




Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

 Statusbericht 2021

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

– Statusbericht 2021 –

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

Tobias Kelm, Henning Jachmann, Jochen Metzger, Laura Liebhart, Marcel Klingler, Maïke Schmidt
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

© Markus Hofmann / stock.adobe.com

Auflage

300 Stück

Stand: 6. Dezember 2021

Zusammenfassung



Unter Wahrung des energiepolitischen Zieldreiecks einer klimaverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung soll im Zuge der Energiewende das gesamte Energieversorgungssystem grundlegend umgestaltet werden. 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 1,9 GW gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Mit der Stilllegung des Kernkraftwerks in Neckarwestheim (1,3 GW) bis Ende 2022 wird der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen und die konventionelle Kraftwerkskapazität weiter zurückgehen.

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurden 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 Kohle-

verstromung bereits im Jahr 2035 erfolgen kann. Vom Gesetz betroffen sind auch die am Markt agierenden, steinkohlebeheizten Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW in Baden-Württemberg. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken erfolgt zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen. Für Anlagen, die 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, nach 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 01. 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. Neben dieser Abschaltung plant die EnBW Energie Baden-Württemberg AG bis spätestens Mitte 2022, den Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks (RDK7) zur Stilllegung anzumelden. Dadurch würden, nach Prüfung der Bundesnetzagentur beziehungsweise des Übertragungsnetzbetreibers, 517 MW elektrische Leistung und bis zu 220 MW Fernwärmeleistung vom Netz genommen beziehungsweise der Netzreserve zugeordnet werden.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Verschiedene Untersuchungen zur Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Deutschland ergeben sowohl für die marktseitige als auch für die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit aus heutiger Sicht keine Hinweise darauf, dass

diese nicht gewährleistet ist. Jedoch wird darauf hingewiesen, dass zur mittel- bis langfristigen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit verschiedene Maßnahmen umgesetzt werden müssen, die in den Untersuchungen zum Teil als Annahmen enthalten sind.

Der bundesweite Bedarf an Redispatch lag im Jahr 2020 bei rund 17.200 GWh und ist damit gegenüber dem Vorjahr um gut 3.400 GWh angestiegen. Auch in der Regelzone der TransnetBW gab es mit 636 GWh einen neuen Höchstwert und damit einen Anstieg um knapp 19 Prozent. Der Grund für den Redispatchbedarf war dabei fast ausschließlich fehlende Blindleistung im Netz, die spannungsbedingten Redispatch notwendig machte. Der Anteil der Redispatchmengen in der Regelzone der Transnet BW ist mit circa 5 Prozent der bundesweiten Mengen (Einzelmaßnahmen) jedoch weiterhin gering.

Der durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelte bundesweite Netzreservebedarf für den kommenden Winter hat sich von 6,6 GW (2020/21) auf 5,7 GW vermindert. Für den Winter 2023/24 wird ein weiterer Rückgang auf 4,2 GW erwartet. Darüber hinaus besteht Reserveleistung in Form der Kapazitätsreserve (2020 bis 2022 1,1 GW) sowie künftig (ab 2022) in besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (1,2 GW, davon 0,3 GW in Baden-Württemberg am Kraftwerksstandort Marbach am Neckar).

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 2020 rund 16.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf 85.000 Einheiten. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen wurde mit dem Start des verpflichtenden Smart-Meter-Rollouts erreicht, der mit der Markterklärung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik Ende Januar 2020 erfolgte.

STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist durch einen höheren Beitrag der EE, zum größten Teil aber durch einen Rückgang der gesamten Bruttostromerzeugung auf 41 Prozent gewachsen.

Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil bei knapp 26 Prozent. Beim Neuanlagenzubau von Windenergieanlagen konnte eine Trendwende verzeichnet werden. Nach lediglich 5 Anlagen mit insgesamt 17 MW im Vorjahr wurden im Jahr 2020 10 Neuanlagen mit insgesamt 32 MW installiert. Im ersten Halbjahr 2021 lag der Umfang der Neuinstallationen mit 22 Anlagen beziehungsweise 84 MW bereits deutlich über dem Niveau des gesamten Vorjahres. Weiter gestiegen ist auch der Zubau von PV-Anlagen mit Neuinstallationen im Umfang von 616 MW (Vorjahreszubau: 427 MW).

Mit der Verabschiedung des EEG 2021 werden geänderte gesetzliche Regelungen den EE-Zubau auch in Baden-Württemberg beeinflussen. Positiv auf den Zubau im Land auswirken dürften sich im Bereich der Windenergie die Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60 Prozent-Standorte. Noch unklar ist die Wirkung der Südquoten im Rahmen der Ausschreibungen für Windenergie- beziehungsweise Biomasseanlagen, weil diese von der EU beihilferechtlich noch nicht genehmigt wurden.

STROMERZEUGUNG UND STROMVERBRAUCH

Im Zuge der Stilllegung des Kernkraftwerksblocks Philippsburg 2 (KKP 2) zum Ende des Jahres 2019 und einem weiteren Rückgang der Kohleverstromung ist die Bruttostromerzeugung auf 44,4 TWh (-22 Prozent beziehungsweise -12,7 TWh) weiter stark zurückgegangen. Der Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2020 nach ersten Berechnungen um rund 2 Prozent auf 70,5 TWh gesunken.

Der Gesamtsaldo des Stromimports (Stromimport abzüglich Stromexporte) erhöhte sich sehr stark (+75 Prozent, +11 TWh) auf insgesamt rund 26 TWh. Der Stromaustausch mit den Ländern des benachbarten Auslands hat sich – wie auch im Vorjahr – weiter in Richtung Importe verschoben. Nach wie vor exportiert Baden-Württemberg per Saldo jedoch Strom ins Ausland (physikalischer Stromfluss 2020: 12,4 TWh Export, 10,6 TWh Import). Die Abdeckung der Stromimporte in Baden-Württemberg erfolgt folglich in hohem Maße durch Strom aus anderen deutschen Bundesländern.

ENERGIEWENDE IM WÄRMESSEKTOR

Bezogen auf die Anzahl der Wohnungen in Baden-Württemberg zeigt sich, dass diese noch zu mehr als drei Vierteln 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 2020 erreichte der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten rund zwei Drittel. Aufgrund ihres geringen Heizwärmeverbrauchs und des vergleichsweise geringen Anteils der Neubauten am Gebäudebestand, kommt dem Gebäudebestand bei der Wärmewende die größte Bedeutung zu. Hier setzen verschiedene Instrumente an, zum einen ordnungsrechtlich auf Landesebene (EWärmeG), zum anderen durch Förderinstrumente (Bundesförderung effiziente Gebäude und Bundesförderung effiziente Wärmenetze) sowie ergänzend durch die kommunale Wärmeplanung auf Landesebene.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor liegt bei rund 16 Prozent. Nach wie vor dominiert mit Abstand die direkte Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung in Einzelanlagen. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen weiter zu. So entfällt derzeit fast die Hälfte der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmeanlagen auf Baden-Württemberg.

Im Hinblick auf die 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. Insbesondere bei großen Wärmenetzen haben Ausfälle einschneidende Wirkungen, wie beispielsweise beim Brand im Nürnberger Großkraftwerk im Februar 2021 deutlich wurde. Von großer Bedeutung ist bei Wärmenetzen die Besicherung, die, mit Blick auf die Transformation hin zu klimaneutralen Wärmenetzen, auch Teil der Bundesförderung effiziente Wärmenetze ist.

INFRASTRUKTUREN – STROM-, GAS- UND WÄRMENETZE, WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Mit der Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) ist der gesetzlich festgestellte Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes um rund 4.600 Leitungskilometer erheblich angestiegen. Auf Baden-Württemberg entfallen hierbei vier neue Ausbauvorhaben mit rund 230 Trassenkilometern. Der bisher

geplante Übertragungsnetzausbau weist sowohl bundesweit als auch in Baden-Württemberg weiterhin Verzögerungen auf. Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zeigt sich auch in der Abregelung von Strommengen aus erneuerbaren Energien, deren Ursache im Jahr 2020 bei knapp 80 Prozent der Ausfallarbeit im Übertragungsnetz lag. Das Einspeisemanagement lag mit 6.100 GWh insgesamt leicht unter Vorjahresniveau. Die durch Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit in Baden-Württemberg hat sich dagegen mit 13,2 GWh gegenüber dem Vorjahr verdreifacht. Mit 0,2 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit bewegt sich das Einspeisemanagement jedoch weiterhin auf sehr niedrigem Niveau.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2020 bundesweit mit 10,7 Minuten erneut auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Veröffentlichung im Jahr 2006. Der Wert für Baden-Württemberg lag bei 12,3 Minuten und damit auf dem zweitniedrigsten Niveau seit Beginn der Erhebung.

Das Gasfernleitungsnetz in Baden-Württemberg soll bis 2030 erweitert werden. Der im Mai 2021 vorgelegte finale Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 sieht für Baden-Württemberg sieben Leitungsvorhaben mit einer Gesamtlänge von 281 km vor. Zudem sollen zwei neue Verdichterstationen gebaut und eine bestehende erweitert werden. Eine Bedarfsprognose des zuständigen Netzbetreibers terranets bw GmbH hatte zuvor ergeben, dass der Kapazitätsbedarf im Südwesten infolge einer erhöhten Nachfrage von Gaskraftwerken sowie aus dem Wärmemarkt bis 2030 um 33 Prozent steigen dürfte. Die Grundlast nehme zwar tendenziell ab, jedoch sei mit höheren Kapazitätsspitzen zu rechnen. Ferner wird erwartet, dass in den kommenden Jahren weitere Speicher im Verteilnetz aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden.

Die Versorgungsqualität im deutschen Gasnetz ist weiterhin hoch. Zwar nahm die Dauer der ungeplanten Unterbrechungen im Jahr 2020 leicht zu, der SAIDI liegt mit 1,09 Minuten jedoch nach wie vor deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,3 Minuten deutlich unter dem Bundesdurchschnitt.

Trotz einer hohen Nachfrage nach Erdgas in Europa und der Welt – verbunden mit einem erheblichen Preisanstieg – sowie unterdurchschnittlichen Speicherfüllständen in Deutschland

zu Beginn der Kälteperiode, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, die Gasversorgung im Winter 2021/2022 sicher und zuverlässig gewährleisten zu können. Der hohe Kapazitätsbedarf in Süddeutschland konnte wie in den Vorjahren mit Ausschreibungen für Lastflusszusagen gedeckt werden.

Wärmenetze stellen einen wichtigen Baustein bei der Nutzung von Abwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und industriellen Prozessen sowie zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor dar. Unterstützt durch Bundes- und Länderförderprogramme wurden im vergangenen Jahr neue Wärmenetze errichtet. Mit der neuen „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ wird die Förderung auf Klimaneutralität ausgerichtet und schließt nun auch die Transformation von Bestandsnetzen ein.

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 DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Coronapandemie ist der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr mit 6 Prozent relativ stark gesunken. Mit Blick auf die Sektoren war der Rückgang im Verkehrssektor nach ersten Berechnungen mit -13 Prozent besonders stark.

Die Effizienzindikatoren weisen im Trend der letzten Jahre Effizienzfortschritte aus. Da die Wirtschaftsleistung im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Maßnahmen jedoch deutlich zurückgegangen ist, war auch die Strom- und Endenergieproduktivität insgesamt sowie die Endenergieproduktivität der Sektoren Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) rückläufig. Die Primärenergieproduktivität ist deutlich angestiegen, dies ist jedoch dem Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie und energiestatistischen Konventionen zuzuschreiben.

Bei der Effizienz von Wohngebäuden, abgebildet durch den auf die Wohnfläche bezogenen Endenergieverbrauch (ohne Strom), ist in den vergangenen Jahren ein leicht steigendes Verbrauchsniveau zu verzeichnen. Dies ist unter anderem der steigenden Wohnfläche insgesamt sowie pro Kopf zuzurechnen.

Die weiterhin hohe anteilige Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich in Baden-Württemberg zeigt, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist. 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 Rahmen der Ausschreibungen für KWK-Anlagen entfallen seit dem Start der Ausschreibungen leistungsbezogen rund 9 Prozent der Zuschläge auf Anlagen in Baden-Württemberg.

ENTWICKLUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich soll dazu beitragen, in verstärktem Maße erneuerbare Energien auch zu Heiz- und Mobilitätszwecken zu nutzen. Obwohl die Neuzulassungen im vergangenen Jahr einen Sprung gemacht haben, ist die Durchdringung von Elektrofahrzeugen noch immer gering und der zugehörige Stromverbrauch mit knapp 110 GWh in Baden-Württemberg zwar deutlich angestiegen, aber mit einem Anteil von 0,1 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.

Auf Bundesebene wurde als Anknüpfung an die nationale Wasserstoffstrategie im Mai 2021 die „PtL-Roadmap“ für den Markthochlauf klimafreundlicher PtL-Flugkraftstoffe beschlossen. Eine Wasserstoff-Roadmap hat das Land Baden-Württemberg im Dezember 2020 vorgestellt, um damit die Rahmenbedingungen für einen führenden Standort der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie zu entwickeln. Des Weiteren wird auf Landesebene eine Roadmap für reFuels folgen, sodass mit regenerativstrombasierten Flüssigkraftstoffen Klimaschutzpotenziale erschlossen und Exportpotenziale bezüglich der Produktionstechnologien geschaffen werden können.

Die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Dabei erfolgt der Stromeinsatz oft noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). In zunehmendem Maße werden jedoch die wesentlich effizienteren Wärmepumpen verbaut, deren Bestand sich nach Hochrechnungen auf rund 180.000 Stück in Baden-Württemberg summiert. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen im Land betrug 2020 rund 1,2 TWh und damit 1,7 Prozent des Bruttostromverbrauchs.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE

Die Strompreise an der europäischen Strombörse gaben im Jahr 2020 deutlich nach. Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg fiel auf 30,5 Euro/MWh und lag damit 19 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2019: 37,7 Euro/MWh). Die niedrigen Brennstoffpreise und eine geringe Stromnachfrage während der ersten Corona-Welle führten zu Jahresbeginn zu einem deutlichen Einbruch der Preise. Danach erholten sich die Großhandelsstrompreise und kletterten bis Oktober 2021 rasant auf ein Monatsmittel von 139,5 Euro/MWh. Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate stiegen bis September 2021 auf ein neues Allzeithoch von 61,9 Euro/Tonne. Im Jahresdurchschnitt 2020 lagen die Handelspreise mit 24,6 Euro/Tonne annähernd auf dem Niveau des Vorjahres (2019: 24,7 Euro/Tonne). Der Durchschnittspreis in den ersten drei Quartalen des Jahres 2021 betrug 48,4 Euro/Tonne. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze fiel 2020 spürbar auf ein Jahresmittel von 278 Euro/Tonne (2019: 428 Euro/Tonne; -35 Prozent), die Einfuhrpreise für Erdgas sanken von 4.300 Euro/TJ auf 3.410 Euro/TJ (-21 Prozent) und der Bezug von Drittländerkohle fiel mit 63 Euro/Tonne 20 Prozent günstiger aus als im Vorjahr (2019: 79 Euro/Tonne SKE). In den ersten drei Quartalen des Jahres 2021 legten die Brennstoffpreise kräftig zu. Die Erdgaspreise notierten im August 2021 bei 6.581 Euro/TJ, Erdöl kostete 442 Euro/Tonne.

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh legten gegenüber dem Vorjahr um 1,3 ct/kWh auf 31,8 ct/kWh zu (inklusive 19 Prozent Mehrwertsteuer und somit ungeachtet der temporären Absenkung auf 16 Prozent im zweiten Halbjahr 2020). Im Gasbereich blieben die Preise, wie schon im Vorjahr, für Haushaltskunden weitgehend stabil – der Preisindex des

Statistischen Bundesamtes ging um 0,2 Punkte zurück. Während für Handel und Gewerbe nur ein leichter Preisrückgang zu verzeichnen war (-1,8 Punkte), profitierten Kraftwerksbetreiber (-16,3 Punkte) und Industriekunden (-17,5 Punkte) deutlich mehr von den sinkenden Importpreisen.

In den Sektoren Wärme und Verkehr mussten sich Kunden ab Beginn des Jahres auf zusätzliche Preisbestandteile einstellen. Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hat der Gesetzgeber die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems auf den Weg gebracht. Der Startpreis lag bei 25 Euro/Tonne CO₂. Bis 2025 ist eine schrittweise Anhebung auf 55 Euro/Tonne CO₂ vorgesehen. Im Gegenzug wird die EEG-Umlage und damit der Strompreis abgesenkt sowie die Pendlerpauschale und das Wohngeld erhöht.

Im Rahmen des Konjunkturpakets im Juni 2020 hatte die Bundesregierung beschlossen die EEG-Umlage 2021 auf 6,5 ct/kWh und 2022 auf maximal 6,0 ct/kWh zu begrenzen. Der erforderliche Bundeszuschuss in Höhe von 10,8 Milliarden Euro im Jahr 2021 wird aus Einnahmen der CO₂-Bepreisung und Mitteln des Konjunkturpakets bereitgestellt. Begünstigt durch den Anstieg der Börsenstrompreise fällt die EEG-Umlage 2022 mit rund 3,7 ct/kWh auf den niedrigsten Stand der letzten 10 Jahre. Senkend wirken sich zudem ein Überschuss auf dem EEG-Konto von 4,5 Milliarden Euro, eine geringe Liquiditätsreserve sowie ein erneuter Zuschuss des Bundes von 3,25 Milliarden Euro aus der nationalen CO₂-Bepreisung aus.

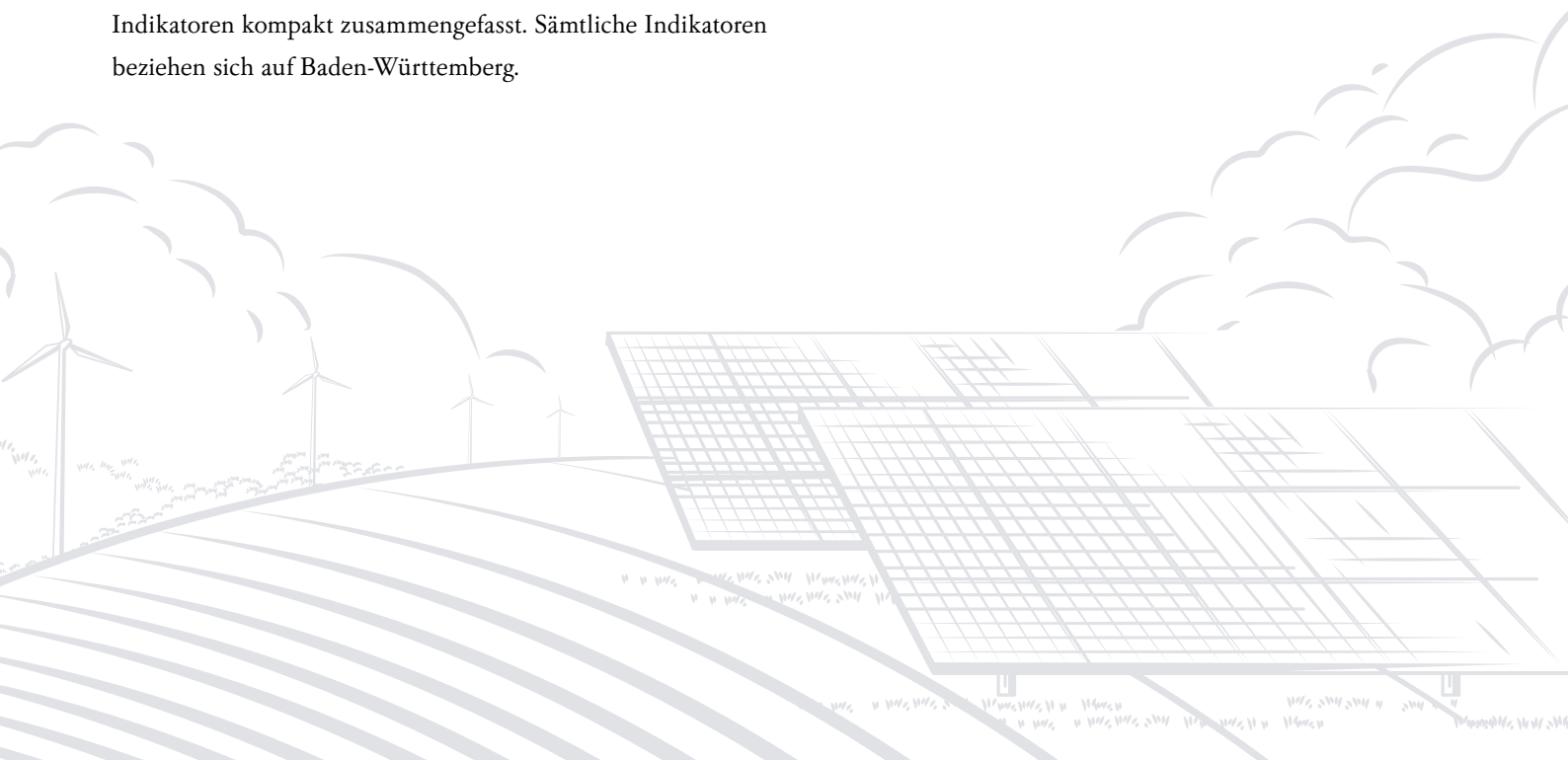
Abweichend von den anderen Energieträgern existiert zum aktuellen Zeitpunkt keine Handelsplattform für Wasserstoff, sodass keine Preisübersicht zur Abbildung der Wasserstoffpreisentwicklung vorhanden ist. Ein aktuell rein kostenbasierter Wasserstoff-Index weist jedoch mögliche Preise für unterschiedliche Wasserstoffherkunftsquellen aus. Im ersten Halbjahr des Jahres 2021 lag der Mittelwert bei 56 Euro/MWh für grauen Wasserstoff, 61 Euro/MWh für blauen Wasserstoff und bei 98 Euro/MWh für grünen Wasserstoff.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2020 trotz eines Rückgangs des Stromverbrauchs aufgrund gestiegener Strompreise nach ersten Berechnungen um rund 0,2 Milliarden Euro auf 11,6 Milliarden Euro angestiegen (+2 Prozent). Im Gegenzug sind die Ausgaben für Wärmedienstleistungen auf insgesamt 14,0 Milliarden Euro zurückgegangen (-0,8 Milliarden Euro, -5 Prozent), was hauptsächlich auf die gesunkenen Energiepreise zurückgeht. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen lagen somit zuletzt höher als im Strombereich. Im Kraftstoffbereich war durch den stark rückläufigen Verbrauch bei gleichzeitig gesunkenen Preisen mit 9,7 Milliarden Euro ein deutlich niedrigeres Ausgaben-niveau als im Vorjahr zu verzeichnen (-2,3 Milliarden Euro, -19 Prozent).

In Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) zeigt sich für den Stromverbrauch mit 1,9 Prozent ein Anteil, der weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 liegt. Zusammen mit den Ausgaben für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe beträgt der Anteil am BIP 6,9 Prozent und ist damit mehr als einen Prozentpunkt niedriger als noch vor zehn Jahren. Damit ist insgesamt weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Energie auszugehen, wenngleich die Lasten – insbesondere im Stromsektor – teilweise ungleich verteilt sind.

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



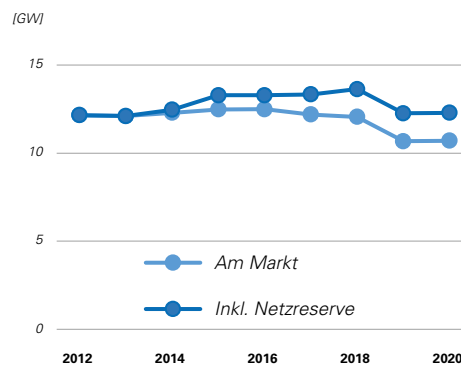
ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inklusive Netzreserve

Status quo (2020): 10,7 beziehungsweise 12,3 GW

Entwicklungstendenz: Mit Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende 2019 ist ein deutlicher Rückgang der gesicherten Leistung zu verzeichnen, wobei im Betrachtungszeitraum gegenüber 2012 unter Berücksichtigung der Netzreserve noch ein leicht höheres Leistungsniveau verbleibt. Dabei nahm der Umfang der Netzreserve seit der ersten Überführung im Jahr 2014 stetig zu. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Neckarwestheim II Ende 2022 wird die gesicherte Leistung weiter sinken.

Hinweis: Aufgrund topologisch direkter Anbindung erfolgt die Zuordnung der Pumpspeicherkraftwerke der Kraftwerksgruppe Obere-III-Lünersee der Vorarlberger Illwerke in Österreich mit einer gesicherten Leistung von 1,5 GW zur Regelzone der TransnetBW.



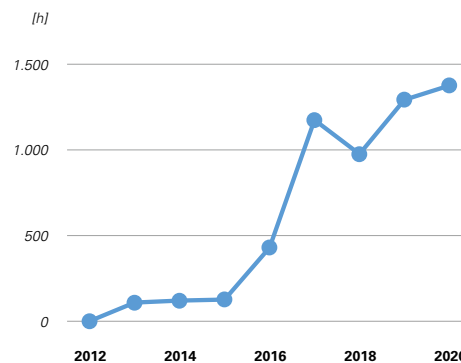
REDISPATCHMASSNAHMEN

Indikator: Entwicklung der Redispatchdauer in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2020): 1.376 h

Entwicklungstendenz: Leichter Anstieg um 83 h gegenüber dem Vorjahr. Die Ursache des Redispatches liegt nahezu ausschließlich im Blindleistungsbedarf im Netz (spannungsbedingter Redispatch). Durch die zwischenzeitliche Inbetriebnahme von Kompensationsdrosselspulen im Netz sowie perspektivisch des Konverters der Ultranet-Leitung dürfte der spannungsbedingte Redispatch abnehmen. Der Anteil der Einzelmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW ist mit 5 Prozent an den bundesweiten Redispatchmaßnahmen jedoch weiterhin gering.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet nur Einzelmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber. Gemeinsame Vorab-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht nach Regelzonen getrennt ausgewiesen.



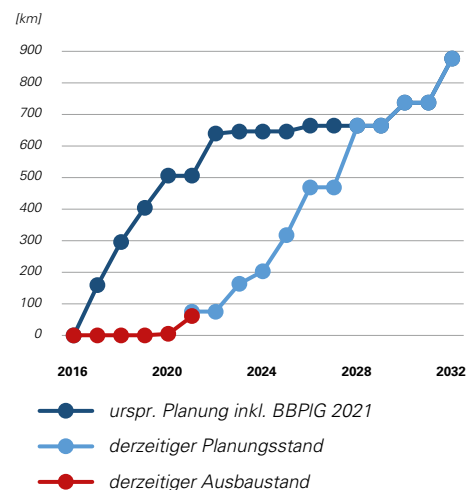
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

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

Status quo (Q2/2021): Rückstand 445 km

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 km/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 außerhalb des Bundeslandes von hoher Bedeutung.



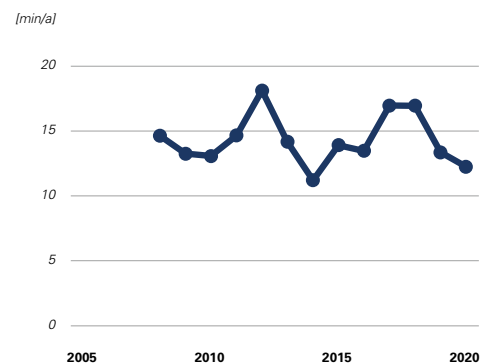
SAIDI STROM

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

Status quo (2020): 12,3 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.

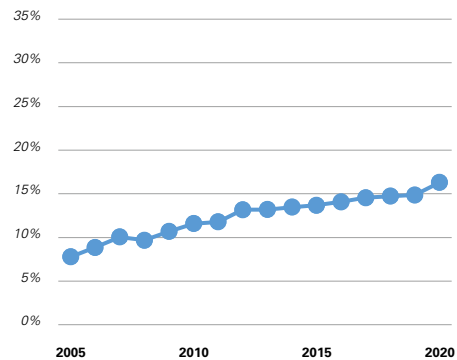


**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AM
ENDENERGIEVERBRAUCH**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2020): 16,3 Prozent (vorläufige Angabe)

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



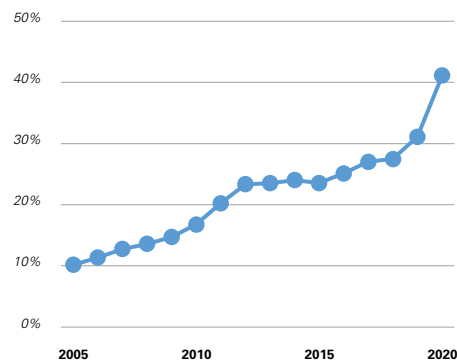
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
BRUTTOSTROMERZEUGUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Status quo (2020): 41,0 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: In der letzten Dekade liegt eine knappe Verdreifachung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung vor, der Anteil ist jedoch überzeichnet (vergleiche unten stehenden Hinweis). Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil bei 25,8 Prozent.

Hinweis: Der Indikator wird nicht nur vom Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bestimmt; ein zunehmender Einfluss geht auch vom Rückgang der Bruttostromerzeugung nach 2007 aus. In den Jahren 2019 und 2020 war ein weiterer starker Rückgang der Bruttostromerzeugung insgesamt zu beobachten.



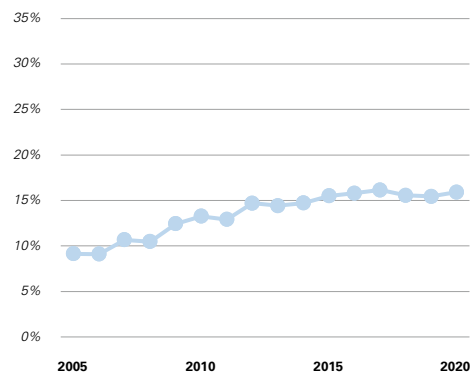
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER
WÄRMEBEREITSTELLUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2020): 15,9 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

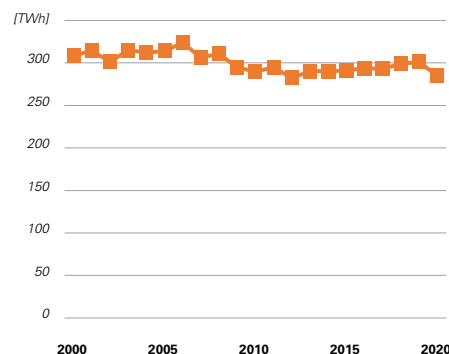


ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2020): 285 TWh (vorläufige Angabe)

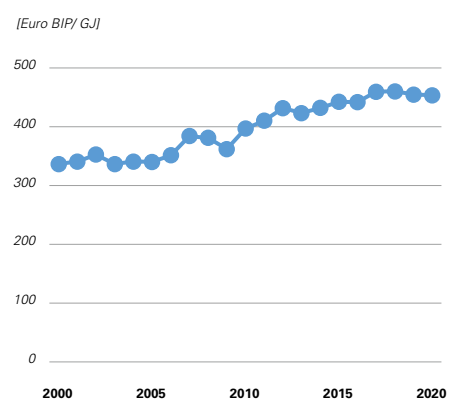
Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 tendenziell wieder steigender Verbrauch, mit Ausnahme von 2020 (Rückgang aufgrund von Corona-Maßnahmen).

**ENTWICKLUNG DER ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT**

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

Status quo (2020): 454 Euro /GJ (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Trend ist langfristig positiv; allerdings war zuletzt eine Abflachung der Produktivität zu verzeichnen.

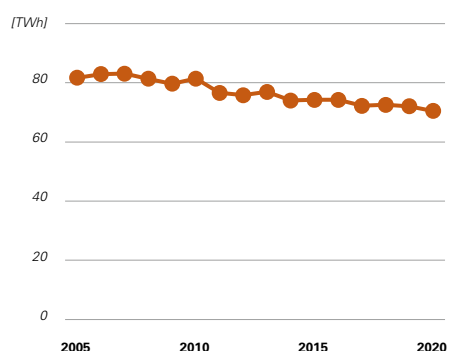
**ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS**

Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2020): 70,5 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend und lag 2020 nach ersten Schätzungen bei 70,5 TWh.

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

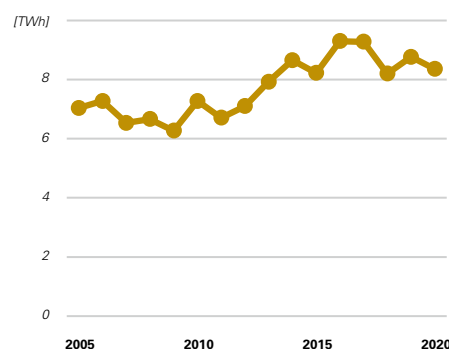
**ENTWICKLUNG DER KWK-STROMERZEUGUNG**

Indikator: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

Status quo (2020): 8,4 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist nach einem tendenziellen Rückgang bis 2009 in den folgenden Jahren im Trend angestiegen, und lag in den letzten drei Jahren im Bereich von 8,2 bis 8,8 TWh/a.

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

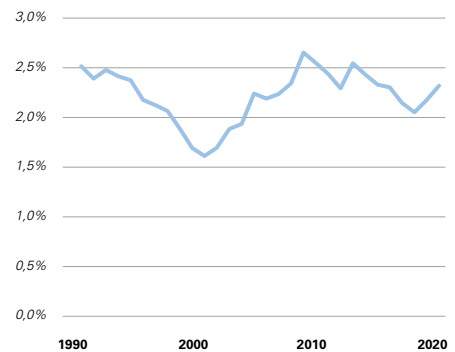


LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2020): 2,3 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 (primär bedingt durch die Corona-Maßnahmen) sowie steigender Strompreise.

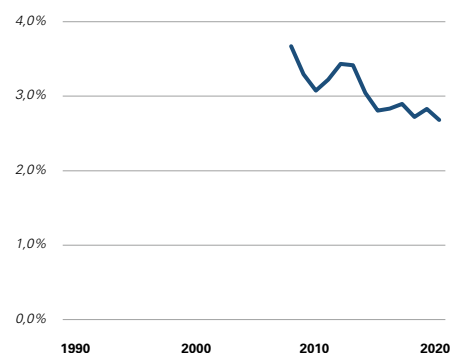
**LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2020): 2,7 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 zu Berechnung der Kosten für Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2008 vor.

**LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2020): 1,9 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.

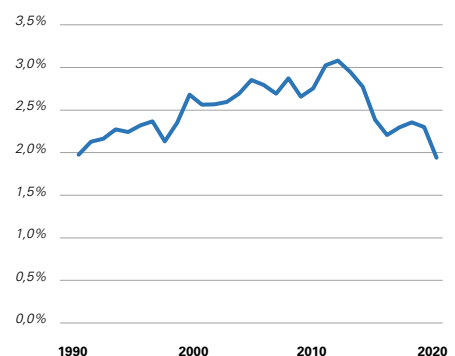




Bild: Umspannwerk Großgartach (© Umweltministerium / Björn Hänssler)

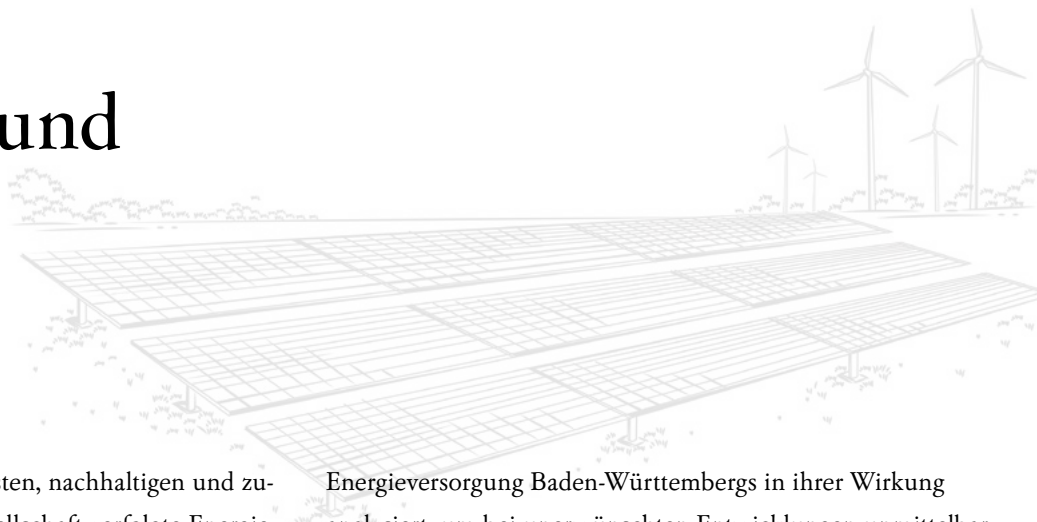
Inhaltsverzeichnis



Bild: Photovoltaikanlage auf Dach (© Umweltministerium / Björn Hänssler)

Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	17
1 Hintergrund	18
2 Energiewende im Stromsektor	20
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	20
2.2 Versorgungssicherheit	23
2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor	35
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	41
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	42
3 Energiewende im Wärmesektor	46
3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor	46
3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor	48
3.3 Fernwärme	52
3.4 Versorgungssicherheit	53
4 Infrastrukturen für die Energiewende	56
4.1 Stromnetze	56
4.2 Erdgasinfrastruktur	64
4.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	66
4.4 Wasserstoffinfrastruktur	68
5 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz	72
5.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	72
5.2 Entwicklung der Energieeffizienz	73
6 Sektorenkopplung	78
6.1 Stromeinsatz im Verkehr	78
6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor	80
6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	81
6.4 Wasserstoff	83
7 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	86
7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	86
7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	92
Literaturverzeichnis	98
Abbildungsverzeichnis	112
Tabellenverzeichnis	114

1. Hintergrund



Die mit dem Ziel einer robusten, nachhaltigen und zukunftsfähigen Wirtschaft und Gesellschaft verfolgte Energiewende hat zur Folge, dass in vielen Bereichen des Energiesystems tiefgreifende Veränderungen angestoßen, neue Wege beschritten und vorhandene Strukturen weiterentwickelt werden müssen. Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung dieses Prozesses 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.

Im vorliegenden neunten Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2020, was den aktuellsten Datenstand zum Zeitpunkt der Berichterstellung darstellt. Zum Teil wird aus Gründen der besonderen Aktualität jedoch auch auf die Situation im Jahr 2021 eingegangen, sofern entsprechende Daten vorliegen.

Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch keine sektorspezifische Betrachtung der Treibhausgasemissionen. Dieser konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Stromsektor und auf weitere, für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte. Darüber hinaus werden die vielfältigen Einflüsse der energiepolitischen Beschlüsse auf bundesdeutscher wie auf europäischer Ebene auf die

Energieversorgung Baden-Württembergs in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können.

Im Jahr 2020 erfolgten auf europäischer, Bundes- und Landesebene wichtige Diskussionen und Festlegungen zu energie- und klimapolitischen Weichenstellungen. Dem zugrunde liegt der von der EU-Kommission Ende 2019 vorgestellte europäische Grüne Deal (Green Deal), mit dem Ziel, bis spätestens 2050 der weltweit erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Hierzu wurde unter anderem ein Fahrplan für die wichtigsten Strategien und Maßnahmen vorgelegt. Ein zentraler Punkt ist dabei die Anhebung des Ambitionsniveaus für das Treibhausgasminderungsziel im Jahr 2030 von bislang -40 Prozent auf mindestens -55 Prozent. Mit einem europäischen Klimagesetz soll das Ziel auch rechtlich verankert werden und ein System zur Überwachung des Fortschritts und zum Ergreifen etwaiger zusätzlicher Maßnahmen umgesetzt werden.

Parallel dazu wurde das Ambitionsniveau auf Bundesebene weiter verschärft. Mit der Novellierung des Bundesklimaschutzgesetzes wurde das Ziel der Treibhausgasneutralität von 2050 auf 2045 vorgezogen. Entsprechend ambitionierter wurden auch die Zwischenziele gesteckt mit nunmehr mindestens -65 Prozent bis 2030 und mindestens -88 Prozent bis 2040. Das Klimaschutzgesetz sieht einen Kontrollmechanismus vor. Bei Überschreitung der Emissionsbudgets ist ein Sofortprogramm zur Nachsteuerung umzusetzen. Teil des Pakets ist zudem das Brennstoffemissionshandelsgesetz zur Bepreisung der Nutzung von fossilen Kraft- und Brennstoffen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Teilen der Industrie.

Im Jahr 2020 wurde auf Bundesebene außerdem das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) novelliert sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Letzteres trat zum 1. Januar 2021 in Kraft und enthielt auch weitere Änderungen zum KWKG.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das das bisherige Energieeinsparungsgesetz samt Energieeinsparverordnung sowie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ersetzt, trat 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 im Jahr 2020 die Novellierung des Klimaschutzgesetzes mit der Einführung eines Zwischenziels für das Jahr 2030, das eine Treibhausgasminderung von mindestens 42 Prozent gegenüber 1990 vorsah. Mit der Pflicht zur Installation von PV-Anlagen beim Neubau von Nichtwohngebäuden und Parkplätzen, 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 Klimaschutzgesetzes im Herbst 2021 wurde das Ziel der Klimaneutralität 2040 festgeschrieben, die Photovoltaikpflicht auf neue Wohngebäude sowie grundlegende Dachsanierungen ausgeweitet und eine Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 Prozent gegenüber 1990 vorgesehen.

Wie auch im Vorjahr werden im vorliegenden Bericht die Entwicklungen im Kraftwerkspark und die Ergebnisse aktueller Studien zur Versorgungssicherheit dargestellt. Für Baden-Württemberg ist dies aufgrund des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 sowie der Ende 2019 erfolgten Stilllegung von Philippsburg 2 und der absehbaren weiteren Stilllegung von Neckarwestheim II Ende 2022 von besonderer Bedeutung. Im September 2020 starteten die Ausschreibungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung. 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.

Auf Bundesebene wurde im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie beschlossen. Der zugehörige Aktionsplan soll den regulativen Rahmen für einen Markthochlauf schaffen, Forschung und Entwicklung vorantreiben sowie internationale Beziehungen zum Thema Wasserstoff intensivieren. Im Kontext der Sektorenkopplung werden im Bericht die wesentlichen Entwicklungen in diesem Bereich dargestellt. Auf Landesebene wurde Ende 2020 die Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg von der Landesregierung beschlossen, um auch für Baden-Württemberg die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft zu schaffen.

Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreise mit speziellem Fokus auf der Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchergruppen wird auch die Kostenentwicklung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

2. Energiewende im Stromsektor



Die Energiewende, die neben der langfristig angelegten Dekarbonisierung des Energiesystems auch den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Ende des Jahres 2022 zum Ziel hat, führt in der Stromversorgung Baden-Württembergs zu wahrnehmbaren Transformationsprozessen. 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 ersten energiewendebedingten Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg fanden im Zuge des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 statt. Ende 2019 erfolgte in einem zweiten Abschnitt die endgültige Abschaltung von Philippsburg 2. Mit der Stilllegung von Neckarwestheim II im Jahr 2022 wird der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen. Das zum 14. August 2020 in Kraft getretene Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) [4] legt die Rahmenbedingungen für den Ausstieg aus der Kohleverstromung fest und wird zu einem weiteren Rückgang konventioneller Erzeugungsleistung in den kommenden Jahren in Baden-Württemberg führen. Davon sind am Markt agierende,

steinkohlebefeuerte Kraftwerksblöcke im Umfang von etwa 4,2 GW betroffen.

Die kohlebasierte Kraftwerksleistung in Deutschland lag 2018 bei 21,1 GW für Braunkohle und 23,8 GW für Steinkohle. [1] Der im Gesetz festgelegte Ausstiegspfad sieht eine Reduzierung der Kraftwerksleistung um jeweils 15 GW bis zum Jahr 2022 vor, im Jahr 2030 von 8 GW (Steinkohle) beziehungsweise 9 GW (Braunkohle) und eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038. 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. 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 2021 von 1,5 GW. In den nachfolgenden Jahren wird das Ausschreibungsvolumen durch die Bundesnetzagentur anhand des Zielpfades ermittelt. Die Teilnehmer der Ausschreibung bieten um den sogenannten Steinkohlezuschlag. Bei Erhalt eines Zuschlags besteht für sie in der Folge ein Kohleverfeuerungssowie ein Vermarktungsverbot. Die Zuschlagsreihenfolge der Gebote ergibt sich anhand des Quotienten aus dem Gebotswert und den durchschnittlichen, jährlichen CO₂-Emissionen des Kraftwerks der letzten drei Jahre, wobei Gebote mit dem

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

niedrigsten Quotienten zuerst bezuschlagt werden. Für Anlagen, die in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber als erforderlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingestuft wurden, wird der Gebotswert in den Ausschreibungen der Jahre 2021 bis 2026 zusätzlich um einen Netzfaktor erhöht. Hierdurch wird es für Anlagen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, erschwert einen Zuschlag zu erhalten. Dies betrifft, aufgrund der bestehenden Netzengpässe auf der Nord-Süd-Achse des Übertragungsnetzes, vor allem Anlagen in Süddeutschland und somit auch Baden-Württemberg. In der ersten Ausschreibungsrunde waren Anlagen in der sogenannten Südregion² zudem von der Teilnahme

ausgeschlossen, ab der zweiten Ausschreibungsrunde konnten diese aber wie vorgesehen wieder teilnehmen. [2] Die durch den Kohleausstieg frei werdenden Zertifikate des Europäischen Emissionshandels sollen gelöscht werden, soweit diese nicht bereits durch die Marktstabilitätsreserve dem Markt entzogen wurden. [3]

Die ersten vier Ausschreibungsrunden sind bereits abgeschlossen und die ersten Kraftwerke im Zuge dessen vom Netz gegangen. Eine Übersicht der Ergebnisse findet sich in folgender Tabelle:

Tabella 1: Ergebnis der ersten vier Ausschreibungsrunden nach dem KVBG. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [4–7, 229].

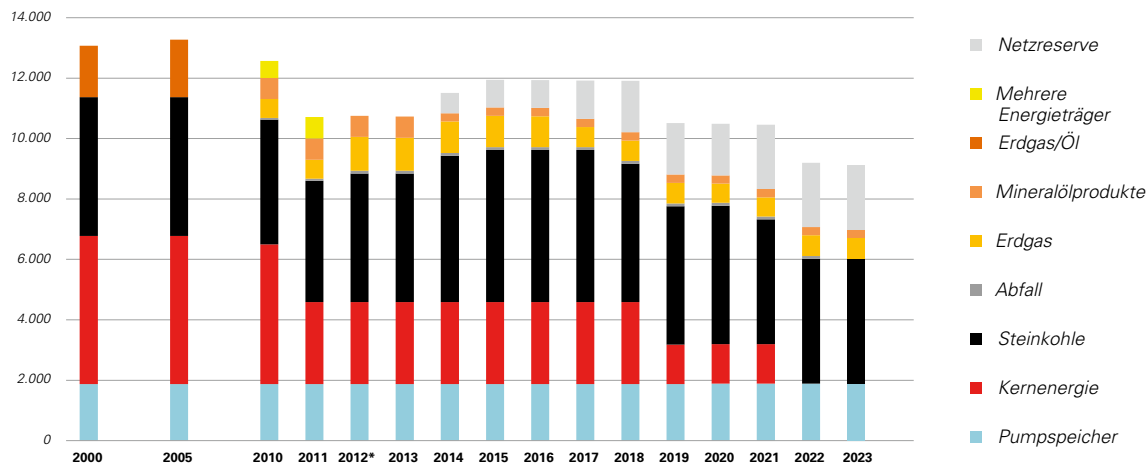
GEBOTS- TERMIN	VOLUMEN	HÖCHST- PREIS	WIRKSAM- WERDEN DES VER- FEUERUNGS- VERBOTS	ANZAHL DER BEZU- SCHLAGTEN ANLAGEN	BEZU- SCHLAGTE GEBOTS- MENGE	GEBOTS- SPANNE	GEWICHTETER ZUSCHLAGS- WERT
	MW	EURO/MW Nettleistung			MW Nettleistung	EURO/MW Nettleistung	EURO/MW
01.09.2020	4.000	165.000	2021	11	4.788	6.047–150.000	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	11	2.133	0–155.000	102.799
01.10.2021	433	116.000	2023	3	533	75.000–116.000	k.A.

In Baden-Württemberg wurde lediglich eine Anlage bezuschlagt: Zum dritten Gebotstermin am 1. April 2021 hat der Kohleblock des Heizkraftwerks Magirusstraße der Fernwärme Ulm GmbH (8,4 MW) einen Zuschlag zum Kohlefeuerungs-ende 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. [8]

Schon bevor die Auswirkungen des KVBG ab dem 1. Januar 2021 sichtbar wurden, ist ein Rückgang konventioneller Erzeugungsleistung im baden-württembergischen Kraftwerkspark (> 10 MW) zu beobachten. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von knapp 1,8 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von rund 1,9 GW gegenüber, zusätzlich wurden 1,7 GW in die Netzreserve überführt (vergleiche Abbildung 1, Seite 22).

2) Die Südregion umfasst vollständig Baden-Württemberg und das Saarland, weitgehende Teile von Bayern und Rheinland-Pfalz (lediglich die nördlichsten Landkreise sind nicht enthalten) sowie die sechs südlichsten Landkreise von Hessen.

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 +52 MW Erdgas (2022)
Stilllegung: -55 MW Erdgas	Stilllegung: -405 MW Steinkohle ¹	Stilllegung: -11 MW Erdgas (2016)	Stilllegung: -17 MW Erdgas (2018) -23 MW Steinkohle (2019) -1.402 MW Kernenergie (2019)	Stilllegung: -41 MW Erdgas (2020–2022) -27 MW Steinkohle (2021–2023) -1310 MW Kernenergie (bis Ende 2022)
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: 425 MW Steinkohle (2021) 300 MW Erdgas (bnBm) ² (ab Oktober 2022)

¹Die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Block 9 des Grosskraftwerks Mannheim am selben Standort machte die Stilllegung nach Maßgabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich.

²Vorhaltung eines „besonderen netztechnischen Betriebsmittels“ (bnBm) nach § 11 Abs. 3 EnWG.

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [12–14].

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW erfolgte entsprechend den Vorgaben des 13. Gesetz 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 Ultratnet (zwischen Osterath in Nordrhein-Westfalen und Philippsburg) genutzt. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlischt zum Jahresende 2022 ebenfalls für das letzte verbliebene Atomkraftwerk im Land, Block II in Neckarwestheim. 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). [9] 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. [10]

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

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.

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. [10]

In Baden-Württemberg befinden sich seit Mai 2021 zehn Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 2,1 GW in der Netzreserve. Im Zuge der weiteren Ausschreibungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung sind hier weitere Kapazitäten zu erwarten. Die Systemrelevanz-Ausweisungen der bestehenden Netzreserve im Umfang von 1,7 GW vom April 2020 gelten bis zum 31. März 2023. [11] Für das Grosskraftwerk Mannheim (425 MW) liegt eine Genehmigung bis zum 31. März 2025 vor. Entsprechend des aktuellen Berichts zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve [12] könnten die Kraftwerksblöcke Marbach IIGT (77 MW) sowie IIIDT (264 MW) und die steinkohlebefeuerten 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).

In Pforzheim soll das neue Gasmotorenkraftwerk (52 MW) im Jahr 2022 ans Netz gehen. Eingeweiht wurde die Anlage bereits im Juni 2021. [13] Die Anlage ersetzt das bestehende kohlebefeuerte Heizkraftwerk (26,9 MW) und den erdgasbefeuerten Kombiblock (41,2 MW) am selben Standort. [14] Im Jahr 2021 ist außerdem die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Gaildorf (16 GW) vorgesehen. Es handelt sich hierbei um ein Pilotprojekt, das ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark kombiniert, wobei die Turmfundamente der Windenergieanlagen ebenfalls als Speicher genutzt werden. [15] Das Pilotprojekt sollte bereits 2020 ans Netz gehen, die Inbetriebnahme verschiebt sich aber voraussichtlich um ein Jahr.

Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wird durch § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf ein Minimum reduziert. Demnach müssen Kraftwerksbe-

treiber 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. Die EnBW Energie Baden-Württemberg plant bis spätestens Sommer 2022 Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks (RDK7) zur Stilllegung anzumelden und somit den Kohleausstieg weiter voranzutreiben. Nach der festgeschriebenen Prüfung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW würden somit 517 Megawatt elektrische Leistung und bis zu 220 Megawatt Fernwärmeleistung stillgelegt oder aufgrund von Systemrelevanz unter die Netzreserveverordnung fallen. [16]

2.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Versorgungssicherheit im Stromsektor kann in die Bereiche marktseitige Versorgungssicherheit sowie netz- und systemseitige Versorgungssicherheit unterteilt werden. Beide Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten betrachtet. Bei der marktseitigen Versorgungssicherheit steht die Frage im Mittelpunkt, ob zur Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt ausreichend Stromerzeugungsleistung zur Verfügung steht. Bei der netz- und systemseitigen Versorgungssicherheit geht es dagegen um den Transport der Elektrizität im Stromnetz und dessen stabilen Betrieb. [17]

MONITORING DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Bisher bestehende, gesetzliche Verpflichtungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit zielten 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. [17, 18] Ab dem Jahr 2021 liegt die Zuständigkeit für das Monitoring der Versorgungssicherheit bei der Bundesnetzagentur und umfasst neben der marktseitigen Versorgungssicherheit auch die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit. Der erste Bericht hierzu wurde am 1. Dezember 2021 veröffentlicht. [18] Ergänzend hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2020 einmalig einen Bericht über die „Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze“ [17] veröffentlicht. Auf europäischer Ebene gibt es zudem Untersuchungen zur marktseitigen Versorgungssicherheit („Generation Adequacy

Assessment“) durch die Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen 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 wird ab 2021 durch das „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) [19] ersetzt.

Das Monitoring der marktseitigen Versorgungssicherheit im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie („Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ [20]) untersucht anhand eines probabilistischen Ansatzes die Wahrscheinlichkeit, dass die Stromnachfrage nicht durch das Stromangebot abgedeckt werden kann (Lastüberhangwahrscheinlichkeit, Loss of Load Probability – LoLP). Hierzu wird der europäische Strommarkt bis zum Jahr 2030 in einem Referenzszenario und drei verschiedenen Sensitivitätsbetrachtungen, unter anderem mit ambitionierteren Klimazielen und einer verstärkten Sektorkopplung, modelliert. Die hierbei getroffenen Annahmen wurden im Jahr 2020 mit Vertretern der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesministerien und von Industrie- und Energiewirtschaftsverbänden abgestimmt. Nicht berücksichtigt sind die Beschlüsse zum „EU Green Deal“ sowie das verschärfte Bundesklimaschutzgesetz, da diese zum Zeitpunkt der finalen Abstimmung der Annahmen noch nicht vorlagen. Für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit wird von einem volkswirtschaftlich effizienten Niveau von 0,06 Prozent ausgegangen, das heißt, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,06 Prozent nicht die Stromnachfrage aller Verbraucher zu deren Preisbereitschaft gedeckt werden kann. So lange die Lastüberhangwahrscheinlichkeit unterhalb dieses Niveaus liegt, ist von einer ausreichenden Versorgungssicherheit auszugehen. Im betrachteten Referenzszenario liegt die Lastüberhangwahrscheinlichkeit bei null, in den Sensitivitäten, denen durch die späteren Beschlüsse des EU Green Deal ein höheres Gewicht zukommt, beträgt sie maximal 0,003 Prozent⁴ und liegt damit um das 20-fache unter dem definierten Schwellenwert. Hierbei sind Reserven die außerhalb des Strommarktes bereitgehalten werden, zum Beispiel die Kapazitätsreserve in Deutschland, noch nicht

berücksichtigt. Somit liegt ein sehr hohes Niveau der marktseitigen Versorgungssicherheit vor. Trotzdem werden Maßnahmen empfohlen, die das Erreichen der hohen Versorgungssicherheit absichern sollen, zum Teil auch, weil bestimmte Maßnahmen als Annahmen in die Berechnung eingegangen sind. Genannt werden die Sicherstellung der in der EU-Strommarktverordnung vorgesehenen, grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten, regulatorische Rahmenbedingungen und Anreize zur Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch, sowie die Absicherung ungewisser Extremereignisse, die in den Bereich der staatlichen Risikoversorge fallen (und damit per Definition nicht in den regulatorischen Rahmen von wettbewerblichen Strommärkten).

Der Mid-term Adequacy Forecast (MAF) von ENTSO-E [21] untersucht ebenfalls die marktseitige Versorgungssicherheit. Dabei wird jeweils für das Jahr 2025 und 2030 die Versorgungssicherheit anhand eines probabilistischen Verfahrens, in dem eine Vielzahl an Kombinationen aus unterschiedlichen Klimajahren, Stromnachfragekurven und Kraftwerksverfügbarkeiten enthalten sind, in fünf Modellen durchgespielt. In Deutschland wird hierbei auch der Rückgang konventioneller Kraftwerke (Kohleausstiegsgesetz, Atomausstieg, gegebenenfalls 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 LoLE⁵ (Loss of Load Expectation) bleibt für Deutschland dabei sowohl im Jahr 2025 als auch im Jahr 2030 unter 0,1 h/a und damit weit unterhalb des für die Versorgungssicherheit als Grenzwert definierten Werts von 5 h/a. EENS (Expected Energy not Served) und LoLE (Loss of Load Expectation) bleiben in allen Szenarien unterhalb eines für die Versorgungssicherheit kritischen Niveaus.

Die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit wird im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 1 KVBG untersucht [22]. Dabei ist auch eine langfristige Netzanalyse durchzuführen, die untersucht, welche Auswirkungen die schrittweise Minderung der Kohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Frequenzhaltung,

4) Umgerechnet in die international häufig verwendeten Kenngrößen Loss of Load Expectation (LoLE) beziehungsweise Expected Energy Not Supplied (EENS) entspricht dies maximal 0,25 h/a beziehungsweise 0,4 GWh.

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

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 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. 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.

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 der 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.

Am 8. Januar 2021 kam es zu einem Systemsplit des europäischen Verbundnetzes. Dabei war das europäische Stromnetz in der Zeit zwischen 14:05 Uhr und 15:08 Uhr entlang einer Linie zwischen der nördlichen kroatischen Mittelmeerküste und der Ukraine in ein nordwestliches und ein südöstliches Teilnetz aufgetrennt. Damit verbunden war ein Frequenzabfall im nordwestlichen Teilnetz auf 49,75 Hz sowie ein Frequenzanstieg auf 50,6 Hz im südöstlichen Teilnetz und damit eine Unter- beziehungsweise Überschreitung des normal zulässigen Frequenzbereichs von 49,8 Hz beziehungsweise 50,2 Hz. Der Vorfall wurde im Klassifizierungssystem des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) mit Stufe 2 von 3 als „erheblicher Vorfall“ eingestuft. Auslöser für die Aufspaltung des Übertragungsnetzes war die Überlastung und darauf folgend die automatische Abschaltung eines Sammelschienenkupplers in einem Umspannwerk im kroatischen Ernestinovo. Neben lokalen Fehlern (unter anderem falsche Abbildung des Umspannwerks im Prognosemodell) wurde in der späteren Analyse deutlich, dass sich das europäische Stromsystem bei der sogenannten Winkelstabilität bereits vorher am Rande der Instabilität befand. Der starke Frequenzabfall im nordwestlichen Teilnetz wurde zunächst durch die vorgehaltenen Regelleistung stabilisiert. Die Stabilisierung wurde zudem durch automatisch abschaltbare Lasten in Frankreich und Italien sowie die Hochspannungs-Gleichstrom-Interkonnektoren zum skandinavischen und britischen Marktgebiet unterstützt.

Nachdem die Netzfrequenz in beiden Teilnetzen durch das für solche Fälle vorgesehene, koordinierte Vorgehen, wieder auf 50 Hz gebracht wurde, konnten beide Teilnetze nach gut einer Stunde wieder synchronisiert werden. Trotz der vergleichsweise geringen Auswirkungen des Zwischenfalls, wurden im Untersuchungsbericht der ENTO-E [29] zahlreiche Verbesserungsmaßnahmen identifiziert, die zukünftig ähnliche Situationen vermeiden sollen. Insbesondere europaweite, große Lastflüsse über lange Strecken und die im Verhältnis dazu geringe Stabilitätsreserve stellen, vor dem Hintergrund des Umbaus des europäischen Energiesystems, ein zentrales Handlungsfeld dar.

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.

Die Bereitstellung von Redispatch erfolgt durch am Markt agierende Kraftwerke im Rahmen von vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnissen sowie durch Netzreservkraftwerke, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vergleiche Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes). 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. [23] 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. [24] 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.

Nach einem Rückgang in den beiden Vorjahren ist der Redispatchbedarf im Jahr 2020 wieder angestiegen auf rund 17.200 GWh (Marktkraftwerke 16.561 GWh, Netzreserve 635 GWh). Gut 17 Prozent der Redispatchmengen entfielen dabei auf spannungsbedingten Redispatch, dementsprechend knapp 83 Prozent auf strombedingten Redispatch. Die von den Redispatchmaßnahmen verursachten Kosten lagen bei 637 Millionen Euro. Als Ursache für den Anstieg wird eine Erhöhung des spannungsbedingten Redispatches im zweiten Quartal 2020 angegeben, die aus der coronabedingt zurückgegangenen Stromnachfrage resultiert, sowie ein starker Anstieg des Countertrading, der sich auf eine Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zu Mindesthandelskapazitäten am Grenzübergang Dänemark-West zu Deutschland zurückführen lässt [24].

Tabelle 2: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [25].

MARKTKRAFTWERKE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Strommenge [GWh] ¹	5.197	15.436	11.475	18.456	14.875	13.323	16.561
Kosten [Millionen Euro]	187	412	223	392	388	227	221
COUNTERTRADING							
Kosten [Millionen Euro]		24	12	29	37	64	134
NETZRESERVE							
Strommenge [GWh] ²		551	1.209	2.129	904	430	635
Kosten Vorhaltung [Millionen Euro]		162	183	296	279	197	195
Kosten Abrufe [Millionen Euro]		66	103	184	137	82	88
GESAMT							
Strommenge [GWh]		15.987	12.684	20.585	15.779	13.753	17.196
Kosten [Millionen Euro]		663	520	901	841	570	637

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen, inklusive Countertradingmaßnahmen; ² Erhöhungen, inklusive Probestarts und Testfahrten;
* vorläufige Angaben

Im Jahr 2019 erfolgte die Anforderung des Redispatch bei knapp 11.600 GWh, als Einzelmaßnahme durch einen Übertragungsnetzbetreiber, während gut 5.200 GWh auf eine Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber zurückgehen [24]. Angaben zur Verteilung der Redispatchmengen auf die Regelzonen liegen nur für die Einzelmaßnahmen vor.

In der TransnetBW-Regelzone hat der Redispatch im Jahr 2020 einen neuen Höchstwert erreicht (vergleiche Tabelle 3). Dabei hat sich die Eingriffsdauer von 1.293 h im Vorjahr auf 1.376 h (+6 Prozent) erhöht, bei einem Umfang von 636 GWh (2019: 536 GWh, +18 Prozent) und einer Verdoppelung der Kosten auf 22 Millionen Euro (2019: 11 Millionen Euro). Gute 90 Prozent des Redispatchbedarfs entfiel auf spannungsbedingten Redispatch (574 GWh), wovon rund 77 Prozent (444 GWh) im Netzgebiet Altbach Daxlanden anfielen, während die restlichen Mengen in den Regionen mittlerer Neckar und obere Rheinschiene benötigt wurden. [24] Der Anteil der TransnetBW-Regelzone am bundesweiten spannungsbedingten Redispatch (2.926 GWh) lag somit bei knapp 20 Prozent. Die Ursache hierfür liegt neben der Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Philippsburg 2 in Kraftwerksrevisionen sowie der niedrigen Stromnachfrage infolge des Corona-Lockdowns. Letztere hat 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 wird sich der Bedarf für spannungsbedingten Redispatch in der Region künftig deutlich reduzieren. Auch die Inbetriebnahme mehrerer Kompensationsdrosselspulen, unter anderem in Bruchsal, Goldshöfe und Weier ab dem vierten Quartal 2020, wird hier zu einer Minderung führen. [26]

Der Anteil des Redispatchbedarfs der TransnetBW-Regelzone am bundesweiten Redispatchbedarf ist mit gut 5 Prozent der Mengen aus Einzelmaßnahmen [27] in etwa konstant geblieben und nach wie vor gering. 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 2020 bei den, den Bundesländern zurechenbaren Redispatchmengen, über 1.000 GWh [27].

Tabelle 3: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [24].

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Dauer [h]	119	126	430	1.174	975	1.293	1.376
Strommenge [GWh] ¹	25	31	158	556	458	536	636
Kosten [Millionen Euro]		2	4	11	10	11	22 *

* vorläufige Angabe

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen

Zusätzlich zu den Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue im Strommarktgesetz (vergleiche Maßnahmen des Strommarktgesetzes, Seite 35) hat die Bundesnetzagentur als Reaktion auf aufgetretene Systemungleichgewichte im Dezember 2019 mehrere Maßnahmen beschlossen, um die Bilanzkreistreue der Marktteilnehmer zu verbessern [28]. Hintergrund ist ein deutlicher Anstieg des energetischen Saldos im deutschen Netzregelverbund [29] seit Oktober 2018, was zu einer geringeren Systemstabilität und mehreren kritischen Situationen – insbesondere im Juni 2019⁶ – geführt hat. Die Ursache hierfür waren unterdeckte Bilanzkreise mehrerer Marktteilnehmer, die erst untertätig durch Fahrplangeschäfte verursacht beziehungsweise verstärkt wurden [31]. Der Grund für solche Geschäfte lag in Fehlanreizen, die durch die Einführung des Mischpreisverfahrens entstanden waren, wodurch es für Marktteilnehmer – entgegen ihrer Pflicht zum Bilanzkreisausgleich – wirtschaftlich vorteilhaft war, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. [29] Die von der Bundesnetzagentur beschlossenen Maßnahmen sollen entsprechenden Anreizen entgegenwirken und eine schnellere Überprüfung der Bewirtschaftung einzelner Bilanzkreise ermöglichen. Hierzu dürfen seit 15. Januar 2020 Bilanzkreise in der letzten Viertelstunde vor dem Erfüllungszeitpunkt nur noch ausgeglichen bewirtschaftet werden. Seit Februar 2020 gilt zudem eine veränderte Regelung bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises, wodurch die Regelung für einen Zu beziehungsweise Abschlag (je nach Vorzeichen des Saldos des Netzregelverbunds, 50 Prozent beziehungsweise mindestens 100 Euro/MWh) auf den Ausgleichsenergiepreis unabhängig davon zur Anwendung kommt, ob der Ausgleich durch den Abruf von Regelenergie erfolgt oder durch andere Maßnahmen, bspw. den energetischen Ausgleich mit benachbarten europäischen Netzregelverbänden. [28, 32, 33]

Durch weitere Änderungen im Markt für Regelenergie kommt es seit November 2020 zu teilweise sehr hohen Preisen für Ausgleichsenergie, die aus Sicht einiger Marktteilnehmer auf Dauer als existenzbedrohend bezeichnet wurden [34]. Diese resultieren aus sehr hohen Preisen für Regelarbeit, die sich im Zuge der Einführung eines Regelarbeitsmarktes und der dort zum Teil geringen Wettbewerbsintensität ergeben haben. Bis zur Einführung einer Preisobergrenze von 9.999,99 Euro/MWh im Januar 2021 wurden dort regelmäßig Preise in Höhe der technischen Obergrenze von 99.999,99 Euro/MWh angeboten und bezuschlagt. Auch nach Einführung des maximalen Gebotspreises wird diese Grenze regelmäßig ausgereizt. [35] Inwiefern die hohen Arbeitspreise Resultat einer hohen Marktkonzentration auf wenige Anbieter sind, ist derzeit ungeklärt. Auch die Gründe für das niedrige Angebot, insbesondere im Vergleich zum vorherigen Marktdesign der Regelenergiebeschaffung, sind noch offen. Hingegen können Gebote in den genannten Höhen beim vorliegenden Marktdesign für Anbieter durchaus rational und durch entstehende Kosten begründbar sein und sind somit nicht zwangsläufig das Resultat der Ausnutzung eines geringen Wettbewerbs. [36]

MASSNAHMEN DES STROMMARKTGESETZES ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland sieht das Strommarktgesetz die Verlängerung der Netzreserve, die Einführung besonderer netztechnischer Betriebsmittel, 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, ihre Zusammensetzung, sowie den Umfang in den einzelnen Jahren. Die einzelnen Leistungsreserven werden nachfolgend näher erläutert.

6) An einzelnen Tagen trat ein Systemungleichgewicht von bis zu 7 GW auf, welches die Übertragungsnetzbetreiber nur durch Nutzung der vollständigen Reserveleistung von 3 GW, Unterstützung europäischer Nachbarn, Aktivierung abschaltbarer Lasten sowie Stromeinkäufe am Intraday-Markt ausgleichen konnten. [30]

Table 4: Übersicht der im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserveleistung.

ART DER RESERVE	ZWECK	ZUSAMMENSETZUNG	UMFANG
Netzreserve	Bewirtschaftung Netzengpässe und Spannungshaltung (präventiver Redispatch), falls Marktkraftwerke nicht ausreichen	Zur Stilllegung angezeigte, als systemrelevant eingestufte Kraftwerke, gegebenenfalls vertraglich gesicherte ausländische Kraftwerke	2021/22: 5,7 GW
Besondere netztechnische Betriebsmittel	Wiederherstellung sicherer Netzzustand bei Ausfall von Betriebsmitteln (kurativer Redispatch)	Neubau Gasturbinen in vier Regionen Süddeutschlands	Ab 2022/2023: 1,2 GW
Kapazitätsreserve	Zusatzleistung, falls Stromangebot nicht ausreicht um Nachfrage zu decken	Erzeugungsanlagen, Speicher, regelbare Lasten mit Zuschlag aus Ausschreibung, Einschränkung Marktteilnahme nach Erbringungszeitraum bis Stilllegung	2020 bis 2022: 1,1 GW
Sicherheitsbereitschaft	Minderung CO ₂ -Emissionen 2020 um 12,5 Millionen Tonnen, Absicherung der Stromversorgung in Extremsituationen	Acht vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerksblöcke	2021/22: 1,8 GW

Die Netzreserve wurde bereits 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. [37] Zusätzlich können die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Kraftwerke im Ausland unter Vertrag nehmen (§ 13d EnWG Abs. 1 Nr. 3).

Im Winter 2020/21 war eine Reservekapazität von 6,6 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz kontrahiert, dabei kamen die Reservekraftwerke zwischen Oktober 2020 und April 2021 an 75 Tagen zum Einsatz. Die dabei maximal angeforderte Leistung lag bei 1.570 MW. Gegenüber dem Vorjahr (2 Tage, maximal 250 MW) wurde die Netzreserve damit deutlich häufiger und in größerem Umfang eingesetzt. In Folge der kritischen Situation bei der Kohlelieferung von süddeutschen Steinkohlekraftwerken während einer längeren Niedrigwasserphase im Jahr 2018 wurden die Vorräte an Standorten von Markt- und Netzreservekraftwer-

ken erhöht. Diese wurden jedoch nicht benötigt, da es im vergangenen Winter keine Niedrigwasserphase gab. [12]

Auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur den Bedarf an Netzreservekraftwerken für den kommenden Winter 2021/22 sowie den Winter 2023/24 bestätigt [12]. Für den kommenden Winter liegt der ermittelte Netzreservebedarf bei 5,7 GW und damit rund 0,9 GW unter dem Vorjahresniveau. Bedarfsbestimmend sind hierbei Situationen mit einem hohen Transportbedarf von Nord- nach Süddeutschland, die beim Zusammentreffen verschiedener Einflüsse (hohe Windeinspeisung und Stromimporte in Norddeutschland, hoher Verbrauch und geringe PV-Erzeugung in Süddeutschland, niedriger Großhandelspreis mit resultierenden Exporten ins südeuropäische Ausland) auftreten können. Rund 2,1 GW der Netzreserve entfallen auf Kraftwerke in Baden-Württemberg. Darin enthalten sind Kraftwerksblöcke in Altbach/Deizisau, Marbach, Karlsruhe, Heilbronn, Walheim und Mannheim. [12]

In der Untersuchung berücksichtigt wurden der Kohleausstieg und die Festlegungen zum sogenannten Redispatch 2.0 (vergleiche Abschnitt Systemstabilität). Da die Eingangsparameter der durchgeführten Systemanalyse bis zum Dezember des Vorjahres zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt werden müssen, konnten hinsichtlich des Kohleausstiegs nur die Ergebnisse der

ersten Ausschreibungsrunde berücksichtigt werden. Für die Stilllegungen der darüber hinausgehenden Kraftwerke wurde die Leistung der potenziell in Frage kommenden Kraftwerke deswegen anteilig anhand des Reduktionspfades des KVVG reduziert. Für Kraftwerke in der Südregion wurden zudem Gewichtungsfaktoren verwendet, die die geringere Zuschlagswahrscheinlichkeit aufgrund des Netzfaktors in den Ausschreibungen abbilden sollen. [12]

Für den Winter 2023/24 wird ein Rückgang des Reservekraftwerksbedarfs auf knapp 4,2 GW erwartet [12]. Der Rückgang ist hierbei vor allem auf den geringeren Redispatchbedarf infolge von Inbetriebnahmen von Netzausbauvorhaben zurückzuführen. Die Zusammensetzung der Netzreserve entspricht dabei im Wesentlichen der Zusammensetzung im kommenden Winter 2021/2022. Hinzu kommt das Heizkraftwerk Nord 2 in Unterföhring. Dagegen scheidet das Kraftwerk Irsching 3 ebenso aus, wie die baden-württembergischen Kraftwerksblöcke Marbach IIGT und IIIDT, für die im Dezember 2023 die immissionsschutzrechtliche Genehmigung endet, und Wahlheim 1 und 2, deren Betrieb voraussichtlich im März 2023 eingestellt wird (vergleiche Abschnitt 2.1). [12]

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. [38] § 11 Absatz 3 EnWG ermöglicht 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 [39], der von den Übertragungsnetzbetreibern Amprion, TenneT und TransnetBW im Juni 2018 ausgeschrieben wurde. Die Ausschreibungen umfassten vier Regionen in Süddeutschland⁷ 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 TransnetBW an EnBW für eine heizölbetriebene

300 MW Gasturbine am Standort Marbach erteilt. [41] 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. [42] Im November 2020 wurde schließlich der Zuschlag für die Losgruppe A an RWE erteilt, die am Standort Biblis ein 300 MW Gasturbinenkraftwerk errichten wird [43]. 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. [44]

Eine weitere aus dem Strommarktgesetz resultierende Maßnahme, die der Versorgungssicherheit dienen soll, besteht in der Kapazitätsreserve. Sie soll zusätzliche Leistung bereitstellen, falls auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zustande käme [45]. 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 Erbringungszeitraums bis zur endgültigen Stilllegung, für regelbare Lasten besteht diese Einschränkung lediglich für die Teilnahme an Ausschreibungen für beziehungsweise zuschaltbare Lasten (§ 3 Kapazitätsreserveverordnung, Kap-ResV). 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, so dass alle acht angebotenen Kraftwerke einen Zuschlag erhielten. Die Zuschlagshöhe lag bei 68.000 Euro pro Jahr und MW [46]. Keines der bezuschlagten Kraftwerke liegt in

⁷ Losgruppe A: südliches Hessen und nördliches Bayern, Losgruppe B: Baden-Württemberg, Losgruppe C: südwestliches Bayern und Losgruppe D: südöstliches Bayern [40].

Süddeutschland beziehungsweise südlich des Netzengpasses. Auf eine Nachbeschaffung der nicht bezuschlagten Mengen in der Kapazitätsreserve wurde verzichtet. Als Grund hierfür wird angegeben, dass die Unterzeichnung unter anderem aus der Erwartung einer positiven Marktentwicklung für potenziell geeignete Kraftwerke am Strommarkt resultiert und die entsprechende Leistung somit ohnehin für die Versorgungssicherheit zur Verfügung steht. Zudem wäre eine Änderung der Teilnahmevoraussetzungen bei der Nachbeschaffung nicht zulässig gewesen und für den Erbringungszeitraum wird aufgrund des Monitorings der marktseitigen Versorgungssicherheit durch das BMWi für den Erbringungszeitraum davon ausgegangen, dass keine Risiken bestehen. [47] Für den nächsten Erbringungszeitraum zwischen Oktober 2022 bis September 2024 wird am 1. Dezember 2021 eine weitere Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur zu geänderten Teilnahmebedingungen erfolgen, die den Kreis potenzieller Teilnehmer vergrößern soll [45].

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. 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). Die Vorwarnzeit zur Herstellung der Betriebsbereitschaft der Kraftwerke beträgt 10 Tage, womit ein Einsatz nur bei länger andauernden, vorhersehbaren Extremsituationen in Frage kommt [48] und sehr unwahrscheinlich ist. Ziel der Sicherheitsbereitschaft ist 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 Minderungsbeitrag von 11,8 bis 15 Millionen Tonnen CO₂ [48, 49]. 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 EnWG⁸ angewendet werden und somit die hohen Ausgleichsenergiepreise in diesen Situationen als Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche dienen (§ 13 Abs. 5 EnWG). Zusätzlich erhielt die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Preise für Regelleistung und Regelarbeit in einem Mischpreisverfahren zu bestimmen (wovon zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 Gebrauch gemacht wurde) und eine teilweise Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Ausgleichsenergiepreis einzuführen. [50] Zusätzliche Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue wurden im Dezember 2019 getroffen (vergleiche Systemstabilität, Seite 31).

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Das Angebot an Flexibilitätsoptionen ist vielseitig. Der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur beugt Engpässen vor, die Ausweitung des europäischen Binnenhandels schafft einen großräumigen Ausgleich und der Ausbau von Speichern erlaubt eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Technische Anpassungen und der Abbau regulatorischer Hemmnisse sind zudem die Voraussetzung dafür, 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 Studie „Energy Transition Readiness Index“ von Eaton wurde die Bereitschaft zur Transformation des Strommarkts in 12 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. Für Deutschland gilt es in Zukunft, die Flexibilität des Strommarktes noch mehr durch dezentrale Technologien zu erhöhen, und dabei die im obigen Abschnitt genannten Potenziale auszunutzen. Um an diesen Punkt zu kommen, empfiehlt die Studie 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. [51]

8) In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelleistung, 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.

Die preisunelastische Erzeugungsleistung in Deutschland ist rückläufig. Zu diesem Ergebnis kommt die Bundesnetzagentur in ihrem dritten Bericht über die konventionelle Mindesterzeugung [52]. In den untersuchten Perioden mit negativen Strompreisen der Jahre 2019 und 2020 lag die Mindesterzeugung zwischen 3,9 und 6,8 GW (2018: 5,4 bis 8,6 GW). Als Mindesterzeugung bezeichnet die Bundesnetzagentur jenen Teil des preisunelastischen, konventionellen Erzeugungssockels, der für das Funktionieren der Netze erforderlich ist.

Beispiele hierfür sind die Bereitstellung von Redispatch- oder Regelleistung. Der konventionelle Erzeugungssockel, der aus anderen Gründen (zum Beispiel Wärmebelieferung, Eigenversorgung, Prozessbindung) nur eingeschränkt auf die Preissignale des Strommarktes reagiert, lag 2019/2020 zwischen 11,4 und 16,3 GW und war damit gegenüber früheren Erhebungen ebenfalls rückläufig. Mit der weiteren Stilllegung von Kern- und Kohlekraftwerken wird sich der Trend nach Einschätzung der Bundesnetzagentur in den kommenden Jahren weiter fortsetzen.

PREISUNELASTISCHE ERZEUGUNGSLEISTUNG IN GW

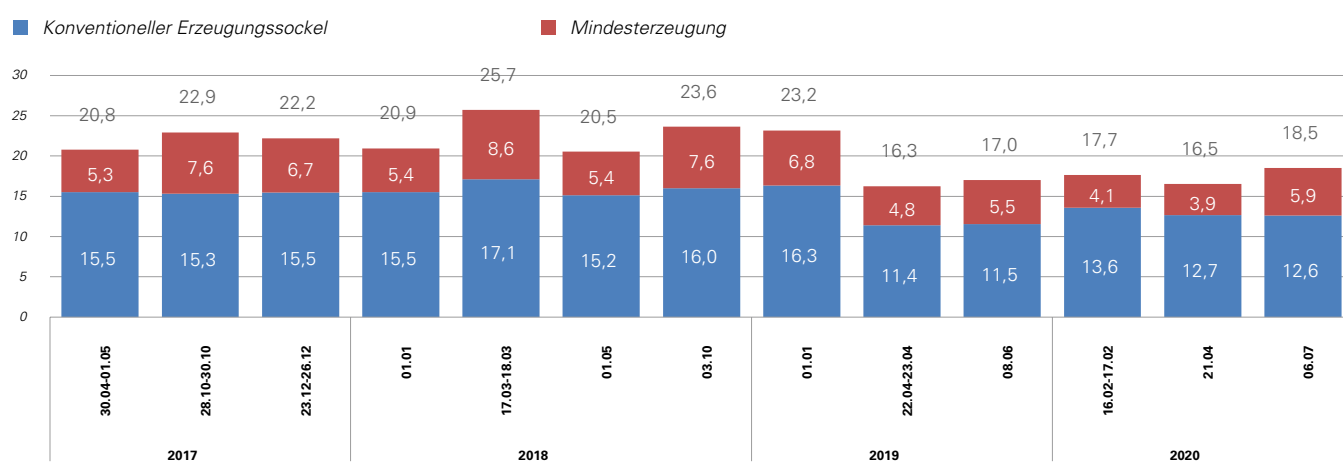


Abbildung 2: Entwicklung der preisunelastischen Erzeugungsleistung, eigene Darstellung auf Basis von [52].

Bereits mit dem EEG 2012 hat der Gesetzgeber Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen geschaffen. Anlagenbetreiber, die für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung die Leistung ihrer Anlagen erhöhen, sollten im Gegenzug eine Flexibilitätsprämie erhalten. Mit dem EEG 2014 wurden die Anreize reformiert. Neue Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW können seither einen sogenannten Flexibilitätszuschlag nutzen. Die Regelungen zur Flexibilitätsprämie, die für Bestandsanlagen veranschlagt wurde, hätten nach dem Erreichen des Förderdeckels von 1.000 MW im Juli 2019 und einer 15-monatigen Übergangsfrist eigentlich Ende November 2020 auslaufen sollen [53]. Als Reaktion auf die Corona-Pandemie hat die Bundesregierung die Frist im Mai 2020 jedoch um weitere acht Monate verlängert [54]. Biogasanlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, hatten damit noch bis zum 31. Juli 2021 Zeit, einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie

nach § 50b EEG 2017 geltend zu machen. Mit dem EEG 2021 wurde der Flexdeckel gestrichen, womit eine weitere Förderung der Flexibilisierung ermöglicht wurde. Jedoch wurden im gleichen Zug die Anforderungen erhöht. Anlagen müssen nun mindestens 1.000 Stunden im Jahr, mindestens 85 Prozent ihrer installierten Leistung abrufen. [55]

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen können den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren und zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes beitragen. Bereits heute dürfen Verteilnetzbetreiber auf der Grundlage von § 14a EnWG mit steuerbaren Lasten eine netzdienliche Nutzung vereinbaren und im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt berechnen. Seit langem wartet die Branche auf einen Verordnungsentwurf zur weiteren Ausgestaltung von § 14a EnWG. Dabei betonten Akteure wie der BDEW bereits 2017 den aus ihrer Sicht wichtigen Stellenwert des Paragraphen für eine

effiziente Bewirtschaftung und den Um- und Ausbau des Verteilnetzes [56]. Im Januar 2020 gab das BMWi bekannt, die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens nun in einem Stakeholderprozess innerhalb der AG „Intelligente Netze und Zähler“ zu diskutieren [57]. Ein im Auftrag des BMWi erstelltes und im August 2019 veröffentlichtes Gutachten [58] bildet dazu die Grundlage. Die Gutachter schlagen darin die Einführung eines Instruments zur „Spitzenglättung“ vor. Der Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände lehnt das Modell ab und stellte im Juni 2020 eigene Vorstellungen für eine verbraucherfreundliche Reform der Stromnetzentgelte vor [59]. Im Zentrum des Vorschlags stehen zeitvariable Netzentgelte. Unterstützung erhielten die Verbraucherschützer vom Verband der Automobilindustrie (VDA) und dem Bundesverband der Wärmepumpen (BWP) [60]. Nachdem die letzte Bundesregierung an dieser Stelle nicht mehr tätig wurde, liegt es nun an der neuen Regierung, eine Reform des § 14a EnWG voranzutreiben.

Der Markt für Solarstromspeicher in Deutschland legte im Jahr 2020 kräftig zu. Nach eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters⁹ wurden im Jahr 2020 rund 85.000 neue Batteriespeicher installiert, womit zum Jahresende insgesamt rund 191.000 Einheiten verbaut waren. Die Speicherkapazität beträgt insgesamt knapp 2,4 GWh. Bezogen auf die Anzahl ist mit 189.000 Einheiten der größte Teil im Segment der Kleinspeicher im Haushaltsbereich (Systeme bis 30 kWh Speicherkapazität) vorzufinden. Die gesamte Speicherkapazität der Heimspeicher liegt bei gut 1,5 GWh, im Mittel beträgt die Kapazität 8,1 kWh pro Einheit. In Baden-Württemberg wurden 2020 rund 16.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf 85.000 Einheiten. Bei den Heimspeichern bis 30 kWh liegt die installierte Kapazität im Bestand mit einem Mittelwert von 8,5 kWh leicht über dem Bundesschnitt. Der Batteriespeichermarkt profitierte vom starken Ausbau der Photovoltaik im Segment bis 10 kW, der sich gegenüber 2019 nahezu verdoppelte. Dabei wurde jede zweite PV-Anlage dieses Leistungssegments in Kombination mit einem Heimspeicher errichtet.

Für die Digitalisierung der Energiewende sind im Berichtszeitraum im Vergleich zum letzten Jahr weitere wichtige Voraussetzungen geschaffen worden. Zu diesem Ergebnis kommen die Autoren des zum mittlerweile dritten Mal erschienenen „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ [62] im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Anhand von acht Schlüsselfaktoren, bewerteten die Autoren einmal jährlich den Stand und die Fortschritte bei der Umsetzung des „Gesetz zu Digitalisierung der Energiewende (GDEW)“. Für das Berichtsjahr 2020 vergaben die Autoren 44 von 100 möglichen Punkten – 8 Punkte mehr als im Vorjahr und 22 Punkte mehr als im Basisjahr 2018. Das Ergebnis zeigt spürbare Fortschritte im Bereich der Digitalisierung aber auch neue Hindernisse bei der Regulierung und Umsetzung von Maßnahmen, so der Bericht.

Fortschritte gab es vor allem in drei Bereichen: In der erfolgreichen Umsetzung der Marktkommunikation 2020 (MaKo 2020), im andauernden Rollout von modernen Messeinrichtungen und in den wesentlichen Weichenstellungen bei der Vergabe der 450-MHz Frequenznutzungsrechte zu Gunsten der Energiewirtschaft. Bezüglich MaKo 2020 gab es aus Anwenderkreisen bisher überwiegend positive Rückmeldungen. Alle eingeführten Marktprozesse sind verfügbar und anwendbar, womit die Praxistauglichkeit bestätigt werden konnte und die Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen im Strombereich angegangen werden kann. Im Rahmen des Rollouts von modernen Messeinrichtungen wurden im Jahr 2020 5,8 Millionen verbaute Einheiten realisiert, was 11 Prozent des Bestandes entspricht. Damit wurde die 10-Prozent-Quote vorzeitig erreicht. Im Jahr 2019 waren es im Vergleich dazu noch 2,5 Millionen verbaute Einheiten. Im Kontext der Smart-Meter-Zertifizierung sind Stand Dezember 2020 vier, anstelle von bisher drei, Hersteller vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziert. Des Weiteren konnte eine Rezertifizierung für ein erweitertes Profil mit drei neuen Tarifenwendungsfällen erfolgreich abgeschlossen werden. Die Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messsystemen beschränkt sich zunächst auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh.

9) Die bisherigen Angaben zum Zubau und Bestand von Batteriespeichern, zum Beispiel aus dem Speichermonitoring, waren hochgerechnete Angaben auf Basis von geförderten Anlagen. Mit dem Marktstammdatenregister sind nun Aussagen zum Gesamtbestand möglich. Wenngleich das Marktstammdatenregister auf die Erfassung aller Anlagen abzielt, ist derzeit noch von keiner vollständigen Erfassung auszugehen. Weiterhin ist die Datenqualität teilweise noch unsicher und viele Datensätze haben die Netzbetreiberprüfung noch nicht durchlaufen. Insgesamt sind für den Gesamtmarkt jedoch belastbarere Aussagen möglich, als auf Basis anderer Angaben. In Anlehnung an [61] 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.

Nicht einbezogen wurden dagegen Anlagen, bei denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, sowie EEG- und KWK-Anlagen, für die der Gesetzgeber zunächst eine Harmonisierung der Gesetzeslage anstrebt [62].

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. Eine Entscheidung im Hauptsacheverfahren steht weiterhin aus. [63] Aufgrund dieser Entwicklungen hat der Gesetzgeber Änderungen und Anpassungen am Messstellenbetriebsgesetz vorgenommen, wodurch der Smart-Meter-Rollout zumindest vorläufig sichergestellt werden konnte. [64] Die weiteren Entwicklungen und mögliche weitere Klageverfahren bleiben abzuwarten.

Im Streit um die Vergabe der 450-MHz-Frequenz ist bereits im Jahr 2020 eine Entscheidung zu Gunsten der Energiewirtschaft gefallen. Die Energie- und Wasserwirtschaft konkurrierte mit Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben, darunter Polizei und Feuerwehr, um die Nutzung der Funkfrequenz. Die hohe Reichweite und gute Gebäudedurchdringung des Funknetzes machen einen flächendeckenden Ausbau sowie die Absicherung für den Schwarz- beziehungsweise Krisenfall vergleichsweise günstig. Alternativen für eine sichere Kommunikation außerhalb des 450 MHz-Netzes stehen zudem bisher nicht zur Verfügung. [65] Am 09. März 2021 hat die Präsidentenkammer dann die Zuschlagsentscheidung im Ausschreibungsverfahren für die Frequenznutzungsrechte getroffen. Die 450connect GmbH wird in Zukunft die Digitalisierung der Energie- und Verkehrswende mit voranbringen [66] und ist für den zügigen Ausbau der 450-MHz-Infrastruktur verantwortlich. 450connect hat dazu erklärt, dass sie eine diskriminierungsfreie Bereitstellung von Funkdiensten für alle Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft vornehmen werden und diese Dienste auch weiteren Betreibern kritischer Infrastrukturen bereitstellen werden.

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) ein erheblicher Treiber der Energiewende werden kann. Als mögliche Einsatzbereiche werden die Erkennung von Mustern in Daten und Ableitung von Erkenntnissen für höhere Effizienz und Einsparungen, die Koordinierung von Stromsystemen mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien und die Verwaltung komplexer, dezentraler Energiesysteme in großem Maßstab genannt. Aktuelle Entwicklungen zeichnen zwar ein vielversprechendes Bild ab, jedoch sind Innovation und Akzeptanz nach wie vor begrenzt. Im Bericht werden neun Grundsätze aufgezeigt mit denen das Potenzial von KI zielgerichtet ausgeschöpft werden kann. [67]

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

Störfallereignisse 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. [68]

2.3 ERNEUERBARE ENERGIEN IM STROMSEKTOR

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist in den vergangenen Jahren weiter gestiegen. Nachdem zunächst hauptsächlich Photovoltaikanlagen einen Großteil des Aufwuchses beisteuerten, stieg ab 2015 auch die Stromerzeugung aus Windenergie in zunehmendem Maße. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 nach ersten Berechnungen bei 41,0 Prozent. Da die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren insgesamt rückläufig war (Kernenergieausstieg, geringere Erzeugung aus Kohlekraftwerken) sind die Stromimporte deutlich gestiegen (vergleiche auch Abschnitt 2.4). Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung 25,8 Prozent.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Erneuerbare Energien sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Auch auf Landesebene sollen die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter ausgebaut werden. Dabei stellen die Regelungen des EEG die wesentliche Einflussgröße dar. Mit der Verabschiedung des EEG 2021 wurden zahlreiche Änderungen am Regelungswerk vorgenommen

Im Zuge der gesetzlichen Verankerung des 65-Prozent-Ziels in § 1 (1) des EEG 2021 wurden auch die Ausbaupfade sowie Ausschreibungsvolumina angepasst. So sollen im Jahr 2030 bundesweit insgesamt 71 GW Windenergieanlagen an Land, 100 GW PV-Leistung sowie 8,4 GW Biomasseanlagen installiert sein. Teil des Ausbaumonitorings ist der neu gebildete Kooperationsausschuss, der unter anderem über Ziele und Ausbaustand der Länder Bericht erstattet sowie deren Flächenausweisung zur Windenergienutzung. Die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie- und Solaranlagen

wurden gestrichen und in die Innovationsausschreibungen überführt. Teil der Innovationsausschreibungen sind zunächst mit einmalig 150 MW im Jahr 2022 die Ausschreibungen für die sogenannten besonderen Solaranlagen (Agri-PV-Anlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf der Fläche beziehungsweise auf landwirtschaftlich genutzten Flächen zum Anbau von Dauer- und mehrjährigen Kulturen sowie Anlagen auf Gewässern oder Parkplätzen). Eingeführt wurde auch die Möglichkeit zur finanziellen Beteiligung von Kommunen mit 0,2 ct/kWh (vergleiche die nachfolgenden Ausführungen zur Windenergie). Dies kann auch für Anlagen, die außerhalb des EEG gebaut und betrieben werden (sogenannten PPA-Anlagen) genutzt werden. Des Weiteren wurde die so genannte Sechs-Stunden-Regelung (keine Vergütung bei negativen Strompreisen) für Neuanlagen über 500 kW auf vier Stunden verschärft. Bei den Regelungen zur Eigenversorgung wurde die Bagatellgrenze, unterhalb derer keine anteilige EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom zu entrichten ist, von 10 kW und 10 MWh/a auf 30 kW und 30 MWh/a angehoben. Oberhalb dieser Grenzen wird 40 Prozent EEG-Umlage auf den gesamten selbst verbrauchten Strom fällig. Die Neuregelung betrifft insbesondere neue PV-Anlagen, aber auch KWK-Anlagen sowie Anlagen, die bereits in Betrieb sind oder deren EEG-Förderung nach 20 Jahren abgelaufen ist. Weitere relevante technologiespezifische Änderungen für Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen werden im weiteren Verlauf des Kapitels erläutert.

Nachdem der Zubau von PV-Anlagen in den Jahren 2010 bis 2016 kontinuierlich zurückgegangen ist, setzte in 2017 eine Trendwende mit jährlich steigenden Installationszahlen ein. Die Leistung der jährlich neu in Betrieb genommenen Anlagen hat sich im Jahr 2020 mit 616 MW gegenüber 2016 mehr als vervierfacht. Im ersten Halbjahr 2021 lag der Zubau in Baden-Württemberg bei knapp 290 MW und damit knapp unterhalb des Vorjahresniveaus. Auf Bundesebene lag der Zubau im ersten Halbjahr 2021 oberhalb des ersten Halbjahrs 2020, was insbesondere dem Wachstum bei Großanlagen (Freiflächenanlagen) zuzurechnen ist. Das Zubauniveau von Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg bewegt sich jedoch mit einem Anteil von 10–15 Prozent deutlich unter dem Bundeswert von zuletzt rund 25 Prozent (vergleiche auch nachfolgend die Ausführungen zu den PV-Ausschreibungen).

Der Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg hat sich im Berichtszeitraum leicht erholt: Mit 10 Windenergieanlagen (WEA) (32 MW) im Jahr 2020 und 22 WEA (84 MW) im ersten Halbjahr 2021 bewegen sich die Inbetriebnahmen jedoch weiterhin auf einem niedrigen Niveau [69]. Obwohl am 31. Dezember 2020 für die ersten Bestandsanlagen der gesetzliche Vergütungsanspruch aus dem EEG endete, blieb eine Stilllegungswelle vorerst aus. Nach Angaben der LUBW ging lediglich eine WEA (0,6 MW) nach einer Betriebszeit von mehr als 21 Jahren im April 2020 endgültig vom Netz. Im Rahmen einer Übergangsregelung können ausgeforderte Windenergieanlagen noch bis zum 31. Dezember 2021 eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Spätestens dann müssen sich die Betreiber eigenständig um die Vermarktung des erzeugten Stroms bemühen. Nach den Bestandsveränderungen verzeichnete die LUBW zum 30. Juni 2021 einen Anlagenbestand von 750 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.663 MW.

Die Anzahl genehmigter WEA lässt auf eine Fortsetzung des moderaten Zubaus in den Jahren 2021 und 2022 schließen. So verfügten zur Jahresmitte 2021 73 WEA mit einer Leistung von 245 MW über eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung. 20 WEA (76 MW) erhielten diese im Jahr 2020, 4 WEA (14 MW) im ersten Halbjahr 2021. Bei 36 WEA (102 MW) wurde die Genehmigung dagegen bereits vor 2017 ausgestellt. Widersprüche, Klagen und Neuplanungen führen zum Teil zu erheblichen Bauverzögerungen.

In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land herrschte im Jahr 2020 erneut wenig Wettbewerb. Sechs der insgesamt sieben Ausschreibungsrunden waren unterzeichnet. Der mengengewichtete mittlere Zuschlagswert betrug 6,1 ct/kWh und lag damit 0,1 ct/kWh unter dem zulässigen Höchstwert des Jahres 2020. Lediglich in der Dezember-Ausschrei-

bung verzeichnete die Bundesnetzagentur eine hinreichende Beteiligung und einen mittleren Zuschlagswert, der sich mit 5,91 ct/kWh etwas stärker vom Höchstwert absetzte. Die Ausschreibungen im Februar und Mai 2021 waren abermals unterzeichnet. Auch eine nachträgliche Kürzung des Ausschreibungsvolumens im Mai 2021 änderte daran nichts. Das EEG 2021 verlangt, dass die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen kurzfristig anpasst, wenn sich auf Basis der Genehmigungsentwicklung eine Unterzeichnung andeutet. Die neue Regelung ist umstritten. Kritiker warnen, sie könne zu einer Verdrängung des Angebots führen, anstatt Wettbewerb zu schaffen [70].

Die finanzielle Förderung von Windenergieanlagen an Land wird bereits seit Mai 2017 wettbewerblich ermittelt. In 23 Ausschreibungsrunden hat die Bundesnetzagentur inzwischen ein Volumen in Höhe von 17,3 GW ausgeschrieben. Die bezuschlagte Leistung liegt mit 13,0 GW allerdings deutlich darunter. Obwohl sich die Genehmigungssituation auf Bundesebene im Jahr 2020 gegenüber 2019 spürbar verbessert hat (2019: 1.952 MW, 2020: 3.228 MW), bleiben Genehmigungen vorerst ein knappes Gut. Hinzu kommt, dass der Gesetzgeber das Ausschreibungsvolumen für das Jahr 2022 im Zuge einer umfassenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts im Juni 2021 von 2.900 auf 4.000 MW angehoben hat.

Auf Baden-Württemberg entfielen im Jahr 2020 acht Zuschläge für insgesamt 19 WEA mit einer Leistung von 80 MW. Im Jahr 2021 kamen vier weitere Zuschläge für 14 WEA mit einem Zuschlagsvolumen von 54 MW hinzu. Trotz der jüngsten Zuschläge bleibt die Gesamtbilanz nach mehr als vier Jahren im Ausschreibungssystem für Baden-Württemberg ernüchternd: 84 WEA mit 318 MW erhielten einen Zuschlag. Das entspricht einem Anteil am bundesweiten Zuschlagsvolumen von 2,5 Prozent.

Tabella 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71].

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.02.2020	527	523	99%	39	39	100%	7%
01.03.2020	194	151	78%	0	0	-	0%
01.06.2020	468	464	99%	0	0	-	0%
01.07.2020	191	191	100%	0	0	-	0%
01.09.2020	310	285	92%	0	0	-	0%
01.10.2020	769	659	86%	41	41	100%	6%
01.12.2020	657	400	61%	13	0	0%	0%
01.02.2021	719	691	96%	13	13	100%	2%
01.05.2021	1.161	1.110	96%	20	20	100%	2%
01.09.2021	1.824	1.494	82%	25	21	83%	1%

Um die regionale Verteilung des Windenergieausbaus zu verbessern, die Integration in das Stromversorgungssystem zu erleichtern und die Systemkosten zu reduzieren, sieht das EEG 2021 die Einführung einer „Südquote“ vor. Demnach werden Gebote aus der sogenannten Südregion ab 2022 beim Zuschlagsverfahren bevorzugt. Die Südregion setzt sich gemäß Anlage 5 EEG 2021 aus 169 Landkreisen und kreisfreien Städten aus Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland zusammen. Die Regelung steht jedoch nach wie vor unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt. Eine Ausweitung des Referenzertragsmodells trat dagegen bereits zum 1. Januar 2021 in Kraft. Die Einführung eines zusätzlichen Korrekturfaktors für 60-Prozent-Standorte stärkt die Wettbewerbsposition windschwacher Standorte, wovon nicht zuletzt Projekte in Baden-Württemberg profitieren.

Zur Stärkung der Akzeptanz hat der Gesetzgeber die Rahmenbedingungen für die kommunale Teilhabe verbessert. Auf der Grundlage von § 6 EEG 2021 dürfen Anlagenbetreiber künftig den Kommunen im Umkreis von 2.500 Metern um die Anlage eine einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung in Höhe von 0,2 ct/kWh anbieten. Die Kosten werden vom Netzbetreiber erstattet und über die EEG-Umlage gewälzt. Eine Zahlungsverpflichtung – wie zunächst im Referentenentwurf vorgesehen – besteht dagegen nicht. Zusammen mit den kommunalen Spitzenverbänden (DStGB, DST und DLT) und den Verbänden der Energiewirtschaft (BDEW, BWE, VKU und WVV) hat die FA Wind einen Mustervertrag entworfen [72]. Ferner wurde das Gewerbesteuergesetz (GewStG) novelliert. Danach entfällt künftig 90 Prozent der Gewerbesteuer auf die

Standortgemeinde und nur noch 10 Prozent auf die Sitzgemeinde des Betreibers. Bisher betrug das Zerlegungsverhältnis 80 zu 20. Zudem wurde der Zerlegungsmaßstab angepasst. Statt dem Sachanlagevermögen, das sich durch die Abschreibungen im Zeitverlauf ändert, ist nun die installierte Leistung maßgeblich.

Damit Baden-Württemberg so schnell wie möglich klimaneutral wird, plant die neue Landesregierung ein umfassendes Klimaschutz-Sofortprogramm [73]. Unter anderem sollen Staatswald- und Landesflächen offensiv vermarktet werden, um Platz für bis zu 1.000 neue Windkraftanlagen zu schaffen. Zudem will die Landesregierung ein Mindestflächenziel für Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen in Höhe von 2 Prozent der Landesfläche rechtlich verankern. Flächennutzungspläne und Regionalpläne sollen vereinheitlicht, digitalisiert und einer Qualitätssicherung unterworfen werden. Darüber hinaus sollen Konflikte mit der Flugsicherung durch eine bedarfsgerechte Anpassung der Windenergie-Tabuzonen reduziert werden.

Mit dem EEG 2021 wurde die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern vertieft. Die zuständigen Staatssekretärinnen und Staatssekretäre der Länder und des Bundes koordinieren im neu gegründeten Kooperationsausschuss die Erfassung der Länderziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Umsetzung. Die Länder berichten hierzu einmal jährlich zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land. Die Berichte der Länder und

ein zusammenfassender Bericht des Kooperationsausschusses für das Jahr 2021 wurden im Oktober veröffentlicht [74]. Ein Ergebnis: Zum Stichtag 31. Dezember 2020 waren bundesweit zwischen 0,7 und 0,85 Prozent der Fläche rechtswirksam für die Windenergie an Land ausgewiesen. Für das derzeit im EEG verankerte Ziel von 71 GW im Jahr 2030 würde dies theoretisch genügen (Flächenbedarf circa 0,8 Prozent der Bundesfläche). Allerdings ist ein Teil der berücksichtigten Flächen aufgrund verschiedener Restriktionen nicht nutzbar. Vorläufige Ergebnisse einer UBA-Studie deuten dagegen auf eine Ziellücke von circa 600 km² hin. Und dies, obwohl Planentwürfe als realisiert berücksichtigt wurden. In Baden-Württemberg belief sich die rechtswirksam ausgewiesene Fläche zum Stichtag auf rund 76 km² (Landes- und Regionalplanungsebene) und 131 (Bauplanungsebene).¹⁰ Dies entspricht rund 0,2 beziehungsweise 0,4 Prozent der Landesfläche.

Die bislang weitreichendsten Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland liegen im Photovoltaikbereich vor, wo bereits seit April 2015 Freiflächenanlagen beziehungsweise Großanlagen nur noch über ein wettbewerbliches Verfahren gefördert werden. Tabelle 6 zeigt die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg ab dem Jahr 2000. Mit in der

Tabelle aufgenommen sind die Ausschreibungen im Rahmen der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV), bei der bislang ausschließlich Solaranlagen einen Zuschlag erhalten haben. Insgesamt zeigt sich, dass die Zuschlagsquote, das heißt der Anteil der erfolgreichen Gebote (=Zuschläge), für PV-Anlagen in Baden-Württemberg mit 34 Prozent niedriger als im Bundesmittel mit 37 Prozent liegt. Die mittlere Zuschlagsquote in Baden-Württemberg ist nach einigen Runden mit keinerlei Zuschlägen ab Mitte 2020 deutlich angestiegen. Absolut betrachtet ist das Zuschlagsniveau jedoch weiterhin relativ gering. Der Anteil Baden-Württembergs an den bundesweiten Zuschlägen bewegte sich seit der Einführung der Ausschreibungen zwischen 0 Prozent und 10 Prozent. Der bisher höchste Zuschlagsanteil in den Freiflächenauschreibungen konnte mit knapp 10 Prozent in der letzten Freiflächen-Ausschreibungsrunde des Jahres 2021 realisiert werden. In dieser Runde entfiel mehr als 90 Prozent des Zuschlagsvolumens auf PV-Anlagen in benachteiligten Gebieten. Insgesamt geht mit mehr als drei Vierteln ein großer Anteil des in Baden-Württemberg seit Juni 2017 erzielten Zuschlagsvolumens für Freiflächenanlagen (einschließlich GemAV) auf die im März 2017 in Kraft getretene Freiflächenöffnungsverordnung zurück.

Tabelle 6: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen¹¹. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [75].

VERFAHREN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG				
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D	
01.02.2020	EEG 2017	493	101	20%	3	0	0%	0,0%
01.03.2020	EEG 2017	838	301	36%	5	0	0%	0,0%
01.04.2020	GemAV	553	204	37%	16	0	0%	0,0%
01.06.2020	EEG 2017	447	100	22%	29	7	25%	7,5%
01.07.2020	EEG 2017	779	193	25%	24	1	4%	0,5%
01.09.2020	EEG 2017	675	258	38%	18	2	9%	0,6%
01.10.2020	EEG 2017	393	103	26%	5	3	57%	2,5%
01.11.2020	GemAV	518	202	39%	3	2	72%	1,0%
01.12.2020	EEG 2017	936	264	28%	3	1	26%	0,3%
01.03.2021	EEG 2021, FFA	1.504	620	41%	9	8	86%	1,2%
01.06.2021	EEG 2021, FFA	1.130	513	45%	55	18	33%	3,6%
01.06.2021	EEG 2021, Dach	213	153	72%	19	15	78%	10,0%
01.11.2021	EEG 2021, FFA	986	512	52%	101	49	49%	9,7%

¹⁰) Die Flächen der unterschiedlichen Planungsebenen können Überschneidungen enthalten. Eine einfache Addition der Flächenangaben ist daher nicht zulässig.

¹¹) Mit Geboten für PV-Anlagen kann auch an den Innovationsausschreibungen teilgenommen werden. Bislang haben diese die Innovationsausschreibungen klar dominiert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 jedoch nicht angeführt, da nur die Gesamtergebnisse und keine weiterführenden Statistiken mit Bundesländerzahlen öffentlich verfügbar sind.

Eine der zugrunde liegenden Ursachen für den nach wie vor geringen Anteil Baden-Württembergs an den Zuschlägen in den PV-Ausschreibungen ist die weiterhin zögerliche Flächenausweisung, insbesondere in benachteiligten Gebieten. Deshalb unterstützt die Landesregierung mit einem Hinweis schreiben an die Planungsbehörden sowie mit einem Handlungsleitfaden die Freiflächenöffnungsverordnung, um so die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg für Photovoltaikanlagen zu befördern.

Mit 10 Prozent lag der Zuschlagsanteil Baden-Württembergs in den Dachanlagenausschreibungen verglichen mit den Freiflächenausschreibungen relativ hoch. Die Zuschlagsquote der Gebote für Anlagen in Baden-Württemberg lag mit 78 Prozent über derjenigen auf Bundesebene (72 Prozent).

Das im Zuge des EEG 2021 auf einem Niveau von 1,6 bis 1,9 GW pro Jahr verstetigte Ausschreibungsvolumen für PV-Freiflächenanlagen (zusätzlich sind Gebote in den Innovationsausschreibungen möglich) bietet Raum für zusätzliche neue Projekte. Parallel dazu wurden Restriktionen gelockert, die sich positiv auf das Gebotsvolumen auswirken dürften: Neuanlagen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen dürfen statt 110 Meter nun 200 Meter breit sein (einschließlich eines freizuhaltenden Korridors von 15 Metern) und die Maximalgröße der Freiflächenanlagen beträgt nun 20 MW (die Größenbegrenzung gilt nicht für Solaranlage auf sogenannten sonstigen baulichen Anlagen). Angebotsseitig positiv ist weiterhin die im Jahr 2020 seitens Bayern auf 70 Anlagen pro Jahr erweiterte Verordnung zu Anlagen in benachteiligten Gebieten sowie die zunehmende Inanspruchnahme der Länderöffnungsklausel zu Anlagen in benachteiligten Gebieten¹².

Mit dem EEG 2021 wurde ein separates Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, das sogenannte zweite Ausschreibungssegment, eingeführt. Die Dachanlagenausschreibungen zeichnen sich dadurch aus, dass Anlagen über 750 kW nun verbesserte Wettbewerbsbedingungen vorfinden, weil sie nicht mehr gegen Freiflächenanlagen antreten (EEG 2017), sondern nur noch mit anderen Dachanlagen um Zuschläge konkurrieren. Im Dachanlagensegment über 300 kW bis 750 kW besteht die Möglichkeit, zwischen dem Ausschreibungssegment und

dem Festvergütungssegment zu wählen. Im Ausschreibungssegment sind höhere anzulegende Werte erreichbar, allerdings muss der erzeugte Strom vollständig eingespeist werden und darf nicht selbst verbraucht werden. Im Gegenzug dazu ist der anzulegende Wert in der Festvergütung geringer und es muss mindestens 50 Prozent der Stromerzeugung selbst verbraucht oder anderweitig verkauft werden.

Die erste Ausschreibungsrunde vom Juni 2021 war bei einem Ausschreibungsvolumen von 150 MW mit einem Gebotsvolumen von 213 MW erfreulicherweise überzeichnet, womit Wettbewerb herrschte. Die Zuschlagspreise lagen deshalb mit gewichtet 6,88 ct/kWh deutlich unterhalb des Höchstwertes von 9 ct/kWh, wobei die Spannweite der Zuschläge zwischen 5,35 und 7,89 ct/kWh lag. Für die bezuschlagten Anlagen gilt eine Realisierungsfrist von 12 Monaten. Die meisten Zuschläge gingen an die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Nordrhein Westfalen. Auf Baden-Württemberg entfielen lediglich 7 Zuschläge. Weitere Daten lagen zu Redaktionsschluss nicht vor, sodass eine vertiefte Betrachtung und Bewertung derzeit noch nicht möglich ist.

Mit der Solaroffensive sollen die Potenziale der Solarenergie in Baden-Württemberg besser ausgeschöpft werden. Die Solaroffensive setzt sich aus mehreren verschiedenen Bausteinen zusammen und adressiert neben der Photovoltaik auch die thermische Solarenergienutzung. Neben der bereits genannten Freiflächenöffnungsverordnung sollen Maßnahmen im Bereich Öffentlichkeitsarbeit, Motivation und Vernetzung von Akteuren umgesetzt werden. Dazu dient insbesondere das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“, mit dem in den zwölf Regionen Baden-Württembergs jeweils eine Beratungs- und Netzwerkinitiative gefördert wird. Mit einem weiteren Förderprogramm wurden netzdienliche PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage gefördert (vergleiche Kapitel 2.2). Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vergleiche Kapitel 3.2). Ein starker Impuls für mehr PV-Anlagen im Land ist im Zuge des novellierten Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg zu erwarten. Das Gesetz legt fest, dass ab 2022 bei Anträgen auf Baugenehmigungen zum Neubau von Nichtwohngebäuden und offenen Parkplätzen mit mehr als 35 Stellflächen eine Photovoltaikanlage zu errichten ist.

12) Neben den bestehenden Länderverordnungen in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland sind Länderverordnungen in Niedersachsen und Sachsen geplant.

Darüber hinaus soll ab Mai 2022 auch eine PV-Pflicht beim Neubau von Wohngebäuden sowie bei grundlegenden Dachsanierungen greifen. Details zur Ausgestaltung der Anforderungen werden in Rechtsverordnungen des Umweltministeriums geregelt.

Die Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte wurden mit dem EEG 2021 weiter verbessert. Im Gesetz ist geregelt, dass Strom aus Solaranlagen, der auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird, mit einem Zuschlag gefördert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird nach den Regelungen des EEG vergütet. Mit der Förderung sollen Mieter unmittelbar an der Energiewende beteiligt werden und Anreize für PV-Anlagen auf größeren Wohngebäuden geschaffen werden. Neben der Erhöhung des Mieterstromzuschlags und der nun direkten Kopplung an die Vergütungsdegression¹³ wurden auch Verbesserungen bei der Anlagenzusammenfassung sowie zum so genannten Lieferkettenmodell (Vermieter und Stromlieferant müssen nicht personenidentisch sein) umgesetzt. Darüber hinaus ist die Vor-Ort-Nutzung des Stroms nun auch im selben Quartier möglich. Das Niveau der Neuinstallationen von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag befindet sich jedoch weiterhin auf relativ niedrigem Niveau: Nach einem Zubau von bundesweit jeweils knapp 19 MW in den Jahren 2019 und 2020 lag der Zubau im ersten Halbjahr 2021 bei rund 13 MW.

Für Biomasseanlagen wurden im Betrachtungszeitraum insgesamt acht 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 (auf 16,4 ct/kWh für

Neuanlagen beziehungsweise 18,4 ct/kWh für Bestandsanlagen) vermochte dies bislang nicht zu ändern. Alle Gebote, die nicht aus formalen Gründen ausgeschlossen wurden und die maximal den Höchstpreis geboten haben, wurden somit bezuschlagt. Insgesamt erhielten 340 Anlagen mit insgesamt 409 MW einen Zuschlag (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 1.525 MW). Davon entfallen 39 Zuschläge mit insgesamt 135 MW auf Neuanlagen. Für Baden-Württemberg waren bislang insgesamt 35 MW Zuschläge für 44 Anlagen zu verzeichnen. Weitere relevante Änderungen im EEG 2021 betreffen die Einführung einer Südquote für die Biomasseausschreibungen und die auf Süddeutschland beschränkten Biomethanausschreibungen, die jedoch seitens der EU-Kommission noch nicht beihilferechtlich genehmigt wurden. Die Genehmigung steht weiterhin für die Anschlussförderung von Gülle-Kleinanlagen sowie Altholzanlagen. Zur Förderung der Flexibilität von Biomasseanlagen wird auf die Ausführungen zu Flexibilitätsoptionen im Kapitel Versorgungssicherheit verwiesen (vergleiche Kapitel 2.2).

Die erneuerbaren Energien leisten neben dem Beitrag zur Stromerzeugung auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung. Letzterer ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Photovoltaik- und Windkraftanlagen jedoch vergleichsweise gering. So ist von der derzeit in Baden-Württemberg installierten Gesamtleistung erneuerbarer Energien im Stromsektor von rund 10,2 GW mit 0,8 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vergleiche Abbildung 3), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist.

13) Vor dem EEG 2021 wurde der Mieterstromzuschlag anhand eines festen Abzugsbetrags von der Einspeisevergütung bestimmt. Durch die Degression der Einspeisevergütung sank der Mieterstromzuschlag für größere Anlagen im Laufe des Jahres 2020 auf null.

INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN ZUR STROMERZEUGUNG [GW]

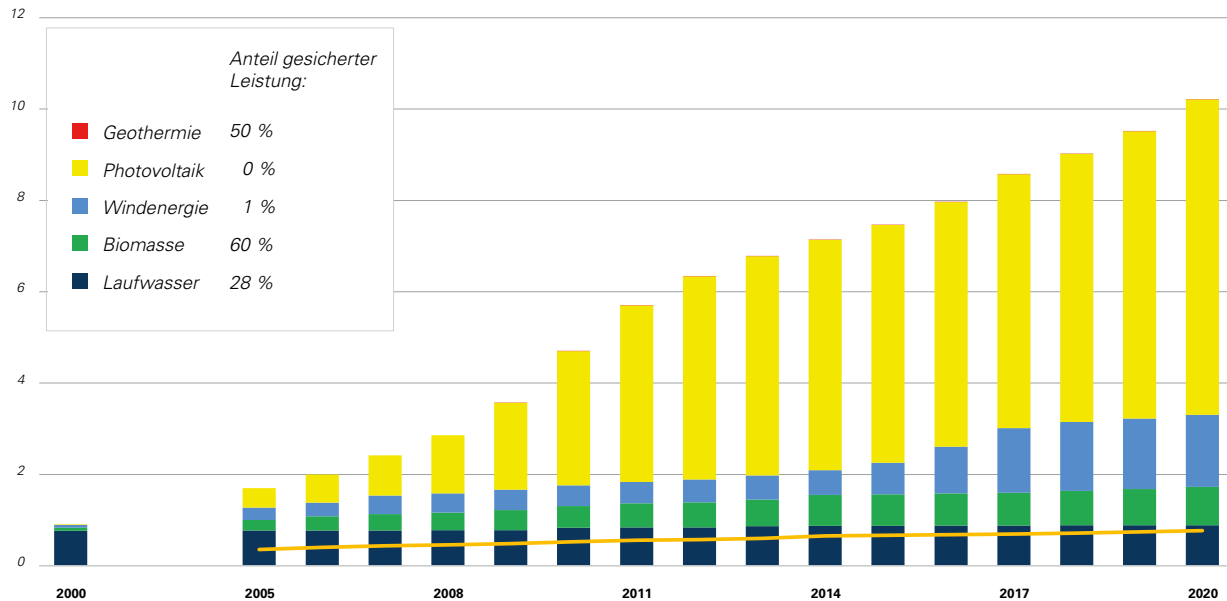


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2020 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76].

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2020 aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Coronapandemie um gut 2 Prozent gesunken und lag bei 71 TWh. Der Rückgang ist insbesondere auf die gesunkenen Aktivitäten in der Industrie, aber auch im Sektor GHD zurückzuführen.

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist mit 44,4 TWh auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten angekommen. Gegenüber dem Vorjahr 2019 sank die Erzeugung um 22 Prozent beziehungsweise 12,7 TWh und unterschritt damit das Niveau aus dem Jahr 1985. Der Rückgang geht vor allem auf die Stilllegung des Kernkraftwerks Phillipsburg 2 (KKP 2) zum Ende des Jahres 2019 (minus 10 TWh) und

eine insgesamt geringere Kohleverstromung (minus 2,9 TWh) zurück. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit dem Jahr 2000 ist in Abbildung 4 nach Energieträgern dargestellt.

Auch auf Bundesebene war ein weiterer Rückgang der Kohleverstromung (-21 Prozent) zu verzeichnen, wobei die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken mit 25 Prozent stärker als in Braunkohlekraftwerken (-20 Prozent) zurückgegangen ist. Gleichzeitig verzeichnet Erdgas aufgrund der verbesserten Wettbewerbssituation gegenüber kohlebefeuelten Kraftwerken einen erneuten Zuwachs um 2 Prozent [76]. Die erneuerbaren Energien sind deutschlandweit um 3,5 Prozent gewachsen, hierzu trugen insbesondere Photovoltaik- und Windenergieanlagen bei.

BRUTTOSTROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH [TWh/a]

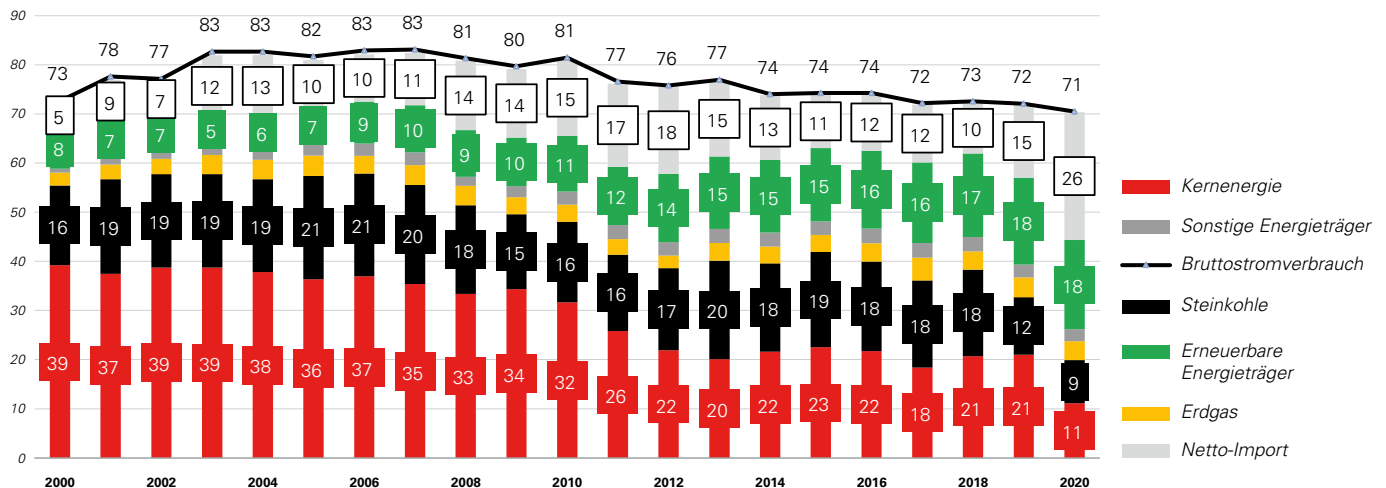


Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2020 in Baden-Württemberg (2020 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [77, 78].

Auf Landesebene ist im Bereich der erneuerbaren Energien die Wasserkraft aufgrund der Trockenheit rund 7 Prozent rückläufig, andererseits ist die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen weiter gestiegen. Insgesamt trugen die erneuerbaren Energien im Jahr 2020 rund 18,3 TWh beziehungsweise 41 Prozent zur Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg bei. Aufgrund des eingangs geschilderten Rückgangs der Bruttostromerzeugung insgesamt ist der relative Beitrag der erneuerbaren Energien deutlich gestiegen, das absolute Wachstum der EE-Erzeugung betrug 3 Prozent.

Die rückläufige kohlebasierte Stromerzeugung führt auch zu einem sinkenden Kraftwerkseigenverbrauch, der zusammen mit dem pandemiebedingten Nachfragerückgang den Bruttostromverbrauch auf 71 TWh sinken ließ. In der Folge ist der Stromimportsaldo um 75 Prozent beziehungsweise gut 11 TWh sehr stark gestiegen und belief sich auf rund 26 TWh. Für weitere Analysen zum Stromimport und -export wird auf den folgenden Abschnitt 2.5 verwiesen. Daten zur 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). [79]

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 2020 erneut gesunken. Während die Exporte von 73,4 TWh (2019) auf 66,0 TWh nachgaben, legten die Importe von 38,2 auf 47,7 TWh zu [80]. Unter dem Strich stand ein Handelsbilanzüberschuss von 18,3 TWh, der sich damit gegenüber dem Vorjahr nahezu halbierte (2019: 35,1 TWh). Nach den Analysen von Agora Energiewende [80] wird die Entwicklung von verschiedenen Faktoren getrieben: Niedrige Gaspreise sowie steigende Kosten für CO₂-Emissionszertifikate hätten die Wettbewerbssituation der heimischen Braunkohle verschlechtert und führten zu einem Anstieg der Gasverstromung im In- und Ausland. Ferner habe die wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland den dortigen Bedarf für Strom aus Deutschland in den letzten Jahren gesenkt. Deutliche Verschiebungen zeigten sich im Handel mit Dänemark und der Niederlande. In beiden Fällen kehrte sich 2020 das Vorzeichen des Handelsbilanzsaldos um: Deutschland

importierte in Summe mehr Strom aus diesen Ländern, als es in die Gegenrichtung exportierte [80]. 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 2,9 Milliarden Euro [81]. Dem stehen Importkosten von 2,0 Milliarden Euro gegenüber. Im Saldo wurden demnach Exportüberschüsse im Wert von 0,9 Milliarden Euro erwirtschaftet. Der Import einer Megawattstunde kostete im Schnitt 42,7 Euro, während der Export 44,0 Euro einbrachte.¹⁴

KOMMERZIELLER AUSSENHANDEL IN TWh

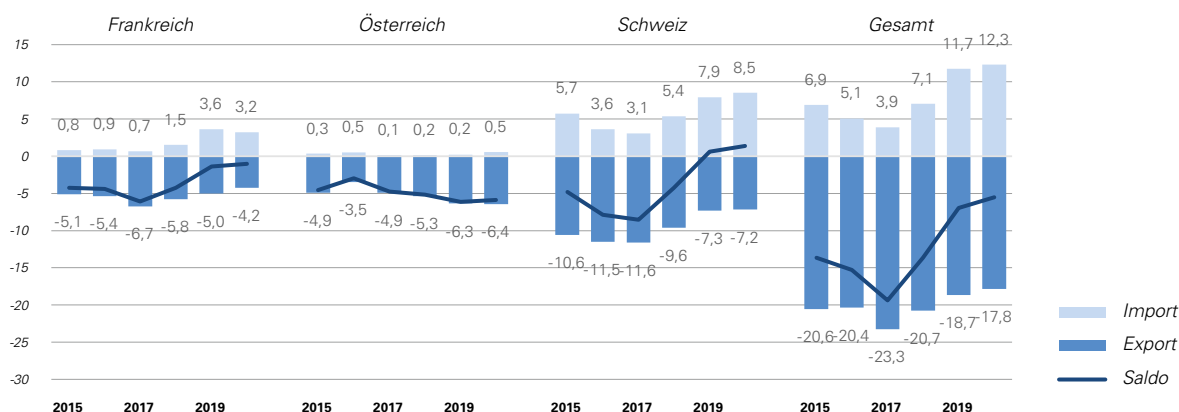


Abbildung 5: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [83].

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des kommerziellen Außenhandels, der über die Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg abgewickelt wurde. Gegenüber dem Vorjahr gaben die Exportüberschüsse leicht von 6,9 auf 5,5 TWh nach. Während Richtung Frankreich und Österreich die Exporte nach wie vor überwogen, wurde aus der Schweiz im Jahr 2020 erneut mehr Strom importiert (8,5 TWh) als in der Gegenrichtung exportiert (7,2 TWh).

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 12,4 TWh Strom über Baden-Württemberg in das benach-

barte Ausland und rund 10,6 TWh in entgegengesetzter Richtung (vergleiche Abbildung 6). Deutliche Verschiebungen zeigten sich in den letzten Jahren beim physikalischen Stromfluss zwischen Baden-Württemberg und der Schweiz. Die Exportüberschüsse gingen von 17,7 TWh in 2017 auf 4,9 TWh in 2020 zurück.

14) Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Exports (Imports) in Höhe von 73,4 TWh (38,2 TWh) [82].

PHYSIKALISCHER STROMFLUSS IN TWh

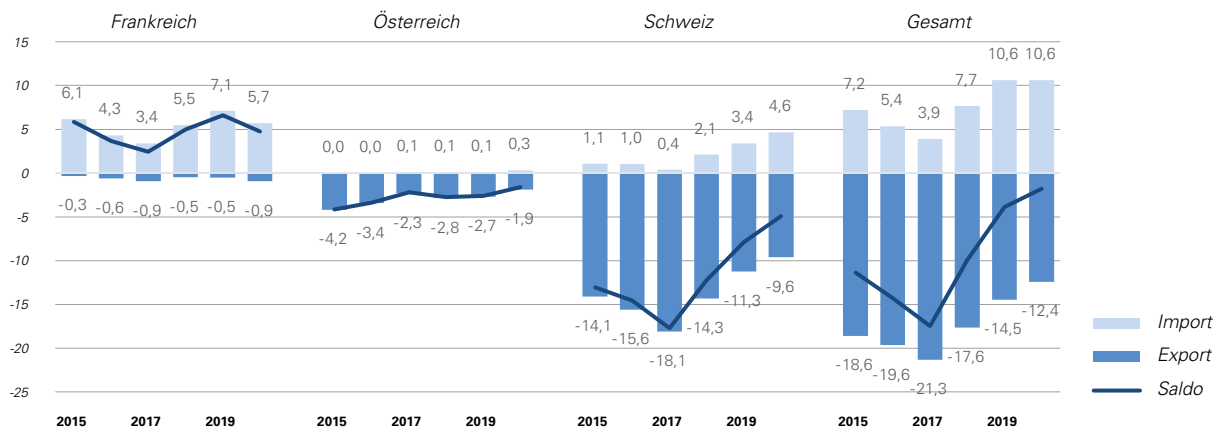



Abbildung 6: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [83, 84].

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits dargestellte Importbedarf von rund 26 TWh in 2020, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur.



Bild: Strommast in St. Leon-Rot, Aufstieg (© Umweltministerium / Björn Hänsler)

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 WÄRMESSEKTOR

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). 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. Für die weitere Durchführung ist neben der KfW das BAFA zuständig. Antragsberechtigt sind Privatpersonen, Kommunen, Unternehmen und gemeinnützige Einrichtungen [85].

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 Komplett-sanierungen 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 [86].

Mit der Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetzes am 18. Juni 2020 wurden das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammengeführt.

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 wird das bisherige Anforderungsniveau im Wesentlichen beibehalten¹⁵. Das Gesetz trat zum 1. November 2020 in Kraft. Neu ins Gesetz aufgenommen wurde die im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbarte Festlegung, dass ab 2026 nur dann ein alter öl- oder kohlebefeuerter 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. [87]

Baden-Württemberg hat als erstes Bundesland eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern eingeführt. Davon betroffen sind 103 kreisfreie Städte und große Kreisstädte. Konkret bedeutet das, dass die betroffenen Städte verpflichtet sind, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan nach § 7c Abs. 2 KSG BW [88] vorzulegen. Auch nicht verpflichtete Kommunen und Städte können auf freiwilliger Basis einen Plan erstellen. Dieser Plan soll dazu dienen, eine drastische Reduzierung des Wärmebedarfs der Gebäude zu erreichen und um erhebliche Mengen an Energie für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme einsparen zu können. Jede Kommune beziehungsweise Stadt entwickelt dabei ihren eigenen Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung. Im Leitfaden „Kommunale Wärmeplanung“ ist das vierstufige Vorgehen erläutert: Bestand analysieren, Potenziale erheben, Zielszenario aufstellen und Wärmewendestrategie entwickeln [89]. 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 in Baden-Württemberg wurde das Thema der Wärmeplanung zu einem Teil der kommunalen Daseinsvorsorge deklariert [90]. Da diese Neuregelung zu einer Mehrbelastung für die verpflichteten Kommunen führt, stellt das Land Baden-Württemberg gleichzeitig einen finanziellen Ausgleich bereit. Festgelegt wurde, 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 [91]. 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 beantragen. Die Förderung beträgt dabei maximal 80 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben. [92]

Mit dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) nutzt die Landesregierung ihren ordnungsrechtlichen Spielraum, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im gesamten Gebäudebestand zum Einsatz zu bringen. 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

15) Einzelne Regelungen enthalten auch Aufweichungen der bisherigen Anforderungen.

(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 [93].

3.2 BEHEIZUNGSSTRUKTUREN UND ERNEUERBARE ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

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 [94]. 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 ist [95].

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

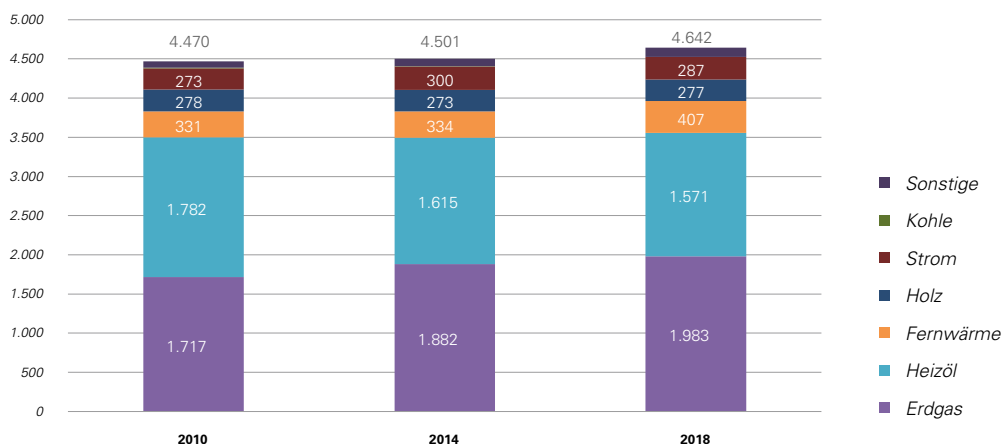


Abbildung 7: Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96, 97].

Aufgrund der hohen Anzahl an Gebäuden, mit insgesamt 4,6 Millionen Wohnungen, und langen Investitionszyklen erfolgen Strukturänderungen entsprechend langsam. Die Neubautätigkeit lag zuletzt in der Größenordnung von circa 14.000 bis 15.000 neuen Wohngebäuden mit 32.000 bis 36.000 Wohnungen beziehungsweise 3.500 bis 4.500 neuen Nichtwohngebäuden mit rund 1.000 Wohnungen pro Jahr. In den vergangenen Jahren wurde die Mehrzahl der fertig gestellten Neubauten im Land mit erneuerbaren Energien beheizt (Abbildung 8).

FERTIG GESTELLTE NEUBAUTEN IN BADEN-WÜRTTEMBERG NACH ÜBERWIEGENDER HEIZENERGIE

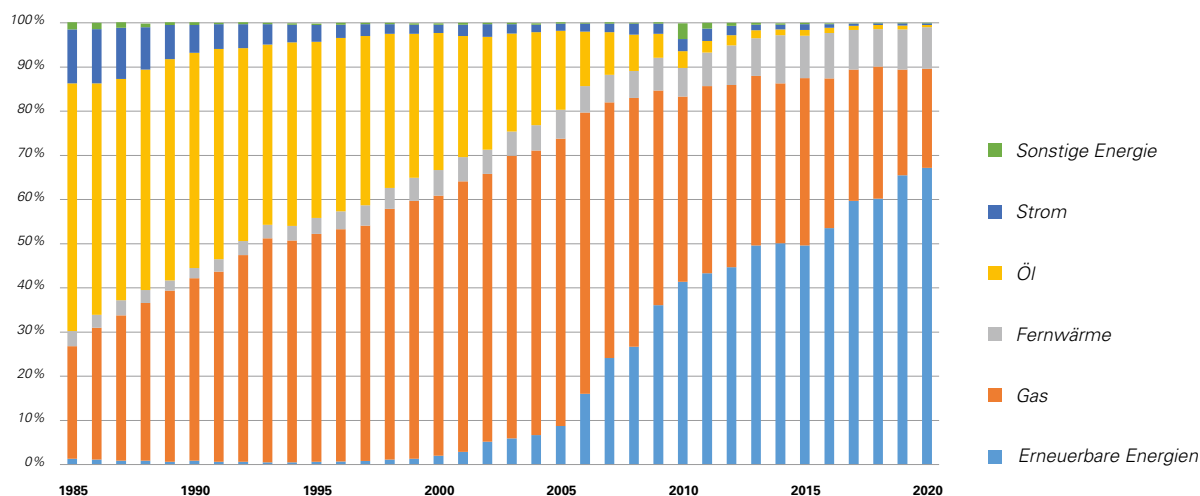


Abbildung 8: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98].

In den vergangenen Jahrzehnten ist eine deutliche Veränderung in der Heizstruktur bei fertig gestellten 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 das erste Mal, mit 53,5 Prozent der dominierende Heizenergieträger für fertig gestellte Neubauten. Im Jahr 2020 erreichte der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten rund zwei Drittel. 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 2020 lediglich noch 0,5 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 2020 bei 22,4 Prozent. Die Bedeutung von Fernwärme zu Heizzwecken bei fertig gestellten Neubauten hat seit 1984 leicht zugenommen, bewegt sich jedoch seit dem Jahr 2012 auf einem Niveau zwischen 9 und 10,9 Prozent am gesamten Heizenergieträgereinsatz.

Im Vergleich dazu findet sich eine gegenläufige Entwicklung beim Energieträger Strom wieder, dessen Bedeutung seit 2011 deutlich, auf 0,4 Prozent abgenommen hat.

Im Jahr 2020 sind die erneuerbaren Energien (Umweltwärme, Geothermie, Solarthermie, Holz, Biogas/Biomethan, Sonstige Biomasse) die bedeutendste Technologie für den Einsatz in fertig gestellten Neubauten und werden in zwei Dritteln der Fälle eingesetzt. Den mit Abstand größten Anteil machen Wärmepumpen aus. Neben den erneuerbaren Energien wird noch immer häufig auf Gas gesetzt (22,4 Prozent), wohingegen Strom und Öl kaum mehr eingesetzt werden. Alternativ wird auch die Fernwärme bei Neubauten eingesetzt, wenn die notwendige Infrastruktur dafür vorhanden ist [98].

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 deckt nun rund 16 Prozent des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (ohne Strom, Abbildung 9).

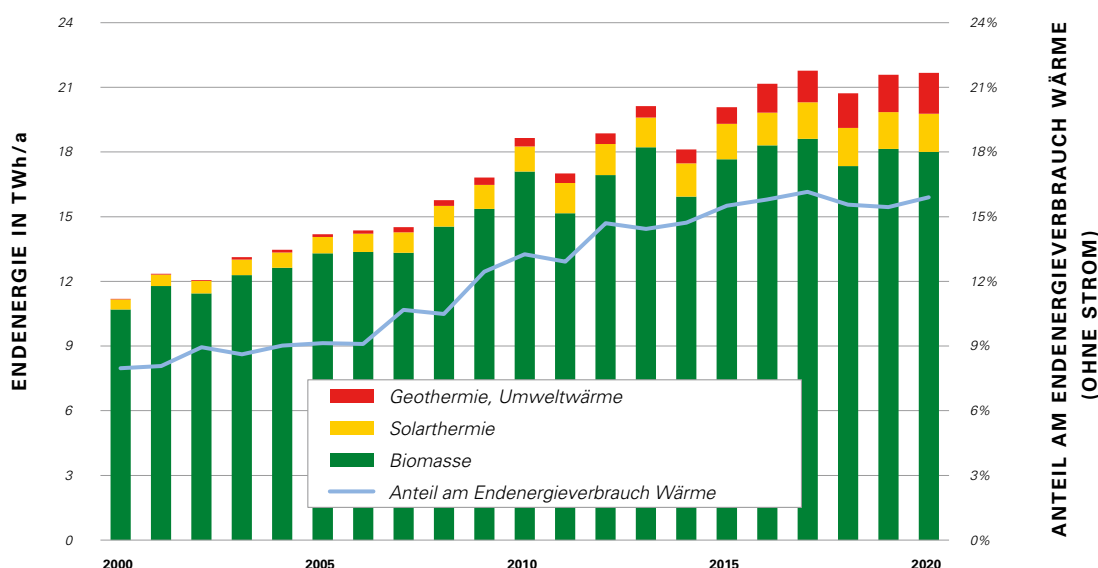


Abbildung 9: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2020 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [99].

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 1 Megawatt elektrisch, zum anderen bei Wärmenetzbetreibern sowie Heizwerksbetreibern ab einer installierten

Nettonennleistung von 1 Megawatt thermisch. Der Endenergieverbrauch von Fernwärme bewegte sich in den vergangenen Jahren auf einem relativ konstanten Niveau von 40 bis 42 PJ pro Jahr. Das heutige Verbrauchsniveau liegt rund 20 Prozent niedriger als im Jahr 2010, welches jedoch ein relativ kaltes Jahr mit hohem Wärmebedarf darstellte (Abbildung 11).

ENDENERGIEVERBRAUCH FERNWÄRME [PJ]

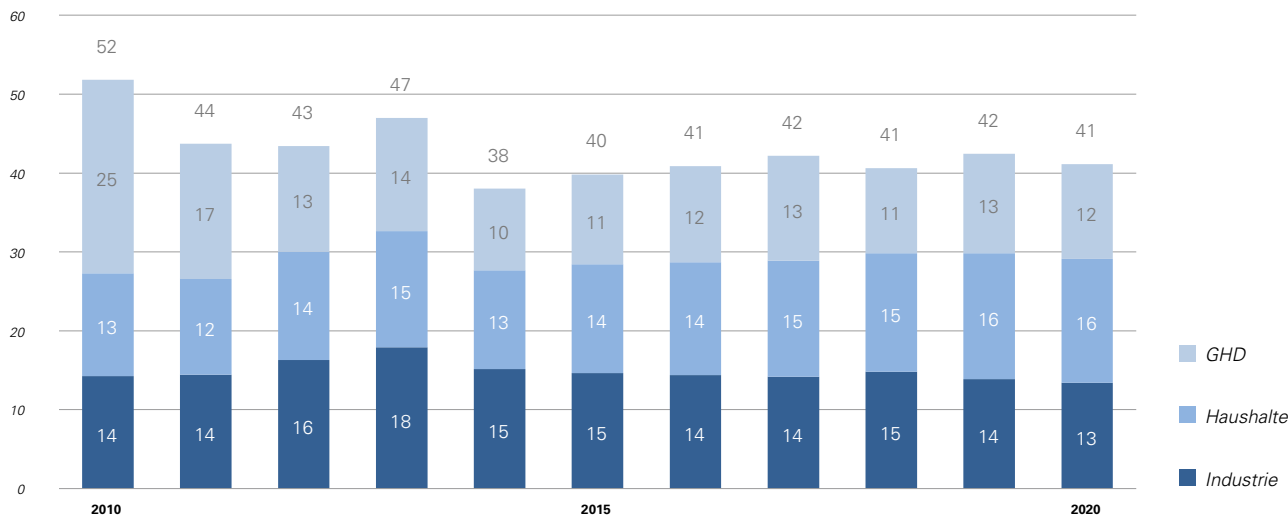


Abbildung 11: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Werte 2019 vorläufig, 2020 eigene Berechnungen ZSW.

Der Rückgang um 21 Prozent seit 2010 entspricht ungefähr dem Bundestrend mit minus 18 Prozent [101], Unterschiede sind jedoch im Hinblick auf die sektorale Verteilung des Verbrauchs zu verzeichnen. Der Verbrauchsrückgang in der Industrie war auf Landesebene deutlich geringer als auf Bundesebene. Bei der Bewertung der Verbrauchsentwicklung der Haushalte und des Sektors GHD kommen auch berechnungs- und erhebungsbasierte Einflüsse in Frage. Die beiden Sektoren sollten deshalb gemeinsam betrachtet werden. Für die Haushalte und den Sektor GHD zeigt sich ein Rückgang um rund 5 Prozent seit 2011 (2010 wird wegen der kalten Witterung nicht als Bezugsgröße herangezogen). Dies dürfte hauptsächlich den nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen wie der Dämmung der Gebäude und niedrigeren Vorlauftemperaturen seitens der Wärmeabnehmer zuzurechnen sein.

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 für den vorliegenden Bericht zur Verfügung gestellt. Die Datenlieferung umfasst die Jahre 2018 und 2019 sowie zur Einordnung das Jahr 2010

(Abbildung 12). Eine Fortschreibung am aktuellen Rand ist im Rahmen der zukünftigen Berichte vorgesehen. 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 (Abbildung 12). 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 im Jahr 2019 bei 77 Prozent. Dies ist jedoch vollständig dem Rückgang der fossilen Wärmebereitstellung zuzurechnen, während die Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in absoluten Werten auf einem Niveau von rund 10 bis 11 PJ konstant geblieben ist.

ENERGIETRÄGEREINSATZ ZUR FERNWÄRMEERZEUGUNG [PJ]

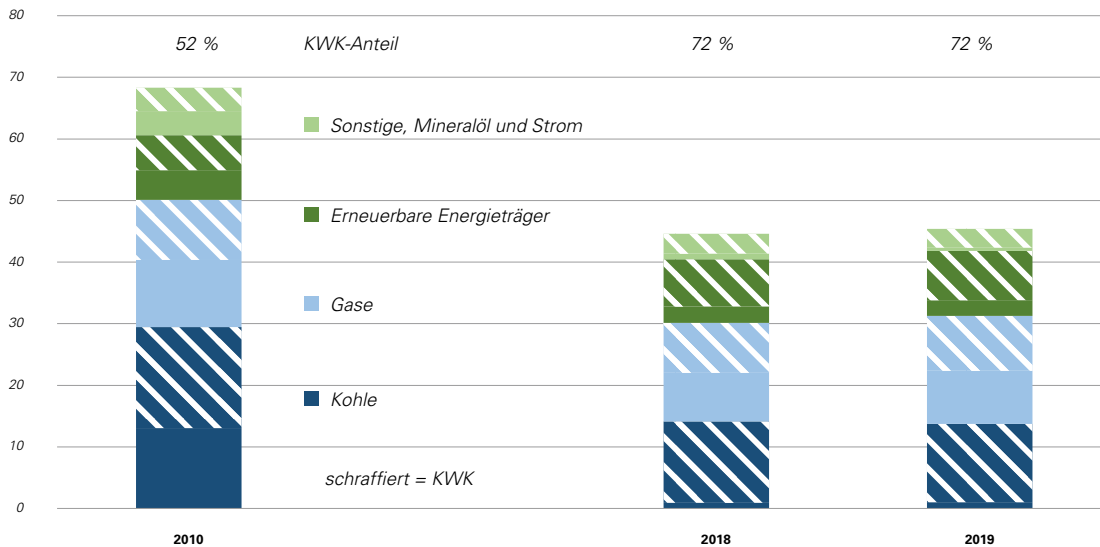


Abbildung 12: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von unveröffentlichten Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg.

In der Abbildung 12 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 liegt bei über 70 Prozent. Dies ist jedoch nicht einer höheren KWK-Bereitstellung zuzurechnen, sondern dem deutlichen Rückgang der Einspeisung aus reinen Heizwerken, insbesondere Kohlekraftwerken. Bei Letzteren lag der KWK-Anteil bei der Einspeisung in Fernwärmenetze bei über 90 Prozent. Relativ stabil im Zeitverlauf ist der KWK-Anteil bei der Fernwärmeeinspeisung aus Gas mit rund 50 Prozent.

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. 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 [102]. 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 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 [103].

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, wie beispielsweise beim Ausfall der Versorgung in Nürnberg, müssen wichtige Teile redundant ausgelegt werden, das heißt mehrfach und voneinander unabhängig vorhanden sein. Besicherungsanlagen sind auch im Entwurf der Förderrichtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze in Bezug auf die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung berücksichtigt. Der Entwurf führt unter dem Aspekt der systemischen Förderung 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. Im Antrag muss auch begründet dargelegt werden, mit welchem Anteil die erneuerbar erzeugten Wärmemengen besichert werden [104]. Für die weitere Dekarbonisierung der Wärmenetze ist es ein wichtiger Schritt, dass die Besicherung nun im Entwurf 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.

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.

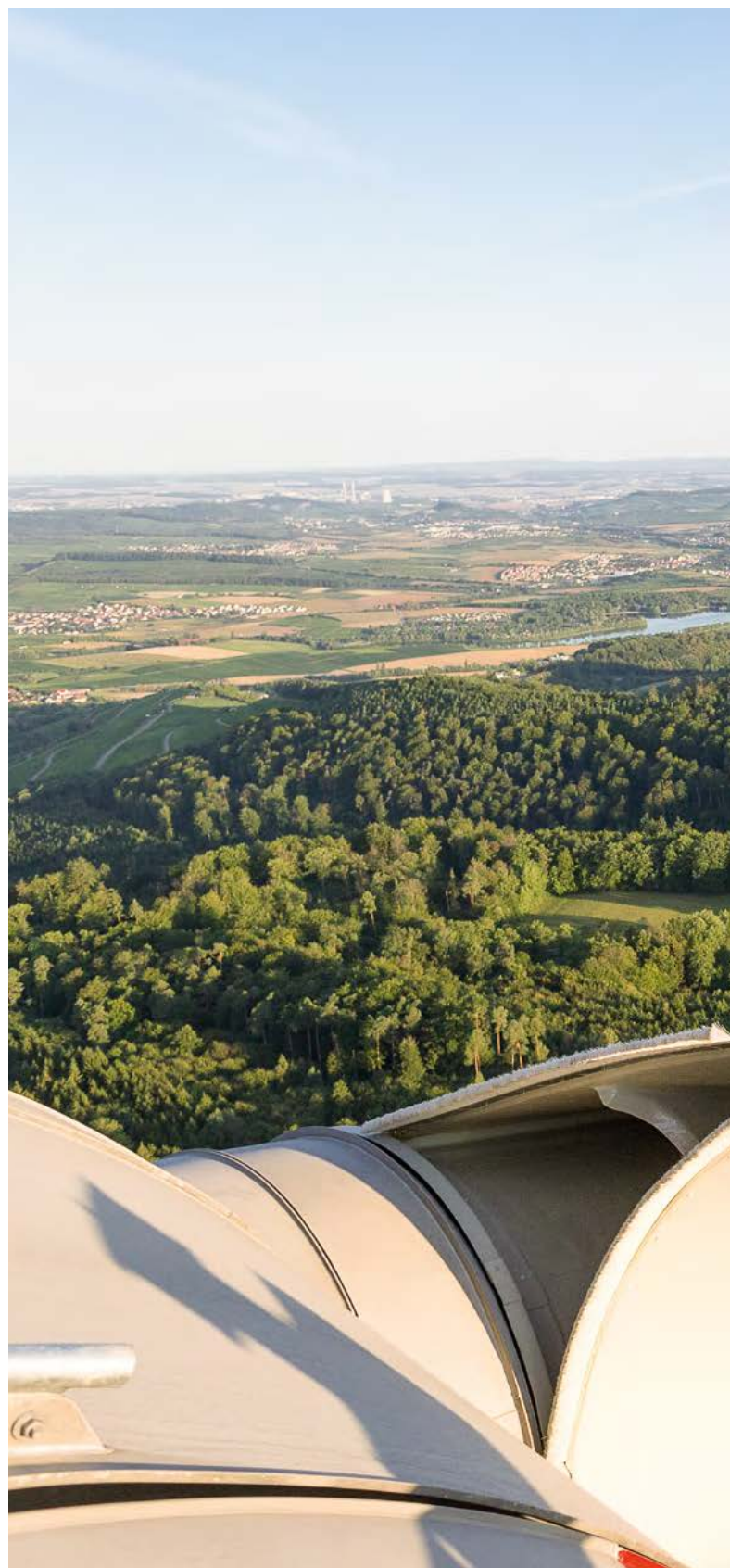


Bild: Windenergieanlage Horkenberg (© Umweltministerium / em-werbung.com)



Bild: Windenergieanlage Horkenberg (© Umweltministerium / em-werbung.com)

4. Infrastrukturen für die Energiewende



4.1 STROMNETZE

AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Mit dem Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) im Jahr 2009 wurde die bereits vorher erkannte Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes erstmals regulatorisch umgesetzt. Grund hierfür war unter anderem der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz, dem mit den Energiewendeentschlüssen im Jahr 2011 zusätzliches Gewicht verliehen wurde. Der mit dem Fortschreiten der Energiewende hinzukommende, über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird seitdem in der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans (NEP) festgehalten. 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 wird. Maßnahmen, welche die Bundesnetzagentur bestätigt, werden in den endgültigen Netzentwicklungsplan aufgenommen 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 km auf rund 10.400 km. Auf Baden-Württemberg entfallen davon 13 Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 880 km. Zwei Maßnahmen davon sind Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 10 GW¹⁶ umfassen:

„A-Nord“ / „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zweimal 2 GW) und „SuedOstLink“ (zweimal 2 GW). Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft rund 40 km durch Baden-Württemberg. Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 kompensieren. Derzeit ist die Inbetriebnahme des letzten Abschnitts für das Jahr 2024 geplant (ursprünglich 2021) [105]. Zwischenzeitlich schreitet 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 [106]. Das Vorhaben Nr. 3 ist mit der Leitungstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach, neben der Strecke von Wilster nach Grafenrheinfeld (Bayern), die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2022 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 [107] nach derzeitigem Planungsstand bis ins Jahr 2026. Von den weiteren elf Vorhaben des BBPlG (vergleiche Tabelle 7) in Baden-Württemberg wurde ein Vorhaben im Jahr 2021 fertiggestellt (Nr. 24). Von den verbleibenden zehn Vorhaben befinden sich – Stand Q2/2021 – vier (Nr. 19, Nr. 20, Nr. 25, Nr. 35) beziehungsweise fünf Vorhaben (Nr. 21 mit zwei von vier Abschnitten¹⁷) im Planfeststellungsverfahren, fünf Vorhaben befinden sich noch in der internen Planung (Nr. 22, Nr. 23, Nr. 40, Nr. 68, Nr. 72) [108]. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg.

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

17) Die beiden anderen Abschnitte von Vorhaben Nr. 21 befinden sich im Raumordnungsverfahren beziehungsweise vor dem Planfeststellungsverfahren.

Tabelle 7: Umsetzungsstand¹⁸⁾ der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 08/2021). Dargestellt sind die Start- und Endpunkte der Leitungen, die Luftlinien dazwischen oder konkrete Trassenverläufe, soweit diese schon feststehen.

NR.	VORHABEN AUS BBPLG	VORHABEN-TRÄGER	ZUSTÄNDIGE BEHÖRDE
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippensburg „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	LRA Hb
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	BNetzA
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 Fertigstellungs- termine der BBPIG-Vorhaben in Baden-Württemberg mit dem derzeitigen Ausbau- und Planungsstand (2. Quartal 2021) [108] 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.

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

FERTIGSTELLUNG [km]

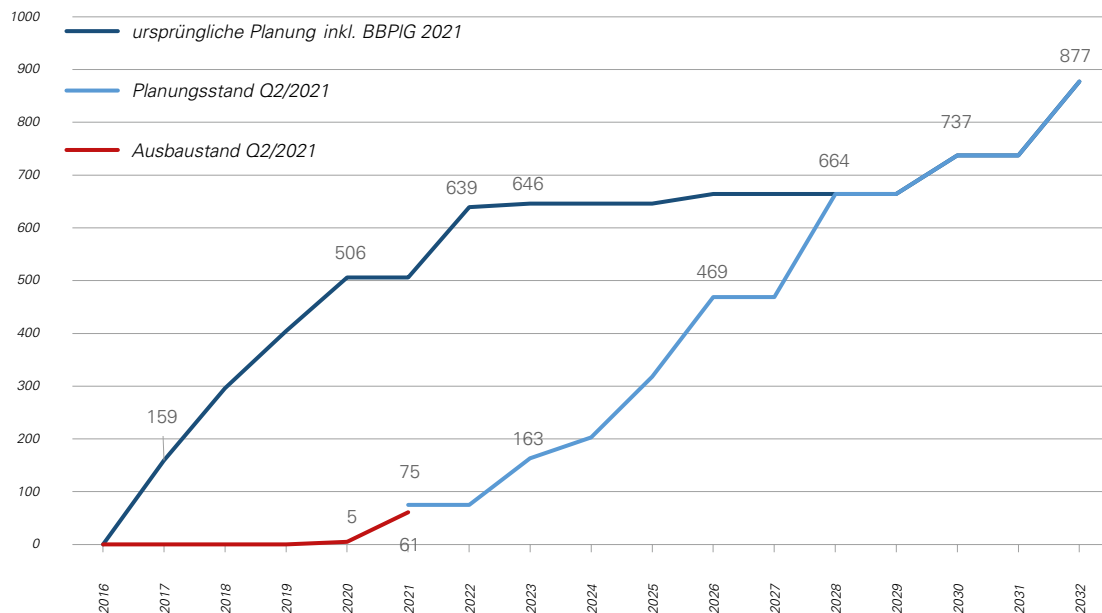


Abbildung 13: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2021). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [108–110].

Da für die Versorgungssicherheit in hohem Maße der Übertragungsnetzausbau außerhalb Baden-Württembergs relevant ist, sind die bundesweiten Entwicklungen ebenfalls von Bedeutung. Der bundesweite Ausbau der Übertragungsnetze weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil deutliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen (vergleiche Tabelle 2) bemerkbar macht. Der derzeitige Ausbaustand (Q2/2021)

der Vorhaben gemäß EnLAG liegt mit 1.087 km noch 740 km unter dem Zielausbau von 1.827 km und bereits zweieinhalb Jahre hinter dem ursprünglichen Fertigstellungsdatum (vergleiche Abbildung 14). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben, abgesehen von einem kleineren Vorhaben (8 km), im Jahr 2026 und damit acht Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein.

FERTIGSTELLUNG [km]

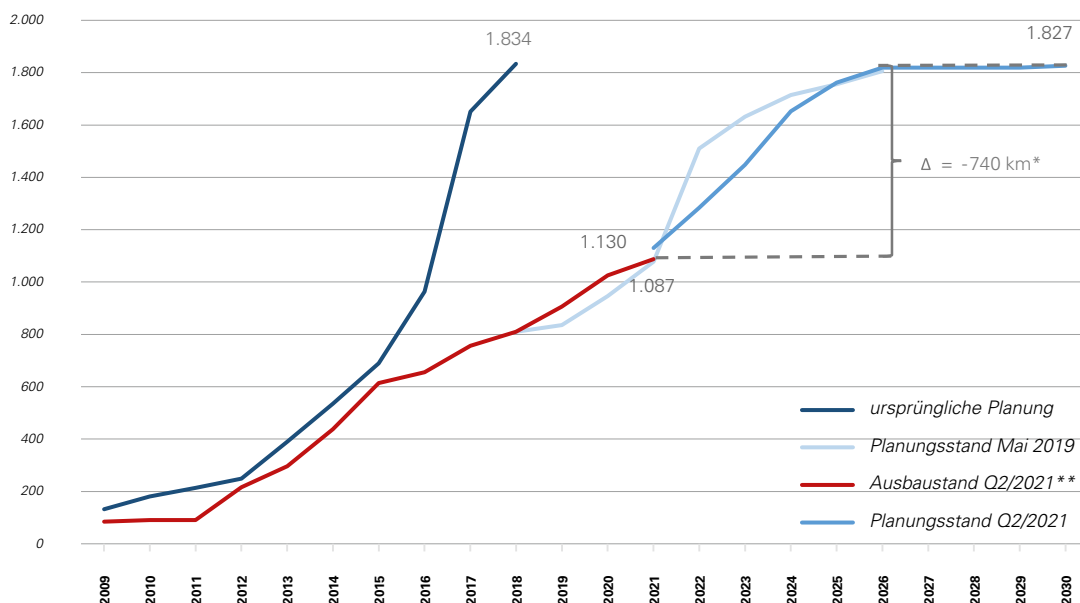


Abbildung 14: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2021).

* Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.827 km; ** Aufgrund des Datenstands (Q2/2021) bildet der Ausbaustand im Jahr 2021 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [108, 111, 112].

Ähnliche Tendenzen zeigen die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes. Nach der Novelle des BBPIG hat sich die geplante Trassenlänge von gut 5.800 km auf rund 10.400 km erhöht. Der späteste derzeit geplante Fertigstellungstermin darin enthaltener Einzelvorhaben liegt damit im Jahr 2033 (vorher 2031). Der Ausbaustand zum Ende des zweiten Quartals 2021 von rund 680 km liegt über 3.300 km hinter der Ursprungsplanung des NEP 2012 zurück. Um die geplante Fertigstellung der Netzausbauvorhaben im Jahr 2033 zu erreichen, müssen im Durchschnitt pro Jahr 790 Leitungskilometer fertiggestellt werden. Gegenüber dem bisherigen Maximum der Ausbaugeschwindigkeit der Vorhaben im BBPIG von

221 km pro Jahr im Jahr 2020 entspricht dies einer Steigerung um den Faktor 3,6.

Eine umfangreiche Auflistung von Maßnahmen zur Beschleunigung von Netzausbauvorhaben findet sich in dem im September 2021 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichten „Praxisleitfaden Netzausbau“ [113]. Dieser richtet sich an Genehmigungsbehörden sowie Vorhabensträger und analysiert die Themenfelder Projektmanagement, Öffentlichkeitsbeteiligung, Zulassungsphase und Realisierungsphase im Detail.

FERTIGSTELLUNG [km]

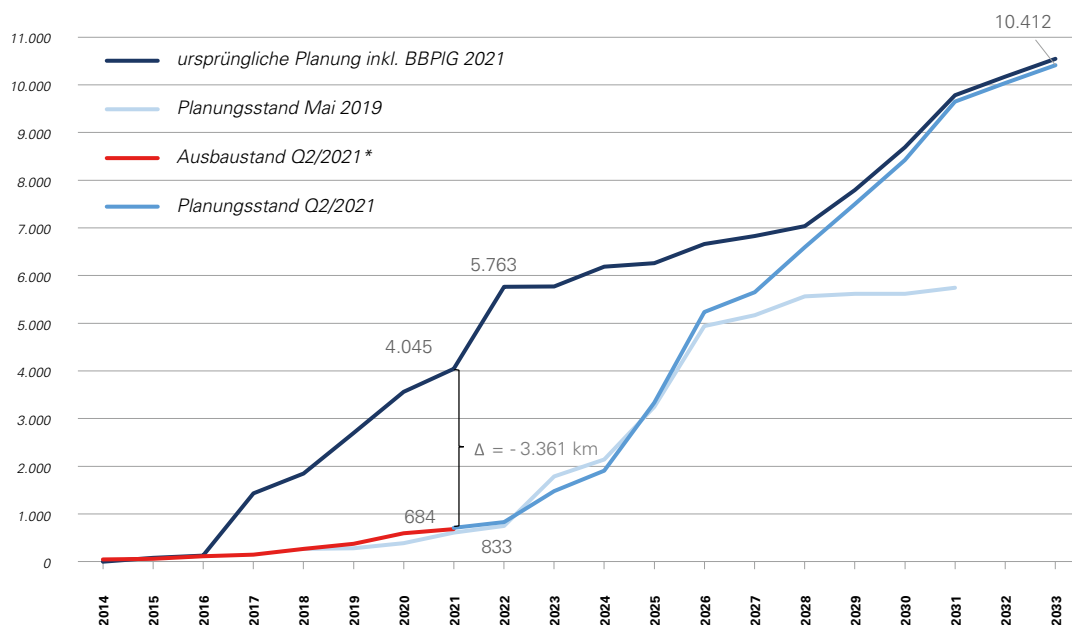


Abbildung 15: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Q2/2021).
* Aufgrund des Datenstands (Q2/2021) bildet der Ausbaustand im Jahr 2021 nur das erste Halbjahr ab.
Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [108, 112, 114].

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Netzengpässen ergibt sich auch aus der EU-Strommarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) die Notwendigkeit zum Übertragungsnetzausbau. Diese fordert, dass bis Jahresbeginn 2020 70 Prozent der Übertragungskapazität der für grenzüberschreitende Stromflüsse relevanten Netzelemente für den internationalen Stromhandel freigegeben werden müssen. Diese Anforderung würde im deutschen Übertragungsnetz kurzfristig zu erheblichen Herausforderungen führen. In der EU-Strommarktverordnung ist eine Übergangsfrist bis Ende 2025 vorgesehen, die gewährt werden kann, wenn im nationalen Stromnetz strukturelle Engpässe bestehen und die

Staaten einen Aktionsplan vorlegen, der einen linearen Pfad für den Anstieg der Handelskapazitäten vorsieht. Deutschland hat diesen Aktionsplan Ende 2019 vorgelegt, welcher verschiedene Maßnahmen enthält, die die Erreichung der verfügbaren Handelskapazitäten bis zum Jahr 2025 sicherstellen sollen [115]. Im Rahmen der Übergangsregelung müssen die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Bericht [116] 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.

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 CORERegion angehören, zu der auch Deutschland gehört, wird ein gemeinsamer Mindestwert berechnet, der an jedem kritischen Netzelement einzuhalten ist. An Grenzen zu benachbarten Kapazitätsberechnungs-

regionen – für Deutschland die Region Hansa – wird je Grenzübergang ein eigener Mindestwert ermittelt. Die jeweiligen jährlichen Mindestwerte sind in Abbildung 16 dargestellt. Im Jahr 2020 konnten diese überwiegend eingehalten werden. Lediglich an der Grenze zur Gebotszone Schweden 4 kam es zu Unterschreitungen, die jedoch aus Systemsicherheitsgründen gerechtfertigt waren und seit August 2020 durch die Schaffung notwendiger Prozesse abgestellt wurden. [116]

MINDESTKAPAZITÄT FÜR DEN GEBOTSZONENÜBERGREIFENDEN STROMHANDEL

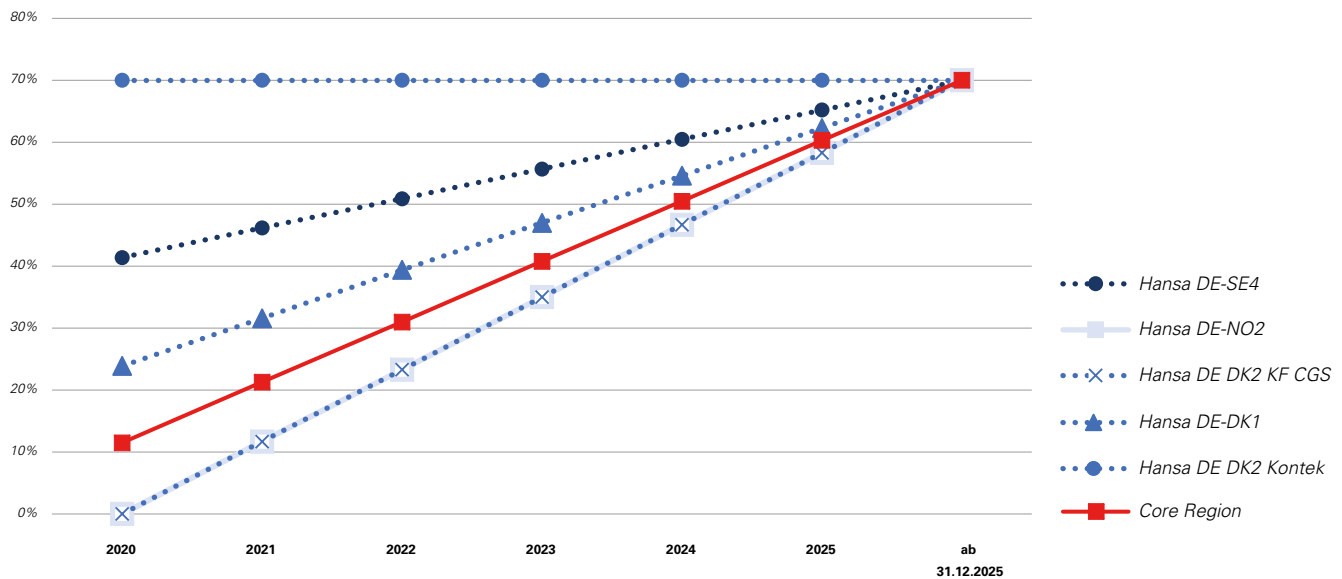


Abbildung 16: Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025. Eigene Darstellung basierend auf [116].

Zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist neben dem Übertragungsnetzausbau auch der Ausbau der Verteilnetze in Baden-Württemberg sowie deren Entwicklung hin zu intelligenten Netzen notwendig. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger sowohl von erneuerbaren Energien als auch dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. 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 [117]. Entsprechende Projekte befinden sich in der Planung beziehungsweise Umsetzung. Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – wurde die

Netzausbauplanung im vergangenen Jahr fortgeschrieben und erneut um weitere Vorhaben zur Netzverstärkung erweitert. Dabei wurden drei neue Leitungsvorhaben mit zusammen knapp 90 km Leitungslänge identifiziert. Zudem wurde die Erweiterung eines Umspannwerks sowie der Neubau eines Kunden-Umspannwerks in die Planung aufgenommen. [118] Abbildung 17 zeigt die geplanten Vorhaben im Verteilnetz der Netze BW GmbH.

- 1 Geplante Leitungsmaßnahmen mit laufender Nummer
- A Geplante Umspannwerksmaßnahmen
- Umspannwerk 380 kV
- Umspannwerk 220 kV
- Umspannwerk 110 kV
- 110-kV-Leitung
- Netzgruppengrenzung

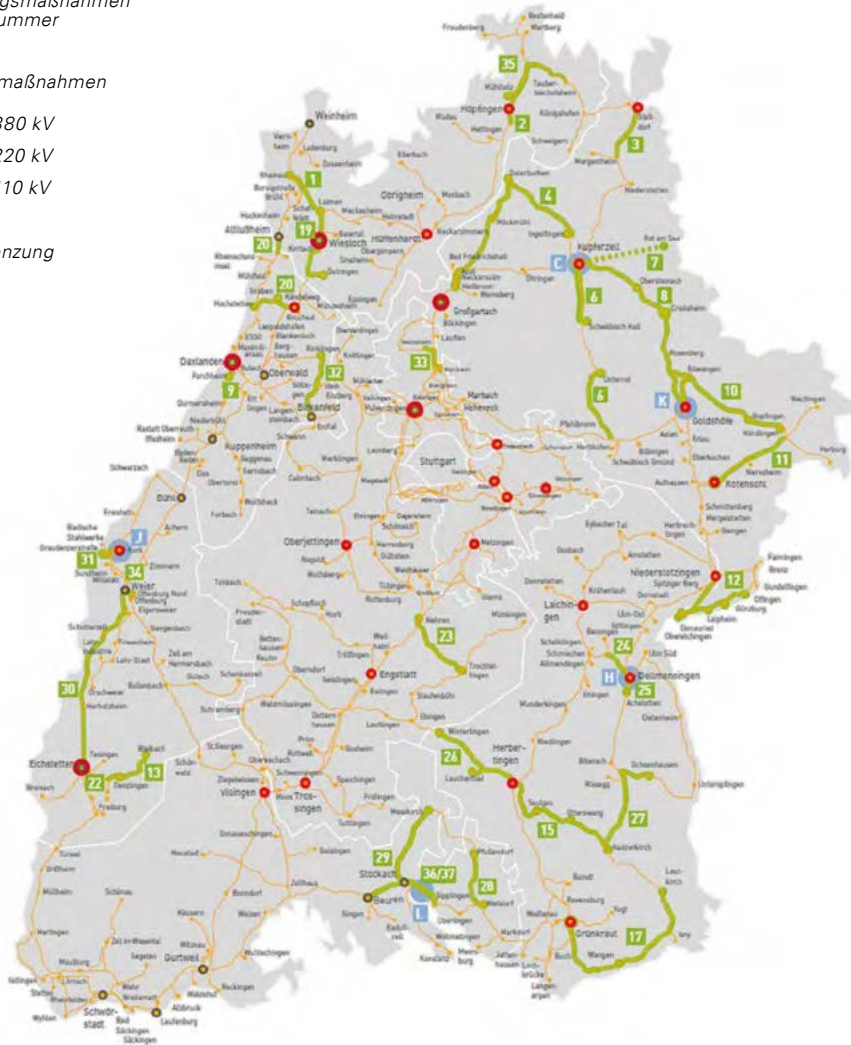


Abbildung 17: Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW. Bearbeitete Darstellung basierend auf [119].

Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lassen sich auch aus der Entwicklung des Einspeisemanagements ziehen. 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 einbezogen und stellt somit kein separates Instrument der Erzeugungssteuerung erneuerbarer Energien mehr dar. Bundesweit wurden 2020 rund 6.100 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von rund 760 Millionen Euro verursacht. Gegenüber 2019 ist der Umfang des Einspeisemanagements damit leicht zurückgegangen (-336 GWh), gleichzeitig ist die Summe der Entschädigungszahlen jedoch leicht angestiegen (+ rund 52 Millionen Euro). Von den Abregelungen hauptsächlich betroffen sind Windenergieanlagen an Land (gut 67 Prozent der Mengen)

sowie auf See (rund 29 Prozent). Als Grund für den Rückgang 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 21 Prozent der abgeregelteten Arbeit auch die Ursache im Verteilnetz. [25]

Die im baden-württembergischen Verteilnetz abgeregeltete Arbeit lag bei 13,2 GWh und hat sich gegenüber dem Vorjahr (4,3 GWh) somit verdreifacht. Insgesamt liegt sie jedoch weiterhin auf sehr niedrigem Niveau (0,2 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit, 0,07 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien).

Die geschätzten Kosten belaufen sich auf gut 1 Millionen Euro (2019: rund 158.000 Euro) und liegen bei 0,3 Prozent der bundesweiten Kosten. [25] Von den Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements sind im Netzgebiet der Netze BW GmbH, dem größten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, mit rund 76 Prozent der Ausfallarbeit hauptsächlich Windkraftanlagen betroffen, weitere 14 Prozent entfallen auf KWK-Anlagen, sowie 10 Prozent auf Photovoltaik. Demgegenüber wurden Biomasse- und Laufwasserkraftanlagen nur in Einzelfällen abgeregelt. [120]

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 [121]. Die mittlere Unterbrechungsdauer je Endkunde ist im Jahr 2020 erneut zurückgegangen, nachdem bereits im Vorjahr der bisher niedrigste Wert seit Beginn der Erfassung erreicht wurde. Sie lag bei 10,73 Minuten und damit rund 1,5 Minuten niedriger als 2019 (vergleiche Abbildung 18 links). 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 (vergleiche Abbildung 18 rechts).

Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. 2020 lag die mittlere Unterbrechungsdauer hier bei 8,6 Minuten und damit ebenfalls auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Erhebung. [122]

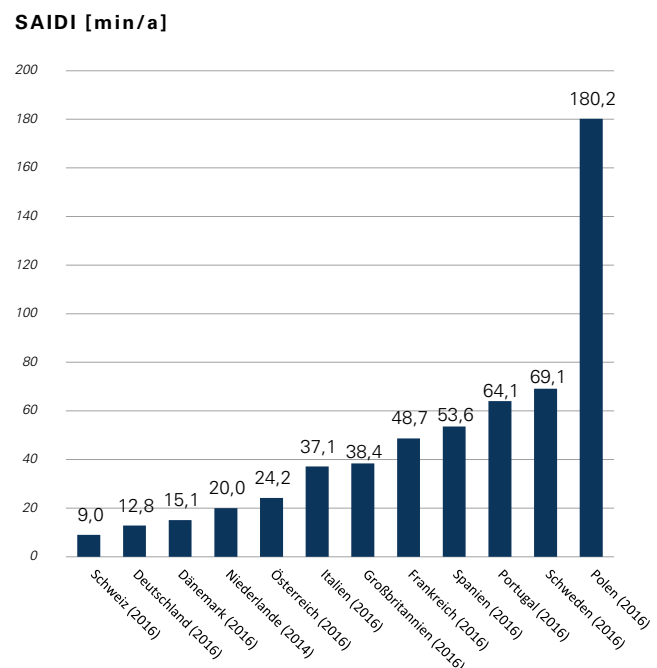
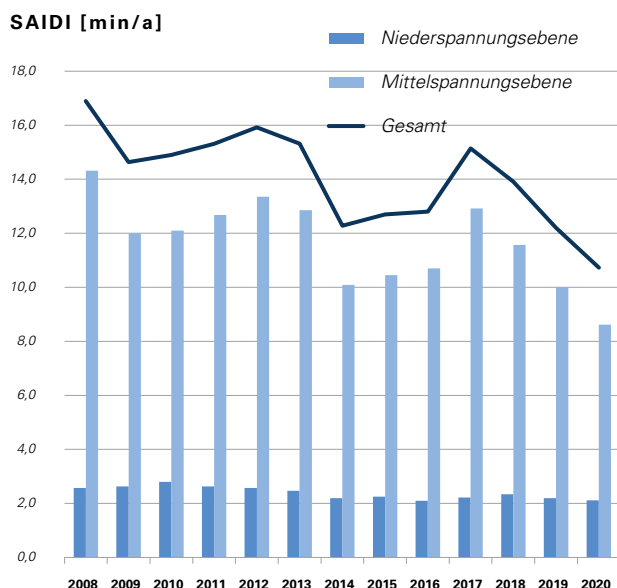


Abbildung 18: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2020 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [122, 123].

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 rund 12,3 Minuten ist die mittlere Unterbrechungsdauer in Baden-Württemberg im Jahr 2020 um 1,1 Minuten

gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen. Sie liegt damit weiter leicht (1,5 Minuten) oberhalb des Bundesdurchschnitts. [122] In der Rückschau der Werte seit 2008 (vergleiche Abbildung 19) wird deutlich, dass die Unterbrechungsdauer der Einzeljahre in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts liegt, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abweicht.

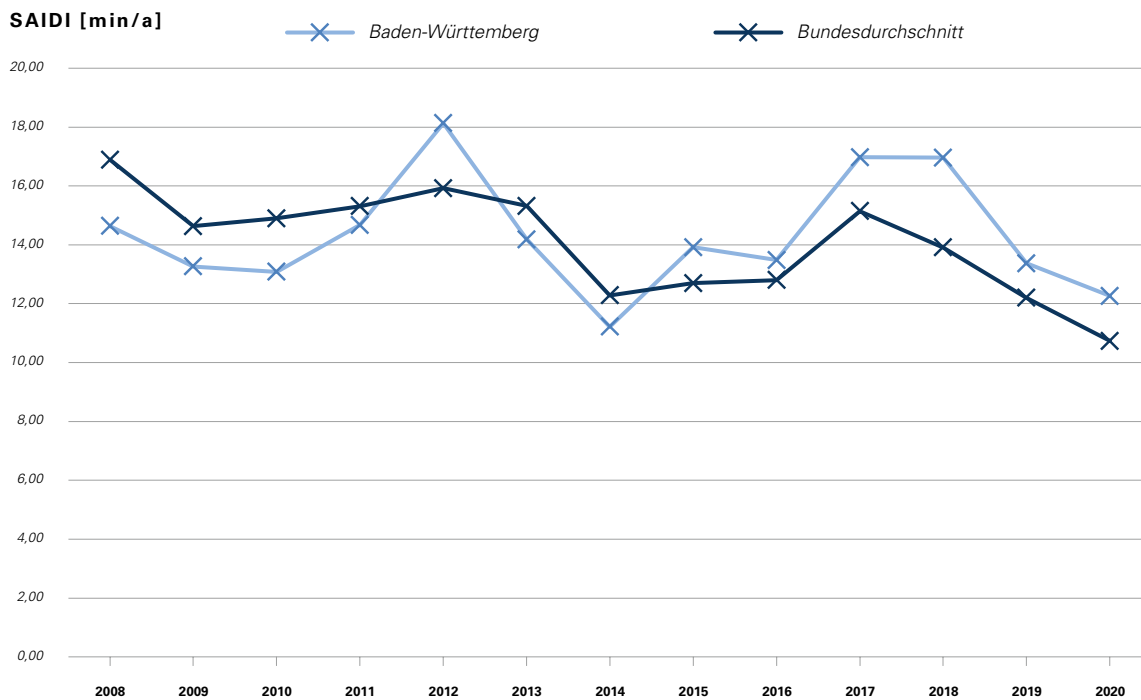


Abbildung 19: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [122].

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 [124]. Dabei zeigt sich, dass das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf einem konstanten Niveau liegt (vergleiche Abbildung 20). In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2020 mit

durchschnittlich rund 1,7 Störungen je 100 km Stromkreislänge auf dem niedrigsten Wert seit Beginn der Statistik. In der Hoch-/Höchstspannungsebene gab es zwar einen Anstieg der Störungshäufigkeit auf gut vier Störungen je 100 km Stromkreislänge, dennoch liegt die Anzahl im Rahmen der zufallsbedingten Schwankungsbreite [124]. Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

STÖRUNGSHÄUFIGKEIT [1/100 km/a]

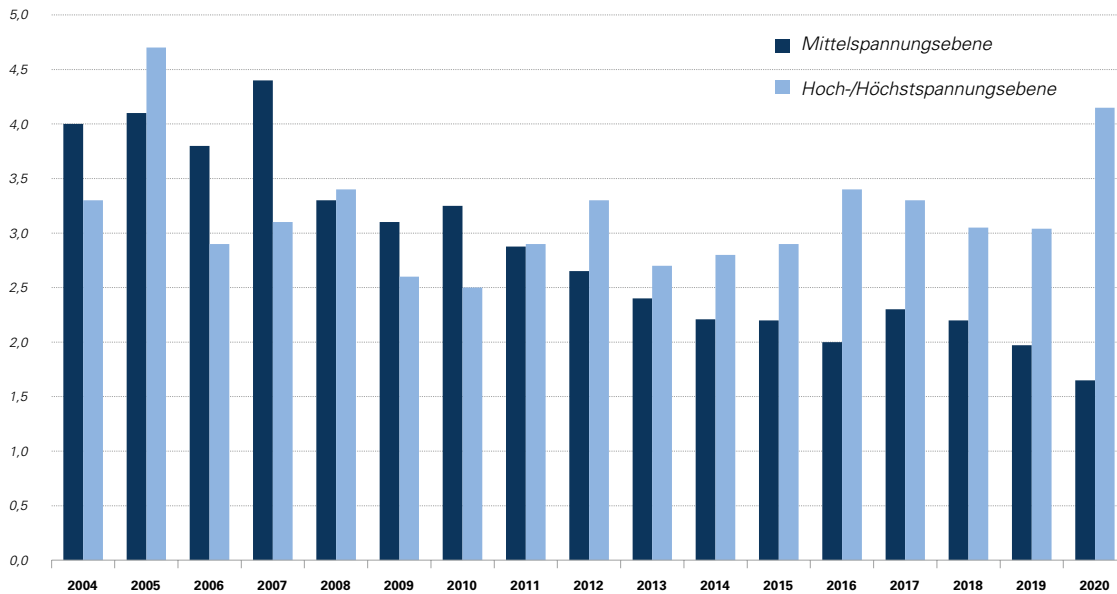


Abbildung 20: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [125].

4.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Das Transportnetz in Baden-Württemberg wird hauptsächlich von terranets bw betrieben. Es hat eine Länge von rund 2.100 km, verfügt über zwei Verdichteranlagen und ist über 45 Einspeisepunkte mit benachbarten Transportnetzen verbunden. Mehr als 300 Netzkopplungspunkte verbinden das Fernleitungsnetz mit den nachgelagerten Verteilnetzen. 25 industrielle Letztverbraucher sind zudem direkt an das Transportnetz angeschlossen. Verbindungen zur Schweiz und Österreich bestehen über die Grenzübergangspunkte in Basel, Vorarlberg und Ostschweiz. [126]

Ein vollständig in das Fernleitungsnetz integrierter Untertagegasspeicher sowie zwei weitere an das Netz angeschlossene Untertagegasspeicher helfen das System zu stabilisieren. Zur Absicherung der Erdgasversorgung ist Baden-Württemberg dennoch auch auf die Speicherkapazitäten außerhalb des Landes angewiesen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber erstellen alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP). In ihm legen sie alle Netzausbaumaßnahmen dar, die innerhalb der nächsten zehn Jahre für einen sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Netzbetrieb erforderlich sind. Am 26. Mai 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den finalen Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vorgelegt.

Schwerpunkte bilden die L-H-Gas-Umstellung, die Marktgebietszusammenlegung im Jahr 2021 sowie der Aufbau einer Gasinfrastruktur für Grüne Gase und Wasserstoff.

Mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigen die Fernleitungsnetzbetreiber im Wesentlichen die Maßnahmen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans. Zusätzliche Maßnahmen ergeben sich aus der Versorgung von Baden-Württemberg, der Anbindung von LNG-Anlagen, dem Aufbau einer Gasinfrastruktur für Grüne Gase und der Versorgungssicherheit der Niederlande. Insgesamt umfasst der Netzausbauvorschlag Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von 8,5 Milliarden Euro (vergleiche Tabelle 8). Auf Baden-Württemberg entfallen 28 Maßnahmen mit einem geschätzten Gesamtvolumen von 1,17 Milliarden Euro – darunter sieben Leitungsvorhaben mit einer Länge von 281 km, der Bau von zwei neuen Verdichterstationen sowie die Erweiterung der Verdichterstation Scharenstetten.

Tabelle 8: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030.

	ERDGAS	GRÜNE GASE	SUMME
Verdichterleistung in MW	405	0	405
Leitungen in km	1.594	1.294	2.888
– davon Neubau	1.594	151	1.746
– davon Umstellung	0	1.142	1.142
Investitionen in Milliarden Euro	7,8	0,7	8,5

Mit den geplanten Ausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg reagieren die Fernleitungsnetzbetreiber auf einen kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarf im Südwesten sowie die schon heute extrem hohe Auslastung des Netzes. So geht die terranets bw GmbH davon aus, dass der Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2030 um 33 Prozent steigen wird [111]. Die Grundlast nehme zwar zunehmend ab, jedoch sei mit höheren Kapazitätsspitzen zu rechnen. Infolge der Energiewende, dem Fuel Switch und dem CO₂-Einsparpotenzial von Gas im Wärmemarkt nehme sowohl im Kraftwerksbereich als auch im Wärmemarkt die Nachfrage zu.

Der Gasversorgung von Baden-Württemberg ist im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ferner eine eigene Modellierungsvariante gewidmet. Abweichend von der Basisvariante werden in ihr lokale Veränderungen im Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber sowie der Wegfall von 1,2 GWh/h Speicherleistung berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen hierbei auf einen Trend, wonach mehr und mehr Speicher im Verteilnetz aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden [127]. Traditionell dienen diese der Spitzenlastkappung. In vier Versorgungsvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Bereitstellung einer Zusatzkapazität von 2,2 GWh/h im Jahr 2030 über unterschiedliche Netzkopplungspunkte geprüft. Die geschätzten, zusätzlichen Gesamtkosten liegen zwischen 64 und 224 Millionen Euro (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030 im Netzgebiet der terranets bw [128].

	NORD (V1)	NORD+OST (V2)	ORD+WEST (V3)	WEST+OST (V4)
Zusätzliche Verdichterleistung gegenüber Basisvariante in MW	7	7	11	11
Zusätzlicher Leitungsbau gegenüber Basisvariante in km	7	7	7	7
Kostenschätzung der terranets bw GmbH zusätzlich zur Basisvariante in Millionen Euro	64	64	90	84
Kostenschätzung im Netz vorgelagerter FNB zusätzlich zur Basisvariante in Millionen Euro	-	50	100	140
Geschätzte zusätzliche Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante in Millionen Euro	64	114	190	224

Infolge kälterer Abschnitte im Januar und Februar verbrauchten Haushalte und Industriekunden im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 im Durchschnitt etwas mehr Gas als in den Vorjahren [129]. Die durchschnittlichen Speicherfüllstände sanken im Verlauf des Winters von 94 auf 25 Prozent. Die Speicher-

nutzung war damit deutlich ausgeprägter als in den Vorjahren. Im Winter 2019/2020 fielen die Füllstände bis zum Ende der Heizperiode nicht unter 80 Prozent. Trotz der sehr hohen Ausspeicherraten und der hohen Speicherentleerung war die Versorgungssicherheit zu keiner Zeit gefährdet [129].

Mit 119,5 TWh überstiegen die Gasexporte Richtung Frankreich, Niederlande und Belgien im Zeitraum von Oktober bis März das Vorjahresniveau um 87 Prozent (2019/2020: 64 TWh) [129]. Als Ursache hierfür führen die Fernleitungsnetzbetreiber deutlich niedrigere LNG-Importe an. Mit 121,6 TWh fielen diese 45 Prozent geringer aus als im Winter 2019/2020 (222,1 TWh). Die Exporte Richtung Schweiz und Italien sanken dagegen auf 21,6 TWh und lagen damit 42 Prozent unter dem Vorjahreswert (2019/2020: 37,6 TWh).

Das Ausbleiben von Extremlastsituationen machte den Einsatz der kontrahierten Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in Baden-Württemberg überflüssig. Das Produkt wurde zum 1. Januar 2018 vorübergehend eingeführt, um die Gasversorgung bei Lastspitzen zu stabilisieren. Der Einsatz herkömmlicher Lastflusszusagen blieb aufgrund des relativ hohen Gasbedarfs im Südwesten sowie dem Teilausfall der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) jedoch in signifikanter Höhe erforderlich [129].

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 2020 lag der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland druckstufenunabhängig bei 1,09 Minuten [130]. Die Dauer der Unterbrechungen hat sich damit gegenüber dem Vorjahr leicht erhöht (2019: 0,98 Minuten), liegt jedoch immer noch deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten (2006–2020). Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen 0,08 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 1,01 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,3 Minuten deutlich unter dem Gesamtwert auf Bundesebene. In Brandenburg und Bayern wurden mit 6,46 und 4,69 Minuten die mit Abstand längsten Unterbrechungen verzeichnet.

Zu Beginn des Winters 2021/2022 ist die Marktsituation angespannt. Eine hohe Nachfrage nach Erdgas in Europa und der Welt – insbesondere in Asien – haben zu einem deutlichen Anstieg der Erdgaspreise geführt. Gleichzeitig waren die Unterspeicher in Deutschland am 1. November 2021 im Mittel nur zu 68 Prozent gefüllt. Die Füllstände liegen damit zu Beginn der Ausspeicherperiode auf dem niedrigsten Stand der letzten 10 Jahre. Dennoch gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, die Gasversorgung auch im Winter

2021/2022 sicher und zuverlässig gewährleisten zu können. Aufgrund des andauernden Ausfalls der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I) sowie einer konstant hohen Nachfrage werden in Baden-Württemberg erneut Lastflusszusagen (LFZ) und Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) kontrahiert. Mit einer Entspannung der Situation in Süddeutschland ist erst nach Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen zu rechnen und damit nicht vor 2025. [131]

Die Gasversorgung und mit ihr die Infrastruktur stehen vor einem gewaltigen Wandel. Während Erdgas in vielen Bereichen kurzfristig CO₂-Minderungspotenziale bietet, ist der Verzicht auf fossile Energieträger bei ambitionierten Klimaschutzziele langfristige unausweichlich. Gasförmige Energieträger bleiben dennoch ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung. Der Umstieg auf CO₂-freie beziehungsweise CO₂-neutrale Gase erfordert dabei einen schrittweisen Um- und Ausbau der Infrastruktur. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 trägt der wachsenden Bedeutung von Grünen Gasen und Wasserstoff schon heute Rechnung. Langfristig dürfte nicht zuletzt die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor durch energetische Sanierungen sowie eine veränderte Wärmebereitstellung die Auslastung auf Verteilnetzebene deutlich reduzieren. [132]

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 10).

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. 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 [133] liegt die Trassenlänge der Fernwärmenetze in Baden-Württemberg in einer Größenordnung von insgesamt 1.900 km, die nutzbare Wärmeabgabe der Wasser- und Dampfnetze lag 2019 bei 37 PJ (10,2 TWh)¹⁹.

Mit der Förderrichtlinie „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ wird die Förderung zukunftsfähiger Wärmenetze neu aufgestellt. 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. Bei der Förderung von Bestandsnetzen 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.

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,

Tabelle 10: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [134, 135].

[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.

industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung gefördert. Zum Stand Februar 2021 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“ 60 Projekte mit rund 11,7 Millionen Euro gefördert. Insgesamt entspricht dies einer Trassenlänge von 156 km. Geschätzt können dadurch 32.500 Tonnen CO₂ jedes Jahr eingespart werden. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System“ unter anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert. Bis zum Stand Oktober 2021 konnten somit durch das Programm „Klimaschutz mit System (KmS)“ insgesamt 16 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). Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmewende der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung.

19) 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.

In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterialien für Bürgerinnen und Bürger beziehungsweise Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedenen Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.

Mit dem Bundesförderprogramm „Abwärmennutzung in gewerblichen Unternehmen“ werden Maßnahmen zur Vermeidung von Abwärme oder deren Nutzung gefördert. In den Jahren 2016 bis 2020 wurden insgesamt rund 340 Vorhaben in Baden-Württemberg gefördert. Insgesamt werden damit rechnerisch rund 950 GWh Endenergie pro Jahr eingespart, davon knapp 825 GWh Brennstoffe und rund 125 GWh Strom. 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 [136].

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 [137]. 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 Katego-

rien 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 [137]. 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.

4.4 WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Um die mittel- bis langfristig voraussichtlich deutlich steigende Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff bedienen zu können, bedarf es der Entwicklung einer entsprechenden Transportinfrastruktur für Wasserstoff. Hierfür bestehen mehrere Optionen. Neben dem Neubau von reinen Wasserstoffleitungen können auch bestehende Erdgasleitungen für die Wasserstoffnutzung umgewidmet und umgerüstet werden. Eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas und ein gemeinsamer Transport in der bestehenden Erdgasinfrastruktur ist zwar ebenfalls denkbar, wird aber von der BNetzA als unwahrscheinlich eingestuft, weil das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch minderwertiger ist, als die jeweils reinen Gase, da es weder den Bedarf an reinem Wasserstoff, noch an reinem Erdgas bedienen kann und der Aufwand für eine Abtrennung zu hoch erscheint. Bei Verwendung des Gemischs als Erdgasersatz können die Verbraucher beziehungsweise deren Endgeräte sensibel auf die Höhe des Wasserstoffanteils reagieren, was erheblichen Anpassungsbedarf bedingen könnte. Die Entwicklung einer Wasserstoffnetzstruktur parallel zum bestehenden Erdgasnetz gilt daher als sehr wahrscheinlich. [138] Auch die Fernleitungsnetzbetreiber weisen auf sensible Industrieprozesse hin, wo bereits eine Volumenkonzentration von 2 Prozent Wasserstoff im Erdgasstrom zu Problemen führen kann. Der Ansatz zur Entwicklung einer separaten Infrastruktur für den Wasserstofftransport in Fernleitungsnetzen wird auch im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 verfolgt. [139]

Im Zuge des steigenden Interesses an Wasserstoff für die zukünftige Energieversorgung nehmen europäische, nationale und regionale Initiativen an Fahrt auf. Die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber haben Planungen für ein „European

Hydrogen Backbone“ veröffentlicht, das anhand verschiedener Ausbaustufen wachsen soll. Diese sehen in der ersten Ausbaustufe bis 2030 keinen Anschluss für Baden-Württemberg vor, während die zweite Ausbaustufe bis 2035 einen Anschluss der Region Rhein-Neckar in Baden-Württemberg ermöglichen könnte.²⁰ Für die dritte Ausbaustufe bis 2040 wird eine Wasserstoff-Pipeline entlang des Rheins und eine Erweiterung vom Norden Baden-Württembergs durch die Region Stuttgart in Richtung Ulm geplant. Dadurch könnte eine erste flächendeckende Versorgung durch Fernleitungen mit Wasserstoff in Baden-Württemberg realisiert werden. [140]

Auch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre Vorstellungen eines visionären Wasserstoffnetzes veröffentlicht. Das mögliche Zukunftsbild für ein H₂-Netz verbindet Wasserstoffherzeuger und Wasserstoffverbraucher wie Stahlproduktion, chemische Industrie und Raffinerien. Da die Wasserstoffherzeuger überwiegend im Norden der Republik erwartet werden und die Speicherstandorte insbesondere nördlich der Mainlinie liegen, soll der Aufbau voraussichtlich von Norden in Richtung Süden erfolgen. Das H₂-Netz soll dabei zu über 90 Prozent existierende Erdgasinfrastrukturen (umgewidmete und umgerüstete Erdgasleitungen auf sortenreinen Wasserstoff) nutzen und etwa 5.900 km umfassen. [141] Abbildung 21 zeigt die Vision für ein H₂-Netz der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas).

VISION FÜR EIN H₂-NETZ

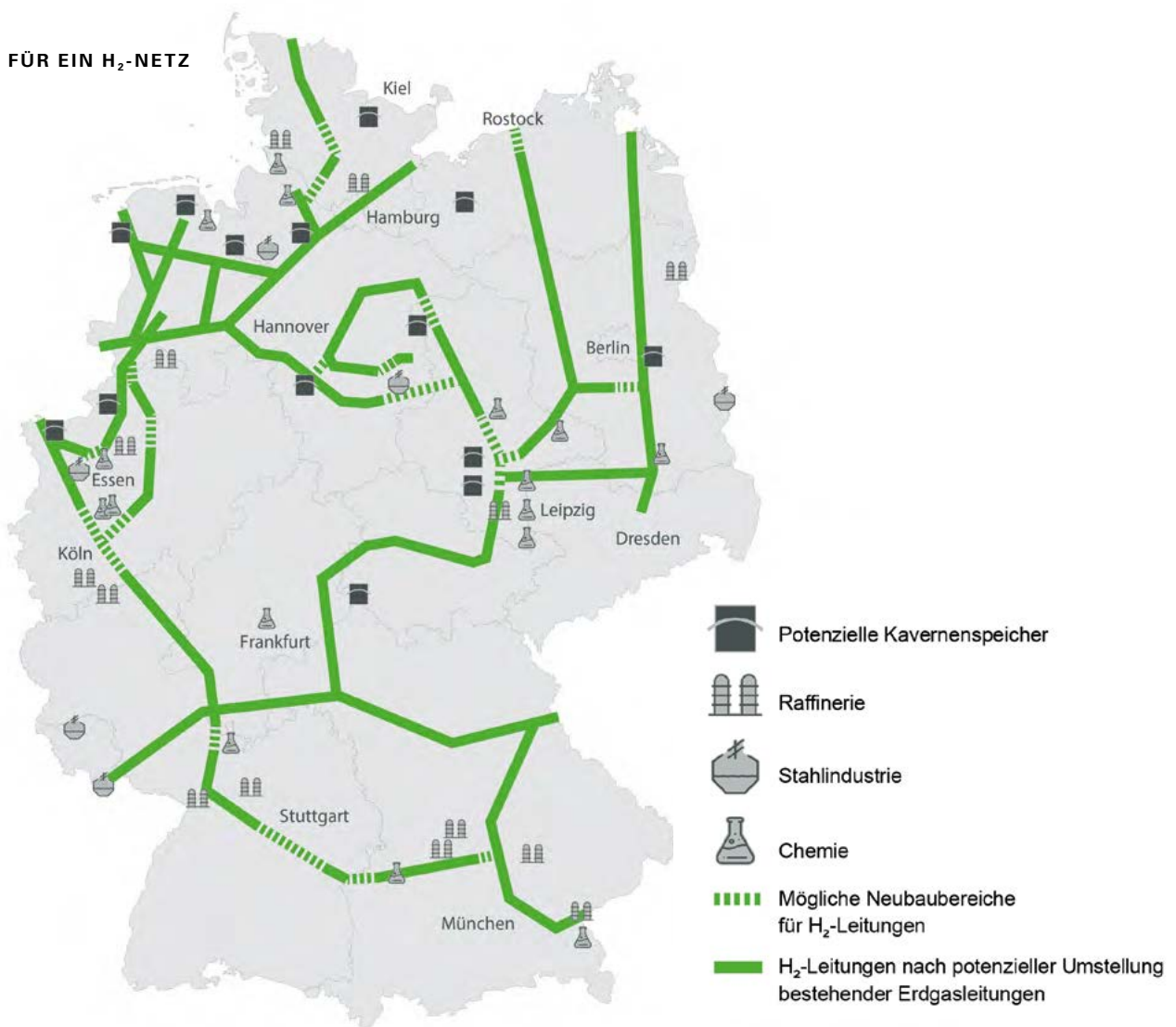


Abbildung 21: Visionäres Wasserstoffnetz (H₂-Netz) [142].

Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

20) In einer ersten Ausbaustufe bis 2030 werden bestehende Erdgasleitungen in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Hamburg umgewidmet und erste neue Wasserstoff-Fernleitungen gebaut. Auch soll die Wasserstoffinfrastruktur mit den Niederlanden vernetzt und in Richtung Nordrhein-Westfalen erschlossen werden. Aufgrund der hohen erneuerbaren Strommengen (Wind) im Norden von Deutschland wird sich das Wasserstoffnetz von Nord nach Süd entwickeln.

Auch die terranets bw als Mitglied der deutschen Fernleitungsbetreiber verfolgt eine Initiative für die Anbindung an eine überregionale Transport-Infrastruktur und eine bedarfsabhängige Wasserstoffversorgung in Baden-Württemberg. Aufgrund langer Vorlauf- und Realisierungszeiten werden in der Initiative zukünftige Wasserstoffbedarfe, insbesondere von Unternehmen, abgefragt. Der aktuelle Stand der Abfrage zeigt signifikante regionale Unterschiede und eine stark wachsende Nachfrage ab 2032. Die Summe des bereits gemeldeten Wasserstoffbedarfs für Baden-Württemberg beträgt etwa 3 TWh_{th} (2030), 16 TWh_{th} (2031) und 27 TWh_{th} (2032) zum Stichtag am 21.06.2021. [143]

Nach aktuellen Planungen wäre eine Umstellung oder ein Neubau des Wasserstoffnetzes durch terranets bw in den Gebieten Rhein-Main, Heilbronn, Region Stuttgart, Regierungsbezirk Tübingen und dem östlichen Bodenseekreis ab 2035 möglich. Der Ausbau des H₂-Netzes in den weiteren Regionen soll je nach Bedarf ab 2040 erfolgen. [143]

Das Netz der Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg beläuft sich derzeit auf 14 Tankstellen und damit unverändert gegenüber dem Vorjahr. An allen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 700 bar bereitgestellt. Die Tankstelle am Stuttgarter Flughafen bietet zusätzlich eine Betankung mit 350 bar an, die aktuell für Brennstoffzellenbusse genutzt wird. [144]

Als neuer Treiber für den Ausbau gilt die überarbeitete Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe der Europäischen Kommission. Im Artikel 8 wird gefordert, dass die Mitgliedstaaten bis Dezember 2030 eine Mindestzahl öffentlich zugänglicher Wasserstofftankstellen zu errichten haben. In einem Abstand von höchstens 150 km entlang der transeuropäischen Verkehrsnetze (TEN-V) und in jedem städtischen Knoten [145] sollen Wasserstofftankstellen mit einer Mindestkapazität von 2 Tonnen/Tag bei 700 bar eingerichtet werden. Zusätzlich soll flüssiger Wasserstoff an öffentlich zugänglichen Tankstellen in einem Abstand von höchstens 450 km zur Verfügung stehen. [146]

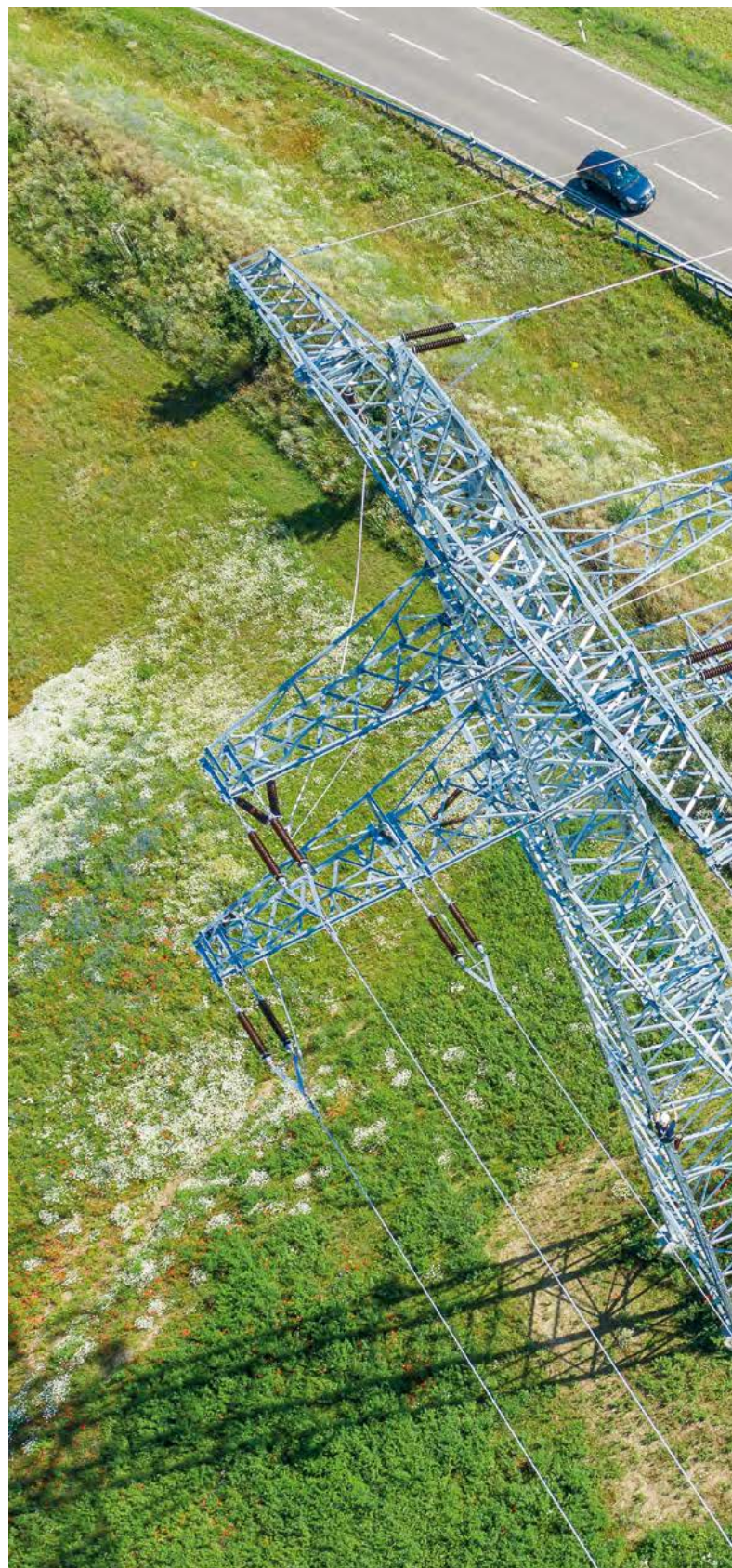


Bild: Freileitungsmast (© Umweltministerium / Björn Hänssler)



Bild: Freileitungsmast (© Umweltministerium / Björn Hänsler)

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.

