




Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

 Statusbericht 2022

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

– Statusbericht 2022 –

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

Tobias Kelm, Laura Liebhart, Henning Jachmann, Marcel Klingler
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 Laubengaier, Leinfelden-Echterdingen
Der Druck ist CO₂-kompensiert, gedruckt auf 100 Prozent
Recyclingpapier, zertifiziert mit dem Blauen Engel.



Titelbild

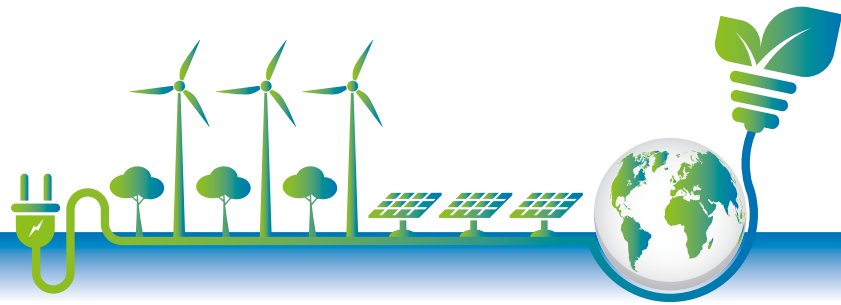
© Photovoltaikfreiflächenanlage bei Sonnenuntergang (© Thinapob / stock.adobe.com)

Auflage

300 Stück

Stand: 1. Dezember 2022

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 rückläufig. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von 1,8 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von rund 2,0 GW gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Mit der Stilllegung des Kernkraftwerks in Neckarwestheim (1,3 GW) bis April 2023 wird der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen und die konventionelle Kraftwerkskapazität weiter zurückgehen.

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) werden die Rahmenbedingungen für den bundesweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung festgelegt. 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 Zieltatum für den Kohleausstieg. Die für den 15. August 2022

vorgesehene Überprüfung zum Vorziehen des Kohleausstiegs, welche als Monitoring-Verpflichtung im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) verankert ist, wurde jedoch durch das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz nicht fristgerecht durchgeführt. Vom Gesetz betroffen sind auch die am Markt agierenden, steinkohlebefeuerten Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW in Baden-Württemberg. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken erfolgt zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen (mit dem Beschluss vom 21. Juli 2021 ist die letzte Ausschreibungsrunde für das Jahr 2027 entfallen). Für Anlagen, welche für die Versorgungssicherheit relevant sind, wird der Gebotswert um einen Netzfaktor erhöht, wodurch diese erschwert einen Zuschlag erhalten. Dies betrifft, aufgrund des bestehenden Netzengpasses, insbesondere Anlagen in Süddeutschland und damit auch in Baden-Württemberg. Bereits ab 2024 werden die Ausschreibungen von gesetzlichen Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle ergänzt, ab 2027 greift ausschließlich das ordnungsrechtliche Verfahren, welches die Stilllegung nach Alter der Anlagen beinhaltet. Parallel zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz wird der Kohleausstieg durch den Kohleersatzbonus im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz flankiert. In Abhängigkeit vom Inbetriebnahme- und Stilllegungsdatum wird eine Einmalzahlung von 5 bis 390 Euro/kW gewährt. In der dritten Ausschreibungsrunde zum 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 zum 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 der Block 8 des Grosskraftwerks Mannheim (GKM 8)

einen Zuschlag erhalten, womit 435 MW elektrische Leistung aus dem Kraftwerkspark fallen werden. Aufgrund der angespannten Lage auf dem Strommarkt hat die Bundesregierung das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz 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. Demnach ist das Heizkraftwerk Magirusstraße in Ulm von dieser Regelung betroffen, die Stilllegung wird anstatt 2022 erst 2024 erfolgen. 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.

Mit dem Beschluss zur Laufzeitverlängerung der drei in Deutschland verbliebenen Kernkraftwerke wird auch für Neckarwestheim II die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erst mit Ablauf des 15. Aprils 2023 erlöschen. Dies wurde durch die Novelle des Atomgesetzes geregelt. Es erfolgt somit ein befristeter Streckbetrieb, neue Brennstäbe sollen aber nicht beschafft werden.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Gemäß verschiedener Berichte und Untersuchungen für die Versorgungssicherheit in Deutschland ergaben sich sowohl für die marktseitige als auch für die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit in Hinblick auf die letzten Jahre keine Hinweise darauf, dass diese nicht gewährleistet ist. Die aktuelle Energiekrise sowie insbesondere die Ausfälle von Teilen der französischen Kernkraftwerke stellen jedoch besondere Anforderungen an die Versorgungssicherheit dar, wie auch die Sonderanalysen für den Winter 2022/2023 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag des BMWK ergeben haben. Eine stundenweise krisenhafte Situation im Stromsystem im Winter 2022/2023 ist zwar sehr unwahrscheinlich, kann aber nicht vollständig ausgeschlossen werden. Damit es im kommenden Winter zu keinerlei Lastunterdeckungen oder Stromabschaltungen aufgrund von Netz-Stresssituationen kommt, sind zusätzliche Maßnahmen zur Stärkung der Netzsicherheit nötig. Deshalb weist der zweite Stresstest darauf hin, dass zur mittel- bis langfristigen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit verschiedene Maßnahmen umgesetzt werden müssen, welche durch das BMWK und die Übertragungsnetzbetreiber bereits umgesetzt, beziehungsweise in die Wege geleitet wurden.

Im Jahr 2021 lag der bundesweite Bedarf an Redispatch bei 21.685 GWh und ist damit gegenüber dem Vorjahr um 4.462 GWh gestiegen. Für die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber war ein Anstieg des gesamten Redispatchbedarfs von 2.351 GWh im Jahr 2020 auf 2.787 GWh im Jahr 2021 zu verzeichnen. Der Anteil der TransnetBW an den bundesweiten Redispatchmengen ist mit rund 18 Prozent im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Relevant für die TransnetBW sind Wirkleistungserhöhungen mit einem Anteil von rund 30 Prozent an den bundesweiten Mengen.

Der bundesweite Netzreservebedarf, welcher von den vier Übertragungsnetzbetreibern vor den Sonderanalysen ermittelt wurde, erweist sich aufgrund der Energiekrise im Zuge des Ukraine-Krieges nicht mehr als ausreichend. Gemäß der Sonderanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2022/23 ist davon auszugehen, dass zur Sicherstellung der Versorgung mindestens 5,8 GW gesichertes Potenzial aus dem Ausland benötigt werden. Darüber hinaus steht Reserveleistung in Form der Kapazitätsreserve (Aktueller Erbringungszeitraum 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024) in Höhe von 1,1 GW zur Verfügung.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit tragen mittel- bis langfristig auch dezentrale Flexibilitätsoptionen im Stromsystem bei. Eine Option sind Speichersysteme. Der Ausbau dezentraler Speichersysteme schreitet hierbei weiter voran. So wurden in Baden-Württemberg 2021 mehr als 24.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 62.000 Einheiten. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen wurde mit dem Start des verpflichtenden Smart-Meter-Rollouts erreicht, der zunächst mit der Markterklärung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik Ende Januar 2020 erfolgte, welche inzwischen jedoch bis auf Weiteres zurückgezogen werden musste.

STROMERZEUGUNG UND STROMVERBRAUCH

Die um fast 70 Prozent gestiegene Stromerzeugung aus Steinkohle sorgte zusammen mit einem höheren Erzeugungsniveau der erneuerbaren Energien sowie von Gaskraftwerken für einen Anstieg der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 50,9 TWh. Das Erzeugungsniveau der Kernkraftwerke im Land lag mit 11,1 TWh auf dem Niveau des Vorjahres. Der Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2021 nach ersten Berechnungen um knapp 4 Prozent auf 68,1 TWh gestiegen.

Durch das stärker als der Verbrauch gestiegene Erzeugungsniveau im Land ist der Gesamtsaldo des Stromimports (Stromimport abzüglich Stromexporte) um rund ein Fünftel auf insgesamt rund 17 TWh gesunken. Die Handelsbilanz der über die Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg mit dem Ausland abgewickelten Im- und Exporte weist einen Exportüberschuss von 11,0 TWh auf, was einer Verdopplung gegenüber dem Vorjahreswert von 5,5 TWh entspricht.

STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wuchs um knapp 0,3 TWh auf 18,4 TWh, womit im Jahr 2021 rund 36 Prozent der landesweiten Bruttostromerzeugung bereitgestellt wurden. Da die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken stark gestiegen ist, lag der Anteil der erneuerbaren Energien vier Prozentpunkte unterhalb des Vorjahreswertes. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil bei rund 27 Prozent. Der Neuanlagenzubau von Windenergieanlagen bleibt jedoch weiter deutlich hinter den gesteckten Zielen zurück. Nach neun Neuanlagen mit insgesamt 29 MW im Jahr 2020 wurden 2021 31 Anlagen mit insgesamt 123 MW installiert. Im ersten Halbjahr 2022 waren jedoch lediglich drei Neuinbetriebnahmen mit jeweils 4,5 MW zu verzeichnen. Mit rund 620 MW Neuinstallationen im Jahr 2021 bewegte sich der Zubau von PV-Anlagen auf dem Niveau des Vorjahres.

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.

ENERGIEWENDE IM WÄRMESEKTOR

Bezogen auf die Anzahl der Wohnungen in Baden-Württemberg zeigt sich, dass diese noch zu mehr als drei Viertel mit Heizöl und Erdgas beheizt werden. Beim Neubau von Wohn- und Nichtwohngebäuden stellen seit 2017 die erneuerbaren Energien die am häufigsten genutzte Beheizungsart (nach überwiegender Heizenergie) dar. Im Jahr 2021 lag der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten bei knapp 70 Prozent, davon der Großteil Wärmepumpen. Aufgrund ihres geringen Heizwärmeverbrauchs und des vergleichsweise geringen Anteils der Neubauten am Gebäude-

bestand kommt den Bestandsgebäuden bei der Wärmewende die größte Bedeutung zu. Hier setzen verschiedene Instrumente an, zum einen ordnungsrechtlich auf Bundesebene (GEG) und Landesebene (EWärmeG), zum anderen durch Förderinstrumente insbesondere auf Bundesebene (Bundesförderung effiziente Gebäude und Bundesförderung effiziente Wärmenetze) sowie ergänzend auf Landesebene (Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie und Kombi-Darlehen Mittelstand mit Klimaprämie) und durch die kommunale Wärmeplanung und die Förderung von Wärmenetzen auf Landesebene.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor liegt bei 16,5 Prozent. Nach wie vor dominiert mit Abstand die direkte Nutzung von Holz zur Wärmeherzeugung in Einzelanlagen. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen weiter zu. So entfällt derzeit mehr als ein Drittel der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen auf Baden-Württemberg.

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 effiziente Wärmenetze ist.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Der Energieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2020 durch die Corona-Maßnahmen erheblich gesunken. Nach ersten Berechnungen lag der Verbrauch im Jahr 2021 insgesamt auf einem identischen Niveau, obwohl Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung nach dem Rückgang 2020 wieder deutlich zulegten. Die Verbräuche von Strom, Erdgas, Fernwärme und erneuerbaren Energien sind 2021 wieder gestiegen. Der Aufwuchs wurde in Summe jedoch durch den stark rückläufigen Heizölabsatz begrenzt, weil 2020 relativ viel Heizöl getankt wurde und 2021 dementsprechend weniger. Insgesamt verharrte damit der Endenergieverbrauch 2021 in Baden-Württemberg auf gut 280 TWh.

In Baden-Württemberg war im Jahr 2021 nach ersten Berechnungen, unter anderem witterungsbedingt, ein höherer Gasverbrauch als im Vorjahr zu verzeichnen. Insgesamt wurden 285 PJ beziehungsweise 8,1 Milliarden Kubikmeter Erdgas verbraucht. Davon entfällt mehr als ein Drittel auf den Haushaltssektor, wo das Gas hauptsächlich zur Gebäudebeheizung eingesetzt wird.

Bei der Effizienz von Wohngebäuden, abgebildet durch den Endenergieverbrauch (ohne Strom), ist in den vergangenen Jahren im Trend ein leicht steigendes Verbrauchsniveau zu verzeichnen. Dies ist unter anderem der steigenden Wohnfläche insgesamt sowie pro Kopf zuzurechnen. Der Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. 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 ist der gesetzlich festgestellte Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes um rund 4.600 Kilometer auf nun rund 10.400 Kilometer angestiegen. Auf Baden-Württemberg entfallen dabei vier neue Ausbauvorhaben mit rund 230 Trassenkilometern (bundesweit insgesamt 14 Vorhaben mit 880 Kilometer). Der bisher geplante Übertragungsnetzausbau liegt sowohl bundesweit als auch in Baden-Württemberg hinter den ursprünglichen Planungen zurück.

Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zeigt sich auch in der Abregelung von Strommengen aus erneuerbaren Energien. Das Einspeisemanagement lag deutschlandweit mit 5.800 GWh insgesamt abermals leicht unter dem Niveau des Vorjahres. Die durch das Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit in Baden-Württemberg hat sich im Vergleich zum Vorjahr mehr als halbiert und liegt nunmehr bei etwa 5 GWh. Somit bewegt sich das Einspeisemanagement mit 0,1 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2021 bundesweit bei 12,7 Minuten und ist damit im Vergleich zum Vorjahr leicht, um 2 Minuten, angestiegen. Der Wert für Baden-Württemberg lag im Jahr 2021 entsprechend dem Niveau des bundesweiten SAIDI bei 12,7 Minuten und ist ebenfalls leicht angestiegen.

Die Lage der Gasversorgung in Deutschland ist angespannt. Nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, dem Versiegen russischer Gaslieferungen und der mutmaßlichen Sabotage an den Nord Stream Pipelines 1 und 2 richtet sich der Blick nun auf neue Bezugsquellen, den Aufbau einer alternativen Importinfrastruktur und den Füllstand der heimischen Erdgasspeicher. Noch im Jahr 2022 sollen die ersten der insgesamt sieben geplanten LNG-Terminals ihren Betrieb aufnehmen. Die Kapazität der schwimmenden Flüssiggas-Terminals reicht aus, um rund ein Drittel des bisherigen Jahresverbrauchs in Deutschland zu decken. Nach historisch niedrigen Speicherfüllständen zu Beginn des Winters 2021/2022 hat die Bundesregierung Füllstandsvorgaben im Energiewirtschaftsgesetz verankert. Demnach müssen die Betreiber zu den Stichtagen 1. Oktober, 1. November und 1. Februar Füllstände in Höhe von 85 Prozent, 95 Prozent beziehungsweise 40 Prozent – gemessen am Arbeitsgasvolumen der jeweiligen Gasspeicheranlage – vorhalten.

Trotz einer Zunahme von Versorgungsunterbrechungen bewertete die Bundesnetzagentur die Gasversorgung im Jahr 2021 als sehr zuverlässig. Der SAIDI Gas stieg druckstufenunabhängig auf 2,18 Minuten (2020: 1,09 Minuten), wobei mit 2,16 Minuten der weit überwiegende Anteil der Unterbrechungsdauer auf Haushalts- und Kleinverbraucher entfiel. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 1,71 Minuten unter dem Gesamtwert auf Bundesebene.

Seit dem 23. Juni 2022 gilt in Deutschland die Alarmstufe – die zweite von insgesamt drei Stufen des Notfallplans Gas. Wenngleich die deutschen Erdgasspeicher Anfang Dezember 2022 zu 98 Prozent gefüllt sind, die Gasversorgung stabil und die Versorgungssicherheit gesichert ist, schließt die Bundesnetzagentur eine weitere Verschlechterung der Situation nicht aus. Immerhin: In drei von vier Szenarien, die die Behörde mit Blick auf den Winter 2022/2023 erstellt hat, kann

eine Gasmangellage abgewendet werden. Dies setzt jedoch voraus, dass Deutschland sein Verbrauchsreduktionsziel von 20 Prozent erfüllt, drei der geplanten LNG-Terminals spätestens zum Jahresbeginn 2023 einspeisen kann und die Differenz aus Importen und Exporten in den Wintermonaten lediglich moderat sinkt. Die Lage der Gasversorgung in Deutschland wird fortlaufend von einem Krisenstab bewertet.

Die Aktivitäten zur Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur nehmen aufgrund der zukünftig stark steigenden Nachfrage nach Wasserstoff auf europäischer, nationaler und regionaler Ebene stark zu. Pläne zur Entwicklung einer separaten Infrastruktur für den Wasserstofftransport in Fernleitungsnetzen wurden unter anderem von den Fernleitungsnetzbetreibern veröffentlicht. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur soll neben dem Neubau von Wasserstoffleitungen auch mit umgewidmeten und umgerüsteten Erdgasleitungen auf sortenreinen Wasserstoff realisiert werden.

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 zugehörige Stromverbrauch ist mit knapp 200 GWh in Baden-Württemberg zwar deutlich angestiegen, aber mit einem Anteil von 0,3 Prozent am Bruttostromverbrauch noch immer verhältnismäßig klein. 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.

Im Zuge der Novellierung des EEG wurden Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff in den Regelungskatalog aufgenommen. Das schafft ein neues Segment für die Förderung und den Markthochlauf von Wasserstoff. Die ersten Ausschreibungen sollen bereits im Jahr 2023 starten. Um die Markteinführung von grünen Gasen und Wasserstoff zu fördern, soll das beschlossene Register für Herkunftsnachweise der Bundesregierung zum 1. Januar 2024

in Betrieb gehen. Damit soll mehr Transparenz etwa über die grünen Eigenschaften von Wasserstoff geschaffen und so die Vermarktung unterstützt werden.

Die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Der Ausbau der Wärmepumpen setzt sich dynamisch fort, der Bestand beläuft sich nach Hochrechnungen auf rund 190.000 Stück in Baden-Württemberg. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen im Land betrug 2021 rund 1,2 TWh und damit 1,8 Prozent des Bruttostromverbrauchs.

Die KWK-Nettostromerzeugung pendelte in den vergangenen Jahren um die Größenordnung von 8,5 TWh/a, die Wärmebereitstellung bewegte sich bei rund 20 TWh/a. Im Jahr 2021 ist nach ersten Berechnungen eine Mehrerzeugung um mehr als 10 Prozent zu verzeichnen. 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 sind im Jahre 2021 deutlich gestiegen. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Mittel 436 Euro und lag damit 57 Prozent über dem Vorjahresniveau. Die Grenzübergangspreise für Erdgas legten um mehr als 100 Prozent auf 7.067 Euro/TJ zu (2020: 3.410 Euro/TJ). Kraftwerkskohle kostete im vierten Quartal 2021 181 Euro/t SKE – ein Anstieg um 187 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Die Preisrallye setzte sich 2022 unvermindert fort. Insbesondere die Einfuhrpreise für Erdgas stiegen rasant und erreichten im August 2022 ein Niveau von 41.255 Euro/TJ.

Im europäischen Emissionshandelssystem hat sich der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung auf 52,50 Euro gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt. Dabei stiegen die Auktionspreise im Jahresverlauf 2021 kontinuierlich an und erreichten mit 82,25 Euro in der Auktion vom 17. Dezember 2021 ein neues Allzeithoch. In den ersten acht Monaten des Jahres 2022 stabilisierten sich die Auktionspreise auf einem Niveau von 83,60 Euro.

Bedingt durch den Anstieg der Brennstoff- und CO₂-Preise, eine Erholung der Stromnachfrage und eine geringere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreichten auch die

Börsenstrompreise im deutsch-luxemburgischen Marktgebiet im Jahr 2021 neue Rekordwerte. In den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT wurde eine Megawattstunde Strom im Jahr 2021 für durchschnittlich 96,85 Euro gehandelt – 218 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Trend setzte sich in den ersten drei Quartalen des Jahres 2022 fort. Teuerster Monat war mit einem Durchschnittswert von 465,19 Euro/MWh der August.

Stromverbraucher bekamen die Preissteigerungen mit etwas Verzögerung deutlich zu spüren. Die Strompreise für Haushaltskunden verteuerten sich 2021 im Bundesdurchschnitt zunächst auf 32,2 ct/kWh (2020: 31,8 ct/kWh), bevor sie im ersten Halbjahr 2022 sprunghaft auf ein Niveau von 37,2 ct/kWh kletterten. Den im Jahresverlauf weiter steigenden Kosten für die Strombeschaffung stand eine Absenkung der EEG-Umlage von 6,5 auf 3,7 ct/kWh zum 1. Januar 2022 sowie die vollständige Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 entgegen. Auch Gewerbe- und Industriekunden bekamen die Teuerung deutlich zu spüren.

Auch im Gasmarkt bekommen die Kunden die drastischen Preissteigerungen erst mit etwas Verzug zu spüren. So spielten diese in den Stichtagsauswertungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes zum 1. April 2021 noch keine Rolle. Dafür machte sich die Einführung des nationalen Brennstoffemissionshandelssystems zum 1. Januar 2021 bemerkbar. Mit einem Startpreis von 25 Euro/t führte die CO₂-Abgabe im Jahr 2021 zu einer Mehrbelastung für Erdgaskunden von rund 0,5 ct/kWh. Nach Zahlen von Eurostat stiegen die Gaspreise für Haushaltskunden inklusive Steuern und Abgaben im zweiten Halbjahr 2021 auf 6,9 ct/kWh (H2 2020: 6,2 ct/kWh). Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 278 MWh zahlten in der zweiten Jahreshälfte ohne Steuern und Abgaben im Schnitt 5,5 ct/kWh (H2 2020: 4,4 ct/kWh) und bei einem Jahresverbrauch zwischen 28 und 278 GWh 3,9 ct/kWh (H2 2020: 2,3 ct/kWh).

Abweichend von den anderen Energieträgern existiert zum aktuellen Zeitpunkt keine Handelsplattform für Wasserstoff, sodass 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 Strom-

preise, große Schwankungsbreiten mit einigen Ausschlägen festzustellen. So schwankte der Preis von grünem Wasserstoff vom 1. Januar bis 24. Oktober 2022 zwischen 73 Euro/MWh und 1.019 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 368 Euro/MWh. Im Jahr 2021 lag der durchschnittliche Preis von grünem Wasserstoff bei 160 Euro/MWh.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2021 sowohl wegen des höheren Stromverbrauchs als auch wegen gestiegener Preise deutlich gestiegen. Sie lagen bei insgesamt 13,4 Milliarden Euro und damit 1,8 Milliarden beziehungsweise rund 15 Prozent höher als im Vorjahr. In ähnlichem Ausmaß sind die Ausgaben für Wärme einschließlich Sanierungsmaßnahmen auf insgesamt 15,8 Milliarden Euro gestiegen, unter anderem wegen höherer Gaspreise. Der Anstieg im Wärmesektor wurde 2021 durch einen geringen Heizölabsatz (Vorzieheffekte im Jahr 2020) gebremst. Im Kraftstoffbereich war bei nur geringfügig gestiegenem Verbrauch aufgrund höherer Kraftstoffpreise ein Anstieg der Letztverbraucherausgaben um rund 10 Prozent auf 11,7 Milliarden Euro zu verzeichnen.

Insgesamt stehen die Ausgaben von 41 Milliarden Euro im Jahr 2021 für einen Anteil von 7,7 Prozent am Bruttoinlandsprodukt. Für Strom ist der Anteil in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und erreicht mit 2,5 Prozent wieder das Niveau von 1991 (2,5 Prozent). Die Ausgaben für Wärme (einschließlich Sanierungsmaßnahmen) und Kraftstoffe betragen in Relation 3,0 Prozent beziehungsweise 2,2 Prozent des Bruttoinlandsprodukts. Nachdem die Belastungen sich nach 2012 verringert haben, war zuletzt ein Anstieg zu verzeichnen.

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

ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

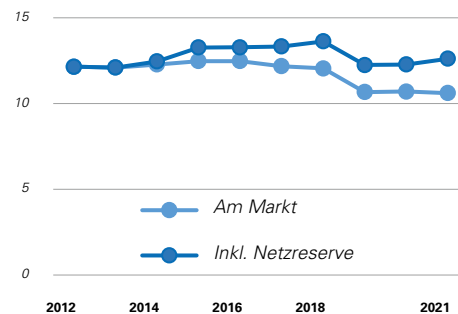
Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inklusive Netzreserve

Status quo (2021): 10,6 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 1,5 GW zur Regelzone der TransnetBW.

[GW]



REDISPATCHMASSNAHMEN

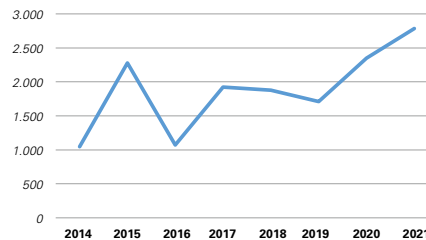
Indikator (oben): Entwicklung der Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2021): 2.787 GWh
(davon 2.535 GWh Wirkleistungserhöhung)

Entwicklungstendenz: Deutlicher Anstieg von über 400 GWh (+19 Prozent) gegenüber dem Vorjahr. Anteil von 18 Prozent an den bundesweiten Mengen.

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

[GWh]



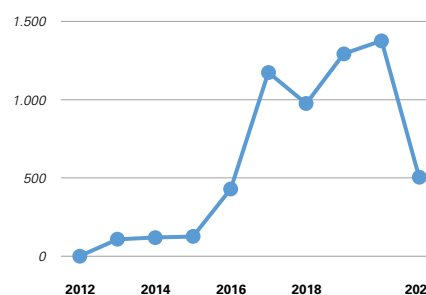
Indikator (unten): Entwicklung der Redispatchdauer in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2021): 504 Stunden

Entwicklungstendenz: Deutlicher Rückgang von fast 900 Stunden gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil der Einzelmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW ist mit 1,5 Prozent des Bundeswertes weiterhin gering.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet nur Einzelmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber.

[h]



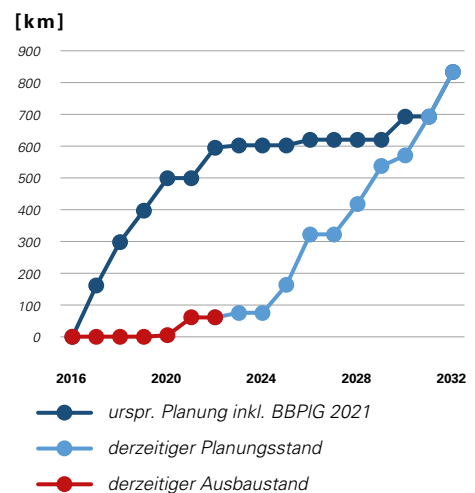
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

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

Status quo (Q2/2022): 534 Kilometer

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung wird voraussichtlich im Jahr 2022 sein Maximum erreichen und verringert sich danach schrittweise. Bei Fortschreibung der Ausbaugeschwindigkeit des Jahres 2020 (56 Kilometer/Jahr) würde das Ausbauziel mit drei Jahren Verspätung im Jahr 2035 erreicht.

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



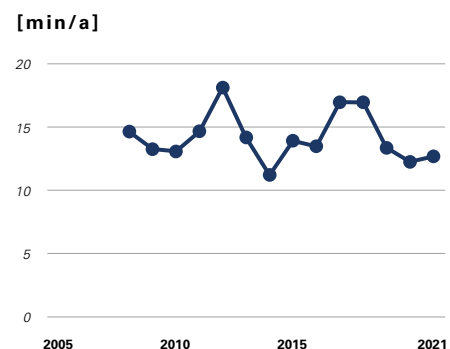
SAIDI STROM

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

Status quo (2021): 12,7 min/a

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

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

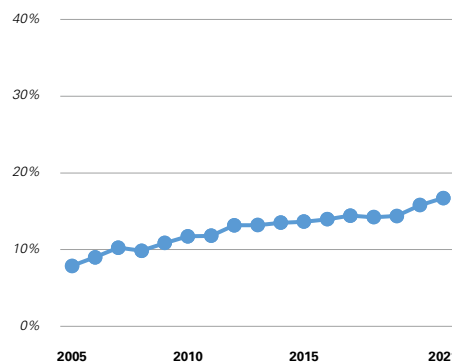


**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AM
ENDENERGIEVERBRAUCH**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2021): 16,5 Prozent (vorläufige Angabe)

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



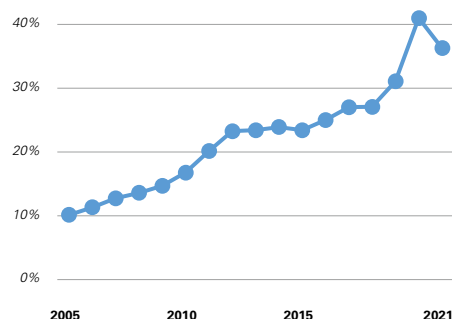
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
BRUTTOSTROMERZEUGUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Status quo (2021): 36,3 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung liegt heute nahezu doppelt so hoch, wie noch vor zehn Jahren. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil bei 27,1 Prozent.

Hinweis: Die in Baden-Württemberg zum Teil stark schwankende Bruttostromerzeugung insgesamt beeinflusst den Anteil der erneuerbaren Energien relativ stark. Aufgrund der gegenüber dem Vorjahr um 15 Prozent gestiegenen Bruttostromerzeugung (+6,6 TWh) sank der Anteil der erneuerbaren Energien, die aber wiederum um 0,3 TWh wuchsen.



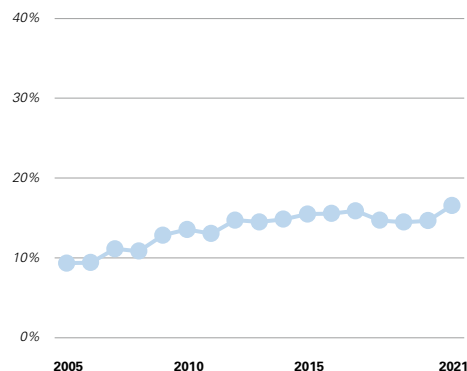
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
WÄRMEBEREITSTELLUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2021): 16,5 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



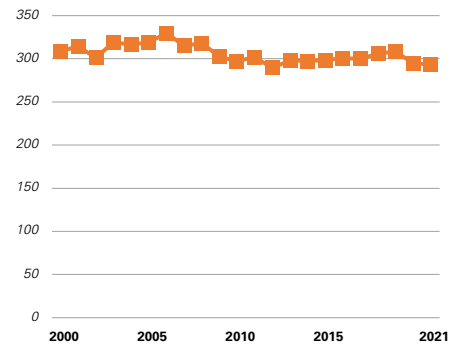
ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2021): 294 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 ins Jahr 2020).

[TWh]

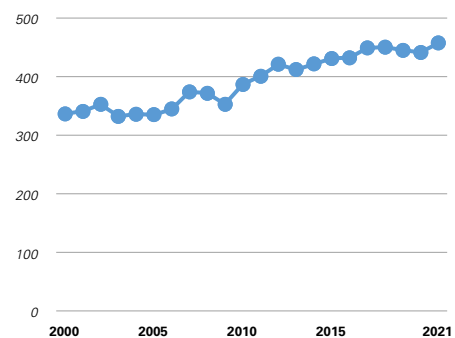
**ENTWICKLUNG DER ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT**

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

Status quo (2020): 458 Euro /GJ (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Trend ist langfristig positiv, flachte jedoch ab 2018 ab. Nach dem Coronajahr 2020 war 2021 wieder ein Anstieg zu verzeichnen.

[Euro BIP/GJ]

**ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS**

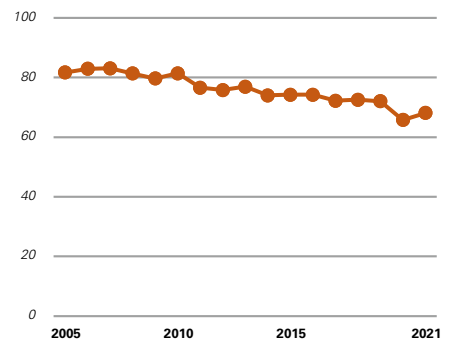
Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2021): 68,1 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Nach dem deutlichen Rückgang im Jahr 2020 ist der Stromverbrauch wieder gestiegen, erreichte aber nicht das Niveau 2019.

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.

[TWh]

**ENTWICKLUNG DER KWK-STROMERZEUGUNG**

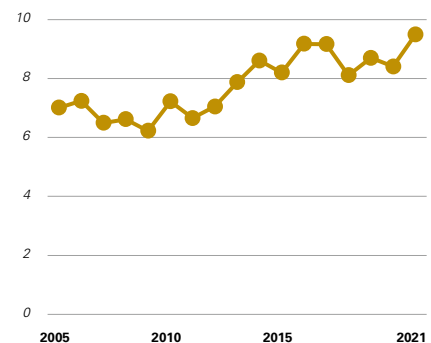
Indikator: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

Status quo (2021): 9,4 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist nach einem tendenziellen Rückgang bis 2009 in den folgenden Jahren im Trend angestiegen. Im Jahr 2021 ist die KWK-Erzeugung deutlich gestiegen, insbesondere aufgrund der Mehrerzeugung in Kohlekraftwerken.

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

[TWh]

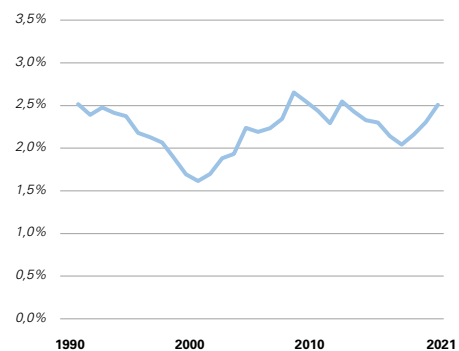


LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2021): 2,5 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.

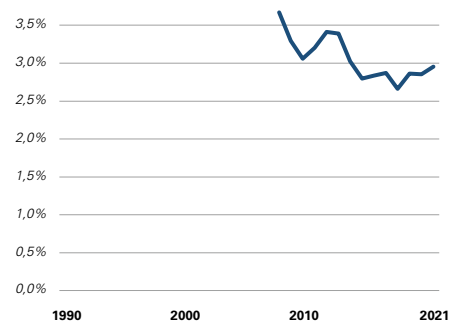
**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2021): 3,0 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP ist seit 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 und höhere Energiepreise zu verzeichnen waren.

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

**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2021): 2,2 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 zeigen sich bei annähernd konstantem Verbrauchsniveau die gestiegenen Preise.

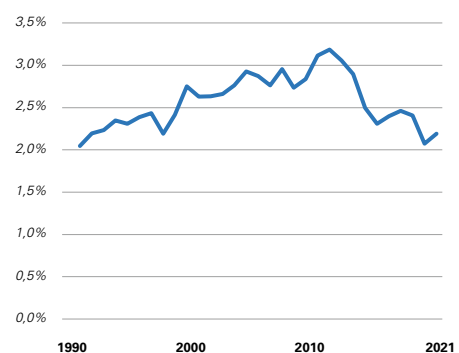




Bild: Trafo Umspannwerk Grossgartach (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

Inhaltsverzeichnis

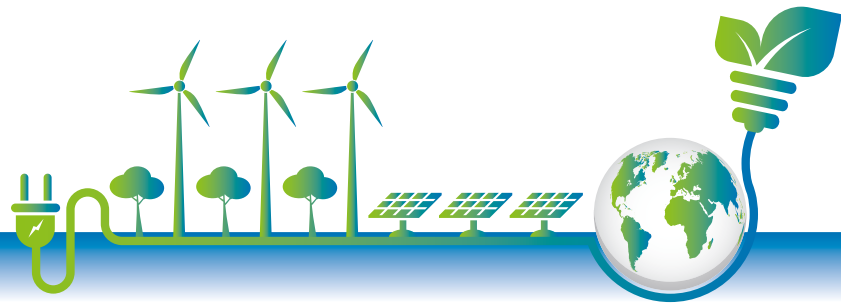
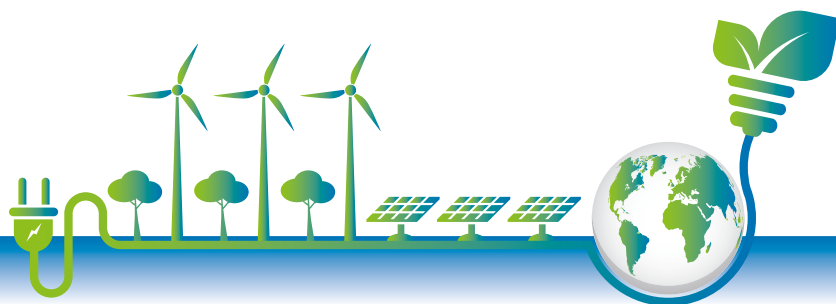



Bild: Windgenerator mit Himmel (© Massimo Cavallo / stock.adobe.com)

Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	17
1 Hintergrund	18
2 Energiewende im Stromsektor	20
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	20
2.2 Versorgungssicherheit	24
2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor	38
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	45
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	46
3 Energiewende im Wärmesektor	48
3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor	48
3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor	51
3.3 Fernwärme	54
3.4 Versorgungssicherheit	56
4 Infrastrukturen für die Energiewende	58
4.1 Stromnetze	58
4.2 Erdgasinfrastruktur	68
4.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	70
4.4 Wasserstoffinfrastruktur	72
5 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz	76
5.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	76
5.2 Entwicklung der Energieeffizienz	78
6 Sektorenkopplung	84
6.1 Stromeinsatz im Verkehr	84
6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor	87
6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	88
6.4 Wasserstoff	90
7 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	94
7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	94
7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	99
Literaturverzeichnis	104
Abbildungsverzeichnis	122
Tabellenverzeichnis	124

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 Treibhausgasminderungsziel 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 im Juli 2021 ein Paket aus neuen Richtlinien und Verordnungen vorgestellt, um den Rahmen für die Umsetzung der Klimaziele zu schaffen.

Auf Bundesebene wurde mit der Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes das Ziel der Treibhausgasneutralität von 2050 auf 2045 vorgezogen. Entsprechend ambitionierter wur-

den auch die Zwischenziele gesteckt, mit nunmehr mindestens -65 Prozent bis 2030 und mindestens -88 Prozent bis 2040. Das Klimaschutzgesetz sieht einen Kontrollmechanismus vor, bei dem bei Überschreitung der Emissionsbudgets ein Sofortprogramm zur Nachsteuerung umzusetzen ist. Teil des Pakets ist zudem das Brennstoffemissionshandelsgesetz zur Bepreisung der Nutzung von fossilen Kraft- und Brennstoffen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und in Teilen der Industrie.

Im Jahr 2021 trat das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft und enthielt auch weitere Änderungen zum KWKG. Bereits im Jahr 2022 wurde das EEG erneut novelliert, um die Voraussetzungen für einen erheblich schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zu schaffen. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das das bisherige Energieeinsparungsgesetz samt Energieeinsparverordnung sowie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ersetzt, trat bereits im November 2020 in Kraft. Die Effizienzseite, aber auch die Frage der Beheizung von Gebäuden und die Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt wird im vorliegenden Bericht beleuchtet.

Auf Landesebene erfolgte mit den beiden Novellierungen des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg in den Jahren 2020 und 2021 eine deutliche Anhebung des Ambitionsniveaus beim Klimaschutz. Das Land hat sich für das Jahr 2030 ein Treibhausgasminderungsziel von mindestens -65 Prozent gegenüber 1990 gesetzt und für das Jahr 2040 die Netto-Treibhausgasneutralität avisiert. Mit der Pflicht zur Installation

von PV-Anlagen beim Neubau und bei der grundlegenden Dachsanierung von Gebäuden sowie bei Parkplätzen ab einer bestimmten Größe, der Pflicht für alle Kommunen zur Datenerfassung der Energieverbräuche sowie der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung für Stadtkreise und große Kreisstädte wurden maßgebliche Regelungen für mehr erneuerbare Energien, Effizienz und eine strategische Herangehensweise im Bereich der Wärmewende auf kommunaler Ebene eingeführt. Mit einer weiteren Novelle des Gesetzes sollen im Jahr 2023 verbindliche Treibhausgasminderungsziele für einzelne Sektoren wie Industrie und Energiewirtschaft für das Jahr 2030 aufgestellt werden.

Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch 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.

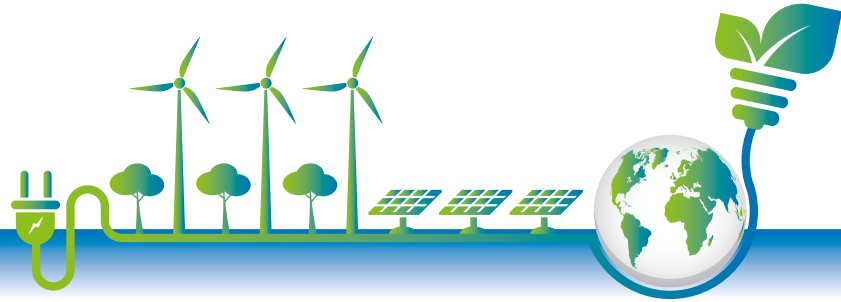
Wie auch im Vorjahr werden im vorliegenden Bericht die Entwicklungen im Kraftwerkspark und die Ergebnisse aktueller Studien zur Versorgungssicherheit dargestellt. Die angespannte Lage auf dem Strommarkt unter anderem als Folge der massiv gestiegenen Gaspreise und der eingeschränkten Kraftwerksverfügbarkeit 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. Bei der Analyse der Energiepreise werden die seit Ende 2021 zu beobachtenden, teilweise erheblichen Preissteigerungen analysiert. Daneben wird auch die Kostenentwicklung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Im vorliegenden zehnten Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2021, was den aktuellsten Datenstand zum Zeitpunkt der Berichterstellung darstellt. Zum Teil wird aus Gründen der besonderen Aktualität jedoch auch auf die Situation im Jahr 2022 eingegangen, sofern entsprechende Daten vorliegen.



2. Energiewende im Stromsektor



 Im Zuge der Verwerfungen auf dem europäischen Strommarkt besteht zum Zeitpunkt der Berichterstellung einerseits eine hohe Dynamik, andererseits eine hohe Unsicherheit über die weitere Entwicklung in den kommenden Monaten. Mit dem vorliegenden Bericht wird der aktuelle Stand im Stromsektor Ende November 2022 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 – KURZ- UND MITTELFRISTPROGNOSE

Die Situation des konventionellen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg ist in hohem Maße von den Entwicklungen des deutschen und europäischen Kraftwerksparks abhängig sowie von den Entscheidungen auf Bundesebene im Zuge der Gas-krise und der unzureichenden europäischen Kraftwerksverfügbarkeit geprägt. In den folgenden Kapiteln zum konventionellen Kraftwerkspark und zur Versorgungssicherheit werden diese Entwicklungen an den jeweiligen Stellen thematisiert und eingeordnet.

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wird die vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 geregelt. Es ist eine regelmäßige

Überprüfung in den Jahren 2026, 2029 und 2032 vorgesehen; damit soll bewertet werden, ob eine Beendigung der Kohleverstromung bereits im Jahr 2035 erfolgen kann. Entsprechend den Zielen des Koalitionsvertrages soll auf Bundesebene der Kohleausstieg idealerweise von 2038 auf das Jahr 2030 vorgezogen werden. Dieses Ziel wird auch von der Landesregierung unterstützt. 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. Danach erfolgt der weitere Stilllegungspfad anhand gesetzlicher Vorgaben¹ in einem Verfahren durch die Bundesnetzagentur, welches unter anderem eine Reihung nach Inbetriebnahmedatum vorsieht und Nachrüstungsmaßnahmen berücksichtigt. Für das Jahr 2020 war ein Ausschreibungsvolumen im verkürzten Verfahren von 4 GW vorgesehen, für den ersten Ausschreibungstermin 2021 von 1,5 GW. In den nachfolgenden Jahren wird das Ausschreibungsvolumen durch die Bundesnetzagentur anhand des Zielpfades ermittelt. Nach § 6 KVBG ermittelt sich das Ausschreibungsvolumen als Differenz aus dem in § 7 KVBG für das Zieldatum der Ausschreibungsrunde festgelegte Ausgangsniveau und dem Zielniveau nach § 4 KVBG. [1]

Die Teilnehmer der Ausschreibung bieten um den sogenannten Steinkohlezuschlag. Bei Erhalt eines Zuschlags besteht für sie in der Folge ein Kohleverfeuerungs- sowie ein Vermarktungsverbot. Für Anlagen, die in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber systemrelevant eingestuft wurden, wird der Gebotswert in den Ausschreibungen der Jahre 2021 bis 2026 zusätzlich um einen Netzfaktor erhöht, wodurch der Erhalt eines Zuschlages schwieriger wird. Dies betrifft, aufgrund

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

der bestehenden Netzengpässe auf der Nord-Süd-Achse des Übertragungsnetzes, vor allem Anlagen in Süddeutschland und somit auch Baden-Württemberg. [2] Die durch den Kohleausstieg frei werdenden Zertifikate des Europäischen Emissionshandels sollen gelöscht werden, soweit diese nicht bereits durch die Marktstabilitätsreserve dem Markt entzogen werden. [3]

Mittlerweile sind im Zuge der Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung gemäß KVBG sechs Ausschreibungsrunden abgeschlossen und die entsprechenden Anlagen sind je nach Wirksamwerden des Befeuerverbots bereits vom Netz gegangen. Im Juni 2023 findet die siebte Ausschreibungsrunde statt. Sechs Runden sind bereits abgeschlossen. 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 [4–9].

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.

Inwieweit die Gaskrise und die angespannte Situation auf dem europäischen Strommarkt auch Auswirkungen auf den Fortgang der Kohleausschreibungen sowie die endgültigen Stilllegungsjahre haben werden und ob eine Anpassung des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes erfolgen muss, ist noch nicht abschließend geklärt. Die Bundesregierung hat 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 bedeutet für betroffene Kraftwerke, dass sie bis zum 30. Juni 2023 befristet an den Strommarkt zurückkehren können. [11] Auf dieser Grundlage wird beispielsweise die RWE AG drei bereits abgeschaltete Braunkohleblöcke wieder ans Netz nehmen [12]. Für Steinkohlekraftwerke hat die Bundesregierung bereits zuvor mit der Stromangebotsausweitungsverordnung (StaaV)

ebenfalls die Voraussetzungen für eine übergangsweise Stromproduktion von Steinkohlekraftwerken aus der Netzreserve geschaffen. Beide Verordnungen sollen zusätzliche Erzeugungskapazitäten liefern und zu einer Entspannung an den Energiemärkten führen.

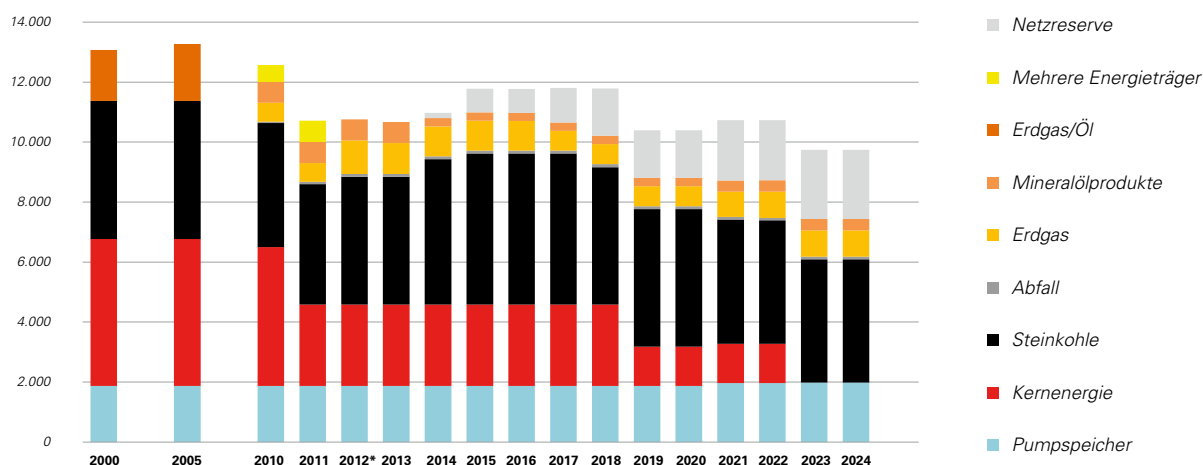
In Baden-Württemberg wurden in den Ausschreibungsrunden bislang zwei Anlagen bezuschlagt: Zum dritten Gebotstermin am 1. April 2021 hat der Kohleblock des Heizkraftwerks Magirusstraße der Fernwärme Ulm GmbH (8,4 MW) einen Zuschlag zum Kohlefeuerungsende im Jahr 2022 erhalten. Der Standort soll jedoch weiterhin zur Fernwärmeversorgung der Stadt Ulm genutzt werden. Der Kohleblock wird hierzu durch ein gasbefeuertes Blockheizkraftwerk sowie einen Dampferzeuger ersetzt. In der fünften Ausschreibungsrunde vom 1. März 2022 hat der Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks (RDK 7) einen Zuschlag zum Befeuereungsende bis Ende 2024 erhalten.

