi-Darlehen Mittelstand, L-Bank. 2023. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-mittelstand.html>
210. L-BANK. Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie, L-Bank. 2023. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-wohnen.html>
211. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Klimaschutz-Plus. Baden-Württemberg.de. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/informieren-beraten-foerdern/klimaschutz-plus>
212. L-BANK. Klimaschutz-Plus, L-Bank. 2023. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.de/produkte/finanzhilfen/klimaschutz-plus-b-struktur-qualifizierungs-und-informationsprogramm.html>
213. MINISTERIUM FÜR LANDESENTWICKLUNG UND WOHNEN BADEN-WÜRTTEMBERG. Wohnraumförderung. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: <https://mlw.baden-wuerttemberg.de/de/bauen-wohnen/wohnungsbau/wohnraumfoerderung>
214. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Serielle Sanierung von Wohngebäuden. Baden-Württemberg.de. November 2020. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/foerderprogramm-serielle-sanierung-von-wohngebaeuden>
215. PTKA PROJEKTTRÄGER KARLSRUHE. Serielles Sanieren – PTKA Projektträger Karlsruhe. KIT – PTKA Projektträger Karlsruhe. 2023. Verfügbar unter: <https://www.ptka.kit.edu/serielles-sanieren.html>
216. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Übersicht Umweltbonus 2020–2023. 2023. Verfügbar unter: <https://pbs.twimg.com/media/F8327XhXUAAJWK1?format=png&name=900x900>
217. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Zwischenbilanz zum Antragstand vom 1. Dezember 2023. 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.html
218. ADAC. Förderung für Elektroautos. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/foerderung-elektroautos>
219. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen 1. Januar 2021. 2022. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ13/fz13_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
220. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Umwelt 2023. 2023. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_node.html
221. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Umwelt 2023. 2023. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html
222. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – E-Mobilität. September 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>
223. E-MOBIL BW GMBH. Entwicklung der Anzahl öffentlicher Ladepunkte und Wasserstofftankstellen. e-mobil BW GmbH. 2023. Verfügbar unter: <https://www.e-mobilbw.de/service/datencenter>
224. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Gebäudereport 2022. November 2022. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Gebaeudereport-2022-barrierefrei.pdf
225. BUNDESVERBAND WÄRMEPU. Wärmepumpenabsatz 2022: Wachstum von 53 Prozent gegenüber dem Vorjahr. 17. Januar 2023. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpenabsatz-2022-wachstum-von-53-prozent-gegenueber-dem-vorjahr>

226. STATISTISCHES BUNDESAMT. Über zwei Drittel der neuen Wohngebäude 2019 heizen ganz oder teilweise mit erneuerbaren Energien. Statistisches Bundesamt. 2. Juli 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/07/PD20_247_31121.html
227. KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Forschung/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
228. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Nettostrom- und -wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. 2022. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-WK.jsp>
229. BUNDESNETZAGENTUR. Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
230. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Veröffentlichung der KWK-Meldungen – 07/2017 bis 01/2019. 28. Februar 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2019_01_Veroeff_KWK.html
231. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/start.html>
232. EUROPEAN COMMISSION. Hydrogen. September 2022. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en
233. EUROPÄISCHER RAT. „Fit für 55“ – Übergang von fossilem Gas zu erneuerbaren und CO₂-armen Gasen. Juni 2023. Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package-explained>
234. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt. August 2023. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>
235. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Kraftfahrt-Bundesamt – Vierteljährlicher Bestand. FZ 27.8 Bestand an Kraftfahrzeugen am 1. Juli 2023 nach Fahrzeugklassen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten beziehungsweise Energiequellen. 1. Juli 2023. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/vierteljahrlicher_bestand_node.html
236. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energie – Entwicklung der Rohöleinfuhr (2021 – 2022). April 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/roel_entwicklung_rohoeleinfuhr_2021_2022.html
237. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Erdgasstatistik – Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1999. Februar 2023. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html
238. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E.V. Statistik der Kohlenwirtschaft – Energiezeitpreis Zeitreihe. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V. März 2023. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de/downloads/deutschland>
239. STATISTISCHES BUNDESAMT. Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – August 2023. Statistisches Bundesamt. September 2023. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001231065.html>
240. BUNDESNETZAGENTUR. SMARD. Marktdaten, Großhandelspreise. 12. September 2023. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22selectedFileType%22:%22XLSX%22,%22from%22:1577833200000,%22to%22:1672527599999%7D>

241. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023
242. SCHIFFLER, Alexander. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2022. Leipziger Institut für Energie, 2023
243. EUROSTAT. Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 – halbjährliche Daten. 22. September 2023. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205__custom_7460065/default/table?lang=de
244. BUNDESKARTELLAMT. Sektoruntersuchung Fernwärme – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. 2012. Verfügbar unter: <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf>
245. BUNDESNETZAGENTUR und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2022. 14. Dezember 2022. Verfügbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2022.pdf;jsessionid=72AFD9A6999EC87A7D36B1331177A313.2_cid389?__blob=publicationFile&v=5
246. EUROSTAT. Preise Gas für Haushaltskunden, ab 2007 – halbjährliche Daten. 23. Oktober 2023. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_202/default/table?lang=de&category=nrg.nrg_price.nrg_pc
247. EUROSTAT. Preise Gas für Nichthaushaltskunden, ab 2007 – halbjährliche Daten. 23. Oktober 2023. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/default/table?lang=de
248. SCHIFFLER, Alexander, EBERT, Marcel, HORBACH, Lisa, REICHMUTH, Matthias und ZABEL, Noah. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2021. Leipziger Institut für Energie, 2022
249. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Jahresbericht 2022. Februar 2023. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2022/2022_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2
250. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Juli 2023. Juli 2023. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2023/2023_Bericht_07.pdf?__blob=publicationFile&v=2
251. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). DEHSt – Zertifikate: Verkauf und Handel. Dezember 2022. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/Zertifikate-Verkauf-Handel/zertifikate-verkauf-handel_node.html
252. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Rekordeinnahmen im Emissionshandel: Über 13 Milliarden Euro für den Klimaschutz. Umweltbundesamt. Januar 2023. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemittelungen/rekordeinnahmen-im-emissionshandel-ueber-13>
253. LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAISS, F. und ZIESING, Hans-Joachim. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012 – Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. 2014
254. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2016. 2016. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2016.pdf
255. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022. 2021. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf
256. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf
257. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWserie_serie_00000468

258. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
259. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 29. Subventionsbericht des Bundes. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/29-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8
260. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E.V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de/>
261. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energiedaten: Gesamtausgabe. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
262. BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/1Wertschoepfung/2008/StrukturdatenBaugewerbe/Downloads/DL_Structurdaten_Endbericht2021.pdf
263. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. 2019
264. DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW). Bauboom geht zu Ende – politischer Strategiewechsel erforderlich. DIW Wochenbericht 1+2 2023. 11. Januar 2023. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.862940.de/23-1-1.pdf
265. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Baupreisentwicklung, Zeitreihe. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp>
266. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (FZ 14). Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html
267. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern und Verkehrszweigen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp>
268. STATISTISCHES BUNDESAMT. Fahrleistung und Kraftstoffverbrauch inländischer Personenkraftwagen. Statistisches Bundesamt. Dezember 2020. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/Tabellen/fahrleistungen-kraftstoffverbrauch.html>
269. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp>



Bild: Windpark Lauterstein (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