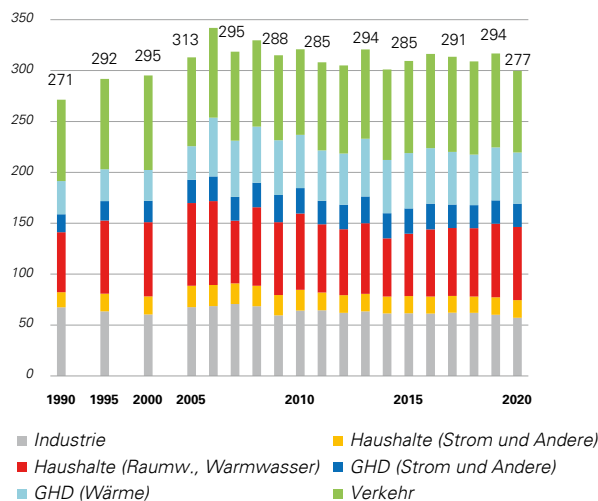
5.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Wie auf Bundesebene ist der Energieverbrauch in Baden-Württemberg durch die Corona-Maßnahmen erheblich gesunken. Bis auf den Haushaltssektor sind in allen anderen

Sektoren die Verbräuche teils stark zurückgegangen. Die jeweiligen Entwicklungen werden nachfolgend dargestellt und erläutert.

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 ist insgesamt um rund 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 277 TWh gesunken. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 22 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2019 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2020 wurden anhand eigener Berechnungen ergänzt.

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN [TWH/a]



ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIE TRÄGERN [TWH/a]

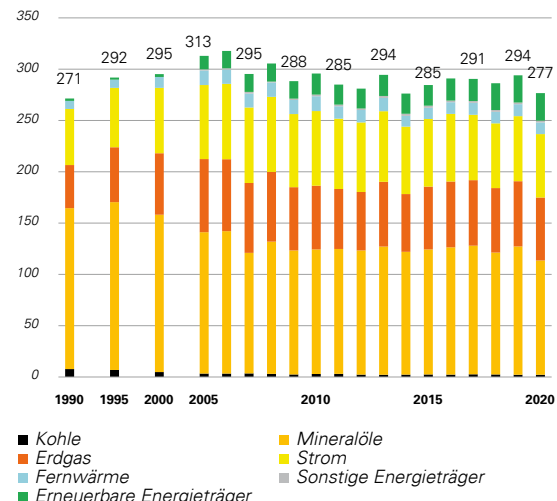


Abbildung 22: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren²¹ (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2020. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78]. Werte 2019 vorläufig, 2020 eigene Berechnungen ZSW.

21) 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).

Sowohl absolut als auch relativ ist der Verbrauch im Verkehrssektor am stärksten zurückgegangen. Nach ersten Schätzungen fiel dieser um 12 TWh (-13 Prozent) und erreichte damit ein Niveau von 80 TWh. Die gegenüber 2019 nominal um knapp 9 Prozent geringere Bruttowertschöpfung in der Industrie [147] führte zu einem geringeren Energieverbrauch, der nach ersten Berechnungen rund 5 Prozent unter dem Vorjahresniveau lag. Der Verbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ging um 3,5 Prozent zurück. Im Sektor private Haushalte stieg der Verbrauch dagegen um 1 Prozent leicht an. Sowohl im Haushalts- als auch im GHD-Bereich ist der jeweils wärmebedingte Verbrauch leicht zurückgegangen.

Der Blick auf die einzelnen Energieträger zeigt, dass absolut und prozentual der Mineralölverbrauch am stärksten zurückgegangen ist. Dies ist der beschriebenen deutlich gesunkenen Mobilitätsnachfrage zuzurechnen. Der Erdgas- und Fernwärmeverbrauch ist um rund 3 Prozent gesunken und der Endenergieverbrauch von Strom (Bruttostromverbrauch abzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich) um knapp 3 Prozent. Der rückläufige Stromverbrauch ist vor allem auf den Verbrauchsrückgang in der Industrie aufgrund der abgeschwächten Konjunktur zurückzuführen. Hinsichtlich der statistischen Erfassung des Stromverbrauchs ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird, vergleiche hierzu Abschnitt 2.4.

5.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist nach ersten Berechnungen mit knapp -11 Prozent deutlich stärker als der Endenergieverbrauch zurückgegangen. Dies ist zu einem großen Teil auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie zurückzuführen. Die Kernenergie wird im Rahmen energiestatistischer Konventionen (Wirkungsgradmethode²²) im Primärenergieverbrauch stärker gewichtet. Dementsprechend stark schlägt sich der Kernenergieausstieg auf die Primärenergiebilanz nieder.

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 rund 40 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Produktivitäten²³ einen positiven Trend auf (siehe Abbildung 23). 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 2,2 Prozent, wobei jedoch die im ersten Absatz angesprochenen Auswirkungen der Wirkungsgradmethode zu berücksichtigen sind. Insgesamt liegt das End- beziehungsweise Primärenergieproduktivitätsniveau im Jahr 2020 rund ein Drittel beziehungsweise die Hälfte über dem des Jahres 2001.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt eine zunehmende Entkopplung vom Wirtschaftswachstum und dem Stromverbrauch (siehe Abbildung 23). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll der Einsatz von Strom in Gebäuden, Verkehr und Industrie verstärkt werden (vergleiche Kapitel 6), wobei der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden muss, um den zusätzlichen Bedarf an Strom, und mittel- bis langfristig 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 das Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2020 stärker als der Energieverbrauch zurückgegangen ist (Ausnahme: Primärenergieverbrauch aufgrund des Kernenergieausstiegs und der Wirkungsgradmethode), sind die Endenergie- und Stromproduktivitäten im Jahr 2020 zurückgegangen.

22) Für Energieträger, die keinen Heizwert haben (beispielsweise Wind- und Sonnenenergie, Kernenergie, Stromimport), wird entsprechend der Wirkungsgradmethode ein Wirkungsgrad zugeordnet. Für Kernenergie beträgt dieser 33 Prozent, Wind, Solar und der Import von Strom wird mit 100 Prozent bewertet.

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

INDEX ENERGIEPRODUKTIVITÄT [2010 = 100]

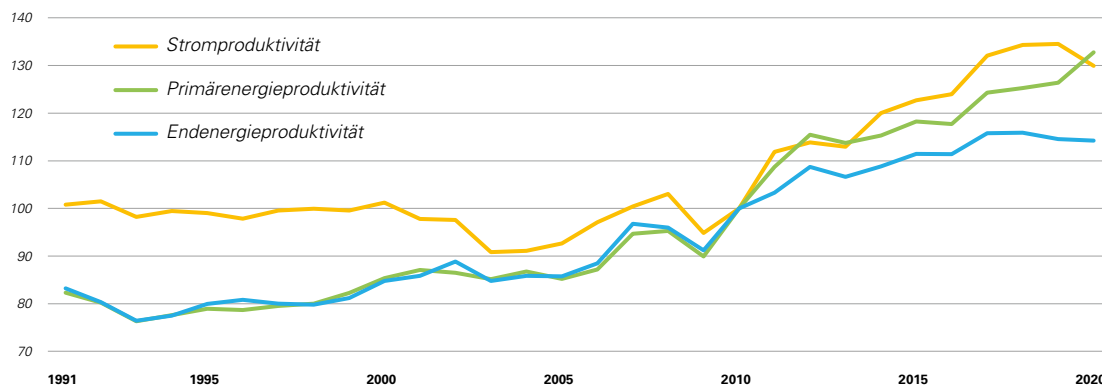


Abbildung 23: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78, 148]. Energieverbrauch 2019 vorläufig, 2020 eigene Berechnungen ZSW.

SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität²⁴ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (Abbildung 24), wenngleich die Entwicklung zuletzt abflachte (GHD) beziehungsweise zurückging. Die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung steht dahinter zurück, vergleiche Abbildung 22. Im Sektor GHD liegt der aktuelle Verbrauch auf dem Niveau der frühen neunziger Jahre.

Mit einer Energieproduktivität von rund 670 Euro BWS/GJ im Industriesektor²⁵ im Jahr 2020 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 280 Euro BWS/GJ (beobachtet) [148, 149]). Aufgrund der weiteren konjunkturellen Abkühlung und der Maßnahmen zur Bekämpfung der Corona-Pandemie ist die Energieproduktivität in der Industrie im Jahr 2020 deutlich gesunken. Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1.470 Euro BWS/GJ auf etwas niedrigerem Niveau als auf Bundesebene (1.640 Euro BWS/GJ (beobachtet) [149, 150]).

ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT INDUSTRIE UND GHD [EURO BWS/GJ]

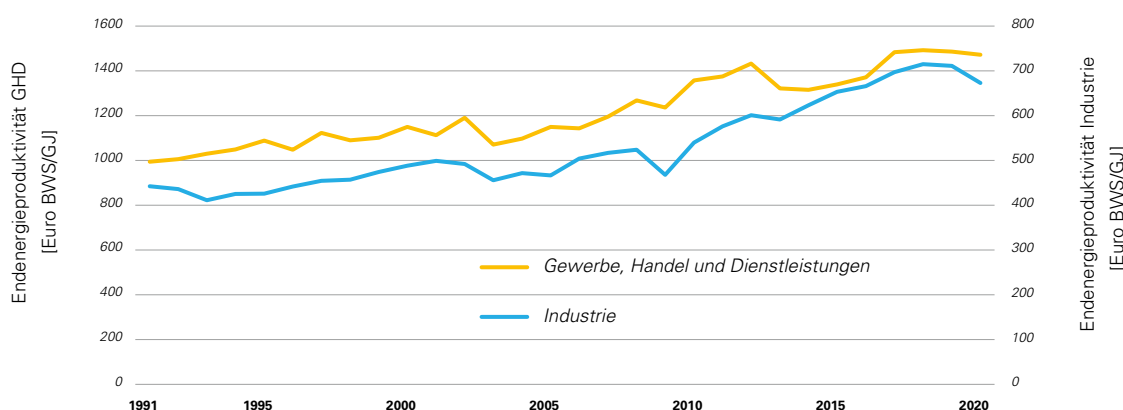


Abbildung 24: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78, 148]. Endenergieverbrauch 2019 vorläufig, 2020 eigene Berechnungen ZSW.

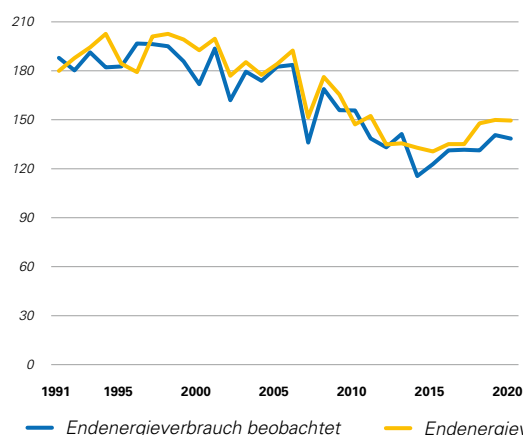
24) Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

25) 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.

Während zu Beginn des Jahrtausends deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser²⁶ im Sektor private Haushalte (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) zu verzeichnen waren, zeigt sich seit 2012 eine wieder ansteigende Tendenz (vergleiche Abbildung 25 links). Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau sogar nahezu unverändert zu 1991 (Abbildung 25 rechts). Ursächlich ist primär die stetige Zunahme der Wohnfläche um gut 46 Prozent gegenüber 1991

beziehungsweise 1,3 Prozent pro Jahr [151]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 29 Prozent beziehungsweise 0,8 Prozent pro Jahr [151, 152]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Einpersonenhaushalten zuzurechnen (1990: 36 Prozent, 2019: 40 Prozent [153]).

SPEZIFISCHER VERBRAUCH [kWh/m²]



ABSOLUTER VERBRAUCH [TWh/a]

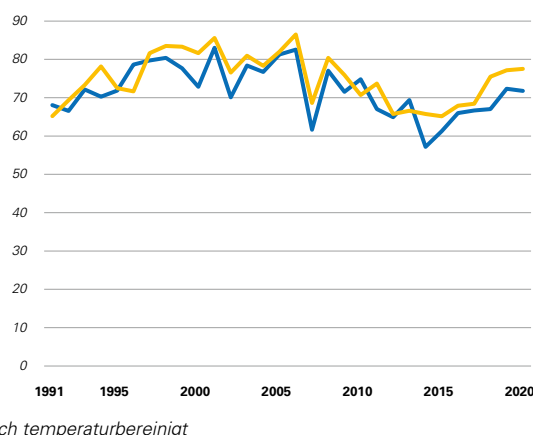


Abbildung 25: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78, 151]. Endenergieverbrauch 2019 vorläufig, 2020 eigene Berechnungen ZSW.

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 konkret für Baden-Württemberg. Diese geben die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wieder

(Abbildung 26). Das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm umfasste unter anderem die KfW-Förderprogramme „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“, welche zum 30. Juni 2021 ausgelaufen sind und durch das neue BEG ersetzt wurden (vergleiche 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor). Hier liegt der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des Bundes in den Jahren 2016 und 2017²⁷ etwas über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils. 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 auf das Programm „Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie“ umgestellt.

26) 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 1,1 TWh (vergleiche Abschnitt 6.2).

27) Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine aktuelleren Angaben vor.

Im Bereich der Energieberatungen für Wohngebäude (Bundesförderprogramm für Energieberatungen für Wohngebäude – EBW) wird das Niveau im Vergleich zum Bevölkerungsanteil sehr deutlich überschritten. Es liegt hier bis zum Jahr 2019 eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor, jedoch ist im Jahr 2020 ein leichter Rückgang der anteiligen Inanspruchnahme, bezogen auf die gesamten Bundeszahlen erkennbar. Trotz des leichten Rückgangs halten sich die Zahlen weiterhin auf einem hohen Niveau in der Größenordnung von rund 50 Prozent [154]. Zum Erfolg beigetragen hat neben der Bedeutung des individuellen Sanierungsfahrplans als Erfüllungsoption des EWärmeG seit 2015, die seit 2013 vom Umweltministerium geförderte Personalstelle bei der Verbraucherzentrale Baden-Württemberg (VZ BW), die Trägerin des vom BMWi 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. Die Energieagenturen konnten einen Anstieg der Beratungszahlen bei der stationären Beratung von 7.076

Beratungen im Jahr 2019 auf 10.770 Beratungen im Jahr 2020 verzeichnen. Auch im Bereich der durchgeführten Energie-Checks (bestehend aus fünf unterschiedlichen Checks) ist ein Anstieg erkennbar. Nach 4.737 Checks im Jahr 2019, konnte diese Zahl nochmals um 795 Energie-Checks gesteigert werden. Aufgrund der positiven Erfahrungen in Baden-Württemberg finanziert das BMWi seit 2016 in jedem Bundesland einen „Regional-Manager“/ eine „Regional-Managerin“. Daher liegt der Schwerpunkt der vom Umweltministerium geförderten Stelle aktuell auf der Öffentlichkeitsarbeit und dem Beratungsmarketing.

Die Inanspruchnahme der Energieberatungen im Mittelstand hat sich bis zum Jahr 2019 positiv entwickelt, im Jahr 2020 zeigte sich jedoch ein leichter Rückgang. Hier sind jedoch erst ab dem Förderjahr 2015 Daten verfügbar.

INANSPRUCHNAHME [ANTEIL AN BUND]

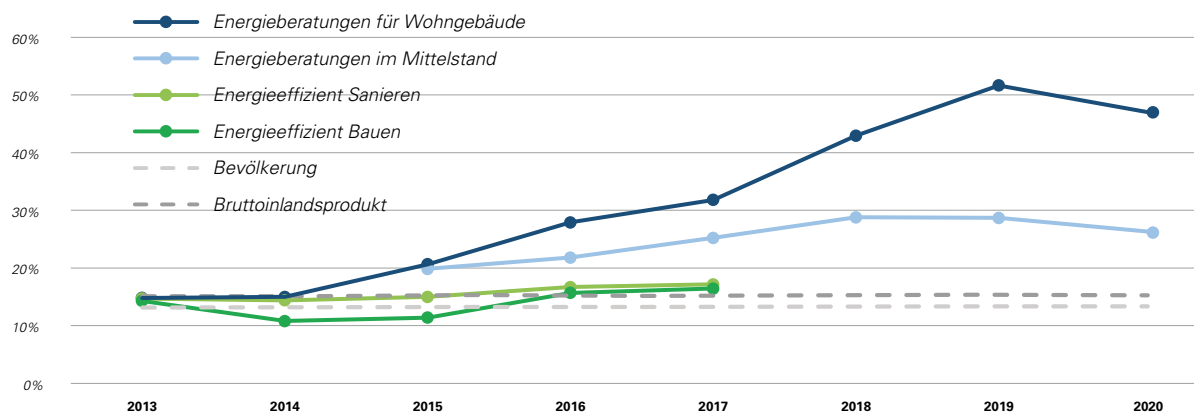


Abbildung 26: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine aktuelleren Angaben zu den KfW-Förderprogrammen „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“ vor. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [147, 155–159].

Um die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere KMU, zu unterstützen, fördert das Umweltministerium gemeinsam mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) seit 2016 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). Das Netzwerk umfasst neben der zentralen Koordinierungsstelle 12 regionale Kompetenzstellen für Energieeffizienz. Die Angebote der regionalen KEFF sind für Unternehmen kostenlos. Seit Projektbeginn konnte die Anzahl der durchgeführten Initialgespräche (KEFF-Checks) ausgehend von 251 im Jahr 2016 auf 799 Initialgespräche im Jahr 2020 erhöht werden. Die daraus erreichten Quoten angestoßener Energieberatungen und Energieeffizienzprojekte konnten ebenfalls deutlich erhöht werden. Im Jahr 2020 führten demnach rund 16 Prozent der durch die KEFF vermittelten Energieberatungsangebote zu einer Energieberatung. Die Anzahl der in Unternehmen umgesetzten Energieeffizienzprojekte infolge der Sensibilisierung durch die regionalen KEFF kann aufgrund einer geänderten Auswertungsmethodik nicht mehr abgefragt werden. Im letzten Jahr lag dieser Wert bei 6,5 Prozent. [160, 161]

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 [162]. 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.

Zudem ist für das Land Baden-Württemberg das Landeswohnraumförderprogramm anzuführen, welches konkret neu gebaute soziale Mietwohnungen adressiert. Ein zentraler Punkt des neuen Programms 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 landesseitiger Tilgungszuschuss in Höhe von 50 Euro/m² Wohnfläche, maximal 3.500 Euro pro Wohneinheit möglich. [163]

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 hinaus vertiefter zu evaluieren, inwieweit die Beratungen erfolgreich waren und zur Umsetzung von Einsparmaßnahmen geführt haben.

6. Sektorenkopplung



Der Einsatz von erneuerbarem Strom 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 Stahlerzeugung zum Einsatz kommen.

6.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Die strombasierten Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr weisen hinsichtlich Stromeinsatz, Energiedichte und Speicherung spezifische Vor- und Nachteile auf (vergleiche hierzu die Ausführungen im Monitoringbericht 2018).

Um das Ziel der Bundesregierung von 7 bis 10 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 zu erreichen und damit einen wesentlichen Beitrag zur THG-Minderung im Verkehr zu leisten erfolgte im November 2019 die Verlängerung und Erhöhung der Kaufprämie des 2016 eingeführten Umweltbonus bis zum 31. Dezember 2025. Seit Anfang Juli wird zudem bis

ebenfalls Ende 2025 die „Innovationsprämie“ gewährt. Diese sollte zunächst nur bis Ende 2021 laufen, wurde aber von der Bundesregierung verlängert, um den Hochlauf der Elektromobilität weiter zu unterstützen. Die Zahl der beantragten Fahrzeuge stieg im Vergleich zum Vorjahr deutlich an. Im Jahr 2020 wurden insgesamt 255.408 Fahrzeuge beantragt, im Vorjahr waren es im Vergleich dazu lediglich 73.081 Fahrzeuge. Im Jahr 2021 sind zum Stand 1. November 2021 bereits 477.905 Anträge für den Umweltbonus eingegangen. Im Vergleich zum Vorjahr ist hier ein deutlicher Anstieg der Antragszahlen zu verzeichnen. 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, was für eine weiterhin starke Nachfrage spricht. [164]. Damit zeichnet sich auch der angestrebte ambitionierte Hochlauf für die kommenden Jahre bereits deutlich ab. Seit Einführung der Prämie im Jahr 2016 wurden 744.952 Anträge auf Förderung eines Elektro-, Plug-in-Hybrid- oder Wasserstofffahrzeugs gestellt, darunter circa 411.874 (55 Prozent) für reine batterieelektrische Fahrzeuge und 332.873 (45 Prozent) für Plug-in-Hybride. Auffällig ist hierbei der deutliche Anstieg bei Plug-in-Hybriden im Vergleich zum Vorjahr. Insgesamt hat sich die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Vergleich zum Vorjahr fast verdreifacht. Die meisten Anträge auf Umweltboni sind Nordrhein-Westfalen (186.238) zuzuordnen, gefolgt von Bayern (136.747) und Baden-Württemberg (121.133). 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 23 Anträge aus Baden-Württemberg ein [165].

Zum Jahresende 2020 waren in Baden-Württemberg knapp 109.000 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon 54.250 Elektro-Pkw und 51.870 extern aufladbare Hybride

(Abbildung 27) [166, 167]. Damit sind die Zahlen im Vergleich zum Vorjahr deutlich angestiegen. 2019 belief sich die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge auf lediglich 46.000, davon 25.000 Elektro-Pkw und 19.000 Hybride. An diesen Zahlen lässt sich auch der bereits angedeutete Trend bei der Inanspruchnahme des Umweltbonus erkennen. Auffallend ist auch, dass ein deutlicher Trend hin zu extern aufladbaren Hybriden festzustellen ist. Somit befindet sich auch der Anteil von E-Fahrzeugen auf einem deutlich höheren Niveau als im Vorjahr. Der Anteil an der Pkw-Bestandsflotte in Baden-Württemberg liegt bei 1,5 Prozent [166] und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (0,45 Prozent) wahrnehmbar gestiegen. An den Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2020 beträgt der Anteil 16,4 Prozent [167], womit die Fahrzeugdurchdringung in Baden-Württemberg mit Elektrofahrzeugen bei den Pkw-Neuzulassungen etwa drei Prozentpunkte [168] über dem Bundesniveau (Bund: 13,5 Prozent mit rund 395.000 Fahrzeugen) liegt. Auch beim Pkw-Bestand hat sich der Anteil deutlich erhöht und liegt mittlerweile leicht über dem Bundesniveau (Bund: 1,2 Prozent mit rund 590.000 Fahrzeugen). Im letzten

Jahr lag Baden-Württemberg an dieser Stelle noch unter dem Bundesniveau. Insgesamt gesehen hat die Elektromobilität im Vergleich zum letzten Jahr einen deutlichen Sprung nach vorne gemacht und die politischen Bestrebungen und Anreize scheinen erste wahrnehmbare Auswirkungen zu haben.

Neben mehrspurigen Elektrofahrzeugen werden auch immer häufiger Zweiräder mit Elektroantrieb eingesetzt (in Abbildung 27 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen²⁸ erfasst). Insgesamt waren Ende 2020 knapp 28.000 Zweiräder mit Elektroantrieb (E-Krafträder und Zweiräder mit Kennzeichen) im Einsatz.

Mit rund 110 GWh beziehungsweise einem Anteil von unter einem Promille (0,2 Promille) am Bruttostromverbrauch liegt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge heute noch auf sehr niedrigem Niveau, hat sich jedoch im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt. Dies lässt sich mit der höheren Elektrofahrzeugdurchdringung begründen.

STROMVERBRAUCH UND ANZAHL VON ELEKTROFAHRZEUGEN IN BW

in GWh bzw. 1.000

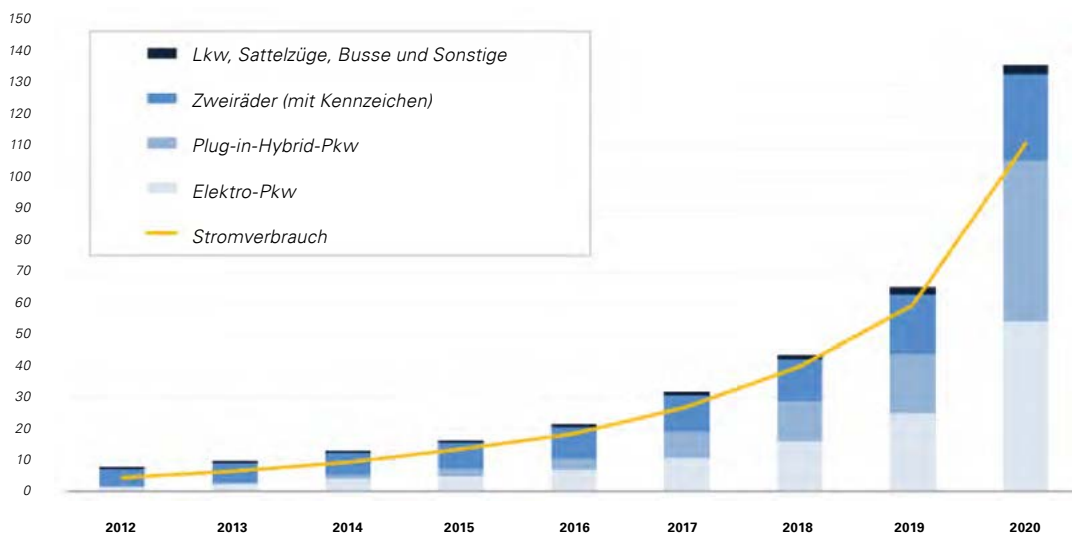


Abbildung 27: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [166, 167].

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

Die Verteilung der Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg weist höhere Bestandszahlen in Stuttgart sowie den angrenzenden Landkreisen auf (siehe Abbildung 28, links). Zudem weist der Rhein-Neckar-Kreis zusammen mit Karlsruhe und dem Rems-Murr-Kreis eine vergleichsweise hohe Anzahl an Fahrzeugen auf. Bezogen auf den Pkw-Bestand führt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 4,2 Prozent, gefolgt von Böblingen (3,5 Prozent) und Karlsruhe-Stadt (1,9 Prozent).

Die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde zeigt erwartungsgemäß in den Städten eine Häufung der Ladepunkte (vergleiche Abbildung 28). Stuttgart weist mit 517 Ladepunkten (Stand vom 18. August 2021), mit deutlichem Abstand die höchste Anzahl auf. In Baden-Württemberg sind nach Angaben des BDEW 7.209 öffentlich zugängliche Normalladepunkte (Stand 18. August 2021) und 1.185 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte installiert (Stand 1. Juli 2021) [169].

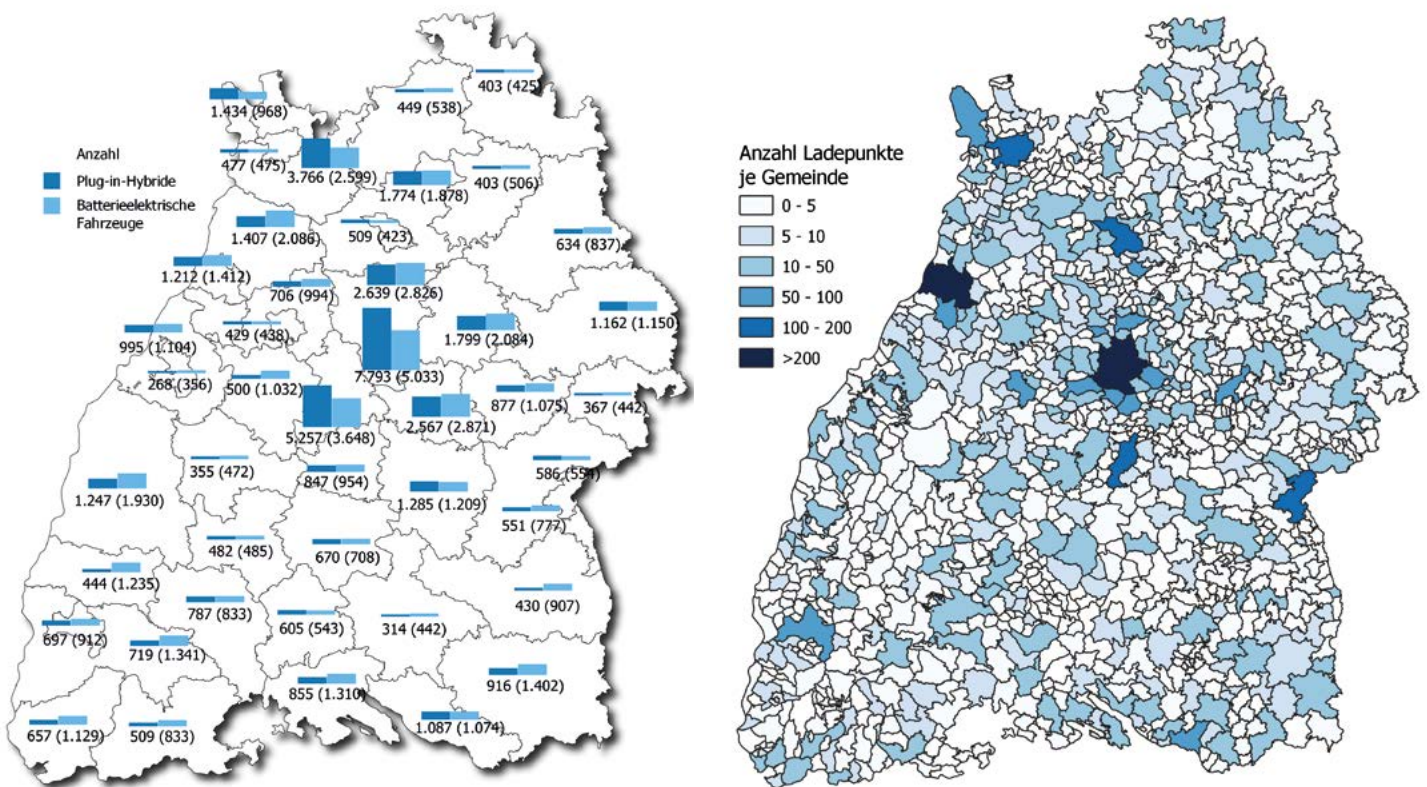


Abbildung 28: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 01. Januar 2021) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand August 2021) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [170, 171] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

6.2 STROMEINSATZ IM WÄRMESEKTOR

Im Gegensatz zum Verkehrssektor ist der Stromeinsatz im Wärmesektor bereits weiter fortgeschritten. Ein größerer 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 2007 weisen jedoch aus, dass in mehr als 300.000 Wohneinheiten in Baden-Württemberg Elektroheizungen genutzt werden. 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 2020 rund 180.000 Wärmepumpen (deutschlandweit sind inzwischen mehr als eine Million Heizungs-wärmepumpen in Betrieb [172]). Die Wärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt rund 1,2 TWh Strom im Jahr 2020. Dies entspricht einem Anteil von 1,7 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Da Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden heute bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen [173] 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. Im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes (vergleiche Abschnitt 2.1) erfolgte auch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Weitere Änderungen – zum Teil betreffen diese auch Regelungen aus dem August 2020 – wurden im Zuge der Verabschiedung des EEG 2021 umgesetzt.

Wesentliche Änderungen betreffen die Verlängerung der KWK-Förderung über 2025 hinaus bis Ende 2029²⁹, die Änderung der Fördersätze und Förderdauer, die Einführung weiterer Boni sowie die Erhöhung des Fördervolumens von 1,5 auf 1,8 Milliarden Euro pro Jahr. Die kurzfristigen Anpassungen im Artikelgesetz zum EEG 2021 betreffen im Wesentlichen die ursprünglich vorgesehenen Boni für die KWK. So wurde der für die Südregion vorgesehene Südbonus bereits mit dem EEG 2021 ersatzlos gestrichen, der Power-to-Heat-Bonus wird erst ab 2024 möglich sein und der Bonus für innovative erneuerbare Wärme wird nicht bereits bei Anlagen über 1 MW, sondern erst oberhalb von 10 MW elektrischer

Anlagenleistung gewährt. Eine weitere Änderung betrifft die Ausschreibungen für KWK-Anlagen, für die die Grenze zur Ausschreibungsteilnahme von 1 MW auf 500 kW elektrischer Leistung abgesenkt wurde.

Der Kohleersatzbonus³⁰ wurde auf eine Einmalzahlung von 5 bis 390 Euro/kW in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres und Stilllegungsdatums umgestellt. Dabei ist der Bonus nicht mit den Entschädigungszahlungen für Braunkohleanlagen beziehungsweise einem Steinkohlezuschlag im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes kombinierbar.

In Tabelle 11 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. In der allgemeinen Versorgung ist die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020, insbesondere aus Steinkohle, zurückgegangen. In der Industrie bewegt sich die KWK-Stromerzeugung nach ersten Schätzungen unterhalb des Vorjahresniveaus. Insgesamt ging die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg leicht auf knapp 8,4 TWh zurück. Der Anteil an der Nettostromerzeugung erhöhte sich deutlich auf knapp 21 Prozent (Tabelle 11 und Abbildung 29), weil die Stromerzeugung im Land insgesamt (vergleiche Abschnitt 2.4) sehr stark zurückgegangen ist.

Tabelle 11: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [174–176] sowie eigenen Berechnungen.

[GWH/A]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Allgemeine Versorgung	4.442	3.981	3.705	4.335	4.493	3.918	4.275	4.155	3.557	3.750	3.402
Industrie >1 MW	1.658	1.490	2.020	2.058	2.315	2.263	2.792	2.808	2.245	2.533	2.406
fossile Anlagen < 1 MW	580	662	760	838	1.006	1.121	1.308	1.395	1.467	1.546	1.610
Biomasse <1 MW	634	609	658	707	838	919	920	917	927	935	935
SUMME	7.313	6.743	7.142	7.937	8.651	8.221	9.295	9.275	8.195	8.409	8.353
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	11,8	12,0	13,0	13,7	15,1	13,8	15,7	16,3	14,0	16,2	20,5
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	9,0	8,8	9,4	10,3	11,7	11,1	12,5	12,8	11,3	12,2	11,8

*Im Jahr 2020 Angaben zur allgemeinen Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

29) Fördervoraussetzung sind Aufnahme des Dauerbetriebs oder ein Zuschlag in der Ausschreibung bis Ende 2029. Für Anlagen bis 50 MW ist allerdings eine Evaluierung im Jahr 2022 vorgesehen, auf deren Basis sich die Regierung eine Änderung der Förderbedingungen zum 1. Januar 2026 vorbehält.

30) Ersatz von kohlebefeuerten KWK-Anlagen durch eine KWK-Anlage die Biomasse, Abwärme, Abfall, gasförmige oder flüssige Brennstoffe zur Stromerzeugung einsetzt.

KWK-NETTOSTROMERZEUGUNG [GWh/a]

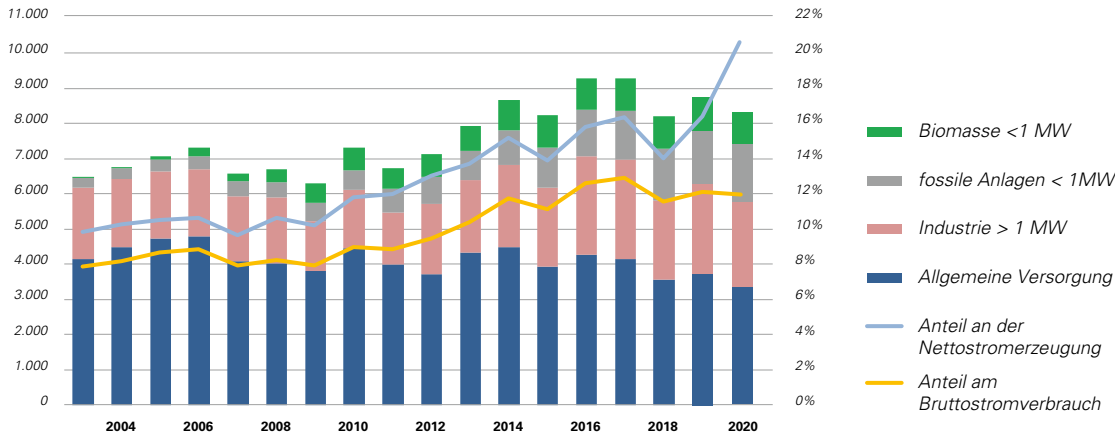


Abbildung 29: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [174–176] sowie eigenen Berechnungen. Im Jahr 2020 Angaben zur allgemeinen Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Schätzungen zufolge mit gut 19 TWh leicht unter dem Vorjahresniveau (vergleiche Abbildung 30).

KWK-NETTOWÄRMEERZEUGUNG [GWh/a]

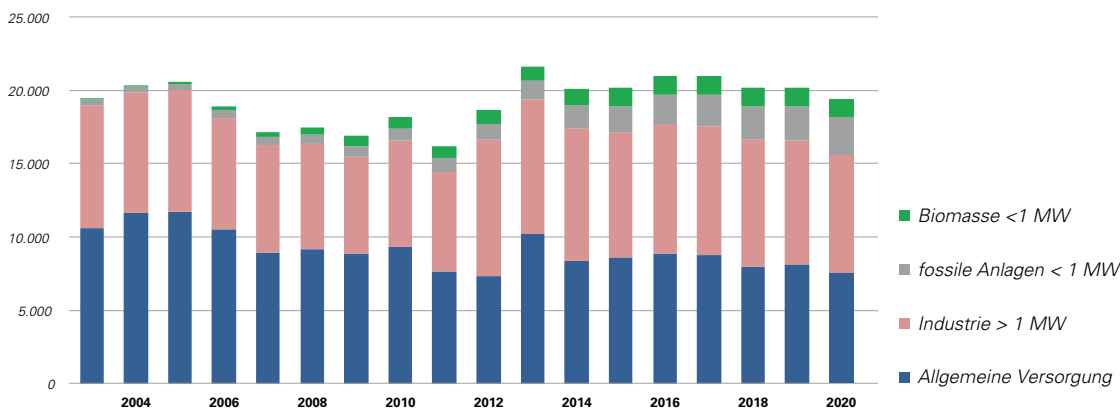


Abbildung 30: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [174–176] sowie eigenen Berechnungen. Im Jahr 2020 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

Für neue beziehungsweise modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017) ausgeschrieben, 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 61 MW_{el} sichern (Tabelle 12), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Trotz der im Vergleich zur normalen KWK-Ausschreibung deutlich höheren Zuschlagswerte waren die Ausschreibungen für innovative KWK-Anlagen anfangs teilweise deutlich unterzeichnet. Während 12 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 9 Prozent.

Tabelle 12: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [176–178].

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND		BADEN-WÜRTTEMBERG	
	Ausschreibungsvolumen [MW _e]	Zuschläge [MW _e]	Zuschläge [MW _e]	Anteil Zuschläge BW an D
KWK-ANLAGEN				
Dez. 2017	100	82	4	5%
Jun. 2018	93	91	2	2%
Dez. 2018	77	100	21	21%
Jun. 2019	51	46	-	-
Dez. 2019	80	54	8	15%
Jun. 2020	75	69	2	3%
Dez. 2020	75	56	5	9%
Jun. 2021	59	58	0	0%
INNOVATIVE KWK-SYSTEME				
Jun. 2018	25	21	-	-
Dez. 2018	29	13	2	16%
Jun. 2019	30	22	4	18%
Dez. 2019	25	21	-	-
Jun. 2020	29	26	-	-
Dez. 2020	28	27	2	8%
Jun. 2021	26	25	11	44%
Summe / Mittelwert		712	61	9%

6.4 WASSERSTOFF

Im Kontext des europäischen Green Deals, dessen Ziel es ist, Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen, wurde im Juli 2021 das „Fit for 55“-Paket von der Europäischen Kommission vorgestellt. Es bildet den regulatorischen Rahmen für das Erreichen der im europäischen Klimaschutzgesetz verankerten Ziele die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu senken und bis 2050 klimaneutral zu werden. [179] Der Einsatz von Wasserstoff, insbesondere aus erneuerbaren Energiequellen, spielt in den Sektoren Industrie und Verkehr mit teilweise sehr ambitionierten Emissionsminderungsanforderungen eine Schlüsselrolle. [145]

Für ein nachhaltiges Verkehrssystem schlägt die Kommission in einer neuen Verordnung für den Flugverkehr der Initiative „ReFuel EU Aviation“ die Einführung nachhaltiger Flugkraftstoffe vor. Die fortschrittlichen Biokraftstoffe (advanced biofuels) und synthetischen Kraftstoffe sollen anhand einer steigenden Beimischungsquote, zu der Kraftstoffanbieter an Flughäfen der EU verpflichtet werden, zur Beschleunigung der Dekarbonisierung des Luftverkehrs beitragen. [145] Für

die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (auch als strombasierte Kraftstoffe bekannt) wie erneuerbares Kerosin werden zukünftig große Mengen an Wasserstoff und Kohlendioxid benötigt.