² Aufgrund des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz 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. [10]

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. [13] 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 GKM 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. [5] Aufgrund der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen wird der Betrieb der bereits bezuschlagten Kraftwerke noch weiter verlängert, um zugunsten der Netzstabilität Kapazitäten zur Verfügung stellen zu können (Details siehe Kapitel 2.2).

Im baden-württembergischen Kraftwerkspark lässt sich schon vor Inkrafttreten des KVBG, ab dem 1. Januar 2021, in der installierten Leistung ein Rückgang konventioneller Erzeugungsleistung im Kraftwerkspark (> 10 MW) erkennen. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von fast 1,8 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von knapp 2 GW gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Hier war zunächst vorgesehen, dass Ende 2022 noch 300 MW des Kraftwerks Marbach als Netzstabilitätsanlage hinzukommen werden (vergleiche Abbildung 1). Aufgrund der weltweiten Lieferschwierigkeiten und der Materialengpässe sowie aufgrund des Personalmangels wird sich die Inbetriebnahme jedoch um mehrere Monate verzögern. [14]

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



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

2014	2015	2016–2017	2018–2020	2021–2023
Inbetriebnahme: +834 MW Steinkohle	Inbetriebnahme: +843 MW Steinkohle		Inbetriebnahme: +29 MW Erdgas (2018)	Inbetriebnahme: +16 MW Pumpspeicher +20,8 MW Erdgas (2022) +52 MW Erdgas (2022)
Stilllegung: -55 MW Erdgas	Stilllegung: -405 MW Steinkohle**	Stilllegung: -11 MW Erdgas (2016)	Stilllegung: -17 MW Erdgas (2018) -23 MW Steinkohle (2019) -1.402 MW Kernenergie (2019)	Stilllegung: -41 MW Erdgas (2021) -27 MW Steinkohle (2021) -1.310 MW Kernenergie (bis April 2023)
Zu Netzreserve: 426 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle	Zu Netzreserve: 250 MW Steinkohle	Zu Netzreserve: 353 MW Erdgas (2017)	Zu Netzreserve: 433 MW Steinkohle (2018)	Zu Netzreserve: 300 MW Erdgas (bnBm) (2023)

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

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [13, 15–18].

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW erfolgte entsprechend den Vorgaben des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 zum Ende des Jahres 2019. Der Kraftwerksstandort wird mit Bau des Gleichstrom-Umspannwerks als südlicher Endpunkt der Gleichstromverbindung Ultranet (zwischen Osterath in Nordrhein-Westfalen und Philippsburg) genutzt.

Der Bundestag hat am 11. November 2022 dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Atomgesetzes zugestimmt. Demnach wird die Laufzeit der drei noch verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland – Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim II – um dreieinhalb Monate, also bis zum 15. April 2023 verlängert. Mit dieser Änderung werden Rahmenbedingungen geschaffen, um kurzfristig Erzeugungskapazitäten im deutschen Stromnetz zu halten und so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Dieser Baustein wurde auch von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrer Sonderanalyse für den Winter 2022/23 als Maßnahme identifiziert. Nach dem Beschluss zur Laufzeitverlängerung der verbliebenen drei Kernkraftwerke wird die Berechtigung zum Leistungsbetrieb für das letzte verbliebene Atomkraftwerk im Land, Block II in Neckarwestheim, dementsprechend am 15. April 2023 erlöschen. [19, 20] Mit dessen Abschaltung wird die Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg um weitere 1,3 GW sinken. Bereits vom Markt ausgeschieden ist im Mai 2021 nach fast 40 Betriebsjahren der Block 7 des Grosskraftwerks Mannheim (425 MW). [21] 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 liegt von der Bundesnetzagentur bis Ende März 2025 vor und wurde im November 2021 erteilt. [16]

Die Netzreserve (vergleiche 2.2, Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes zur Versorgungssicherheit) wurde nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes über den 31. Dezember 2017 (Strommarktgesetz) hinaus bis zum 31. Dezember 2023³ verlängert. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung untersagen.

Betroffene Kraftwerke werden dann in die Netzreserve überführt. Die Ausweisung erfolgt für den Zeitraum, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. 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. [16]

In Baden-Württemberg befinden sich zum September 2022 zehn Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 2,1 GW in der Netzreserve (Stand vom 22. September 2022) [22]. Im Zuge der weiteren Ausschreibungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung sind hier weitere Kapazitäten zu erwarten. Durch die Verordnung zur kurzfristigen Rückkehr von Kohlekraftwerken an den Markt ist es jedoch auch möglich, dass die Kapazitäten in der Netzreserve zurückgehen werden (vergleiche 2.2, Abschnitt zu Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit). Die Systemrelevanzausweisungen der bestehenden Netzreserve im Umfang von 1,7 GW vom April 2020 gelten bis zum 31. März 2023. [23] Entsprechend des aktuellen Berichts zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve [24] könnten die Kraftwerksblöcke Marbach II GT (77 MW) sowie III DT (262 MW) und die steinkohlebefeuelten Kraftwerksblöcke Walheim 1 (96 MW) und 2 (148 MW) im Jahr 2023 aus der Netzreserve ausscheiden, wie es auch schon im letztjährigen Bericht vorgesehen war (vergleiche 2.2, Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes zur Versorgungssicherheit). Hier sind jedoch die aktuellen Entwicklungen auf dem Energiemarkt mitentscheidend.

In Pforzheim ist das neue Gasmotorenkraftwerk (52 MW) im Jahr 2022 ans Netz gegangen. [15] Die Anlage ersetzt das bestehende kohlebefeuerte Heizkraftwerk (26,9 MW) und den erdgasbefeuelten Kombiblock (41,2 MW) am selben Standort. [25] Im Jahr 2021 ist daneben noch das BHKW 1 der Fernwärme Ulm GmbH (20,8 MW) in Betrieb genommen worden. [26] Bereits im Jahr 2021 war außerdem die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Gaildorf (16 MW) vorgesehen.

³ Nach § 63 EnWG wird von Seiten des BMWi Ende 2022 geprüft, inwieweit die Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Systemstabilität notwendig ist.

Es handelt sich hierbei um ein Pilotprojekt, das ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark kombiniert, wobei die Turmfundamente der Windenergieanlagen als Speicher genutzt werden. [18] Das Pilotprojekt sollte bereits 2020 ans Netz gehen, die Inbetriebnahme verschiebt sich aber weiterhin.

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 wird in die beiden Bereiche marktliche Versorgungssicherheit sowie netzseitige Versorgungssicherheit unterteilt. Beide Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten anhand der dazu vorliegenden Berichte betrachtet. Bei der marktseitigen Versorgungssicherheit steht die Frage im Mittelpunkt, ob zur Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt ausreichend Stromerzeugungsleistung zur Verfügung steht. Sie wird auch als Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy) bezeichnet. Bei der netz- und systemseitigen Versorgungssicherheit geht es dagegen um den Transport der Elektrizität im Stromnetz, dessen stabilen Betrieb und die Verfügbarkeit von Kapazitäten für notwendige Eingriffe wie beispielsweise Redispatchmaßnahmen. [27, 28]

MONITORING DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Bis zum Jahr 2020 zielten die bestehenden, gesetzlichen Verpflichtungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit vor allem auf das Monitoring der marktseitigen Versorgungssicherheit ab. Die Zuständigkeit dafür lag beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das hierzu wissenschaftliche Gutachten in Auftrag gegeben und veröffentlicht hat. [29, 30] Ab dem Jahr 2021 liegt die Zuständigkeit nach § 51 Abs. 4 sowie § 63 Abs. 2 S1 Nr. 2 EnWG für das Monitoring der Versorgungssicherheit bei der Bundesnetzagentur und umfasst neben der marktseitigen Versorgungssicherheit auch die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit. Ziel dieser Neuordnung ist eine integrierte Untersuchung der Versor-

gungssicherheit in allen versorgungssicherheitsrelevanten Bereichen. Dementsprechend veröffentlichte die BNetzA den ersten Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit am 1. Dezember 2021. [31] Ebenfalls dem Gesetz entsprechend wurde zusätzlich, im Oktober 2020, einmalig ein Bericht über die „Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze“ [27] veröffentlicht. Neben den jährlichen Berichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gibt es zudem auf europäischer Ebene Untersuchungen zur marktseitigen Versorgungssicherheit („Generation Adequacy Assessment“) durch die Übertragungsnetzbetreiber des Pentilateralen Energieforums (Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz) sowie durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) durch den „Mid-term Adequacy Forecast“. Letzterer wurde 2021 durch das „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) abgelöst und wird jährlich im November veröffentlicht. [32]

Der letzte Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wurde 2020 zum Monitoring der marktlichen Versorgungssicherheit („Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ [33]) erstellt. Dieser untersucht anhand eines probabilistischen Ansatzes die Wahrscheinlichkeit, dass die Stromnachfrage nicht durch das Stromangebot abgedeckt werden kann (Lastüberhangwahrscheinlichkeit, Loss of Load Probability – LoLP), also die langfristige Sicherung des Gleichgewichts. Diese Analysen werden im darauf folgenden Bericht „Monitoringbericht 2021“, welcher erstmalig von der BNetzA durchgeführt wurde, fortgesetzt. 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 hier der Zeitpunkt der höchsten Residuallast herangezogen. Die Residuallast ist der Teil, welcher nicht durch dargebotsabhängig einspeisende erneuerbare Energien gedeckt wird und somit durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss. [34] Hierzu wird der europäische Strommarkt in verschiedenen Szenarien mit Sensitivitätsbetrachtungen, unter anderem mit ambitionierteren Klimazielen und einer verstärkten Sektorkopplung, modelliert und abgebildet.

Der neu aufgesetzte „European Resource Adequacy Assessment 2021“ (ERAA) von der ENTSO-E [32] untersucht ebenfalls die marktseitige Versorgungssicherheit. Dabei wird anhand eines probabilistischen Verfahrens für das Jahr 2025 und 2030 die Versorgungssicherheit anhand vier Referenzszenarien ermittelt. Der ERAA 2021 wendet dabei das erste Mal die neu entwickelte ERAA-Methodik an, die zum ersten Mal die Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsbeurteilung (EVA) für ein Szenario mit und ein Szenario ohne Kapazitätsmechanismen (CMs) sowie eine Proof-of-Concept (POC) Studie beinhaltet. Auch der Klimawandel wird in den Referenzszenarien in vereinfachter Weise berücksichtigt. In Deutschland wird hierbei der Rückgang konventioneller Kraftwerke im Kontext der Gesetzeslage (Kohleausstiegsgesetz, Atomausstieg, ggf. fehlende Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke) abgebildet. Das Zusammenspiel zwischen den einzelnen Netzgebieten Europas wird in den Modellen umgesetzt, jedoch bleiben Engpässe innerhalb der Netzregionen unberücksichtigt. Die untersuchte Kenngröße LoLE⁴ (Loss of Load Expectation) bleibt für Deutschland im Szenario der nationalen Schätzung ohne EVA im Jahr 2025 unter 0,1 h/a und liegt im Jahr 2030 bei 0,2 h/a. Damit liegt Deutschland in diesen Szenarien (und auch in den „National Estimates“-Szenarien, bei denen die Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den installierten Kraftwerken für die Zieljahre berücksichtigt werden) weit unterhalb des für die Versorgungssicherheit als Grenzwert definierten Werts von 5 h/a und weist somit kein signifikantes Risiko auf. Bei der Betrachtung des LoLE inklusive Wirtschaftlichkeitsbetrachtung liegen die Werte deutlich höher. Der LoLE liegt ohne Kapazitätsmechanismen hier bei 6,8 h/a und mit Kapazitätsmechanismen bei 5,3 h/a und somit über dem definierten Grenzwert. In der Analyse haben diese Szenarien zu einem Rückgang der Wärmekapazität geführt, wodurch es wiederum zu Angemessenheitsrisiken kommt und zu einem insgesamt höheren Risiko für Deutschland, aber auch weiterer europäischer Länder. [32, 35, 36]

Die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit wird im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 1 KVBG zunächst einmalig zum 31. Dezember 2020 untersucht [37]. Dabei war auch eine langfristige Netzanalyse durchzuführen, die untersucht, welche Auswirkungen die schrittweise

Minderung der Kohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau hat (§ 34 Abs. 1 KVBG). Bezüglich der Frequenzhaltung wird im Bericht die zum Teil regional abnehmende Momentanreserve thematisiert, wodurch bei einem Systemsplit des europäischen Verbundnetzes in einzelnen Teilnetzen zu wenig Momentanreserve verfügbar sein könnte. Hierzu wird ein regelmäßiger Bewertungsbedarf sowie Bedarf für eine Definition von Referenzfällen und regionalen Mindestvorgaben durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) festgestellt. Hinsichtlich der Bewirtschaftung von Netzengpässen wird basierend auf einer exemplarischen Analyse für den Zeitraum von April 2027 bis März 2028 von keiner signifikanten Wirkung des Kohleausstiegs ausgegangen, jedoch mit der Einschränkung, dass eine abschließende Aussage hierzu aufgrund des exemplarischen Ansatzes nicht möglich ist. Die Systemrelevanzprüfung für zur Stilllegung angezeigte Kohlekraftwerke wird in diesem Zuge als wichtig erachtet, um ein ausreichendes Potenzial zur Redispatchbereitstellung aus der Netzreserve sicherzustellen. Zudem wird auf die Notwendigkeit des bedarfsgerechten Netzausbaus verwiesen, der künftig vor allem für den Netzreservebedarf in Süddeutschland als wesentlicher Dimensionierungseinfluss gesehen wird. Um die künftige Spannungshaltung zu gewährleisten wird auf die Notwendigkeit von Blindleistungsquellen hingewiesen, für die im betrachteten Beispieljahr auch ein Zubau entsprechender Blindleistungskompensationsanlagen unterstellt wird. Der Bedarf entsprechender Anlagen wird fortlaufend im Zuge des Netzausbaus untersucht. Auch in der Systemrelevanzprüfung stillzulegender Kohlekraftwerke erfolgt eine Prüfung des Blindleistungsbedarfs, sodass diese gegebenenfalls in die Netzreserve überführt werden, bis eine alternative Bereitstellung von Blindleistung umgesetzt ist. Der Netz- und Versorgungswiederaufbau ist durch den Kohleausstieg insofern nicht betroffen, als Kohlekraftwerke nicht zu den schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen zählen und hierfür Wasser- sowie Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Darüber hinaus sind jedoch auch regional verteilte, ausreichend regelbare Erzeugungsanlagen mit gesicherter Leistung sowie eine ausreichende Anzahl und Verteilung von Netzbetriebsmitteln zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung

⁴ Beim LoLE handelt es sich um einen statistische Erwartungswert für die Anzahl der Stunden, in denen die Stromnachfrage nicht bedient werden kann.

notwendig. Zudem muss die Kommunikationsanbindung zwischen Netzbetreibern und dezentralen Erzeugungsanlagen während des Netzzusammenbruchs sichergestellt werden, damit Einspeise- und Lastpotenziale für die Netzbetreiber jederzeit ersichtlich sind. [37, 38] Die im Bericht adressierten Anforderungen in den einzelnen Themenbereichen erfordern sowohl regulatorische Anpassungen als auch an vielen Stellen ein regelmäßiges Monitoring. Hier ist die Anpassung etablierter Prozesse notwendig, um den notwendigen regelmäßigen Untersuchungsbedarf abzubilden. Die von der BNetzA nach § 34 Abs. 2 KVBG durchgeführte Netzanalyse zum 31. März 2022 bestätigt die von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellten Ausführungen zur netz- und systemseitigen Versorgungssicherheit [39].

SYSTEMSTABILITÄT

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

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

könnte zu „[...] erheblichen Verwerfungen auf dem Strommarkt und zu einem massiven Anstieg von Netzengpässen führen [...]“ [40].

Die Bereitstellung von Redispatch erfolgt durch am Markt agierende Kraftwerke im Rahmen von vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnissen sowie durch Netzreservekraftwerke, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vergleiche 2.2, Abschnitt zu Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit). Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Modellierungsergebnissen zu unterscheiden. [37] Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energie-Anlagen (insbesondere die räumliche Verteilung von Windkraftanlagen), die Abschaltung konventioneller Kraftwerke sowie Verzögerungen beim Netzausbau (vergleiche Kapitel 2.1 und 4.1) haben in den vergangenen Jahren den Redispatchbedarf zum Teil stark ansteigen lassen. Ab Oktober 2021 werden zudem 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. [41] Die angestrebte Umstellung auf das Verfahren des Redispatch 2.0 hat sich jedoch aufgrund von operationellen Schwierigkeiten verzögert. Dadurch war der bilanzielle Ausgleich für Redispatch durch die angesprochenen EE- und KWK-Anlagen nur in Einzelfällen umsetzbar. Die im folgenden Abschnitt angeführten Zahlen basieren auf der vorherigen Erfassungssystematik. Nach den neu festgelegten Fristen (§§ 13, 13a, 14 EnWG) erfolgt die Umstellung auf den Redispatch 2.0 ab dem 1. März 2022 zunächst im Testbetrieb und ab dem 1. Juni 2022 dann voraussichtlich vollumfänglich.

Nachdem bereits 2020 der Redispatchbedarf angestiegen ist, setzt sich dieser Trend auch im Jahr 2021 fort und lag bei 21.685 GWh (Marktkraftwerke 20.405 GWh, Netzreserve 1.280 GWh) und somit deutlich höher, als noch 2021 (17.429 GWh). Nur etwa 5 Prozent der Redispatchmengen

entfielen dabei auf spannungsbedingten Redispatch, dementsprechend knapp 95 Prozent auf strombedingten Redispatch (Vergleich zu 2020: 17 Prozent zu 83 Prozent). Die von den Redispatchmaßnahmen verursachten Kosten lagen bei knapp 1,5 Milliarden Euro und damit doppelt so hoch als im Vorjahr. Als Ursache für diese deutlich gestiegene Menge und die Kosten werden hauptsächlich Nichtverfügbarkeiten von

Kraftwerken, Reparaturarbeiten an einem Umspannwerk im vierten Quartal 2021 sowie die stark angestiegenen Großhandelspreise im zweiten Halbjahr 2021 gesehen. Längerfristig gesehen soll Netzausbau die Kosten an dieser Stelle aber wieder senken.

Tabelle 2: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [42].

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

* Einspeisereduzierungen und -erhöhungen, inklusive Countertradingmaßnahmen; ** Erhöhungen, inklusive Probestarts und Testfahrten.

Im Jahr 2021 erfolgte die Anforderung des Redispatch bei 11.539 GWh als Einzelmaßnahme durch einen Übertragungsnetzbetreiber und lag damit ähnlich hoch als im Vorjahr, während gut 10.000 GWh auf eine Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber zurückgehen. Dieser Wert liegt fast doppelt so hoch als noch im Jahr 2020 [43]. Angaben zur Verteilung der Redispatchmengen auf die Regelzonen liegen nur für die Einzelmaßnahmen vor.

Neben der bundesweiten Betrachtung des Redispatch für alle vier Übertragungsnetzbetreiber sind für Baden-Württemberg die Redispatchmengen der TransnetBW von Bedeutung.

Relevant für die TransnetBW sind insbesondere Einspeiserhöhungen auf Basis von Vorab-Maßnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber. Die folgenden Angaben basieren auf Informationen der Übertragungsnetzbetreiber zum Redispatch, die über die Informationsplattform netztransparenz.de [43] bereitgestellt werden.

Zur Ermittlung des in Tabelle 3 dargestellten Redispatchbedarfs für Baden-Württemberg werden als Betrachtungsebene die Zuständigkeitsbereiche der Übertragungsnetzbetreiber gewählt. Demnach wurde für die Analyse eine Auswertung der Redispatchmengen^{4a)} vorgenommen, bei denen die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber die jeweilige Maßnahme ausgeführt hat.

Deutschlandweit betrachtet liegt der Anteil der TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber an der gesamten angeforderten Wirkleistung bei rund 18 Prozent im Jahr 2021 und ist damit im Vergleich zum Jahr 2020 um rund 2 Prozent-

punkte gesunken. Für die TransnetBW ist 2021 im Vergleich zum Vorjahr die Menge der bereitgestellten Gesamtwirkleistung um über 400 GWh beziehungsweise rund 19 Prozent auf 2.787 GWh angestiegen (Tabelle 3). Davon waren rund 90 Prozent (2.535 GWh) auf Wirkleistungserhöhungen (positiver Redispatch) zurückzuführen, was somit den wesentlichen Anteil für die TransnetBW-Regelzone ausmacht. Der deutschlandweite Anteil an der Wirkleistungserhöhung liegt im Jahr 2021 bei knapp 30 Prozent.

84 Prozent (2.341 GWh) des gesamten Redispatchbedarfs in der Regelzone der TransnetBW entfiel auf strombedingten Redispatch innerhalb Deutschlands, und nur ein Bruchteil, circa 5 Prozent, auf spannungsbedingten Redispatch. Die verbleibenden Redispatchmengen entfallen auf Probestarts von Netzreservekraftwerken und grenzüberschreitende strombedingte Redispatchmaßnahmen.



Bild: Umspannwerk Grossgartach Umspannanlage (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

^{4a)} Der Anteil bezieht sich auf die auf netztransparenz.de im Einzelnen ausgewiesenen Redispatchmaßnahmen, die jedoch nicht die Abrufe von Reservekraftwerken im Ausland enthalten (enthalten sind jedoch die der Regelzone der TransnetBW zugeordneten Pumpspeicherkraftwerke der Illwerke). Die in Tabelle 2 auf Seite 27 angeführten Zahlen für Deutschland enthalten jedoch auch ausländische Reservekraftwerke.

Tabelle 3: Redispatchmengen von TransnetBW als anweisendem Übertragungsnetzbetreiber nach Jahren.

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

Neben dem obigen Gesamtbild zum Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW im Vergleich zu dem Bedarf auf Bundesebene wird im folgenden Abschnitt ein konkreter Teilaspekt des Redispatchbedarfs analysiert. Dabei ist der Redispatchbedarf, der im Rahmen von Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen durchgeführt wurde, dargestellt.



Bild: Umspannwerk Grossgartach Umspannanlage (© Björn Hänssler / Umweltministerium)

In der TransnetBW-Regelzone ist der Redispatch im Jahr 2021 sehr deutlich gesunken und liegt weit unter den Werten der letzten Jahre (vergleiche Tabelle 3a). Dabei hat sich die Eingriffsdauer von 1.376 h im Vorjahr auf 504 h (-63 Prozent) verringert, bei einem Umfang von 179 GWh (2020: 636 GWh, -72 Prozent) und einem deutlichen Rückgang der Kosten auf 2,7 Millionen Euro (2020: 22 Millionen Euro). Gute 60 Prozent des Redispatchbedarfs entfielen auf spannungsbedingten Redispatch (302 GWh), und hierbei ausschließlich auf das Netzgebiet Mittlerer Neckar, Obere Rheinschiene. [42] Der Anteil der TransnetBW-Regelzone am bundesweiten spannungsbedingten Redispatch (1.010 GWh) lag somit bei knapp 9 Prozent und damit um über zehn Prozentpunkte niedriger als im Vorjahr. Die Ursache hierfür liegt neben der Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Philippsburg 2, in Kraftwerksrevisionen sowie der weiterhin etwas niedrigen Stromnachfrage infolge des Corona-Lockdowns verglichen zum Vor-Corona-Niveau. Die etwas geringere Stromnachfrage hat auch dazu geführt, dass Kraftwerke seltener marktbasierend im Einsatz waren, jedoch für den spannungsbedingten Redispatch mit Mindestlast angefahren beziehungsweise in Betrieb gehalten wurden. Durch die Inbetriebnahme des Konverters am Endpunkt der „Ultranet“-Leitung in Philippsburg im Jahr 2024 wird

sich der Bedarf für spannungsbedingten Redispatch in der Region künftig deutlich reduzieren. Der Konverter soll dann Ökostrom aus der Ultranet-Leitung in das Netz einspeisen. [44] Auch die Inbetriebnahme mehrerer Kompensationsdrosselspulen, unter anderem in Bruchsal, Goldshöfe und Weier ab dem vierten Quartal 2020 hat zu einer Minderung beigetragen, welche sich jedoch nicht aus dem generellen Redispatchbedarf ableiten lässt. [45]

Der Anteil des Redispatchbedarfs der TransnetBW-Regelzone am bundesweiten Redispatchbedarf hat sich mit rund 1,5 Prozent der Mengen aus Einzelmaßnahmen [46] ebenfalls deutlich verringert und liegt nun auf einem sehr niedrigen Niveau. Dem Redispatchbedarf der Regelzone der TransnetBW GmbH steht die Redispatchbereitstellung durch Kraftwerke in Baden-Württemberg gegenüber. Hintergrund ist, dass die Maßnahmen dem Übertragungsnetzbetreiber zugerechnet werden, in dessen Netzgebiet der Engpass besteht. Das zur Behebung des Engpasses angeforderte Kraftwerk kann sich jedoch in einem anderen Übertragungsnetzgebiet befinden. Hinsichtlich der Leistungserhöhungen bei Kraftwerken liegt Baden-Württemberg als einziges Bundesland im Jahr 2021 bei den den Bundesländern zurechenbaren Redispatchmengen wieder über 1.000 GWh [43].

Tabelle 3a: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [42].

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dauer [h]	119	126	430	1.174	975	1.293	1.376	504
Strommenge [GWh]**	25	31	158	556	458	536	636	179
Kosten [Millionen Euro]		2	4	11	10	11	22	2,7*

* vorläufige Angabe

** Einspeisereduzierungen und -erhöhungen

MASSNAHMEN ZUR SICHERSTELLUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland sieht das Strommarktgesetz die Verlängerung der Netzreserve, die Einführung besonderer netztechnischer Betriebsmittel (wurde im Zuge des EEG 2021 wieder aufgehoben), einer Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft vor.

Darüber hinaus sind Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue enthalten. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die aus dem Strommarktgesetz hervorgehende Reserveleistung, die Ziele der einzelnen Reserven und ihre Zusammensetzung. Die einzelnen Leistungsreserven werden nachfolgend näher erläutert.

Tabelle 4: Übersicht der ursprünglich im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserven.

ART DER RESERVE	ZWECK	ZUSAMMENSETZUNG
Netzreserve	Bewirtschaftung Netzengpässe und Spannungshaltung (präventiver Redispatch), falls Marktkraftwerke nicht ausreichen	Zur Stilllegung angezeigte, als systemrelevant eingestufte Kraftwerke, gegebenenfalls vertraglich gesicherte ausländische Kraftwerke
Besondere netztechnische Betriebsmittel beziehungsweise Netzstabilitätsanlagen*	Wiederherstellung sicherer Netzzustand bei Ausfall von Betriebsmitteln (kurativer Redispatch)	Neubau Gasturbinen in vier Regionen Süddeutschlands
Kapazitätsreserve	Zusatzleistung, falls Stromangebot nicht ausreicht um Nachfrage zu decken	Erzeugungsanlagen, Speicher, regelbare Lasten mit Zuschlag aus Ausschreibung, Einschränkung Marktteilnahme nach Erbringungszeitraum bis Stilllegung
Sicherheitsbereitschaft	Minderung CO ₂ -Emissionen 2020 um 12,5 Millionen Tonnen, Absicherung der Stromversorgung in Extremsituationen	Acht vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerksblöcke

* Instrument wurde mit der EEG Novelle 2021 wieder abgeschafft, Anlagen finden sich nunmehr unter den Netzstabilitätsanlagen [47]

Die Netzreserve wurde im Jahr 2013 durch die damalige Reservekraftwerksverordnung eingeführt und mit dem Strommarktgesetz im Jahr 2016 in § 13d EnWG überführt. Sie dient den Übertragungsnetzbetreibern im Wesentlichen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und zur Spannungshaltung (§ 2 Netzreserveverordnung, NetzResV) und kommt beim Redispatch dann zum Einsatz, wenn die Kapazität der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vergleiche Abschnitt Systemstabilität). Die inländische Netzreserve setzt sich aus Kraftwerken zusammen, die zur Stilllegung angezeigt beziehungsweise vorläufig stillgelegt wurden, aufgrund ihrer Systemrelevanz jedoch nicht endgültig stillgelegt werden dürfen. [48] Zusätzlich können die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Kraftwerke im Ausland unter Vertrag nehmen (§ 13d Abs. 1 Nr. 3 EnWG) und es können auch Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind, auf Basis des § 13d Abs. 1 Nr. 2 EnWG wieder betriebsbereit gemacht werden müssen.

Im Winter 2021/22 war eine Reservekapazität von 5,7 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz kontrahiert, dabei kamen die Reservekraftwerke zwischen dem 1. Oktober 2021 und dem 22. April 2022 an 175 Tagen zum Einsatz. Damit wurden die meisten Netzreserveeinsätze seit dem Bestehen der Netzreserve verzeichnet. Die dabei maximal angeforderte Leistung lag bei 2.234 MW am 2. Dezember 2021. Gegenüber dem Vorjahr (75 Tage, maximal 1.750 MW)

und auch der Datenerfassung seit Bestehen der Reserve wurde die Netzreserve damit erheblich häufiger und in größerem Umfang eingesetzt. (Vergleich zum Winter 2019/20: Einsatz der Netzreserve an 2 Tagen und maximal 250 MW). [49] Der extreme Anstieg der Netzreserveeinsätze lässt sich zum einen auf die bereits genannten Reparaturarbeiten an einem Umspannwerk zurückführen, aber auch auf weitere Ereignisse. Aufgrund zweier langer Niedrigwasserperioden und der daraus resultierenden niedrigen Pegelstände des Rheins konnten nur reduzierte Kohlekapazitäten befördert werden. Durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen C war die Transportleitung im Süden Württembergs und Bayerns stark ausgelastet und die Einspeiserhöhungen in Bayern und Österreich verschärften die Leitungssituation noch mehr, sodass es vermehrt zum Redispatcheinsatz kam. Des Weiteren führten erste Maßnahmen zur Einführung des Redispatch 2.0 beziehungsweise Überführung vom Einspeisemanagement in den Redispatch ebenfalls zu Redispatchmaßnahmen. Insgesamt führten diese Ereignisse zu höheren Netzreserveeinsätzen sowie Abrufen von Kapazitäten im Ausland als in der Vergangenheit und damit auch zu höheren Kosten.

Auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur im April 2022 den Bedarf an Netzreservekraftwerken für den kommenden Winter 2022/23 sowie den Winter 2023/24 bestätigt [50]. Für den kommenden

Winter lag der ermittelte Netzreservebedarf bei 8,3 GW und damit deutlich, rund 2,6 GW, über dem Vorjahresniveau. Inländische Anlagen mit einer installierten Leistung von 7,1 GW decken dabei rund 6,8 GW der Reserve ab. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die innerdeutsche Netzreserve damit im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 GW an [51]. Begründen lässt sich dieser Anstieg auf der einen Seite durch den weiterhin kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen steigenden Flexibilität im Energiesystem sowie der EU-weiten Ausweitung der Handelskapazitäten über die Grenzen hinweg. Aufgrund der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen sind diese Berechnungen jedoch nicht mehr aussagekräftig genug, weshalb sie durch die Sonderanalysen der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2022/23 ergänzt wurden. Daher erfolgt an dieser Stelle ein umfassender Überblick zu der Methodik und den Ergebnissen der Sonderanalysen.

Zusätzlich zu den bereits vorgestellten Berichten und Analysen wurde von März bis Mai 2022 eine erste Sonderanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für die Stromversorgung in Deutschland für den Winter 2022/2023 erstellt. Das Ziel bestand darin zu ermitteln, ob sowohl der sichere Betrieb des Netzes, als auch die Versorgungssicherheit auch unter verschärften Bedingungen für den Winter 2022/23 gewährleistet ist. Dieser erste Test kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch dann sichergestellt sei, wenn Gaslieferungen ausblieben würden und Kernkraftwerke (außerhalb Deutschlands) nicht am Netz bleiben könnten. [52] In einer zweiten Sonderanalyse, welche im September 2022 vorgestellt wurde, wurde die Sicherheit der Stromversorgung erneut unter weiter verschärften Bedingungen analysiert und auch die besondere Situation in Süddeutschland betrachtet. [53] In drei unterschiedlichen Szenarien mit zunehmenden kritischen Prämissen (+, ++, +++) wurden zwei Fragestellungen durch die vier Übertragungsnetzbetreiber untersucht. Zum einen, ob die Stromnachfrage gedeckt werden kann und zum anderen, ob die Netzsicherheit gewährleistet ist. Die Szenarien wurden insbesondere auch in Hinblick auf die nicht zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten entworfen, mit dem Ziel, unterschiedlich ausgeprägte Stresssituationen identifizieren zu können und daraus Handlungsempfehlungen zu erarbeiten. Des Weiteren wurde im mittleren Szenario (++) eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkungen eines Streckbetriebs der Kernkraftwerke Emsland, Isar und Neckarwestheim

durchgeführt. [54] Die Basis der Berechnungen bildeten einige grundlegende Annahmen, die an dieser Stelle kurz angeführt werden. Kernkraftwerke in Frankreich kehren zum Großteil nicht bis zum Winter an den Markt zurück. Es wird in Deutschland nur ein Teil der in Frage kommenden Kraftwerke nach dem Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz an den Markt zurückkehren. Die niedrigen Pegelstände schränken Steinkohlelieferungen weiterhin ein und somit können die betroffenen Kraftwerke bei Verbrauchsspitzen deutlich weniger Strom produzieren. In der Netzreserve sind ein Viertel (+) bis die Hälfte der Kraftwerksleistung (+++) nicht einsatzbereit. Die Verfügbarkeit von Gaskraftwerken in Süddeutschland ist im kritischen Szenario um ein Viertel eingeschränkt, im Extremszenario sogar um die Hälfte. Die Verbrauchsspitzen erhöhen sich durch die Stromnachfrage, welche durch den Einsatz von Heizlüftern ausgelöst wird. In allen drei Szenarien wurde ein einheitlicher Gaspreis von 300 Euro pro MWh in den Berechnungen berücksichtigt.

Die Ergebnisse der zweiten Sonderanalyse wurden am 5. September 2022 veröffentlicht. Die grundlegenden Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die Deckung der Stromnachfrage (Leistungsbilanz) und somit die Versorgungssicherheit zeigt sich in allen drei Szenarien sehr angespannt – in Europa kann die Last nicht vollständig gedeckt werden und auch in Deutschland treten in den beiden kritischeren Szenarien (++, +++) in einigen Stunden ebenfalls Lastunterdeckungen auf. Im Bereich der Netzsicherheit reichen zum Management von Netzengpässen die inländischen Redispatch-Potenziale in keinem der Szenarien aus. So ist der Einsatz von Kraftwerken aus dem Ausland (Redispatchkraftwerke) zur Behebung der angesprochenen Netzengpässe notwendig. Den Analysen zufolge werden mindestens 5,8 GW gesichertes Potenzial im Ausland benötigt, wovon 1,5 GW über eine Redispatch-Kooperation mit Österreich vorgehalten werden sollen. Derzeit werden darüber hinaus 1,6 GW kontrahiert. Die tatsächliche Verfügbarkeit der in der Sonderanalyse veranschlagten Mengen ist jedoch aufgrund der angespannten Situation in ganz Europa nicht gesichert. Da der Bundestag am 11. November 2022 die Laufzeiten für die drei letzten in Deutschland aktiven Kernkraftwerke um dreieinhalb Monate bis zum 15. April 2023 verlängert hat, wird an dieser Stelle konkret auf die Sensitivitätsbetrachtung des Szenarios (KKW ++) eingegangen. Für die Wirkung des Kernkraftwerk-Streckbetriebs im Szenario (++) lässt sich

sagen, dass die drei Kernkraftwerke zusätzlich 5 TWh Strom liefern können. Die Einsparung bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken beträgt 0,9 TWh im Inland und 1,5 TWh im Ausland. Dadurch können Lastunterdeckungen weitestgehend vermieden werden. In Bezug auf das Redispatch-Potenzial im Ausland zeigt die Sonderanalyse, dass der Bedarf durch einen Streckbetrieb von 5,1 GW auf 4,6 GW gesenkt werden kann, aber dennoch kritisch bleibt. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Kernkraftwerke Emsland, Isar und Neckarwestheim auch beim Streckbetrieb die Stresssituationen im Stromnetz nur eingeschränkt entspannen können.

Als Ergebnis fasst das BMWK folgendes Fazit: Eine stundenweise krisenhafte Situation im Stromsystem im Winter 22/23 ist zwar sehr unwahrscheinlich, kann aktuell aber nicht vollständig ausgeschlossen werden. Damit es aber im kommenden Winter zu keinerlei Lastunterdeckungen oder Stromausfällen aufgrund von Netz-Stresssituationen kommt, sind zusätzliche Maßnahmen zur Stärkung der Netzsicherheit nötig.

Die Übertragungsnetzbetreiber formulieren auf Basis der Ergebnisse der zweiten Sonderanalyse fünf grundsätzliche Empfehlungen: Die Transportkapazitäten müssen erhöht werden, das Redispatch-Potenzial im Ausland muss mehr in den Fokus genommen werden, es muss ein vertragliches Lastmanagement installiert werden, die Reserven für Stresssituationen müssen breiter nutzbar gemacht werden und es muss die Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten in Stresssituationen abgesichert werden. Letzteres kann zum einen durch die Erleichterung der Marktrückkehr für Kohlekraftwerke und durch eine gesicherte Gasversorgung für alle notwendigen Gaskraftwerke erfolgen, und zum anderen ist auch die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken ein wichtiger Baustein um in Stresssituationen gezielt agieren zu können.

In Bezug auf die Versorgungssicherheit im Stromsektor in Deutschland ist aufgrund der aktuellen Lage auch ein Blick über die Grenzen Deutschlands hinaus zu werfen. In Frankreich waren im September 2022 von 63 GW installierter Erzeugungskapazität aus Kernenergie lediglich 27 GW verfügbar und somit nur 44 Prozent der gesamten Erzeugungskapazität. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass jedes fünfte Kernkraftwerk (insgesamt zwölf betroffene Anlagen) in Frankreich seit mehreren Jahren aufgrund von Korrosionsproblemen außer Betrieb ist und zum anderen darauf, dass

die lang anhaltenden Hitzephasen dazu geführt haben, dass Frankreich in Bezug auf Umweltgrenzwerte in einen Konflikt geraten ist. Dieser resultiert daraus, dass einige Kernkraftwerke schon länger als eigentlich erlaubt wärmeres Kühlwasser in die bereits wasserarmen und deutlich erhitzten Flüsse leiten. Um die Kühlwasserproblematik zu lösen hat Frankreich am 6. August 2022 eine Sonderregelung für Kühlwasser erlassen, wonach fünf französische Kernkraftwerke bis Mitte September 2022 wärmeres Kühlwasser als üblich in die Flüsse ableiten durften, wie es eigentlich die französischen und europäischen Normwerte zulassen. Dadurch sollte die angespannte Versorgungssituation etwas entspannt werden. Das Problem in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Deutschland ist hierbei, dass die Kernenergie in Frankreich einen erheblichen Unsicherheitsfaktor für den europäischen Energiemarkt darstellt. Frankreich, normalerweise Nettostromexportland, muss aufgrund der Knappheit massiv Strom von anderen europäischen Ländern kaufen. Diesen Effekt bekommen auch die Verbraucher in Deutschland zu spüren, da ein geringeres Angebot zu steigenden Großhandelspreisen führt. In Frankreich hingegen steigen die Strompreise nicht in gleichem Maße an, da es eine politische Deckelung der Preise gibt, und somit für die Verbraucher der Anreiz, Strom einzusparen, fehlt.

Im Zuge der Sofortmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung wurden im Sommer 2022 mit § 50 ff. EnWG Maßnahmen zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots (die befristete Teilnahme von Anlagen aus der Netzreserve) eingeführt. Nähere Informationen über die konkrete Ausgestaltung finden sich in der „Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve (Stromangebotsausweitungsverordnung – StaaV)“ vom 13. Juli 2022. [55] Dadurch wird die zunächst ermittelte Netzreserve sinken. Die Sonderanalysen der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2022/23 treffen jedoch keine Aussage darüber, in welcher Höhe die Netzreserve im Inland noch zur Verfügung stehen wird.

Desweiteren ist an dieser Stelle das Ersatzkraftwerkeberechtigungsgesetz anzuführen, welches in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber noch keinen Einfluss gefunden hat, da es erst am 11. Juli 2022 in Kraft getreten ist. Insbesondere für Anlagen, welche in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde nach dem KVBG einen Zuschlag erhalten haben, bedeutet das Gesetz unter anderem, 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 bedeutet es, dass die betroffenen Anlagen zum Beginn des Kohleverfeuerungsverbotes automatisch in die Netzreserve überführt werden. [10] In Baden-Württemberg ist das Heizkraftwerk Magirusstraße in Ulm von dieser Regelung betroffen. Dessen Stilllegung wird nicht, wie es durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz durch Bezuschlagung in der dritten Ausschreibungsrunde vorgesehen war im Jahr 2022 erfolgen, sondern dem Gesetz entsprechend erst im Jahr 2024.

In ihrer ursprünglichen Systemanalyse haben die Übertragungsnetzbetreiber auch den Netzreservebedarf für den Winter 2023/24 ermittelt. Hier wird ein Rückgang des Reservekraftwerksbedarfs auf knapp 5,4 GW erwartet [50]. Der Rückgang setzt sich hierbei vor allem aus dem geringeren Redispatchbedarf infolge von Inbetriebnahmen von Netzausbauvorhaben entsprechend der Planung und den Prognosen zusammen. Die Zusammensetzung der Netzreserve entspricht dabei im Wesentlichen der ursprünglichen Zusammensetzung im kommenden Winter 2022/2023 und der dafür angenommene Kraftwerkspark summiert sich aus Kraftwerken im In- und Ausland auf eine Summe von 69,0 GW. [24] Inwieweit diese Angabe in Zusammenhang mit der aktuellen Versorgungslage noch belastbar ist, lässt sich an dieser Stelle nicht abschließend darstellen.

Der Einsatz der Netzreserve erfolgt im Rahmen des präventiven Redispatches, also basierend auf der Prognose des Netzzustandes der Übertragungsnetzbetreiber. Demgegenüber steht der sogenannte kurative Redispatch, der bei einem tatsächlichen Ausfall von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz notwendig wird, um wieder einen sicheren Netzzustand herzustellen. [56] § 11 Absatz 3 EnWG ermöglichte den Übertragungsnetzbetreibern hierzu die Vorhaltung besonderer netztechnischer Betriebsmittel, die jedoch durch Dritte errichtet und betrieben werden müssen und nicht am Strommarkt agieren dürfen. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang einen Bedarf an netztechnischen Betriebsmitteln von 1,2 GW bestätigt [57], der von den Übertragungsnetzbetreibern Amprion, TenneT und TransnetBW im Juni 2018 ausgeschrieben wurde. Die Ausschreibungen umfassten

vier Regionen in Süddeutschland⁵ mit jeweils 300 MW, in denen die Betriebsmittel ab Oktober 2022 für zehn Jahre zur Verfügung stehen sollen. Der Zuschlag in der Losgruppe B wurde von der TransnetBW an die EnBW für eine heizölbetriebene 300 MW Gasturbine am Standort Marbach erteilt, welche ursprünglich im vierten Quartal 2022 in Betrieb gehen sollte. [59, 60] Aufgrund von Lieferschwierigkeiten, Materialengpässen und Personalproblemen wird sich die Inbetriebnahme jedoch um mehrere Monate verzögern und erst 2023 erfolgen. [14] In der Losgruppe D wurde ein weiterer Zuschlag für ein Gaskraftwerk (Uniper) in Irsching vergeben. Die Ausschreibungen der Losgruppe A und C wurden Mitte März 2019 aufgrund eines Nachprüfungsantrags für die Losgruppe C gestoppt, eine weitere Ausschreibung im Oktober 2019 wurde ebenfalls eingestellt. [61] Im November 2020 wurde schließlich der Zuschlag für die Losgruppe A an RWE erteilt, die am Standort Biblis ein 300 MW Gasturbinenkraftwerk errichten wird [62]. In der Losgruppe C wurde der letzte Zuschlag im Februar 2021 von Amprion ebenfalls für ein 300 MW Gasturbinenkraftwerk an Leag vergeben. Das Kraftwerk soll ab August 2023 in Leipheim zur Netzstabilisierung zur Verfügung stehen. Projekt und Standort wurden von den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm entwickelt und anschließend an Leag verkauft. [63] Mit der EEG-Novelle im Jahr 2021 wurde das Instrument der besonders netztechnischen Betriebsmittel jedoch wieder abgeschafft und die Anlagen finden sich nur noch unter dem Begriff der „Netzstabilitätsanlagen“ (siehe unter § 13k EnWG) wieder. [64]

Eine weitere aus dem Strommarktgesetz resultierende Maßnahme, die der Versorgungssicherheit dienen soll, besteht in der Kapazitätsreserve. Hier ergaben sich im Zuge der Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung keine Änderungen. Sie soll zusätzliche Leistung bereitstellen, falls auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zustande käme [65]. Eine Teilnahme ist für Erzeugungsanlagen, Speicher sowie für regelbare Lasten möglich. Entsprechende Anlagen dürfen nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber Strom einspeisen beziehungsweise ihre Last reduzieren, eine Teilnahme an den Strommärkten ist nicht möglich. Für Erzeugungsanlagen (und Speicher) gilt dies auch nach Ende des Erbringungszeit-

⁵ Losgruppe A: südliches Hessen und nördliches Bayern, Losgruppe B: Baden-Württemberg, Losgruppe C südwestliches Bayern und Losgruppe D: südöstliches Bayern [58].

raums bis zur endgültigen Stilllegung, für regelbare Lasten besteht diese Einschränkung lediglich für die Teilnahme an Ausschreibungen für ab- beziehungsweise zuschaltbare Lasten (§ 3 Kapazitätsreserveverordnung, KapResV). Bei der Bestimmung des Umfangs der Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber werden geeignete Anlagen der Kapazitätsreserve berücksichtigt (§ 5 Abs. 2 KapResV). Die Ausschreibung der Kapazitätsreserve erfolgt jeweils für einen Erbringungszeitraum von zwei Jahren im Umfang von 2 GW (§ 13e EnWG). Die erste durchgeführte Ausschreibung für den Erbringungszeitraum Oktober 2020 bis September 2022 war mit 1,06 GW deutlich unterzeichnet, sodass alle acht angebotenen Kraftwerke einen Zuschlag erhielten. Die Zuschlagshöhe lag bei 68.000 Euro pro Jahr und MW [66]. Keines der bezuschlagten Kraftwerke liegt in Süddeutschland beziehungsweise südlich des Netzengpasses. Auf eine Nachbeschaffung der nicht bezuschlagten Mengen in der Kapazitätsreserve wurde verzichtet. Für den nächsten Erbringungszeitraum zwischen Oktober 2022 bis September 2024 wurde am 1. Dezember 2021 eine weitere Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur zu geänderten Teilnahmebedingungen eingeleitet, die den Kreis potenzieller Teilnehmer vergrößern sollte [67]. Die Änderungen in den Teilnahmevoraussetzungen und im Zuschlagsverfahren wurden bereits am 5. Mai 2021 erlassen und sollten dazu beitragen, dass die angestrebte Reserveleistung von 2 GW durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert werden kann. [68] Die Ausschreibung mit Gebotstermin ergab eine Reserveleistung von 1.086 MW und der Zuschlagswert für alle Kapazitätsreserveanlagen beträgt 62.940 Euro pro Jahr und MW. Damit wurde die angestrebte Leistung wiederum deutlich unterzeichnet und alle angebotenen acht Anlagen haben einen Zuschlag erhalten. Es handelt sich um dieselben Anlagen wie schon auch im vorherigen Erbringungszeitraum und es liegt daher ebenfalls keines der Kraftwerke in Süddeutschland. Die Übertragungsnetzbetreiber befinden sich aufgrund der Unterzeichnung in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. [69] Das Verfahren zur Einleitung eines Festlegungsverfahrens für den dritten Erbringungszeitraum ab dem 1. Oktober 2024 wurde bereits eingeleitet und die Bundesnetzagentur hat am 18. Juli 2022 gemäß §§ 66 Abs. 1, 29 Abs. 1 EnWG KapResV

gegenüber den vier Übertragungsnetzbetreibern den Gebots-termin auf den 1. April 2023 festgelegt. [70]

Zusätzlich zur Kapazitätsreserve wurde im Strommarktgesetz die Sicherheitsbereitschaft eingeführt, die von Oktober 2016 bis Oktober 2019 zur vorläufigen Stilllegung von acht Braunkohlekraftwerksblöcken mit 2,7 GW an fünf Standorten führte [71]. Die Kraftwerke stehen bis zur endgültigen Stilllegung für vier Jahre auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung und dürfen nur in diesem Fall Strom erzeugen (§ 13g EnWG). Im Zuge der Gesetzesänderungen zum 12. Juli 2022 wurde beschlossen, wie auch dem § 50d EnWG zu entnehmen ist, dass die Kohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft ab dem 1. Oktober der neu geschaffenen Versorgungsreserve angehören. Nach dem aktuellen Stand der Kraftwerksliste von Mai 2022 stehen noch fünf Kraftwerksblöcke mit 1.886 MW in dieser Versorgungsreserve zur Verfügung. Die entsprechenden Kraftwerke dürfen bis zum 31. März 2024 nicht endgültig stillgelegt werden. Mit Ablauf dieses Enddatums muss dann die endgültige Stilllegung erfolgen. [72] Ziel der Versorgungsreserve ist es, dem System kurzfristig zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zu stellen. Ursprüngliches Ziel der Sicherheitsbereitschaft (wie sie bis Ende September 2022 gültig war) war es, bis zum Jahr 2020 12,5 Millionen Tonnen CO₂ einzusparen und damit einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele zu schaffen. Die Evaluierung aus 2019 ergab je nach Annahmen einen Mindestbeitragsbeitrag von 11,8 bis 15 Millionen Tonnen CO₂. [73, 74] Da Braunkohle in Baden-Württemberg nicht zur Stromerzeugung eingesetzt wird, sind die Erzeugungsanlagen im Land von der Regelung nicht betroffen.

Ebenfalls im Strommarktgesetz festgelegt wurden Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue. So wurde geregelt, dass Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreise auch in Situationen abrechnen, in denen Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG⁶ 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

⁶ In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten sowie Redispatch (inklusive 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.

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. [75] Zusätzliche Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkrestreue wurden im Dezember 2019 getroffen (vergleiche Systemstabilität, Seite 32).

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

In einem zukünftigen Stromsystem mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien müssen immer größere Mengen an volatiler beziehungsweise fluktuierender und somit nicht steuerbarer Energieerzeugung in das System integriert werden. Damit wird auch der Bedarf an Residuallast weniger gleichmäßig sein, als es bisher der Fall ist und somit gleichzeitig der Bedarf an Flexibilitäten steigen. Grundsätzlich steht hierfür ein vielseitiges Angebot an Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Eine wichtige Säule ist hierfür der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur 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 Grenzkuppelstellen, die für ein flexibles Stromsystem einen wesentlichen Baustein darstellen. 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. [76] Grundvoraussetzung hierfür sind technische Anpassungen und der Abbau regulatorischer Hemmnisse, 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.

Im Rahmen der im September 2021 veröffentlichten Studie „Energy Transition Readiness Index“ von Eaton wurde die Bereitschaft zur Transformation des Strommarkts in zwölf ausgewählten Ländern bewertet. Auf einer Skala von 1 bis 5, wird Deutschland bei einem Wert von 3 eingestuft. An der Spitze dieses Rankings liegen die nordischen Länder. Dementsprechend gilt es für Deutschland die Flexibilität des Strommarktes noch mehr durch die bereits genannten dezentrale 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 Ausgestaltung der Flexibilitätsmärkte in die Richtung, dass sie Investitionen anreizen. [77]

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 [78]. 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). [79, 80] Laut dem Entwurf für das EEG 2023 soll sich die Förderung in Zukunft stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke konzentrieren mit denen auch der Flexibilitätsfaktor hervorgehoben wird [81].

Flexible Verbraucher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen können den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren und zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes beitragen. Bereits mit dem letzten EnWG dürfen Verteilnetzbetreiber auf der Grundlage von § 14a EnWG mit steuerbaren Lasten eine netzdienliche Nutzung vereinbaren und im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt berechnen. Mit dem Osterpaket wurde im Jahr 2022 auch eine lang erwartete Umgestaltung des § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verabschiedet. Das klare Bekenntnis zum intelligenten Messsystem wurde von Branchenakteuren grundsätzlich begrüßt. In einem bereits 2019 veröffentlichten Gutachten [82] wurde die Einführung eines Instruments zur „Spitzenglättung“ bereits vorgeschlagen, welches nun auch Bestandteil des neugeregelten § 14a EnWG ist und damit in die Verantwortung der BNetzA übertragen wird [83]. Für intelligente Systeme und flexible Verbraucher gilt es aber auch in Zukunft noch weitere Potenziale zu heben.

Der Markt für Solarstromspeicher in Deutschland legte im Jahr 2021 weiter deutlich zu. Nach eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters⁷ wurden im Jahr 2021 rund 139.000 neue Batteriespeicher installiert, womit zum Jahresende insgesamt rund 334.000 Einheiten verbaut waren. Die Speicherkapazität beträgt insgesamt rund 3,7 GWh. In Baden-Württemberg wurden 2021 rund 24.300 neue

Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 62.000 Einheiten. Die Gesamtspeicherkapazität beläuft sich auf 565 MWh. Der Batteriespeichermarkt profitierte vom wachsenden Markt im Leistungsbereich bis 30 kW. Bei den Kleinanlagen bis 10 kW wurde mehr als jede zweite PV-Anlage in Kombination mit einem Heimspeicher errichtet.

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

JAHR	ANZAHL NEUINSTALLATIONEN (TAUSEND)	KAPAZITÄT NEUANLAGEN (MWH)
bis 2014	1,4	13
2015	1,1	8
2016	1,9	13
2017	3,2	27
2018	4,5	50
2019	9,1	77
2020	16,2	141
2021	24,3	234
Gesamtbestand Ende 2021	61,7	565

Rund 8.250 Förderanträge für Batteriespeicher im Zusammenhang mit einer PV-Anlage wurden vom Land Baden-Württemberg im Rahmen des Förderprogramms „Netzdienliche Photovoltaik-Batteriespeicher“ bewilligt und im Zeitraum 2018 bis 2021 mit rund 17 Millionen Euro bezuschusst. Insgesamt wurde im Rahmen des Förderprogramms eine Batteriekapazität von rund 70 MWh errichtet. [85]

Im Kontext der Digitalisierung der Energiewende ist in erster Linie der angestrebte Smart-Meter-Rollout anzuführen. Im Rahmen des Rollouts von modernen Messeinrichtungen wurden laut dem letzten verfügbaren Datenstand im Jahr 2020 5,8 Millionen verbaute Einheiten realisiert, was 11 Prozent des Bestandes entspricht. Im Jahr 2019 waren es im Vergleich dazu noch 2,5 Millionen verbaute Einheiten. Gemäß der PwC-Studie „Smart-Meter-Roll-out – Standortbestimmung der grundzuständigen Messstellenbetreiber“ vom April 2022 stehen die grundzuständigen Messstellenbetreiber an verschiedenen Stufen des Rollouts. Etwa die Hälfte der befragten

Messstellenbetreiber hat mittlerweile mit dem anvisierten Einbau begonnen. Im Vergleich dazu waren es 2021 noch 19 Prozent. Weitere 46 Prozent der Messstellenbetreiber geben an, dass der Smart-Meter-Rollout aktuell vorbereitet wird. Dies bedeutet aber auch, dass bis zur eigentlichen Umsetzung noch mehrere Monate vergehen können. Nach der Markterklärung des BSI 2020 war entsprechend § 45 MsbG vorgesehen, dass eine 10 Prozent-Quote für intelligente Messsysteme bis 2023 erreicht werden soll. Nachdem jedoch die Markterklärung des BSI zurückgenommen wurde und bisher noch keine neue Markterklärung vorliegt besteht aktuell keine Einbauverpflichtung. In der Bevölkerung nimmt der Zuspruch für intelligente Zähler weiterhin zu. 16 Prozent der Deutschen nutzen demnach bereits Smart Meter und weitere 29 Prozent können sich eine Nutzung vorstellen. Auch der Begriff Smart-Meter ist gemäß einer repräsentativen Umfrage im Auftrag des Digitalverbands Bitkom mittlerweile geläufiger. [86]

⁷ In Anlehnung an [84] 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.

Der bisherige Rollout verlief jedoch nicht vollständig reibungslos. Nachdem schon ein erstes Eilverfahren im Kontext des Rollouts Erfolg hatte, haben in einem zweiten Eilverfahren 50 Stadtwerke geklagt, aus dem Grund, dass die zertifizierten Gateways und der Prozess der Markterklärung nicht die gesetzlichen Anforderungen erfüllen würden und die Stadtwerke als Messstellenbetreiber somit nicht ausgereifte Systeme verbauen müssten. Dem Eilverfahren der Stadtwerke wurde stattgegeben. Die Vollziehung der Markterklärung wurde damit für die klagenden Unternehmen aufgehoben. Aufgrund dieser Entwicklungen hat der Gesetzgeber Änderungen und Anpassungen am Messstellenbetriebsgesetz vorgenommen, wodurch der rechtssichere Einbau intelligenter Messsysteme zumindest vorläufig sichergestellt werden konnte. [87] Aufgrund dieser Entwicklungen hat das BSI am 20. Mai 2022 die Marktverfügbarkeitserklärung vom 7. Februar 2020, kurz vor Abschluss des Hauptverfahrens aufgehoben, da das Oberverwaltungsgericht für das Land Nordrhein-Westfalen die Marktverfügbarkeitserklärung vermutlich als rechtswidrig bewertet hätte. [88] Im Folgeschluss wurden auch die noch ausstehenden Gerichtsverfahren formal beendet und die Marktverfügbarkeitserklärung wurde für die gesamte Branche zurückgenommen. Gleichzeitig mit dem Rückzug wurden jedoch auch Maßnahmen ergriffen, um den Rollout auf freiwilliger Basis fortsetzen zu können. Grundsätzlich bestehen hier jedoch weiterhin Unklarheiten und es sind weiterhin Klagen zu erwarten. Das BSI hat in einer Pressemitteilung vom 20. Mai 2022 im Zuge der Rücknahme der Allgemeinverfügung darauf verwiesen, mit den beteiligten Akteuren die Fortführung des Rollouts auf Basis einer neuen Allgemeinverfügung vorzubereiten, um so die Energiewende weiter zu beschleunigen.

Neben den Erkenntnissen aus dem „Barometer Digitalisierung der Energiewende“, zeigt die Studie „Harnessing Artificial Intelligence to Accelerate the Energy Transition“, verfasst von der BloombergNEF und der Deutschen Energie-Agentur (dena), dass künstliche Intelligenz (KI) und IoT erhebliche Treiber der Energiewende werden können. 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. [89] Aktuelle Entwicklungen und Pressemitteilungen zeigen, dass die Bedeutung von Digitalisierung in

der Energiewende stetig zunimmt. So werden Produkte wie digitale CO₂-Herkunftsnachweise, intelligente Thermostate und digitale Plattformen in diesem Kontext genauso genannt, wie smarte Netze, KI im Sinne der Nachhaltigkeit oder Digitalisierung im Zuge der Sektorkopplung.

Im Kontext der Digitalisierung ist auch auf das Thema der Resilienz digitaler Energiesysteme hinzuweisen. Durch das rasche Voranschreiten der Digitalisierung 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 ebenfalls 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 geht es um die aktive Gestaltung der Digitalisierung zur sicheren und effizienten Integration dezentraler Erzeugungsstrukturen, neuer Verbraucher und neuer Marktteilnehmer. Ebenfalls müssen kleinere Akteure und Haushalte, die zunehmend mehr Einfluss haben, bewusst in die Resilienzstrategie miteingebunden werden. Im dritten Bereich geht es darum zu lernen mit neuen Risiken umzugehen, 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, wobei es dafür jedoch auch konkreter Maßnahmen bedarf. In der Stellungnahme der acatech zur „Resilienz digitalisierter Energiesysteme“ wird dafür konkret ein Portfolio von 15 Maßnahmen vorgeschlagen, das die gesamte Wertschöpfungskette umfasst. [90]

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 2021 rund 18,4 TWh Strom

aus erneuerbaren Energien erzeugt und damit 36 Prozent der Bruttostromerzeugung. Letztere ist aufgrund der sehr stark gestiegenen Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken insgesamt deutlich gewachsen (vergleiche auch Abschnitt 2.4), womit der EE-Anteil im Vorjahresvergleich rund fünf Prozentpunkte niedriger liegt. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 27 Prozent.

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 deutlich höheren 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 der Erfordernis zur Teilnahme an den Ausschreibungen zur Erzielung eines finanziellen Förderanspruchs ausgenommen. Die jeweiligen Fördertarife orientieren sich an den vorherigen Ausschreibungsergebnissen.

WINDENERGIE

Im Jahr 2021 gingen 31 neue Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 123 MW in Baden-Württemberg in Betrieb [91]. Das sind 22 Anlagen mehr als im Vorjahr. Die Zahl der Bestandsanlagen legte damit auf 762 Anlagen zu. Die Gesamtleistung stieg auf 1.701 MW. Trotz des Zuwachses bleibt der Ausbau deutlich hinter den gesteckten Zielen des Landes zurück. Im Koalitionsvertrag [92] hatten die Regierungsparteien angekündigt, durch eine Vergabeoffensive für die Vermarktung von Staatswald- und Landesflächen und andere Maßnahmen die Voraussetzungen für den Bau von bis zu 1.000 neuen Windenergieanlagen zu schaffen.

Eine deutliche Belebung des Ausbaus zeichnet sich auf Landesebene noch nicht ab. So gingen im ersten Halbjahr 2022 nur drei neue Anlagen in Betrieb. Auch bei den Anträgen und Genehmigungen ist bislang keine Trendwende zu verzeichnen. Im Gegenteil, die Zahl der genehmigten Windenergieanlagen gab im Jahr 2021 auf elf Anlagen nach (2020: 21 WEA) [91]. Von Januar bis Juni 2022 gaben die Behörden zehn neuen Anlagen grünes Licht.

Obwohl zum Jahresende 2020 und 2021 für die ersten Bestandsanlagen der gesetzliche Vergütungsanspruch aus dem EEG endete, blieb eine Stilllegungswelle vorerst aus. Grund dafür dürften nicht zuletzt die im Zuge der Energiekrise stark gestiegenen Marktwerte für Windenergieanlagen an Land sein, die den Betreibern ausgeförderter Windenergieanlagen derzeit Einnahmen weit über ihren Betriebskosten bescheren. Die im EEG 2021 verankerte Einspeisevergütung für ausgeförderter Windenergieanlagen lief Ende 2021 ersatzlos aus. Im ersten Halbjahr 2022 erfasste die LUBW die Stilllegung von vier Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 6,6 MW. Im Vorjahr wurden dagegen keine Stilllegungen verzeichnet.

In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen Land des Jahres 2021 machte sich die langsame Wiederbelebung des Marktes auf Bundesebene bemerkbar. Die Gebotsvolumina stiegen von 719 MW im Februar auf 1.824 MW im September (siehe Tabelle 6). Trotz des Anstiegs blieben die ersten beiden Gebotsrunden unterzeichnet. Auch eine nachträgliche Kürzung des Ausschreibungsvolumens gemäß § 28 Abs. 6 EEG 2021 im Mai 2021 änderte daran nichts. Über alle Runden hinweg standen dem Ausschreibungsvolumen von 4.235 MW letztendlich

Zuschläge im Umfang von 3.296 MW gegenüber. Die mengen- gewichteten mittleren Zuschlagswerte gaben leicht von 6,0 ct/ kWh (Februar) auf 5,79 ct/kWh (September) nach.

In den ersten drei Ausschreibungen des Jahres 2022 sank die Beteiligung deutlich. Während die erste Runde mit einer Gebotsmenge von 1.356 MW noch minimal überzeichnet war, fehlten im September knapp 547 MW, um das Aus- schreibungsvolumen von 1.320 MW zu decken. Die mengen- gewichteten mittleren Zuschlagswerte legten leicht von 5,76 ct/kWh (Februar) auf 5,85 ct/kWh (Mai) beziehungsweise

5,84 ct/kWh (September) zu und bewegten sich damit knapp unterhalb des zulässigen Höchstwerts von 5,88 ct/kWh (2021: 6,00 ct/kWh).

Auf Baden-Württemberg entfielen im Jahr 2021 vier Zuschlä- ge für 14 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 54 MW. In den ersten drei Runden des Jahres 2022 folgten weitere 6 Zuschläge (13 Anlagen, 54 MW Leistung). In Folge der schwachen Genehmigungsentwicklung bleibt Baden-Würt- temberg in den Ausschreibungen insgesamt deutlich unter- repräsentiert.

Tabella 6: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [93].

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlags- quote	Anteil Zuschläge BW an D
01.02.2021	719	691	96 %	13	13	100 %	1,8 %
01.05.2021	1.161	1.110	96 %	20	20	100 %	1,8 %
01.09.2021	1.824	1.494	82 %	25	21	83 %	1,4 %
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 %

Mit dem EEG 2023 hat die Bundesregierung zahlreiche Neu- erungen beschlossen, um den Ausbau der Windenergienut- zung zu beschleunigen. Insbesondere wurde der Ausbaupfad angehoben und das Ausschreibungsvolumen deutlich erhöht (siehe oben). Letzteres beträgt nun 12.840 MW im Jahr 2023 sowie 10.000 MW in den Jahren 2024 bis 2028. Ferner hat der Gesetzgeber den zulässigen Höchstwert für die Ausschrei- bungen im Jahr 2023 auf dem Niveau des Jahres 2022 fixiert (5,88 ct/kWh) und die Degression bis zum Jahr 2025 aus- gesetzt. Darüber hinaus 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 Güte- faktor 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 Verbin- dung mit dem Höchstwert ergibt sich damit eine maximale Vergütungshöhe von 9,1 ct/kWh in den Jahren 2023/24.

Die mit dem EEG 2021 eingeführte und bis zuletzt unter beihilferechtlichem Genehmigungsvorbehalt stehende Südquote wurde dagegen gestrichen. Ob die Neuregelungen zum Referenzertragsmodell tatsächlich zum 1. Januar 2023 in Kraft treten können, ist Stand Oktober 2022 noch ungewiss. So müssen auch diese zunächst von der Europäischen Kom- mission beihilferechtlich genehmigt werden.

Um die ambitionierten Ausbauziele und Ausbaupfade des EEG zu erreichen, schreibt der Bund den Ländern erstmals verbindliche Flächenziele vor. Details regelt das Windenergie- flächenbedarfsgesetz (WinBG), das ebenso wie das EEG 2023 zum 1. Januar 2023 in Kraft trifft. Gemäß § 3 Abs. 1 WinBG 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. Hierzu hat der Ministerrat im Oktober 2021 eigens eine Task Force eingerichtet. Verschiedene Maßnahmen wurden seither umgesetzt oder auf den Weg gebracht [94], darunter die Abschaffung des Widerspruchsverfahrens bei der Genehmigung von Windenergieanlagen sowie die Einrichtung der Stabstellen Energiewende, Windenergie und Klimaschutz (StEWK) in den vier Regierungspräsidien. 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. Ferner wurde mit den Planungen zur Umsetzung des gesetzlich verankerten 2-Prozent-Flächenziels begonnen. Die Regionalverbände wollen die geänderten Pläne im Jahr 2025 beschließen. Die Vermarktungsoffensive für Flächen im Staatswald ging im September 2022 derweil in die dritte Runde. Die ersten drei Tranchen umfassen insgesamt 20 Flächen im Umfang von 3.930 ha und bieten Raum für circa 130 neue Windenergieanlagen [95].⁸

PHOTOVOLTAIK

Seit 2017 befinden sich die Ausbauzahlen 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. In den ersten acht Monaten des Jahres 2022 wurden bisher rund 490 MW PV-Anlagen im Land in Betrieb genommen. Dies deutet darauf hin, dass der Zubau 2022 höher als im Vorjahr liegen wird. Im Gegensatz zur Bundesebene ist der Anteil der Freiflächenanlagen sowohl am Anlagenbestand (2021: rund 8 Prozent vs. 29 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 dazu auch nächste Seite).

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. Daneben wurden die Einspeisesätze für Teileinspeiseanlagen angehoben. Es ist davon auszugehen, dass diese Maßnahmen einerseits für eine bessere Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Dachflächen sorgen und andererseits mehr Neuanlagen errichtet werden, insbesondere in dem in den vergangenen Jahren stark geschrumpften Neuanlagenmarkt für Volleinspeiseanlagen.

Weiterhin wird 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. Außerdem wird die Regelung für Dachanlagen, wonach nicht die vollständige Strommenge vergütungsfähig ist, abgeschafft. Hinsichtlich der technischen Regularien entfällt ab 2023 für Neuanlagen die sogenannte 70 Prozent-Regelung für Anlagen bis 25 kW sowie für Bestandsanlagen bis einschließlich 7 kW.

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 maximale Anlagengröße von 100 MW anstatt von 20 MW.

⁸ Die Abschätzung basiert auf einem mittleren Flächenbedarf von 30 ha/WEA. Der tatsächliche Flächenbedarf hängt nicht zuletzt vom Anlagentyp (insbesondere Nennleistung, Rotordurchmesser) und dem Zuschnitt der Flächen ab.

Nachfolgend dargestellt sind die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg ab 2021. Für ältere Ausschreibungsergebnisse wird auf die Vorgängerberichte verwiesen. Im Unterschied zu den bisherigen Berichten sind die Ergebnisse nun separat nach den verschiedenen Ausschreibungssegmenten dargestellt.

Im Freiflächensegment werden bereits seit 2015 Ausschreibungen durchgeführt. Sie waren in der Vergangenheit von hohem Wettbewerbsniveau gekennzeichnet, das heißt das Gebotsvo-

lumen lag stets 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 den drei Ausschreibungsrunden von November 2021 bis Juni 2022 lag das Zuschlagsniveau für Gebote für Anlagen in Baden-Württemberg bei rund 40 bis 50 MW pro Runde (Tabelle 7). Gegenüber den vorangegangenen Runden hat sich damit der Anteil der Zuschläge des Landes an den bundesweiten Zuschlägen erhöht und verstetigt.

Tabelle 7: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ab 2021. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96].

DATUM	AUSSCHREIBUNGSVOLUMEN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.03.2021	617	1.504	620	41 %	8,8	7,5	86 %	1,2 %
01.06.2021	510	1.130	513	45 %	55	18	33 %	3,6 %
01.11.2021	510	986	512	52 %	101	49	49 %	9,7 %
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 %

Zusammen mit den Zuschlägen, die im Rahmen der Innovationsausschreibungen an Baden-Württemberg gingen (siehe unten), wurden insgesamt rund 325 MW für Anlagen in „benachteiligten Gebieten“ bezuschlagt. Dies entspricht einem Anteil von 77 Prozent am gesamten Zuschlagsvolumen für PV-Freiflächenanlagen seit Juni 2017 (also 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 durchgeführten Ausschreibungsrunde ausschließlich PV-Speicher-Kombinationen durchgesetzt. Abgesehen von der Runde im August 2021, die von einer hohen Zahl an Gebotsausschlüssen geprägt war, waren diese Ausschreibungen überzeichnet. Der Anteil der Zuschläge für Anlagen in Baden-Württemberg schwankte deutlich (Tabelle 8).

Tabelle 8: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96].

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 %

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 der Runde vom April 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. Seit dem Start der Dachanlagenausschreibungen wurden PV-Dachanlagen mit insgesamt 65 MW in Baden-Württemberg bezuschlagt. Dies entspricht 9,1 Prozent der bundesweit bezuschlagten Menge.

Tabellen 9: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaik-Dachanlagen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96].

DATUM	AUSSCHREIBUNGSVOLUMEN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.06.2021	150	213	153	72%	19	15	78%	10,0%
01.12.2021	150	233	154	66%	19	16	84%	10,3%
01.04.2022	767	212	204	96%	14	14	100%	6,9%
01.08.2022	767	214	201	94%	20	19	95%	9,7%

In den letzten Jahren sind mehrere Maßnahmen zur Unterstützung der Photovoltaik und Solarthermie umgesetzt worden. Unter anderem die Freiflächenöffnungsverordnung, das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“ zur Förderung von Beratungs- und Netzwerkiniciativen in den Regionen und die 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. Ab 2023 greift auch für grundlegende Dachsanierungen die Pflicht zur Installation einer PV-Anlage.

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 28 MW. In Baden-Württemberg belief sich der Zubau von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag auf jeweils 3,3 MW 2019/2020 und 4,7 MW im Jahr 2021.

Verstärkt wurden zuletzt auch kleine Steckersolaranlagen installiert, wenngleich sich dies mit Blick auf die installierte Anlagenleistung insgesamt noch auf niedrigem Niveau bewegt. Mit diesen Anlagen können auch Mieter beziehungsweise Bewohner von Mehrfamilienhäusern einen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten.

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 Drittbelieferung möglich waren (worunter auch Mieterstromanlagen fallen), besteht nun mit der erhöhten Volleinspeisevergütung die Möglichkeit für vergleichsweise wenig komplexe PV-Projekte.

BIOMASSE

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. Die Ausschreibungsrunden waren insgesamt von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet und stets unterzeichnet, das heißt, es sind Gebote für ein geringeres Volumen eingegangen, als ausgeschrieben wurden. Die mit dem EEG 2021 umgesetzte Erhöhung des Höchstwertes um rund 2 ct/kWh vermochte dies bislang nicht zu ändern. Insgesamt wurden Zuschläge für 555 MW vergeben (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 2.085 MW). Davon entfallen insgesamt 169 MW auf Neuanlagen. Für Baden-Württemberg waren bislang insgesamt 50 MW Zuschläge für 57 Anlagen zu verzeichnen.

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.

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 rund 11 GW mit 0,8 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vergleiche Abbildung 2), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist.

INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN ZUR STROMERZEUGUNG [GW]

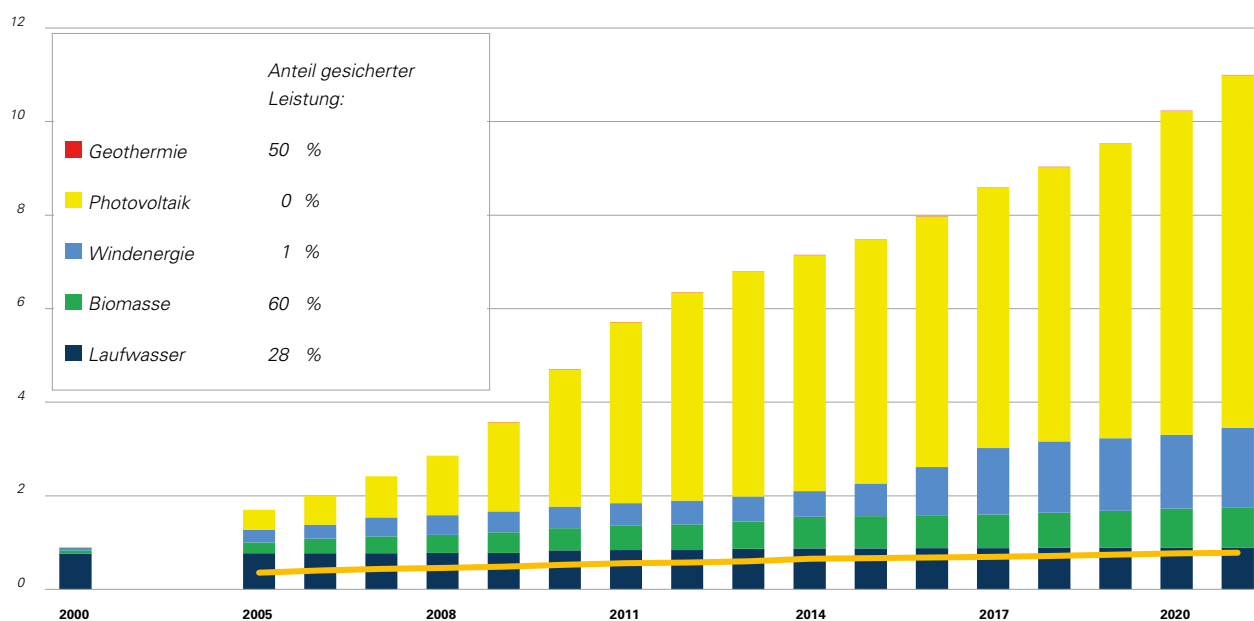


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2021 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76].

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Nachdem der Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Maßnahmen deutlich rückläufig war, ist er 2021 wieder um knapp 4 Prozent auf 68,1 TWh gestiegen. Parallel dazu wuchs die Bruttostromerzeugung im Land mit 15 Pro-

zent auf 50,9 TWh sehr stark, was hauptsächlich auf die Mehrerzeugung in Steinkohlekraftwerken (+69 Prozent) zurückzuführen ist. Auch die Stromerzeugung in Gaskraftwerken stieg nach ersten Berechnungen gegenüber dem Vorjahr um fast 12 Prozent. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit dem Jahr 2000 ist in Abbildung 3 nach Energieträgern dargestellt.

BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH [TWh/a]

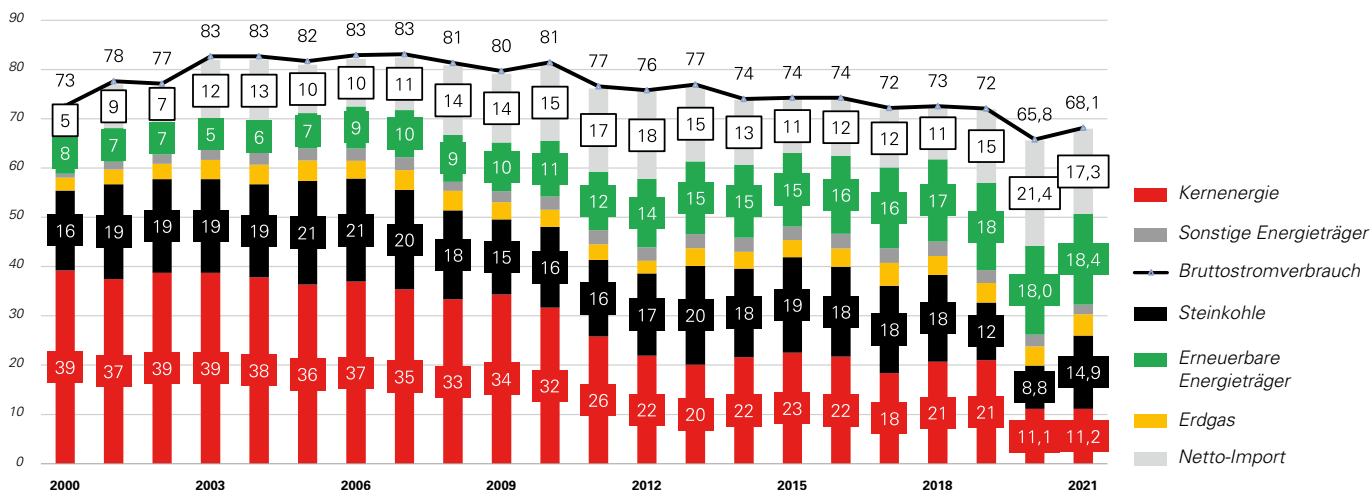


Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2021 in Baden-Württemberg (2021 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97, 98].

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist um lediglich 1,5 Prozent gestiegen. Nach dem schlechten Wasserjahr 2020 ist die Erzeugung in Wasserkraftanlagen wieder um mehr als 10 Prozent gestiegen. Rückläufig war hingegen dargebotsbedingt die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen (-12 Prozent) während die Erzeugung in Photovoltaikanlagen um lediglich rund 3 Prozent gewachsen ist. Insgesamt trugen die erneuerbaren Energien im Jahr 2021 rund 18,4 TWh beziehungsweise 36 Prozent zur Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg bei. Da die Bruttostromerzeugung insgesamt stark gestiegen ist, sank der relative Anteil der erneuerbaren Energien um 5 Prozentpunkte trotz höherer EE-Stromerzeugung.

Im Zusammenspiel mit dem Bruttostromverbrauch ist der Stromimportsaldo um ein Fünftel gesunken und belief sich auf rund 17 TWh. Für weitere Analysen zum Stromimport und -export wird auf den folgenden Abschnitt 2.5 verwiesen. Daten zur energieträgerspezifischen Zusammensetzung des Stromimports (beispielsweise 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). [99]

Hinsichtlich der Erfassung des Stromverbrauchs in der amtlichen Statistik ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die wachsende 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.

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Der deutsche Exportüberschuss im Stromhandel ist im Jahr 2021 auf 17,4 TWh gesunken (2020: 18,5 TWh) [100]. Die Importe stiegen gegenüber dem Vorjahr um 5,6 auf 54,0 TWh, die Exporte um 4,5 auf 71,4 TWh. Der Außenhandel wurde dabei durch zwei neue Interkonnektoren belebt. Mit ALEGrO (Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay) ging im November 2020 die erste direkte Stromverbindung zwischen Deutschland und Belgien in Betrieb. Im April 2021 folgte NordLink. Das 623 Kilometer lange Seekabel zwischen Deutschland und Norwegen mit einer Kapazität von 1.400 MW gilt als wichtiger Baustein der europäischen Energiewende. Die Handelsbilanz mit Belgien wies im ersten Jahr ein Exportüberschuss von rund 0,8 TWh auf. Im Handel mit Norwegen überwogen dagegen die Importe. Der Überschuss belief sich auf rund 3,2 TWh. Zahlen für eine energieträgerspezifische Aufschlüsselung der gehandelten Im- und Exportmengen liegen nicht vor.

Die Erlöse aus dem Stromexport belaufen sich nach vorläufigen Ergebnissen des Statistischen Bundesamtes auf 7,0 Milliarden Euro [101]. Dem stehen Importkosten von 4,8 Milliarden Euro gegenüber. Im Saldo wurden demnach Exportüberschüsse im Wert von 2,2 Milliarden Euro erwirtschaftet. Der Import einer Megawattstunde kostete im Schnitt 88,1 Euro, während der Export 97,7 Euro einbrachte.⁹

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des kommerziellen Außenhandels, der über die Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg abgewickelt wurde. Gegenüber dem Vorjahr verdoppelte sich der Exportüberschuss von 5,5 auf 11,0 TWh. Deutliche Verschiebungen zeigten sich vor allem im Handel mit Frankreich und der Schweiz. Die Handelsbilanz mit Österreich blieb dagegen weitgehend unverändert.

KOMMERZIELLER AUSSENHANDEL IN TWh

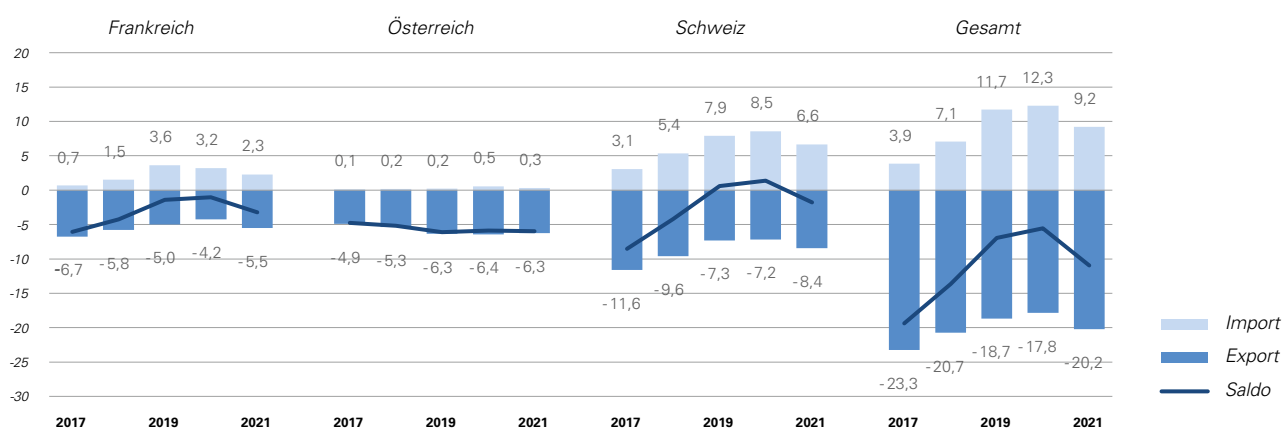


Abbildung 4: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2017 bis 2021. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [100].

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 2020 rund 16,9 TWh Strom über Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland und rund 5,3 TWh in entgegengesetzte

Richtung (vergleiche Abbildung 5). Nach zuletzt rückläufigen Exportüberschüssen im Austausch mit der Schweiz kehrte sich der Trend im Jahr 2021 um: Die Exporte stiegen von 9,6 auf 13,9 TWh, während die Importe von 4,6 auf 1,3 TWh fielen. Der Nettoimport aus Frankreich setzte derweil seinen Abwärtstrend fort und sank ausgehend von 4,8 TWh in 2020 auf 1,7 TWh in 2021.

⁹ Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Exports (Imports) in Höhe von 71,4 TWh (54,0 TWh).

PHYSIKALISCHER STROMFLUSS IN TWh

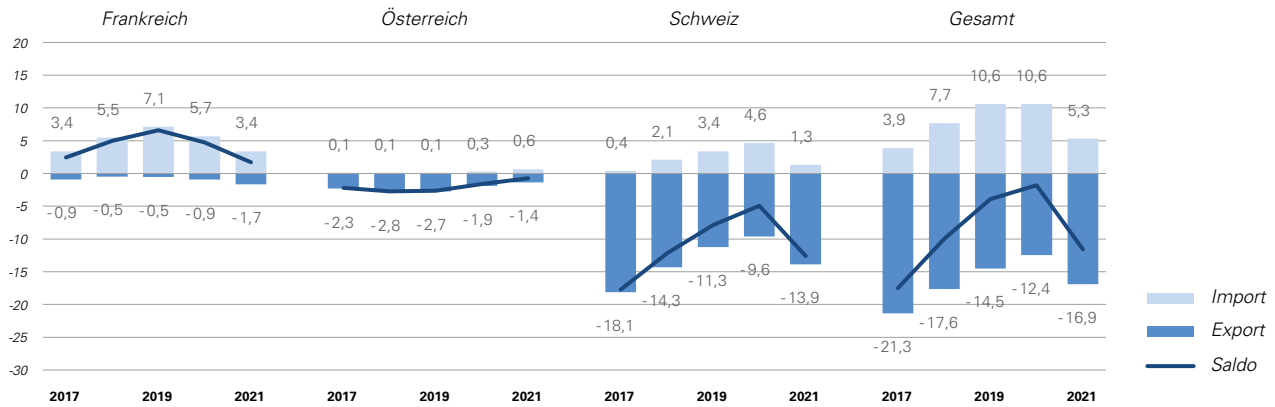


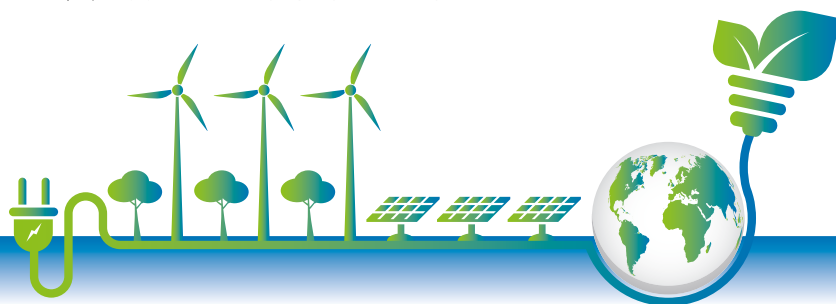
Abbildung 5: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [102].

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits dargestellte Importbedarf von rund 17 TWh in 2021, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur.



Bild: Erdkabel (© Björn Hänsler / Umweltministerium)

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 (Bundes- beziehungsweise Landeswärmegesetz).

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

Auf Bundesebene ersetzt die neue Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) die bisherigen Programme zur Förderung von Energieeffizienz und dem Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebereich. Bis zum 30. Juni 2021 konnten

jedoch noch Förderkredite und Zuschüsse für Effizienzhäuser und -gebäude im Rahmen des Programms „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ bei der KfW beantragt werden (vergleiche 5.2, Abschnitt Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz). Das Programm „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ wird unter angepassten Bedingungen bei der KfW weitergeführt. Strukturiert ist die BEG in drei Teile: Wohngebäude (BEG WG), Nichtwohngebäude (BEG NWG) und Einzelmaßnahmen (BEG EM). Gefördert werden Maßnahmen in den drei Teilen durch eine Zuschussvariante oder durch eine Kreditvariante, welche seit dem 1. Juli 2021 durch die KfW durchgeführt wird. Die Kreditvariante für Einzelmaßnahmen ist seit Juli 2022 entfallen, wonach für Einzelmaßnahmen noch die Zuschussvariante besteht. Für die weitere Durchführung ist neben der KfW das BAFA zuständig. Antragsberechtigt sind Privatpersonen, Kommunen, Unternehmen und gemeinnützige Einrichtungen [103].

Grundsätzlich soll durch die BEG zukünftig ein noch stärkerer Anreiz für Investitionen gesetzt und somit ein entscheidender Beitrag zur Wärmewende im Gebäudebereich geleistet werden. Neubauten und Komplettanierungen werden für den Einsatz von erneuerbaren Energien noch stärker bezuschusst und es gibt Förderungen für besonders ambitionierte Vorhaben. Für die Adressaten bietet das neu aufgesetzte Programm den Vorteil, dass es die vier 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 [104].

Die Bundesregierung hat die aktuelle Situation im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg und die dadurch verstärkte Aufmerksamkeit für den Ausbau der erneuerbaren Energien

sowie der Steigerung der Energieeffizienz, als Anreiz genommen, um das erst eingeführte BEG zum 1. Juli 2022 nochmals umfangreich anzupassen. Konkret wurde die Sanierungsförderung so neu geordnet, dass Steuermittel gezielt dort eingesetzt werden, wo der Klimaschutzeffekt und damit die Fördereffizienz am höchsten ist. Ziel ist es, mit dieser Reform das Ambitionsniveau geförderter Sanierungsmaßnahmen zu steigern und damit das Erreichen der Klimaschutzziele im Gebäudebereich zu beschleunigen. [105] Die folgenden wichtigsten Änderungen traten ab dem 1. Juli 2022 in Kraft: Die Fördersätze wurden abgesenkt, verbleiben aber generell auf einem hohen Niveau. Die Neubauförderung wurde erneut eingeschränkt, nunmehr auf den Standard Effizienzhaus 40 mit Nachhaltigkeitsklasse. Es erfolgt eine Fokussierung auf zinsverbilligte Kredite mit Tilgungszuschüssen. Die Zuschussvariante für Gesamtmaßnahmen (Neubau sowie Effizienzhaussanierung) wurde eingestellt. Die Kreditförderung für Einzelmaßnahmen über die KfW wird, aufgrund des geringen Anteils am Gesamtvolumen, ausgesetzt. Zuschüsse für Einzelmaßnahmen über die BAFA bleiben aber erhalten. Die Förderung jeglicher fossiler Heizungen, auch gasbetriebener Anlagen (vor allem Hybridheizungen) wird eingestellt und es wird ein Heizungs-Tausch-Bonus eingeführt.

Am 1. November 2020 trat das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG) in Kraft, in welchem das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammengeführt wurden. Mit dem Gesetz soll ein einheitliches Regelwerk für die energetischen Anforderungen von Neu- und Bestandsbauten und zum Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung geschaffen werden. Im Hinblick auf die Gesamtenergieeffizienz der Gebäude wurde das bisherige Anforderungsniveau (Stand 2020) im Wesentlichen beibehalten¹⁰. Neu in das Gesetz aufgenommen wurde, die im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbarte Festlegung, dass ab dem 1. Januar 2026 nur dann ein alter öl- oder kohlebeheizter Heizkessel erneuert werden darf, wenn der Wärme- beziehungsweise Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Neu ist auch die bis Ende 2023 befristete „Innovationsklausel“, in deren Rahmen der Nachweis alternativ nicht über den Primärenergiebedarf, sondern über

die Treibhausgasemissionen geführt werden kann. Darüber hinaus ist es bis Ende 2025 möglich, im Gebäudebestand mehrere Gebäude beziehungsweise einzelne Quartiere gemeinsam zu betrachten. Dies soll der Stärkung von Quartierskonzepten und gemeinsamer Wärmeversorgung dienen. Weiterhin gilt gebäudenah erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien nun als Erfüllungsoption für Neubauten. Mit dem Gesetz wurde weiterhin eine alternative Möglichkeit der Nachweisführung für Wohngebäude (Modellgebäudeverfahren) eingeführt [106]. Mit dem Gesetz 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, treten zum 1. Januar 2023 weitere Änderungen in Kraft, die am 28. Juli 2022 so auch im Bundesgesetzblatt veröffentlicht wurden. An erster Stelle ist die Maßnahme zu nennen, dass der zulässige Primärenergiebedarf von Neubauten von bisher 75 Prozent des Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes auf 55 Prozent reduziert wird und dieselbe Anpassung auch bei der Innovationsklausel nach § 103 GEG erfolgt. Die Effizienzanforderung an die Gebäudehülle wurde hingegen nicht angenommen. Weitere Änderungen im Zuge des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen finden sich im novellierten GEG wieder. [107, 108] Deutlich weiter reichende Änderungen, wie die Verpflichtung zum Einsatz von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien beim Heizungstausch, sind mit einer weiteren Novellierung des GEG geplant. Diese soll zum 1. Januar 2024 in Kraft treten.

Auf Bundesebene nimmt die kommunale Wärmeplanung mittlerweile einen wichtigen Stellenwert ein und es wurden erste Schritte eingeleitet (beispielsweise die Schaffung einer Bundeskompetenzstelle) um die kommunale Wärmeplanung, wie sie bereits schon in einigen Bundesländern durchgeführt wird, voranzubringen. Baden-Württemberg hat als erstes Bundesland mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg (KSG-BW) im Jahr 2020 eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für die Stadtkreise und Großen Kreisstädte eingeführt, womit für mehr als 50 Prozent der Einwohner ein Wärmeplan entsteht. [109] Die kommunale Wärmeplanung betrifft in vollem Umfang 104 kreisfreie Städte und große Kreisstädte. Konkret bedeutet

¹⁰ Einzelne Regelungen enthalten auch Aufweichungen der bisherigen Anforderungen.

das, dass die betroffenen Städte verpflichtet sind, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan nach § 7c Absatz 2 KSG BW [110] vorzulegen, welcher spätestens alle sieben Jahre fortgeschrieben werden muss. Auch nicht verpflichteten Kommunen und Städten wird angeraten auf freiwilliger Basis einen Plan zu erstellen. Die kommunale Wärmeplanung soll dazu dienen, eine drastische Reduzierung des Wärmebedarfs der Gebäude und eine Einsparung von erheblichen Mengen an Energie für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu erreichen. Jede Kommune beziehungsweise jede 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 [111]. 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 zwei Jahrzehnte erhalten. Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg wurde das Thema der Wärmeplanung zu einem Teil der kommunalen Daseinsvorsorge deklariert [112]. 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 [110]. Neben dem finanziellen Ausgleich für die verpflichteten Kommunen unterstützt das Umweltministerium auch kleinere, nicht verpflichtete Kommunen bei der kommunalen Wärmeplanung. 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 [113].

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. Das neue GEG verdrängt das EWärmeG von Baden-Württemberg für Bestandsgebäude aktuell noch nicht, beide Gesetze sind insoweit nebeneinander anwendbar. Das EWärmeG adressiert neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg ist mit dem EWärmeG bundesweit Vorreiter im gebäudebezogenen Klimaschutz. Das EWärmeG 2015 gilt für vor dem 1. Januar 2009 errichtete Gebäude, bei denen ab dem 1. Juli 2015 die Heizungsanlage ausgetauscht wird. Es ist technologieoffen gestaltet, das heißt es bestehen unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen (mindestens 15 Prozent Anteil erneuerbarer Energien oder Ersatzmaßnahmen), die auch untereinander kombinierbar sind. Hierzu zählt der direkte Einsatz von erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme, Biomasse) ebenso wie baulicher Wärmeschutz (Dämmung), der Einsatz von KWK-Anlagen, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Errichtung einer Photovoltaikanlage sowie die Erstellung eines gebäudeindividuellen energetischen Sanierungsfahrplans. Die Maßnahmen werden jeweils entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf oder ihrem Erfüllungsgrad angerechnet.

Für Nichtwohngebäude gelten grundsätzlich die gleichen Anforderungen wie für Wohngebäude. Einzelraumfeuerungen können bei Nichtwohngebäuden jedoch nicht angerechnet werden. Bei Nichtwohngebäuden kann ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden. Der Sanierungsfahrplan zeigt auf, wie im jeweiligen Gebäude unter Berücksichtigung von baulichen, baukulturellen und persönlichen Ausgangsbedingungen des Gebäudeeigentümers beziehungsweise -nutzers die langfristigen Erfordernisse der Energieeinsparung erreicht werden können. Der Sanierungsfahrplan soll für eine energetische Gebäudesanierung sensibilisieren und motivieren. Der Bund hat zum 1. Juli 2017 einen dem BW-Modell sehr ähnlichen individuellen Sanierungsfahrplan eingeführt (iSFP). Dieser erfüllt die Anforderungen der Bundesförderung der Energieberatung für Wohngebäude [114].

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 [115]. 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. Das Land Baden-Württemberg strebt eine Verbesserung der Datenbasis an und wird sukzessive zusätzliche Daten zu Gebäuden und zur Wärmeversorgung bereitstellen.

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 [116]. 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)

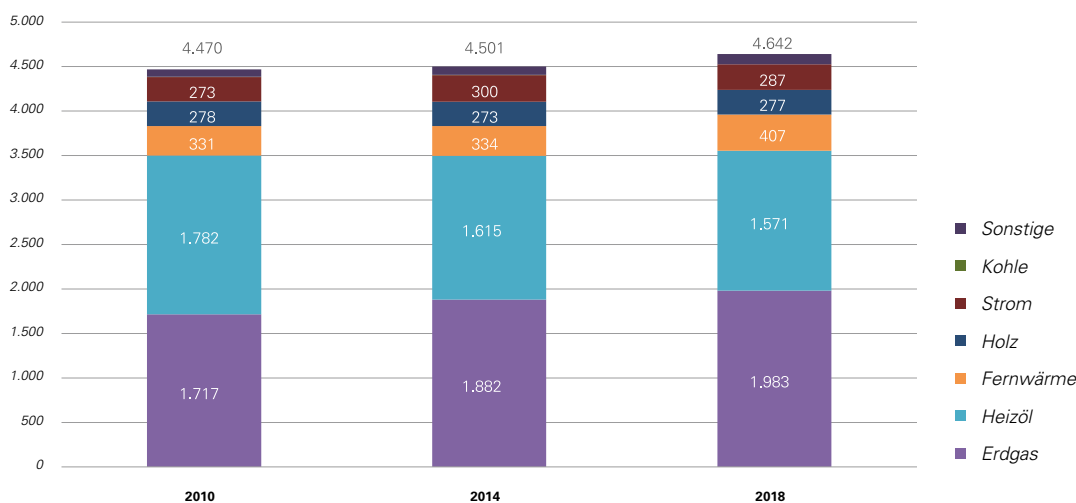


Abbildung 6: Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [117, 118].

Aufgrund der hohen Anzahl an Gebäuden, mit insgesamt 5,4 Millionen Wohnungen, und langen Investitionszyklen erfolgen Strukturänderungen entsprechend langsam. Die Neubautätigkeit lag zuletzt in der Größenordnung von circa 13.000 bis 15.000 neuen Wohngebäuden, davon 9.000 bis

10.000 Einfamilienhäusern beziehungsweise 3.000 bis 4.000 neuen Nichtwohngebäuden. In den vergangenen Jahren wurde die Mehrzahl der fertiggestellten Neubauten im Land mit erneuerbaren Energien beheizt (vergleiche Abbildung 7).

FERTIG GESTELLTE NEUBAUTEN IN BADEN-WÜRTTEMBERG NACH ÜBERWIEGENDER HEIZENERGIE

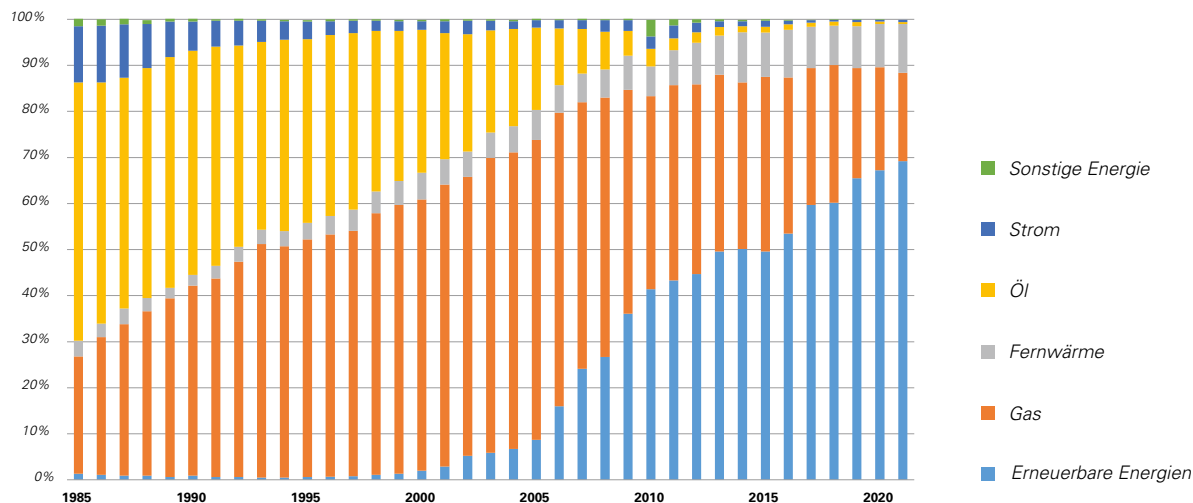


Abbildung 7: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [119].

In den vergangenen Jahrzehnten ist eine deutliche Veränderung in der Heizstruktur bei fertiggestellten Neubauten zu erkennen. Zu Beginn der Datenerfassung lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei knapp 1,5 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 fertiggestellte Neubauten. Im Jahr 2021 erreichte der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten über zwei Drittel (davon der Großteil Wärmepumpen). Die dazu konträre Entwicklung lässt sich, aus dem Blickwinkel der Klimaschutzbestrebungen, bei Ölheizungen erkennen. Deren Anteil ist seit 1984 kontinuierlich gesunken und beträgt im Jahr 2021 lediglich noch 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 2021 bei 19,2 Prozent. Im Kontext der aktuellen angespannten Gasversorgungslage ist dieser Anteil jedoch

trotzdem noch sehr hoch. Die Bedeutung von Fernwärme zu Heizzwecken bei fertiggestellten Neubauten hat seit 1984 leicht zugenommen, bewegt sich jedoch seit dem Jahr 2012 auf einem Niveau zwischen 9 und 11 Prozent am gesamten Heizenergieträgereinsatz, ist 2021 im Vergleich zu 2020 jedoch wieder leicht angestiegen.

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 2021 16,5 Prozent des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (ohne Strom, vergleiche Abbildung 8).

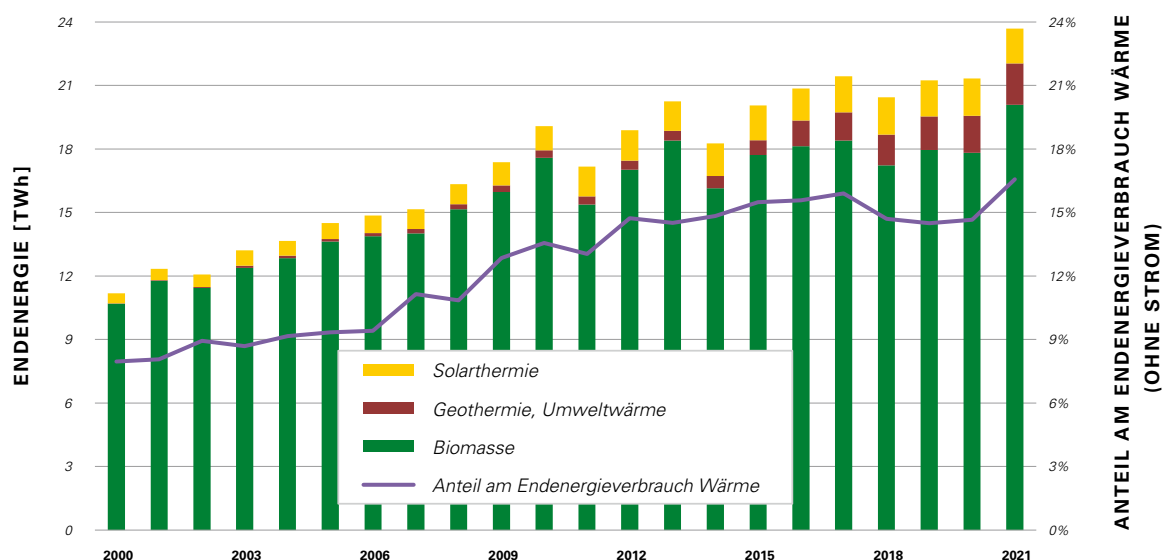


Abbildung 8: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2021 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [120].

Der um rund zwei Prozentpunkte gestiegene Anteil ist einerseits dem Zuwachs bei der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere Biomasse, zuzurechnen. Andererseits war der Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung insgesamt deutlich rückläufig, weil es zu Vorzieheffekten beim Heizölabsatz und einem dementsprechend geringeren Absatz 2021 kam.

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz der 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 circa 190.000 Anlagen. Der Bruttozubau von Solarwärmanlagen liegt auf nahezu unverändertem Niveau. Die Ausbaudynamik in diesem Bereich ist jedoch weiterhin unzureichend, sowohl hinsichtlich des Beitrags zum Klimaschutzziel als auch hinsichtlich des vorhandenen Potenzials. Dies ist einerseits durch fehlende Preissenkungen beziehungsweise durch fehlende ökonomische Anreize aus Sicht der Endkunden durch unverändert hohe Anschaffungskosten zu begründen. Die Anreize zur Investition in Solarwärmanlagen sind zu einem großen Teil abhängig von der Höhe der fossilen Energiepreise (vergleiche dazu auch Kapitel 7.1) und damit sehr volatil. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur Wärmebereitstellung beitragen.

Bislang wurden Solarwärmanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg überwiegend im Kleinanlagensegment errichtet. In den letzten Jahren sind jedoch 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 rund 51.880 m² installiert. Dies entspricht etwa 36 Prozent der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (vergleiche Abbildung 9). Im Vergleich zum Vorjahr ist dieser Anteil um 9 Prozentpunkte gesunken, was darauf schließen lässt, dass die Aktivitäten anderer Bundesländer im Bereich der Solarwärmanlagen deutlich zugenommen haben. Dieser Trend lässt sich auch in der in Vorbereitung befindlichen Anlagen, sowie in der Realisierung befindlichen Anlagen erkennen. Deutschlandweit sind knapp 100.000 m² Kollektorfläche mehr in Planung, als es noch im Mai 2021 der Fall war. In Baden-Württemberg befinden sich weitere fünf Großanlagen mit insgesamt knapp 14.900 m² Kollektorfläche im konkreten Planungs- beziehungsweise Realisierungsstadium (dies entspricht 34 Prozent der bundesweiten Vorhaben). [121]

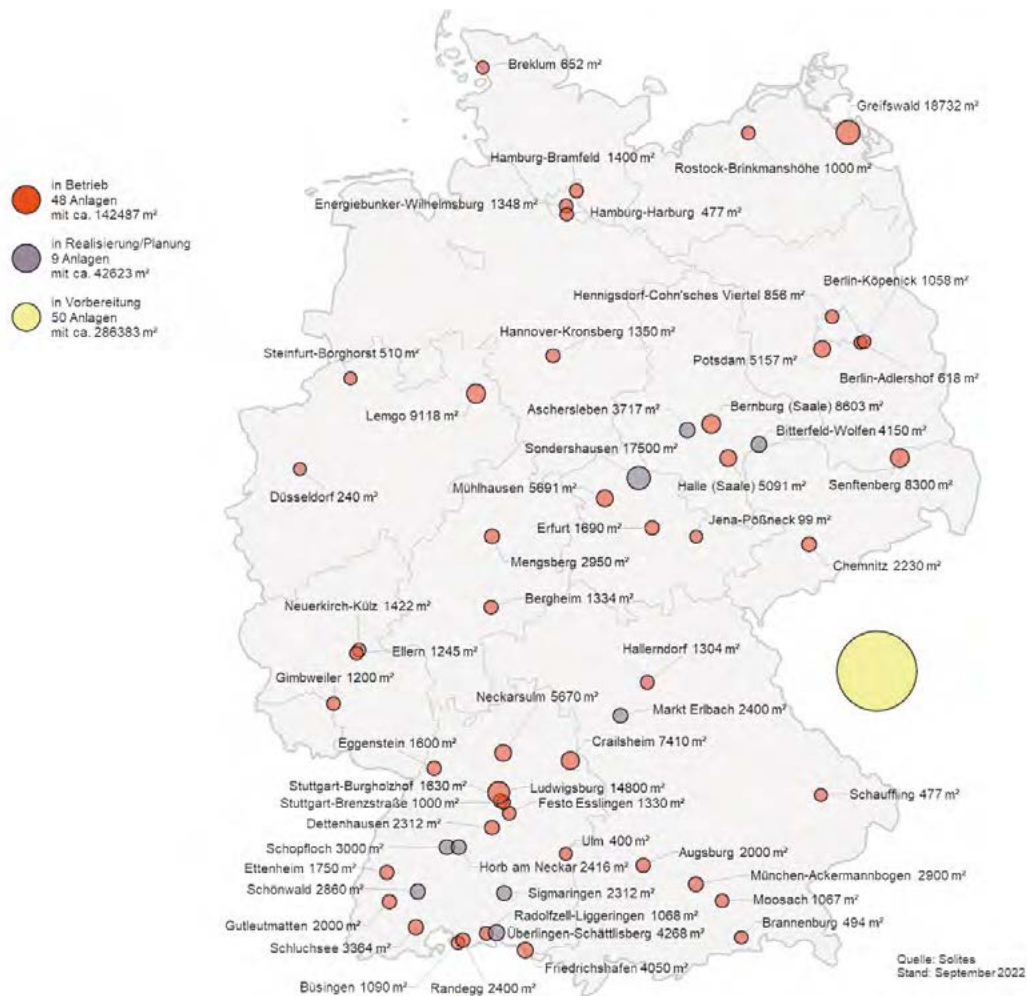


Abbildung 9: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle der Abbildung: [121]

Die Landesregierung unterstützt den weiteren Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“. Sofern ein Mindestanteil von 10 Prozent Solarwärme an der erforderlichen Gesamtwärmenmenge eingesetzt wird, sieht das Förderprogramm einen Bonus von bis zu 50.000 Euro pro Projekt vor. [122]

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 2021 nach ersten Berechnungen witterungsbedingt um 9 Prozent gestiegen. Der höhere Verbrauch war vor allem im Haushaltsbereich zu verzeichnen, aber auch im Sektor GHD. Das heutige Verbrauchsniveau liegt jedoch noch unterhalb dem des Jahres 2010, welches ein verhältnismäßig kaltes Jahr mit hohem Wärmebedarf darstellte (vergleiche Abbildung 10).

ENDENERGIEVERBRAUCH FERNWÄRME [PJ]

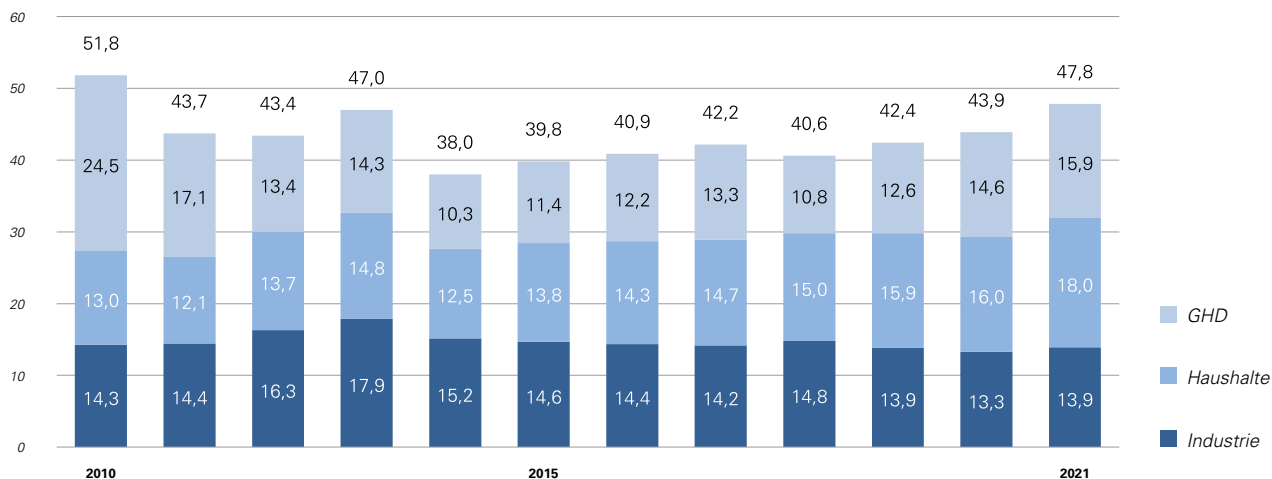


Abbildung 10: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Werte 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen ZSW.

Für Baden-Württemberg sind die Angaben zum Energieträgereinsatz bei der Fernwärmeerzeugung nicht öffentlich zugänglich. Sie wurden auf Anfrage vom Statistischen Landesamt im Rahmen einer Sonderauswertung zur Verfügung gestellt. Die Datenlieferung umfasst die Jahre 2018 bis 2020 sowie zur Einordnung das Jahr 2010 (Abbildung 11). Für das Jahr 2021 wurden eigene Annahmen getroffen. 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 11). 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. Während der Anteil der fossilen Energieträger im Jahr 2010 noch rund 85 Prozent betrug, lag er zuletzt bei 78 Prozent. Dies ist jedoch größtenteils dem Rückgang der fossilen Wärmebereitstellung zuzurechnen.

ENERGIETRÄGEREINSATZ ZUR FERNWÄRMEERZEUGUNG [PJ]

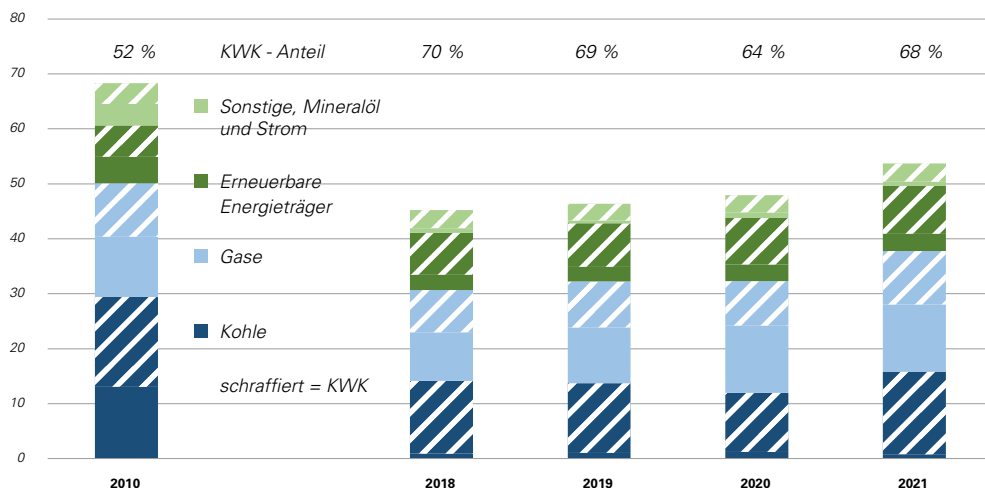


Abbildung 11: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von unveröffentlichten Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen.

In Abbildung 11 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 knapp 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. Relativ stabil im Zeitverlauf ist der KWK-Anteil bei der Fernwärmeeinspeisung aus Gas mit 40 bis 50 Prozent. 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 auch die Nutzbarmachung von Abwärme am Auslauf von Kläranlagen mittels Wärmepumpen denkbar. In einer aktuellen Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg [123] 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 11 dargestellten Energieträgereinsatz in Fernwärmenetzen in Baden-Württemberg wird deutlich, dass Abwärme aus dem Auslauf von Kläranlagen in etwa der Größenordnung der Einspeisung aus Kohlekraftwerken entspricht.

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.

Nah- und Fernwärme, also die Versorgung über Wärmenetze, kann generell als verlässliche Wärmeversorgung betrachtet werden. Die Verlässlichkeit ist jedoch in großem Maße von der Verfügbarkeit der jeweiligen Energieträger abhängig. Aktuell liegt hier der Fokus vor allen noch auf Gas und

Kohle (vergleiche Kapitel 3.3), wonach sich die aktuellen Herausforderungen, die mit der Bereitstellung dieser beiden Energieträger verbunden sind, auch auf die Fernwärme projizieren lassen. 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 ist jedoch davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit ein wenig höher einzustufen ist, als die Versorgungssicherheit bei Fernwärmenetzen [124]. Das über Kraft-Wärme-Kopplungen gespeiste Fern- und Nahwärmenetz leistet einen zentralen Beitrag zum Klimaschutz, zur Energieeffizienz und Bezahlbarkeit sowie zur sicheren Versorgung.

Dennoch kann es zu Situationen kommen, in denen vorübergehend eine Umstellung auf alternative Heiztechniken notwendig wird. So wurde die Fernwärmeversorgung in Nürnberg im Februar 2021 durch einen Brand im Nürnberger Großkraftwerk massiv beeinträchtigt. Grund für den Brand war ein technischer Defekt. Vom Ausfall der Fernwärmeversorgung waren 1.150 Anschlusspunkte betroffen, darunter etwa 15.000 Haushalte, eine Klinik, zwei Alten- und Pflegeheime, eine Schule und mehrere Großbetriebe. Das örtliche Heizkraftwerk konnte die benötigte Wärmeversorgung nicht in vollem Umfang auffangen. Aufgrund der extrem kalten Temperaturen unter -10°C wurde der Katastrophenfall ausgerufen und eine Notfallversorgung eingerichtet [125]. Neben diesem größeren Ausfall kam es zu mehreren kleineren Ausfällen der Fernwärmeversorgung, die aber sehr schnell behoben werden konnten.

Für die Versorgung im Winter 2022 ist anzumerken, dass Fernwärmenetze mit einem hohen Anteil an gasbasierter Wärme auch sehr stark von der aktuell angespannten Gasversorgungslage sowie den massiv gestiegenen Gaspreisen betroffen sein werden. Im Jahr 2020 wurden zur Fernwärmeerzeugung (KWK-Wärme und Wärme aus Heizwerken) in Baden-Württemberg rund 20 PJ Gas genutzt – dies entspricht dem Verbrauchsniveau des Jahres 2010. Im Jahr 2021 ist der Gasverbrauch zur Fernwärmebereitstellung nach ersten Schätzungen sogar noch weiter gestiegen. In den Jahren 2019 bis 2021 lag der Anteil der gasbasierten Wärme in den Fernwärmenetzen des Landes bei rund 40 Prozent (vergleiche Kapitel 3.3).

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. [126] 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“ [127]. Im Antrag muss auch begründet dargelegt werden, mit welchem Anteil die erneuerbar erzeugten Wärmemengen besichert werden [128]. 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 kann es der Versorgungssicherheit dienen, wenn alternative

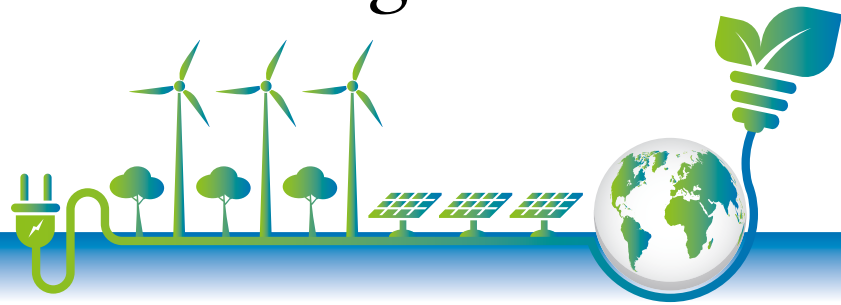
Wärmequellen in die Fernwärmeversorgung miteingebunden werden, um die Nutzung von fossilen Energieträgern und die damit einhergehende Preis- und Importabhängigkeit zu mindern (vergleiche 4.2 Erdgasinfrastruktur beziehungsweise 7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten). Die kommunale Wärmeplanung kann 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 Transformation der Wärmenetze wird auch von der 2021 gestarteten Plattform „Grüne Fernwärme“ unterstützt, die von dem Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) initiiert wurde. Das Ziel der Plattform besteht darin, den Fernwärmeausbau weiter voranzutreiben und die Kommunen bei der Umsetzung zu unterstützen. Nah- und Fernwärmenetze sind mitunter ein wesentlicher Teil der Kommunalen Wärmewende und der Kommunalen Wärmeplanung in Baden-Württemberg. Das lokale Netzwerk der AGFW-Plattform „Grüne Fernwärme“ ist dafür Anfang Februar 2022 in Ludwigsburg gestartet und soll zum einen Wissen und Erfahrung zur Verfügung stellen, zum anderen aber auch die lokalen Akteure mithilfe von Netzwerkpartnern vernetzen. [129]



Bild: Infocenter Umspannwerk Grossgartach (© Björn Hänsler / 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 vorher erkannte Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes erkannt und erstmals regulatorisch umgesetzt. Grund hierfür war unter anderem der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz, dem mit den Energiewendeentscheidungen im Jahr 2011 zusätzliches Gewicht verliehen wurde und somit ein erhöhter Regelungsbedarf notwendig war. Der mit dem Fortschreiten der Energiewende hinzukommende, über die EnLAG-Vorhaben hinausgehenden 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 wird derzeit erarbeitet und 2023 veröffentlicht. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln hierzu in Netzausbauszenarien die aus ihrer Sicht zusätzlichen notwendigen 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 (BBPlG).

Mit der Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes im Februar 2021 wurde das Volumen des gesetzlich festgelegten Bedarfs für den Übertragungsnetzausbau deutlich angehoben. Die Zahl der Vorhaben steigt damit von vorher 43 auf nun 79, die geplante Trassenlänge von gut 5.800 Kilometer auf

rund 10.400 Kilometer. 16 dieser Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) aufgenommen. Auf Baden-Württemberg entfallen 13 Maßnahmen mit einer Leitungslänge von etwa 880 Kilometer. Zwei Maßnahmen davon sind Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 10 GW¹¹ umfassen: „A-Nord“/ „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zweimal 2 GW) und „SuedOstLink“ (zweimal 2 GW). Die Leitung „SuedOst-Link“, Vorhaben Nr. 5a ist die Maßnahme, die nicht durch Baden-Württemberg geht. Vorhaben Nr. 2, die rund 340 Kilometer lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft 42 Kilometer durch Baden-Württemberg. Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 kompensieren. Das Vorhaben befindet sich aktuell im Anhörungsverfahren nach § 22 NABEG und die Inbetriebnahme des letzten Abschnitts ist für das Jahr 2027 geplant (ursprünglich 2021) [130]. Das Gesamtprojekt soll im Jahr 2027 abgeschlossen sein [131]. Parallel zum Trassenbau schreitet auch der Bau des südlichen Konverters der Leitung auf dem Gelände des ehemaligen Kernkraftwerks Philippsburg voran. Im Juli 2021 wurde hier mit der Einweihung der Schaltanlage der erste Bauabschnitt abgeschlossen. Für 2 Kilometer der Trasse welche im Bereich des Umspannwerks Neurott und auf dem Kraftwerksgelände in Philippsburg verlaufen wird, ist ein Anlagenneubau notwendig. [132] Das Vorhaben Nr. 3 ist mit der Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach und einer Übertragungsleistung von 2 GW die zweite Leitung der „Sued-Link“-Verbindung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf

¹¹ Im Zuge der Novelle des BBPlG wurden die im Vorhaben „SuedOstLink“ geplanten Leerrohre durch die Planung einer konkreten, zusätzlichen 2 GW-Trasse ersetzt.

einem Großteil der Trasse eine gemeinsame Verlegung mit der Leitung von Wilster nach Bergheinfeld West (Vorhaben Nr. 4) geplant, welches dann mit Vorhaben Nr. 3 gemeinsam das Projekt „SuedLink“ bildet, und den Korridor C des NEP abbildet. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2022 verzögert sich 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 [133] nach derzeitigem Planungsstand bis ins Jahr 2028 (Stand von 2021 war noch das Zieljahr 2026). [134] Es verlaufen zwei Abschnitte des Gesamtvorhabens mit einer Leitungslänge von 96 Kilometer durch Baden-Württemberg. Abschnitt E2 von der Landesgrenze zu Bayern nach Bad Friedrichshall befindet sich aktuell noch in der Planfeststellung mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens, Abschnitt E3 von Bad Friedrichshall zum Netzverknüpfungspunkt Großgartach befindet sich ebenfalls in der Planfeststellung. Das Anhörungsverfahren lief hier bis zum 30. September 2022. [135]

Von den weiteren elf Vorhaben des BBPIG (vergleiche Tabelle 10) in Baden-Württemberg wurde ein Vorhaben im Jahr 2021 fertiggestellt (Nr. 24). Vorhaben Nr. 35 sowie ein Abschnitt des Vorhabens 21 wurden mittlerweile genehmigt und befinden sich im Bau. Von den verbleibenden neun Vorhaben befinden sich – Stand Q2/2022 – vier (Nr. 19¹², Nr. 20, Nr. 25, Nr. 72) beziehungsweise fünf Vorhaben (Nr. 21 mit einem von vier Abschnitten¹³) im Planfeststellungsverfahren, vier Vorhaben befinden sich noch in der internen Planung (Nr. 22, Nr. 23¹⁴, Nr. 40, Nr. 68). [137] Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg.



Bild: Neubau einer Stromtrasse (© Nordreisender / stock.adobe.com)

¹² Abschnitt Nord 1 befindet sich in der Planfeststellung (Anhörungsverfahren), Abschnitt Süd befindet sich noch in der Bundesfachplanung.

¹³ Ein Abschnitt befindet sich mittlerweile im Bau. Die beiden anderen Abschnitte von Vorhaben Nr. 21 befinden sich im Raumordnungsverfahren) [136].

¹⁴ Von einer Gesamtleitungslänge von 140 km befinden sich 100 km noch in der internen Planung, 40 km vor den Planfeststellungsverfahren.

Tabelle 10: Umsetzungsstand¹⁵ der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 03/2022). 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
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg „Ultranet“ (Abschnitt B1)	TransnetBW	BNetzA
	„Ultranet“ (Abschnitt A1)	Amprion	
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitte E2+E3)	TransnetBW	BNetzA
	Konverter Leingarten (Großgartach)	TransnetBW	
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	RP KA und RP FB
22	380 kV Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	Transnet BW	RP ST
23	380 kV Netzverstärkung Herbertingen-Waldshut/Tiengen mit Abzweig Kreis Konstanz und Abzweig Beuren	Amprion / Transnet BW	RP FR / TÜ
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	RP Tü
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	BNetzA
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	RP KA
40	380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	TransnetBW, Amprion	BNetzA
68	380 kV-Netzverstärkung Höpfingen-Hüffenhardt	Transnet BW	RP KA
72	380 kV-Netzverstärkung Eichstetten-Bundesgrenze FR	Transnet BW	BNetzA



Vergleicht man die ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine der BBPIG-Vorhaben in Baden-Württemberg mit dem derzeitigen Ausbau- und Planungsstand (2. Quartal 2022) [137] 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. Von Quartal zu Quartal sind hier weitere Verzögerungen zu erkennen; die bisher angegebenen Fertigstellungstermine sind vor diesem Hintergrund als ehrgeizig einzustufen.

¹⁵ Der aktuelle Stand der einzelnen Vorhaben ist online zu finden unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html>

FERTIGSTELLUNG [km]

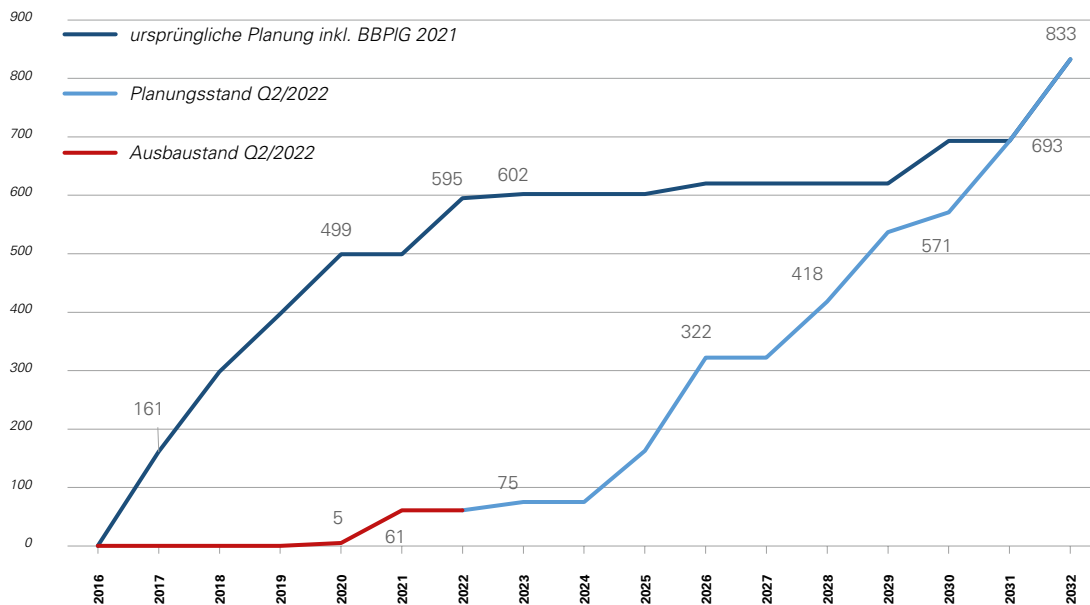


Abbildung 12: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2022). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [131, 132, 138, 139].

Für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist in hohem Maße auch der Ausbau des Übertragungsnetzes außerhalb des Landes, also die bundesweiten Entwicklungen und Vorhaben, relevant und daher wird der aktuelle Stand jener Vorhaben an dieser Stelle ebenfalls dargestellt. Der bundesweite Ausbau der Übertragungsnetze weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil erhebliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen auf Bundesebene (vergleiche Tabelle 2) bemerkbar macht. Der derzeitige Ausbau-

stand (Q2/2022) der Netzevorhaben gemäß EnLAG liegt mit 1.284 Kilometer noch über 570 Kilometer unter dem Zielausbau von 1.821 Kilometer und bereits fast viereinhalb Jahre hinter dem ursprünglichen Fertigstellungsdatum (vergleiche Abbildung 13). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben, abgesehen von einem kleineren Vorhaben (8 Kilometer), im Jahr 2030 und damit über 10 Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein.

FERTIGSTELLUNG [km]

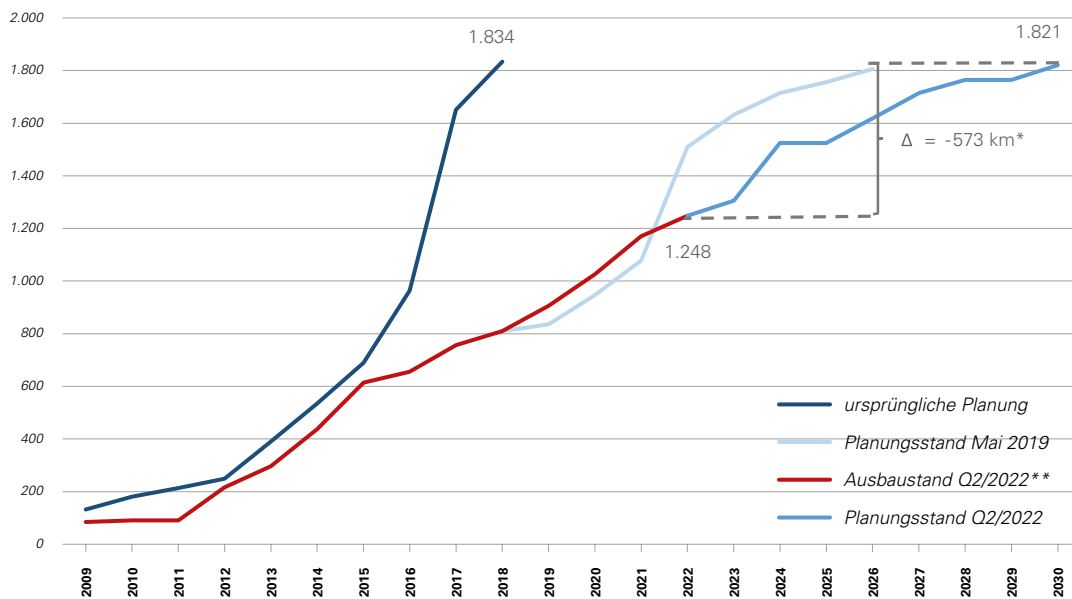


Abbildung 13: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2022). *Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.821 km. ** Aufgrund des Datenstands (Q2/2022) bildet der Ausbaustand im Jahr 2022 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [139–141].

Ähnliche Tendenzen zeigen die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes. Nach der Novelle des BBPIG im Januar 2021 hat sich die geplante Trassenlänge von gut 5.800 Kilometer auf rund 10.400 Kilometer erhöht. Der späteste derzeit geplante Fertigstellungstermin darin enthaltener Einzelvorhaben liegt mittlerweile im Jahr 2034 (vorher 2031) und hat sich seit dem letzten Jahr bereits wieder verschoben. Der Ausbaustand zum Ende des zweiten Quartals 2022 von rund 890 Kilometer liegt weiterhin deutlich, über 3.200 Kilometer, hinter der Ursprungsplanung des NEP 2012 zurück. Um die geplante Fertigstellung der Netzausbauvorhaben im Jahr 2034 zu erreichen, müsste die Ausbaugeschwindigkeit beim Ausbau der Leitungskilometer massiv erhöht werden. Gegenüber dem bisherigen Maximum der Ausbaugeschwindigkeit der Vorhaben im BBPIG von 221 Kilometer pro Jahr im Jahr 2020 wäre eine Steigerung nahezu um den Faktor 5 notwendig. Dies macht die erheblichen Probleme und Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze auf Bundesebene nochmals deutlich.

Eine umfangreiche Auflistung von Maßnahmen zur Beschleunigung von Netzausbauvorhaben findet sich in dem, im September 2021 im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichten, „Praxisleitfaden Netzausbau“ [142]. Dieser richtet sich an Genehmigungsbehörden sowie Vorhabensträger und analysiert die Themenfelder Projektmanagement, Öffentlichkeitsbeteiligung, Zulassungsphase und Realisierungsphase im Detail. Eine deutliche Beschleunigung des Netzausbaus ist für das Stromsystem der Zukunft unerlässlich.

FERTIGSTELLUNG [km]

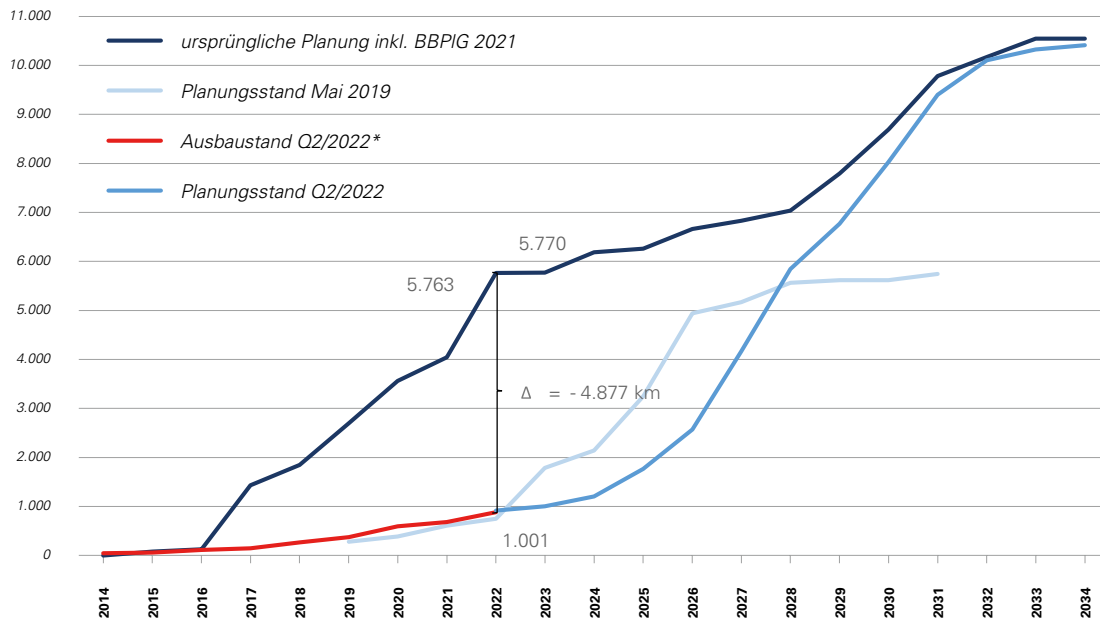


Abbildung 14: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG (Q2/2022).
 * Aufgrund des Datenstands (Q2/2022) bildet der Ausbaustand im Jahr 2022 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [139, 141, 143].

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbundenen 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, die gewährt werden kann wenn die Staaten einen Aktionsplan vorlegen, 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. Dieser enthält verschiedene Maßnahmen, die die Erreichung der verfügbaren Handelskapazitäten bis zum Jahr 2025 sicherstellen sollen [144]. Im Rahmen der Übergangsregelung besteht die Pflicht, dass die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Bericht [38] 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 2021 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU 2019/943) nach. Der letzte Bericht zum Jahr 2021 erschien am 22. April 2022. 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. [38] Die jeweiligen, jährlichen Mindestwerte sind in Abbildung 15 dargestellt. Im Jahr 2021 konnten die Mindestwerte an dem Großteil der Grenzen eingehalten werden. Lediglich an der Grenze zur Gebotszone Schweden 4 kam es zu Unterschreitungen, die jedoch aus Systemsicherheitsgründen gerechtfertigt waren und demnach in 90 Minuten aufgrund kritischer Leitungsnichtverfügbarkeiten ausgesetzt wurden. [145] Für das Jahr 2021 ist daher festzuhalten, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die gesetzlichen Vorgaben nach Art 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

MINDESTKAPAZITÄT FÜR DEN GEBOTSZONENÜBERGREIFENDEN STROMHANDEL

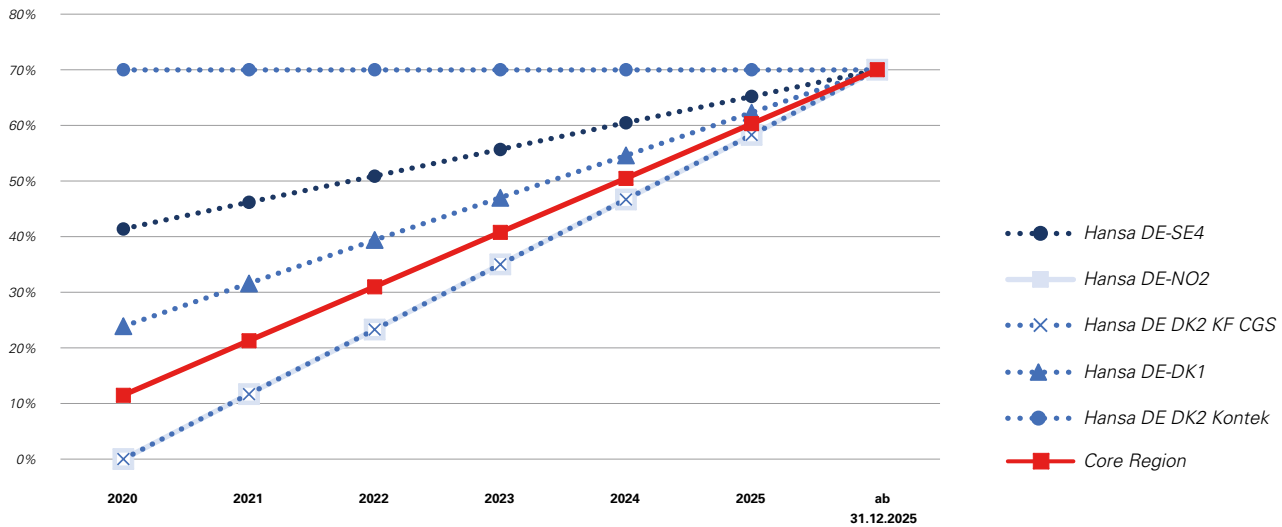


Abbildung 15: Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotzzonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025. Eigene Darstellung basierend auf [145].

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. Sowohl der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien als auch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors erfordern einen fortschreitenden Ausbau. 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. [146] 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). Die intelligente Steuerung fällt unter den Hauptaspekt der Digitalisierung, wo in manchen Bereichen schon deutliche Fortschritte erkennbar sind, aber der Weg weiter konsequent beschritten werden soll. [147]

Projekte zur Realisierung dieser Ziele befinden sich bei den jeweils zuständigen Verteilnetzbetreibern in der Planung und zum Teil auch schon in der Umsetzung. Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – wird die Netzausbauplanung jährlich im sogenannten Netzausbauplan fortgeschrieben und im Bericht für das Jahr 2022 um weitere Vorhaben zur Netzverstärkung erweitert. Im aktuellen Bericht 2022 wurden sechs neue Leitungsvorhaben mit zusammen 137 Kilometer Leitungslänge identifiziert. Nachdem im Jahr 2021 die Erweiterung eines Umspannwerks sowie der Neubau eines Kunden-Umspannwerks in die Planung aufgenommen wurde [148], konnten drei Projekte, die Erweiterung von zwei Umspannwerken, sowie der Neubau eines Kunden-SW abgeschlossen werden. Des Weiteren konnten auch drei Leitungsvorhaben mit einer Länge von zusammen 58 Kilometer fertiggestellt werden. Abbildung 16 zeigt die geplanten Vorhaben im Verteilnetz der Netze BW GmbH.

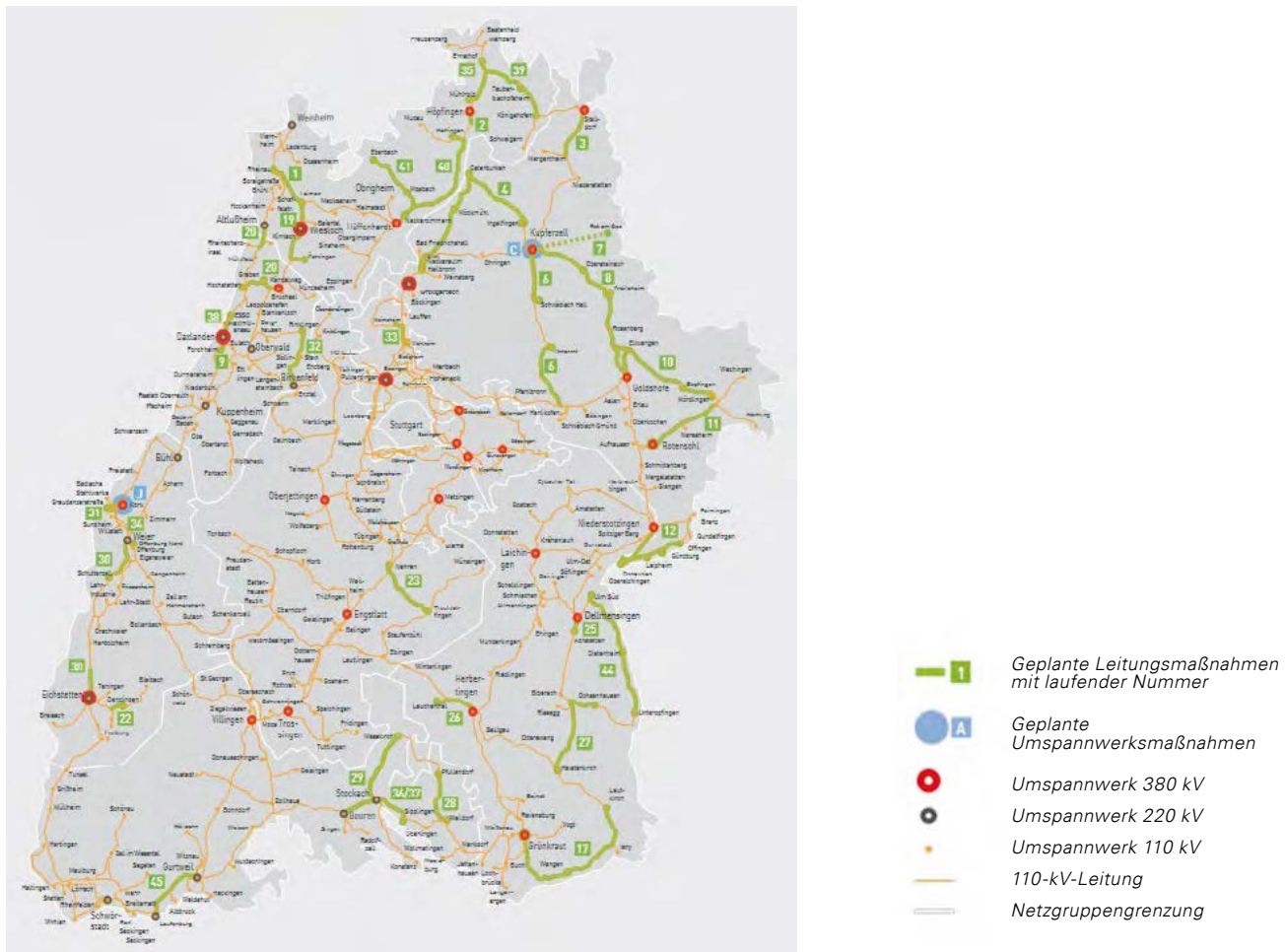


Abbildung 16: Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW. Bearbeitete Darstellung basierend auf [149].

Die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lässt sich unter anderem aus der Entwicklung des Einspeisemanagements identifizieren. Dabei können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare-Energien-, KWK- sowie Grubengas-Anlagen abregeln, sofern die vorhandene Netzkapazität nicht zum Abtransport des erzeugten Stroms ausreicht. Das Einspeisemanagement wird ab Oktober 2021 in die Prozesse zur Steuerung des Redispatch (Redispatch 2.0) einbezogen und stellt somit kein separates Instrument der Erzeugungssteuerung erneuerbarer Energien mehr dar. [150] Bundesweit wurden 2021 rund 5.800 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von rund 807 Millionen Euro verursacht. Gegenüber 2020 hat sich der Trend der Vorjahresperiode bestätigt und der Umfang des Einspeisemanagements ist wieder leicht zurückgegangen (-328 GWh), gleichzeitig ist die Summe der Entschädigungszahlen jedoch leicht angestiegen (+46 Millionen Euro). Hauptsächlich sind von den durchgeführten Abregelungen Windenergieanlagen an Land (rund 59 Prozent der Mengen) sowie auf See (36 Prozent) betroffen. Im Vergleich zum

Vorjahr ist der Anteil an abgeregelten Windenergieanlagen an Land gesunken und der Anteil an abgeregelten Windenergieanlagen auf See gestiegen. Auffallend ist auch der Rückgang der abgeregelten PV-Erzeugung von 9,7 Prozent auf 4,1 Prozent. Als Grund für den insgesamten Rückgang der Ausfallarbeit wird die allmähliche Umsetzung des Netzausbaus in Schleswig-Holstein, wo rund die Hälfte der Einspeisemengen anfällt, genannt. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag der Anteil der Abregelungen in etwa gleichbleibend bei knapp 3 Prozent. Da die überwiegende EE-Leistung auf Verteilnetzebene angeschlossen ist, wurden bundesweit circa 69 Prozent der Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene abgeregelt, jedoch lag nur bei rund 27 Prozent der abgeregelten Arbeit auch die Ursache im Verteilnetz. [31, 43]

Die im baden-württembergischen Verteilnetz abgeregelte Arbeit lag bei etwa 5 GWh und hat sich gegenüber dem Vorjahr (13,2 GWh) mehr als halbiert. Insgesamt betrachtet liegen die EinsMan-Maßnahmen damit weiterhin auf sehr niedrigem Niveau (0,1 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit). Die geschätzten Kosten für das Gesamtberichts-jahr 2021 belaufen sich auf circa 0,4 Millionen Euro (2020: rund 1 Million Euro) und liegen ebenfalls bei 0,1 Prozent der bundesweiten Kosten. [151] Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 entfallen.

NETZQUALITÄT

Als Kennzahl zur Netzqualität wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht, der aus den Störungsmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur ermittelt wird. Der SAIDI dient als Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung der Endkunden und spiegelt somit die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes wider. Da nur Ereignisse berücksichtigt werden,

die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen, gehen sowohl geplante Unterbrechungen als auch Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (zum Beispiel Naturkatastrophen) nicht in die Berechnung ein. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. Berücksichtigt werden ungeplante Unterbrechungen die auf atmosphärische Einwirkungen (zum Beispiel Gewitter), Einwirkungen Dritter (zum Beispiel Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen, oder auf sonstige Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [31]. Der SAIDI ist für eine Aussage über die Versorgungssicherheit jedoch nur bedingt geeignet. Die mittlere Unterbrechungsdauer je Endkunde ist im Jahr 2021 nach dem bisher niedrigsten Wert im Jahr 2020 (10,73) wieder leicht angestiegen. Sie lag bei 12,70 Minuten und damit knapp zwei Minuten höher als im Jahr 2020 (Abbildung 17). Aktuelle Zahlen zum Vergleich mit anderen europäischen Ländern liegen derzeit nicht vor. In der Vergangenheit wies Deutschland im europäischen Vergleich jedoch einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf.

SAIDI [min/a]

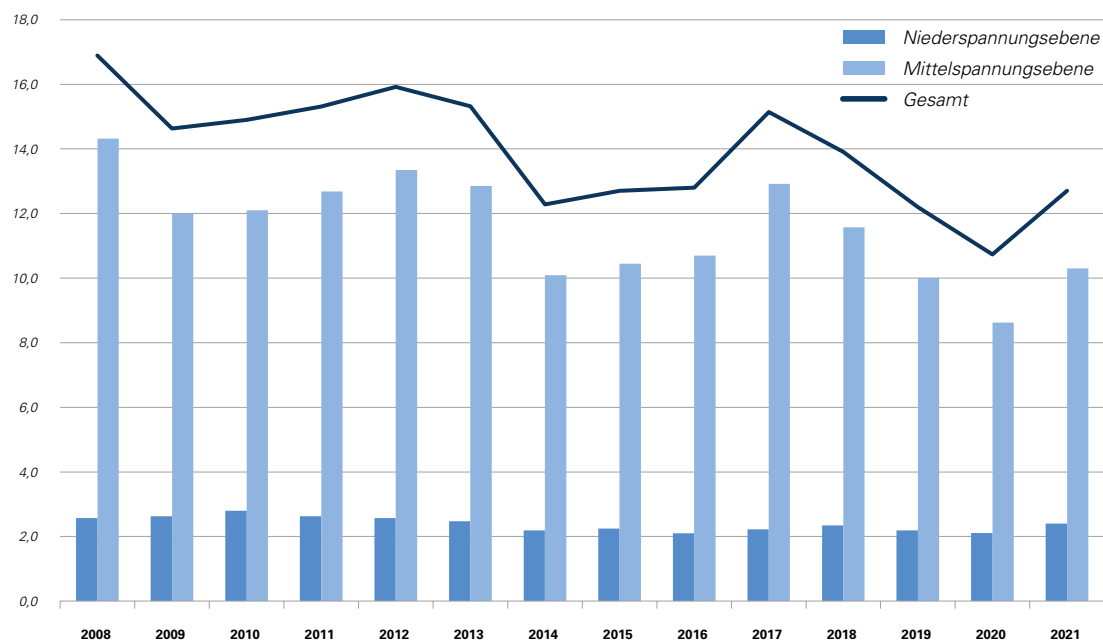


Abbildung 17: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2021. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [152].

Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. 2021 lag die mittlere Unterbrechungsdauer ebenfalls wieder etwas höher als noch im Vorjahr (absolutes Minimum von 8,6 Minuten im Jahr 2020) bei 10,3 Minuten und damit noch immer auf einem niedrigen Niveau im Vergleich zu den Jahren vor 2020. [152]

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. Mit einer Unterbrechungsdauer von 12,68 Minuten ist die mittlere Unterbrechungsdauer in Baden-Württemberg im Jahr 2021 wieder um 0,4 Minuten gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Sie liegt damit auf demselben Niveau wie auch der Bundesdurchschnitt. [152] In der Rückschau der Werte seit 2008 (vergleiche Abbildung 18) wird deutlich, dass die Unterbrechungsdauer der Einzeljahre in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts liegt, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abweicht.

SAIDI [min/a]

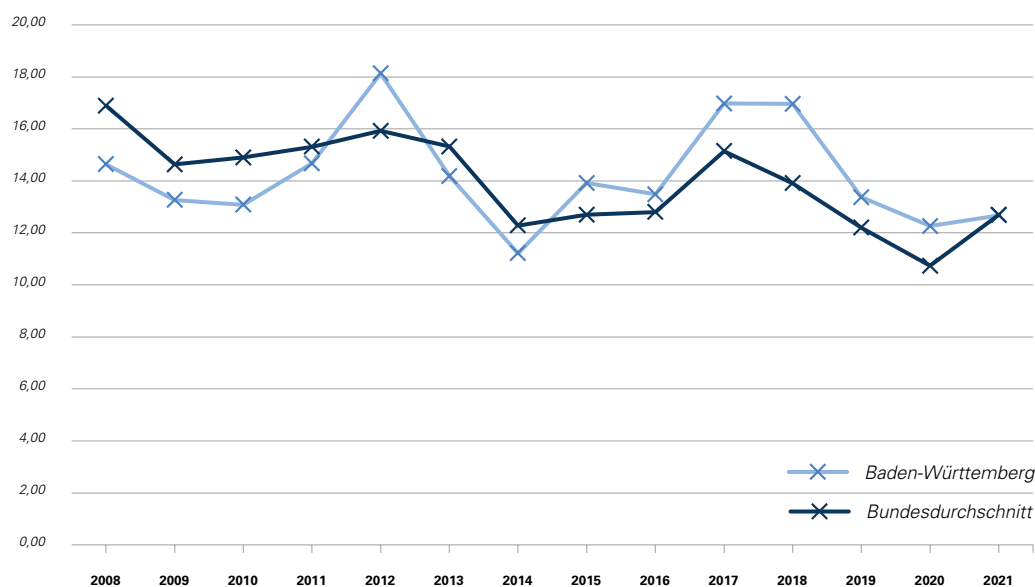


Abbildung 18: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [152].

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. [153] Dabei zeigt sich, dass das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf einem konstanten Niveau liegt, in den letzten beiden Jahren jedoch wieder leicht angestiegen ist (vergleiche Abbildung 19). In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2021 mit durchschnittlich rund 2,0 Störungen je 100 Kilometer Stromkreislänge auf einem weiterhin niedrigen Niveau.

In der Hoch-/Höchstspannungsebene gab es nach einem Anstieg der Störungshäufigkeit im Jahr 2020 wieder einen Rückgang auf rund 3,7 Störungen je 100 Kilometer Stromkreislänge. Dieser Wert liegt ebenfalls weiterhin im Rahmen der zufallsbedingten Schwankungsbreite. [153] Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

STÖRUNGSHÄUFIGKEIT [1/100 km/a]

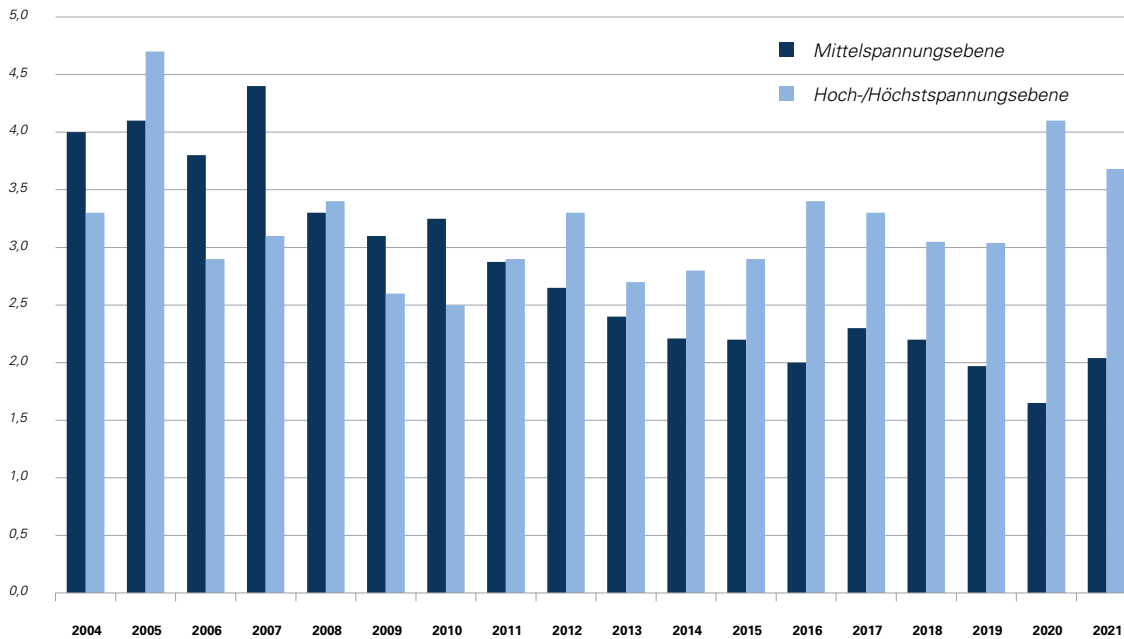


Abbildung 19: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [154].

4.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat im Winter 2021/2022 eine Zeitenwende in der Gasversorgung eingeläutet und die Versorgungssicherheit ins Zentrum der deutschen Energiepolitik gerückt. Mit dem Versiegen russischer Gaslieferungen richtet sich der Blick nun auf neue Bezugsquellen, den Aufbau einer alternativen Importinfrastruktur und den Füllstand der heimischen Erdgasspeicher.

Rückgrat des deutschen Transportsystems sind die Fernleitungsnetze mit einer Länge von rund 40.000 Kilometer, an die mehr als 700 nachgelagerte Netze angeschlossen sind. 60 Grenzübergangspunkte verbinden die Fernleitungsnetze mit dem Ausland und sind damit Dreh- und Angelpunkt für Im- und Exporte. Zudem verfügt Deutschland über unter- und oberirdische Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 245 TWh, was circa einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs entspricht.

Zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 waren die deutschen Erdgasspeicher im Schnitt nur zu 68 Prozent gefüllt (siehe Abbildung 20). Dabei wiesen vor allem die Speicher der Betreiber Astora und GSA LLC, die zum russischen Gazprom Konzern gehören, auffällig niedrige Füllstände auf – darunter auch Deutschlands größter Speicher am Standort Rehden,

der mit einem Füllstand von 9 Prozent schon zum Start der Ausspeicherperiode weitgehend leer war. [154] In der Folge musste die Trading Hub Europe (THE), die seit der Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021 die Verantwortung für das gesamtdeutsche Marktgebiet trägt, gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern frühzeitig Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ergreifen. In mehreren Sonderausschreibungen wurden langfristige Regelenenergieprodukte (Long Term Options, LTO) kontrahiert – zunächst nur in Süddeutschland, später auch in anderen Netzgebieten Deutschlands. Durch die Kontrahierung der LTO verließen die Speicherfüllstände ihren kritischen Pfad und erreichten zum Ende der Ausspeicherperiode Mitte März ein Niveau von rund 24 Prozent.

FÜLLSTAND IN PROZENT

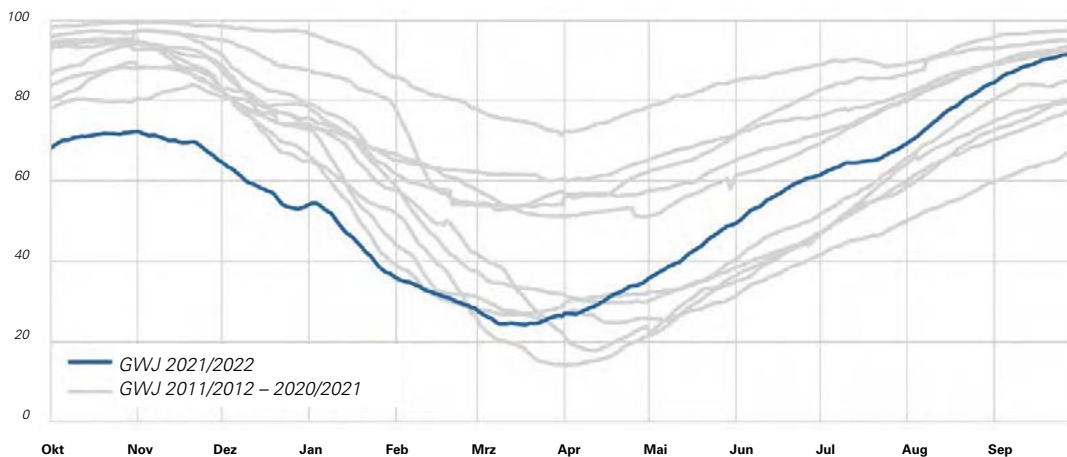


Abbildung 20: Mittlere Speicherfüllstände in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2011/2012 bis 2021/2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [155].

Damit sich die Situation im Winter 2022/2023 nicht wiederholt, hat der Bundestag im März 2022 mit einer Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen beschlossen. Per Verordnung vom 27. Juli 2022 wurden diese später nochmals verschärft. Demnach müssen die Betreiber zu den Stichtagen 1. Oktober, 1. November und 1. Februar Füllstände in Höhe von 85 Prozent, 95 Prozent beziehungsweise 40 Prozent – gemessen am Arbeitsgasvolumen der jeweiligen Gasspeicheranlage – vorhalten. Zum 1. September definiert die Verordnung zudem ein Zwischenziel von 75 Prozent. Mit einem mittleren Füllstand von 99,1 Prozent zum Stichtag 1. November 2022 wurden die Vorgaben zur Vorbereitung auf den Winter 2022/2023 mehrheitlich erfüllt [155].

Neben den historisch niedrigen Speicherfüllständen prägte eine Umkehr der Gasflüsse den Winter 2021/2022. So fingen Importe aus dem Westen (Frankreich, Belgien und Niederlande) ausbleibende Lieferungen aus Russland auf. Ermöglicht wurde dies durch einen starken Zuwachs der LNG-Importe über die Terminals in Frankreich, Belgien und der Niederlande. Zudem bewegten sich die Importe aus Norwegen über weite Teile des Winters auf sehr hohem Niveau. [154]

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 2021 betrug der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland

druckstufenunabhängig 2,18 Minuten [156]. Die Dauer der Unterbrechungen verdoppelte sich damit gegenüber dem Vorjahr (1,09 Minuten) und lag über dem langjährigen Mittel (2006–2021) von 1,54 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen 0,02 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 2,16 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 1,71 Minuten unter dem Gesamtwert auf Bundesebene. In Schleswig-Holstein und Niedersachsen wurden mit 7,35 und 6,61 Minuten die mit Abstand längsten Unterbrechungen verzeichnet.

Um die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu verringern und die Gasversorgung über neue Bezugsquellen neu aufstellen zu können, hat der Deutsche Bundestag mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz den Weg für einen raschen Aufbau eigener LNG-Terminals bereitet. In Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin soll künftig flüssiges Erdgas angelandet, regasifiziert und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Fünf schwimmende Flüssigerdgasterminals (Floating Storage and Regasification Units, FSRU) hat der deutsche Staat hierzu gechartert. Zwei weitere LNG-Terminals sollen von den Privatunternehmen Deutsche ReGas in Lubmin und von Tree Energy Solutions, E.On und ENGIE in Wilhelmshaven errichtet und betrieben werden. Nach aktueller Planung sollen die ersten Terminals noch im Jahr 2022 ihren Betrieb aufnehmen. Mit den neuen Importkapazitäten könnte rund ein Drittel des bisherigen Jahresverbrauchs an Erdgas in Deutschland gedeckt werden. [157] Perspektivisch sollen die Terminals für Wasserstoff-Importe genutzt werden [158, 159].

An den Ostsee-Gaspipelines Nord Stream 1 und 2 sind im September 2022 vier Lecks aufgetreten [160]. Während die genauen Hintergründe bislang ungeklärt sind, bestätigte die schwedische Staatsanwaltschaft im November den Anfangsverdacht der Sabotage. So seien an den Leitungen Reste von Sprengstoff identifiziert worden [161]. Seismologen hatten in den dänischen und schwedischen Gewässern, in denen die Lecks entdeckt wurden, zeitgleich zum Druckabfall auf den Leitungen zwei Explosionen detektiert. Auswirkungen auf die Gasversorgung im Winter 2022/2023 hat der Vorfall nicht. Während Nord Stream 2 infolge des russischen Angriffskriegs nicht in Betrieb genommen wurde, hatte Russland bereits Anfang September 2022 seine Gaslieferungen über Nord Stream 1 unter Verweis auf ein Ölleck an einer Gasturbine eingestellt. Nach Einschätzung der Bundesregierung war das Ölleck jedoch lediglich ein Vorwand und der Lieferstopp politisch motiviert [162]. Bundeswirtschaftsminister Habeck hat daher schon vor den mutmaßlichen Sabotageakten nicht mehr mit einer erneuten Öffnung der Nord Stream 1 Pipeline gerechnet. Der Klimaschaden durch die Lecks ist dagegen immens: Das Umweltbundesamt beziffert die Emissionen durch das ausgetretene Methan auf 7,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent, was etwa einem Prozent der deutschen Jahres-Gesamtemissionen entspräche [163].

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wurde vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen um neue Modellierungsvarianten ergänzt, die den vollständigen Ersatz russischer Erdgaslieferungen durch LNG-Importe an deutschen und westeuropäischen Terminals sowie eine Reduktion des Erdgasverbrauchs berücksichtigen. [164]

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur (Stand 1. Dezember 2022) ist die Gasversorgung in Deutschland gegenwärtig stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet [165]. Die Lage sei jedoch weithin angespannt und eine Verschlechterung der Situation nicht auszuschließen. Bereits am 30. März 2022 hatte das Bundeswirtschaftsministerium die erste von insgesamt drei Stufen des Notfallplans Gas aktiviert – die sogenannte Frühwarnstufe. Seither bewertet ein Krisenteam aus Behörden und Energieversorgern fortlaufend die Versorgungssituation in Deutschland. Nach der weiteren Drosselung der Gaslieferungen aus Russland folgte am 23. Juni die Aktivierung der Alarmstufe (Stufe 2). Der Notfallplan Gas basiert auf der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments

und des Rates vom 25. Oktober 2017 und regelt die Maßnahmen, die zur Gewährleistung einer sicheren Gasversorgung ergriffen werden können. Im Rahmen der dritten und letzten Stufe des Notfallplans, der Notfallstufe, obliegt es der Bundesnetzagentur in enger Abstimmung mit den Netzbetreibern die Verteilung von Gas zu übernehmen. Einige Verbrauchergruppen, wie private Haushalte und soziale Einrichtungen, stehen dabei unter besonderem Schutz [166]. Unter welchen Bedingungen im Winter 2022/23 eine nationale Gasmangellage droht, hat die Bundesnetzagentur mit mehreren Szenarien [167] untersucht. In drei von vier Fällen kann demnach eine Mangellage abgewendet werden. Dies setzt jedoch voraus, dass Deutschland sein Verbrauchsreduktionsziel von 20 Prozent erfüllt, drei der geplanten LNG-Terminals spätestens zum Jahresbeginn 2023 einspeisen und die Differenz aus Importen und Exporten in den Wintermonaten lediglich moderat sinkt.

4.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Wärmenetze bieten die Voraussetzungen für eine effiziente Wärmeerzeugung, 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). Aufgrund der Erfassungsgrenzen der amtlichen Statistik wird der Bereich der dezentralen Nahwärmenetze statistisch nicht erfasst, weshalb keine Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze in Baden-Württemberg getroffen werden können.

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). Zum Zeitpunkt der Berichterstellung liegen keine aktuelleren Daten als die unten ausgewiesenen vor.

Seit 2009 wurden rund 1.700 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen des Marktanzreizprogramms (MAP) im Jahr 2020 wieder deutlich zurückgegangen. Möglicherweise wurden hier Investitionen aufgeschoben, um die angekündigte Bundesförderung für effiziente Wärmenetze in Anspruch zu nehmen (s. unten). Im Bereich der BAFA-Förderung bewegte sich die 2019 geförderte Trassenlänge auf dem Niveau der drei vorangegangenen Jahre (Daten zu 2020 liegen noch nicht vor). Laut den Angaben der AGFW [168] liegt die Trassenlänge der Fernwärmenetze in Baden-Württemberg in einer Größenordnung von insgesamt 1.900 Kilometer, die nutzbare Wärmeabgabe der Wasser- und Dampfnetze lag 2019 bei 37 PJ (10,2 TWh)¹⁶.

Mit der Förderrichtlinie „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ wurde die Förderung zukunftsfähiger Wärmenetze neu aufgestellt (vergleiche dazu auch Kapitel 3.4). Sie nimmt neue Wärmenetze, die klimaneutral 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. Es besteht jedoch im Zuge der Förderinanspruchnahme ein Kumulierungsverbot der BEW mit anderen Förderprogrammen. Das Förderprogramm gliedert sich in vier Module auf. Modul 1 umfasst die Förderung von Transformationsplänen und Machbarkeitsstudien, Modul 2 die systemische Förderung für Neubau und Bestandsnetze, Modul 3 umfasst Einzelmaßnahmen und Modul 4 beinhaltet die Betriebskostenförderung. Bei der Förderung von Bestandsnetzen in Modul 2 kommt ein systemischer Ansatz zum Zuge, mit dem die Umstellung mittels Netztransformationsplänen unterstützt werden soll. Diese Pläne sind die Voraussetzung für die Förderung der einzelnen Umsetzungsmaßnahmen. Für die Module 1–3 gilt die Einschränkung, dass Wärmenetzsysteme zur Wärmeversorgung hier erst bei mehr als 16 Gebäuden oder mehr als 100 Wohneinheiten förderfähig sind. [171] Bis zum Jahr 2030 sollen damit jährlich bis zu 400 MW Wärmeerzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien gefördert werden.

Tabella 11: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [169, 170].

[KM]	MAP (KFW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17
2010	100	53
2011	130	36
2012	100	69
2013	121	74
2014	115	113
2015	58	66
2016	59	83
2017	38	76
2018	27	85
2019	55	75
2020**	24	k.A.

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

** Zu den geförderten Wärme- und Kältenetzen im Rahmen des KWKG liegen aktuell nur ungeprüfte Angaben für 2020 vor, die deshalb nicht genutzt werden können.

Das Land Baden-Württemberg fördert ergänzend zu den oben angeführten Bundesförderprogrammen die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlichen Mitteln beziehungsweise Informationsangeboten. Mit einem im Februar 2016 aufgelegten Programm werden Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung in drei Förderbausteinen gefördert. Hier ist aktuell lediglich noch der Förderbaustein 3 „Investitionsförderung“ aktiv. Im Februar 2022 wurde hierfür der Förderrahmen, welcher insgesamt Fördermittel über 830.000 Euro und vier neue Wärmenetze umfasst, für die 18. Förderrunde bewilligt. [172, 173] Aufgrund des Erfolgs des Förderprogramms wurde die Laufzeit des noch offenen Förderbausteins 3 bis Ende Juni 2023 verlängert.[179] Die Investitionsförderung erfolgt hierbei in Form eines Zuschusses von bis zu 20 Prozent der förderfähigen Kosten und maximal bis zu 200.000 Euro. Durch zusätzliche Bonuszahlungen ist eine Gesamtförderung von maximal 400.000 Euro pro Vorhaben möglich. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System (Kms)“ unter anderem auch Wärmenetze im kommunalen

¹⁶ Da die Erfassung der Daten auf einer sich ändernden Teilnehmerstruktur basiert, sind Änderungen zwischen den Jahren oft auch auf einen geänderten Teilnehmerkreis zurückzuführen; das Ausmaß des Einflusses dieses Effekts kann jedoch nicht quantifiziert werden. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf die Darstellung von Zeitreihen mit den AGFW-Daten verzichtet. Da die AGFW-Zahlen nicht auf einer Vollerhebung basieren, liegen sie niedriger als die Angaben des Statistischen Landesamtes, das für 2019 rund 42 PJ Fernwärmenutzung ausweist.

Rahmen gefördert. Bis zum Stand Oktober 2021 konnten somit durch das Programm „Klimaschutz mit System“ in der ersten und zweiten Förderrunde 30 Projekte im Bereich der Wärmenetze gefördert werden. Dabei wurden insgesamt circa 12,79 Millionen Euro EU- und Landesmittel bewilligt (die genannte Fördersumme umfasst ausschließlich die Wärmenetze und nicht die Erzeugungsanlagen). In der dritten Förderrunde erhalten nach aktuellem Stand voraussichtlich 14 Kommunen und Landkreise eine Förderung. Die Fördermittel dafür stammen aus dem Fördertopf „REACT-EU“ aus welchem Baden-Württemberg über den europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) das Programm „Klimaschutz mit System“ um 21 Millionen Euro aufstocken kann. [174] 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 am 1. Dezember 2020 vom Kabinett beschlossene Abwärmekonzept Baden-Württemberg einen wesentlichen Baustein dar. Das Konzept basiert auf der Studie „Abwärmennutzung in Unternehmen“. Darin ermittelt wurde ein theoretisches industrielles Abwärmepotenzial von mindestens circa 5,4 TWh/a bis zu maximal 9,3 TWh/a und macht somit, bezogen auf den Endenergieverbrauch der Industrie (circa 61 TWh), einen Anteil zwischen 9 Prozent und 15 Prozent aus. Die Wirtschaftszweige mit besonders großer Relevanz sind die Bereiche Herstellung von Gas, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, sowie die Metallherzeugung und Bearbeitung. In Zukunft wird auch die zunehmende Zahl großer Rechenzentren an Bedeutung gewinnen. Das Potenzial soll durch verschiedene Möglichkeiten wie einer innerbetrieblichen Nutzung, die Lieferung in ein Nachbarland, der direkten Einspeisung oder auch über die Anbindung an abwärme-relevante Unternehmen erschlossen werden [175].

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 [176]. Dafür soll ein Monitoring in einem zweijährigen Rhythmus durchgeführt werden, welches sowohl die Bundesförderprogramme der KfW und des BAFA validiert, als auch eine Unternehmensbefragung beinhaltet. Konkrete Maßnahmen die das Abwärmekonzept vorsieht lassen sich in drei Kategorien unterteilen. Im Themenkomplex „Fördern“ geht es neben der Landesförderung auch um die Nutzung der Bundesförderung. Im zweiten Themenbereich „Informieren“ spielen Kommunikationsmaßnahmen sowie das bei der Umwelttechnik BW eingerichtete Kompetenzzentrum Abwärme eine zentrale Rolle. Der dritte Komplex „Übergreifend“ beinhaltet Maßnahmen zur Festlegung von Rahmenbedingungen wie ein Begleitgremium und das Monitoring [176]. Der Empfehlung aus der Studie „Abwärmennutzung in Unternehmen“, das Thema Abwärme auch im KSG zu verankern, wurde dadurch Rechnung getragen, dass es in die Kommunale Wärmeplanung miteingegangen ist.

Mit dem Bundesförderprogramm „Abwärmennutzung in gewerblichen Unternehmen“ und ab 2020 dem Nachfolgeprogramm „Energieeffizienz in der Wirtschaft (Modul 4)“ werden Maßnahmen zur Vermeidung von Abwärme oder deren Nutzung gefördert. In den Jahren 2016 bis 2021 wurden insgesamt 447 Vorhaben in Baden-Württemberg gefördert. In Summe werden damit rechnerisch rund 1.380 GWh Endenergie pro Jahr eingespart, davon knapp 1.130 GWh Brennstoffe und rund 250 GWh Strom. Die kumulierten Abwärmemengen liegen im Zielpfad des Abwärmekonzepts Baden-Württemberg. Dies zeigt, dass die zusätzlich initiierten und aufeinander abgestimmten Maßnahmen Wirkung entfalten und wichtige Impulse für die Wärmewende auslösen.

4.4 WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Die Wasserstoffinfrastruktur befindet sich in Deutschland in einem sehr frühen Stadium des Auf- und Ausbaus. Zum aktuellen Zeitpunkt existieren im Sinne des EnWG keine Wasserstoffleitungen in Deutschland. Die derzeit betriebenen Wasserstoffindustrielleitungen erfüllen nach § 3 Nr. 39a EnWG nicht die gesetzlich festgelegten Definitionen, da diese beispielsweise nicht grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offenstehen. [177]

Im Wasserstoffbericht der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas) vom 1. September 2022 [177] wird hervorgehoben, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur als Voraussetzung für einen zügigen Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft gilt. Damit soll ein Beitrag zur Erreichung politischer, volkswirtschaftlicher und gesellschaftlicher Ziele geleistet werden. Die Ziele beziehen sich auf die Schaffung eines resilienten Energiesystems und Versorgungssicherheit, der Dekarbonisierung des Energiesystems (gesetzlich verankerte Netto-Treibgasneutralität bis 2045 kann mit dem breiten Einsatz von klimaneutralen Energieträgern erreicht werden) und dem Erhalt des Industriestandorts Deutschland. [177]

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre Vorstellungen eines zukünftigen Wasserstoffnetzes aktualisiert. Abbildung 21 zeigt das Wasserstoffnetz 2032 basierend auf den Memorandum of Understanding-Bedarfen für das Jahr 2032. Das H₂-Netz, welches das „Startnetz“ ersetzt, ist umfangreicher und berücksichtigt die höheren Mengenziele der Nationalen Wasserstoffstrategie mit einem nationalen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh im Jahr 2030. Durch die Vernetzung von Produzenten und Verbrauchern soll in naher Zukunft mit dem Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur begonnen werden. Das H₂-Netz 2032 hat eine Länge von 7.600-8.500 Kilometer.

VISION FÜR EIN H₂-NETZ

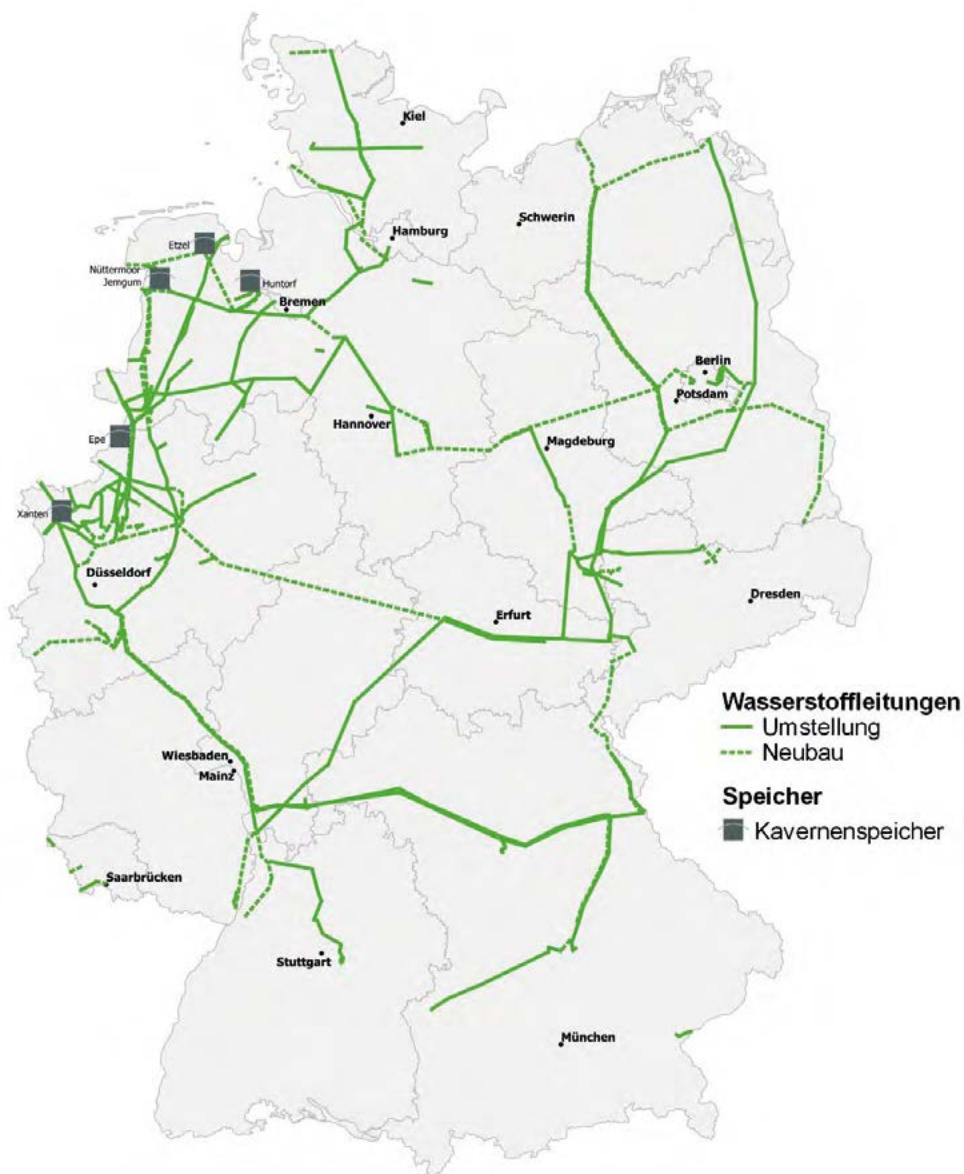


Abbildung 21: Wasserstoffnetz 2032 der FNB Gas [178].

Es zeichnet sich ab, dass Baden-Württemberg 2030 mit ersten Regionen an das nationale Wasserstoffnetz angeschlossen wird. Dies gilt insbesondere aufgrund des Verbrauchsschwerpunktes Chemie für die Rhein-Neckar-Region, über die im Bau befindliche Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) aber auch für den Großraum Stuttgart. In den Folgejahren werden weitere Regionen angeschlossen.

Neben der Planung auf europäischer und nationaler Ebene gibt es weitere überregionale Initiativen und regionale Wasserstoffinfrastrukturprojekte. Eine davon ist die Initiative H₂ercules. Darin arbeiten RWE, OGE und künftig auch andere Partner entlang der Wertschöpfungskette zusammen, um Verbraucher in Süd- und Westdeutschland schnell mit Wasserstoff aus dem Norden zu versorgen. Neben der Wasserstoffproduktion im Gigawattmaßstab sollen auch Importwege für grünen Wasserstoff erschlossen werden. [179] Derzeit ist geplant, das Projekt

in drei Schritten von 2026 bis 2030 umzusetzen, um die Industrie so früh wie möglich an die Wasserstoffversorgung anzuschließen. Diese wertschöpfungsübergreifende Zusammenarbeit soll das Henne-Ei-Problem überwinden und den Weg auch für andere Projekte ebnen. [180]

Auf regionaler Ebene in Baden-Württemberg ist die Initiative des FNB terranets BW besonders wichtig für den Anschluss an eine überregionale Transportinfrastruktur und eine bedarfsgerechte Wasserstoffversorgung in Baden-Württemberg. Aufgrund langer Vorlauf- und Realisierungszeiten wurden in der Initiative zukünftige Wasserstoffbedarfe, insbesondere von Unternehmen, abgefragt. Der Stand der Abfrage ab dem Jahr 2021 (siehe Monitoringbericht 2021) zeigt deutliche regionale Unterschiede und einen stark wachsenden Bedarf ab 2032. Für die entsprechenden Umstellungspfade hat die terranets bw fünf Verbrauchsregionen mit Clustern

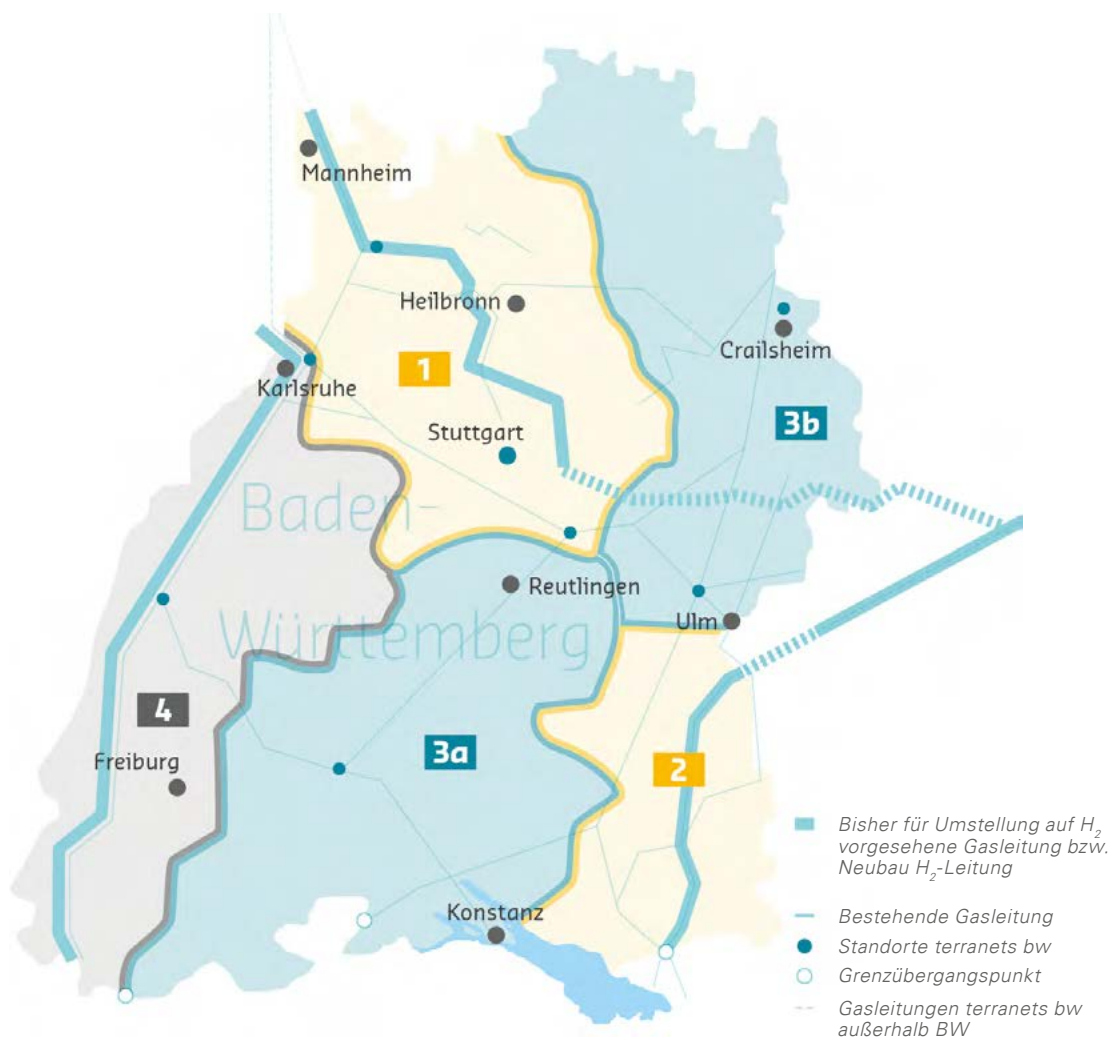


Abbildung 22: Cluster für das Wasserstoffnetz in Baden-Württemberg [181].

in Baden-Württemberg gebildet. Für die Cluster 1 und 2 ist ein Um- oder Neubau der bestehenden Erdgasleitungen durch terranets bw möglich und in Planung. Für die Rhein-Neckar-Region und den Großraum Stuttgart (Cluster 1) ist eine Umstellung der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) mit einer Versorgung aus Lampertheim ab 2030 geplant. Zudem ist für die Region Bodensee/Oberschwaben (Cluster 2) eine Umstellung der DOB (Donau-Bodensee Erdgasleitung) mit Aufspeisung in der Region Ulm bis 2035 geplant. Die Erschließung einer Fernleitung für eine Wasserstoffversorgung in der Rhein-Ebene (Cluster 4) erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber OGE und Fluxys. Für die Region 3b ergibt sich durch die mögliche Weiterführung der SEL nach Osten eine Perspektive bis 2035. [181] Aufgrund der dynamischen Nachfrageentwicklung von Wasserstoff könnte sich perspektivisch auch eine ausreichende Wasserstoffnachfrage für die Cluster 3a und 3b mit einem Fernleitungsanschluss ergeben. Mit einer neuen Abfrage ist 2023 zu rechnen. Abbildung 22 zeigt die fünf Clusterregionen mit bestehenden Gaspipelines und solchen, die für die Umstellung auf H₂ vorgesehen sind oder bei denen der Neubau von Wasserstoffleitungen geplant ist.

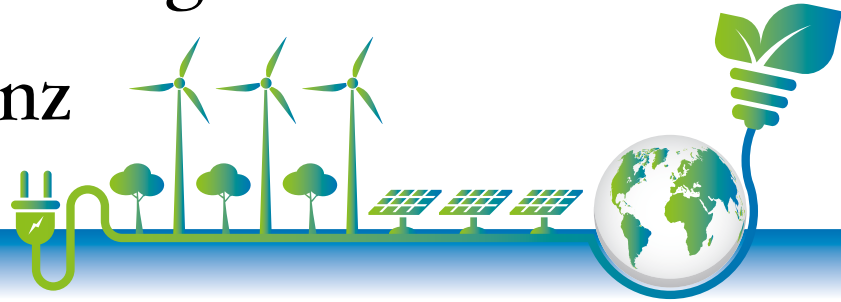
Das Land verfolgt beim Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur einen strategischen Cluster-Ansatz. Dabei sollen sich in allen Regionen Baden-Württembergs Wasserstoffcluster entwickeln können, die mittelfristig über ein nationales oder internationales Wasserstofftransportnetz verbunden werden. Der erste aussichtsreiche Wasserstoff-Cluster ist die Region Nordwest-Baden-Württemberg. Aufgrund der vielfältigen Akteure, der hohen Industrialisierungsdichte und mehrerer geplanter Gaskraftwerke, die in Zukunft auf Wasserstoff umgestellt werden können, zeichnet sich hier eine vielversprechende Wasserstoffpotenzialregion ab. [182]

Auf regionaler Ebene ist darüber hinaus das Modellprojekt „H₂ GeNeSiS“ in der Region Stuttgart mit dem Bau einer Wasserstoffpipeline entlang des Neckars zu nennen. An deren Trasse werden sich sowohl Produzenten als auch Nutzer anschließen und so ein Verteilernetz aufbauen. Die Modellregion Grüner Wasserstoff legt darin den Grundstein für die wirtschaftliche Umsetzung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft, kann Maßnahmen in der Praxis erproben und die gesellschaftliche Akzeptanz für den Energieträger Wasserstoff erhöhen. [183]

Neben den Wasserstoffleitungen können die Gasimportterminals zukünftig eine wichtige Rolle für die Wasserstoffversorgung in Deutschland einnehmen. Derzeit sind bundesweit sieben LNG-Terminals geplant (siehe Kapitel 4.2). Die Planungen sehen bereits H₂-ready Lösungen vor, sodass eine Umstellung auf Wasserstoffimport zukünftig denkbar erscheint. Dafür sollen die landseitigen Terminals in Stade und Brunsbüttel so gebaut werden, dass eine Umstellung auf das leicht verschiffbare Wasserstoffderivat Ammoniak möglich ist. Nach Angaben der Betreiber werden von Anfang an Pumpen, Stähle und Boil-Off-Systeme installiert, um die spätere Umstellung auf Ammoniak zu erleichtern. [159]

Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg beläuft sich derzeit auf 15 Tankstellen und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um eine Tankstelle gewachsen. Neben einer Forschungstankstelle mit eingeschränktem Betrieb wurde in diesem Jahr eine weitere Tankstelle in Freiburg installiert. [184] An allen Tankstellen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 700 bar angeboten. Die Tankstelle am Stuttgarter Flughafen bietet zudem eine Betankung mit 350 bar an.