Abbildungsverzeichnis

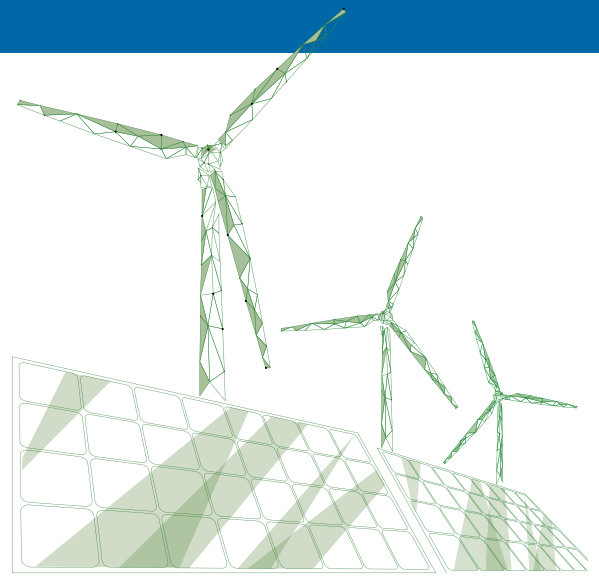


Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2025.	25
Abbildung 2:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2022.	35
Abbildung 3:	Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008.	35
Abbildung 4:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik.	36
Abbildung 5:	Gesetzlicher Smart-Meter-Roll-out-Fahrplan.	39
Abbildung 6:	Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) in Baden-Württemberg.	47
Abbildung 7:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2022 in Baden-Württemberg.	47
Abbildung 8:	Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2018 bis 2022.	48
Abbildung 9:	Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2018 bis 2022.	49
Abbildung 10:	Übersicht Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).	51
Abbildung 11:	Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung.	54
Abbildung 12:	Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie.	55
Abbildung 13:	Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).	56
Abbildung 14:	Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland.	57
Abbildung 15:	Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg.	58
Abbildung 16:	Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg.	58
Abbildung 17:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Q2/2023).	65
Abbildung 18:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2023).	66
Abbildung 19:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2023).	67
Abbildung 20:	Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025.	68
Abbildung 21:	Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW.	69

Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2011/2012 bis 2022/2023.	71
Abbildung 23: Entwicklung der Endenergieeinsparungen relativ zum Zielpfad durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg.	75
Abbildung 24: Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz der FNB Gas.	76
Abbildung 25: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts).	79
Abbildung 26: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern.	79
Abbildung 27: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen.	80
Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100).	81
Abbildung 29: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.	82
Abbildung 30: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.	83
Abbildung 31: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.	84
Abbildung 32: Inanspruchnahme des neuen BEG-Förderprogramms in Baden-Württemberg bezogen auf die Anzahl der Antragszahlen und auf die bundesweite Inanspruchnahme.	85
Abbildung 33: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.	89
Abbildung 34: Anteil der Elektrofahrzeuge (ohne Hybridfahrzeuge) am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg.	90
Abbildung 35: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2023) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 1. Juni 2023) (rechts).	91
Abbildung 36: Bestand an Ladepunkten zum jeweiligen Jahresende aufgeteilt in Normalladepunkte und Schnellladepunkte seit 2016.	92
Abbildung 37: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern.	93
Abbildung 38: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	94
Abbildung 39: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.	95
Abbildung 40: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2023.	98
Abbildung 41: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden.	99
Abbildung 42: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2022.	100
Abbildung 43: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2022.	101
Abbildung 44: Wasserstoff-Preisindex Hydex.	103
Abbildung 45: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.	104
Abbildung 46: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.	105
Abbildung 47: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg.	107
Abbildung 48: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2020.	107

Tabellenverzeichnis



Tabelle 1:	Ergebnisse der abgeschlossenen Ausschreibungsrunden nach dem KVBG.	23
Tabelle 2:	Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung.	30
Tabelle 3:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.	31
Tabelle 4:	Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW von 2014–2022.	32
Tabelle 5:	Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg.	38
Tabelle 6:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.	42
Tabelle 7:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen) ab 2022.	44
Tabelle 8:	Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen.	44
Tabelle 9:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen).	45
Tabelle 10:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2023).	64
Tabelle 11:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren.	73
Tabelle 12:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	94
Tabelle 13:	Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme.	96

GEMEINSAM
ANPACKEN.
KLIMANEUTRAL
2040



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT