Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040

Teilbericht Sektorziele 2030

Förderkennzeichen: L75 22110 bis L75 22113

Juni 2022

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg Meitnerstraße 1 70563 Stuttgart	Tobias Kelm (Projektleitung) Dr. Peter Bickel Henning Jachmann Laura Liebhart
ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 69120 Heidelberg	Fabian Bergk Horst Fehrenbach Peter Mellwig Dr. Helena Stange
Öko-Institut e.V. Merzhauser Straße 173 79100 Freiburg	Kirsten Wiegmann Dr. Klaus Hennenberg Dr. Veit Bürger
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe	Dr. Tobias Fleiter Pia Manz Marius Neuwirth
HIR Hamburg Institut Research Paul-Nevermann-Platz 5 22765 Hamburg	Matthias Sandrock

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis II

Tabellenverzeichnis IV

1 Hintergrund und Zielsetzungen 1

2 Zentrale Setzungen und Grenzen der Betrachtung 2

3 Szenarioergebnisse 6

3.1 Verkehr 6
3.1.1 Methodik und Annahmen 6
3.1.2 Ergebnisse 10
3.2 Gebäude 11
3.2.1 Methodik und Annahmen 11
3.2.2 Ergebnisse 15
3.3 Industrie (Energie und Prozesse) 18
3.3.1 Methodik und Annahmen 18
3.3.2 Ergebnisse 27
3.4 Prozesse, Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung in Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) 33
3.4.1 Methodik und Annahmen 33
3.4.2 Ergebnisse 34
3.5 Stromerzeugung 37
3.5.1 Methodik und Annahmen 37
3.5.2 Ergebnisse 42
3.6 Fernwärme 49
3.7 Raffinerien 52
3.8 Zusammenfassung der sektoralen Energieszenarien 53
3.9 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) 56
3.9.1 Methodik und Annahmen 58
3.9.2 Ergebnisse 62
3.10 Landwirtschaft 65
3.10.1 Methodik und Annahmen 65
3.10.2 Ergebnisse 69
3.11 Abfall- und Kreislaufwirtschaft 74
3.12 Energiebedingte Methan- und Lachgasemissionen 75
3.13 Energiegewinnung und Verteilung 76
3.14 Zusammenfassung der sektoralen Emissionsszenarien 76

4 Mögliche sektorale Minderungsziele 2030 79

Anhang 84

Literaturverzeichnis 91

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: MIV-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept 7
Abbildung 2: LNF-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept 8
Abbildung 3: SNF-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept..... 9
Abbildung 4: Eingesetzte Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen (im Verkehr).....10
Abbildung 5: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern in Petajoule, 2019 bis 2040 10
Abbildung 6: Übersicht über das Gebäudemodell GEMOD.....12
Abbildung 7: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in TWh 15
Abbildung 8: Endenergieverbrauch des Industriesektors (Verarbeitendes Gewerbe) im Jahr 2019.....20
Abbildung 9: Standorte und Emissionen der Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg 21
Abbildung 10: Annahmen zur Produktionsmenge Zement in Baden-Württemberg bis 2040 23
Abbildung 11: Endenergieverbrauch in der Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern 27
Abbildung 12: Resultierender (grüner) Wasserstoffbedarf im Industriesektor nach Branchen bis 2040.....28
Abbildung 13: Resultierender Endenergiebedarf des Industriesektors im Vergleich der Branchen für 2019, 2030 und 2040.....29
Abbildung 14: CO_2-Emissionen aus der Zementherstellung und der Beitrag einzelner Minderungsoptionen im Zielszenario.....30
Abbildung 15: THG-Emissionen im Industriesektor bis 2040 31
Abbildung 16: Endenergieverbrauch der Geräte im Haushaltsektor in Baden-Württemberg 35
Abbildung 17: Endenergieverbrauch der Prozesse im GHD-Sektor in Baden-Württemberg 36
Abbildung 18: CO_2-Emissionen im GHD- und Haushaltssektor in Baden-Württemberg .36
Abbildung 19: Entwicklung der Bruttostromerzeugung.....44
Abbildung 20: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung 44
Abbildung 21: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern 51
Abbildung 22: Raffinerie-Standorte und Rohölpipelines in Deutschland 52
Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Zielszenario .54
Abbildung 24: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario 55

Abbildung 25: Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff und PtL nach Sektoren im Zielszenario 56

Abbildung 26: Zusammenhang zwischen Holzeinschlag und Änderungen der lebenden Biomasse auf der Waldfläche in Deutschland ausgedrückt in CO_2-Emissionen/m³ 61

Abbildung 27: Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor für unterschiedliche starke natürliche Störungen im Wald 64

Abbildung 28: Zusammenfassende Darstellung der Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor für unterschiedliche starke natürliche Störungen im Wald 64

Abbildung 29: Entwicklung der Stickstoffdüngung auf der konventionellen Fläche und Stickstoffeinsatz auf der gesamten landwirtschaftlichen Fläche des Landes 70

Abbildung 30: Entwicklung des Tierbestands 71

Abbildung 31: Entwicklung der direkten THG-Emissionen aus der Tierhaltung (Verdauung und Düngewirtschaft) nach Nutztierarten 71

Abbildung 32: Veränderung der Produktion von Milch bzw. Fleisch nach Tierart, in Prozent von Schlachtgewicht bzw. gemolkener Milch gegenüber 2019...73

Abbildung 33: Entwicklung der sektoralen Treibhausgasemissionen im Zielszenario 77

Abbildung 34: Veranschaulichung der absoluten sektoralen Beiträge zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Zielszenario zwischen 2019 und 2030 bzw. 2030 und 2040 (ohne LULUCF) 83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen im MIV 7

Tabelle 2: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen bei den LNF 8

Tabelle 3: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen bei den SNF 9

Tabelle 4: CO_2-Emissionen im Verkehr in Baden-Württemberg in Mio. t CO_2 11

Tabelle 5: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern in TWh 16

Tabelle 6: Anzahl Wärmeerzeuger in Millionen 17

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen für Raumwärme und Warmwasser (Quellenprinzip) in Mio. t CO_2 17

Tabelle 8: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung je Subsektor 22

Tabelle 9: Zusammenfassung der wichtigsten Szenarioannahmen für den Industriesektor in Baden-Württemberg 24

Tabelle 10: THG-Emissionen im Industriesektor (Quellenbilanz) in Mio. t CO_2-Äquivalenten 32

Tabelle 11: Entwicklung der installierten Leistung in GW 43

Tabelle 12: Mittlerer jährlicher Bruttozubau von Photovoltaikanlagen nach Segmenten pro Zeitraum in MW/a 45

Tabelle 13: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung aus Kraftwerken der allgemeinen Versorgung (ohne Industriekraftwerke) nach Energieträgern in Mio. t CO_2 47

Tabelle 14: Strombilanz des Zielszenarios 48

Tabelle 15: CO_2-Emissionen der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in Mio. t CO_2 51

Tabelle 16: Energieeinsatz ausgewählter Produkte im Raffineriesektor 53

Tabelle 17: CO_2-Emissionen im Raffineriesektor in Mio. t CO_2 53

Tabelle 18: Vergleich der Fläche in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019 in Mio. ha 57

Tabelle 19: Vergleich der THG-Bilanz in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019 in Mio. t CO_2-Äquivalenten 57

Tabelle 20: Flächenentwicklung in 1.000 ha 63

Tabelle 21: Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor unter der Annahme von starken Störungen im Wald in Mio. t CO_2-Äquivalenten 65

Tabelle 22: Entwicklung der Treibhausgasbilanz in der Landwirtschaftssektor in Mio. t CO_2-Äquivalenten 72

Tabelle 23: Entwicklung der Tierproduktion in Baden-Württemberg und rechnerische Selbstversorgungsgrade für verschiedene Ernährungsmuster 74

Tabelle 24: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario 78
Tabelle 25: Vergleich der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario für das Zieljahr 2030 79
Tabelle 26: Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2040 nach Energieträgern [PJ] 84
Tabelle 27: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr (exkl. Sonderverkehre) bis 2040 nach Energieträgern [PJ] 84
Tabelle 28: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Sektor Industrie in TWh bis 204085
Tabelle 29: Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff und PtL nach Sektoren im Zielszenario [PJ] 88
Tabelle 30: Entwicklung der Bruttostromerzeugung bis 2040 nach Energieträgern [TWh] 88
Tabelle 31: Gesicherte Leistung [GW] 89
Tabelle 32: Entwicklung der Netto-Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung [TWh] 89
Tabelle 33: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2040 nach Energieträgern [TWh] 90

1 Hintergrund und Zielsetzungen

Im Oktober 2021 wurde das Klimaschutzgesetz (KSG) Baden-Württemberg novelliert. Demnach soll bis zum Jahr 2040 Netto-Treibhausgasneutralität in Baden-Württemberg erreicht werden, das heißt ein Gleichgewicht zwischen anthropogenen Treibhausgasemissionen aus Quellen und dem Speichern von Kohlendioxid durch Senken. Als Zwischenschritt wurde eine Treibhausgasminderung um mindestens 65 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 festgeschrieben. Für 2022 ist eine erneute Novelle des KSG angekündigt, im Rahmen derer u.a. das Gesamtminderungsziel 2030 von 65 % gegenüber 1990 mit konkreten Sektorzielen unterlegt werden soll.

Mit dem vorliegenden Teilbericht wird ein Pfad berechnet und beschrieben, mit dem bis zum Jahr 2040 ein Gleichgewicht aus Emissionen (Quellen) und Senken erreicht werden kann. Für das Zieljahr 2030, für das ein Minderungsziel von 65 % gegenüber dem Jahr 1990 vorgesehen ist, werden Vorschläge zur anzustrebenden sektoralen Emissionsminderung abgeleitet.

Das Forschungsvorhaben ist in zwei Teile unterteilt. Im Fokus der ersten Projektphase steht die Ableitung von möglichen sektoralen Emissionsminderungszielen für das Jahr 2030. Die erste Projektphase ist relativ kurz angelegt (Januar bis Mitte Mai 2022) und geprägt von hohen Unsicherheiten (vgl. auch Kapitel 2). Aufgrund der zeitlichen Restriktionen fokussiert der vorliegende Bericht auf den Kern, nämlich einen Zielpfad hin zu -65 % 2030 und langfristig Klimaneutralität zu beschreiben. Alle weiteren Arbeitsschritte (u.a. Abgleich mit den Maßnahmen und Zielen auf Bundesebene, Erarbeitung von Landesmaßnahmen, detailliertere Aufbereitung der Energiedaten, inhaltliche Vertiefungen) erfolgen in der zweiten Projektphase ab Mitte 2022 bis zum Projektende Mitte 2023.

2 Zentrale Setzungen und Grenzen der Betrachtung

Mit dem vorliegenden Bericht wird ein Zielszenario vorgelegt, mit dem das gesetzlich festgelegte Ziel des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg, nämlich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis 2030 gegenüber 1990 erreicht wird und langfristig ein Pfad hin zur Treibhausgasneutralität (Gleichgewicht zwischen Emissionen und dem Abbau durch Senken) beschrieben wird. Wie die Annahmen in den einzelnen Sektoren (vgl. Kapitel 3) verdeutlichen, besteht insgesamt und für jeden einzelnen Sektor ein äußert hohes Ambitionsniveau. Dies betrifft nicht nur das um fünf Jahre gegenüber der Bundesebene vorgezogene Klimaneutralitätsziel, sondern insbesondere auch das Zwischenziel 2030. Im Gegensatz zu 2040 ist für 2030 nicht zu erwarten, dass die Minderungsoptionen grüner Wasserstoff und CCS schon in größerem Umfang zur Verfügung stehen. Auch wird das Zeitfenster um effektiv wirkende Instrumente zu etablieren immer kleiner, weshalb die Herausforderungen mit Blick auf 2030 entschieden größer sind als für das Jahr 2040.

Folgende **zentrale Setzungen** wurden vorgenommen:

- Bilanzierung nach der Quellenbilanz: gemäß der amtlichen Statistik werden nur die Emissionen bilanziert, die in Baden-Württemberg entstehen (Quellenprinzip). Nach diesem Prinzip gehen z. B. Stromimporte emissionsneutral in die Bilanz ein.
- Für die Berechnungen lag die finale Energiebilanz 2019 vor und für 2020 standen erste vorläufige Daten seitens der amtlichen Statistik zur Verfügung. Der Energieverbrauch des Jahres 2020 ist jedoch aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie außergewöhnlich stark gesunken. Vor diesem Hintergrund wurde 2019 als Basisjahr der Betrachtungen angesetzt, die Werte für 2020 werden jedoch soweit als möglich mitgeführt.
- Die Sektorenabgrenzung richtet sich nach der Bilanzierung des Statistischen Landesamtes und entspricht nahezu deckungsgleich derjenigen der Bundesebene. Geringfügige Abweichungen bestehen beispielsweise beim Energieverbrauch landwirtschaftlicher Gebäude, die auf Landesebene dem Gebäudesektor und nicht der Landwirtschaft zugerechnet werden.
- Da im Jahr 2040 unvermeidbare Restemissionen bestehen werden (Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Industrieprozesse), ist Klimaneutralität nur über Senken zu erreichen. Einen großen Teil kann die natürliche Senke Wald beitragen (siehe nächster Punkt). Darüber hinaus sind jedoch auch technische Senken erforderlich.
- In Baden-Württemberg ist der LULUCF-Sektor im Vergleich zu vielen anderen Bundesländern eine deutliche Senke, da Baden-Württemberg über überdurchschnittlich viel Wald und gleichzeitig geringe Flächenanteile auf Moorböden verfügt. Für natürliche Senken bestehen aber Risiken, weshalb hier eine konservative Fortschreibung bis 2040 erfolgt.

- Die prozessbedingten Emissionen der Zementindustrie können langfristig nur gemindert, aber nicht vollständig vermieden werden. Gleichzeitig machen sie in Baden-Württemberg einen großen Teil der CO_2-Emissionen des Industriesektors aus. Genauso werden in der Müllverbrennung noch lange CO_2-Emissionen fossilen Ursprungs entstehen. Um Klimaneutralität 2040 zu erreichen wird deshalb für die Zementindustrie sowie für die Müllheizkraftwerke von der Nutzung von Carbon Capture and Storage (CCS) ausgegangen.
- Der Kernenergieausstieg wird wie gesetzlich verankert bis Ende 2022 umgesetzt. Eine etwaige kurzfristige und begrenzte Laufzeitverlängerung im Zuge der Gasversorgungskrise wird mit Blick auf das Ziel 2030 nicht berücksichtigt (vgl. unten, Grenzen der Betrachtung).
- Die Umsetzung des Emissionsminderungsziels 2030 ist ohne einen Ausstieg aus der Kohleverstromung äußerst unrealistisch. Es wird deshalb, wie es bereits im Koalitionsvertrag der Landesregierung als Ziel formuliert ist, von einem Kohleausstieg bis 2030 ausgegangen (*„Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030“*). Im Gegenzug werden – wie auch schon im Koalitionsvertrag der Landesregierung festgestellt – in den nächsten Jahren moderne Gaskraftwerke errichtet werden müssen.

So ambitioniert die Ziele 2030 und 2040 sind, so komplex sind die daraus erwachsenden Fragestellungen. Diese können im Rahmen des vorliegenden Teilberichts, aber auch im Zuge der weiteren Projektbearbeitung nur ansatzweise adressiert werden. Auf folgende **Grenzen der Betrachtung** wird deshalb explizit hingewiesen:

- Die erste Projektphase des Forschungsvorhabens (Januar bis Mai 2022) fällt in eine Zeit der energie- und geopolitischen Umwälzungen. Die vorliegenden Arbeiten sind deshalb insgesamt von hoher Unsicherheit geprägt. Dies betrifft nicht nur die potenziellen Verwerfungen auf dem Energiemarkt (siehe nächster Punkt), sondern auch die derzeit zu beobachtende Inflation und etwaige Auswirkungen auf Beschäftigung und Wirtschaftsleistung. Es muss in diesem Kontext explizit darauf hingewiesen werden, dass das vorliegende Zielszenario auch als solches zu verstehen ist, nämlich nicht als Prognose, sondern als mögliche Zukunftsentwicklung.
- Der Energiemarkt ist derzeit im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der Gaskrise enormen Verwerfungen unterworfen. Es kann aus heutiger Sicht nicht seriös berücksichtigt bzw. beantwortet werden, wie sich Knappheit, entsprechende Preisreaktionen und möglicherweise ein etwaiges Energieembargo gegenüber Russland auf das vorliegende Zielszenario auswirken werden. In den nachfolgenden Betrachtungen wird deshalb mit Blick auf 2030 und 2040 davon abstrahiert.

Nicht auszuschließen ist, dass neue Entwicklungen und noch nicht absehbare politische Maßnahmen auf EU-/Bundesebene in naher Zukunft eine Neubewertung der getroffenen Annahmen und eine Anpassung des Zielszenarios erfordern.

- Wenngleich für das Zielszenario zur Stromerzeugung die Entwicklung der gesicherten Leistung in Baden-Württemberg ausgewiesen wird, können daraus keine Schlüsse zur Versorgungssicherheit getroffen werden. Die Bewertung der Versorgungssicherheit (kurzfristig/langfristig, generation/transmission adequacy) kann nicht für Baden-Württemberg isoliert erfolgen, sondern muss den gesamteuropäischen Stromverbund berücksichtigen. Dies erfordert komplexe Modellberechnungen, die in einem anderen Rahmen erfolgen müssen.
- Das Ambitionsniveau des Zielszenarios ist in allen Sektoren äußerst hoch, weil in Baden-Württemberg Klimaneutralität fünf Jahre früher als auf Bundesebene erreicht werden soll. Nachdem sich Deutschland auf Basis erster Emissionsberechnungen für das Jahr 2021 weiter vom Klimaziel 2030 entfernt hat, ist mit zusätzlichen Maßnahmen zur Nachsteuerung zu rechnen. Da jedoch derzeit nicht bekannt ist, wie diese aussehen werden und welche Handlungsspielräume diese dem Land und den Kommunen eröffnen werden, ist die Realisierbarkeit des vorgelegten Zielszenarios mit hohen Unsicherheiten verbunden.
- Darüber hinaus besteht insbesondere zu folgenden Aspekten weiterer Forschungs- und Untersuchungsbedarf:
    - Das Zielszenario gibt Hinweise darauf, welche Infrastrukturen in den kommenden Jahren relevant sind. Dies betrifft nicht nur den Ausbau des Stromnetzes, sondern auch der Wärmenetze sowie der Wasserstoffinfrastruktur und der Infrastruktur zur Anbindung großer Punktquellen an ein CO_2-Netz im Kontext der CCS-Nutzung. Eine nähere Analyse des Ausbaubedarfs der Transportinfrastruktur ist jedoch im Rahmen dieses Vorhabens nicht möglich.
    - Eine Kosten-/Nutzen-Analyse für das Zielszenario bzw. einzelne Maßnahmen/Instrumente sind nicht Teil des vorliegenden Vorhabens. Ebenso wenig werden Berechnungen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen (Verteilungswirkungen, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte) durchgeführt.
    - Im Jahr 2040 werden große Mengen grünen Wasserstoffs und synthetischer Energieträger benötigt, um angesichts des Klimaneutralitätsziels die Nutzung fossiler Energieträger vollständig zu beenden. Ob und inwieweit der benötigte grüne Wasserstoff bzw. synthetische Energieträger in Baden-Württemberg oder Deutschland bereitgestellt werden kann, wird im vorliegenden Vorhaben nicht betrachtet. Angesichts des vorliegenden Ergebnisses, dass Baden-Württemberg weiterhin auch langfristig Stromimportland sein wird – auch

ohne die heimische Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischen Energieträgern – ist womöglich (anteilig) von einer inländischen Erzeugung auszugehen, die dann jedoch zu noch deutlich höheren Stromimporten führen würde.

- Im Rahmen dieses Vorhabens kann nicht quantifiziert werden, wie hoch der Bedarf für Fachkräfte sein wird, um den beschriebenen Zielpfad umzusetzen. Die erforderliche drastische Beschleunigung insbesondere beim Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, bei der energetischen Gebäudesanierung und beim Einbau effizienter Heiztechnologien wird jedoch deutlich mehr Fachkräfte erfordern, als heute in diesem Bereich tätig sind.

3 Szenarioergebnisse

Im vorliegenden Kapitel werden Methodik, Annahmen und Ergebnisse für die einzelnen Sektoren dargestellt sowie die Ergebnisse für die Energie- und Emissionsszenarien insgesamt zusammengeführt. Aus Gründen der Arbeitsteilung zwischen den Projektpartnern werden dabei z.T. Energiemengen bzw. Emissionen in anderen Sektoren dargestellt, als sie im Rahmen des Klimaschutzgesetzes zu verbuchen sind (z. B. Industriekraftwerke: erzeugter Strom wird dem Sektor „Stromerzeugung“ zugeordnet, die zugehörigen Emissionen werden im Sektor „Industrie“ verbucht). Deshalb kann es zu scheinbaren Abweichungen zwischen den Einzel- und Gesamtergebnissen kommen. Die korrekte sektorale Zurechnung nach Klimaschutzgesetz wird in den zusammengeführten Ergebnissen (vgl. Abschnitt 3.14) vorgenommen.

3.1 Verkehr

3.1.1 Methodik und Annahmen

Im vorliegenden Projekt wird bei der **Verkehrs- und Fahrleistung des Straßenverkehrs** in Baden-Württemberg auf die Analyse der im Auftrag des Verkehrsministeriums Baden-Württemberg durchgeführten Studie „Klimaschutz-Szenario Baden-Württemberg 2030" [1] von 2017 zurückgegriffen und diese an kritischen Stellen um aktuelle Daten und Annahmen ergänzt. Diese Aktualisierung kann aufgrund der begrenzten Zeit und Ressourcen in diesem Projekt nur für einzelne Schlaglichter erfolgen und ersetzt somit nicht die parallel stattfindenden Arbeiten für eine umfassende Aktualisierung des Klimaschutzszenarios des Verkehrsministeriums, deren erste Ergebnisse ebenfalls in 2022 zu erwarten sind.

Für die Verkehrsmittel sind im Einzelnen folgende Annahmen zu Fahrleistungen und Antrieben getroffen worden:

Im **Motorisierten Individualverkehr (MIV)** werden die Fahrleistungen durch eine Verkehrsverlagerung auf den Umweltverbund und Verkehrsvermeidung bis 2040 um 38 % gegenüber 2019 sinken. In absoluten Zahlen bedeutet das eine Reduktion um 30,7 Mrd. Fahrzeugkilometer (Fzg-km). Zeitgleich findet eine starke Elektrifizierung der Fahrzeugflotte statt: Bis 2030 wird sich der Neuzulassungsanteil von Elektrofahrzeugen auf 100 % erhöhen, so dass dann 34 % der Fahrleistung im MIV elektrisch erbracht wird. In 2040 sind nur noch marginale Mengen an Verbrennern in der Pkw-Flotte enthalten.

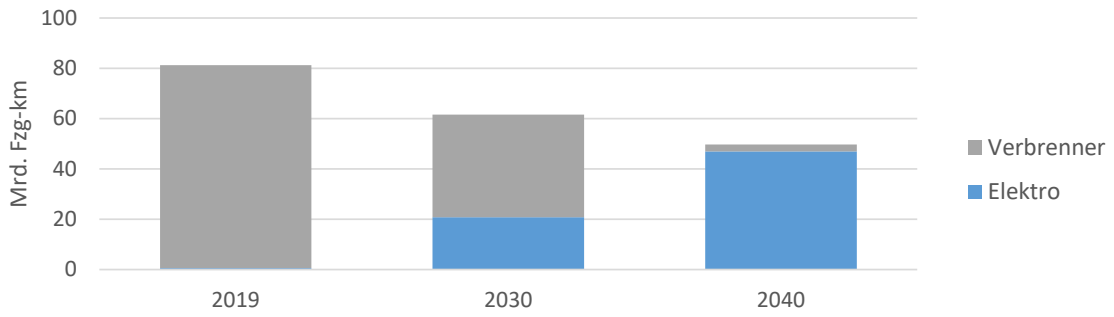


Abbildung 1: MIV-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept

Die Auswirkungen der Corona-Pandemie haben deutlich gemacht, dass neben der Verkehrsverlagerung auch **Verkehrsvermeidung** erheblich dazu beitragen kann, dass sich der MIV verringert. Zentrale Hebel sind dabei die verstärkte Nutzung von Home-Office, die verstärkte Substitution von Dienstreisen durch Videokonferenzen, mehr digitale Nahversorgung (z. B. bei Behördengängen) aber auch mehr regionale Freizeitangebote. In Summe wird aufbauend auf einer nach Wegezweck differenzierten Potenzialanalyse eine Vermeidung von insgesamt 10 % der MIV-Fahrleistung angenommen, die aus weniger notwendigen Fahrten und kürzeren Wegen resultieren. Da diese Hebel im „Klimaschutz-Szenario“ nicht adressiert wurden, ist diese Minderung zusätzlich zu der dort realisierten Verkehrsverlagerung angenommen.

In Tabelle 1 sind die jeweiligen Datengrundlagen bzw. Annahmen für die Ist- und die Stützjahre angegeben. Zwischen den Stützjahren werden die Fahrleistungen linear interpoliert.

Tabelle 1: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen im MIV

Jahr	Datengrundlage bzw. Annahme
2010-2019	Jahresfahrleistungen des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg [2] (Berechnungsstand Herbst 2019)
2030	Aktualisierter Wert 2019 + relative jährliche Entwicklung aus dem „Klimaschutz-Szenario" von 2019 bis 2030 + MIV-Vermeidung von 7,5 %
2040	Aktualisierter Wert 2030 fortgeschrieben mit BIP und Bevölkerungsentwicklung bis 2040 analog „Ziele 2030“ [3] + MIV-Vermeidung von 10 % + zusätzliche Verlagerung MIV zu ÖPNV, so dass insgesamt Verdreifachung der ÖPNV-Verkehrsleistung gegenüber 2010.

Bei den **leichten Nutzfahrzeugen (LNF)** wurde zwischen 2010 und 2019 eine starke Steigerung der Fahrleistung um 75 % beobachtet. Dieser Anstieg wird im Szenario abgeschwächt, so dass bis 2040 eine weitere Steigerung um 17 % stattfindet. Da bei LNF ähnliche alternative Antriebstechnologien zum Einsatz kommen wie beim MIV, werden analog zu diesem ab 2030 keinen neuen Verbrenner-Fahrzeuge mehr zugelassen. Dazu wird die beim

„Klimaneutralen Deutschland 2045“ (KND45) [4] im Jahr 2040 erreichte Neuzulassungsstruktur mit hohen Anteilen an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV/ Elektro) und Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen (FCEV/ H_2) für Baden-Württemberg um 10 Jahre auf 2030 vorgezogen.

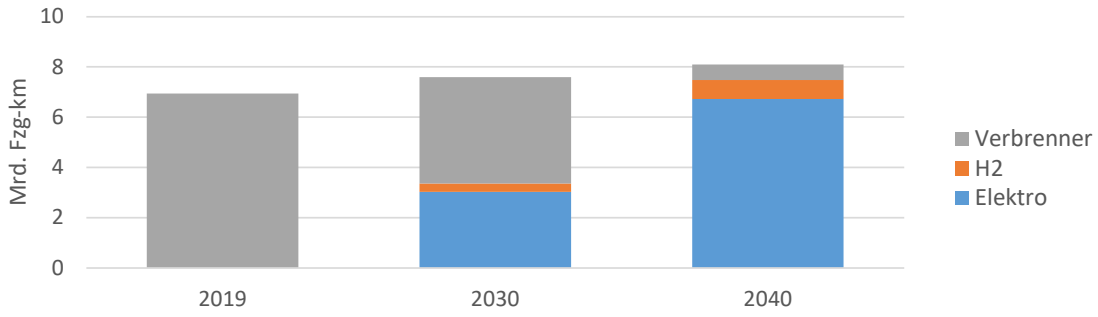


Abbildung 2: LNF-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept

In Tabelle 2 sind die jeweiligen Datengrundlagen bzw. Annahmen für die Ist- und die Stützjahre angegeben. Zwischen den Stützjahren werden die Fahrleistungen linear interpoliert.

Tabelle 2: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen bei den LNF

Jahr	Datengrundlage bzw. Annahme
2010-2019	Jahresfahrleistungen des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg [2] (Berechnungsstand Herbst 2019)
2030	Aktualisierter Wert 2019 + relative jährliche Entwicklung aus dem „Klimaschutz-Szenario" von 2019 bis 2030
2040	Aktualisierter Wert 2030 fortgeschrieben mit BIP und Bevölkerungsentwicklung bis 2040 analog „Ziele 2030“

Bei den **schweren Nutzfahrzeugen (SNF)** wird laut dem Projektionsbericht 2021 [5] für Deutschland ein deutlich schwächeres Wachstum der SNF-Verkehrsleistung angenommen, als dies im „Klimaschutz-Szenario“ für Baden-Württemberg der Fall ist. Da dies insbesondere auf geringeren Werten für das Wirtschaftswachstum basiert, die auch für Baden-Württemberg in den letzten Jahren beobachtet wurden, werden diese abgeschwächten Verkehrsanstiege übernommen. Damit ergibt sich ein Anstieg der SNF-Verkehrsleistung zwischen 2019 und 2040 um 6 %. Es werden ab 2035 keine neuen Verbrenner-Fahrzeuge mehr zugelassen, stattdessen kommen batterieelektrische und Oberleitungshybrid-Fahrzeuge (BEV/OH-Elektro) sowie Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeuge (FCEV/ H_2) in die Flotte. Dazu wird die bei KND45 [4] im Jahr 2040 erreichte Neuzulassungsstruktur für Baden-Württemberg um fünf Jahre auf 2035 vorgezogen.