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.

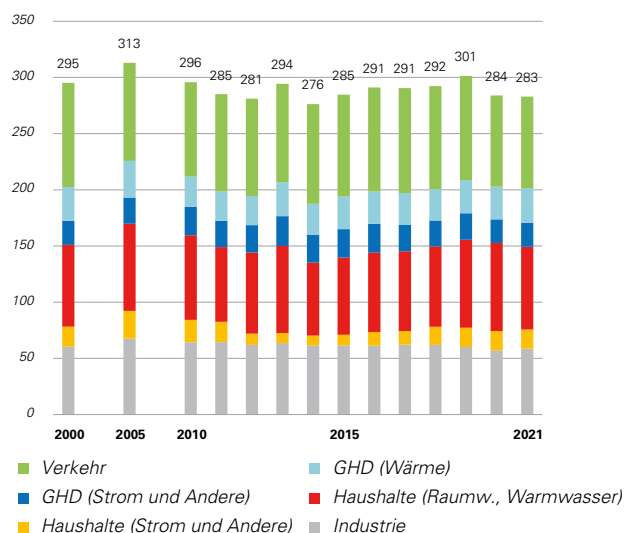
5.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Der Energieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2020 durch die Corona-Maßnahmen erheblich gesunken. Nach ersten Berechnungen lag der Verbrauch im Jahr 2021 insgesamt auf einem identischen Niveau, obwohl Bruttoinlands-

produkt und Bruttowertschöpfung nach dem Rückgang 2020 wieder deutlich zulegen. Die Verbräuche von Strom, Erdgas, Fernwärme und erneuerbaren Energien sind 2021 wieder gestiegen. Der Aufwuchs wurde in Summe jedoch durch den stark rückläufigen Heizölabsatz begrenzt, weil 2020 relativ viel Heizöl getankt wurde und 2021 dementsprechend weniger.

Insgesamt verharnte damit der Endenergieverbrauch 2021 in Baden-Württemberg auf gut 280 TWh. Die Entwicklung des Verbrauchs ist in Abbildung 23 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2020 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2021 wurden anhand eigener Berechnungen ergänzt.

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN [TWh/a]



ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN [TWh/a]

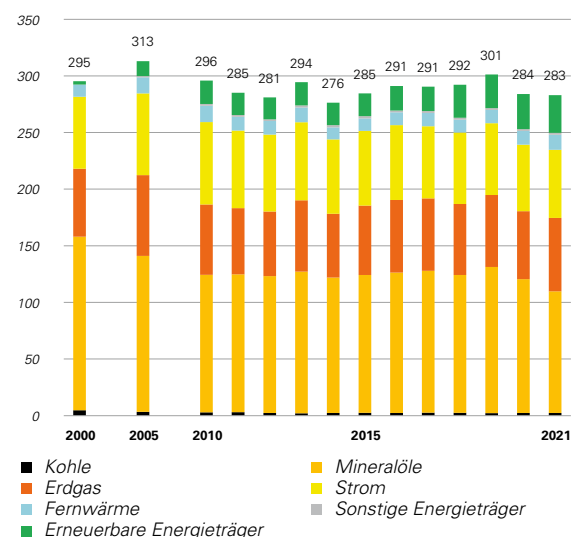


Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren¹⁷ (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 2000 bis 2021. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98]. Werte 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen ZSW.

¹⁷ 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).

Im Verkehrssektor lag das Verbrauchsniveau nur geringfügig über dem des Vorjahres. In der Industrie wurde circa 2,5 Prozent mehr Energie verbraucht. Im Haushaltssektor ging der Verbrauch aufgrund der beschriebenen Vorzieheffekte beim Heizölabsatz deutlich zurück, im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) war nach ersten Berechnungen ein Mehrverbrauch von gut 4 Prozent zu verzeichnen.

Der Blick auf die einzelnen Energieträger zeigt, dass absolut und prozentual der Mineralölverbrauch am stärksten zurückgegangen ist. Dies ist dem beschriebenen Vorziehen des Heizölabsatzes im Jahr 2020 zuzurechnen. Deutlich gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist mit +8 Prozent beziehungsweise 9 Prozent der Erdgas- beziehungsweise Fernwärmeverbrauch.

EXKURS: GASVERBRAUCH IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Durch die seit Herbst 2021 bundesweit angespannte Gasversorgungssituation mit massiv gestiegenen Importpreisen (vergleiche Kapitel 7.1) sowie zuletzt angespannter Versorgungslage rücken die Verbrauchszahlen für Erdgas in den Vordergrund. In Baden-Württemberg war – ähnlich wie auf Bundesebene – im Jahr 2021 nach ersten Berechnungen, unter anderem witterungsbedingt ein höherer Gasverbrauch als im Vorjahr zu verzeichnen. Insgesamt wurden 285 PJ beziehungsweise 8,1 Milliarden Kubikmeter Erdgas verbraucht. Davon entfällt mehr als ein Drittel auf den Haushaltssektor, in dem das Gas hauptsächlich zur Gebäudebeheizung eingesetzt wird. Rund ein Viertel des Gasverbrauchs entfällt auf die Industrie, gut ein Fünftel auf GHD und Sonstige und 18 Prozent auf die Strom- und Fernwärmeerzeugung.

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 circa 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.

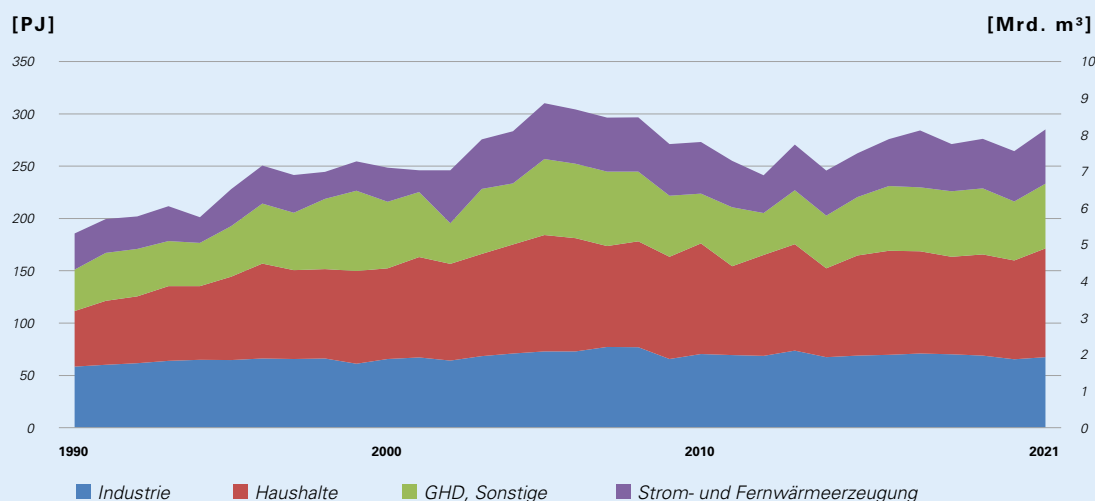


Abbildung 24: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98]. Werte 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen ZSW.

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 (2021: 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

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist nach ersten Berechnungen im Gegensatz zum Endenergieverbrauch mit 2,4 Prozent deutlich gestiegen. Dies ist zu einem großen Teil auf die Mehrerzeugung in Steinkohlekraftwerken zurückzuführen.

Absolut konnten primärenergetisch nur geringe Einsparungen gegenüber 1991 erreicht werden, beim Endenergieverbrauch liegt der Verbrauch auf dem Niveau der frühen Neunzigerjahre. Im selben Zeitraum ist die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, gemessen am preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt, um 44 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Produktivitäten¹⁸ einen positiven Trend auf (siehe Abbildung 25). Die Endenergieproduktivität ist in den vergangenen 20 Jahren pro Jahr um 1,5 Prozent gestiegen, bei der Primärenergieproduktivität lag das jährliche Wachstum im selben Zeitraum bei 2,1 Prozent. Insgesamt liegt das End- beziehungsweise Primärenergieproduktivitätsniveau im Jahr 2021 rund ein Drittel beziehungsweise die Hälfte über dem des Jahres 2001.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Abbildung 25). Im Rahmen der Sektorkopplung 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).

Da der Bruttostromverbrauch 2021 nach dem Pandemiejahr 2020 wieder deutlich gestiegen ist, verharrt die Stromproduktivität auf dem Niveau des Vorjahres.

INDEX ENERGIEPRODUKTIVITÄT [2010 = 100]

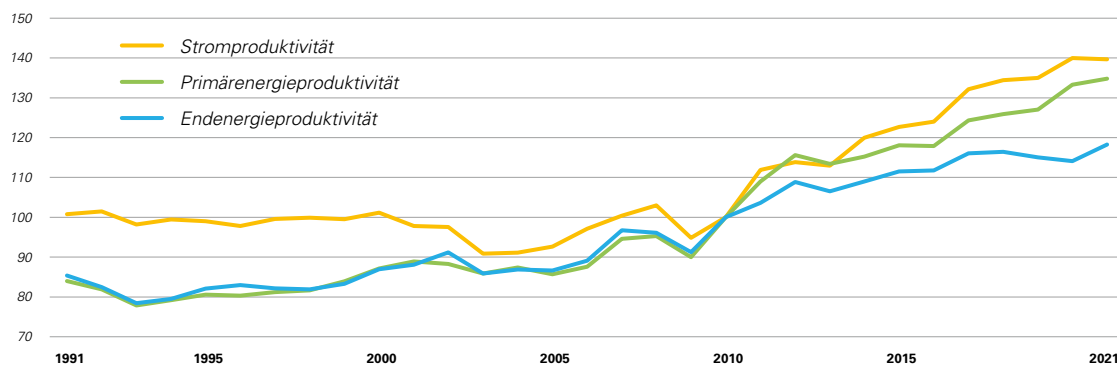


Abbildung 25: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98, 185]. Energieverbrauch 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen ZSW.

¹⁸ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Primär beziehungsweise Endenergieverbrauch.

SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität¹⁹ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (vergleiche Abbildung 26), wenngleich in der Industrie 2020 ein deutlicher Einbruch zu verzeichnen war. Die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung steht dahinter zurück, vergleiche Abbildung 23. Im Sektor GHD liegt der aktuelle Verbrauch auf dem Niveau der frühen Neunzigerjahre.

Mit einer Energieproduktivität von rund 710 Euro BWS/GJ im Industriesektor²⁰ im Jahr 2021 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene mehr als die zweifache Energieproduktivität auf (Bund: rund 290 Euro BWS/GJ (beobachtet) [185, 186]). Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1.540 Euro BWS/GJ auf sehr ähnlichem Niveau wie auf Bundesebene (1.540 Euro BWS/GJ (beobachtet) [186, 187]).

ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT INDUSTRIE UND GHD [EURO BWS/GJ]

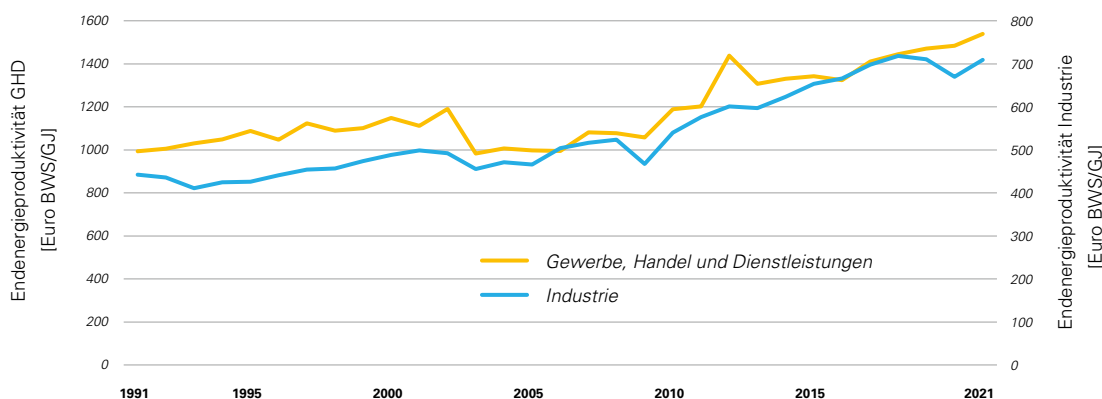


Abbildung 26; Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98, 185]. Endenergieverbrauch 2020 vorläufig, 2021 eigene Berechnungen ZSW.

Während zu Beginn des Jahrtausends deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser²¹ im Sektor private Haushalte (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) zu verzeichnen waren, zeigt sich in den letzten Jahren wieder eine ansteigende Tendenz (vergleiche Abbildung 27 links). Der Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen.

Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau sogar höher als 1991 (vergleiche Abbildung 27 rechts). Eine der Hauptursachen ist die stetige Zunahme der Wohnfläche um 47 Prozent gegenüber 1991 beziehungsweise 1,2 Prozent pro Jahr [188]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 30 Prozent beziehungsweise 0,8 Prozent pro Jahr [188, 189]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demographischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Einpersonenhaushalten zuzurechnen (1990: 36,3 Prozent, 2021: 38,8 Prozent [190, 191])²².

¹⁹ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

²⁰ 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.

²¹ 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 1,2 TWh (vergleiche Abschnitt 6.2).

²² 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.

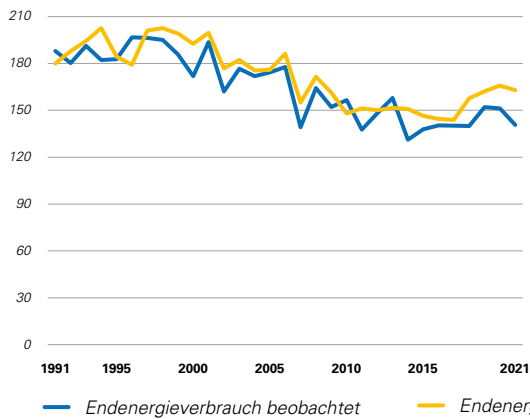
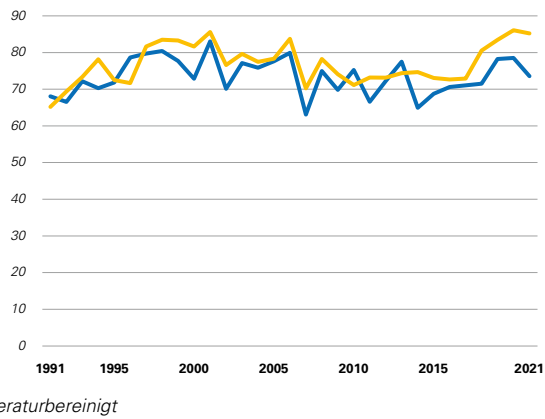
SPEZIFISCHER VERBRAUCH [kWh/m²]**ABSOLUTER VERBRAUCH [TWh/a]**

Abbildung 27: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98, 188]. Endenergieverbrauch 2020 vorläufig, 2021 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).

Nachfolgend dargestellt ist die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich von Antragstellern in Baden-Württemberg. Diese geben die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wieder (Abbildung 28). Die Effizienzförderung im Mittelstand, im privaten Bereich und im kommunalen Bereich umfasst unter anderem die KfW-Förderprogramme „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ und die neue Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude (BEG), welche zum 1. Juli 2021 gestartet ist (vergleiche 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor). 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 etwas über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils. Ausnahme bilden hier die Programme „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“, die erst ab 2016 über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils liegen. Seit September 2020 gewährte die L-Bank einen zusätzlichen Tilgungszuschuss auf energetische Sanierungen zum KfW-Effizienzhaus 55 oder 70 in Höhe von 1,5 bis 2,5 Prozent aus Mitteln des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Diese Förderung wurde zur Jahresmitte 2021 auf das Programm „Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie“ umgestellt. Bei diesem neu aufgesetzten Programm werden jedoch nur noch Sanierungen zum Effizienzhaus 55 oder 40 bei gleichzeitiger BEG-Förderung gefördert. Im Kontext des Kombi-Darlehens ist es möglich die Klimaprämie des Landes Baden-Württemberg zu erhalten, welche als Tilgungszuschuss gutgeschrieben wird. [192]

Im Bereich der Energieberatungen für Wohngebäude (Bundesförderprogramm für Energieberatungen für Wohngebäude – EBW) wird das Niveau im Vergleich zum Bevölkerungsanteil weiterhin deutlich überschritten. Es liegt hier bis zum Jahr 2019 eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor, jedoch setzte sich der Trend des Rückgangs aus dem Vorjahr, bezogen auf die gesamten Bundeszahlen, weiter fort. Mittlerweile liegt der Anteil auf einem Niveau in der Größenordnung von unter 40 Prozent (2020: 47 Prozent). [193] Der Anteil von Baden-Württemberg an den gesamten Bundesförderzahlen soll aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich die Anzahl der Energieberatungen generell von Jahr

zu Jahr erheblich erhöht. Es liegt sogar eine Verdopplung im Vergleich zum Vorjahr vor. Zum Erfolg beigetragen hat neben der Bedeutung des individuellen Sanierungsfahrplans als Erfüllungsoption des E WärmeG seit 2015, die seit 2013 vom Umweltministerium geförderte Personalstelle bei der Verbraucherzentrale Baden-Württemberg (VZ BW), die Trägerin des vom BMWK finanzierten Energieeinsparberatungsprogramms ist. Zunächst diente die Stelle zum Ausbau und zur Unterstützung der Kooperation der regionalen Energieagenturen mit der VZ BW. Die Kooperation nahm zum einen positiven Einfluss auf das Bundesprojekt und zum anderen auf die Beratungen für Bürgerinnen und Bürger durch die

Energieagenturen. Aufgrund der positiven Erfahrungen in Baden-Württemberg finanziert das BMWK seit 2016 in jedem Bundesland einen „Regional-Manager“ / eine „Regional-Managerin“. Der Schwerpunkt dieser Stelle liegt aktuell auf der Öffentlichkeitsarbeit und dem Beratungsmarketing.

Die Inanspruchnahme der Energieberatungen im Mittelstand hat sich ebenfalls bis zum Jahr 2019 positiv entwickelt, im Jahr 2020 und 2021 zeigte sich jedoch auch ein leichter Rückgang im Verhältnis zu den Bundeszahlen. Hier sind jedoch erst ab dem Förderjahr 2015 Daten verfügbar.

INANSPRUCHNAHME [ANTEIL AN BUND]

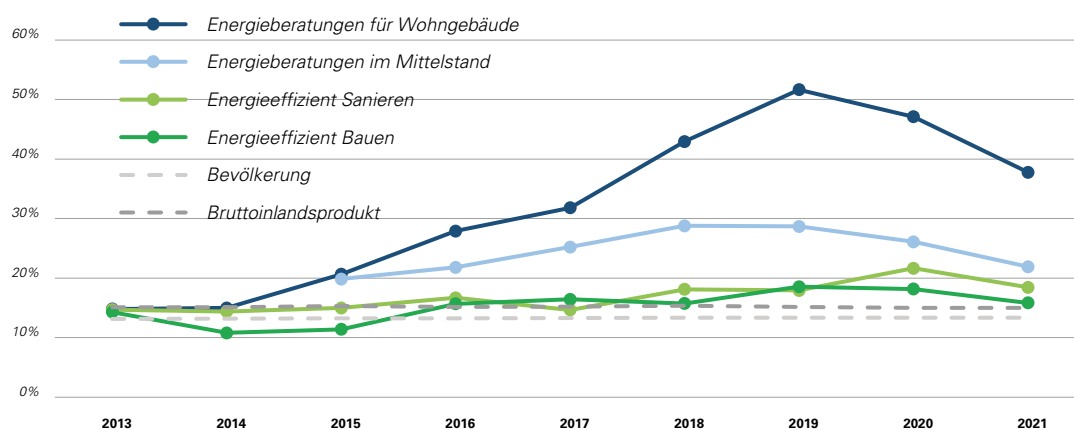


Abbildung 28: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [193–200].

Neben den bereits vorgestellten Förderprogrammen 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 über die KfW im Bereich der Nichtwohngebäude (Kredit) mit 30 Prozent am höchsten. Die wenigsten Förderanträge wurden gegenüber dem Bundesniveau im Bereich der Wohngebäude mit Zuschussvariante mit einem Anteil von 16 Prozent gestellt. Generell ist zu erkennen, dass sich der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des BEG-Förderprogramms über alle Kategorien hinweg im 1. Quartal 2022 verringert hat. Anhand der reinen Zahlen ist für alle drei Bereiche (Wohngebäude, Nichtwohngebäude und Kommunen) eine Tendenz hin zur Förderung über einen

Zuschuss erkennbar. 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).

Tabelle 12: Inanspruchnahme des den neuen BEG-Förderprogramms in Baden-Württemberg bezogen auf die Anzahl der Antragszahlen und auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [199, 201, 202].

	Q2/2021		Q1/2022	
	ANZAHL	ANTEIL AM BUND	ANZAHL	ANTEIL AM BUND
Nichtwohngebäude - Kredit	355	30 %	227	22 %
Nichtwohngebäude - Zuschuss	550	18 %	916	17 %
Wohngebäude - Kredit Effizienzhaus	15.571	21 %	14.984	17 %
Wohngebäude - Kredit Einzelmaßnahmen	2.347	23 %	2.109	19 %
Wohngebäude - Zuschuss	27.548	16 %	44.341	15 %
Kommunen - Kredit	25	29 %	17	26 %
Kommunen - Zuschuss	85	25 %	107	16 %

Zur Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere KMU, fördert das Umweltministerium gemeinsam mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) seit 2016 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). In allen Branchen sind hier zum Teil noch große Energieeffizienzpotenziale zu heben. Dafür umfasst das Netzwerk neben der zentralen Koordinierungsstelle 12 regionale Kompetenzstellen für Energieeffizienz, welche die Unternehmen vor Ort über mögliche Angebote informieren und dabei regionsspezifisch beraten können. Die Angebote der regionalen KEFF sind für Unternehmen kostenlos. Das Kerninstrument der regionalen KEFF ist der sogenannte KEFF-Check, welcher durch einen KEFF-Effizienzmoderator im Unternehmen direkt durchgeführt wird und erste Potenziale erörtern soll. Seit Projektbeginn konnte die Anzahl der durchgeführten Initialgespräche (KEFF-Checks) ausgehend von 251 im Jahr 2016 auf 840 Initialgespräche im Jahr 2021 erhöht werden und ist damit kontinuierlich in jedem Jahr angestiegen. Die daraus erreichten Quoten angestoßener Energieberatungen und Energieeffizienzprojekte sind jedoch leicht gesunken. Im Jahr 2021 führten demnach rund 180 der durch die KEFF vermittelten Energieberatungsangebote zu einer Energieberatung. Gründe für den leichten Rückgang lassen sich jedoch ableiten. Die Anzahl der in Unternehmen umgesetzten Energieeffizienzprojekte infolge der Sensibilisierung durch die regionalen KEFF kann aufgrund einer geänderten Auswertungsmethodik nicht mehr abgefragt werden. Für das laufende Jahr 2022 lässt sich feststellen, dass die Nachfrage nach KEFF-Checks, nicht zuletzt aufgrund der aktuellen Lage auf dem Energiemarkt, nochmals ansteigt.

Als weiteres Förderprogramm für Unternehmen ist die Ressourceneffizienzfinanzierung der L-Bank zu nennen. Das bereits seit Jahren vom Umweltministerium finanziell unterstützte Förderprogramm gewährt zinsverbilligte Darlehen für die Anschaffung von energieeffizienten Maschinen und Anlagen, Investitionen in Materialeffizienz, Umwelttechnik sowie effiziente Gebäude. Im Jahr 2020 erhielten rund 420 Unternehmen eine Förderzusage mit einem Bewilligungsvolumen von etwa 530 Millionen Euro. Damit ist das Programm, nach dem Erfolg im Jahr 2019, wieder das volumenstärkste Förderprogramm der baden-württembergischen Staatsbank [203]. Programmende war auch hier, im Zuge des Starts der BEG, der 30. Juni 2021. Als Folgeförderung haben das Umweltministerium und die L-Bank gemeinsam den Startschuss für zwei neue Förderprogramme gegeben: Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie und Kombi-Darlehen Mittelstand mit Klimaprämie, welche auch in Kombination mit der BEG-Förderung beantragt werden können und zunächst mit einer Laufzeit bis 2024 angesetzt sind. [192, 204, 205]

Zudem ist für das Land Baden-Württemberg das neue Wohnraumförderungsprogramm Wohnraum BW 2022 anzuführen, 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 Wohnraum BW 2020/2021 unverändert

an Investoren sowie private Bauherren. (Zu den genaueren Bestimmungen siehe unter [206].) Ein zentraler Punkt des Landesförderprogramms ist die verbindliche Festlegung des Energieeffizienzhaus-Standards KfW 55 für alle neuen Vorhaben, das heißt, dass der Neubau nur noch als EH 55 gefördert wird. Für Energieeffizienzhäuser mit dem Standard 40 ist ein zusätzlicher landeseitiger Tilgungszuschuss in Höhe von 50 Euro/m² Wohnfläche beziehungsweise maximal 3.500 Euro pro Wohneinheit möglich. [207]

Abschließend ist an dieser Stelle das Förderprogramm „Serielles Sanieren“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg zu nennen, welches den Projektträger Karlsruhe (PTKA) mit der Abwicklung beauftragt hat. Ziel ist es, Gebäude qualitativ

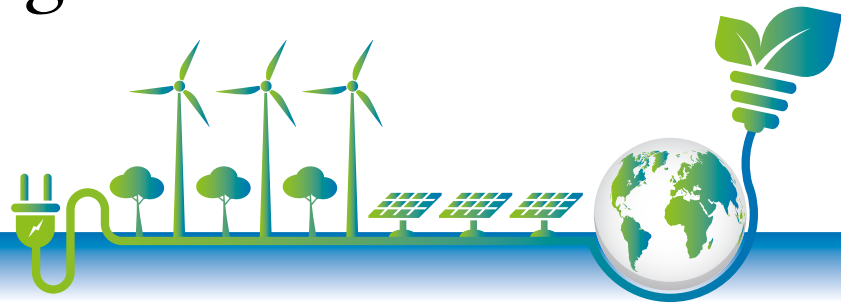
hochwertig auf einen ambitionierten Energiestandard zu sanieren sowie die Sanierungszeiten zu verkürzen. Die Zuwendung beträgt hierbei höchstens 500.000 Euro je Projekt. [208]

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.



Bild: Landschaft mit Windenergieanlagen auf dem Messelberg, Schwäbische Alb (© rkbox / stock.adobe.com)

6. Sektorenkopplung



Der Einsatz von Strom auf Basis erneuerbarer Energien soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Zudem werden neue und bekannte sektorübergreifende Anwendungen unter dem Begriff „Sektorenkopplung“ gefasst. Bereits etabliert ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor. Ergänzt wird die KWK von einer stetig zunehmenden Zahl von Wärmepumpen und zuletzt auch vermehrt Power-to-Heat (PtH)-Anwendungen, die bei Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien ebenfalls zum Ersatz fossiler Energieträger im Wärmesektor beitragen. Auch im Verkehrssektor sollen 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 Stahlherzeugung zum Einsatz kommen.

6.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Das Ziel der Bundesregierung zum Ausbau der Elektromobilität wurde mit dem Koalitionsvertrag auf 15 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 erhöht. Ein wichtiger Meilenstein wurde im Juli 2021 mit der Marke von 1 Million Elektrofahrzeuge erreicht. [209] Um das Ziel für das Jahr 2030 zu erreichen und damit einen Beitrag zur THG-Minderung zu leisten wird die Neuanschaffung von Elektroautos gefördert. Die Gesamtsumme der Förderung wird dabei Umweltbonus oder auch Kaufprämie genannt; der Betrag, mit dem der Staat seinen

Anteil verdoppelt, heißt Innovationsprämie. Im November 2019 erfolgte die Verlängerung und Erhöhung der Kaufprämie des 2016 eingeführten Umweltbonus bis zum 31. Dezember 2025. Seit Anfang Juli wird zudem bis zunächst Ende 2022 die „Innovationsprämie“ gewährt. [210] Das bedeutet, dass reine E-Autos bis Ende 2022 damit eine Förderung von bis zu 9.000 Euro erhalten können, Plug-In-Hybride eine Förderung von bis zu 6.750 Euro. Ab dem 1. Januar 2023 wird dann nur noch der Umweltbonus (einfacher Bundesanteil, ohne Innovationsprämie) gewährt und Plug-In-Hybride werden nicht mehr gefördert. Die Zahl der beantragten Fahrzeuge hat sich im Vergleich zum Vorjahr auf einem hohen Niveau eingependelt. Das Interesse am Umweltbonus/der Innovationsprämie ist trotz Unsicherheit bei den Verbrauchern somit weiterhin gegeben. Im Jahr 2021 wurden insgesamt 625.262 Fahrzeuge beantragt, im Vorjahr waren es im Vergleich dazu lediglich 255.408 Fahrzeuge. Im Jahr 2022 sind zum Stand 1. November 2022 bereits 500.159 Anträge für den Umweltbonus eingegangen. Im Vergleich zum Vorjahr liegt das Niveau hier auf einem ähnlich hohem Niveau. 2020 waren es zum selben Zeitpunkt (1. November 2020) noch 154.155 Anträge. Die monatlichen Antragszahlen bewegen sich seit Mai 2021 auf einem Niveau von etwa 51.000 Anträge pro Monat, der bisherige Verlauf im Jahr 2022 pendelt um 50.000 Anträge pro Monat. Im Dezember des Jahres 2021 erreicht die Zahl der Anträge ein Maximum von rund 82.400 Anträgen pro Monat [211]. Seit Einführung der Prämie im Jahr 2016 wurden 1,4 Millionen Anträge (Stand September 2022) auf Förderung eines Elektro-, Plug-In-Hybrid- oder Wasserstofffahrzeugs gestellt, darunter rund 800.000 (56 Prozent) für reine batterieelektrische Fahrzeuge und 619.100 (44 Prozent) für Plug-In-Hybride. Es wurden 298 Anträge auf die Förderung eines Brennstoffzellenfahrzeuges gestellt. Der Trend des deutlichen Anstiegs bei Plug-In-Hybriden hat sich mit einem Anteil von 44 Prozent an den Anträgen nicht weiter fortgesetzt sondern ist im Vergleich

zu den Vorjahren leicht rückläufig. Insgesamt hat sich die Anzahl der Anträge für den Umweltbonus im Vergleich zum September des Jahres 2021 nahezu verdoppelt, von knapp 800.000 Anträgen auf 1,4 Millionen Anträge. Die meisten Anträge auf Umweltboni sind weiterhin Nordrhein-Westfalen (rund 323.900) zuzuordnen, gefolgt von Bayern (rund 239.100) und Baden-Württemberg (rund 204.900). Die Verteilung auf die unterschiedlichen Fahrzeugklassen entspricht in Baden-Württemberg annähernd der auf Bundesebene: Auf reine Elektrofahrzeuge entfallen 56 Prozent der Anträge, auf Plug-In-Hybride 44 Prozent. Für Brennstoffzellenfahrzeuge gingen dagegen lediglich 31 Anträge aus Baden-Württemberg ein und damit nur 7 Anträge mehr als im letzten Betrachtungszeitraum [212]. Zum 1. Januar 2023 soll der Umweltbonus konsequent auf den Klimaschutz ausgerichtet werden und sich auf batterie- und brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge konzentrieren. [213]

Zum Jahresende 2021 waren in Baden-Württemberg knapp 209.000 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon 105.964 Elektro-Pkw und 99.118 extern aufladbare Hybride (vergleiche Abbildung 29) [214, 215]. Damit sind die Zahlen im Vergleich zum Vorjahr deutlich angestiegen und haben sich fast verdoppelt. Ende 2020 belief sich die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge auf lediglich 109.000, davon 54.250 Elektro-Pkw und 51.870 extern aufladbare Hybride. An diesen Zahlen lässt sich auch der bereits angedeutete und deutliche Trend bei der Inanspruchnahme des Umweltbonus erkennen. Auffallend ist auch, dass sich der Trend hin zu extern aufladbaren Hybriden fortgesetzt hat. Somit befindet sich auch der Anteil von E-Fahrzeugen auf einem deutlich höheren Niveau als im Vorjahr.

STROMVERBRAUCH UND ANZAHL VON ELEKTROFAHRZEUGEN IN BW in GWh BZW. 1.000

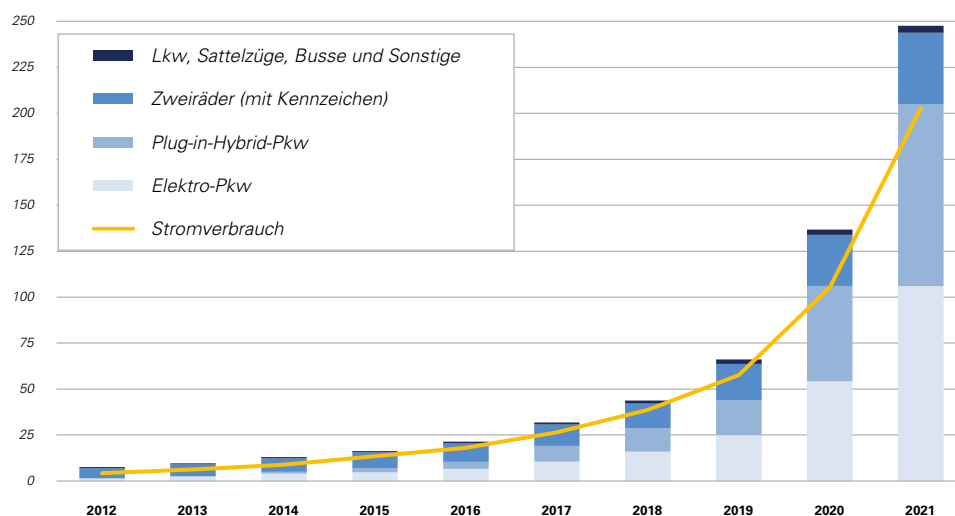


Abbildung 29: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [210, 212].

Der Anteil an der Pkw-Bestandsflotte in Baden-Württemberg liegt bei knapp 3 Prozent [214] und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (1,5 Prozent) deutlich angestiegen. An den Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2021 beträgt der Anteil 31,7 Prozent [216] und ist im Vergleich zum Vorjahr (16,4 Prozent) sehr deutlich angestiegen, womit die Fahrzeugdurchdringung in Baden-Württemberg mit Elektrofahrzeugen bei den Pkw-Neuzulas-

sungen etwa 5 Prozentpunkte über dem Bundesniveau liegt (Bund: 26 Prozent mit rund 681.410 Fahrzeugen) und damit bundesweit an erster Stelle [217]. Auch beim Pkw-Bestand hat sich der Anteil wie oben bereits erwähnt deutlich erhöht und liegt damit etwa 0,5 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Bund: rund 2,5 Prozent mit rund 1,2 Millionen Fahrzeugen). Der Trend des Vorjahres setzt sich somit auch im Bestand fort.

ANTEIL ELEKTROFAHRZEUGE

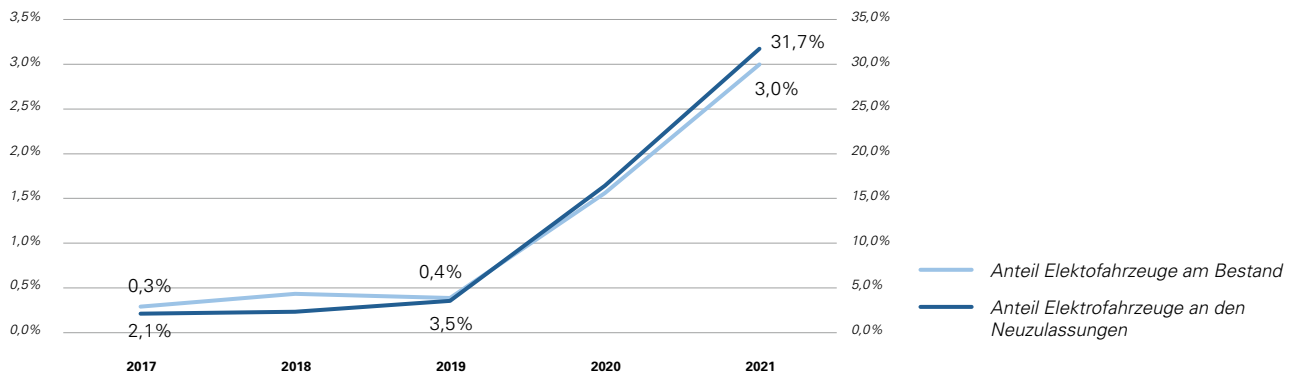


Abbildung 30: Anteil der Elektrofahrzeuge am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [210, 214].

Insgesamt kann die Elektromobilität auch im letzten Jahr wieder einen deutlichen Fortschritt verzeichnen. Dies ist nicht zuletzt auch deshalb wichtig, da Baden-Württemberg mit dem Ziel der Klimaneutralität 2040 über dem Bundesambitionsniveau liegt und somit auch im Bereich der Elektromobilität schneller vorankommen muss als der Bund.

Neben mehrspurigen Elektrofahrzeugen steigt auch die Anzahl der Zweiräder mit Elektroantrieb weiterhin an (in Abbildung 29 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen²³ erfasst). Insgesamt waren Ende 2021 knapp 39.000 Zweiräder mit Elektroantrieb (E-Krafträder und Zweiräder mit Kennzeichen) im Einsatz.

Mit rund 200 GWh beziehungsweise einem Anteil von circa 0,3 Prozent am Bruttostromverbrauch liegt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge heute noch immer auf einem sehr niedrigen Niveau. Er hat sich jedoch im Vergleich zum Vorjahr bereits in der Betrachtungsperiode zuvor (2019–2020) wiederum verdoppelt. Dies lässt sich unter anderem mit der höheren Elektrofahrzeugdurchdringung begründen.

Die Verteilung der Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg weist höhere Bestandszahlen in Stuttgart sowie den angrenzenden Landkreisen auf (vergleiche Abbildung 31, links). Diese Verteilung hat sich in den letzten Jahren nicht verändert. Zudem weist der Rhein-Neckar-Kreis zusammen mit Karlsruhe und Baden-Baden eine vergleichsweise hohe Anzahl an Fahrzeugen auf. Bezogen auf den

Pkw-Bestand führt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 6,7 Prozent, gefolgt von Böblingen (5,7 Prozent) und Karlsruhe-Stadt (3,7 Prozent).

Die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde zeigt erwartungsgemäß in den Städten eine Häufung der Ladepunkte (vergleiche Abbildung 31, rechts) und Stuttgart weist mit über 1.200 Ladepunkten (Stand vom 1. Oktober 2022), mit deutlichem Abstand die höchste Anzahl auf. Generell ist eine erhöhte Dichte an Ladeinfrastruktur im Einzugsgebiet von Stuttgart sowie Mannheim und Ulm zu erkennen. In Baden-Württemberg sind nach Angaben von e-mobil BW und der BNetzA 10.756 öffentlich zugängliche Normalladepunkte und 1.835 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte installiert (Stand 1. Oktober 2022) [218].

²³ Bei sogenannten E-Bikes ist, im Unterschied zum Pedelecs, die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

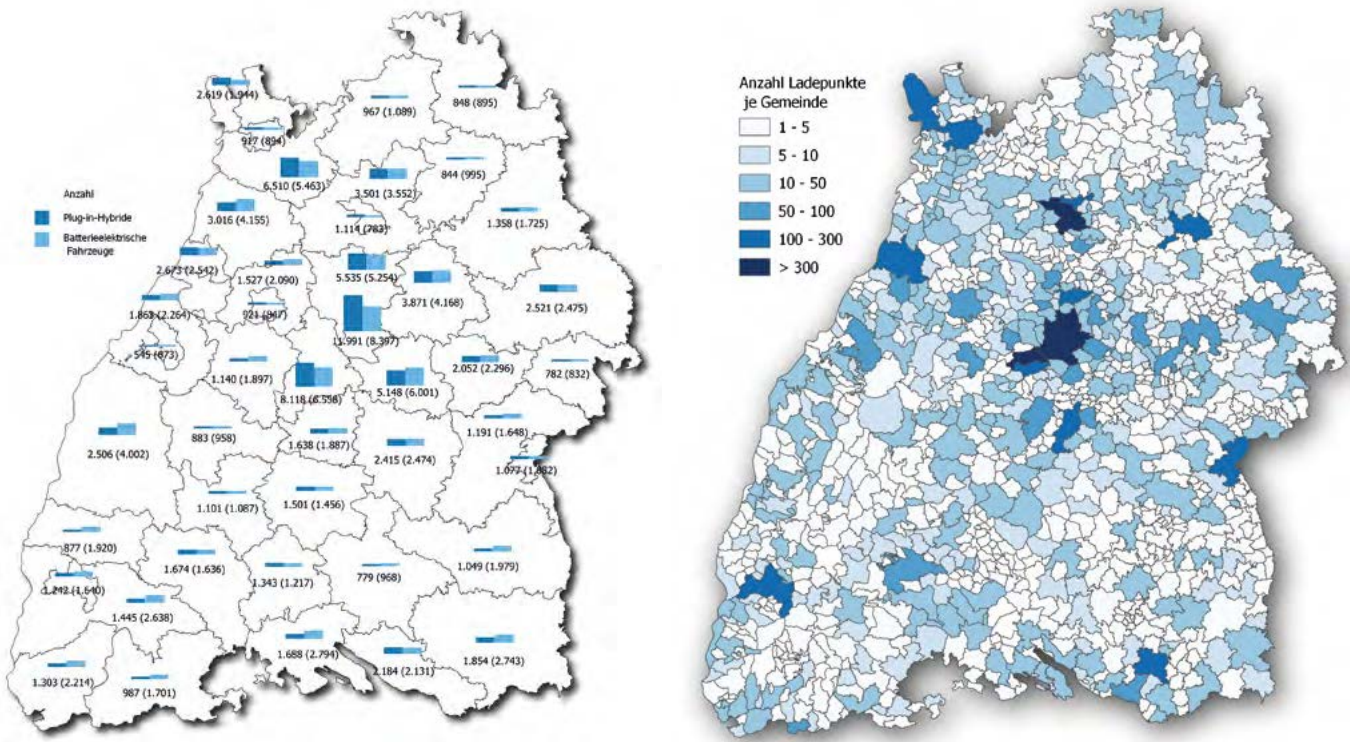


Abbildung 31: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-In-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2022) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 1. Oktober 2022) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [219, 220] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

6.2 STROMEINSATZ IM WÄRMESEKTOR

Im Gegensatz zum Verkehrssektor ist der Stromeinsatz im Wärmesektor bereits weiter fortgeschritten. Ein großer Teil entfällt auf bereits langfristig bestehende Nutzungsarten wie die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Aktuelle Zahlen zu Nachtspeicherheizungen liegen nicht vor, ältere Angaben aus dem Jahr 2014 weisen jedoch aus, dass in mehr als 270.000 Wohneinheiten in Baden-Württemberg Elektroheizungen genutzt wurden [221] (2007 noch mehr als 300.000). Wesentlich effizienter als der Einsatz von direkt elektrischen 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 2021 rund 190.000 Wärmepumpen (deutschlandweit sind inzwischen mehr als eine Million Heizungswärmepumpen in Betrieb [222]). Die Wärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt rund 1,2 TWh Strom im Jahr 2021. Dies entspricht einem Anteil von 1,8 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Da Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden heute bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen [223] 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. In Tabelle 13 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. Die Stromerzeugung aus Steinkohleanlagen ist im Jahr 2021 insge-

samt deutlich gestiegen, nach ersten Berechnungen war dies auch für KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung der Fall. Auch bei den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde mehr KWK-Strom erzeugt. Insgesamt stieg die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg um rund 13 Prozent auf knapp 9,5 TWh. Der Anteil an der Netto-stromerzeugung ging trotz der höheren KWK-Erzeugung um rund einen Prozentpunkt zurück (Tabelle 13 und Abbildung 32), weil die Stromerzeugung insgesamt deutlich gestiegen ist (vergleiche Abschnitt 2.4).

Tabelle 13: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [224–226] sowie eigenen Berechnungen.

[GWH/A]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Allgemeine Versorgung	4.442	3.981	3.705	4.335	4.493	3.918	4.275	4.155	3.557	3.750	3.402	4.312
Industrie > 1 MW	1.658	1.490	2.020	2.058	2.315	2.263	2.792	2.808	2.245	2.533	2.491	2.629
fossile Anlagen < 1 MW	490	573	668	788	962	1.100	1.186	1.284	1.381	1.478	1.576	1.616
Biomasse < 1 MW	634	609	655	692	838	919	920	917	927	935	935	935
SUMME	7.224	6.654	7.048	7.873	8.607	8.200	9.174	9.164	8.110	8.697	8.404	9.492
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	11,6	11,8	12,9	13,6	15,0	13,8	15,5	16,1	13,9	16,1	20,7	19,6
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,9	8,7	9,3	10,2	11,6	11,0	12,4	12,7	11,2	12,1	12,8	13,9

*vorläufig

KWK-NETTOSTROMERZEUGUNG [GWh/a]

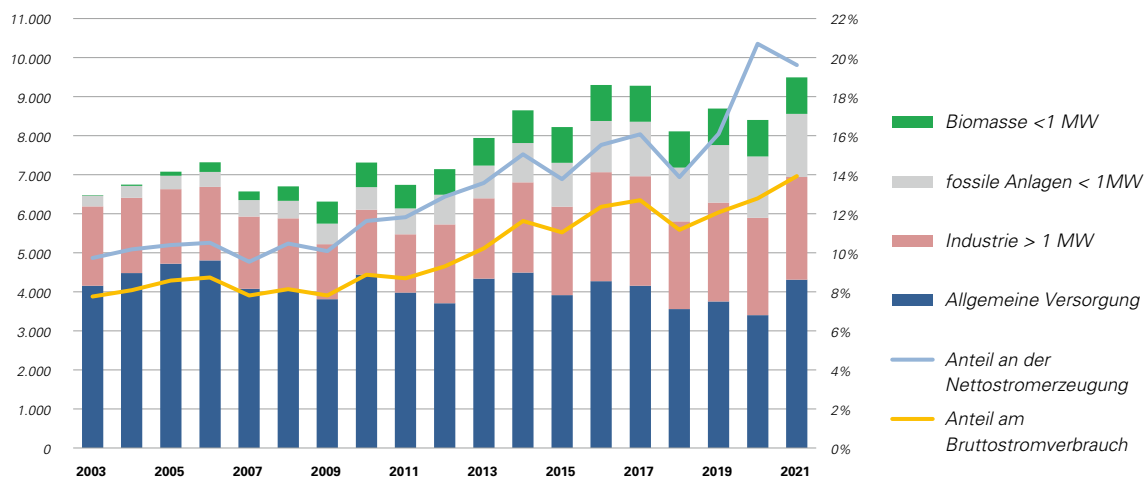


Abbildung 32: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [224–226] sowie eigenen Berechnungen. 2021 vorläufig.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Berechnungen zufolge mit 22 TWh deutlich über dem Vorjahresniveau (vergleiche Abbildung 33).