Die Initiative „FuelEU Maritime“ für die Dekarbonisierung des Seeverkehrs soll die Nutzung nachhaltiger Schiffs-kraftstoffe und emissionsfreier Technologien in der Schifffahrt fördern. Mit der Einführung einer Kraftstoffnorm soll die Treibhausgasintensität der auf Schiffen eingesetzten Energie bis 2050 um 75 Prozent gegenüber 2020 sinken. [180] Da der Vorschlag technologieneutral formuliert ist, sind alle erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffe und Gase für den Seeverkehr denkbar. Neben fortschrittlichen Biokraftstoffen und dekarbonisierten Gasen, wie zum Beispiel Bio-LNG, existieren weitere Optionen wie grüner Wasserstoff, und wasserstoffbasierte Energieträger zum Beispiel Methanol und Ammoniak. [181] Als Anknüpfung an die nationale Wasserstoffstrategie auf Bundesebene wurde im Mai 2021 die „PtL-Roadmap“ für den Markthochlauf klimafreundlicher PtL-Flugkraftstoffe vorgestellt. Vertreter der Bundesregierung und der Bundesländer, der Luftverkehrsbranche sowie

Vertreter von Anlagenbauern und der Kraftstoffwirtschaft vereinbarten den Auf- und Ausbau der Produktion von strombasiertem Kerosin und legten das Ziel fest, im deutschen Luftverkehr bis zum Jahr 2030 mindestens 0,2 Mt (200.000 Tonnen) PtL-Kerosin zu nutzen. Basierend auf dem geplanten Markthochlauf sollen bis zum Jahr 2026 50.000 Tonnen und bis zum Jahr 2028 100.000 Tonnen strombasiertes Kerosin erzeugt werden, damit die Mindestmenge im Jahr 2030 erreicht werden kann. [182]

Das Land Baden-Württemberg hat im Dezember 2020 eine Wasserstoff-Roadmap vorgelegt und gibt damit einen Fahrplan mit konkreten Maßnahmen für die kommenden Jahre vor. Durch den Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Mobilität und Energiewirtschaft soll der Einsatz fossiler Energieträger reduziert werden, um die Treibhausgas-Emissionen zu senken. Des Weiteren sollen Klimaschutz und Wertschöpfung miteinander kombiniert werden, sodass sich Baden-Württemberg zu einem führenden Standort der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie entwickelt. [183] Durch die wirtschaftlichen Potenziale von Wasserstofftechnologien für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg können bis zu 16.000 Arbeitsplätze und neun Milliarden Euro Umsatz im Jahr 2030 entstehen. Basierend auf der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung und der Strategie der EU, werden in der Wasserstoff-Roadmap für das Land Baden-Württemberg gezielt angepasste Maßnahmen für Unternehmen und Forschungseinrichtungen formuliert. Diese sehen im Rahmen der zur Verfügung stehenden Ressourcen, und unter Berücksichtigung laufender und abgeschlossener Aktivitäten, Maßnahmen in den Sektoren Stromerzeugung, Wasserstoffherzeugung, Industrie, Mobilität, Gebäude sowie technologieübergreifende Maßnahmen vor. [184]

Zusätzlich entwickelt Baden-Württemberg eine Roadmap für reFuels („renewable energy fuels“), zur Gestaltung der Entwicklung regenerativstrombasierter Flüssigkraftstoffe. reFuels können die derzeit aus fossilen Kohlenwasserstoffen gewonnenen Flüssigkraftstoffe anteilig ersetzen, dadurch klimaneutrale Anteile im Kraftstoffsektor bereitstellen, und die Wertschöpfungsketten der Mineralölverarbeitung und Distribution der Produkte teilweise sichern. Durch Beimischungsquoten und

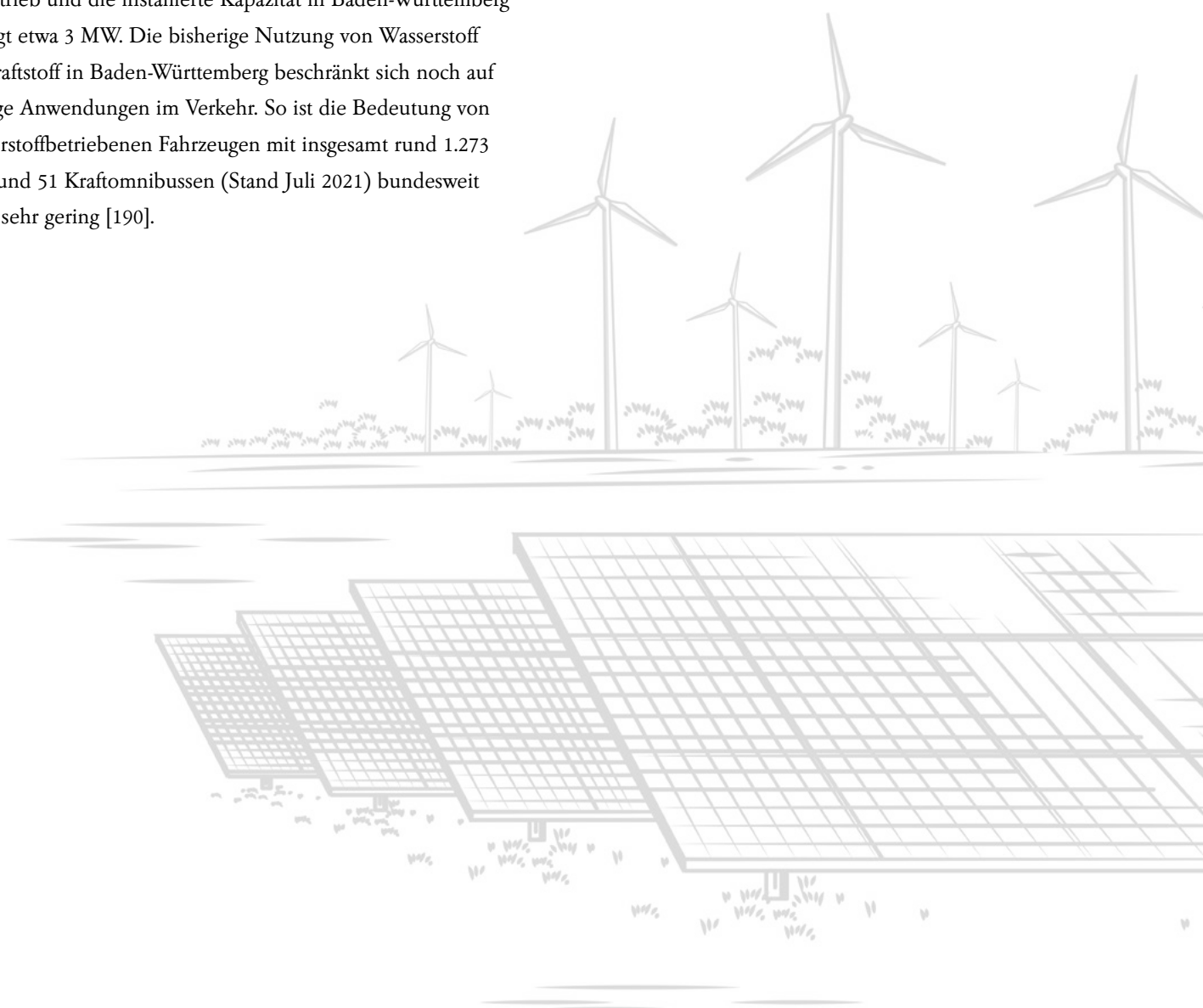
den Einsatz von Reinkraftstoffen in geeigneten Verkehrssegmenten können zusätzliche Klimaschutzpotenziale erschlossen werden. Für einen Beitrag von reFuels zur Erreichung erhöhter Klimaschutzziele im Verkehr wird die Roadmap einen zeitnah beginnenden Markthochlauf skizzieren und initiieren, sodass noch deutlich vor 2030 Produktionskapazitäten aus einer Demonstrationsanlage verfügbar sind und Anlagen im industriellen Größenmaßstab im Ausland errichtet werden können. Darüber hinaus wird die reFuels Roadmap adressieren, wie Baden-Württemberg von Energiepartnerschaften durch den Import von Rohölersatz oder Vorprodukten bei der Transformation zur Klimaneutralität mit bestehender Infrastruktur profitieren kann und welche Exportpotenziale sich für Baden-Württemberg bezüglich der Produktionstechnologien ergeben können.

Im Rahmen der Fördermöglichkeiten der „Important Projects of Common European Interests (IPCEI)“ soll der europaweite Markthochlauf für Wasserstofftechnologien und -systeme zukünftig weiter unterstützt werden. Investitionsanstrengungen kooperierender europäischer Unternehmen sollen durch staatliche Fördermittel von Bund und Land ergänzt werden. [185] Unter 62 deutschlandweiten Wasserstoff-Großprojekten, die vom Bundesverkehrsministerium und Bundeswirtschaftsministerium als förderwürdig eingestuft wurden, befinden sich vier Projekte von Unternehmen aus Baden-Württemberg: NextGen HD-Stack von ElringKlinger (Dettingen/Erms), NextGadila von Freudenberg Performance Materials (Weinheim), Bosch Power Units von Robert Bosch (Baden-Württemberg & Bayern) sowie die Errichtung einer Brennstoffzellen Gigafactory von cellcentric (Region Kirchheim/Teck). [186] Derzeit durchlaufen die Projekte einen intensiven Prüfprozess um festzulegen, ob die Projekte tatsächlich einen Zuschlag mit der zu bestimmenden Fördermittelhöhe erhalten und realisiert werden können [187].

Zudem stellt das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg mit dem Förderprogramm des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) für den Aufbau von Modellregionen für grünen Wasserstoff als Energieträger, bis zu 47 Millionen Euro in Aussicht. In den Modellregionen Hy-FIVE und GeNeSiS soll die Wasserstoffwirtschaft in der

Realität erprobt und wirtschaftlich umgesetzt werden. [188]
Die Modellregion „Hy-FIVE“ umfasst die Region Mittlere Alb-Donau, wo sowohl im ländlichen als auch im städtischen Raum anhand von vier Leuchtturmprojekten³¹ die Wasserstoff-Wertschöpfungskette erprobt werden soll [189]. In der Region Stuttgart (Projekt GeNeSiS) soll ein Wasserstoffverteilnetz aufgebaut werden, das unter anderem aus einer reinen Wasserstoff-Leitung entlang des Neckars besteht. Erzeuger und Anwender werden vernetzt und es bietet sich die Möglichkeit für den Einsatz von Wasserstoff in Quartieren, Unternehmen oder in der Mobilität. [188]

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind drei Wasserelektrolyse-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von über 0,5 MW in Betrieb und die installierte Kapazität in Baden-Württemberg beträgt etwa 3 MW. Die bisherige Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff in Baden-Württemberg beschränkt sich noch auf wenige Anwendungen im Verkehr. So ist die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen mit insgesamt rund 1.273 Pkw und 51 Kraftomnibussen (Stand Juli 2021) bundesweit noch sehr gering [190].



31) Die Hy-FIVE-Projekte befassen sich mit Flottentests von Brennstoffzellen-LKW, einem Verbund kleiner Elektrolyseure im Raum Reutlingen/Tübingen, einem 8 MW Elektrolyseur zur Versorgung eines zukünftigen Industriegebiets in Schwäbisch-Gmünd und einem Brennstoffzellentestfeld mit einer klimaneutralen grünen Wasserstoffversorgung in Ulm.

7. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

7.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIETRÄGER

Die Einfuhrpreise fossiler Energieträger gaben zu Beginn des Jahres 2020 spürbar nach, erholten sich in der zweiten Jahreshälfte jedoch rasch. Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2020 278 Euro und lag damit 35 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 428 Euro/Tonne [191]. Die Grenzübergangpreise für Erdgas sanken ausgehend von 4.300 Euro/TJ im Jahr 2019 auf 3.410 Euro/TJ [192] – ein Minus von 21 Prozent. Die Preise

für Kraftwerkskohle betragen im Mittel 63 Euro/Tonne SKE [193]. Nach 79 Euro/Tonne SKE im Jahr 2019 entspricht dies einem Rückgang um 20 Prozent. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2021 setzen die Energiepreise ihren Aufwärtstrend aus den Vormonaten fort. Insbesondere die Einfuhrpreise für Erdgas stiegen rasant und erreichten im August 6.581 Euro/TJ. Die Preise für Erdöl kletterten auf 442 Euro/Tonne. Abbildung 31 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]

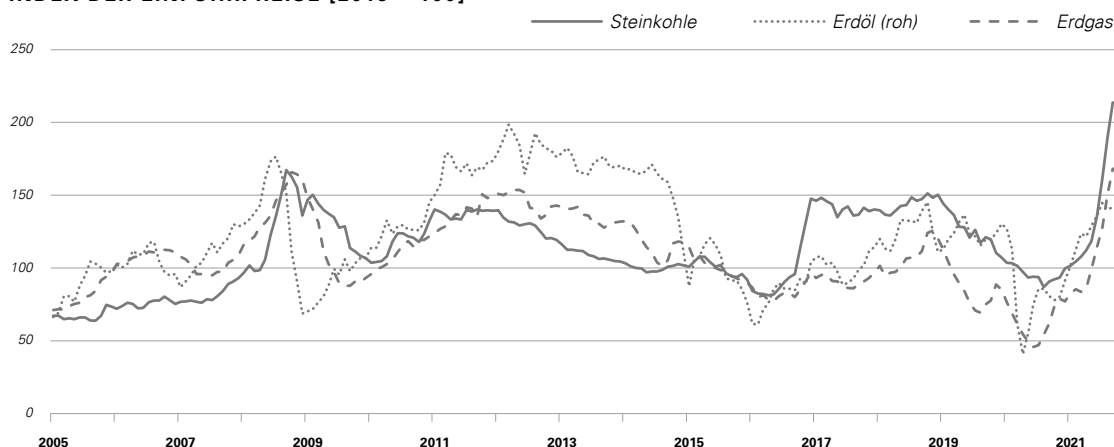


Abbildung 31: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis September 2021. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [194].

STROMMARKT

Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg fiel im Jahr 2020 auf 30,5 Euro/MWh und lag damit 19 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2019: 37,7 Euro/MWh) [83]. Niedrige Brennstoffpreise und eine geringe Stromnachfrage während der ersten Corona-Welle hatten in den ersten Monaten des Jahres zu einem deutlichen Einbruch der Preise geführt. Im April 2020 wurde mit einem Durchschnittspreis von 17,1 Euro/MWh die Talsohle durchschritten. Die anschließende Erholung der Preise setzte sich in Jahr 2021 unvermindert fort. Bis Oktober 2021

verachtete sich der Wert einer Megawattstunde im Monatsmittel auf 139,5 Euro. Der Durchschnittspreis von Januar bis Oktober 2021 betrug 76,4 Euro/MWh.

Haushaltskunden profitierten nicht vom temporären Rückgang der Großhandelsstrompreise. Die durchschnittlichen Endkundenpreise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten im Jahr 2020 deutschlandweit auf 31,8 ct/kWh zu (vergleiche Abbildung 32). Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Anstieg von 4,4 Prozent (inflationsbereinigt 3,9 Prozent). Die mittleren Kosten für Beschaffung und Vertrieb stiegen von 7,1 auf 7,5 ct/kWh, die

Netzentgelte von 7,4 auf 7,8 ct/kWh und die EEG-Umlage von 6,41 auf 6,76 ct/kWh. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen (ohne Netzentgelte) blieb mit 52,0 Prozent weitgehend konstant (2019: 52,5 Prozent). Für das laufende Jahr weist der BDEW (Stand Juni 2021) einen weiteren Anstieg der

Endkundenpreise auf 31,9 ct/kWh aus. Während die Kosten für Beschaffung und Vertrieb um 0,23 ct/kWh zulegten, konnte die EEG-Umlage durch einen Zuschuss aus Bundesmitteln auf 6,5 ct/kWh gesenkt werden.

DURCHSCHNITTliche STROMPREISE FÜR HAUSHALTE [ct/kWh]

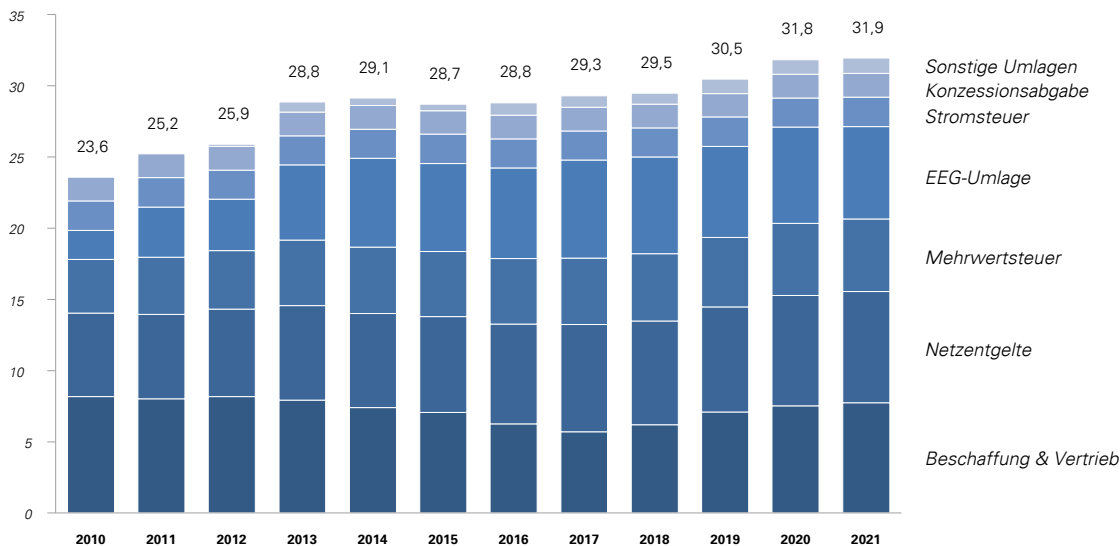


Abbildung 32: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juni 2021; Wert 2020 inklusive 19 Prozent Mehrwertsteuer. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [195].

Haushaltskunden in Baden-Württemberg zahlten für ihren Strom im Jahr 2020 rund 2,9 ct/kWh mehr als der Bundesdurchschnitt (28,5 ct/kWh) [196]. Im Bundesländervergleich des Leipziger Instituts für Energie belegt Baden-Württemberg

damit den letzten Platz. Der Ländervergleich stützt sich auf die jeweils günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger und unterstellt einen jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh.

DURCHSCHNITTliche STROMPREISE FÜR NICHTHAUSHALTSKUNDEN [ct/kWh]

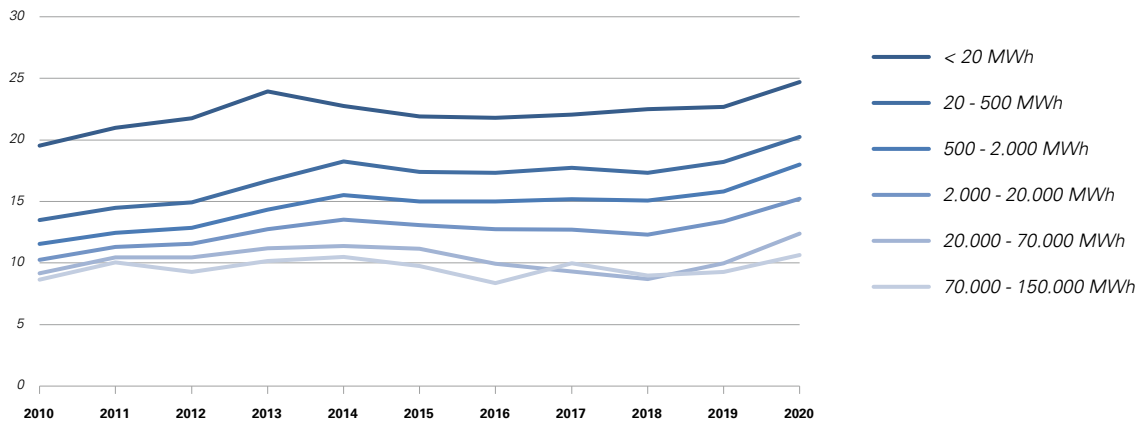


Abbildung 33: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2020 (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [197].

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 33 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskundensegments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2020 von 10,7 ct/kWh für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 70 und 150 GWh bis zu 24,7 ct/kWh bei einem Verbrauch von weniger als 20 MWh. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Strompreise für alle Verbrauchergruppen zu. Mit 2,0 ct/kWh fiel der Anstieg für Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh am größten aus. Kunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh zahlten im Schnitt 0,3 ct/kWh mehr als im Vorjahr.

Bei den industriellen Großabnehmern sorgen umfassende Entlastungsregelungen für erhebliche Preisdifferenzen innerhalb der Verbrauchergruppe. Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh/a zahlten im Jahr 2020 bei maximal möglicher Entlastung zwischen 4,5 und 5,6 ct/kWh [195]. Vollständig belastete Kunden zahlten dagegen zwischen 15,1 und 17,2 ct/kWh.

Staatlich veranlasste Preisbestandteile machen für die meisten Letztverbrauchergruppen einen Großteil des Strompreises aus. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Umbau des konventionellen Kraftwerkparks und der Netzausbau führen derzeit zu zusätzlichen Kosten für den Verbraucher. Im Sinne

einer nachhaltigen Entwicklung sind diese Lasten möglichst gleichmäßig zu verteilen, gleichzeitig aber auch Überlastungen einzelner Akteursgruppen zu vermeiden. Im Fokus der Diskussion steht seit einigen Jahren die EEG-Umlage, die nach dem Willen aller großen Parteien in den kommenden Jahren stark sinken oder vollständig abgeschafft werden soll [198].

Die EEG-Umlage 2022 beträgt 3,723 ct/kWh. Ausgehend von 6,5 ct/kWh in 2021 fällt sie damit auf den niedrigsten Stand seit zehn Jahren (siehe Abbildung 34). Begünstigt durch den Anstieg der Börsenstrompreise verringert sich die prognostizierte Deckungslücke zwischen Erlösen und Kosten auf rund 19,8 Milliarden Euro (2021: 26,4 Milliarden Euro). Senkend wirken sich zudem ein Überschuss von 4,5 Milliarden Euro auf dem EEG-Konto (2021: -4,1 Milliarden Euro), eine geringere Liquiditätsreserve von 5 statt 10 Prozent der Deckungslücke sowie ein Bundeszuschuss von 3,25 Milliarden Euro aus der nationalen CO₂-Bepreisung aus – wenngleich letzterer 7,55 Milliarden Euro geringer ausfällt als 2021. Ohne Liquiditätsreserve (Umlageanteil: 0,286 ct/kWh), Kontoausgleich (Umlageanteil: -1,307 ct/kWh) und Bundeszuschuss (Umlageanteil: -0,934 ct/kWh) läge die EEG-Umlage bei 5,678 ct/kWh (=Kernumlage 2022). Wie stark einzelne Faktoren die Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zu 2021 beeinflussen, zeigt die in Abbildung 35 dargestellte Komponentenzerlegung. Demnach trägt der Anstieg der berücksichtigten Börsenstrompreise von 40,74 Euro/MWh (2021) auf 78,40 Euro/MWh (2022) rund 1,76 ct/kWh zur Senkung der EEG-Umlage bei.

EEG-UMLAGE [ct/kWh]

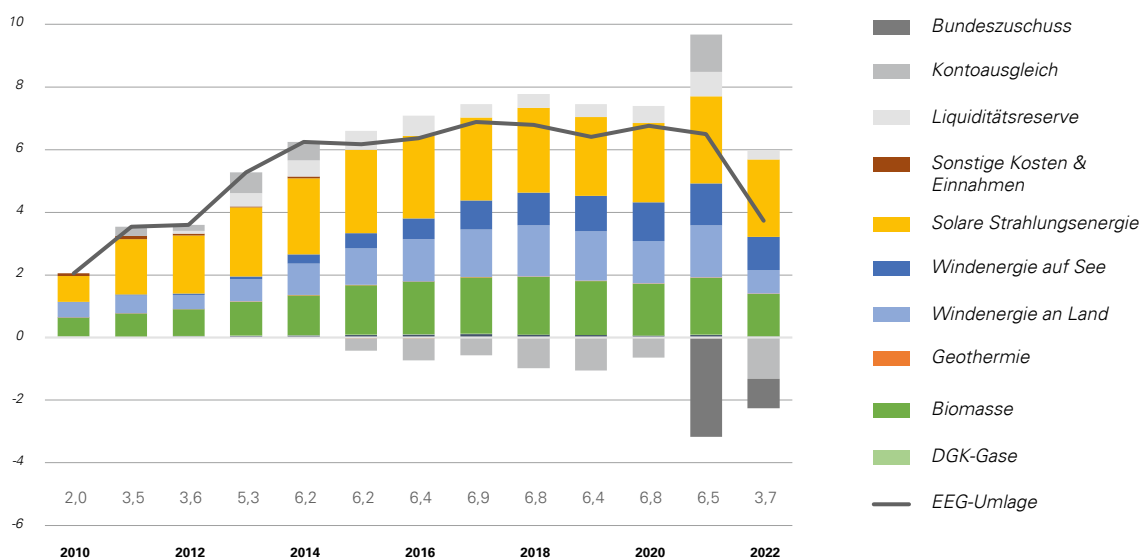


Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [199].

KOMPONENTEN DER EEG-UMLAGE-ENTWICKLUNG IN ct/kWh

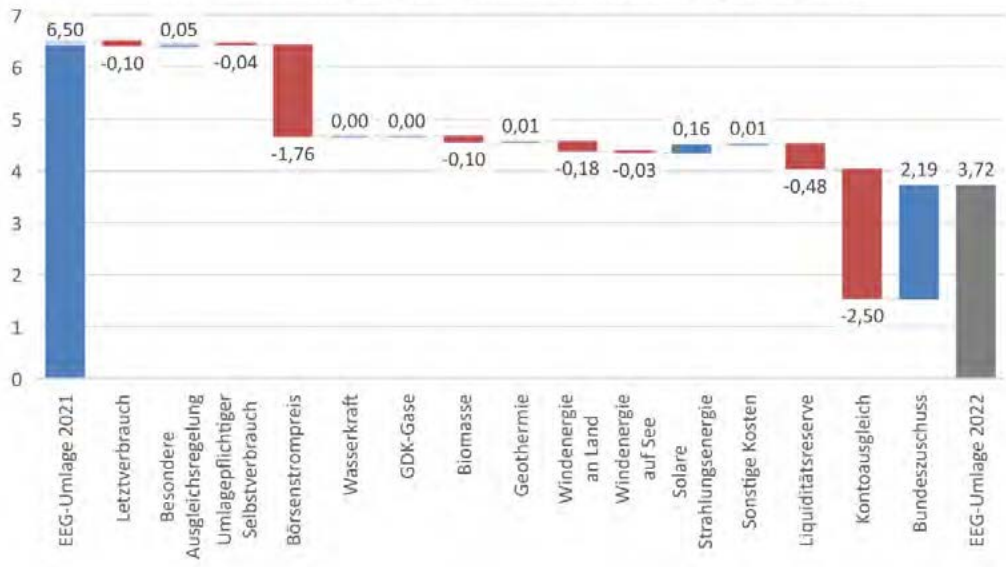


Abbildung 35: Komponenten der EEG-Umlage-Entwicklung 2021–2022. Eigene Berechnung aus Basis von Daten aus [199].

FERNWÄRME-MARKT

Die Belieferung mit Fernwärme kostete deutsche Haushalte nach Angaben des BMWi im Jahr 2020 einschließlich Mehrwertsteuer durchschnittlich 8,6 ct/kWh [200]. Die Fernwärmepreise lagen damit 0,14 ct/kWh unter dem Vorjahresniveau sowie 0,06 ct/kWh über dem Durchschnitt der zurückliegenden fünf Jahre. Die Statistik des Ministeriums bezieht sich auf Mehrfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 160 kW und einer Jahresnutzung von 1.800 Stunden.

Kunden in Baden-Württemberg zahlten zwischen 7,5 und 11,0 ct/kWh, wie aus einer Auswertung des Leipziger Instituts für Energie hervorgeht [196]. Die Autoren verglichen hierzu die Fernwärmetarife in zehn baden-württembergischen Städten für Kunden mit einer Anschlussleistung von 6 kW und einer Jahresverbrauchsmenge von 15.000 kWh.

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 [201].

GASMARKT

Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) betragen zum 1. April 2020 im Schnitt 6,3 ct/kWh (vergleiche Abbildung 36) und blieben damit gegenüber dem Vorjahr weitgehend stabil (1. April 2019: 6,3 ct/kWh). Knapp die Hälfte des Gaspreises (3,1 ct/kWh, 49,4 Prozent) entfiel auf die Energiebeschaffung und den Vertrieb. Daneben schlugen die Netzentgelte mit 23,3 Prozent (1,5 ct/kWh) und die Umsatzsteuer mit 16,0 Prozent (1,0 ct/kWh) am stärksten zu Buche. Die Gassteuer, die für alle Verbrauchergruppen einheitlich 0,55 ct/kWh beträgt, machte rund 8,7 Prozent des Endkundenpreises aus.

Auch die mittleren Gaspreise für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh wiesen zum 1. April 2020 annähernd das Vorjahresniveau auf. Mit 4,5 ct/kWh lagen sie lediglich 0,03 ct/kWh unter dem Wert des Vorjahres. Die Gruppe der Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh profitierte dagegen von einem spürbaren Preisrückgang. Die Preise sanken im Mittel auf 2,5 ct/kWh – ein Minus von 0,33 ct/kWh beziehungsweise 11,5 Prozent im Vergleich zur Erhebung des Vorjahres.

GASPREISBESTANDTEILE NACH VERBRAUCHERGRUPPEN [ct/kWh]

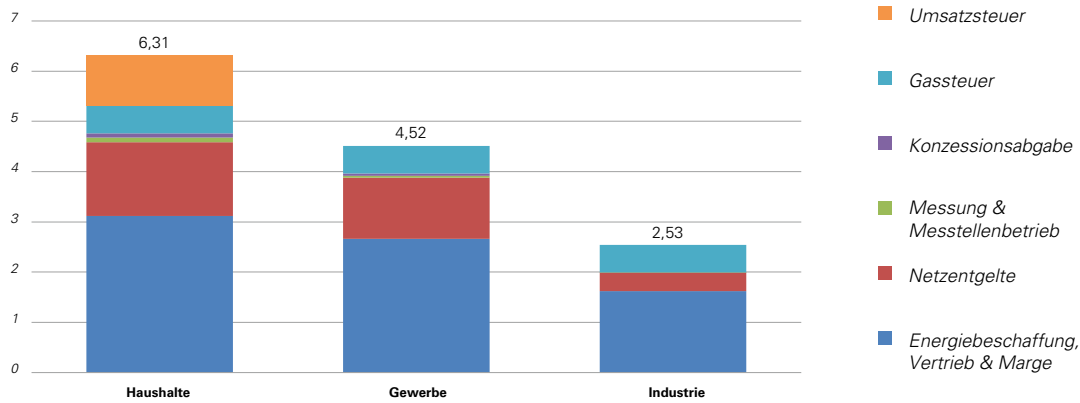


Abbildung 36: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2020 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [202].

Im Bundesländervergleich des Leipziger Instituts für Energie [196] belegt Baden-Württemberg bei den Erdgaspreisen für Haushalte den 13. Rang. Die Autoren verglichen im Dezember 2020 die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh. Mit rund 6 ct/kWh lag der Erdgaspreis in Baden-Württemberg 7,4 Prozent über dem Bundesdurchschnitt (5,6 ct/kWh). Kunden in Hamburg und Berlin profitierten mit 3,8 und 4,2 ct/kWh von den günstigsten Tarifen. Generell ist in den Flächenländern der Verteilungsaufwand bezogen auf die Energiemengen höher, darüber hinaus liegen die Netzentgelte in Baden-Württemberg über dem Bundesmittel, was dem Ausbau des Gasnetzes zuzurechnen ist.

CO₂-BEPREISUNG

An der EEX wurden im Jahr 2020 rund 108 Millionen Emissionsberechtigungen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) für Deutschland versteigert: 107,4 Millionen für stationäre Anlagen (EU Allowances, EUA) und 0,77 Millionen für den Luftverkehr (EU Aviation Allowances, EUAA) [203]. Der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung (EUA und EUAA) betrug 24,6 Euro und lag damit annähernd auf dem Niveau des Vorjahres (24,7 Euro). Nach einem Preisrückgang zu Beginn des Jahres wurde mit 30,5 Euro pro Berechtigung in der EUA-Auktion vom 11. Dezember 2020 der bis dahin höchste Preis erzielt. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2021 legten die Preise weiter zu und erreichten mit 61,9 Euro in der Auktion vom 10. September 2021 erneut ein Allzeithoch [204].

Seit Inkrafttreten der Marktstabilitätsreserve (MSR) im Jahr 2019 sind die Preise für Emissionsberechtigungen deutlich gestiegen. 2018 lag der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung noch bei 14,9 Euro [205], 2017 bei 5,8 Euro [206]. Mit der Marktstabilitätsreserve werden dem Markt überschüssige Berechtigungen entzogen und das Angebot flexibilisiert. In den Jahren 2019 und 2020 wurden die deutschen Auktionsmengen auf dieser Basis um insgesamt 166 Millionen Berechtigungen gekürzt [203]. Ein weiterer Faktor für den aktuellen Preistrend sind zudem die schärferen Klimaziele der EU für 2030, wonach die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Bisher galt ein Ziel von mindestens 40 Prozent.

Ergänzend zum bestehenden europäischen Emissionshandelssystem ist im Januar 2021 das nationale Emissionshandelssystem gestartet. Die gesetzliche Grundlage bildet das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Das nationale System erfasst grundsätzlich alle Brennstoffemissionen, die nicht dem EU ETS unterliegen, und richtet sich damit insbesondere an die Sektoren Wärme und Verkehr. 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.

Die Emissionszertifikate werden zunächst zu einem Festpreis an die Inverkehrbringer von Brenn- und Kraftstoffen verkauft, der ausgehend von 25 Euro/Tonnen schrittweise auf 55 Euro im Jahr 2025 steigt. Danach sollen die Zertifikate versteigert werden.

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 Cent/Liter, Diesel und Heizöl um 6,6 Cent/Liter und Erdgas um 0,5 Cent/kWh.

WASSERSTOFF-MARKT

Für Wasserstoff existiert abweichend von den anderen Energieträgern zum aktuellen Zeitpunkt keine Handelsplattform, sodass auch kein Börsenpreis zur Abbildung der Entwicklung der Wasserstoffpreise vorhanden ist. Um diese Lücke zu schließen wurde von e-Bridge ein Preisindex für Wasser-

stoff konzipiert, der Wasserstoff-Index „Hydex“, der aktuell rein kostenbasiert mögliche Preise für die unterschiedlichen Wasserstoffherkunftsquellen ausweist. 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 EUA-Notierungen ohne Kapitalkosten dar³² [207]. Abbildung 37 zeigt den Wasserstoff-Index für den Zeitraum 13. Januar 2021 bis 12. November 2021 mit den zugehörigen Preisen in Euro/MWh.

WASSERSTOFF-PREISINDEX IN EURO/MWh

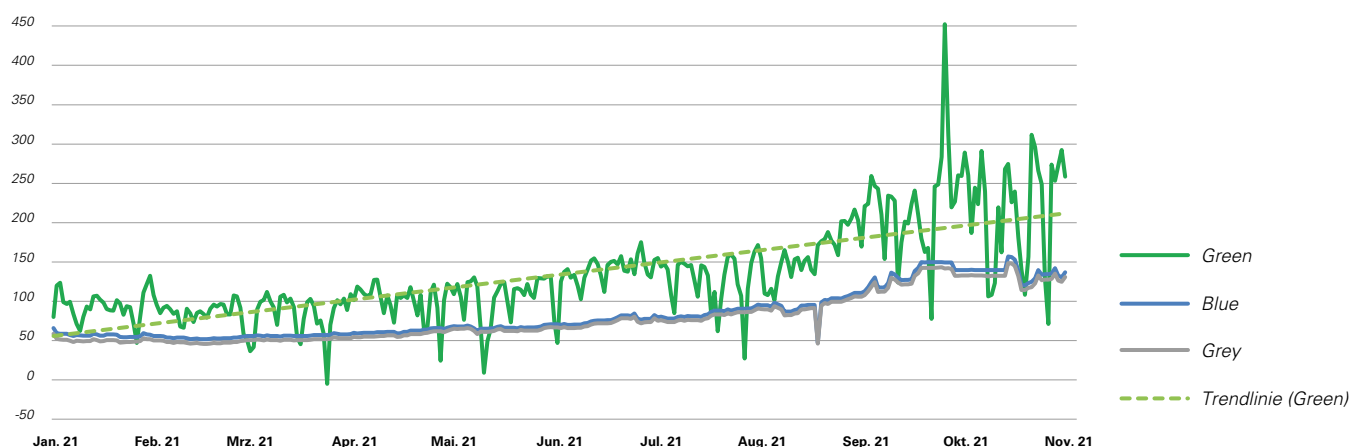


Abbildung 37: Wasserstoff-Preisindex „Hydex“. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [208].

Insbesondere bei grünem Wasserstoff ist eine große Schwankungsbreite mit einigen Ausschlägen festzustellen. So schwankte dessen Preis im genannten Zeitraum zwischen -5 Euro/MWh und 452 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 134 Euro/MWh. Die Volatilität des Hydex „Green“ ist relativ hoch, da Zeitfenster mit sehr hohem Angebot an erneuerbaren Energien bestehen, die zu niedrigen kurzfristigen Strominputpreisen führen [209], was am Ostermontag dazu führte, dass grüner Wasserstoff im negativen Bereich notierte, weil ein hohes Windaufkommen und eine geringe Nachfrage negative Börsenstrompreise bedingten, die nach der Berechnungsmethodik des Hydex den (fiktiven) Preis unter die Nulllinie fallen ließen [210]. Konträre Entwicklungen durch geringes Angebot an Wind- und Solarstrom füh-

ren zu deutlich steigenden beziehungsweise höheren Preisen für grünen Wasserstoff. Der Preisindex für blauen Wasserstoff schwankte zwischen 47 Euro/MWh und 157 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 83 Euro/MWh, während die Preise für grauen Wasserstoff im Bereich von 46 Euro/MWh bis 149 Euro/MWh lagen. Der mittlere Preis von grauem Wasserstoff lag bei 78 Euro/MWh und war im genannten Zeitraum durchschnittlich 6,3 Prozent geringer als blauer Wasserstoff beziehungsweise 42,1 Prozent geringer 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 [211, 212] sowie aus den Zertifikaten der verbleibenden Emissionen der Wasserstoffherzeugung im Rahmen des EU ETS.

32) Dies entspricht keinen Vollkosten, sondern im Grunde Grenzkosten aus abbeschriebenen Erzeugungsanlagen.

Bei hohen CO₂-Abscheidungsraten von 90 Prozent kann CCS die Produktionskosten von blauem Wasserstoff um 30–50 Prozent erhöhen [212]. Daher lagen in der Vergangenheit die Preise von blauem über dem von grauem Wasserstoff.

Der Spread zwischen dem Hydrex „Green“ im Vergleich zu „Grey“ betrug im Zeitraum vom 13. Januar 2021 bis 12. November 2021 im Durchschnitt 56 Euro/MWh, der Spread zwischen Hydrex „Green“ und „Blue“ 51 Euro/MWh.

7.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG

Mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung³³ 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 [214] und die darauf folgenden Berichte verwiesen. In den vorangegangenen Berichten waren alle Letztverbraucher- ausgaben ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen. Im vorliegenden Bericht wurde die Berechnung überarbeitet und es wurden zusätzliche Daten hinzugezogen, um den Anteil der Ausgaben im Bereich der privaten Haushalte herauszulösen. Diese wurden anschließend mit der jeweils geltenden Mehrwertsteuer beaufschlagt.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucher- ausgaben für Strom in Baden- Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2020. 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. Insgesamt 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 und 2020 war aufgrund gestiegener Strompreise (vergleiche auch Kapitel 7.1) eine weitere Erhöhung auf zuletzt 11,6 Milliarden Euro zu verzeichnen. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

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 Strommengen enthalten, die von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland beschafft wurden. Diese konnten daher auch im Rahmen der Berechnung der Letztverbraucher- ausgaben keine Berücksichtigung finden.