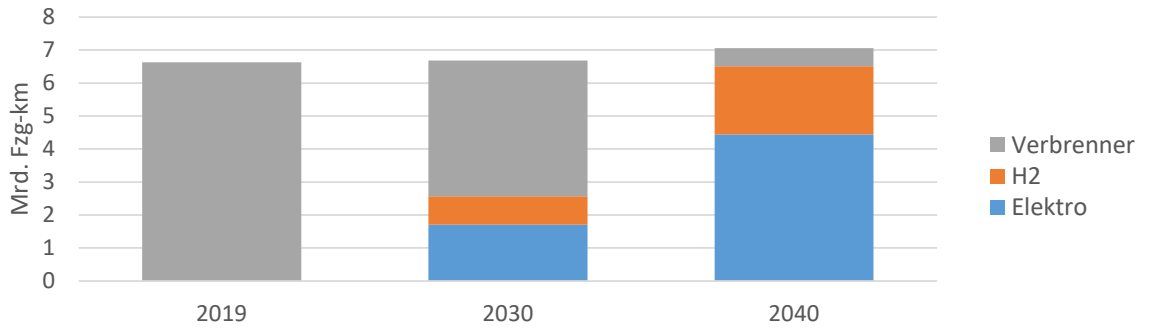


Abbildung 3: SNF-Fahrleistungen 2019, 2030 und 2040 nach Antriebskonzept

Tabelle 3: Datengrundlagen und Annahmen Fahrleistungen bei den SNF

Jahr	Datengrundlage bzw. Annahme
2010-2019	Jahresfahrleistungen des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg [2] (Berechnungsstand Herbst 2019)
2030/2040	Aktualisierter Wert 2019 + Entwicklung 2019 bis 2040 aus dem Projektionsbericht 2021

Für die weiteren Verkehrsmittel wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Fahrleistungen mit Bussen im **öffentlichen Straßenverkehr (ÖSPV)** verdreifachen sich zwischen 2019 und 2040. In 2030 wird der halbe, in 2040 der komplette ÖSPV mit Elektrobussen erbracht.
- Die Verkehrsleistung im **Schienenverkehr** steigt zwischen 2019 und 2040 beim Personenverkehr um 141 %, im Güterverkehr um 54 %. Im Schienenverkehr werden in 2040 nahezu alle Verkehrsleistungen elektrisch erbracht.
- Die Verkehrsleistung der **Binnenschiffe** steigt zwischen 2019 und 2040 in Anlehnung an den bundesweiten Projektionsbericht 2021 um 64 %, eine Elektrifizierung ist nicht angenommen.
- **Inlandsflüge** steigen bis 2040 analog der Entwicklung im Projektionsbericht 2021 minimal an, sie verringern dennoch durch gleichzeitige Effizienzverbesserungen ihren gesamten Energieverbrauch gegenüber 2019 um 5 %. Bis 2030 wird das gesamte im Inlandsluftverkehr und beim Militär eingesetzte Kerosin durch PtL-Kerosin ersetzt (1,5 Petajoule (PJ)).

Alle Energieverbräuche sind mit TREMOD [6] und den dort enthaltenen antriebsspezifischen Energieverbrauchsfaktoren gerechnet, enthalten also im Trend erwartbare Effizienzgewinne. Abschließend sind die Modellergebnisse auf die Energiebilanz von 2019 normiert.

Es wird im Szenario davon ausgegangen, dass für den Verkehr (inklusive Sonderverkehren) die in Abbildung 4 dargestellten Mengen von erneuerbaren Kraftstoffen (Power-to-Liquids

(PtL), Biokraftstoffe (Bio)) eingesetzt werden. Die Abnahme nach 2030 erfolgt dabei aus einer verringerten Nachfrage im Verkehrssektor aufgrund der ambitionierten Annahmen zur Elektrifizierung.

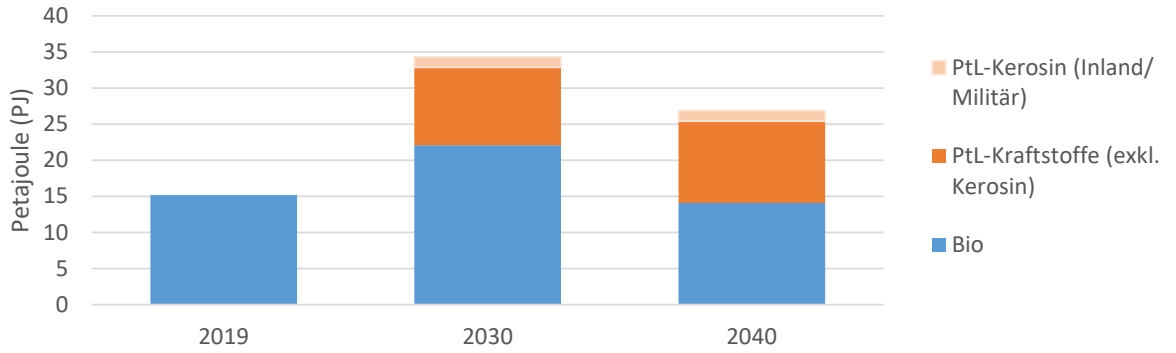


Abbildung 4: Eingesetzte Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen (im Verkehr)

3.1.2 Ergebnisse

Die Szenarioannahmen machen Strom zum dominierenden Energieträger im Verkehrssektor zum Erreichen der THG-Neutralität. Zusammen mit der Vermeidungs- und Verlagerungsstrategie kann über die Elektrifizierung der Energiebedarf des Verkehrs um 64 % bis 2040 gesenkt werden (siehe Abbildung 5). Chemische Energieträger spielen in 2040 eine untergeordnete Rolle, sind jedoch aufgrund einiger schwer elektrifizierbarer Anwendungen sowie von Bestandsfahrzeugen weiterhin notwendig.

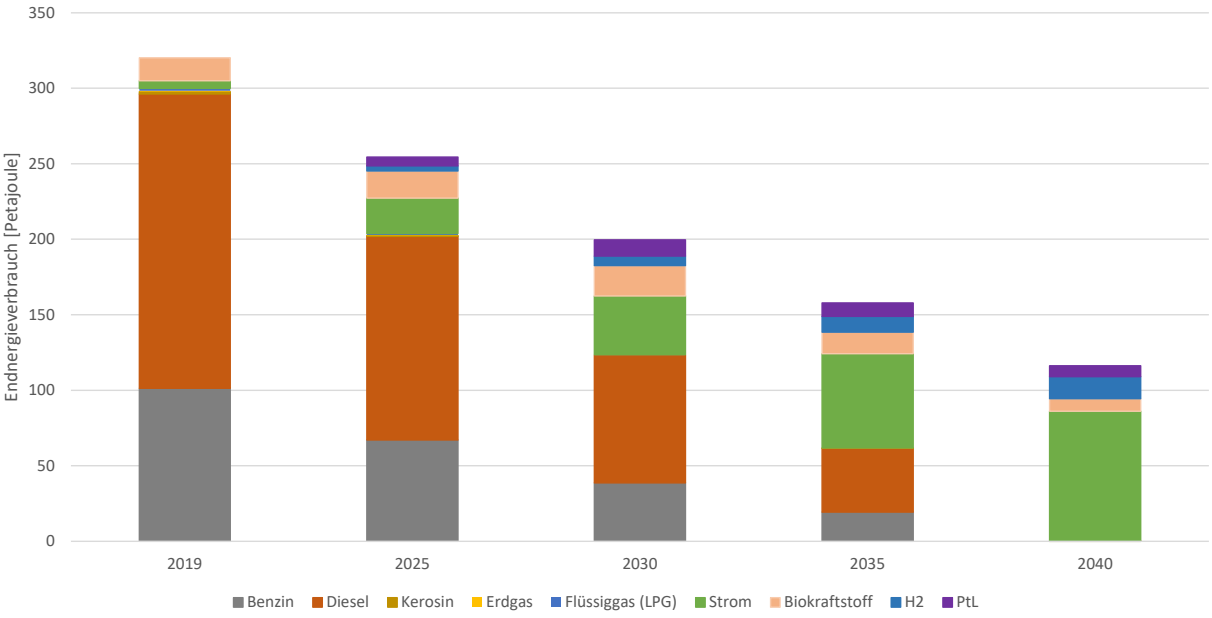


Abbildung 5: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern in Petajoule, 2019 bis 2040 (Werte siehe Anhang, Tabelle 27)

Aus den in Abbildung 5 dargestellten verbrauchten fossilen Energieträgern ergeben sich folgende Treibhausgasemissionen:

Tabelle 4: CO_2-Emissionen im Verkehr in Baden-Württemberg in Mio. t CO_2

	1990	2019	2025	2030	2035	2040
Benzin		7,4	4,9	2,8	1,4	0
Diesel		14,4	10,0	6,3	3,1	0
Kerosin		0,11	0,05	0,00	0,00	0
Erdgas		0,03	0,02	0,01	0,00	0
Flüssiggas (LPG)		0,10	0,06	0,02	0,01	0
Insgesamt	**20,1**	**22,0**	**15,0**	**9,1**	**4,6**	0
Änderung ggü. 1990			**-25 %**	**-55 %**	**-77 %**	**-100 %**
Änderung ggü. 2019			-32 %	-59 %	-79 %	-100 %

3.2 Gebäude

3.2.1 Methodik und Annahmen

Die zukünftigen Entwicklungen von Nutz-, End- und Primärenergiebedarf sowie von Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden mit dem Bottom-up-Modell GEMOD berechnet. Die Berechnung orientiert sich eng an den Verfahren für den Nachweis in Einzelgebäuden gemäß DIN V 4108-6 und DIN V 4701-10. Für Baden-Württemberg wird der Gebäudebestand über eine Gebäudetypologie mit 52 Wohngebäudetypen (angelehnt an die Typologie nach [7]) – Einfamilien-, Reihen-, Mehrfamilien- und großes Mehrfamilienhaus in jeweils 13 Baualtersklassen – und 91 Nichtwohngebäudetypen (sieben Nutzungs- und 13 Baualtersklassen) abgebildet. Der Bilanzraum umfasst den Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und Gebäuden für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Der Gebäudebestand umfasst private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Industriegebäude sind nicht in der Gebäudebilanz enthalten, sondern werden im Industriesektor bilanziert.

Auf Basis der Gebäudebaualter und typischer Verteilung der Nutzungsdauern berechnet das Gebäudemodell die Sanierungszeitpunkte von Bauteilen und technischer Gebäudeausrüstung. Nutzungszyklen können verkürzt werden. Dies führt zu einer Anhebung der Sanierungsrate. Die Sanierungsrate kann jedoch nicht beliebig gesteigert werden, weil Sanierungsmaßnahmen außerhalb der gegebenen Sanierungszyklen vermieden werden, wie dies auch in der Baupraxis beobachtet wird. Nach einer Sanierung sind die Bauteile für einen gewissen Zeitraum von weiteren Maßnahmen ausgenommen. Die Sanierungstiefen werden nach verschiedenen Ambitionsgraden unterschieden in konventionelle, ambitionierte und

„Pinselsanierungen“. Konventionelle Sanierungen halten die jeweils geltenden Mindestanforderungen ein (gemäß GEG), ambitionierte Sanierungen erfüllen die (höheren) Anforderungen bestimmter Förderprogramme (z. B. BEG). Pinselsanierungen führen nicht zu energetischen Verbesserungen.

Das Gebäudemodell GEMOD unterscheidet Wärmeerzeuger mit den Energieträgern Öl, Erdgas, Strom, Biomasse, Fern- und Umweltwärme, sowie zusätzliche dezentrale Öfen und thermische Solaranlagen. Die Wirkungsgrade und Verluste der Anlagen werden in Abhängigkeit vom Wärmebedarf der jeweiligen Gebäude berechnet. Zusätzlich berücksichtigt das Modell die Verluste bei Speicherung, Verteilung und Übergabe der Wärme.

Aus dem Wärmebedarf der Gebäude und den Verlusten der Heizungstechnologien berechnet das Modell den Endenergiebedarf der Gebäude. Da empirisch belegt ist, dass das Nutzerverhalten einen starken Einfluss auf den tatsächlichen Energieverbrauch hat, nimmt das Modell einen Verbrauchs/Bedarfsabgleich vor [7]. Dabei wird berücksichtigt, dass die Bewohner in Gebäuden mit hohem Energiebedarf in der Regel sparsamer heizen als in effizienteren Gebäuden. Aus dem so berechneten Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser werden in Verbindung mit dem Energieträger-Mix die Treibhausgasemissionen berechnet.

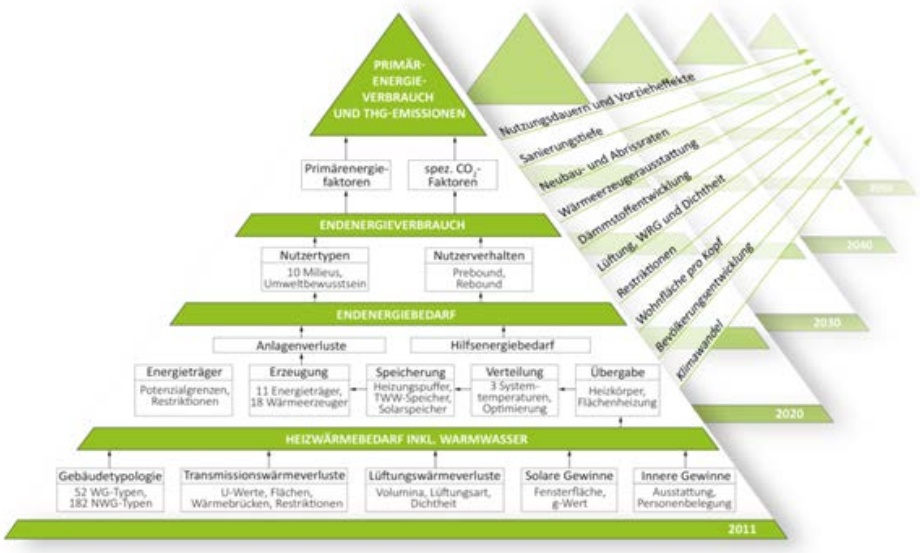


Abbildung 6: Übersicht über das Gebäudemodell GEMOD

Kalibration für Baden-Württemberg

Die Anzahl der Gebäude der verschiedenen Wohngebäudetypen und Baualtersklassen wurde für das Basisjahr 2011 nach den Zensus-Zahlen für 2011 des Statistischen Landesamtes Baden-Württembergs (StaLa) berechnet. Anhand der Zahlen des StaLa für die gesamte Wohnfläche in den Segmenten Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) im Jahr 2011, wurde die Wohnfläche der Gebäudetypen angepasst. Das Größenverhältnis der Wohnflächen der Baualtersklassen nach [7] wurde dabei beibehalten,

und die Bauteilgrößen entsprechend angepasst. Die auf dieser Basis – unter Berücksichtigung der aktuellen Verteilung des Neubaus auf die Gebäudetypen – vom GEMOD Modell berechneten Wohnflächen- und Gebäudezahlen für das Jahr 2020 entsprechen mit einer Abweichung von weniger als 1 % der Projektion anhand der Neubaurate der Zahlen des StaLa für die Wohngebäude in 2019 auf das Jahr 2020.

Für die Zahl der Nichtwohngebäude im Basisjahr 2011 wurden die in [8] ermittelten Zahlen um die nicht beheizten Gebäude bereinigt. Dafür wurde der Anteil der neu erbauten unbeheizten Nichtwohngebäude im Jahr 2019 auf den Bestand projiziert. Die Veränderungsrate der Nichtwohngebäude wurde nach [8] mit 70 % der Veränderungsrate der Wohngebäude, und die Verteilung des Neubaus der NWG auf die verschiedenen Nutzungsklassen, nach den Zahlen des StaLa für 2019 angenommen.