KWK-NETTOWÄRMEERZEUGUNG [GWh/a]

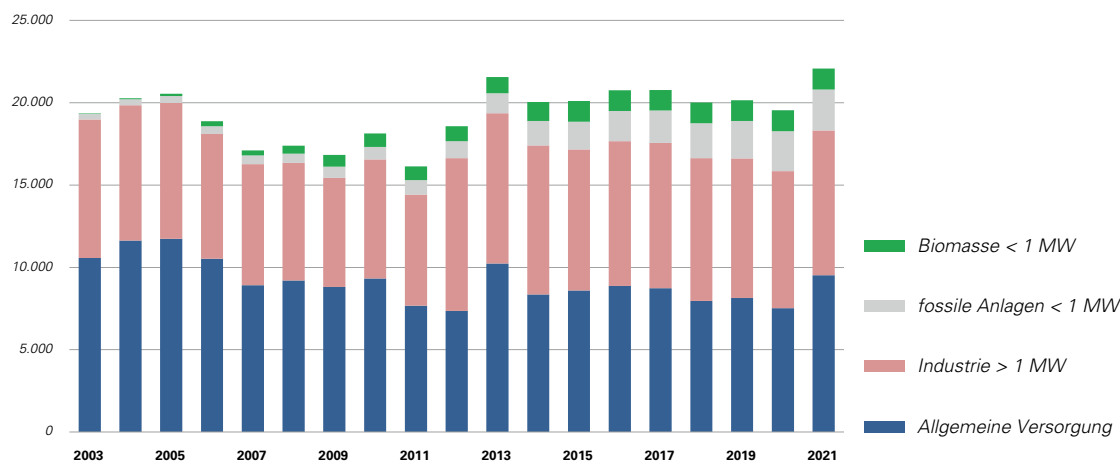


Abbildung 33: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [224–226] sowie eigenen Berechnungen. 2021 vorläufig.

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 sind. 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 74 MW_{el} sichern (Tabelle 14), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Während 11 Prozent des bundesweiten Zuschlagsvolumens für innovative Systeme an Baden-Württemberg ging, lag der Zuschlagsanteil des Landes in den regulären KWK-Ausschreibungen bei lediglich 7 Prozent. Insgesamt beträgt der Zuschlagsanteil für Baden-Württemberg leistungsbezogen 8 Prozent.

Tabelle 14: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [226–228].

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 %
1. HJ 2022	84	79	1	1 %
INNOVATIVE KWK-SYSTEME				
2018	54	34	2	6 %
2019	55	43	4	9 %
2020	58	54	2	4 %
2021	51	43	13	30 %
1. HJ 2022	25	20	0	0 %
Summe / Mittelwert		904	74	8 %

6.4 WASSERSTOFF

Im Rahmen des europäischen Green Deals, der Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent machen soll, wurde im Jahr 2021 von der Europäischen Kommission das Paket „Fit for 55“ vorgelegt. Es bildet den regulatorischen Rahmen für die Erreichung der im europäischen Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 zu senken und bis 2050 klimaneutral zu werden. [229] Der REPowerEU-Plan, der auf dem „Fit for 55“-Paket aufbaut, schlägt weitere Maßnahmen vor. Diese sind eine Reaktion auf die Belastungen und Störungen auf dem globalen Energiemarkt, die durch die Invasion Russlands in der Ukraine verursacht wurden, und zielen darauf ab, den Energieverbrauch zu senken, saubere Energie zu erzeugen und die europäische Energieversorgung zu diversifizieren, um die Abhängigkeit von russischen fossilen Brennstoffen zu beenden. [230]

Die Beschleunigung des Hochlaufs von Wasserstofftechnologien gilt als Schlüsselement des REPowerEU-Plans der Kommission und beinhaltet aktualisierte Ziele, vorgeschlagene Industrieinstrumente und Ansätze. Erneuerbarer Wasserstoff wird in schwer zu dekarbonisierenden Industriezweigen und

im Verkehrssektor als Substitut für Erdgas, Kohle und Öl von entscheidender Bedeutung sein. Der REPowerEU-Plan setzt ein Ziel von 10 Millionen Tonnen für die heimische Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen und 10 Millionen Tonnen für den Import von erneuerbarem Wasserstoff bis 2030. [231] Darüber hinaus fordert die Kommission das Europäische Parlament und den Rat auf, die H₂-Teilziele für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für die Industrie und den Verkehr an die REPowerEU-Ziele anzugleichen. [231] Hierfür sehen die H₂-Teilziele für den industriellen H₂-Einsatz 75 Prozent statt bisher 50 Prozent sowie für den Verkehr 5 Prozent statt bisher 2,6 Prozent vor. [232]

Weiterhin sieht der REPowerEU-Plan verstärkte Anstrengungen im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur vor, um die angekündigten 20 Millionen Tonnen Wasserstoff bis 2030 zu produzieren, zu importieren und zu transportieren. Die Kommission wird die Entwicklung von drei großen Wasserstoff-Importkorridoren über das Mittelmeer, die Nordsee und, sobald es die Umstände erlauben, die Ukraine unterstützen. Partnerschaften für grünen Wasserstoff sollen die Einfuhr erleichtern und gleichzeitig die Dekarbonisierung in den

Partnerländern unterstützen. [231] Die Kommission hat außerdem zwei delegierte Rechtsakte zur Definition und Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff zur öffentlichen Stellungnahme veröffentlicht. Darin soll festgelegt werden, welchen Kriterien Wasserstoff, der innerhalb der EU produziert wird, entsprechen muss, um als „grün“ oder „erneuerbar“ eingestuft zu werden.

Auf deutscher Ebene ist das EEG 2023 hervorzuheben, mit dem ein gesetzlicher Rahmen für die Priorisierung der erneuerbaren Energien geschaffen wird. Der Bau und Betrieb von EE-Anlagen liegt nun per Gesetz im vorrangigen öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Darüber hinaus wurden Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff in das neue EEG aufgenommen. Das schafft ein neues Segment für die Förderung und den Markthochlauf von Wasserstoff. Die ersten Ausschreibungen sollen bereits im Jahr 2023 starten. Das Gesetz sieht Ausschreibungen in Höhe von insgesamt 4.400 MW für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern (§ 39o EEG) und für Anlagen zur Stromerzeugung aus grünem Wasserstoff mit einem Gesamtvolumen von 4.000 MW (§ 39p EEG) vor. [233]

Um die Markteinführung von grünen Gasen und Wasserstoff zu fördern, beschloss die Bundesregierung die Einrichtung eines Registers für Herkunftsnachweise. Damit setzt die Bundesregierung eine Vorgabe der Erneuerbaren-Richtlinie RED II der EU von 2018 um. Dadurch soll mehr Transparenz etwa über die grünen Eigenschaften von Wasserstoff geschaffen und so die Vermarktung unterstützt werden. Ein solches elektronisches Register gibt es bereits für Strom aus erneuerbaren Energien beim Umweltbundesamt. [234] Zum 1. Januar 2024 soll es auch für grüne Gase und Wasserstoff entsprechende Herkunftsnachweise geben. Nach dem Gesetzentwurf vom 10. Oktober 2022 soll ein entsprechender Nachweis für gasförmige Energieträger pro erzeugter und an einen Verbraucher gelieferter Gasmenge gelten. Herkunftsnachweise für gasförmige Energieträger, die beispielsweise für Wasserstoff ausgestellt wurden, dürfen nur für H₂-Lieferungen entwertet werden. Damit wird dokumentiert, dass ein bestimmter Anteil oder eine ausgewählte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen umgewandelt worden ist. [235]

Die Genehmigung der ersten 41 Projekte des „IPCEI Hydrogen“ wurde bekannt gegeben. Darunter sind auch vier Projekte aus Deutschland, wovon drei Projekte in Baden-Württemberg realisiert werden (siehe unten). Diese ersten vier deutschen Projekte können nun auf der Grundlage der beihilferechtlichen Genehmigung eine staatliche Förderung erhalten. [236]

Mit der beihilferechtlichen Genehmigung kann das BMWK „BoschPowerUnits“ fördern. Das Unternehmen Bosch forscht an stationären Brennstoffzellensystemen auf Basis von Festoxid. Die Systeme sind für die modulare und vernetzte Erzeugung von Strom und Wärme aus Wasserstoff konzipiert. Mit dem Projekt will Bosch die letzten Forschungs- und Entwicklungsschritte auf dem Weg zur Serienreife gehen. [236] Darüber hinaus fördert das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) das beihilferechtlich genehmigte Projekt „Pegasus“ der Daimler Truck AG. Ziel ist die Dekarbonisierung des Gütertransports auf dem Landweg mit brennstoffzellenbasierten Antrieben und Flüssigwasserstofftanks. Auf mehreren großen Logistikrouten soll die Praxistauglichkeit, Zuverlässigkeit und technische Reife dieser neuen Antriebe getestet werden. [237] Des Weiteren wird das Projekt „Next-Gen HD Stack“ der EKPO Fuel Cell Technologies vom BMDV gefördert. Dabei soll EKPO eine neue Generation von Hochleistungs-Brennstoffzellen-Stack-Modulen entwickeln und deren Kommerzialisierung vorantreiben. Neben Nutzfahrzeugen sind die Hauptanwendungsgebiete für die neue Stack-Technologie Busse, Schiffs- und Bahnanwendungen sowie die stationäre Stromerzeugung. [236]

Mit dem Förderprogramm des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) unterstützt das Umweltministerium Baden-Württemberg den Aufbau von „Modellregionen für grünen Wasserstoff“. Diese Modellregionen sollen grünen Wasserstoff als Energieträger nutzen und die technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Aspekte beleuchten. [238] Zum einen wird das Projekt Hy-FIVE mit insgesamt rund 33 Millionen Euro gefördert. [239] Neben den Landkreisen Reutlingen, Heidenheim und Tübingen gehören auch der Alb-Donau-Kreis, der Ostalbkreis sowie die Städte Schwäbisch Gmünd und Ulm zur Modellregion. Zusätzlich gehören 15 weitere Projektpartner aus Wirtschaft und Wissenschaft zum Konsortium. Im Zentrum der Aktivitäten stehen vier

Leuchtturmprojekte, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Nutzung in Industrie, Verkehr und Quartierslösungen abdecken. [240] Des Weiteren wird das Projekt H2 GeNeSiS in der Region mit elf Millionen Euro gefördert. Ziel ist der Bau einer Wasserstoffleitung entlang des Neckars. [183]

Darüber hinaus unterstützt das Umweltministerium Baden-Württemberg mit dem Förderprogramm „Zukunftsprogramm Wasserstoff BW (ZPH₂)“ mit insgesamt 26 Millionen Euro die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft im Land mit dem Ziel, eine schnelle Industrialisierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien zu ermöglichen. [241] Mit dem Förderprogramm „Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff KWH₂“ fördert das Umweltministerium Baden-Württemberg zusätzlich ab 2023 mit insgesamt 17 Millionen Euro tragfähige Konzepte über die gesamte Wertschöpfungskette von der Wasserstofferzeugung über die Speicherung und den Transport bis hin zur anwendungsbezogenen Nutzung. Darüber hinaus wird die Umstellung von industriellen Prozessen auf die Nutzung von grünem Wasserstoff gefördert. [242]

In Baden-Württemberg sind zum Stand Oktober 2022 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 60 MW Elektrolysekapazität angekündigt. Da es sich hierbei um Ankündigungen und Pläne handelt, sind die 60 MW mit sehr großen Unsicherheiten in Bezug auf den Zeitpunkt und die Realisierung verbunden. Die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist mit insgesamt rund 1.444 Pkw, 71 Bussen, 10 Lkw und 29 sonstigen Fahrzeugen zum Stand Juli 2022 bundesweit weiter sehr gering. [243]

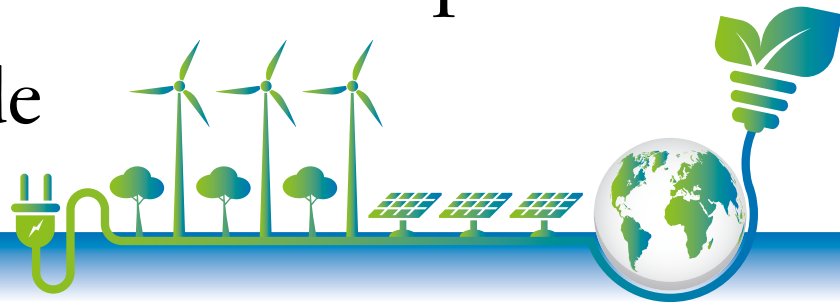


Bild: Umspannwerk Grossgartach (© Björn Hänssler / Umweltministerium)



Bild: Umspannwerk Grossgartach (© Björn Hänsler / Umweltministerium)

7. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende



7.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIETRÄGER

Die Einfuhrpreise für fossile Energieträger sind im Zuge der Energiekrise massiv gestiegen. Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2021 436 Euro und lag damit 57 Prozent über dem Vorjahresniveau von 278 Euro/t [244]. Die Grenzübergangspreise für Erdgas stiegen ausgehend von 3.410 Euro/TJ im Jahr 2020 auf 7.067 Euro/TJ – ein Plus von 107 Prozent [245]. Die Preise für Kraftwerkskohle betragen im Viertel Quartal 2021 181 Euro/t SKE [246].

Nach 63 Euro/t SKE im Vergleichszeitraum des Vorjahres entspricht dies einem Anstieg um 187 Prozent. In den ersten acht Monaten des Jahres setzten die Energiepreise ihren Aufwärtstrend unvermindert fort. Insbesondere die Einfuhrpreise für Erdgas stiegen rasant und erreichten im August 2022 ein Niveau von 41.255 Euro/TJ [245]. Abbildung 34 stellt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit Januar 2005 in Form von nominalen Preisindizes gegenüber.

INDEX DER EINFUHRPREISE [2015 = 100]

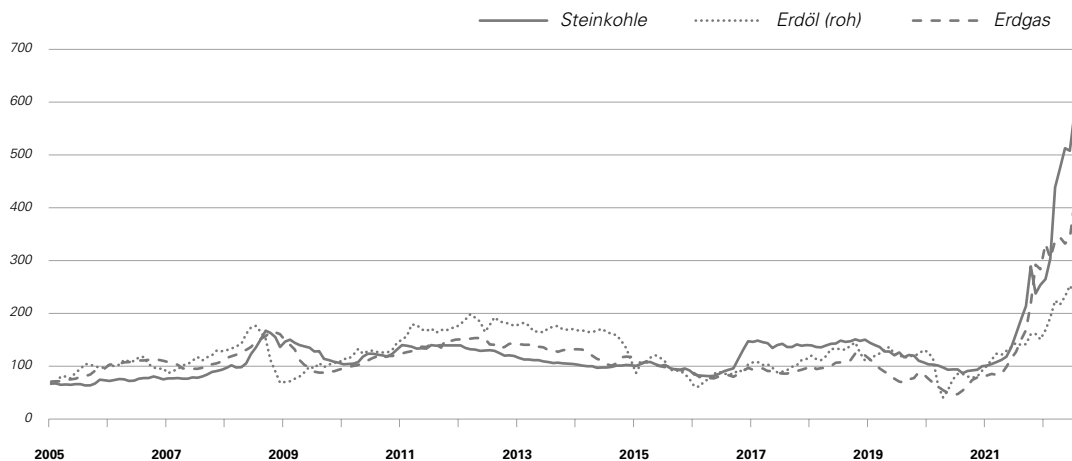


Abbildung 34: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis August 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [247].

STROMMARKT

Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg stieg im Jahr 2021 auf 96,85 Euro/MWh und lag damit 218 Prozent über dem Vorjahresniveau (2020: 30,47 Euro/MWh) [248]. Treiber für den rasanten Anstieg der Großhandelsstrompreise waren die ihrerseits

gestiegenen Preise für Gas, Kohle und CO₂-Zertifikate, eine wieder erstarkte Stromnachfrage infolge der konjunkturellen Erholung sowie eine geringere Erzeugung aus erneuerbaren Energien [249]. Die Preisentwicklung setzte sich in den ersten drei Quartalen des Jahres 2022 ungebremst fort. Mit einem Durchschnittswert von 465,2 Euro/MWh erreichten die Börsenstrompreise im August 2022 dabei ein neues Allzeithoch.

Haushaltskunden bekommen den Preisanstieg im Großhandel mit etwas Verzögerung deutlich zu spüren. Die Endkundenpreise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten im Jahr 2021 im deutschlandweiten Durchschnitt auf 32,2 ct/kWh zu (vergleiche Abbildung 35). Gegenüber 31,8 ct/kWh im Jahr 2020 fiel die Teuerung damit zunächst moderat aus. Für das erste Halbjahr 2022 verzeichnete der BDEW in seiner jährlichen Analyse dagegen einen sprunghaften Anstieg auf 37,2 ct/kWh – ein Plus von 5,1 ct/kWh. Die mittleren Kosten für Beschaffung und Vertrieb stiegen von 7,9 auf 14,6 ct/kWh. Die EEG-Umlage

fiel im Gegenzug auf rund 3,7 ct/kWh (2020: 6,5 ct/kWh) und wurde mit Wirkung zum 1. Juli 2022 schließlich vollständig abgeschafft. Wie die Zahlen für Juli 2022 zeigen, konnte die Streichung der EEG-Umlage die weiter steigenden Kosten für Beschaffung und Vertrieb kurzfristig ausgleichen. Im Verlauf des zweiten Halbjahrs legten die Endkundenpreise jedoch weiter zu. Viele Versorger haben infolge der hohen und kaum zu kalkulierenden Beschaffungskosten ihr Neukundengeschäft vorübergehend eingestellt. Vielerorts lagen zudem die üblicherweise günstigeren Sondertarife über den Tarifen der örtlichen Grundversorgung [250].

DURCHSCHNITTLLICHE STROMPREISE FÜR HAUSHALTE [ct/kWh]

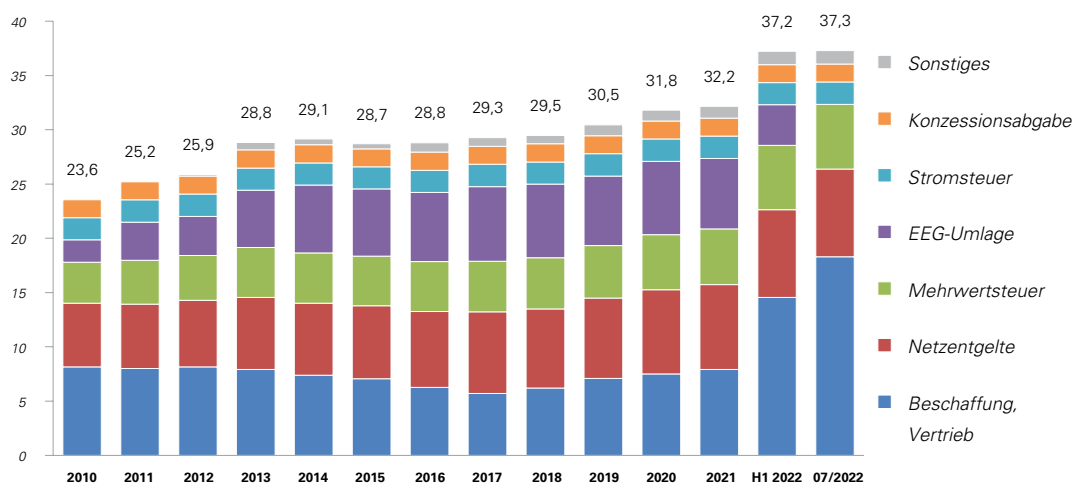


Abbildung 35: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juni 2021; Wert 2020 inklusive 19 Prozent MwSt. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [251].

Mit 33,8 ct/kWh lagen die günstigsten Tarife des Grundversorgers in Baden-Württemberg im Jahr 2021 7,6 Prozent über dem Vorjahresniveau von 31,4 ct/kWh. Im Bundesländervergleich [252] belegt Baden-Württemberg damit den 10. Platz. Am niedrigsten fielen die Grundversorgertarife in Bremen aus (28,8 ct/kWh). Der Bundesdurchschnitt lag bei 33,5 ct/kWh. Die Zahlen beruhen auf Angaben des Verbrauchersportals Verivox vom 1. Dezember 2021 und unterstellen einen Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh.

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugsbedingungen. Abbildung 36 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbraucher-

gruppen außerhalb des Haushaltskundensegments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2021 von 12,5 ct/kWh (Jahresverbrauch 70 bis 150 GWh) bis 25,2 ct/kWh (Jahresverbrauch < 20 MWh). Im Vergleich zum Vorjahr legten die Strompreise aller Verbrauchergruppen zu. Mit einem Plus von 1,84 ct/kWh (17,2 Prozent) fiel der Anstieg für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh am größten aus. Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh zahlten im Schnitt 0,5 ct/kWh (1,9 Prozent) mehr.

DURCHSCHNITTliche STROMPREISE FÜR NICHTHAUSHALTSKUNDEN [ct/kWh]

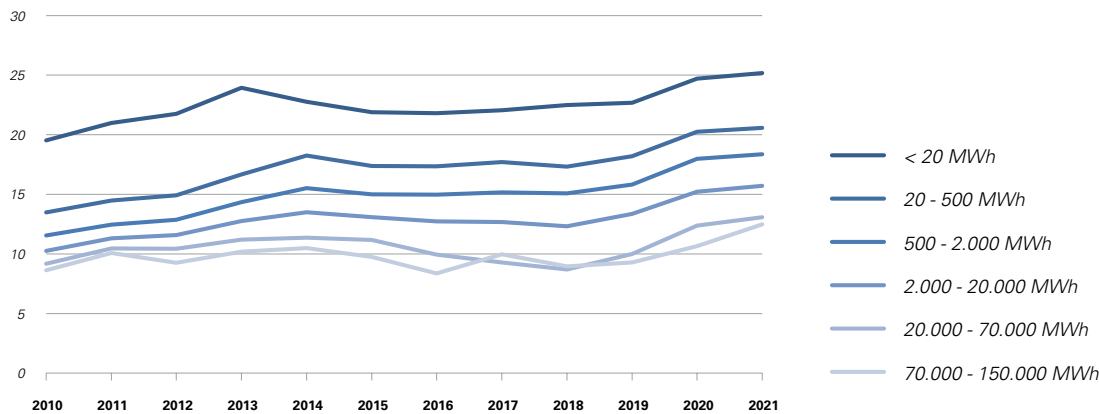


Abbildung 36: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2021 (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [253].

Bei den industriellen Großabnehmern sorgen umfassende Entlastungsregelungen für erhebliche Preisdifferenzen innerhalb der Verbrauchergruppen. Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh zahlten im Jahr 2021 bei maximal möglicher Entlastung zwischen 3,8 und 4,9 ct/kWh. Bei den vollständig belasteten Kunden lag die Spanne dagegen zwischen 14,2 und 15,7 ct/kWh. [251]

FERNWÄRME-MARKT

Die Belieferung mit Fernwärme kostete deutsche Haushalte nach Angaben des BMWK im Jahr 2021 inklusive Mehrwertsteuer durchschnittlich 8,7 ct/kWh [254]. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Fernwärmepreise damit lediglich leicht um 0,1 ct/kWh (1,2 Prozent) zu und lagen 0,2 ct/kWh (2,6 Prozent) über dem Durchschnitt der zurückliegenden fünf Jahre. 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 7,3 und 10,8 ct/kWh, wie aus dem Preisbericht des Landes hervorgeht [252]. Die Spanne liegt damit auf dem Niveau des Vorjahres (7,5 bis 11,0 ct/kWh). Für den Bericht verglichen die Autoren Fernwärmetarife in zehn baden-württembergischen Städten, wobei sie eine Anschlussleistung von 6 kW und einer Jahresverbrauchsmenge von 15.000 kWh unterstellten.

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 [255].

GASMARKT

Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) betragen zum 1. April 2021 im Schnitt 6,7 ct/kWh und sind damit im Vergleich zum Vorjahr um rund 0,4 ct/kWh beziehungsweise 5,9 Prozent gestiegen. Grund für den Preisanstieg ist die zum 1. Januar 2021 eingeführte CO₂-Abgabe, die die Endkunden mit rund 0,46 ct/kWh zusätzlich belastet. Die im Jahr 2021 deutlich gestiegenen Großhandelspreise machten sich in der Erhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes zum Monitoringbericht 2021 dagegen noch nicht bemerkbar. Im Gegenteil, der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge fiel mit 2,95 ct/kWh sogar etwas niedriger aus als in der Vorjahresauswertung (2020: 3,12 ct/kWh).

Die mittleren Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden legten infolge der CO₂-Abgabe ebenfalls zu. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2021 im Schnitt 4,7 ct/kWh – ein Plus gegenüber dem Vorjahr von 0,2 ct/kWh beziehungsweise 4,9 Prozent. Die Preise der Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh stiegen um 0,4 auf knapp 3,0 ct/kWh (+16,6 Prozent).

GASPREISBESTANDTEILE NACH VERBRAUCHERGRUPPEN [ct/kWh]

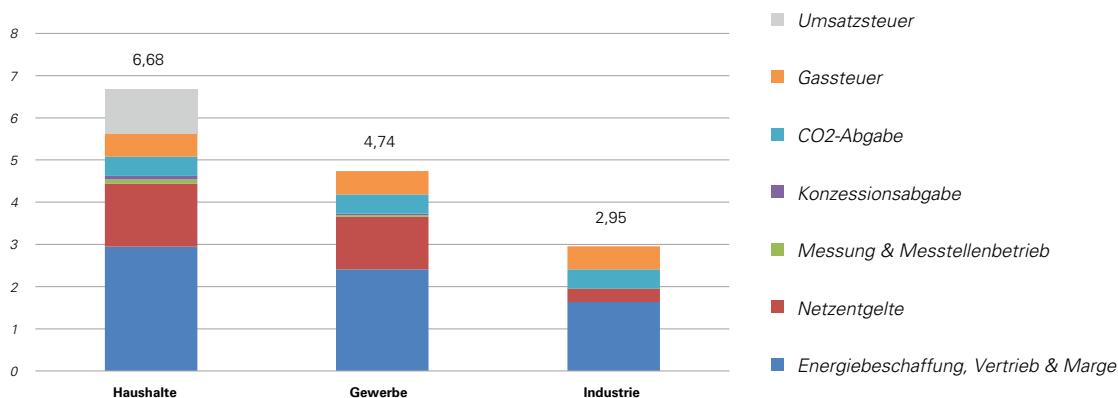


Abbildung 37: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2021 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [31].

Aufgrund der hohen Preisdynamik spiegeln die genannten Stichtagsauswertungen zum 1. April 2021 nicht das volle Bild wieder. So zeigen Zahlen von Eurostat [256], dass die Gaspreise für Haushaltskunden (Jahresverbrauch 5,6 bis 55,6 MWh) vom ersten zum zweiten Halbjahr von 6,5 auf 6,9 ct/kWh anzogen (alle Steuern und Abgaben inbegriffen). Für die Nicht-Haushaltskunden ergeben sich Preisanstiege von 4,7 auf 5,5 ct/kWh (Jahresverbrauch < 278 MWh) beziehungsweise von 2,7 auf 3,9 ct/kWh (Jahresverbrauch zwischen 28 und 278 GWh) [257].

Im Bundesländervergleich [252] belegt Baden-Württemberg bei den Erdgaspreisen für Haushalte im Jahr 2021 den dritten Rang. Die Autoren verglichen im Dezember 2021 die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 MWh. Mit 8,18 ct/kWh lagen die Erdgasstarife in Baden-Württemberg 1,9 Prozent unter dem Bundesdurchschnitt von 8,34 ct/kWh. Kunden in Bremen profitierten mit 7,33 ct/kWh zum Auswertungsstichtag von den günstigsten Preisen. Schlusslicht ist Mecklenburg-Vorpommern mit 9,37 ct/kWh.

CO₂-BEPREISUNG

An der EEX wurden im Jahr 2021 rund 101 Millionen Emissionsberechtigungen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) für Deutschland versteigert: 100,5 Millionen für stationäre Anlagen (EU Allowances, EUA) und 0,6 Millionen für den Luftverkehr (EU Aviation Allowances, EUAA) [258]. Der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung (EUA und EUAA) betrug 52,50 Euro und

lag damit mehr als doppelt so hoch wie im Vorjahr (2020: 24,61 Euro). Dabei stiegen die Auktionspreise im Jahresverlauf kontinuierlich an. Mit 82,25 Euro wurde in der Aktion vom 17. Dezember 2021 der bis dahin höchste Preis seit Beginn des Handelssystems im Jahr 2010 erzielt. In den ersten acht Monaten des Jahres 2022 schwankten die Durchschnittspreise auf Monatsbasis zwischen 75,36 und 89,80 Euro [259]. Der volumengewichtete Durchschnitt über alle Monate lag bei 83,60 Euro.

Seit 2017 sind die Preise durch einen schrittweisen Abbau überschüssiger Emissionsberechtigungen deutlich gestiegen. So lag der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung im Jahr 2018 noch bei 14,92 Euro [260], im Jahr 2017 bei 5,81 Euro [261]. In der vierten Handelsperiode, die sich über die Jahre 2021 bis 2030 erstreckt, wird zudem die Emissionsobergrenze (Cap) schneller abgesenkt. Mit dem „Fit-for-55“-Paket vom Juli 2022 hat die Europäische Kommission eine weitere Verschärfung der jährlichen Emissionskürzungen von 2,2 auf 4,2 Prozent sowie eine Einmalabsenkung vorgeschlagen [262].

Ergänzend zum bestehenden europäischen Emissionshandelssystem ist im Januar 2021 das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) gestartet, das zusätzlich die Sektoren Wärme und Verkehr erfasst. In den ersten beiden Jahren ist das Handelssystem auf die Hauptbrennstoffe Benzin, Heizöl, Erdgas, Gasöl und Flüssiggase beschränkt und wird anschließend auf weitere Brennstoffe (insbesondere Stein- und Braunkohle) ausgeweitet.

Der Handel erfolgt wie beim EU ETS über die EEX in Leipzig. Erster Verkaufstermin war am 5. Oktober 2021. In den ersten fünf Jahren werden die Emissionszertifikate zu einem Festpreis an die Inverkehrbringer von Brenn- und Kraftstoffen verkauft, der gemäß Brennstoffemissionshandlungsgesetz (BEHG) ausgehend von 25 Euro/t bis 2025 in jährlichen Schritten auf 55 Euro/t steigt. Danach werden die Zertifikate versteigert. Seit dem 1. Januar 2022 beträgt der nationale CO₂-Preis 30 Euro/t.

Die Aufschläge auf die Endkundenpreise hängen vom CO₂-Gehalt ab und variieren damit von Brennstoff zu Brennstoff. Bei einem CO₂-Preis von 25 Euro/t verteuert sich Benzin um rund 5,9 ct/Liter, Diesel und Heizöl um 6,6 ct/Liter und Erdgas um 0,5 ct/kWh.

Im ersten Handelsjahr wurden mehr als 287 Millionen Emissionszertifikate im Gesamtwert von 7,2 Milliarden Euro verkauft [263]. Die Einnahmen aus dem nEHS fließen in den Klima- und Transformationsfonds (vormals Energie- und Klimafonds). Aus dem Sondervermögen des Bundes wird die Umstellung der Energieversorgung, die Dekarbonisierung der Industrie, die Sanierung von Gebäuden, der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sowie die Weiterentwicklung der Elektromobilität finanziert [264].

Um die Verbraucher in Anbetracht der stark gestiegenen Energiekosten nicht zusätzlich zu belasten hat die Bundesregierung die zum 1. Januar 2023 anstehende Erhöhung des CO₂-Preises auf 35 Euro/t im Rahmen des dritten Entlastungspakets um ein Jahr verschoben [265]. Gleiches gilt für die geplante Aufnahme der thermischen Abfallverwertung in das Handelssystem [266].

WASSERSTOFF-MARKT

Für Wasserstoff existiert abweichend von den anderen Energieträgern zum aktuellen Zeitpunkt keine Handelsplattform und daher kein Börsenpreis. Zur Abbildung der Entwicklung der Wasserstoffpreise wurde von e-Bridge ein Spotpreis-Index für Wasserstoff konzipiert. Der Wasserstoff-Index „Hydex“ weist aktuell rein kostenbasiert Preise für die unterschiedlichen Wasserstoffherkunftsquellen aus. Unterschieden wird nach Erzeugungstechnologie: 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 Gesteungskosten basierend auf den kurzfristigen Strom-, Gas- und EU-A-Notierungen ohne Kapitalkosten dar²⁴ [267]. Abbildung 38 zeigt den Wasserstoff-Index für den Zeitraum 13. Januar 2021 bis 24. Oktober 2022 mit den zugehörigen Preisen in Euro/MWh.

WASSERSTOFF-PREISINDEX IN EURO/MWh

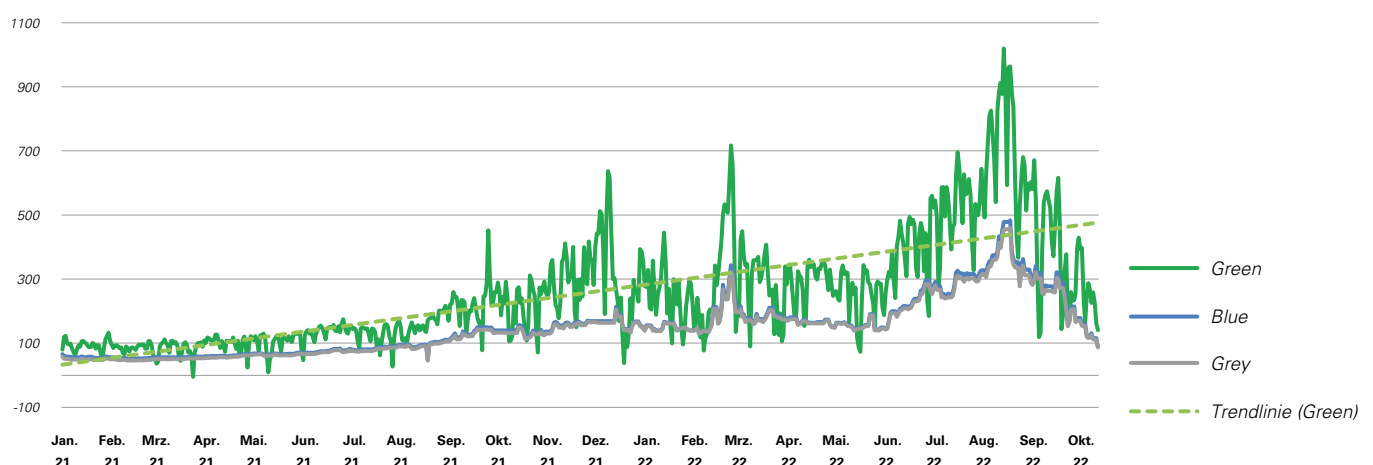


Abbildung 38: Wasserstoff-Preisindex Hydex. Eigene Darstellung auf Basis auf Daten von energate messenger.

²⁴ Dies entspricht keinen Vollkosten, sondern Grenzkosten aus abbeschriebenen Erzeugungsanlagen.

Insbesondere bei grünem Wasserstoff ist eine große Schwankungsbreite mit einigen Ausschlägen festzustellen. So schwankte dessen Preis vom 1. Januar bis 24. Oktober 2022 zwischen 73 Euro/MWh und 1.019 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 368 Euro/MWh. Im Jahr 2021 lag der durchschnittliche Preis von grünem Wasserstoff bei 160 Euro/MWh. Die Volatilität des Hydex „Green“ ist sehr hoch, da Zeitfenster mit sehr hohem Angebot an erneuerbaren Energien bestehen, die zu relativ niedrigen kurzfristigen Strominputpreisen führen [247]. Beispielsweise notierte der Hydex „Green“ am 28. Mai 2022 bei 73 Euro/MWh. Die hohe Windeinspeisung zur Wochenmitte und eine niedrige Stromnachfrage aufgrund des feiertagsbedingten langen Wochenende bedingten sehr niedrige Börsenstrompreise [268]. Konträre Entwicklungen durch die Strommarktsituation mit der Preissetzung von Gaskraftwerken (Merit-Order-Prinzip) sowie kontinuierlich geringe Windstromeinspeisung, geringe Kernkraftwerkverfügbarkeit in Frankreich und niedrigen Wasserpegeln für Wasserkraftwerke bedingen kurzfristig sehr hohe Strompreise, sodass der Hydex „Green“ am 26. August 2022 auf ein Rekordniveau von 1.019 Euro/MWh stieg [269]. Der Preisindex für blauen Wasserstoff schwankte vom 1. Januar bis 24. Oktober 2022 zwischen 89 Euro/MWh und 483 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 218 Euro/MWh. Der Mittelwert für den Hydex „Blue“ lag im Jahr 2021 bei 94 Euro/MWh. Die Preise für grauen Wasserstoff lagen zwischen Januar und Oktober 2022 im Bereich von 87 Euro/MWh bis 459 Euro/MWh. Der mittlere Preis von grauem Wasserstoff betrug 210 Euro/MWh (Vorjahr 89 Euro/MWh) und war im Zeitraum (1. Januar bis 24. Oktober 2022) durchschnittlich 3,5 Prozent niedriger als blauer Wasserstoff beziehungsweise 42,9 Prozent niedriger als grüner Wasserstoff. Der höhere Preis von blauem gegenüber grauem Wasserstoff ergibt sich aus den Kosten für CCS (Carbon Capture Storage-Technologie) in Höhe von 70–80 Euro/t CO₂ [270, 271] sowie aus den Zertifikaten der verbleibenden Emissionen der Wasserstoffherzeugung im Rahmen des EU ETS. Bei hohen CO₂-Abscheidungsraten von 90 Prozent kann CCS die Produktionskosten von blauem Wasserstoff um 30–50 Prozent erhöhen [271]. Daher lagen in der Vergangenheit die Preise von blauem

über dem von grauem Wasserstoff. Der Spread zwischen dem Hydex „Green“ im Vergleich zu „Grey“ betrug im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis 24. Oktober 2022 im Durchschnitt 158 Euro/MWh (im Jahr 2021 bei 71 Euro/MWh), der Spread zwischen Hydex „Green“ und „Blue“ 150 Euro/MWh (im Jahr 2021 bei 66 Euro/MWh).

Zudem wurde von H2 Mobility, dem einzigen Betreiber von öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen, im Juni 2022 eine Preiserhöhung von 9,50 auf 12,85 Euro je Kilogramm Wasserstoff bundesweit vollzogen. [272] Dies entspricht einem Preisanstieg von rund 100 Euro/MWh, ausgehend von dem ehemaligen Preis von 285 Euro/MWh und dem aktualisierten Preis von 386 Euro/MWh.

7.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG

Mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung²⁵ werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet. Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucher Ausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte Indikatorik jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden.

Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen, aggregierten Letztverbraucher Ausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 [274] und die darauf folgenden Berichte verwiesen. Die Letztverbraucher Ausgaben sind mit Mehrwertsteuer ausgewiesen, sofern diese anzusetzen ist.

²⁵ Die nachfolgend dargestellte energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf den für die Bundesebene durchgeführten Berechnungen im Rahmen der Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [273] sowie deren Fortschreibung und methodischer Weiterentwicklung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württemberg übertragen beziehungsweise angepasst und erweitert.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 39 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucher- ausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2021. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 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 Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG et cetera) zurückzuführen ist. Im selben Zeitraum seit dem Jahr 2000 ist der Stromabsatz zunächst gestiegen und ab 2010 tendenziell wieder zurückgegangen. Mengengewichtet über die verschie- denen Verbrauchssektoren, für die unterschiedlich hohe

Preise anfallen (vergleiche dazu auch Kapitel 7.1), hat sich der Preis pro Stromeinheit seit 2001 von 7,9 ct/kWh auf nahezu 24 ct/kWh verdreifacht.

In absoluten Zahlen überstiegen die Letztverbraucher- ausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Milliarden Euro pro Jahr und bewegten sich in den folgenden Jahren zwischen 10 und 11 Milliarden Euro pro Jahr. In den Jahren 2019, 2020 und insbesondere 2021 war aufgrund gestiegener Strompreise (vergleiche auch Kapitel 7.1) nach ersten Berech- nungen eine weitere Erhöhung auf zuletzt 13,4 Milliarden Euro zu verzeichnen. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM [MILLIARDEN EURO/a]

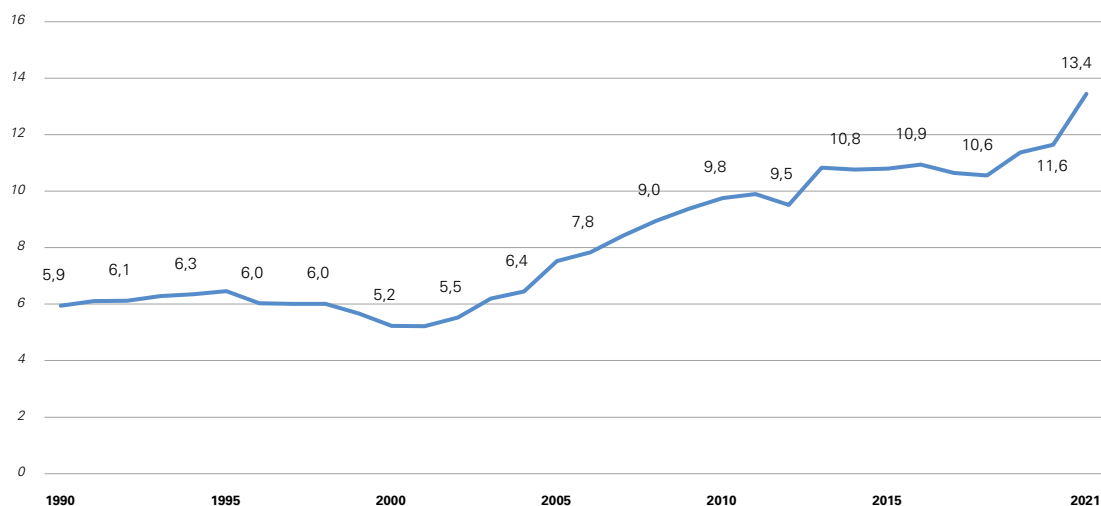


Abbildung 39: Aggregierte Letztverbraucher- ausgaben für Strom in Baden-Württemberg.²⁶ Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwert- steuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [251, 275–278]. 2021 vorläufig.

In den Daten des Statistischen Landesamtes zum Stromab- satz sind Eigenerzeugungsmengen nicht enthalten. Deshalb wurden in der obigen Betrachtung Eigenversorgungsmengen hinzugerechnet. Wie bereits in Abschnitt 2.4 erläutert, sind in den Erfassungen der amtlichen Statistik keine Strommen-

gen enthalten, die von Unternehmen direkt an der Strom- börse oder im Ausland beschafft wurden. Diese konnten daher auch im Rahmen der Berechnung der Letztverbrau- cherausgaben keine Berücksichtigung finden.

²⁶ 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.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. 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 Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen erst ab dem Jahr 2008 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im obigen Absatz „Aggregierte Letztverbrau-

cherausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde. Da für die Jahre 2018 bis 2020 neue Daten der amtlichen Statistik zum Heizölabsatz vorliegen, haben sich die Ergebnisse für diese Jahre im Vergleich zum Vorjahresbericht geändert.

Im Jahr 2021 lagen die Ausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich der Ausgaben für Effizienzmaßnahmen bei 15,8 Milliarden Euro (Abbildung 40). Deutlich erkennbar sind die gestiegenen Ausgaben für Gas, die sich sowohl aus einem höheren Verbrauch, als auch höheren Preisen ergeben. Die höheren Heizölpreise spiegeln sich nicht in den Letztverbraucherausgaben wieder, da 2021 aufgrund von Lagerstandseffekten der Heizölabsatz im Vergleich zum Vorjahr stark gesunken ist.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN [MILLIARDEN EURO/a]

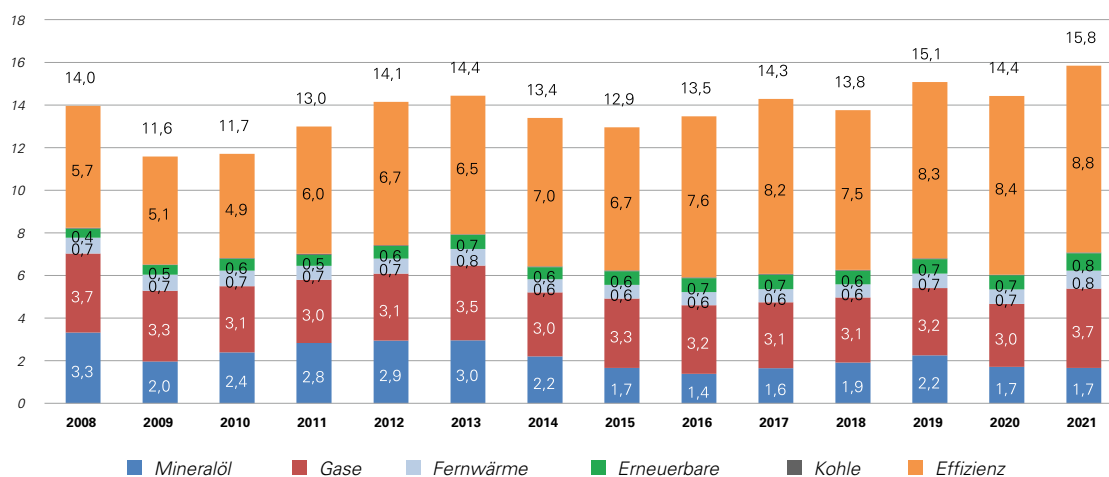


Abbildung 40: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [98, 120, 201, 278–283]. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Jahr 2021 vorläufig.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme („Effizienz“) belaufen sich hierbei in den vergangenen Jahren auf eine Größenordnung von sieben bis zuletzt knapp neun Milliarden Euro pro Jahr²⁷. 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 Wärmedienstleis-

tungen trotz gestiegener Strompreise weiterhin rund zweieinhalb bis drei Milliarden Euro pro Jahr höher als die Ausgaben für Strom sind. Zu berücksichtigen ist, dass die gesteigerten 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 70 Prozent über dem Niveau der Jahre 2009/2010. Im selben Zeitraum ist der Baupreisindex jedoch

²⁷ Da – wie auf Bundesebene – keine langfristigen Zeitreihen zu den Investitionen in Effizienzmaßnahmen vorliegen, kann keine annuisierte Darstellung der üblicherweise über lange Zeiträume abbeschriebenen Investitionen erfolgen. Es sind deshalb die Ausgaben nach dem Jahr der Investition dargestellt.

um circa 45 Prozent gestiegen [284]. Damit dürfte größenordnungsmäßig weniger als die Hälfte des Ausgabenwachstums auf zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen sein.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN 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 41 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.

Die Zeitreihe der Letztverbraucherausgaben wurden für den vorliegenden Monitoringbericht mit den Kraftstoffverbräuchen außerhalb des Verkehrssektors ergänzt. Dies umfasst unter anderem die Kraftstoffverbräuche für Fahrzeuge der Land-, Forst und Bauwirtschaft.

Der Verbrauch von Kraftstoffen lag 2021 mit +1 Prozent nur geringfügig über dem Vorjahresniveau. Die deutlich gestiegenen Kraftstoffpreise führten jedoch zu insgesamt rund 10 Prozent höheren Gesamtausgaben für Kraftstoffe. Gestiegen sind auch die summierten Mehrkosten für Elektrofahrzeuge, da sich das Wachstum bei den Neuzulassungen auch 2021 fortsetzte (vergleiche auch Abschnitt 6.1).