33) 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 [213] sowie deren Fortschreibung und methodischer Weiterentwicklung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden- Württemberg übertragen beziehungsweise angepasst und erweitert.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM [MILLIARDEN EURO/a]

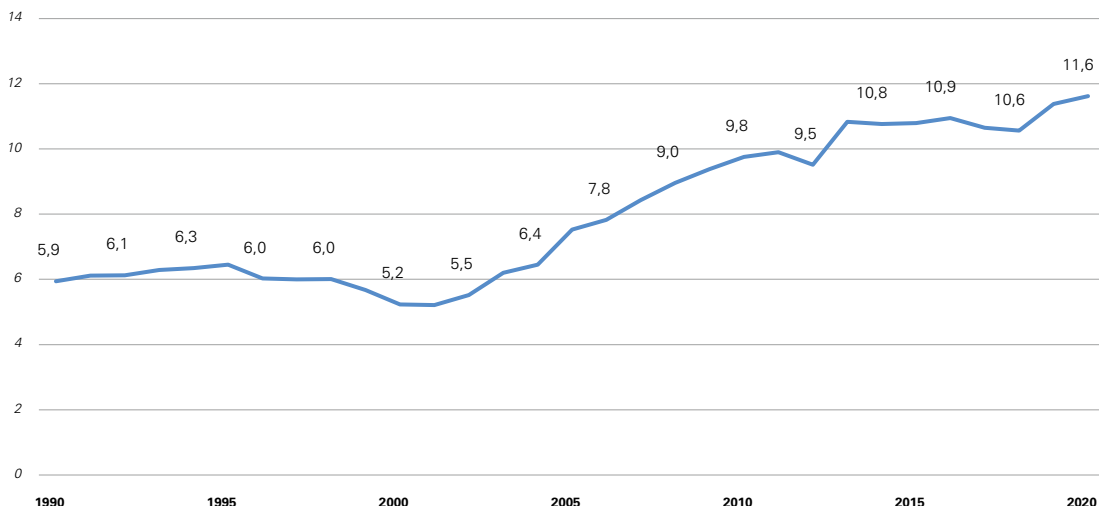


Abbildung 38: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.³⁴ Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [195, 215–218]. 2020 vorläufig.

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. Zusätzlich berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen

auf Basis erneuerbarer Energien. Aufgrund der Datenlage können die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen auf Landesebene erst ab dem Jahr 2008 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im obigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN [MILLIARDEN EURO/a]

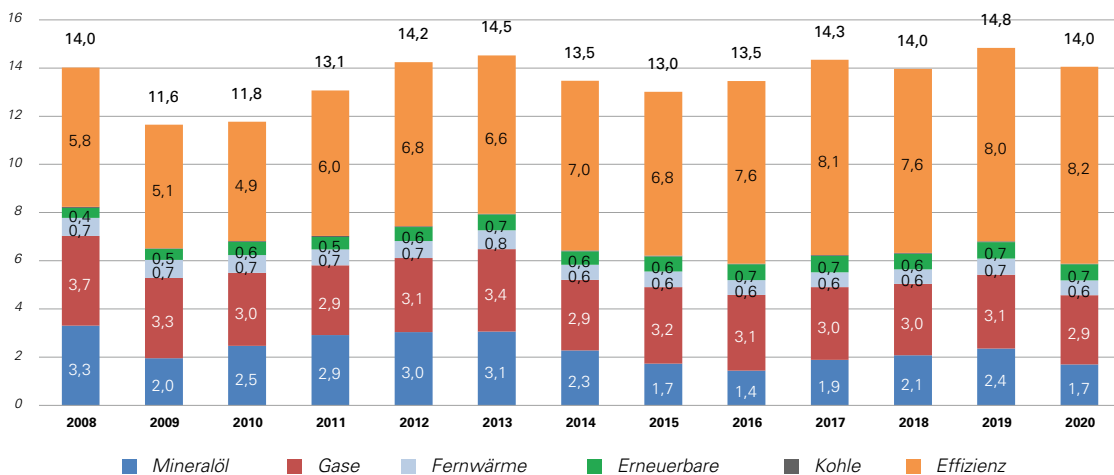


Abbildung 39: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [78, 99, 218–223]. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Jahr 2020 vorläufig.

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

Im Jahr 2020 lagen die Ausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich der Ausgaben für Effizienzmaßnahmen bei 14,0 Milliarden Euro. Den mit Abstand größten Einfluss auf den Rückgang gegenüber dem Vorjahr (-0,8 Milliarden Euro, -5,3 Prozent) hat der Rückgang der Heizölpreise, welche rund ein Viertel unter dem Niveau von 2019 lagen.

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 7 bis 8 Milliarden Euro pro Jahr³⁵. Die Letztverbraucherenausgaben 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 Letztverbraucherenausgaben für Wärmedienstleistungen um fast drei Milliarden Euro 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 (hierzu liegen keine Angaben vor). Ein nicht zu vernachlässigender Teil der Ausgaben dürfte Baupreissteigerungen zuzurechnen sein. So lagen die hier ermittelten Ausgaben für Effizienzmaßnahmen zuletzt knapp zwei Drittel über dem Niveau der Jahre 2009/2010. Im selben Zeitraum ist der Baupreisindex jedoch um rund 30 Prozent gestiegen [224]. Damit dürfte größenordnungsmäßig gut die Hälfte des Ausgabenwachstums auf zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen sein.

AGGREGIERTE LETZTVBRÄUCHER AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR

Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherenausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherenausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 40 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherenausgaben 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.

Wie bereits in Abschnitt 5.1 erläutert ist der Verbrauch von Mineralölprodukten im Verkehrssektor im Jahr 2020 sehr stark zurückgegangen. Insgesamt wurden nach ersten Berechnungen rund 13 Prozent weniger Benzin und Diesel in Baden-Württemberg verbraucht. In Kombination mit Kraftstoffpreisen, die im Mittel rund 10 Prozent unter dem Vorjahresniveau lagen, sind die Letztverbraucherenausgaben im Jahr 2020 mit knapp 20 Prozent sehr deutlich zurückgegangen. Gestiegen sind hingegen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge, da 2020 erheblich mehr Neuzulassungen in diesem Bereich zu verzeichnen waren (vergleiche auch Abschnitt 6.1).

In Summe belaufen sich die Letztverbraucherenausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2020 auf rund 9,7 Milliarden Euro (Vorjahr: 12,0 Milliarden Euro). Davon entfallen rund 5,8 Milliarden Euro auf Dieselkraftstoff, 3,4 Milliarden Euro auf Otto-Kraftstoff und 0,5 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen. Die Entwicklung der Letztverbraucherenausgaben 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. Analog zu den Berechnungen der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende auf Bundesebene, werden die Mehrkosten überschlägig mit 7.000 Euro für reine Elektrofahrzeuge beziehungsweise 5.000 Euro für Plug-in-Hybride (Mehrkosten ohne Mehrwertsteuer) angesetzt. Für die Neuzulassungen des Jahres 2020 (vergleiche dazu auch Abschnitt 6.1) sind gemäß dieser Berechnungsmethode Kosten von rund 0,4 Milliarden Euro entstanden.

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

Gemessen an den Gesamtausgaben für Kraftstoffe von 9,7 Milliarden Euro fallen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge noch relativ gering aus, der Anteil ist gegenüber dem Vorjahr aufgrund der höheren Zulassungszahlen deutlich von rund 1 Prozent auf knapp 5 Prozent gestiegen.

LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE [MILLIARDEN EURO/a]

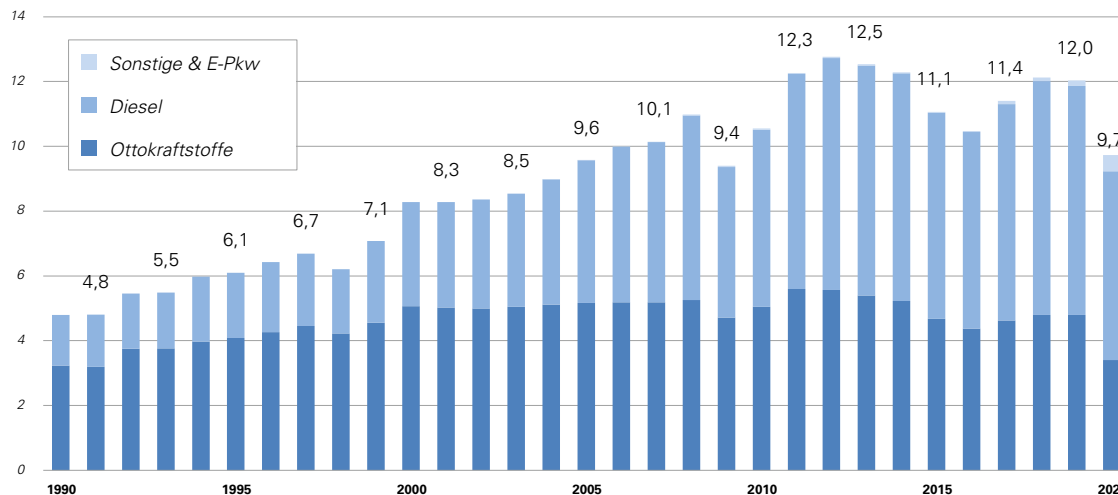


Abbildung 40: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [99, 221, 225–227]. 2020 vorläufig.

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

Vorbemerkung: Wie eingangs des Abschnitts 7.2 erläutert, wurden die Berechnungsgrundlagen dergestalt erweitert, dass nun auch die Mehrwertsteuer für die Letztverbraucherausgaben privater Haushalte berücksichtigt werden kann. Damit haben sich die Ausgaben insgesamt und auch die Anteile am Bruttoinlandsprodukt erhöht.

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [147] bezogen, erhält man die in Abbildung 41 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil mit 2,3 Prozent weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 (2,5 Prozent). Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [228] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten

Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt ist, als dies oftmals in der öffentlichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwicklung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind (weiterer EE-Ausbau, Netzausbau, Netz- und Systemintegration et cetera).

ANTEIL DER LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT

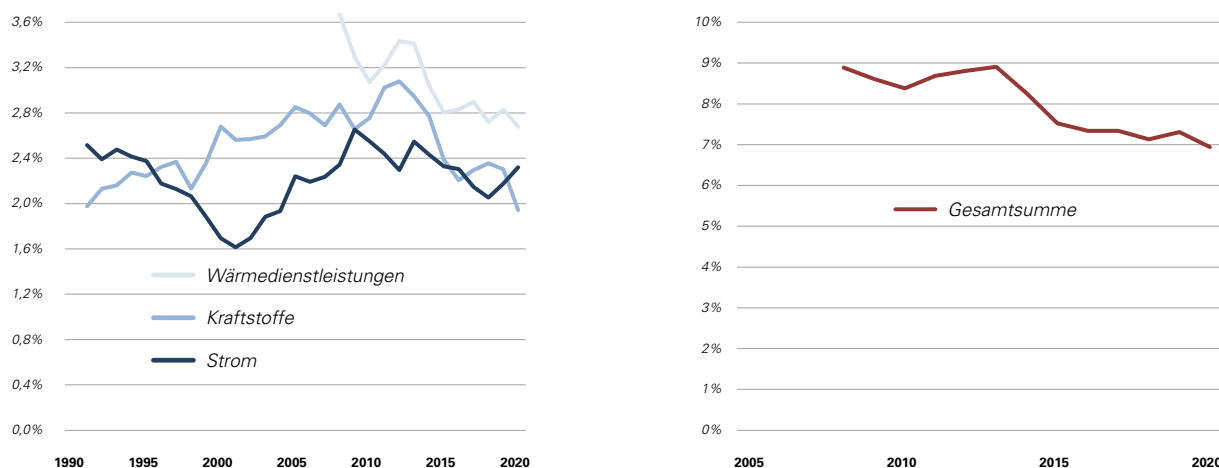


Abbildung 41: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2020. Eigene Berechnung und Darstellung. 2020 vorläufig.

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 auf über 2 Prozent gestiegen. Dies entspricht weiterhin dem Niveau vor der Jahrtausendwende. Mit dem 2020 stark gesunkenen Kraftstoffabsatz und dem niedrigeren Preisniveau lag der Anteil zuletzt bei knapp 2 Prozent.

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich der Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP bezogen, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,7 Prozent (Abbildung 41). Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum BIP, dass die Ausgaben für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich betrachtet höher ausfallen als für Strom.

Insgesamt stehen die Ausgaben von 35,4 Milliarden Euro im Jahr 2020 für einen Anteil von 7 Prozent am Bruttoinlandsprodukt. Zum Vergleich: bis zum Jahr 2014 lag der Anteil noch im Bereich zwischen 8 und 9 Prozent, die Gesamtausgaben lagen im Bereich von 30 bis 38 Milliarden Euro pro

Jahr. Die heutigen Gesamtausgaben liegen also im Bereich der Ausgaben der Jahre 2008 bis 2014 bei einem geringeren Anteil an der Wirtschaftsleistung. Bei der Einordnung muss jedoch der aufgrund der Maßnahmen zur Bekämpfung der Coronapandemie relativ stark gesunkene Energieverbrauch im Jahr 2020 berücksichtigt werden.

Insgesamt ist angesichts der beschriebenen Entwicklungen weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Energie auszugehen. Allerdings sind im bestehenden Steuer-, Abgabe- und Umlagesystem die Lasten insbesondere im Stromsektor ungleich verteilt. Die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg liegen jedoch weiterhin niedriger als auf Bundesebene³⁶.

36) Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lagen keine aktuellen Bundeszahlen vor. Der Vergleich der Anteile der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass die Anteile in Baden-Württemberg stets etwas niedriger als auf Bundesebene lagen. Ein direkter Vergleich ist aufgrund der Integration der Mehrwertsteuer für die Ausgaben privater Haushalte in die Berechnungen auf Landesebene nicht mit denen auf Bundesebene vergleichbar, die zum zuletzt veröffentlichten Stand [225] vollständig ohne Mehrwertsteuer bilanzieren.



Bild: Solarpark mit Windrädern (© chungking / fotolia.com)

Literaturverzeichnis

- 
1. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2019. 2020
 2. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungsverfahren. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/Ausschreibungsverfahren/start.html
 3. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kohleausstieg. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/start.html
 4. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Gebotstermin 1. September 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0109_2020/Termin01092020_node.html
 5. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Gebotstermin 4. Januar 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0401_2021/Termin04012021_node.html
 6. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Gebotstermin 30. April 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/3004_2021/Termin30042021_node.html
 7. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kohleausstieg – Ausschreibung nach dem KVBG / Gebotstermin 1. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0110_2021/Termin01102021_node.html
 8. FUG - FERNWÄRME ULM. Neubau Blockheizkraftwerk. Verfügbar unter: <https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/neubau-blockheizkraftwerk/>
 9. 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
 10. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Systemrelevante Kraftwerke. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
 11. BUNDESNETZAGENTUR. Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
 12. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html
 13. 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
 14. THÜGA. Stadtwerke vollziehen Kohleausstieg: Schicht im Schacht! 2019. Verfügbar unter: <https://www.thuega.de/stadtwerke-der-zukunft/stadtwerke-vollziehen-kohleausstieg-schicht-im-schacht/>

15. 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
16. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität bis 2035. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/kohleausstieg-stillegung-des-rheinhafen-dampfkraftwerks.html>
17. 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
18. 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>
19. ENTSO-E. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>
20. R2B ENERGY CONSULTING GMBH, CONSENTEC GMBH, FRAUNHOFER ISI und TEP ENERGY GMBH. Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18
21. ENTSO-E. Mid-term Adequacy Forecast 2020 (MAF 2020). 2020. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
22. 50HERTZ, 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
23. 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/LaufendeKonsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=5
24. 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
25. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2015 bis 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q4_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4
26. TRANSNETBW. Angaben von TransnetBW zum Redispatch. 2021. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/redispatch>
27. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Zahlen zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr 2019. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.html
28. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beschlusskammer 6: Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80 Prozent-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlukationen an den Übertragungsnetzbetreiber. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_Aktuelles.html
29. CONSENTEC. Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems – Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 2019. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128306640>

30. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Erfolg für Next Kraftwerke – OLG Düsseldorf kippt Mischpreisverfahren für Regelenergie. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/07/22/erfolg-fuer-next-kraftwerke-olg-duesseldorf-kippt-mischpreisverfahren-fuer-regelenergie/>
31. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Positionspapier Bilanzkreistreue. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-147/BK6-20-147_Positionspapier.html
32. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 11.12.2019: Neue Regeln zum Bilanzkreismanagement treten früher in Kraft. 2019. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/198278/neue-regeln-zum-bilanzkreismanagement-treten-frueher-in-kraft>
33. BDEW. BNetzA erlässt Maßnahmenpaket zur Stärkung der Bilanzkreistreue. 2019. Verfügbar unter: <http://www.bdew.de/energie/bnetza-erlaesst-ma%C3%9Fnahmenpaket-zur-staerkung-der-bilanzkreistreue/>
34. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beschlusskammer 6: Beschluss BK6-20-370. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-370/BK6-20-370_Beschluss_vom_16.12.2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1
35. VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V. Der Wettbewerb auf dem neuen Regelarbeitsmarkt kommt nicht in Fahrt. 2021. Verfügbar unter: <https://www.vku.de/themen/energie/wende/der-wettbewerb-auf-dem-neuen-regelarbeitsmarkt-kommt-nicht-in-fahrt/>
36. CONSENTEC. Einflussfaktoren und deren Wirkungszusammenhänge auf Gebotsstrategien am Regelarbeitsmarkt. 2021. Verfügbar unter: https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2021/07/Consentec_EnBW_Gutachten_RAM_20210709.pdf
37. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzreservebedarf Strom für 2020/2021 und 2024/2025. Pressemitteilung vom 04.05.2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2020/20200504_Reservebedarf.pdf?__blob=publicationFile&v=2
38. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). 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://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2019/19-10728.pdf?__blob=publicationFile&v=2
39. 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
40. AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. EU-Vergabeverfahren „Besondere netztechnische Betriebsmittel“ Bestehende Schaltanlagen und Umspannwerke/ -anlagen sowie deren Belegenheit. 2018. Verfügbar unter: <https://platform.negometrix.com/DocumentViewer/DocumentViewer.aspx?documentGuid=674dde30-a3d3-41f7-b771-73a3b8c14801>
41. TRANSNETBW. TransnetBW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel - Presseinformation | TransnetBW GmbH. 2019. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>
42. SCHWÄBISCHES TAGBLATT. Poker um Notkraftwerke wird zur Hängepartie. 2019. Verfügbar unter: <https://www.tagblatt.de/Nachrichten/Poker-um-Notkraftwerke-wird-zur-Haengepartie-440889.html>
43. AMPRION. Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel. 2021. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_28608.html
44. ENERGATE MESSENGER. Nach Zuschlag: Leag übernimmt Ulmer Kraftwerksprojekt. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/209623/nach-zuschlag-leag-uebernimmt-ulmer-kraftwerksprojekt>
45. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kapazitätsreserve. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html
46. ENERGATE MESSENGER. Versorgungssicherheit: Deutschland mit halber Kapazitätsreserve. energate messenger vom 28.02.2020. 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/200658/deutschland-mit-halber-kapazitaetsreserve>

47. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und §16 Absatz 2a EnWG. Stand: Dezember 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=10
48. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft – Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=3
49. ÖKO-INSTITUT und PROGNOSE. Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits-Bereitschaft – Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-emissionsminderungen-der-braunkohle-sicherheits-bereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=2
50. 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
51. EATON. Energy Transition Readiness Index. Eaton. Verfügbar unter: <https://www.eaton.com/de/de-de/company/news-insights/energy-transition/energy-transition-readiness-index.html>
52. BUNDESNETZAGENTUR. Bericht über die Mindesterzeugung 2021. Bonn, 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2021.html
53. BUNDESNETZAGENTUR. Förderdeckel für zusätzlich installierte Biomasseanlagen erreicht. Pressemitteilung. 2021-08-31. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190831_Biomassedeckel.pdf
54. BUNDESANZEIGER (Hrsg.). Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen. BUNDESANZEIGER (Hrsg.), Bundesgesetzblatt Teil I. 28. Mai 2020. Jg. 2020, Nr. 24, S. 1070–1072
55. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). EEG 2021 – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
56. 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
57. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10
58. ZANDER, Wolfgang, ROSEN, Ulrich und NOLDE, Andreas. Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen : BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8
59. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND (VZBV). Reform der Stromnetzentgelte verbrauchergerecht gestalten. 2020. Verfügbar unter: <https://www.vzbv.de/pressemitteilung/reform-der-stromnetzentgelte-verbrauchergerecht-gestalten>
60. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND (VZBV), VERBAND DER AUTOMOBILINDUSTRIE (VDA) und BUNDESVERBAND DER WÄRMEPUMPE (BWP). Reform der Stromnetzentgelte muss Verbrauchern und Klimaschutz dienen. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://www.vzbv.de/pressemitteilung/reform-der-stromnetzentgelte-verbrauchergerecht-gestalten>

61. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk. Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister. 15. Januar 2021
62. EY und BMWI. Barometer Digitalisierung der Energiewende (Berichtsjahr 2020). Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende-berichtsjahr-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=20
63. ENERGATE MESSENGER. BSI stoppt Smart-Meter-Rollout für 50 Stadtwerke. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/210512/bsi-stoppt-smart-meter-rollout-fuer-50-stadtwerke>
64. 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>
65. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 5.11.2020: Energiewirtschaft gewinnt Streit um 450-MHz-Funkfrequenzen. 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/206940/energiewirtschaft-gewinnt-streit-um-450-mhz-funkfrequenzen>
66. BUNDESNETZAGENTUR. 450 MHz. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Frequenzen/OeffentlicheNetze/450MHz/450MHz-node.html
67. 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/>
68. ACATECH. Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? Verfügbar unter: <https://www.acatech.de/publikation/rde/>
69. LUBW LANDESANSTALT FÜR UMWELT, MESSUNGEN UND NATUR-SCHUTZ BADEN-WÜRTTEMBERG. Umweltinformationssystem Baden-Württemberg. 30. Juni 2021
70. EHRHART, Karl-Martin, HANKE, Ann-Kathrin und OTT, Marion. Endogene Rationierung in Ausschreibungen für erneuerbare Energien: Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb. 2019. Verfügbar unter: <https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf>
71. BUNDESNETZAGENTUR. Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
72. FA WIND. Mustervertrag für kommunale Teilhabe nach EEG 2021. 20. August 2021. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/akzeptanz/mustervertrag/>
73. 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
74. BMWI. Bund-Länder-Kooperationsausschuss: Vertiefte Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Erneuerbare Energien. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
75. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html
76. AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2020 (Stand Februar 2021). 2021. Verfügbar unter: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
77. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
78. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/>
79. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kohlendioxid-Emissionen, energiebedingt (Quellenbilanz). Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Glossar/480>

80. AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. 2021. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf
81. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Außenhandel: Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel (vorläufige Ergebnisse). 2021. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Publikationen/Downloads-Aussenhandel/zusammenfassende-uebersichten-jahr-vorlaeufig-pdf2070100.pdf?__blob=publicationFile
82. AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf
83. BUNDESNETZAGENTUR. SMARD Marktdaten. 2021. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
84. SWISSGRID. Energieübersicht Schweiz 2020. 2021. Verfügbar unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/transmission.html>
85. ENERGIE, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Effiziente Gebäude. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende-im-gebaeudebereich.html>
86. ENERGIE, Bundesministerium für Wirtschaft und. Antworten auf häufig gestellte Fragen zur BEG (FAQ). Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/BEG/faq-bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude.html?cms_artId=2231880
87. BUNDESMINISTERIUM DES INNERN, FÜR BAU UND HEIMAT. Das neue Gebäudeenergiegesetz. Verfügbar unter: <https://www.bmi.bund.de/DE/bauen-wohnen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/energieausweise/gebäudeenergiegesetz-node.html>
88. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Landesrecht BW KSG BW | Landesnorm Baden-Württemberg | Gesamtausgabe | Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) vom 23. Juli 2013 | gültig ab: 31.07.2013. Verfügbar unter: https://www.landesrecht-bw.de/jportal/portal/t/64w/page/bsbawueprod.psm?pid=Dokumentanzeige&showdoccase=1&js_peid=Trefferliste&documentnumber=1&numberofresults=25&fromdoctodoc=yes&doc.id=jlr-KlimaSchGBWrahmen&doc.part=X&doc.price=0.0&doc.hl=1#focuspoint
89. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Informationen und Hilfen zur kommunalen Wärmeplanung. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung>
90. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Kommunale Wärmeplanung (Handlungsleitfaden). Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf
91. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Klimaschutzgesetz: Kommunale Wärmeplanung. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/klimaschutzgesetz-kommunale-waermeplanung>
92. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Förderprogramm für die freiwillige kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme-im-gebaeudebereich/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung/>
93. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare-Wärme-Gesetz (E WärmeG). Baden-Württemberg.de. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/neubau-und-gebaeudesanierung/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/>
94. ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. September 2020

95. STATISTA. Bewohnte Wohnungen in Deutschland nach überwiegender Energieart zur Beheizung 2018. Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1065492/umfrage/bewohnte-wohnungen-in-deutschland-nach-ueberwiegender-energieart-zur-beheizung/>
96. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Energiebericht 2018. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Energie/Energiebericht_2018.pdf
97. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Energiebericht 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
98. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Heizenergie in Neubauten. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp
99. 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/>
100. LUIS. Medien. Solar District Heating. Verfügbar unter: <https://www.solar-district-heating.eu/de/aktuelles/medien/>
101. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs nach Abnehmern in Deutschland. März 2021. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-fernwaermeabsatzes-deutschland/>
102. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Wärmenetz für Nah- und Fernwärme | EnBW. Wärmenetz für Nah- und Fernwärme. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/waermenetz/>
103. BAYRISCHER RUNDFUNK. Nürnberg ruft nach Kraftwerk-Großbrand Katastrophenfall aus. BR24. 9. Februar 2021. Verfügbar unter: https://www.br.de/nachrichten/bayern/grossbrand-im-kraftwerk-stadt-nuernberg-ruft-katastrophenfall-aus_SOVNtm2
104. 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
105. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG, Vorhaben 2: Osterath – Philippsburg (Ultranet). 2020. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_gruppe=bbp1g&cms_nummer=2
106. SWR. Herzstück im Philippsburger Strom-Konverter eingeweiht. 2021. Verfügbar unter: <https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/karlsruhe/schaltanlage-im-konverter-philippsburg-eingeweiht-100.html>
107. ENERGATE-MESSENGER. Suedlink wird frühestens 2026 fertig. 2019. Verfügbar unter: <https://www.energata-messenger.de/news/193573/suedlink-wird-fruehestens-2026-fertig>
108. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2021. 2021. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>
109. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2012
110. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2024 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). 2015. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf
111. DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 17/11871 – Unterrichtung durch die Bundesregierung – Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes. 2012. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/118/1711871.pdf>
112. 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

113. 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
114. 50HERTZ GMBH ET AL. Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf
115. 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
116. 50HERTZ, 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
117. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020 – Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG. Stand: März 2021. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
118. 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
119. NETZE BW GMBH. Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen. 2021. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4ZJ0qWIGus8EsoSa6ykccy/a703dccc3c99732a5531a9ac0ad6a536/Netzausbauplan_Grafik_2021.pdf
120. NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2021
121. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7
122. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html
123. COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply – Data update 2015/2016. 2018. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>
124. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2020. 2021. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/00-2021-09-01-stoerungsstatistik>
125. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Kurzschlussartige Fehler in Anzahl. 2021. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2083904/1ba90bec6411f7ea089f96fcb9b8a324/02-04-besonders-wichtig-bild-data.jpg>
126. TERRANETS BW. Gasnetz-Informationen: Daten & Fakten. 2021. Verfügbar unter: https://www.terrannets-bw.de/gastransport/gasnetz-informationen-fernleitungsnetz/#_datenfakten
127. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 – Szenariorahmen. 2019. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final-1.pdf
128. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Entwurf). 2020. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2020/>
129. FNB GAS. Winterrückblick 2020/2021. 2021. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/FNB-Gas_Winterrueckblick_2020-2021.pdf

130. BUNDESNETZAGENTUR. Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html
131. FNB GAS. Winterausblick der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber 2021/2022. 2021. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/FNB-Gas-Winterausblick-2021_2022.pdf
132. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4
133. AGFW E.V. AGFW-Hauptbericht 2019. September 2020. Verfügbar unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=436&u=0&g=0&t=1643798412&hash=605976889e0b3f82e07b3eff221e6c5ac1e7695c&file=/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2019.pdf
134. 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
135. 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
136. FRAUNHOFER ISI ET AL. Abwärmenutzung in Unternehmen. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
137. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Abwärmekonzept Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwaermekonzept-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf
138. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html
139. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. 2021. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final-1.pdf
140. JARO, Jens, WANG, Anthony, VAN DER LEUN, Kees, PETERS, Daan und BUSEMAN, Maud. Extending the European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision covering 21 Countries. 2021. Verfügbar unter: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf
141. FNB GAS. Erläuterungen zur Karte des „visionären“ Wasserstoffnetzes (H₂-Netz). 2020. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf
142. FNB GAS. Vision für ein H₂-Netz (Deutschland). 28. Januar 2020. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/FNB-Gas-Vision-fu%CC%88r-ein-H2-Netz_Karte-scaled.jpg
143. TERRANETS BW. Wasserstoff für Baden-Württemberg, eine Initiative der terranets bw. 6. August 2021. Verfügbar unter: <https://www.h2-fuer-bw.de/>
144. H2 MOBILITY. H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa (Stand: 06.08.2021). 6. August 2021. Verfügbar unter: <https://h2.live/>
145. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Hydrogen Factsheet. European Commission – European Commission. 14. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/869385/Hydrogen_Factsheet_EN.pdf.pdf
146. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Proposal for a REGULATION OF THE EURO-PEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport. 14. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueeu_aviation_-_sustainable_aviation_fuels.pdf
147. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Februar 2021. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp>

148. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNGEN DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2020. 2021. Verfügbar unter: http://www.statistikportal.de/sites/default/files/2021-03/vgrdl_r1b1_bs2020_0.xlsx
149. AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. 2021. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/38-0-Effizienzindikatoren.html>
150. 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
151. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wohnen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/>
152. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/>
153. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Anteil der Einpersonenhaushalte. 2020. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwStruktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus/
154. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatung für Wohngebäude – 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ebw_statistik_antragstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=19
155. STATISTISCHES BUNDESAMT. Bevölkerung nach Nationalität und Bundesländern. Statistisches Bundesamt. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/bevoelkerung-nichtdeutsch-laender.html>
156. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bevölkerung, Gebiet und Bevölkerungsdichte. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Bevoelkerung/01515020.tab?R=LA>
157. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen (EBK). Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kebn_jahresstatistik_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2
158. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatung im Mittelstand – 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ebm_jahresstatistik_2020.pdf;jsessionid=F6F04E8DF95554FFFC14DF80C58D8DCF.1_cid362?__blob=publicationFile&v=3
159. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wirtschaftswachstum. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/VW_wirtschaftswachstum.jsp
160. LANDESAGENTUR FÜR UMWELTECHNIK UND RESSOURCENEFFIZIENZ BADEN-WÜRTTEMBERG. Daten KEFF
161. KEFF. Abschlussbericht. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Evaluation-KEFF-Abschlussbericht-barrierearm.pdf
162. 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
163. MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND WOHNUNGSBAU BADEN-WÜRTTEMBERG. Förderprogramm „Wohnungsbau BW 2020/2021“ geht zum 1. April 2020 mit weiter verbesserten Förderkonditionen an den Start. Baden-Württemberg.de. 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/>
164. BAFA. BAFA Bund (@BAFA_Bund) / Twitter. Verfügbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1457989818823151624/photo/1

165. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Elektromobilität (Umweltbonus) – Zwischenbilanz zum Antragsstand vom 31. August 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=60
166. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) – Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (1. Januar 2021). 2021. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ13/fz13_2021.pdf;jsessionid=C95E5CE5AEF3B4556C621D748624E0ED.live21323?__blob=publicationFile&v=4
167. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) – Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (Jahr 2020). Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ14/fz14_2020_pdf.pdf;jsessionid=46DDEF0315566B0FEBFB53B627E85EC6.live21302?__blob=publicationFile&v=3
168. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Neuzulassungen von E-Autos: Baden-Württemberg auf Rang 5 der EU-Mitgliedstaaten. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Presse/Pressemitteilungen/2021142>
169. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Zahlen und Daten zur öffentlichen Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/start.html
170. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html?nn=3514348
171. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Ladesäulenregister | das Ladesäulenverzeichnis. Verfügbar unter: <https://ladesaeulenregister.de/>
172. 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/>
173. 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
174. KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maïke, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzert Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Forschung/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
175. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Nettostrom- und -wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. 2021. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-WK.jsp>
176. BUNDESNETZAGENTUR. Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
177. 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
178. 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
179. 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
180. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Make Transport Greener. Transport Factsheet. European Commission – European Commission. 14. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/869688/Transport_Factsheet_DE.pdf.pdf

181. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Nachhaltiger Verkehr, nachhaltige Infrastruktur und nachhaltige Kraftstoffe. European Commission – European Commission. 14. Juli 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_3525
182. BUNDESREGIERUNG (Hrsg.). PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland. April 2021. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile
183. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg. 18. Dezember 2020. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/wirtschaft/wasserstoffwirtschaft/roadmap/>
184. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg. Klimaschutz und Wertschöpfung kombinieren. 2020. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Roadmap-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf
185. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>
186. E-MOBIL BW. Europäische Förderung für Wasserstoff-Projekte. 31. Mai 2021. Verfügbar unter: <https://www.e-mobilbw.de/service/meldungen-detail/europaeische-foerderung-fuer-wasserstoff-projekte>
187. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Kabinett macht Weg für zukunftsweisende europäische Wasserstoff-Projekte frei. 6. Juli 2021. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/kabinett-macht-weg-fuer-zukunftsweisende-europaeische-wasserstoff-projekte-frei/>
188. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Förderprogramm „Modellregion Grüner Wasserstoff“. 16. August 2021. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/en/wirtschaft/ressourceneffizienz-und-umwelttechnik/wasserstoffwirtschaft/foerderprogramm/>
189. 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>
190. NOW GMBH. Auswertung KBA-Zahlen (Stand: Juli 2021). 2021. Verfügbar unter: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/08/KBA-Report-07-2021.pdf>
191. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Entwicklung der Rohöleinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland. 18. Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html
192. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Entwicklung der Grenzübergangpreise ab 1991. 15. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html
193. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Energiepreise Zeitreihe. April 2021. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de/>
194. STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2005 bis September 2021. 2021. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publicationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile
195. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

196. SCHIFFLER, Alexander. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2020. Leipziger Institut für Energie GmbH, 2021. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/210715-Energiepreisbericht-2020-barrierefrei.pdf
197. EUROSTAT. Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 – halbjährliche Daten. 18. Juni 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205__custom_1090126/default/table
198. ZDF. Die Kosten des Klimaschutzes: Was die Parteien zur EEG-Umlage sagen. 29. Juli 2021. Verfügbar unter: <https://www.zdf.de/uri/5d3b31ef-d75c-4651-9a2c-d7e15b4ca2d7>
199. 50HERTZ, AMPRION, TRANSNETBW und TENNET. EEG-Umlage. netztransparenz.de. 2021. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>
200. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. 5. März 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
201. BUNDESKARTELLAMT. Sektoruntersuchung Fernwärme – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. 2012. Verfügbar unter: <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf>
202. BUNDESNETZAGENTUR und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2020. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2020.pdf;jsessionid=C23B56617132B7499CC101CB329A13DF.1_cid387?__blob=publicationFile&v=4
203. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Jahresbericht 2020. 2021. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2020/2020_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3
204. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Drittes Quartal 2021. 2021. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2021/2021_Bericht_Q3.pdf
205. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Periodischer Bericht: Jahresbericht 2018. 2019
206. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Periodischer Bericht: Jahresbericht 2017. 2018
207. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 02.03.2021: Der Wasserstoff-Index soll auf Nachfrageseite Vertrauen schaffen. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/210137/-der-wasserstoff-index-soll-auf-nachfrageseite-vertrauen-schaffen>
208. E-BRIDGE CONSULTING GMBH. Hydex – Wasserstoff-Index. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/markt/preise/209600>
209. ENERGATE MESSENGER. Grüner und grauer Wasserstoff nähern sich beim Preis an. 16. März 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/210532/gruener-und-grauer-wasserstoff-naehern-sich-beim-preis-an>
210. ENERGATE MESSENGER. Variable Kosten von grünem Wasserstoff erstmals negativ. 6. April 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/211081/variable-kosten-von-gruenem-wasserstoff-erstmal-negativ>
211. 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. 6. Oktober 2020. Verfügbar unter: <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsfs.2019.0065>
212. 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>
213. 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

214. 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
215. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf
216. 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
217. 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
218. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 27. Subventionsbericht des Bundes. 6. November 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2019/11/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-2-subventionsbericht_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5
219. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de/>
220. BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. November 2020. Verfügbar unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2020/bbsr-online-15-2020.html>
221. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energiedaten: Gesamtausgabe. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
222. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanreizprogramms 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>
223. DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG. Bauwirtschaft trotz der Corona-Krise – dennoch ruhigeres Geschäft im Jahr 2021. DIW Wochenbericht 1+2/2021. Januar 2021. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.808416.de/21-1-1.pdf
224. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Baupreisentwicklung, Zeitreihe. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp>
225. 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
226. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern und Verkehrszweigen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp>
227. 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>
228. LÖSCHEL, A., GRIMM, V., LENZ, B. und STAIR, F. Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Februar 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.html>
229. BUNDESNETZAGENTUR. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/0110_2021/Termin01102021_node.html

Abbildungsverzeichnis



Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2023.	22
Abbildung 2:	Entwicklung der preisunelastischen Erzeugungsleistung. Eigene Darstellung auf Basis von [52].	32
Abbildung 3:	Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2020 in Baden-Württemberg.	41
Abbildung 4:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2020 in Baden-Württemberg.	42
Abbildung 5:	Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020.	43
Abbildung 6:	Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2020.	44
Abbildung 7:	Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung.	49
Abbildung 8:	Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie.	49
Abbildung 9:	Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2020 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).	50
Abbildung 10:	Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle der Abbildung: [100]	51
Abbildung 11:	Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg.	52
Abbildung 12:	Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg.	53
Abbildung 13:	Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2021).	58
Abbildung 14:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Ausbaustand Q4/2020, Planungsstand Q2/2021).	58
Abbildung 15:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Ausbaustand Q4/2020, Planungsstand Q2/2021). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [108, 112, 114].	59
Abbildung 16:	Lineare Pfade der festgelegten Mindestkapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bis zum Jahr 2025.	60
Abbildung 17:	Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW.	61
Abbildung 18:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2020 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts).	62
Abbildung 19:	Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008.	63
Abbildung 20:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik.	64
Abbildung 21:	Visionäres Wasserstoffnetz (H ₂ -Netz).	69
Abbildung 22:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2020.	72

Abbildung 23: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100).	74
Abbildung 24: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.	74
Abbildung 25: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.	75
Abbildung 26: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.	76
Abbildung 27: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.	79
Abbildung 28: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in-Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 01. Januar 2021) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand August 2021) (rechts).	80
Abbildung 29: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	82
Abbildung 30: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.	82
Abbildung 31: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis September 2021.	86
Abbildung 32: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juni 2021; Wert 2020 inklusive 19 Prozent Mehrwertsteuer).	87
Abbildung 33: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2020 (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben).	87
Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2022. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [199].	88
Abbildung 35: Komponenten der EEG-Umlage-Entwicklung 2021–2022. Eigene Berechnung auf Basis von Daten aus [199].	89
Abbildung 36: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2020 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a).	90
Abbildung 37: Wasserstoff-Preisindex „Hydex“.	91
Abbildung 38: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer.	93
Abbildung 39: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.	93
Abbildung 40: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer.	95
Abbildung 41: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2020.	96

Tabellenverzeichnis

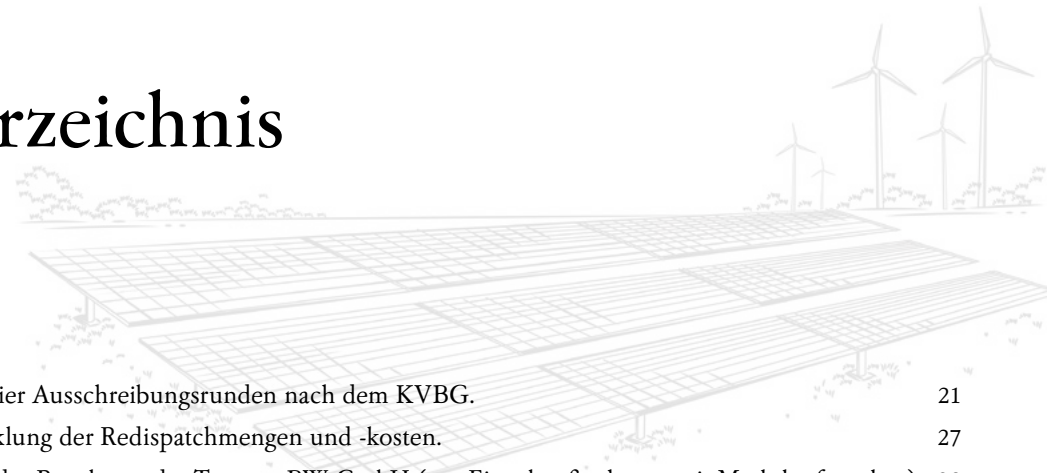


Tabelle 1:	Ergebnis der ersten vier Ausschreibungsrunden nach dem KVBG.	21
Tabelle 2:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.	27
Tabelle 3:	Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken).	28
Tabelle 4:	Übersicht der im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserveleistung.	29
Tabelle 5:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.	37
Tabelle 6:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen.	38
Tabelle 7:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 08/2021).	57
Tabelle 8:	Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030.	65
Tabelle 9:	Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030 im Netzgebiet der terranets bw.	65
Tabelle 10:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren.	67
Tabelle 11:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	81
Tabelle 12:	Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme.	83