Der Anteil der Wärmeerzeuger in Wohngebäuden mit einer Nutzung von Gas, Heizöl, Fernwärme, Holz, Strom- und Umweltwärme im Basisjahr 2011 wurde so gewählt, dass die sich für das Jahr 2019 ergebenden Zahlen zu den vom BDEW in einer Umfrage für Baden-Württemberg ermittelten Anteilen passen. Dabei basiert die Verteilung des Anlagenzubaus bis 2020 auf Zahlen des BDH. Gleichzeitig wurde über eine Anpassung der Anteile in EZFH und MFH erreicht, dass das Verhältnis der Endenergieverbräuche von Erdgas, Heizöl und Fernwärme den Angaben des StaLa für die Energieverbräuche der privaten Haushalte für das Jahr 2018 entspricht. Die Abweichung der absoluten Werte beträgt weniger als 3 % für Erdgas, Heizöl und Fernwärme und weniger als 5 % zum Vergleichswert des gesamten Endenergieverbrauches für Raumwärme und Warmwasser ohne Strom und Kraftstoffe, wobei die Anwendung eines Faktors (nach [7]) zum Abgleich des Verbrauchs mit dem berechneten Bedarf – die Unterschiede variieren zwischen gut und schlecht gedämmten Gebäuden – nur geringe Auswirkungen hat. Für den Abgleich der Endenergieverbräuche (Heizöl, Erdgas, Fernwärme) mit den durch das StaLa erfassten Verbräuchen der privaten Haushalte und des GHD Sektors wurde das Jahr 2018 gewählt, da der Heizölverbrauch der privaten Verbraucher in den Jahren 2019 und 2020 einen Sprung aufweist, der sich nicht durch Witterungseinflüsse erklären lässt, sondern möglicherweise auf Vorratskäufe zurückzuführen ist. Für die Witterungsbereinigung der empirischen Verbrauchswerte wurde der gleiche Faktor wie im Entwurf des Gebäudereports des UM nach Zahlen des StaLa verwendet.

Zur Beheizungsstruktur des Bestandes der Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg liegen kaum Daten vor. Es wurde daher eine nahezu einheitliche Verteilung der Wärmeerzeuger über die verschiedenen Nutzungsklassen im Basisjahr angenommen. Die Kalibration der Anteile der Wärmeerzeuger erfolgte anhand des klimabereinigten Verbrauchs von Erdgas-, Heizöl und Fernwärme des GHD-Sektors nach Angaben des StaLa.

Annahmen für das Zielszenario

Wärmeschutz

Der Wärmeschutz der Gebäude bewirkt eine Reduktion des Wärmeverbrauchs bzw. eine Steigerung der Gebäudeeffizienz und ist damit ein zentrales Handlungsfeld im Gebäudebereich. Auf Bundesebene wurden erhöhte Anforderungen an die Effizienz von Neubauten und Bestandsgebäuden bereits im Koalitionsvertrag beschrieben [9]. Danach orientiert sich der künftige Neubaustandard am Effizienzhaus 40 und der Sanierungsstandard am Effizienzhaus 70. Die Anforderungen an Neubauten im Zielszenario für Baden-Württemberg werden von den Bundesvorgaben übernommen, da diese bereits sehr ambitioniert sind. Für Bestandsgebäude gehen die gesetzlichen Anforderungen bei Sanierungen über den Bundesstandard hinaus auf das Niveau des Effizienzhauses 55. Die höheren Anforderungen werden im Szenario in Baden-Württemberg in 2023 eingeführt und bleiben bis zum Zieljahr 2040 unverändert. Künftige Verschärfungsstufen sind nicht vorgesehen, weil noch ambitioniertere Anforderungen – vor allem in der Breite der Bestandsgebäude – als kaum realisierbar angesehen werden. Dennoch sind ambitioniertere Sanierungen vorgesehen, die über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinausgehen, analog zu der heutigen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Das Anforderungsniveau entspricht hier etwa dem Effizienzhaus 40. Welche Anreiz-Instrumente für diese Sanierungen erforderlich sind, wird in diesem Rahmen nicht weiter untersucht. Der Anteil dieser besonders ambitionierten Sanierungen steigt im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an und beträgt in 2040 21 %. Der Anteil von so genannten Pinselsanierungen, die keine energetischen Verbesserungen bewirken, fällt hingegen auf 4 %.

Das Gebäudemodell GEMOD sieht Sanierungen stets auf der Grundlage von Nutzungszyklen vor, das heißt Bauteile werden im Zuge von ohnehin erforderlichen Instandhaltungen saniert. Dadurch kann die Sanierungsgeschwindigkeit nicht beliebig gesteigert werden. Jedoch wird im Zielszenario unterstellt, dass Bauherren bis zum Jahr 2040 Maßnahmen zeitlich vorziehen und die Nutzungszyklen von Gebäudekomponenten im Mittel um 25 % verkürzen.

Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung vermindern ebenfalls den Wärmebedarf der Gebäude. Ihr Anteil steigt bis 2030 auf 10 % aller Gebäude.

Heizungsanlagen

Das Gebäudemodell GEMOD bildet den üblichen jährlichen Austausch von Wärmeerzeugern ab. Die Art der neu einzubauenden Wärmeerzeuger wird dabei exogen vorgegeben und nicht modellendogen entschieden. Um die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen, müssen die Potenziale der treibhausgasneutralen Energieträger maximal und planvoll ausgenutzt werden. Jeder neu installierte Wärmeerzeuger muss einen Beitrag zur Zielerreichung leisten. Wärmeerzeuger, die nicht zielkompatibel sind, könnten in der kurzen verbleibenden Zeitspanne bis 2030 oder 2040 nicht noch einmal ausgetauscht werden, da ihre Nutzungsdauer rund 20 Jahre beträgt. Konkret bedeutet das, dass im Szenario ab 2023 keine Heizkessel für Öl und Gas mehr installiert werden. Sie werden überwiegend durch

Wärmepumpen ersetzt. Wärmepumpen werden somit auch in Gebäuden eingebaut, die noch nicht ideal dafür geeignet sind. Sie kommen auch in Bestandsgebäuden mit mäßigem Wärmeschutz zum Einsatz, in denen sie nur mit reduzierter Effizienz funktionieren. In vielen Gebäuden muss die Wärmepumpe regelmäßig durch einen elektrischen Heizstab unterstützt werden, um die gewünschte Wärme bereitzustellen. Dieses Vorgehen führt zu einem höheren Stromverbrauch und höheren Heizkosten. Auch die Stromverteilnetze und die Bereitstellungskapazitäten werden stärker belastet. Ggf. kann die Gleichzeitigkeit der Leistungsanforderung durch spezielle Wärmepumpentarife mit Sperrzeiten gesteuert werden. Diese Tarife sind bereits üblich, sie müssen aber ggf. für eine deutlich höhere Leistungsanforderung optimiert werden.

3.2.2 Ergebnisse

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser fällt im Zielszenario bis 2030 um 8 % und bis 2040 um 25 % gegenüber 2020. Trotz der ambitionierten Anhebung der Anforderungen, sind höhere Effizienzgewinne nicht zu erzielen. Obwohl die Trägheit der Gebäudesanierung beschleunigt wird, reichen die Zeiträume nicht aus, um den gesamten Gebäudebestand in der erforderlichen Tiefe zu sanieren.

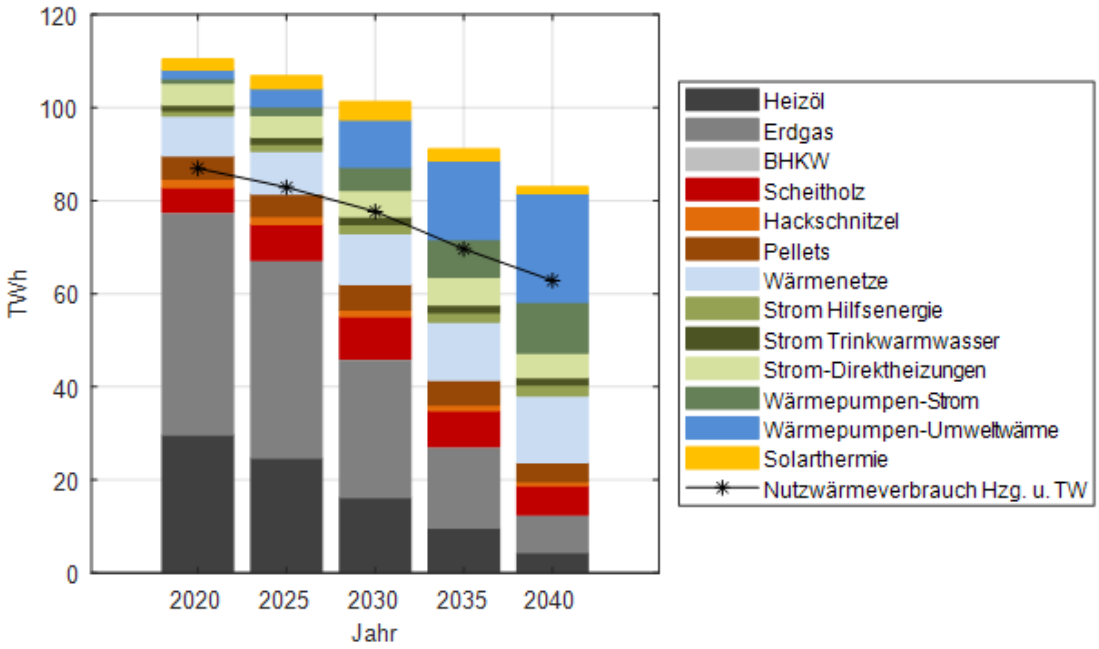


Abbildung 7: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in TWh

Abbildung 7 zeigt den Endenergieverbrauch im Zeitverlauf. Obwohl Heizkessel für fossile Energieträger ab 2023 nicht mehr installiert werden, bleiben sie bis 2040 und darüber hinaus im Bestand. Unter Realbedingungen ist fraglich, ob die Öl- und Gasanbieter ebenso wie die Gasnetzbetreiber die Versorgung bei sehr geringen Abnahmemengen aufrechterhalten würden, oder ob die verbleibenden Anlagen vor Ablauf ihrer technischen Nutzungsdauer stillgelegt werden würden. Deutlich sichtbar ist die Zunahme des Stromverbrauchs, insbesondere durch den Zubau von Wärmepumpen. Der Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen

geht hingegen kontinuierlich zurück. Der gesamte Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser steigt von 8 TWh in 2020 auf 15 TWh in 2030 und 20 TWh in 2040.

Wärmenetze müssen ebenfalls sehr ambitioniert ausgebaut werden. Zwar steigt der Wärmeabsatz nur um etwa 55 % von 2020 bis 2040, da der Wärmeverbrauch der Gebäude jedoch gleichzeitig sinkt, muss die Zahl der Hausanschlüsse um 150 % wachsen. Dies wird durch Nachverdichtung in den bestehenden Versorgungsgebieten und Errichtung neuer Wärmenetze erreicht. Letztere schließen auch kleine Netze wie Quartiersversorgungen ein, die schneller zu realisieren sind als große Strukturen.

Der Einfluss der Biomasse für die Wärmeversorgung geht langfristig zurück. Die Gesamtmenge steigt zunächst von 12 TWh in 2020 auf 16 TWh in 2030 und sinkt dann auf 11 TWh in 2040. Dies ist dem abnehmenden Biomassepotenzial geschuldet (siehe Kapitel 3.9). Die verbleibenden Holz-Wärmeerzeuger sind zum Teil tradierte Holzöfen in ländlichen Regionen. Insbesondere wenn das Holz regional bezogen werden kann, erscheint es nicht sinnvoll, diese Heizungen stillzulegen. Daneben gibt es einen leichten Zubau von Holzpelletkesseln. Sie arbeiten mit einem besseren Wirkungsgrad als Scheitholzöfen oder -kessel. Idealerweise werden sie in Gebäuden mit hohem Wärmebedarf eingesetzt, die für Wärmepumpen weniger geeignet sind und die gleichzeitig nicht absehbar an ein Wärmenetz angeschlossen werden können. Um diese Zuweisung zu erreichen, sollten unterstützende Instrumente geschaffen werden – insbesondere eine übergreifende kommunale Wärmeplanung und unterstützende Förderinstrumente.

Tabelle 5: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern in TWh

	2020	2025	2030	2035	2040
Heizöl	30	25	16	10	4
Erdgas	48	42	30	17	8
Scheitholz	5	8	9	8	6
Hackschnitzel	2	2	2	1	1
Pellets	5	5	5	5	4
Wärmenetze	9	9	11	13	14
Strom Hilfsenergie	1	2	2	2	2
Strom Trinkwarmwasser	1	1	2	2	2
Strom-Direktheizung	5	5	6	6	5
Wärmepumpen-Strom	1	2	5	8	11
Wärmepumpen-Umweltwärme	2	4	10	17	23
Solarthermie	2	3	3	3	2
Insgesamt	**110**	**107**	**101**	**91**	**82**

Tabelle 6: Anzahl Wärmeerzeuger in Millionen

	2020	2025	2030	2035	2040
Öl-Heizkessel	1,07	1,01	0,77	0,50	0,26
Gas-Heizkessel	1,11	1,08	0,86	0,53	0,25
Wärmepumpen	0,12	0,24	0,62	1,08	1,61
Pellet-Heizkessel	0,14	0,16	0,19	0,21	0,18
Wärmenetzanschlüsse	0,18	0,22	0,29	0,36	0,47

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen für Raumwärme und Warmwasser (Quellenprinzip) in Mio. t CO_2

	1990	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Erdgas		k. A.	9,6	8,5	6,0	3,5	1,6
Mineralöle		k. A.	7,9	6,6	4,3	2,6	1,2
Insgesamt	**20,7**	**17,2**	**17,5**	**15,1**	**10,3**	**6,1**	**2,8**
Änderung ggü. 1990		-17 %	-15 %	-27 %	-50 %	-71 %	-87 %
Änderung ggü. 2019			+2 %	-12 %	-40 %	-65 %	-84 %

* 2020 vorläufige Werte

Die Treibhausgasemissionen gehen im Gebäudeszenario bis 2040 nicht auf null zurück. Dies ist der hohen Trägheit des Sektors geschuldet. Obwohl Heizkessel für fossile Brennstoffe bereits ab 2023 nicht mehr eingebaut werden, sind in 2040 noch rund 500.000 Heizkessel in Betrieb. Es sind zusätzliche Maßnahmen denkbar, um diese Anlagen zu dekarbonisieren. Diese wurden in der Berechnung jedoch aus den folgenden Gründen nicht berücksichtigt:

- Betriebsverbot: bestehende Heizkessel für fossile Brennstoffe müssten zu einem bestimmten Stichtag stillgelegt werden. Die betroffenen Anlagen wären in 2040 mindestens 17 Jahre alt und hätten folglich den größten Teil ihrer technischen Nutzungsdauer absolviert. Dieser Pfad wird in der Modellierung nicht berücksichtigt, wäre aber trotz der großen ordnungsrechtlichen Herausforderung eines solch direkten Eingriffes in das Eigentumsrecht mit einer rechtzeitigen Ankündigung vorstellbar und würde die Restemissionen in 2040 beseitigen.
- Stilllegung der Versorgungsinfrastrukturen: die Anbieter von Heizöl und Erdgas werden die Versorgung voraussichtlich nur bis zu einem Mindestumsatz aufrechterhalten, bei dem das Angebot gerade noch wirtschaftlich aufrechterhalten werden kann. Darunter werden sie ggf. Ihr Angebot einstellen. Wann dieser Mindestumsatz unterschritten wird, wird im Modell nicht prognostiziert und daher nicht abgebildet.