In Summe belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe (einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge) im Jahr 2021 auf rund 11,7 Milliarden Euro (Vorjahr: 10,5 Milliarden Euro). Davon entfallen rund 7,1 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 4,0 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,7 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 2021 (vergleiche dazu auch Abschnitt 6.1) sind Mehrkosten von rund 0,7 Milliarden Euro entstanden. Gemessen an den Gesamtausgaben für Kraftstoffe von 11,7 Milliarden Euro fallen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge mit einem Anteil von 6 Prozent zunehmend ins Gewicht.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE [MILLIARDEN EURO/a]

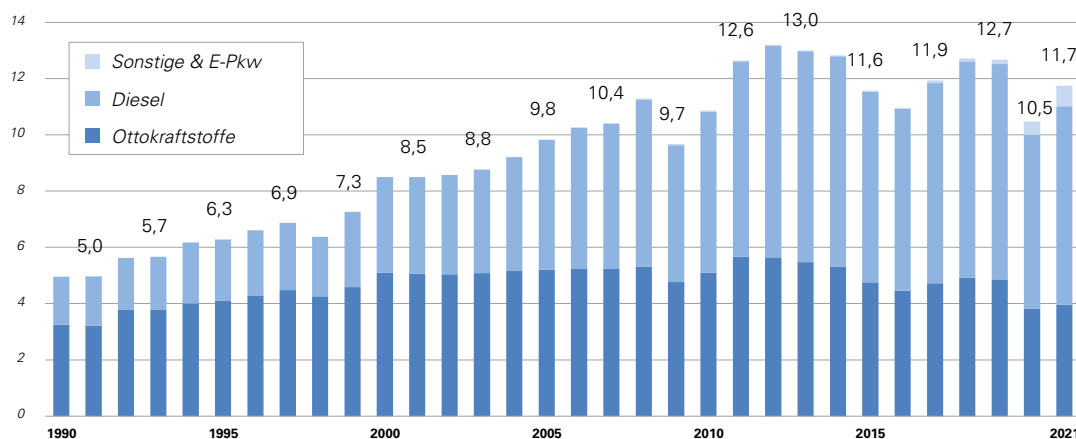


Abbildung 41: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [120, 280, 285–287]. 2021 vorläufig.

ANTEIL DER AGGREGIERTEN LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [288] bezogen, erhält man die in Abbildung 42 dargestellten Anteile. Für Strom ist der Anteil in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und erreicht mit

2,5 Prozent wieder das Niveau von 1991. Die weitere Entwicklung muss aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die kurzfristig durch die extrem gestiegenen Energiepreise (vergleiche Kapitel 7.1) sowie mittelfristig in den kommenden Jahren zu erwarten sind (Netzausbau, Netz- und Systemintegration et cetera).

ANTEIL DER LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT

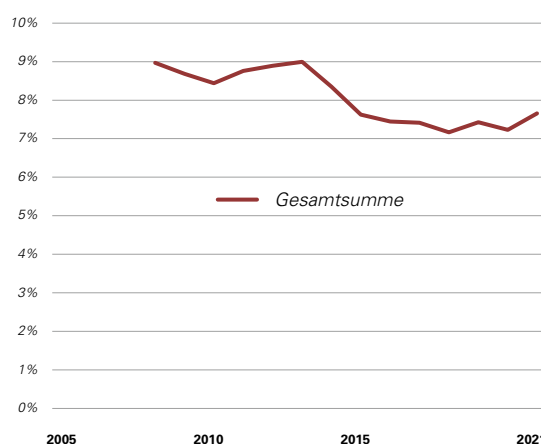
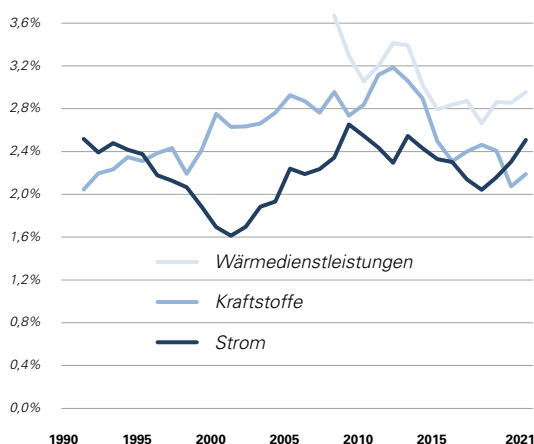


Abbildung 42: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2020. Eigene Berechnung und Darstellung. 2021 vorläufig.

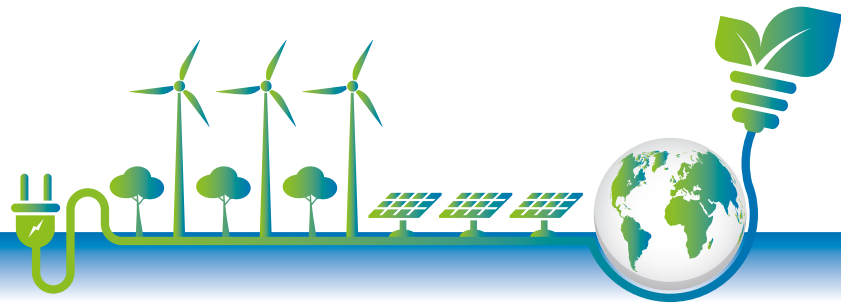
Bei den Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs zeigte sich bis 2012 insgesamt eine steigende Tendenz. Mit dem Rückgang der Kraftstoffpreise ab dem Jahr 2013 ging der Anteil am BIP zwischenzeitlich stark zurück, ist jedoch ab 2017 wieder gestiegen. Das ab 2020 geringere Verbrauchsniveau zeigt sich auch in Relation der Ausgaben zum BIP, wenngleich die gestiegenen Kraftstoffpreise 2021 sich in einem Anstieg der Letztverbraucherausgaben auf 2,2 Prozent des BIP äußern.

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich der Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP bezogen, ergibt sich ein Anteil von rund 3 Prozent im Jahr 2021 (Abbildung 42).

Insgesamt stehen die Ausgaben von 41 Milliarden Euro im Jahr 2021 für einen Anteil von 7,7 Prozent am Bruttoinlandsprodukt. Zum Vergleich: bis zum Jahr 2014 lag der Anteil noch im Bereich zwischen 8 und 9 Prozent, die Gesamtaus-

gaben lagen im Bereich von 30 bis 38 Milliarden Euro pro Jahr. Die seit Ende 2021 drastisch gestiegenen Energiepreise, allen voran Gas und Strom, dürften für das Jahr 2022 trotz Effizienzanstrengungen zu einer deutlichen Steigerung der Letztverbraucherausgaben für Energie führen.

Literaturverzeichnis



1. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). KVBG. 2022. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/>
2. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg – Ausschreibungsverfahren. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/Ausschreibungsverfahren/start.html
3. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/start.html
4. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. August 2022. 14. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GebotsterminAugust2022/start.html>
5. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gebotstermin 1. März 2022. 20. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/GebotsterminMaerz2022/start.html>
6. 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
7. 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
8. 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
9. 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
10. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2022. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html#\[ANKERB\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html#[ANKERB])
11. BUNDESREGIERUNG. Braunkohlekraftwerke sichern Stromproduktion. Bundesregierung. Webseite der Bundesregierung. Startseite. 4. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/versorgungsreserve-2130276>
12. KLASING, Lisa. Mehrere Blöcke von Braunkohlekraftwerken gehen wieder in Betrieb. 1. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www1.wdr.de/nachrichten/rheinland/rwe-braunkohle-kraftwerke-wieder-in-betrieb-100.html>
13. KA-NEWS. Teil der kritischen Energieversorgung in Karlsruhe: EnBW wird Abschaltung von RDK 7 wohl verschieben. ka-news. 26. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.ka-news.de/region/karlsruhe/teil-der-kritischen-energieversorgung-stadt-karlsruhe-bezieht-stellung-zu-einer-moeglichen-weiterfuehrung-des-rdk-7-art-2798118>

14. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Verzögerung beim Bau EnBW-Netzstabilitätsanlage Marbach. EnBW. Verzögerung beim Bau EnBW-Netzstabilitätsanlage Marbach. 15. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/inbetriebnahme-enbw-netzstabilitaetsanlage-marbach-verzoegert-sich.html>
15. STADTWERKE PFORZHEIM. Kohleausstieg in Pforzheim endgültig geschafft. Stadtwerke Pforzheim – Aktuelles – Detail. Verfügbar unter: https://www.pforzheim.de/stadt/aktuelles/pressemeldungen/s1.html?tx_news_pi1%5Bnews-%5D=10442&cHash=dd0b805f11b5c2b2a3712b95f93bf7c6
16. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Systemrelevante Kraftwerke. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
17. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html
18. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau – 2021 bis 2023. Bundesnetzagentur, 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html
19. ZAREMBA, Nora Marie. Kabinett will neuen Atom-Weiterbetrieb beschließen. Tagesspiegel Background Energie & Klima. 19. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/kabinett-will-neuen-atom-weiterbetrieb-beschliessen>
20. SCHLANDT, Jakob. Laufzeitverlängerung für drei Akw bis April. Tagesspiegel Background Energie & Klima. 18. Oktober 2018. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/laufzeitverlaengerung-fuer-drei-akw-bis-april>
21. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß §13b Abs.5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks 7 des Grosskraftwerks Mannheim. 3. August 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Mannheim03_08_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2
22. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Liste der systemrelevanten Kraftwerke. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Liste_systemr_KW.pdf?__blob=publicationFile&v=5
23. BUNDESNETZAGENTUR. Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
24. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht – Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024. 29. April 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3
25. THÜGA. Stadtwerke vollziehen Kohleausstieg: Schicht im Schacht! Thüga. 31. Juli 2019. Verfügbar unter: <https://www.thuega.de/stadtwerke-der-zukunft/stadtwerke-vollziehen-kohleausstieg-schicht-im-schacht/>
26. FUG - FERNWÄRME ULM. Neubau Blockheizkraftwerk. 2021. Verfügbar unter: <https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/neubau-blockheizkraftwerk/>
27. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Bericht_%C2%A751_Abs.4b.pdf?__blob=publicationFile&v=2
28. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 51 EnWG – Einzelnorm. 20. Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_51.html

29. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Bericht_%C2%A751_Abs.4b.pdf?__blob=publicationFile&v=2
30. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Einordnung der Studie „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachten-angemessenheit-der-ressourcen-begleitdokument.html>
31. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoringbericht 2021 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 15. März 2022. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6
32. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021 | ENTSO-E. 2021. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021.html>
33. FRAUNHOFER ISI, TEP ENERGY GMBH, CONSENTEC GMBH und R2B ENERGY CONSULTING GMBH. Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30
34. 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
35. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021. ENTSO-E. 2021. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021.html>
36. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021. ENTSO-E. 2021. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021.html>
37. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 1 KVBG. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Gasmarkt/Compliance_bericht_DE.pdf?__blob=publicationFile&v=2
38. 50 HERTZ, et al. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2020 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943. 2021. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Compliance_bericht_DE.pdf
39. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 34 KVBG – Einzelnorm. 16. Juli 2021. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/_34.html
40. CONSENTEC GMBH, FRAUNHOFER ISI, NAVIGANT und STIFTUNG UM-WELTENERGIERECHT. Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch – Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch Analyse von Redispatch-Potenzialen Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=4
41. 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
42. 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

43. NETZTRANSPARENZ (Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber). Redispatch-Maßnahmen. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>
44. BADISCHE NEUESTE NACHRICHTEN. Bau des Philippsburger XXL-Umspannwerks liegt im Zeitplan. Badische Neueste Nachrichten. 21. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://bnn.de/kraichgau/bruchsal/philippsburg/bau-des-philippsburger-xxl-umspannwerks-liegt-im-zeitplan>
45. TRANSNETBW GMBH. Redispatch. TransnetBW GmbH. 2022. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/redispatch>
46. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
47. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Netzreserve. 2. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>
48. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Presse – Bestätigung des Netzreservebedarfs im Strombereich. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220429_Netzreserve.html
49. BUNDESNETZAGENTUR. Bericht – Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3
50. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung – Bestätigung des Netzreservebedarfs im Strombereich (Winterhalbjahr 2022/23). 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2022/20220429_Netzreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=2
51. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Presse – Bestätigung des Netzreservebedarfs. 28. April 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210428_Netzreserve.html
52. DPA. Energie: Zweiter Stresstest für Stromversorgung im kommenden Winter. Die Zeit. Hamburg, 17. Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.zeit.de/news/2022-07/17/zweiter-stresstest-fuer-stromversorgung-im-kommenden-winter?utm_referer=https%3A%2F%2Fwww.google.de%2F
53. TAGESSCHAU. Ist die Stromversorgung im Winter gewährleistet? tagesschau.de. 19. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/akw-stresstest-101.html>
54. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). FAQ Liste Zweiter Stresstest und Maßnahmen zur Sicherung der Stromnetz-Stabilität im Winter 22/23. 5. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Zweiter-Stresstest-und-Massnahmen-Sicherung-Stromnetz-Stabilitat/faq-stresstest.html>
55. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve (Stromangebotsausweitungsverordnung – StaaV). 13. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/5Gi18VTKMbrQ1gWb2Y4/content/5Gi18VTKMbrQ1gWb2Y4/BAanz%20AT%2013.07.2022%20V1.pdf?inline>
56. DEUTSCHER BUNDESTAG (BT). Kleine Anfrage der Abgeordneten Sandra Weeser, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP betr.: „Kosten und Betrieb von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ BT-Drucksache: 19/10728. 2019. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/110/1911051.pdf>

57. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/UeNB_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=1
58. AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. EU-Vergabeverfahren „Besondere netztechnische Betriebsmittel“ – Bestehende Schaltanlagen und Umspannwerke/-anlagen sowie deren Belegenheit. 2019. Verfügbar unter: <https://platform.negometrix.com/DocumentViewer/DocumentViewer.aspx?documentGuid=674dde30-a3d3-41f7-b771-73a3b8c14801>
59. TRANSNETBW GMBH. TransnetBW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel – Presseinformation TransnetBW GmbH. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>
60. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Neubau einer Netzstabilitätsanlage in Marbach. EnBW. Neubau einer Netzstabilitätsanlage in Marbach. 20. Oktober 2019. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/netzstabilitaetsanlage-marbach/>
61. SÜDWEST PRESSE. Energiewende: Poker um Notkraftwerke für die Region wird zur Hängepartie. swp.de. 16. Dezember 2019. Verfügbar unter: <https://www.swp.de/lokales/Energiewende-Notkraftwerk-Leipheim-Gaskraftwerk-Blackout-Versorgungssicherheit-41571013.html>
62. AMPRION GMBH. Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel. 13. November 2020. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_28608.html
63. ENERGATE-MESSENGER. Nach Zuschlag: Leag übernimmt Ulmer Kraftwerksprojekt. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/209623/nach-zuschlag-leag-uebernimmt-ulmer-kraftwerksprojekt>
64. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kraftwerksthemen. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/BK8_Kraftwerksth.html
65. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kapazitätsreserve. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>
66. NETZTRANSPARENZ.DE. Veröffentlichungen zum Erbringungszeitraum 2020-2022. 30. August 2019. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2020-2022>
67. NETZTRANSPARENZ.DE. Veröffentlichungen zum Erbringungszeitraum 2022-2024. 2022. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2022-2024>
68. 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Pressemitteilung – Übertragungsnetzbetreiber schreiben Kapazitätsreserve für zweiten Erbringungszeitraum aus. 2021. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/Pressebereich/Detail/11567/uebertragungsnetzbetreiber-schreiben-kapazitaetsreserve-fuer-zweiten-erbringungszeitraum-aus>
69. ENERGATE-MESSENGER. Übertragungsnetzbetreibern fehlt Reserveleistung. 2. März 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/220495/uebertragungsnetzbetreibern-fehlt-reserveleistung>
70. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kapazitätsreserve. 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>
71. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Braunkohlestillegung. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/73_Sicherhbereits/BK8_Braunkohlestilleg.html
72. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). EnWG – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. 8. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html
73. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. 2017. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=3

74. ÖKO-INSTITUT E.V. und PROGNOSE AG. Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits-Bereitschaft. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-emissionsminderungen-der-braunkohle-sicherheits-bereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=2
75. 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
76. AGORA ENERGIEWENDE. Thema – Flexibilität. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/themen/flexibilitaet/>
77. EATON. Energy Transition Readiness Index 2021. 2021. Verfügbar unter: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/company/news-insights/energy-transition/documents/Energy-Transition-Readiness-Index-2021-Full-report.pdf>
78. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. FNR – Biogas: EEG 2021 – Neuer Rahmen für Biogasanlagen. 2022. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/rahmenbedingungen/eeg-2021>
79. NEXT KRAFTWERKE GMBH. Was ist die Flexibilitätsprämie? 2022. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitaetspraemie>
80. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). EEG 2021 – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. 8. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
81. STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT. Synopse zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gegenüberstellung EEG 2023 und EEG 2021). 2022. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/07/Synopse_EEG_2023_Novelle_Bundestagsbeschluss_Stiftung_Umweltenergierecht_Stand_2022-07-14_V3.pdf
82. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Ausgestaltung des § 14a EnWG. Positionspapier. Berlin, 2017. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf
83. SCHLANDT, Jakob. BNetzA soll „Spitzenglättung“ regeln. Tagesspiegel Background Energie & Klima. 6. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/bnetza-soll-spitzenglaettung-regeln>
84. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk. Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister. 15. Januar 2021
85. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk Uwe. Speichermonitoring BW 2.0 Schlussbericht (inhaltlicher Teil). 23. August 2022
86. ENERGATE-MESSENGER. Verbraucher aufgeschlossen gegenüber Smart Metern. 15. März 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/220833/verbraucher-aufgeschlossen-gegenueber-smart-metern>
87. EHA – ENERGIE, MESSUNG, CONTROLLING UND BERATUNG. Smart Meter Rollout vorerst gestoppt – der aktuelle Stand. Verfügbar unter: <https://www.eha.net/blog/details/smart-meter-rollout-aktueller-stand.html>
88. BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI). Smart Meter: Rücknahme der Allgemeinverfügung vom 7. Februar 2020. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. 20. Mai 2022. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Service-Navi/Presse/Pressemitteilungen/Presse2022/220520_Uebergangregelung-SMGW.html?nn=520690
89. 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/>
90. ACATECH. Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? Verfügbar unter: <https://www.acatech.de/publikation/rde/>
91. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Entwicklung des Windenergieausbaus. 30. August 2022. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/windenergie/entwicklung-des-windenergieausbaus/>

92. BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN BADEN-WÜRTTEMBERG und CDU BADEN-WÜRTTEMBERG. Jetzt für morgen – Der Erneuerungsvertrag für Baden-Württemberg, 2021. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/210506_Koalitionsvertrag_2021-2026.pdf
93. BUNDESNETZAGENTUR. Rundenübersicht zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
94. STAATSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG. Task Force Erneuerbare Energien. Baden-Württemberg.de. 2022. Verfügbar unter: <https://stm.baden-wuerttemberg.de/de/themen/task-force-erneuerbare-energien>
95. FORSTBW. Vermarktungsoffensive ForstBW. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.forstbw.de/produkte-angebote/windkraftanlagen-im-wald/vermarktungsoffensive-forstbw/>
96. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html
97. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
98. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/>
99. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kohlendioxid-Emissionen, energiebedingt (Quellenbilanz). Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Glossar/480>
100. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Marktdaten – Kommerzieller Außenhandel. smard.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
101. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Warensystematik (51000-0005). GENESIS-ONLINE. 28. September 2022. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>
102. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Marktdaten – Physikalischer Stromfluss. smard.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
103. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Förderprogramm im Überblick. 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html;jsessionid=40A06006806AD57FF40E1E435F2A479E.1_cid371
104. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Antworten auf häufig gestellte Fragen zur BEG (FAQ). Verfügbar unter: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/FAQ/FAQ-Uebersicht/BEG/faq-bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude.html>
105. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). 2022. Verfügbar unter: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/beg.html>
106. BUNDESMINISTERIUM DES INNERN, FÜR BAU UND HEIMAT (BMI). Das neue Gebäudeenergiegesetz. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/gebaeudeenergiegesetz/gebaeudeenergiegesetz-node.html>
107. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). GEG – nichtamtliches Inhaltsverzeichnis. 20. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>
108. BUNDESANZEIGER VERLAG. Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Bundesgesetzblatt Teil I. 28. Juli 2022. Nr. 28, S. 1237
109. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 3. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/in-kommunen/kommunale-waermeplanung>

110. LANDESRECHT BW. Landesrecht BW KSG BW. Landesnorm Baden-Württemberg. Gesamtausgabe Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) vom 23. Juli 2013, gültig ab: 31.07.2013. 12. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.landesrecht-bw.de/jportal/portal/t/64w/page/bsbawueprod.psm?pid=Dokumentanzeige&showdoccase=1&js_peid=Treffersliste&documentnumber=1&numberofresults=25&fromdoctodoc=yes&doc.id=jlr-KlimaSchGBWrahmen&doc.part=X&doc.price=0.0&doc.hl=1#focuspoint
111. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Informationen und Hilfen zur kommunalen Wärmeplanung. 2022. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung>
112. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Kommunale Wärmeplanung (Handlungsleitfaden). Dezember 2021. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf
113. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Förderprogramm für die freiwillige kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 25. November 2022. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung>
114. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). Baden-Württemberg.de. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/>
115. ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. September 2020
116. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Heizen. Statistikportal.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/heizen>
117. 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/Publicationen/Energie/Energiebericht_2018.pdf
118. 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/Publicationen/Energie/Energiebericht-2020-bf.pdf
119. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Heizenergie in Neubauten. 2022. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp
120. 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/>
121. SOLITES. Solare Nah- und Fernwärme in Deutschland. www.solare-waermenetze.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.solare-waermenetze.de/mediathek/fotos-und-videos/>
122. LANDESRECHT BW. Landesrecht BW Verwaltungsvorschrift des Umweltministeriums über die Förderung von energieeffizienten Wärmenetzen (VwV energieeffiziente Wärmenetze). Verwaltungsvorschrift (Baden-Württemberg). Verwaltungsvorschrift des Umweltministeriums über die Förderung von energieeffizienten Wärmenetzen (VwV energieeffiziente Wärmenetze). I. d. F. v. 16.05.2022. Gültig ab 25.02.2016, gültig bis 30.06.2023. 16. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=VVBW-UM-20160204-SF&psml=bsbawueprod.psm&max=true&aiz=true>
123. 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_Abwasserwaermenutzung-BW_komprimiert.pdf

124. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Wärmenetz für Nah- und Fernwärme. EnBW. Wärmenetz für Nah- und Fernwärme. 2022. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/waermenetz/>
125. DER TAGESSPIEGEL. Stadt Nürnberg ruft nach Brand in Kraftwerk Katastrophenfall aus. 9. Februar 2021. Verfügbar unter: <https://www.tagesspiegel.de/gesellschaft/-klinik-altenheime-haushalte-betroffen-stadt-nuernberg-ruft-nach-brand-in-kraftwerk-katastrophenfall-aus/26896542.html>
126. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0). 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html
127. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“. 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/LqynJ78mbcS-fTH7lL83?5>
128. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). ENTWURF Förderrichtlinie BEW, Stand 16.07.2021. Verfügbar unter: https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/20210716_BEW-RL_Entwurf.pdf
129. SOLARSERVER. AGFW-Plattform Grüne Fernwärme startet lokales Netzwerk in Baden-Württemberg. Solarserver. 3. Februar 2022. Verfügbar unter: <https://www.solarserver.de/2022/02/03/agfw-plattform-gruene-fernwuerme-netzwerk-baden-wuerttemberg/>
130. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben Nr. 2. 2022. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_gruppe=bbplg&cms_nummer=2
131. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Monitoringbericht. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>
132. TRANSNETBW GMBH. Projektüberblick. TransnetBW GmbH. 2022. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet/projektueberblick>
133. ENERGATE-MESSENGER. Suedlink wird frühestens 2026 fertig. 2019. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/193573/suedlink-wird-fruehestens-2026-fertig>
134. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben Nr. 3. 2022. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg
135. TRANSNETBW GMBH. Planung und Genehmigung. TransnetBW GmbH. 2022. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink/planung-und-genehmigung>
136. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben – Nr. 21. 2022. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=21&cms_gruppe=bbplg
137. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2022. 2022. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q1-22.pdf
138. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Vorhaben. 2022. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html>
139. 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
140. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2021-2035: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. 14. Januar 2022. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035_Bestaetigung.pdf
141. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2022. 2022. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-22.pdf
142. 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

143. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Tempo für den Netzausbau – Ergebnisse des Treffens am 24. Mai in Hannover von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführern der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=4
144. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Aktionsplan Gebotszone – Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10
145. 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
146. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Verteilernetze – Zustand und Ausbau. 14. April 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/start.html
147. 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
148. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2021 – Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. 2021. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYGKwi/1793d4c8bec60a5e3da55768dc0a0a8c/Broschu__re_Netzausbauplan_2021.pdf
149. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2022 Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYGKwi/9de0a717106863d802e1c2b6b2297dae/Netzausbauplan_2022_nach___14_Abs._1b_EnWG.pdf
150. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Netzengpassmanagement. 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>
151. NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement
152. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Auswertung Strom. 29. September 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html
153. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. Versorgungszuverlässigkeit – die FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. 11. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/fnn-stoerungsstatistik>
154. FNB GAS. FNB Gas Winterrückblick 2021/2022. 2022. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/05/FNB-Gas-Winterrueckblick-2021_2022.pdf
155. GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). REMIT Storage Data. AGSI+ Aggregated Gas Storage Inventory. 28. September 2022. Verfügbar unter: <https://agsi.gie.eu/data-overview/DE>
156. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 5. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.bnetza.de/SAIDI-Gas>
157. TAGESSCHAU.DE. So wichtig wird Flüssigerdgas für die Energieversorgung. tagesschau.de. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/konjunktur/fluessigerdgas-lng-terminals-101.html>
158. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. FAQ-Liste LNG-Terminal in Deutschland. Berlin, 2022

159. EHLERDING, Susanne. Zwei LNG-Terminals sind wasserstoff-ready. Tagesspiegel Background Energie & Klima. 19. September 2022. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/zwei-lng-terminals-sind-wasserstoff-ready>
160. DER TAGESSPIEGEL. Vier Lecks in Gasleitungen: Putin spricht von Terroranschlag gegen Nord Stream. Der Tagesspiegel Online. 29. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/nord-stream-putin-spricht-von-terroranschlag-gegen-nord-stream-8687140.html>
161. NORDDEUTSCHER RUNDFUNK. Schweden: Nord-Stream-Explosionen waren Sabotage. tagesschau.de. 18. November 2022. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/lecks-nord-stream-sabotage-101.html>
162. ZDF. Nord Stream 1 : Habeck rechnet nicht mit Leitungsöffnung. 6. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.zdf.de/uri/36633ce8-18d6-4955-a510-e8358a47dd74>
163. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Lecks in Nord Stream 1 und 2 führen zu erheblichem Klimaschaden. Umweltbundesamt. 28. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/lecks-in-nord-stream-1-2-fuehren-zu-erheblichem>
164. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032: Ergänzung zum Szeanriorahmen. 2022. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/09/2022_09_23_DE_Ergaenzung-zum-SR-NEP-Gas-2022-2032.pdf
165. BUNDESNETZAGENTUR. Lagebericht Gasversorgung (01.12.2022, 18 Uhr – korrigierte Fassung). Bonn, 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
166. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. FAQ Liste – Notfallplan Gas. 2022. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-notfallplan-gas.pdf?__blob=publicationFile&v=10
167. BUNDESNETZAGENTUR. Neuberechnung: Wie lange reichen die Speicher? Bonn, 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/Hintergrund/221020_gas_szenarien_neu.pdf?__blob=publication-File&v=1
168. AGFW E.V. AGFW-Hauptbericht 2019. September 2020. Verfügbar unter: https://www.agfw.de/securedl/sdl-eyj0eXAIoiJkV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eYJpYXQiOiE2NzA5MzExNzUsImV4cCI6MTY3MTAyM-TE3NSwidXNlciI6MCwiZ3JvdXBzIjpbMCwtMV0sImZpbGUiOiJmaWxIYWRTaW5cL3VzZXJfdXBsb2F-kXC9aYW5kZW5kX1N0YXRpc3Rpa2VuXC9WZXJzaW9uXzFfSEIyMDE5LnBkZiIsInBhZ2UiOiJQzNn0.NkHwBA-by1svNDwfubPkxUVvG7gOglg9IY-h2DFp52b0/Version_1_HB2019.pdf
169. 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
170. 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
171. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
172. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Landesförderung für drei energieeffiziente Wärmenetze. Baden-Württemberg.de. 14. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/landesfoerderung-fuer-drei-energieeffiziente-waermenetze-2/>
173. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Land fördert vier energieeffiziente Wärmenetze. Baden-Württemberg.de. 2022. Verfügbar unter: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/land-foerdert-vier-energieeffiziente-waermenetze>
174. Weitere Klimaschutzvorhaben in Baden-Württemberg dürfen einen Antrag auf EFRE-Fördermittel einreichen. Baden-Württemberg.de. 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/>

175. FRAUNHOFER ISI ET AL. Abwärmenutzung in Unternehmen. März 2019. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
176. 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/Abwaermenutzung/Abwaermekonzept-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf
177. FNB GAS. Wasserstoffbericht. Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG. 1. September 2022. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf
178. FNB GAS. Wasserstoffnetz 2032. 2022. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/pressematerialien/netzentwicklung_infografik_wasserstoffnetz-2032/
179. OGE und RWE. Projekt H2ercules. 12. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.h2ercules.com/>
180. OGE und RWE. H2ercules. Wasserstoffschnellweg für Deutschland. 12. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.h2ercules.com/h2ercules>
181. TERRANETS BW. Wasserstoff für Baden-Württemberg, eine Initiative der terranets bw. 12. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.h2-fuer-bw.de/>
182. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Der Transport von Wasserstoff in Baden-Württemberg. Antrag der Abg. Jutta Niemann u. a. GRÜNE und Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. 21. Dezember 2021. Verfügbar unter: https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/1000/17_1506_D.pdf
183. WIRTSCHAFTSFÖRDERUNG REGION STUTTGART. Modellregion Grüner Wasserstoff – H2 GeNeSiS. Zukunftsenergien Region Stuttgart. 12. September 2022. Verfügbar unter: <https://zukunftsenergien.region-stuttgart.de/modellregion-gruener-wasserstoff-h2-genesis>
184. H2 MOBILITY. Wasserstoff tanken in Deutschland & Europa. H2.LIVE. 30. Juni 2022. Verfügbar unter: <https://h2.live/tankstellen/>
185. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER und IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNGEN DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2021. 2022. Verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung>
186. AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. 2022. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/effizienzindikatoren/>
187. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttowertschöpfung (preisbereinigt) Baden-Württemberg und Deutschland 1991 bis 2019 für ausgewählte Zusammenfassungen. 2020
188. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wohnen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/>
189. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/>
190. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Anteil der Einpersonenhaushalte. 2020. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwStruktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus/
191. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. 2021. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>

192. L-BANK. Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie. L-Bank. 2022. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-wohnen.html>
193. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Bundesförderung der Energieberatung für Wohngebäude. 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.html
194. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme. 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebäude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebäude_anlagen_systeme_node.html
195. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA Bund (@BAFA_Bund) / Twitter. Verfügbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund
196. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA Bund (@BAFA_Bund) / Twitter. Verfügbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund
197. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bevölkerung nach Nationalität und Bundesländern. Statistisches Bundesamt. 20. Juni 2022. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/bevoelkerung-nichtdeutsch-laender.html>
198. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bevölkerungsstand. Statistisches Bundesamt. 30. Juni 2022. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html
199. KFW BANKENGRUPPE. Förderreport. KfW. 30. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/Über-die-KfW/Newsroom/Pressematerial/Förderreport/>
200. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wirtschaftswachstum. 2022. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/VW_wirtschaftswachstum.jsp
201. KFW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2021. 2021
202. KFW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 30. Juni 2022. 2022
203. L-BANK. Förderprogramm für Ressourceneffizienz löst 2020 Investitionen von 1,2 Milliarden Euro aus. Verfügbar unter: https://www.l-bank.info/fuer-die-presse/presseinformationen/2021/pi2021_04_bilanz_ressourceneffizienzfinanzierung.html
204. KEFF. Kombi-Darlehen Mittelstand. KEFF. 2022. Verfügbar unter: <https://keff-bw.de/de/kombi-darlehen-mittelstand>
205. L-BANK. Kombi-Darlehen Mittelstand. L-Bank. 2022. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-mittelstand.html>
206. MINISTERIUM FÜR LANDESENTWICKLUNG UND WOHNEN BADEN-WÜRTTEMBERG. Bedarfsorientierte Förderangebote. Baden-Württemberg.de. 2022. Verfügbar unter: <https://mlw.baden-wuerttemberg.de/de/bauen-wohnen/wohnungsbau/wohnraumfoerderung/>
207. MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND WOHNUNGSBAU BADEN-WÜRTTEMBERG (WM). Förderprogramm „Wohnungsbau BW 2020/2021“ geht zum 1. April 2020 mit weiter verbesserten Förderkonditionen an den Start. Baden-Württemberg.de. 31. März 2020. Verfügbar unter: <https://wm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse-und-oeffentlichkeitsarbeit/pressemitteilung/pid/foerderprogramm-wohnungsbau-bw-20202021-geht-zum-1-april-2020-mit-weiter-verbesserten-foerderkondi/>
208. PTKA PROJEKTTRÄGER KARLSRUHE, Redaktion: BMBF LS5. Serielles Sanieren – PTKA Projektträger Karlsruhe. KIT – PTKA Projektträger Karlsruhe. 2022. Verfügbar unter: <https://www.ptka.kit.edu/serielles-sanieren.html>
209. BUNDESMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR (BMDV). Elektromobilität mit Batterie – Förderrichtlinie Elektromobilität. 11. April 2022. Verfügbar unter: <https://bmdv.bund.de/DE/Themen/Mobilitaet/Elektromobilitaet/Elektromobilitaet-mit-batterie/elektromobilitaet-mit-batterie.html>
210. ADAC. Förderung für Elektroautos. 2022. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/foerderung-elektroautos/>

211. BAFA. BAFA Bund (@BAFA_Bund) / Twitter. Twitter. Verfügbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1457989818823151624/photo/1
212. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Elektromobilität (Umweltbonus) Zwischenbilanz zum Antragstand vom 01. Juli 2022. 1. November 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=86
213. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Habeck: „Umweltbonus wird ab Januar 2023 konsequent auf Klimaschutz ausgerichtet“. 26. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220726-habeck-umweltbonus-wird-ab-januar-2023.html>
214. 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
215. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 1. Januar 2022. 2021. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2022.xlsx?__blob=publicationFile&v=5
216. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2021. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ14/fz14_2021_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=7
217. DPA. Verkehr: Auto-Neuzulassungen: Baden-Württemberg bei E-Autos vorne. Die Zeit. Hamburg, 13. Januar 2022. Verfügbar unter: https://www.zeit.de/news/2022-01/13/auto-neuzulassungen-baden-wuerttemberg-bei-e-autos-vorne?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.de%2F
218. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Zahlen und Daten zur öffentlichen Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/start.html#\[Anker\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/start.html#[Anker])
219. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. 1. Januar 2022. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html
220. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – E-Mobilität. 11. November 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html;jsessionid=1DDFD-D14575EACC6A23989F1773494CB>
221. VERBRAUCHERZENTRALE RHEINLAND-PFALZ. Nachtspeicherheizungen und elektrische Direktheizungen. Juli 2017. Verfügbar unter: https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/migration_files/media249152A.pdf
222. BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E.V. Positives Signal für den Klimaschutz: 40 Prozent Wachstum bei Wärmepumpen. 19. Januar 2021. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/presse/news/details/positives-signal-fuer-den-klimaschutz-40-prozent-wachstum-bei-waermepumpen/>
223. 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
224. 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
225. 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>

226. BUNDESNETZAGENTUR. Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
227. 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.xlsx?__blob=publicationFile&v=2
228. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
229. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Wirtschaft und Gesellschaft in der EU sollen Klimaziele erreichen. European Commission – European Commission. 14. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_3541
230. EUROPÄISCHE KOMMISSION. REPowerEU: erschwingliche, sichere und nachhaltige Energie für Europa. 18. Mai 2022. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
231. EUROPÄISCHE KOMMISSION. REPowerEU-Plan. 18. Mai 2022. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF
232. STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT. Das Fit for 55-Paket: Der REPowerEU-Plan der EU-Kommission. Green Deal erklärt. 31. Mai 2022. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/05/Stiftung-Umweltenergierecht_GreenDealerklaert_REPowerEU-Plan_2022-05-31.pdf
233. BUNDESANZEIGER VERLAG. Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Bundesgesetzblatt Teil I. 28. Juli 2022. Nr. 28, S. 1237.
234. ENERGATE-MESSENGER. Herkunftsnachweise für grünen Wasserstoff kommen. 9. August 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/224510/herkunftsnachweise-fuer-gruenen-wasserstoff-kommen>
235. DEUTSCHER BUNDESTAG (BT). Gesetzentwurf zu Herkunftsnachweisen für Energien. Deutscher Bundestag. 25. November 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw45-pa-klimaschutz-gas-wasserstoff-918120>
236. BUNDESMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR (BMDV). Rückenwind aus Brüssel für vier erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland. 15. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2022/052-eu-kommission-genehmigt-41-wasserstoff-grossprojekte.html>
237. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Remarks by Executive Vice-President Vestager on Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain. 15. Juli 2022. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_4549
238. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Förderprogramm „Modellregion Grüner Wasserstoff“. 19. Januar 2022. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/wirtschaft/wasserstoffwirtschaft/foerdermoeglichkeiten/modellregion/Last Modified: 2022-03-17T09:50:53>
239. ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Hy-FIVE-Projekt: Land stellt 33 Millionen Euro für grünen Wasserstoff in Aussicht. 16. August 2021. Verfügbar unter: <https://www.zsw-bw.de/presse/aktuelles/detailansicht/news/detail/News/hy-five-projekt-land-stellt-33-millionen-euro-fuer-gruenen-wasserstoff-in-aussicht.html>
240. INNOVATIONSREGION ULM. Projekt Hy-FIVE wird Modell für Grünen Wasserstoff im Land: 32 Millionen Euro Fördermittel für die Region – Innovationsregion Ulm. 5. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://innovationsregion-ulm.de/2022/07/05/projekt-hy-five-wird-modell-fuer-gruenen-wasserstoff-im-land-32-mio-euro-foerdermittel-fuer-die-region/>

241. PLATTFORM H2BW. 20 Wasserstoffprojekte erhalten Landesförderung. Plattform H2BW. 21. Dezember 2021. Verfügbar unter: <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/20-wasserstoffprojekte-erhalten-landesfoerderung>
242. PTKA PROJEKTTRÄGER KARLSRUHE, Redaktion: BMBF LS5. Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff KWH2 – PTKA Projektträger Karlsruhe. KIT – PTKA Projektträger Karlsruhe. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.ptka.kit.edu/klimaschutz-wertschoepfung-KWH2.html>
243. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand an Kraftfahrzeugen am 1. Juli 2022 nach Fahrzeugklassen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten beziehungsweise Energiequellen. Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202207.xlsx?__blob=publicationFile&v=3
244. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Entwicklung der Rohöleinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland. 21. September 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html
245. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises (Erdgas). 13. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html
246. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Energiepreise Zeitreihe: Monats-, Quartals- und Jahreswerte ab 1970. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de>
247. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Index der Einfuhrpreise: Deutschland, Monate, Güterverzeichnis (GP2009 2-/3-/4-Steller/Sonderpositionen, Tabelle: 61411-0004). Genesis-Online. 2022. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=61411-0004&bypass=true&levelindex=0&levelid=1666011829396#ab-readcrumb>
248. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Marktdaten – Großhandelsstrompreise. SMARD. 2022. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
249. HEIN, Fabian, MÜLLER, Simon und LENCK, Thorsten. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021. 2022
250. VERBRAUCHERZENTRALE NRW. Große Preisunterschiede bei den Grundversorgungstarifen in NRW. Verbraucherzentrale NRW. 22. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.nrw/pressemeldungen/presse-nrw/grosse-preisunterschiede-bei-den-grundversorgungstarifen-in-nrw-77410>
251. 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
252. SCHIFFLER, Alexander, EBERT, Marcel, HORBACH, Lisa, REICHMUTH, Matthias und ZABEL, Noah. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2021. Leipziger Institut für Energie, 2022
253. EUROSTAT. Preise Elektrizität für Nichthaushalte, ab 2007 – halbjährliche Daten. 13. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=de
254. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Energiedaten: Gesamtausgabe. 20. Januar 2022. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
255. BUNDESKARTELLAMT. Sektoruntersuchung Fernwärme – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. 2012. Verfügbar unter: <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf>
256. EUROSTAT. Preise Gas für Haushaltskunden, ab 2007 – halbjährliche Daten. 14. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_202/default/table?lang=de&category=nrg.nrg_price.nrg_pc
257. EUROSTAT. Preise Gas für Nichthaushaltskunden, ab 2007 – halbjährliche Daten. 14. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_203__custom_3629603/default/table?lang=de
258. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Jahresbericht 2021. 2022. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2021/2021_Jahresbericht.pdf

259. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – August 2022. 2022. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2022/2022_Bericht_08.pdf
260. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Periodischer Bericht: Jahresbericht 2018. 2019
261. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Periodischer Bericht: Jahresbericht 2017. 2018
262. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Der Europäische Emissionshandel. Umweltbundesamt. 22. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel>
263. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Nationales Emissionshandelssystem (nEHS): Verkauf nationaler Emissionszertifikate – Jahresbericht 2021. 2022
264. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). Klima- und Transformationsfonds: In Klimaneutralität und Versorgungssicherheit investieren – Menschen und Betriebe entlasten. Pressemitteilung. 2027. Verfügbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/07/2022-07-27-klima-und-transformationsfonds.html>
265. BUNDESREGIERUNG. Drittes Entlastungspaket über 65 Milliarden Euro. 7. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/drittes-entlastungspaket-2082584>
266. ENERGATE-MESSENGER. CO₂-Preis für die Müllverbrennung erst 2024. energate messenger+. 19. Oktober 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.ch/news/227441/co2-preis-fuer-die-muellverbrennung-erst-2024>
267. ENERGATE-MESSENGER. Der Wasserstoff-Index soll auf Nachfrageseite Vertrauen schaffen. 2. März 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/210137/-der-wasserstoff-index-soll-auf-nachfrageseite-vertrauen-schaffen>
268. ENERGATE-MESSENGER. Grüner Wasserstoff günstiger als konventioneller. 31. Mai 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/222801/gruener-wasserstoff-guenstiger-als-konventioneller>
269. ENERGATE-MESSENGER. Wasserstoffpreise weiter auf Rekordwerten. 30. August 2022. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/225025/wasserstoffpreise-weiter-auf-rekordwerten>
270. SCHMELZ, William J., HOCHMAN, Gal und MILLER, Kenneth G. Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States. Interface Focus. 14. August 2020. Verfügbar unter: <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsfs.2019.0065>
271. BUKOLD, Steffen. Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. 2020. Verfügbar unter: <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>
272. LEICHSENRING, Stefan. Wasserstoff tanken wird teurer: Preis steigt von 9,50 auf 12,85 Euro. InsideEVs Deutschland. 10. Juni 2022. Verfügbar unter: <https://insideevs.de/news/591331/wasserstoff-preis-tankstelle-h2mobility/>
273. 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
274. 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
275. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf
276. 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

277. 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
278. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 28. Subventionsbericht des Bundes. 18. August 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/28-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6
279. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de/>
280. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energiedaten: Gesamtausgabe. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
281. BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. September 2021. Verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2021/bbsr-online-32-2021-dl.pdf;jsessionid=7956FCC636C5BD46BC81FD203DA7B96C.live21322?__blob=publicationFile&v=3
282. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. 2019. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html>
283. DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW). Bauwirtschaft: Hohe Preisdynamik setzt sich fort – Geschäfte laufen trotz Corona-Krise gut. DIW Wochenbericht 1+2 2022. 12. Januar 2022. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.833273.de/22-1-1.pdf
284. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Baupreisentwicklung, Zeitreihe. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp>
285. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, Jahr 2020 (FZ 14). Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ14/fz14_2020_pdf.pdf;jsessionid=D460C1B1A4C9CACAED7C32491822B3D8.live21321?__blob=publicationFile&v=3
286. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern und Verkehrszweigen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp>
287. 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>
288. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWS-jewPreise.jsp>

Abbildungsverzeichnis

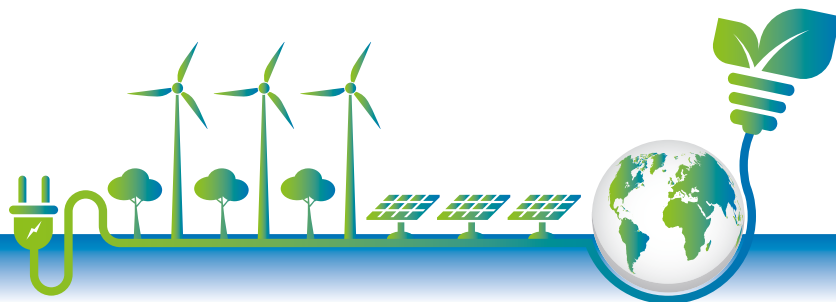


Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2023.	22
Abbildung 2:	Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2021 in Baden-Württemberg.	44
Abbildung 3:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2021 in Baden-Württemberg.	45
Abbildung 4:	Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2017 bis 2021.	46
Abbildung 5:	Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020.	47
Abbildung 6:	Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung.	51
Abbildung 7:	Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie.	52
Abbildung 8:	Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2021 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).	53
Abbildung 9:	Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland.	54
Abbildung 10:	Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg.	55
Abbildung 11:	Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg.	55
Abbildung 12:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2022).	61
Abbildung 13:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2022).	62
Abbildung 14:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Q2/2022).	63
Abbildung 15:	Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025.	64
Abbildung 16:	Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW.	65
Abbildung 17:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2021.	66
Abbildung 18:	Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008.	67
Abbildung 19:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik.	68
Abbildung 20:	Mittlere Speicherfüllstände in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2011/2012 bis 2021/2022.	69
Abbildung 21:	Wasserstoffnetz 2032 der FNB Gas.	73
Abbildung 22:	Cluster für das Wasserstoffnetz in Baden-Württemberg.	74

Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 2000 bis 2021.	76
Abbildung 24: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen.	77
Abbildung 25: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100).	78
Abbildung 26: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.	79
Abbildung 27: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.	80
Abbildung 28: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.	81
Abbildung 29: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.	85
Abbildung 30: Anteil der Elektrofahrzeuge am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg.	86
Abbildung 31: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-In-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2022) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 1. Oktober 2022) (rechts).	87
Abbildung 32: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	88
Abbildung 33: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.	89
Abbildung 34: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis August 2022.	94
Abbildung 35: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden.	95
Abbildung 36: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2021.	96
Abbildung 37: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2021.	97
Abbildung 38: Wasserstoff-Preisindex Hydex.	98
Abbildung 39: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.	100
Abbildung 40: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.	101
Abbildung 41: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg.	102
Abbildung 42: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2020.	103

Tabellenverzeichnis

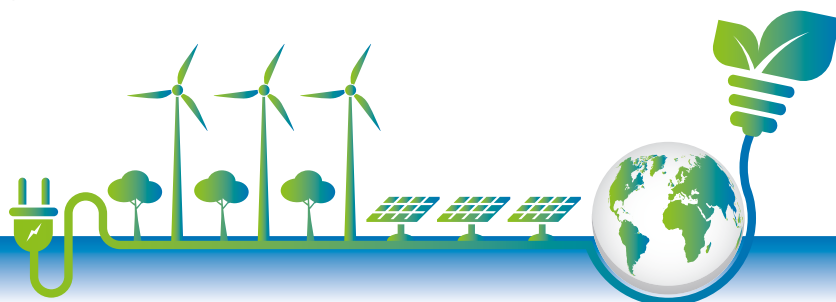


Tabelle 1:	Ergebnisse der abgeschlossenen Ausschreibungsrunden nach dem KVBG.	21
Tabelle 2:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.	27
Tabelle 3:	Redispatchmengen von TransnetBW als anweisendem Übertragungsnetzbetreiber nach Jahren.	29
Tabelle 3a:	Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken).	30
Tabelle 4:	Übersicht der ursprünglich im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserven.	31
Tabelle 5:	Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg.	37
Tabelle 6:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.	40
Tabelle 7:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ab 2021.	42
Tabelle 8:	Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen.	42
Tabelle 9:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaik-Dachanlagen.	43
Tabelle 10:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 03/2022).	60
Tabelle 11:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren.	71
Tabelle 12:	Inanspruchnahme des den neuen BEG-Förderprogramms in Baden-Württemberg bezogen auf die Anzahl der Antragszahlen und auf die bundesweite Inanspruchnahme.	82
Tabelle 13:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	88
Tabelle 14:	Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme.	90