- Umstellung auf erneuerbare Brennstoffe: es müssten entsprechende Mengen an Biomethan und Bioöl für die Heizkessel bereitgestellt werden. Die erforderliche Menge an Biomethan entspricht rund 80 % der gesamten Biomethan-Einspeisung in Deutschland im Jahr 2020 [10]. Auch bei einer Ausweitung des Angebots könnte dieser Pfad nur für wenige Bundesländer funktionieren und würde zu einer ungerechten Verteilung der Potenziale führen. Zudem besteht eine starke Konkurrenz mit dem Verkehrs- und dem Umwandlungssektor. Biomethan und Bioöl emittieren zwar weniger Treibhausgase, sind jedoch nicht klimaneutral und würden ebenfalls zu einer Zielverfehlung führen. Daher ist eine Vermeidung der Restemissionen in 2040 durch eine Umstellung auf erneuerbare Brennstoffe nicht realistisch.

Es zeigt sich, dass die THG-Ziele allein mit technischen Veränderungen auch mit äußerst ambitionierten Maßnahmen kaum zu erreichen sind. Die in diesem Szenario angesetzten technischen Maßnahmen sind durchweg maximal ambitioniert und ihre tatsächliche Umsetzung auf dem erforderlichen Niveau wird von vielen Hindernissen infrage gestellt. Wenn der Einhaltung der Ziele Priorität eingeräumt wird, müssen neben den technischen Maßnahmen zusätzliche Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Gebäudebereichs ins Auge gefasst werden. Diese betreffen insbesondere Verhaltensaspekte beim Umgang mit Raumwärme und Warmwasser. Dabei geht es weniger um Komfortverzicht, sondern eher um einen bewussten Umgang mit Energie und eine angemessene Aufmerksamkeit für problematische Verschwendung. Bewusstes Verhalten wird zum Teil bereits über Preissignale adressiert (CO_2-Preis). Weitere Handlungsfelder sind beispielsweise die weiter steigende Pro-Kopf-Wohnfläche oder Einsparpotenziale durch smarte, bedarfsgerechtere Gebäudetechnik.

3.3 Industrie (Energie und Prozesse)

3.3.1 Methodik und Annahmen

Methode

Die gewählte Methode für die Berechnung des Industriesektors ermöglicht zum einen hohe Vergleichbarkeit zu nationalen Energieszenarien und berücksichtigt zum anderen die Besonderheiten der Industriestruktur in Baden-Württemberg.

1. Als Ausgangslage wurde das Szenario "Technologiemix" aus dem Projekt Ariadne herangezogen [11]. Dieses Szenario wurde für ganz Deutschland berechnet und erreicht das bundesweite Sektorziel für den Industriesektor im Jahr 2030 sowie nahezu Klimaneutralität im Jahr 2045.
2. Im zweiten Schritt wurde das Szenario regionalisiert, d.h. der resultierende Energieverbrauch wurde anhand von Strukturdaten auf alle Regionen Deutschlands verteilt. Dies bedeutet für Baden-Württemberg, dass Spezifika, wie die Produktionsmengen von Zement, Papier, Elektrostahl und die wirtschaftliche Bedeutung des Maschinen- und Fahrzeugbaus, berücksichtigt werden.

3. In einem dritten Schritt wurde das Szenario "Technologiemix" an die Zielvorgaben in Baden-Württemberg angepasst. Das heißt insbesondere, dass die Transformation beschleunigt werden musste, um die THG-Ziele in 2030 und 2040 zu erreichen.

Die drei methodischen Schritte sind im Folgenden etwas ausführlicher erläutert:

Zur **Berechnung des nationalen Szenarios "Technologiemix"** (Schritt 1) wurde für den Industriesektor das Modell FORECAST eingesetzt [12]. FORECAST ist ein Bottom-up-Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. FORECAST unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Weiterhin werden Technologiebereiche wie Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO_2-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien. Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Einschätzungen von Fachleuten zurückgegriffen, welche die Datenbasis des Modells bilden. Eine ausführliche Darstellung von Technologiedaten findet sich in [13].

Regionalisierung für Baden-Württemberg (Schritt 2). Die energieintensiven Prozesse können mithilfe des Modellteils FORECAST-Regional standortscharfdurch die interne Industrial Site Database [14] zugeordnet werden. Der Energieverbrauch durch die industriellen Prozesse kann dadurch für Baden-Württemberg zugeteilt werden. Diese Datenbank beinhaltet für Deutschland ca. 850 Standorte der energieintensiven Industrien wie die Herstellung von Zement, Stahl, Papier und Chemiestandorte. In der Datenbank sind Prozessinformationen hinterlegt, wie Produktionskapazität oder jährliche Produktion, welche als Treiber der regionalen Energienachfrage in Baden-Württemberg eingesetzt werden. Zentrale Annahmen für die Regionalisierung sind einerseits die Erhaltung der existierenden Industriestandorte sowie andererseits eine Entwicklung der einzelnen Standorte in Baden-Württemberg (insbesondere Zement und Papier), entsprechend dem nationalen Durchschnitt für den jeweiligen Prozess. Die Energienachfrage der nicht-energieintensiven Industrie wird mithilfe der Beschäftigen pro Subsektor in Baden-Württemberg zugeteilt. Strukturelle Verschiebungen zwischen den Regionen werden nicht angenommen. Die Entwicklung der eingesetzten Energieträger, Effizienz und Wirtschaftswachstum wird hier analog der nationalen Annahmen basierend auf dem Szenario “Technologiemix” der Ariadne-Studie erfasst.

Szenario-Anpassungen zur Zielerreichung (Schritt 3). Um die ambitionierteren Ziele in Baden-Württemberg für 2030 und 2040 zu erreichen, wurde das Szenario in einem iterativen Vorgehen angepasst. Zunächst wurden die regionalisierten Ergebnisse des Szenarios "Technologiemix" mit den anderen Sektoren in die Gesamtdarstellung integriert und geprüft, wie groß die Abweichungen von den THG-Zielen Baden-Württembergs waren. Daraufhin wurde das Szenario entsprechend der Ziele für 2030 und 2040 angepasst und mehrmals in

der Gesamtintegration über alle Sektoren mit der Zielerreichung verglichen. Im Ergebnis war eine deutliche Beschleunigung im Zielszenario gegenüber dem Szenario "Technologiemix" nötig, um die Klimaziele Baden-Württembergs zu erreichen.

Im Folgenden ist die Ausgangslage bzw. die besondere Struktur des Industriesektors in Baden-Württemberg kurz beschrieben, bevor wichtige techno-ökonomische Annahmen zusammengefasst werden.

Ausgangslage: Energie- und THG-Bilanzen für das Jahr 2019

Als Grundlage der Berechnungen wird die Energie- und THG-Bilanz des Landes Baden-Württemberg genutzt. Abbildung 8 zeigt die Energiebilanz entsprechend der Aggregationsebene, auf der die Szenario-Rechnungen durchgeführt wurden. Kleinere Branchen und Energieträger wurden zusammengefasst.

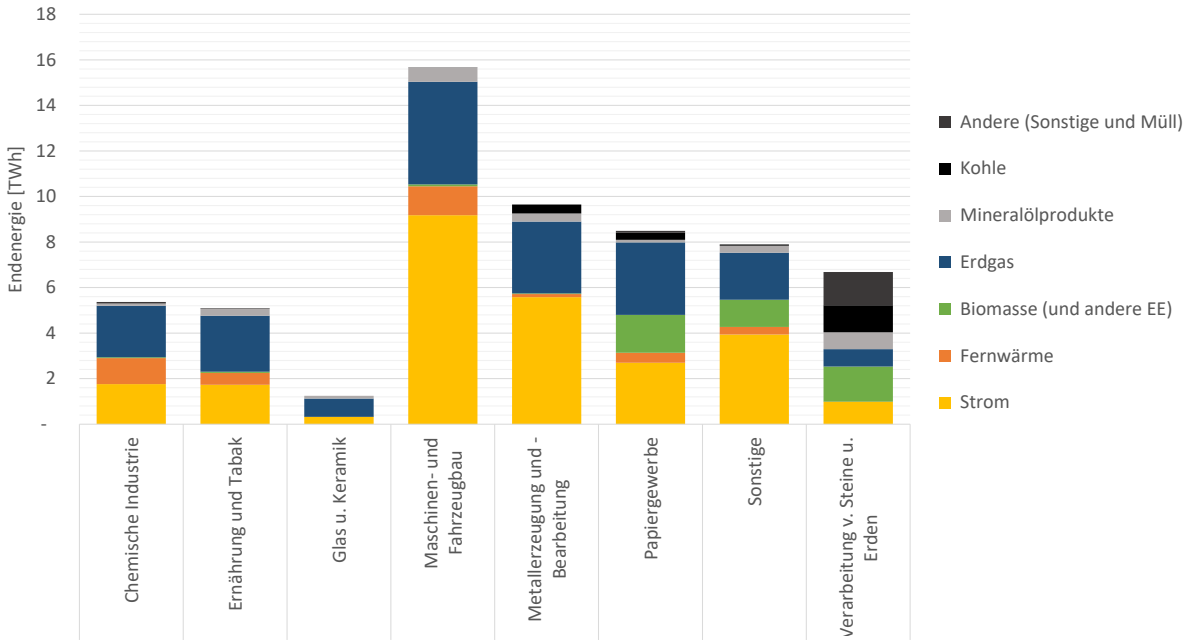


Abbildung 8: Endenergieverbrauch des Industriesektors (Verarbeitendes Gewerbe) im Jahr 2019 [15]

Es zeigen sich einige Besonderheiten in der Industriestruktur in Baden-Württemberg, die bei der Entwicklung einer Dekarbonisierungsstrategie berücksichtigt werden sollten:

- Baden-Württemberg hat einen sehr hohen Anteil von eher weniger energieintensiven Branchen, wie dem Maschinen- und Fahrzeugbau.
- CO_2-intensive Prozesse wie die Herstellung von Primärstahl im Hochofen, das Steamcracking für die Ethylenherstellung in der Grundstoffchemie oder die Ammoniakherstellung gibt es in Baden-Württemberg nicht.
- Die Industrie nutzt in Baden-Württemberg nahezu ausschließlich Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung. Einzig die Zementindustrie nutzt auch andere Energieträger wie Kohle, Mineralöle oder fossile Abfälle.

- Die Papierherstellung ist in Baden-Württemberg relativ bedeutend und setzt zu gewissen Teilen Biomasse aus Produktionsabfällen für die Prozesswärmeerzeugung ein.

Abbildung 9 zeigt die Verteilung der emissionsintensivsten Standorte der Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg. Die Zement- und Papierherstellung ist relativ gleichmäßig über das Bundesland verteilt. Andere Branchen haben eher weniger Standorte.

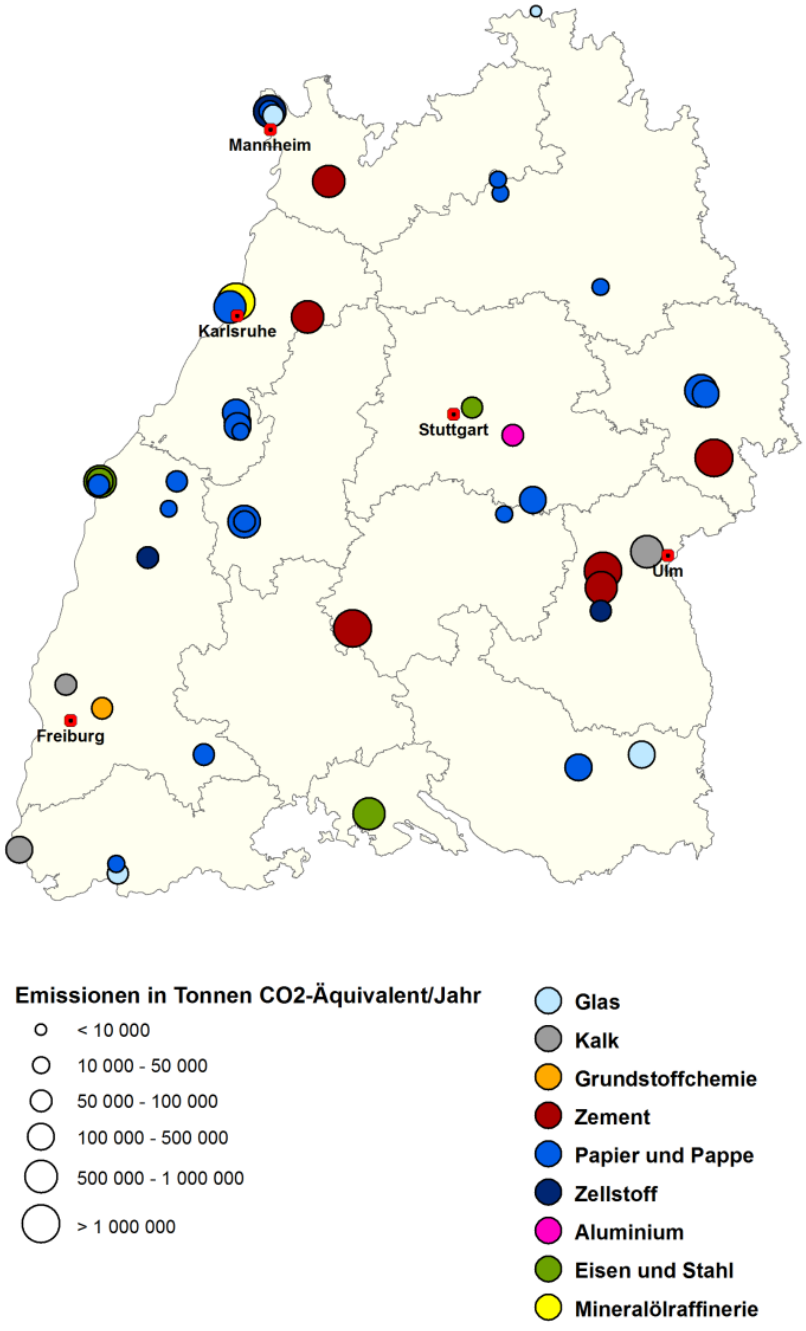


Abbildung 9: Standorte und Emissionen der Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg [16]

Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung

Grundlegende Rahmendaten der Industrie sind die Entwicklung der Wertschöpfung und der Produktionsmengen wichtiger energieintensiver Produkte der Grundstoffindustrie. Die Gesamtwertschöpfung der Industrie wächst im Modellierungszeitraum (2019 bis 2040) durchschnittlich um 1 % pro Jahr, überwiegend in den nicht-energieintensiven Subsektoren Fahrzeug- und Maschinenbau und sonstigen Wirtschaftszweigen (siehe Tabelle 8). Es wird davon ausgegangen, dass der pandemiebedingte wirtschaftliche Einbruch im Jahr 2020 in den Folgejahren wieder kompensiert wird, sodass sich die Industrie bis 2025 wieder auf dem durchschnittlichen Wachstumspfad befindet.

Tabelle 8: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung je Subsektor

Subsektor	Veränderung p.a., real
Fahrzeugbau	1,5 %
Sonstige Wirtschaftszweige	1,0 %
Maschinenbau	1,6 %
Ernährung und Tabak	0,8 %
Metallbearbeitung	0,5 %
Sonstige chemische Industrie	1,0 %
Grundstoffchemie	0,6 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,8 %
Papiergewerbe	0,4 %
NE-Metalle, -gießereien	0,5 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,4 %
Metallerzeugung	0,4 %
Glas u. Keramik	0,3 %
Bergbau	-0,7 %
Summe	**1,0 %**

Quelle: [11], [13]

Die Annahmen zur Produktion von ausgewählten THG-intensiven Produkten wie Zement, Stahl und Papier haben im Bereich der Grundstoffindustrie größeren Einfluss auf den Energieverbrauch als die Bruttowertschöpfung. Hier wird für einige Produkte, im Gegensatz zur Entwicklung der Gesamt-Wertschöpfung für die Branchen, ein leichter Rückgang angenommen. Insgesamt entwickeln sich die Produktionsmengen relativ kontinuierlich. Es wird weder von einem starken Wachstum und Kapazitätsausbau, noch von einer deutlichen Abwanderung ausgegangen.

Für Baden-Württemberg ist besonders die Zementherstellung relevant, da sie jährlich über 2 Mio. t CO_2 freisetzt und damit der mit Abstand größte Emittent im Industriesektor ist. Die

Zementproduktion hat in Baden-Württemberg von 2010 bis 2020 um etwa 21 % zugenommen und lag 2020 bei 5,6 Mio. t. Im berechneten Szenario wird eine Trendumkehr und ein kontinuierlicher Rückgang angenommen, der sich auf insgesamt 7 % bis 2040 ggü. dem Jahr 2020 aufsummiert (3 % bis 2030). Dieser leichte Rückgang beinhaltet bereits ein deutliches Umsteuern in der Bauwirtschaft in Richtung CO_2-effizienter Konzepte sowie die Substitution von Beton durch andere Materialien.

Abbildung 10: Annahmen zur Produktionsmenge Zement in Baden-Württemberg bis 2040

Annahmen zu CO_2-Minderungsstrategien

Das berechnete Zielszenario unterstellt für den Industriesektor einen ambitionierten Wandel in Richtung einer THG-neutralen Industrieproduktion. Der Wandel umfasst Maßnahmen und grundsätzliches Umsteuern in allen Bereichen, angefangen von einer Steigerung der Energie- und Materialeffizienz, der Kreislaufführung, des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern zur Erzeugung von Prozesswärme durch Elektrifizierung bzw. Einsatz von Wasserstoff, sowie den Einsatz von CCS in der Zementindustrie. Tabelle 9 gibt einen Überblick der Annahmen, bevor im Folgenden einzelne Minderungshebel beschrieben werden.

Tabelle 9: Zusammenfassung der wichtigsten Szenarioannahmen für den Industriesektor in Baden-Württemberg

Ziel THG Minderung 2030	Mindestens 65 % Minderung gegenüber 1990 für die gesamten THG-Emissionen in Baden-Württemberg (-62 % gegenüber 1990 für den Industriesektor erreicht)
Ziel THG Minderung 2040	Nahezu netto-Null für die Industrie in Baden-Württemberg (-95 % gegenüber 1990 erreicht)
Wirtschaftswachstum	Kontinuierlich, ~1 % (real) pro Jahr
Biomasse	~ heutiges Niveau halten; stark priorisierte Nutzung
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf	Ambitionierter Anstieg; Fortschritte bei CO_2-effizienter Materialverwendung in den Nachfragesektoren
CCS und CCU	Einsatz von CCS in allen sechs Standorten der Zementherstellung bis 2040
Prozesswärme – Öfen/Hochtemperatur	Priorität Elektrifizierung + Alternative Wasserstoff
Prozesswärme – Dampf/Niedertemperatur	Elektrifizierung über Elektrodenkessel, Wärmepumpen, Fernwärme; vor 2030 Schwerpunkt hybride Systeme

Steigerung der Energieeffizienz. Das Szenario legt einen ambitionierten Effizienzfortschritt zugrunde, der sich gegenüber der Vergangenheit deutlich beschleunigt. Dieser setzt den Einsatz von bester verfügbarer Technik (BVT) voraus, sowohl bei Prozesstechniken, sowie auch bei Querschnittstechniken wie Motoren, Druckluft oder Dampferzeugung. In vielen Bereichen wird darüber hinausgegangen, indem auch innovative Effizienztechniken eingesetzt werden, die heute noch nicht am Markt verfügbar sind. In Baden-Württemberg sind aufgrund der Industriestruktur besonders Maßnahmen im Bereich der Querschnittstechniken relevant, die auf eine Reduktion des Strom- sowie des Prozessdampfbedarfs abzielen.

Steigerung der Materialeffizienz in den Nachfragesektoren. Während Energie- und Materialeffizienz in den Verfahren der energieintensiven Grundstoffindustrie häufig bereits weitestgehend optimiert sind, bietet der effiziente Einsatz von CO_2-intensiven Materialien entlang der Wertschöpfungsketten sowie in den unterschiedlichen Verbrauchsbereichen ein hohes ungenutztes Potenzial zur Minderung der CO_2-Emissionen sowie des Energieverbrauchs. CO_2-intensive Materialien sind häufig in großen Mengen und zu niedrigen Preisen für Endverbraucher verfügbar (Beton, Papier, Kunststoffe) und ihre Kosten spielen nur eine untergeordnete Rolle bei der Investitionsentscheidung der jeweiligen Endprodukte (z. B. Stahlkosten anteilig am Preis eines Pkw). Maßnahmen zur Steigerung der Materialeffizienz sowie ihre Wirkung in der Wertschöpfungskette können dabei sehr vielfältig sein und z. B. die Verwendung von Beton und Stahl im Hochbau aufgrund genauerer statischer Rechnun-

gen optimieren, die Stärke von Verpackungsmaterialien wie PET- oder Glasflaschen reduzieren oder CO_2-intensive Materialien substituieren. Im Zielszenario wurde unterstellt, dass die Materialverwendung von Papier, Zement, Stahl, Kunststoffen, Behälterglas und Aluminium um 10-15 % effizienter sein wird als der heutige Trend vermuten lässt. Das heißt, die Produktionsmenge sinkt entsprechend bis zum Jahr 2040 um diese 10 bis 15 %, gemessen gegenüber einer Trendentwicklung. Bei der Herstellung von Kalk wird deutlich darüber hinausgegangen, da wichtige Einsatzbereiche, wie die Rauchgasreinigung in Kraftwerken in Zukunft entfallen, sodass davon ausgegangen wird, dass die Kalkproduktion in Baden-Württemberg um etwa 50 % bis zum Jahr 2040 sinkt.

Der **Ausbau der Kreislaufwirtschaft** trägt nicht nur dazu bei, Primärrohstoffe einzusparen, sondern führt in den meisten Fällen auch zu einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs bei der Herstellung. Für Stahl, Aluminium, Papier, Glas und Kunststoffe liegt der Energieverbrauch der Sekundärroute mitunter ein Vielfaches unter dem der Primärroute. In Baden-Württemberg werden jedoch nur vergleichsweise wenig Materialien über Primärrouten hergestellt. Entsprechend beschränken sich Annahmen auf die Papierherstellung, welche die bereits hohe Einsatzquote von Recyclingfasern weiter erhöht. Viele weitere wichtige Bereiche der Kreislaufwirtschaft haben eher geringe Auswirkungen auf die CO_2-Emissionen in Baden-Württemberg und sind daher nicht quantifiziert (z. B. Stahl, Textilien, Aluminium, Batterien, Kunststoffe).

Elektrifizierung der Prozesswärme. Prozesswärme wird in Baden-Württemberg zu einem großen Teil als Prozessdampf genutzt, wobei die Papierindustrie ein wichtiger Einsatzbereich ist. Aber auch über andere Branchen hinweg, wie Maschinen- und Fahrzeugbau, Nahrungsmittel und die chemische Industrie, verteilt sich ein erheblicher Prozesswärmebedarf, der im Jahr 2019 nahezu ausschließlich über Erdgas bereitgestellt wurde (siehe Abbildung 11). Für die CO_2-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme gibt es besonders im Temperaturniveau über 150°C wenig Alternativen. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff in großen Mengen in Baden-Württemberg erst nach 2030 verfügbar sein wird und ein großflächiges Ausrollen der Biomassenutzung ausgeschlossen wird, nachhaltig erschließbare Biomassepotenziale nicht ausreichen, um den zukünftigen Prozesswärmebedarf zu decken. Entsprechend kommt der Elektrifizierung der Prozesswärme eine Schlüsselrolle zu. Dies kann im Temperaturbereich bis etwa 150°C (zukünftig perspektivisch 200°C) effizient über Hochtemperatur (HT)-Wärmepumpen geschehen, während für höhere Temperaturen Elektrodenkessel genutzt werden können. Für beide Technologien ist eine schnelle und umfassende Marktdiffusion angenommen, die schon bis zum Jahr 2030 vorsieht, dass nahezu alle größeren Prozessdampferzeuger in hybriden Konzepten betrieben werden. Das heißt, bestehende Erdgas-KWK-Anlagen oder Kessel werden mit Elektrodenkesseln und HT-Wärmepumpen kombiniert. Hybride Systeme mindern nicht nur die Unsicherheiten hinsichtlich der Marktentwicklung, sondern können auch Strom besonders zu Zeiten niedrigerer Preise für die Elektrifizierung nutzen und so große Flexibilitätspotenziale in das Stromsystem bringen. Im Ergebnis wird eine hybride Prozesswärmeversorgung zu einer resilienten Industriestruktur beitragen, die für zukünftige Marktschocks besser gerüstet ist.

Einsatz von Wasserstoff. Der Einsatz von grünem Wasserstoff hat großes Potenzial für die CO_2-neutrale Prozesswärmebereitstellung. Gleichzeitig sind Kosten und Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff für die Industrie in Baden-Württemberg zum aktuellen Zeitpunkt kaum einzuschätzen. Entsprechend sollte eine Transformationsstrategie für den Industriesektor die Elektrifizierung priorisieren. In den meisten Wärmeanwendungen der in Baden-Württemberg wichtigen Branchen ist dies technisch gut möglich. Wo es technisch größere Hürden in der Elektrifizierung gibt, weil z. B. sehr hohe Temperaturen und Energiedichten verlangt werden, kommt Wasserstoff zum Einsatz. Zusätzlich wird im Szenario der Einsatz von Wasserstoff in der stofflichen Verwendung zur Herstellung von Methanol und Olefinen als Zwischenprodukte für die CO_2-neutrale Kunststoffherstellung angenommen. Dies ist allerdings nicht im Industriesektor bilanziert, sondern in den Raffinerien.

CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS) in der Zementherstellung. Im Zielszenario wird angenommen, dass bis zum Jahr 2040 alle sechs Zement-Standorte mit Klinkerofen[1] in Baden-Württemberg mit einer CO_2-Abscheidung ausgerüstet werden. Es wird davon ausgegangen, dass diese über CO_2-Pipelines an Speicherstandorte in der Nordsee angeschlossen werden. CCS musste hinterlegt werden, da die prozessbedingten Emissionen aus der Zementherstellung von etwa 2,2 Mio. t CO_2 im Jahr 2019 nur schwierig mit anderen Maßnahmen gesenkt werden können. So würde dies z. B. einen grundlegenden Wandel in der Bauwirtschaft verlangen, indem Beton effizienter und vor allem deutlich weniger eingesetzt wird. Wenngleich dies im Zielszenario bereits unterstellt wurde, so sinkt die Zementproduktion doch nur um 7 % von 2020 bis 2040. Selbst wenn es gelingen würde, die Zementproduktion, durch einen umfassenden Wandel in der Bauwirtschaft deutlich stärker zu reduzieren (was als sehr unsicher einzustufen ist), so wären die verbleibenden prozessbedingten Emissionen der Zementherstellung noch immer zu hoch, um im Jahr 2040 THG-Neutralität zu erreichen.

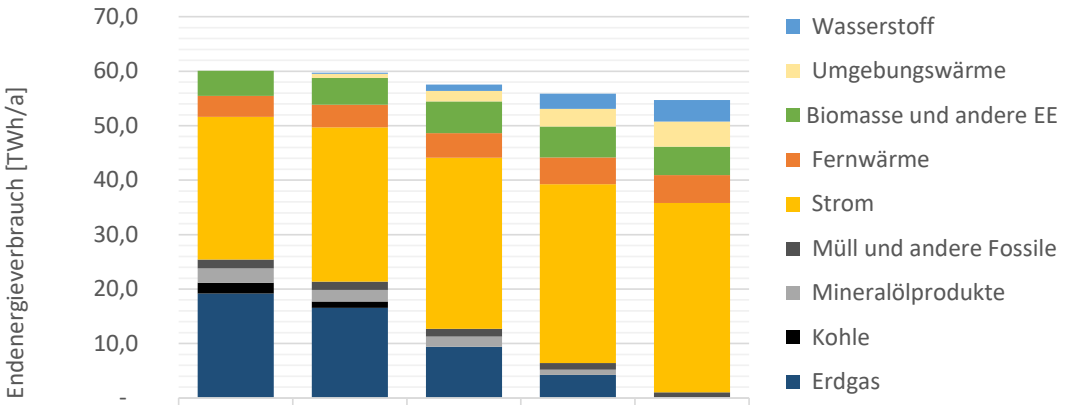
Gleichzeitig ermöglicht die Abscheidung der prozessbedingten Emissionen an den Zementstandorten auch eine Abscheidung von energiebedingten Emissionen, die sich ohnehin im gleichen Abgasstrom befinden. Somit ist es möglich, in der Zementherstellung weiterhin kohlenstoffhaltige Energieträger einzusetzen. Bereits heute wird eine große Menge Abfall in Zementwerken verbrannt, was dort in Zukunft dann bei gleichzeitiger CO_2-Abscheidung weiter stattfinden kann. Auch der Einsatz von Biomasse ist damit in den Zementwerken zu priorisieren. Hier entsteht über die Abscheidung des CO_2 eine technische Senke, die benötigt wird, um andere kleine Quellen von prozessbedingten Emissionen zu kompensieren.

Im Zielszenario wird von einer Abscheiderate von 90 % und einem zusätzlichen Energieverbrauch von 0,3 GWh pro Tonne abgeschiedenem CO_2 ausgegangen. Bis zum Jahr 2030 wird ein erster Klinkerofen in einem Zementwerk mit CO_2-Abscheidung ausgerüstet, bis 2040 dann schrittweise die fünf weiteren Standorte.

[1] Insgesamt gibt es acht Zement-Standorte in Baden-Württemberg, jedoch befindet sich nur an sechs Standorten der emissionsintensive Drehrohrofen, welche für das Brennen von Klinker genutzt wird.

3.3.2 Ergebnisse

Die resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist in Abbildung 11 dargestellt. Es zeigt sich insgesamt ein kontinuierlicher Rückgang von 60 TWh im Jahr 2019 auf 54,7 TWh bis zum Jahr 2040. Grund für den Rückgang ist ein ambitionierter Anstieg der Material- und Energieeffizienz in allen Branchen, welcher den potenziellen Anstieg des Energieverbrauchs über eine Steigerung der industriellen Wertschöpfung überkompensiert. Auch die Elektrifizierung trägt über leichte Effizienzgewinne dazu bei.



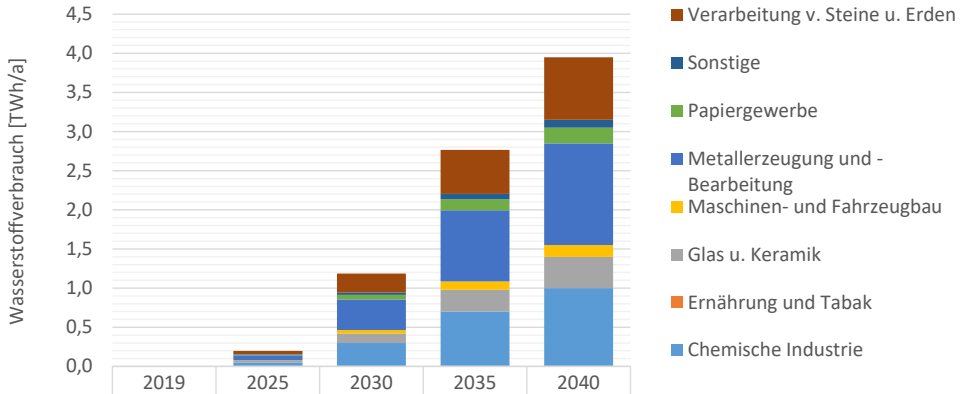
	2019	2025	2030	2035	2040
Wasserstoff	-	0,2	1,2	2,8	4,0
Umgebungswärme	-	0,7	1,9	3,2	4,6
Biomasse und andere EE	4,6	4,9	5,8	5,7	5,2
Fernwärme	3,9	4,1	4,5	4,9	5,1
Strom	26,2	28,3	31,4	32,8	34,8
Müll und andere Fossile	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1
Mineralölprodukte	2,7	2,1	1,9	1,0	-
Kohle	2,0	1,2	-	-	-
Erdgas	19,2	16,6	9,4	4,2	-

Abbildung 11: Endenergieverbrauch in der Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken)

Das Szenario ist durch einen sehr schnellen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger geprägt. Kohle wird bereits bis 2030 vollständig ersetzt. Der Einsatz von Erdgas halbiert sich bis 2030 ggü. 2019 und auch Mineralölprodukte werden um 30 % weniger eingesetzt. Dieser starke Rückgang von insgesamt etwa 12,5 TWh alleine bis 2030 muss entsprechend durch ein schnelles Hochfahren von Alternativen aufgefangen werden. Der verstärkte Einsatz von Biomasse (+1,2 TWh), das weitere Ausrollen der Fernwärme (+0,7 TWh) und der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft (+1,2 TWh) können bis 2030 einen Beitrag leisten. Der größte Teil dieser Lücke muss allerdings über die Elektrifizierung geschlossen werden. Dies zeigt sich durch einen Anstieg beim Stromverbrauch um 5,3 TWh auf 31,4 TWh bis 2030 – trotz hoher Effizienzfortschritte bei den Stromanwendungen wie Motoren, Pumpen, Druckluft. Bis zum Jahr 2040 steigt der Einsatz von Strom und Wasserstoff weiter und ersetzt verbleibende fossile Energieträger, wohingegen die Biomasse nach 2030 sogar leicht zurückgeht, wenn

besonders die Verfügbarkeit von Wasserstoff zunimmt. Im Jahr 2040 ist Strom der mit Abstand wichtigste Energieträger, mit einem Gesamtverbrauch von 34,8 TWh. Zusätzlich zeigen die 5 TWh an eingesetzter Umgebungswärme im Jahr 2040 die wichtige Rolle der Hochtemperatur-Wärmepumpen, um Prozesswärme bis etwa 150°C bereitzustellen. Der Einsatz von Wasserstoff steigt bis 2040 auf etwa 4 TWh.

Grüner **Wasserstoff** wird im Zielszenario als Energieträger für die Prozesswärmeversorgung hauptsächlich in der chemischen Industrie, sowie der Metallerzeugung und -verarbeitung sowie der Zementherstellung eingesetzt (siehe Abbildung 12). Insgesamt beläuft sich der Einsatz von grünem Wasserstoff im Jahr 2030 auf etwa 1,2 TWh und steigt bis 2040 auf 4 TWh an.



	2019	2025	2030	2035	2040
Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,0	0,0	0,2	0,6	0,8
Sonstige	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Papiergewerbe	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung	0,0	0,1	0,4	0,9	1,3
Maschinen- und Fahrzeugbau	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
Glas u. Keramik	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4
Ernährung und Tabak	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chemische Industrie	0,0	0,1	0,3	0,7	1,0

Abbildung 12: Resultierender (grüner) Wasserstoffbedarf im Industriesektor nach Branchen bis 2040 (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken)

Wie in Abbildung 13 zu erkennen ist, zeigen die einzelnen **Branchen** durchaus unterschiedliche Entwicklungen in Richtung einer CO_2-neutralen Produktion (siehe auch Tabelle 28 im Anhang). Wie oben erwähnt, konzentriert sich der Wasserstoffeinsatz auf wenige Branchen. Auch der Einsatz von Biomasse konzentriert sich auf einzelne Branchen: Die Papierherstellung und die Sonstigen (u.a. Holzverarbeitung), wo Biomasse als Reststoff anfällt. Der zusätzliche Einsatz von Biomasse wird in der Zementindustrie priorisiert, da hier über die CO_2-Abscheidung dann eine technische CO_2-Senke entsteht. Umgebungswärme (und damit der Einsatz von Wärmepumpen) findet hauptsächlich in Branchen statt, die Wärme eher auf einem niedrigen Temperaturniveau benötigen und sogar einen hohen Anteil Raumwärme aufweisen, z. B. Maschinen u. Fahrzeugbau oder die Nahrungsmittelindustrie. Der Rückgang von Erdgas ist bis zum Jahr 2030 erheblich: Der Erdgasverbrauch halbiert sich in den meisten Branchen in etwa gegenüber dem Jahr 2019.

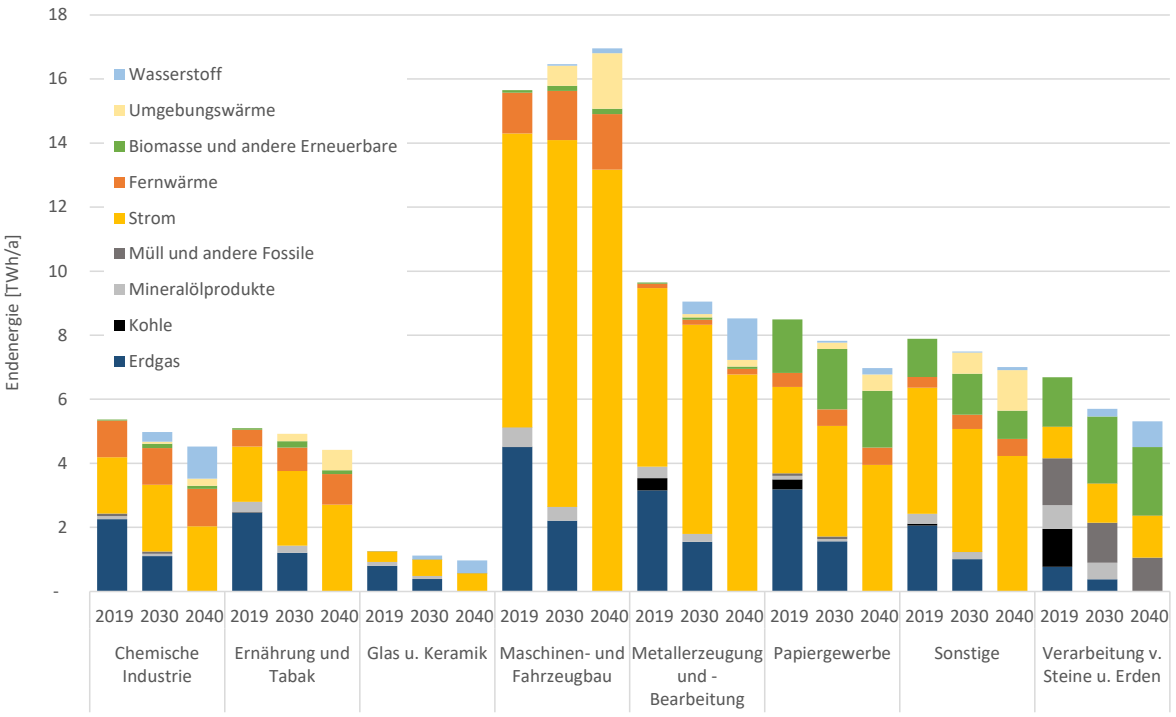


Abbildung 13: Resultierender Endenergiebedarf des Industriesektors im Vergleich der Branchen für 2019, 2030 und 2040 (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken), vgl. auch Tabelle 28 im Anhang

Im Jahr 2019 entfielen auf die **Zementherstellung** über 3 Mio. t CO_2-Emissionen, was in etwa 25 % der gesamten Emissionen des Industriesektors in Baden-Württemberg entspricht. Damit ist die Zementherstellung der mit Abstand größte Emittent im Industriesektor. Davon sind 2,2 Mio. t CO_2 prozessbedingt. Gleichzeitig sind die Herausforderungen der Dekarbonisierung gerade in diesem Sektor extrem hoch, da es keine einfachen verfügbaren technischen Lösungen gibt, die prozessbedingten Emissionen zu vermeiden. Im Zielszenario wird eine Vielfalt an Materialeffizienzmaßnahmen sowie die CO_2-Abscheidung, Energieeffizienz und Brennstoffwechsel umgesetzt. In Kombination gelingt es, in diesem Sektor nahezu Netto-Null Emissionen bis 2040 zu erreichen. Abbildung 14 zeigt, wie sich die Emissionsminderung auf die einzelnen Minderungshebel verteilt. Materialeffizienz ist dabei der effizientere Einsatz von Zement und Beton in den Endverbrauchssektoren, wodurch bis 2040 etwa 0,17 Mio. t CO_2 eingespart werden. Unter dem Stichwort "Klinkereffizienz" sind alle Maßnahmen zusammengefast, welche den Klinkereinsatz je Tonne Zement reduzieren. Dies kann z. B. ein Umstieg auf klinkerarme Zementsorten sein. Durch das entsprechende Absinken des Klinkerfaktors werden weitere 0,26 Mio. t CO_2 vermieden (indem weniger Klinker produziert wird). Innovative CO_2-arme Zementsorten senken die Prozessemissionen je Tonne Klinker. Diese können in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, ihre Marktdiffusion ist aber sehr ungewiss und dementsprechend kommt ihnen im Zielszenario nur eine kleinere Rolle zu. Brennstoffwechsel spielt eine wichtige Rolle, da die Zementindustrie heute noch große Mengen an Kohle und anderen fossilen Energieträgern einsetzt. Hierdurch werden im Zielszenario weitere 0,3 Mio. t CO_2 vermieden. Nach Umsetzung dieser Minderungshebel

verbleiben noch etwa 2,4 Mio. t. CO_2-Emissionen, davon prozessbedingte Emissionen in Höhe von etwa 1,5 Mio. t CO_2. Diese Menge wäre nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2040 vereinbar. Entsprechend wird im Zielszenario CCS an allen sechs Standorten der Zementindustrie eingesetzt, wodurch im Jahr 2040 insgesamt 2,1 Mio. t CO_2 abgeschieden werden, inkl. der Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse und Abfall.

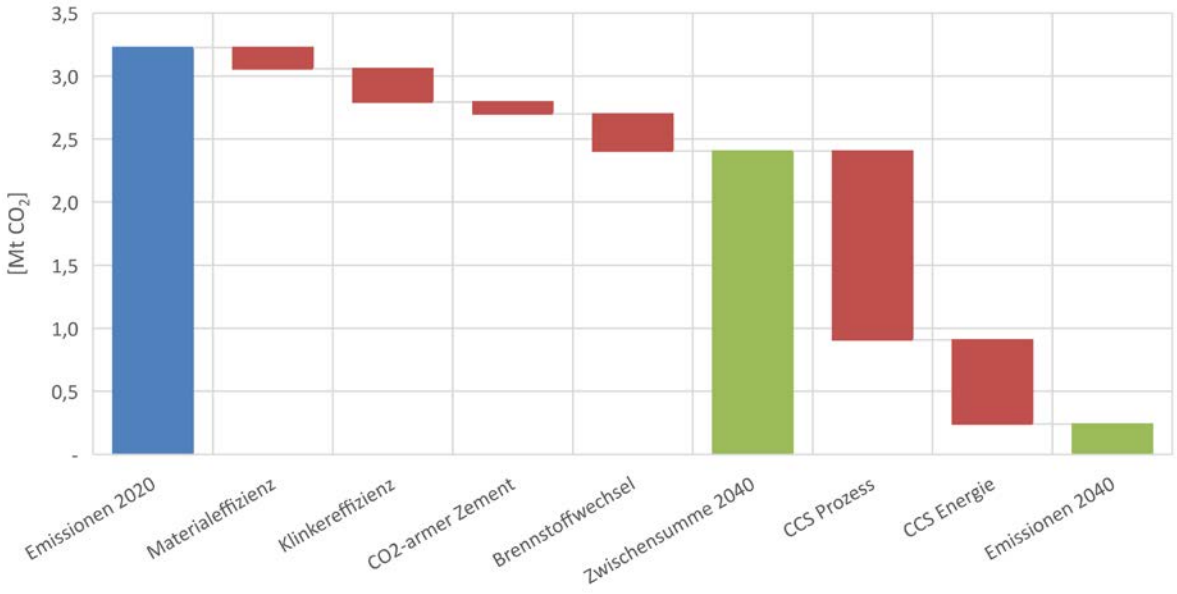


Abbildung 14: CO_2-Emissionen aus der Zementherstellung und der Beitrag einzelner Minderungsoptionen im Zielszenario (inkl. CO_2-Emissionen durch Verbrennung von Biomasse)

Die daraus resultierende Entwicklung der **THG-Emissionen** für die Industrie ist in Abbildung 15 und Tabelle 10 zusammengefasst. zusammengefasst. Es zeigt sich ein schneller Rückgang aller Emissionsquellen. Bereits bis 2030 wird eine Minderung der Netto-Emissionen um 43 % gegenüber dem Jahr 2019 erreicht. Diese beläuft sich bis 2040 auf 93 %. Emissionsquellen, die im Jahr 2040 verbleiben, wie Prozessemissionen aus Zement- und Kalkherstellung, F-Gase aber auch aus der Müllverbrennung in Zementwerken, werden zu einem Teil durch die in Zementwerken abgeschiedenen Emissionen kompensiert, sodass eine Netto-Minderung von 95 % bis 2040 gegenüber 1990 erreicht wird. Die Reduktion der prozessbedingten Emissionen von etwa 5 Mio. t CO_2 in 2029 auf etwa 2,5 Mio. t CO_2 in 2040 unterliegen ambitionierten Maßnahmen. Bei F-Gasen geht dies auf Regulierungen in der Produktverwendung zurück, bei Kalkherstellung ist dies der Rückgang in der Nachfrage für die Rauchgasreinigung bei Kraftwerken, und in der Zementherstellung sorgt ein Bündel von Maßnahmen dafür, dass die prozessbedingten Emissionen von etwa 2,2 Mio. t auf 1,7 Mio. t CO_2 fallen.

Bis auf die 0,27 Mio. t CO_2 aus der Verbrennung von Müll gibt es im Jahr 2040 keine verbleibenden CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern mehr.

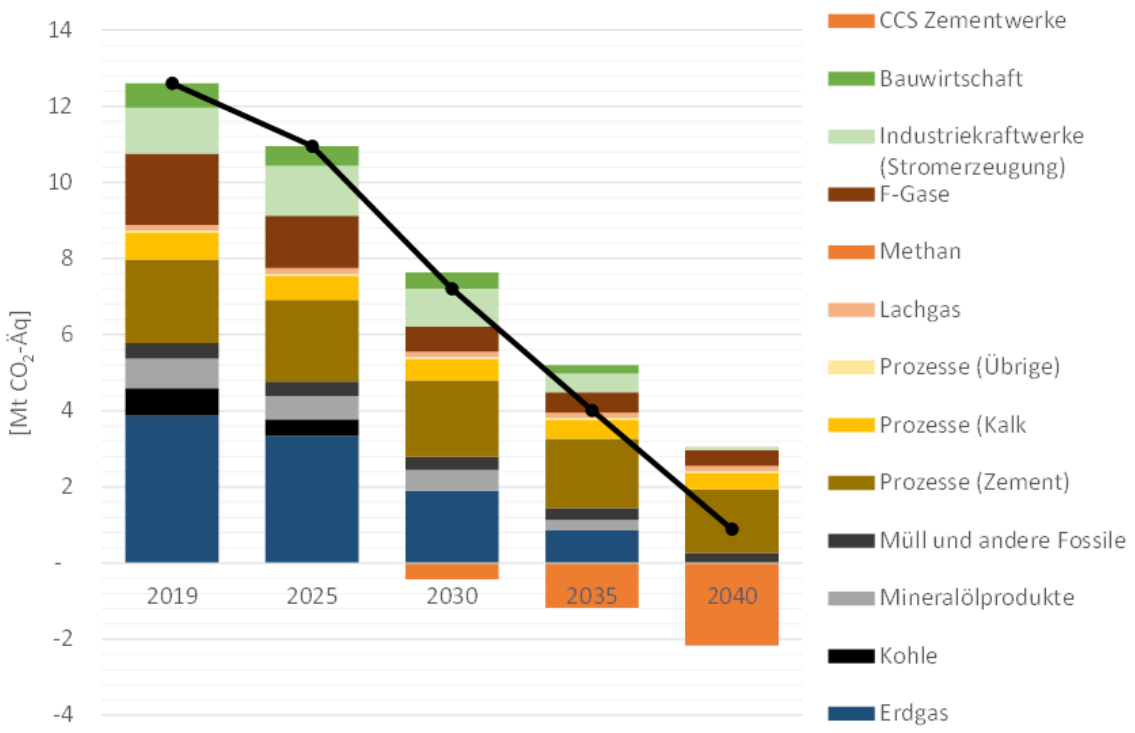


Abbildung 15: THG-Emissionen im Industriesektor bis 2040

Tabelle 10: THG-Emissionen im Industriesektor (Quellenbilanz) in Mio. t CO_2-Äquivalenten

	1990	2019*	2025	2030	2035	2040
Emissionen aus Energieeinsatz im Verarbeitenden Gewerbe						
Kohle		0,73	0,44	0	0	0
Erdgas		3,87	3,34	1,90	0,86	0
Mineralöle		0,77	0,61	0,54	0,28	0
Abfall		0,41	0,39	0,36	0,31	0,27
Emissionen aus Prozessen						
Prozessbedingt: Zement		2,20	2,13	2,00	1,82	1,66
Prozessbedingt: Kalk u. Sonstige		0,76	0,69	0,62	0,55	0,48
(Lachgas) N_2O		0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Methan (CH_4)		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
F-Gase		1,87	1,39	0,64	0,52	0,41
Weitere Kategorien						
Bauwirtschaft		0,64	0,52	0,43	0,22	0
Industriekraftwerke (Stromerzeugung)**		1,29	1,31	0,96	0,45	0,06
CO_2-Abscheidung		0	0	-0,43	-1,18	-2,17
Insgesamt	**18,8**	**12,7**	**11,0**	**7,2**	**4,0**	**0,9**
Änderung ggü. 1990		-33 %	-42 %	-62 %	-79 %	-95 %
Änderung ggü. 2019			-13 %	-43 %	-68 %	-93 %

* Statistische Werte für 2019; Ausnahme sind energiebedingte Emissionen, die über die Energiebilanz und Emissionsfaktoren hochgerechnet wurden. Es ergibt sich dadurch eine kleine Lücke von 0,15 Mio. t CO_2-Äq. zur Gesamtsumme von 12,7 Mio. t CO_2-Äq. für das Jahr 2019

** Die Kategorie Industriekraftwerke ist aufgeführt und in Gesamtsumme enthalten, allerdings im Sektor Stromerzeugung berechnet (Abschnitt 3.5)

Im Ausblick lässt sich zusammenfassen, dass die skizzierte Transformation der industriellen Produktion in Baden-Württemberg schnell ambitionierte Maßnahmen verlangt. Im Vergleich mit dem Ziel des Industriesektors auf Bundesebene wird in Baden-Württemberg eine schnellere Transformation nötig sein. Einige wichtige Maßnahmen sind:

- Ein schneller Einstieg in die Elektrifizierung der Prozesswärme über hybride Systeme, Hochtemperatur-Wärmepumpen, den (teilweisen) Ausstieg aus der Kraft-Wärme-Kopplung

- Gesteuerter Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft zur Versorgung von Industriebranchen mit Bedarf an hohen Energiedichten sowie Temperaturen, wie z. B. der Metallverarbeitung, Glasherstellung, Zement und Chemie.
- Gezielte Priorisierung und Umwidmung der Biomasse zum Einsatz in Zementwerken, wo über CCS langfristig eine technische CO_2-Senke aufgebaut werden kann
- Deutliche Stärkung von Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft.
- Weichenstellung für CCS in der Zementindustrie
- Ausbau der Fernwärme und gezielter Anschluss großer Industrieverbraucher

Aus diesen Elementen der Transformationsstrategie ergeben sich zentrale Anforderungen an Infrastrukturen und die Verfügbarkeit von Energieträgern. Bei der Stromversorgung spielt nicht nur der schnelle Ausbau von Erneuerbaren wie Wind und PV eine zentrale Rolle (vgl. Kapitel 3.5), sondern speziell für die Industrie auch die Ertüchtigung der Anschlusskapazitäten einzelner Standorte, wenn die Prozesswärme elektrifiziert wird. Für den Einsatz von Wasserstoff muss möglichst die Planungssicherheit verbessert werden, indem der Anschluss Baden-Württembergs an ein Wasserstoff-Startnetz geplant wird. Der Einsatz von CO_2-Abscheidung an sechs Standorten der Zementindustrie verlangt auch den Ausbau eines CO_2-Transportnetzes. Hier gilt es bis 2030 Baden-Württemberg anzuschließen.

3.4 Prozesse, Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung in Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

3.4.1 Methodik und Annahmen

Die Energienachfrage in den Sektoren Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) ohne Gebäudewärme (Raumwärme und Warmwasser) wird mithilfe des Modells FORECAST [12] analysiert. In den Modellteilen FORECAST-Residential und FORECAST-Tertiary wird unter anderem die Entwicklung von sozioökonomischen Treibern (bspw. Bevölkerung, Beschäftigte, Anzahl Haushalte, Wohnfläche pro Kopf bzw. Beschäftigtem) sowie die Entwicklung von der Bestandsumwälzung simuliert und damit die zukünftige Energienachfrage des Geräte- und Technologiebestands analysiert und auch die Wirkung von Politikmaßnahmen abgeschätzt.

Die Geräte und Prozesse in Haushalten und im GHD-Bereich sind durch bestehende Vorgaben der Mindesteffizienzstandards in der Ökodesignrichtlinie weitgehend reguliert, insbesondere Beleuchtung (LED-Leuchtmittel), Haushaltsgeräte wie Kühlschränke, Waschmaschinen etc. (weiße Ware), und Kühlgeräte im GHD-Sektor. Im Minderungsszenario werden über die bereits bestehenden Standards hinausgehende Vorgaben angenommen, die den Kauf von neuen Geräten und Technologien beeinflussen. Für zukünftig bedeutsame Anwendungen

wie Klimatisierung, IKT-Anwendungen werden ähnliche, ambitionierte Vorgaben und Regularien zur Effizienzsteigerung angenommen. Für Unternehmen im GHD-Sektor sind die ökonomischen Hemmnisse zur Umsetzung von Effizienzmaßnahmen besonders hoch, da die Energiekosten einen geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Im untersuchten Szenario werden diese Potenziale größtenteils ausgeschöpft. Die Prozesswärme und die Motorisierung von Fahrzeugen (Baumaschinen, Landwirtschaft) im GHD-Sektor wird elektrifiziert, um fossile Energieträger wie Öl oder Erdgas zu ersetzen.

3.4.2 Ergebnisse

Der Endenergieverbrauch für die Prozesse, Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung sinkt bis 2040 insbesondere durch Effizienzgewinne von Geräten sowie durch Elektrifizierung von Prozessen. In beiden Sektoren Haushalte und GHD (ohne Raumwärme und Warmwasser) ist bereits in 2019 Strom der dominierende Energieträger.

Der Gesamtenergieverbrauch sinkt zwischen 2019 und 2040 im Haushaltssektor um rund 20 % von 13,2 TWh auf 10,7 TWh (Abbildung 16). Die Stromnachfrage ist dominiert durch weiße Ware, Herde und IKT-Anwendungen. Erdgas macht im Jahr 2019 einen geringfügigen Anteil der Energienachfrage in Haushalten durch gasbetriebene Herde aus. Der Stromverbrauch von Haushaltsgeräten (weiße Ware) sinkt durch Effizienzgewinne um 22 % und von Herden um 21 % von 2019 bis 2040. Bei der Beleuchtung in Haushalten ist die Reduktion des Strombedarfs am stärksten ausgeprägt, trotz eines bereits sehr hohen Marktanteils von LED-Leuchtmitteln und eines Anstiegs der Wohnfläche. Diese Reduktion ist durch die ambitionierte Durchsetzung und Steigerung der bestehenden Mindesteffizienzstandards begründet. Bei IKT-Endgeräten ist in Haushalten trotz einer stärkeren Verbreitung eine sinkende Stromnachfrage durch umgesetzte Mindesteffizienzstandards zu beobachten. Der Strombedarf für Klimatisierung steigt durch die steigende Ausstattungsrate trotz effizienterer Geräte bis 2040 im Haushaltssektor an. Dadurch vergrößert sich der Anteil des Strombedarfs für Haushalte zur Klimatisierung von ca. 2 % auf 6 %. Gasherde sind die einzige Nicht-Stromanwendung der Haushaltsgeräte (ca. 0,5 TWh) und sie werden bis 2040 vollständig durch Elektroherde ersetzt.

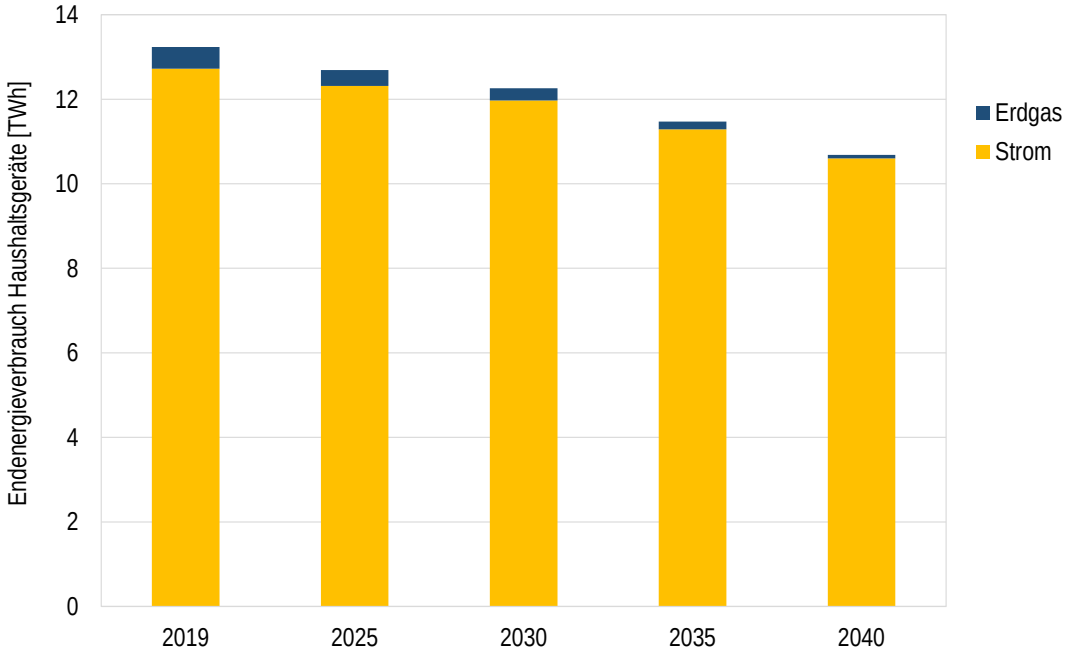


Abbildung 16: Endenergieverbrauch der Geräte im Haushaltsektor in Baden-Württemberg

Der Gesamtenergieverbrauch im GHD-Sektor sinkt zwischen 2019 und 2040 um rund 8 % von 15,1 TWh auf 13,9 TWh (Abbildung 17). Der Stromverbrauch beträgt 87 % des Endenergieverbrauchs im Jahr 2019, insbesondere dominiert durch Prozesswärme, Beleuchtung und Rechenzentren, und wächst bis 2040 auf 92 % an. Dies liegt insbesondere an der Elektrifizierung der Prozesswärme und Motoren, und an den überdurchschnittlichen Effizienzgewinnen der nicht elektrifizierten Anwendungen. Trotz des steigenden Anteils nimmt die Stromnachfrage absolut um 3 % ab. Im GHD-Sektor haben bestehende Politiken wie Mindesteffizienzstandards sowie deren Verschärfung eine Reduktion des Stromverbrauchs insbesondere für Kühl- und Gefriergeräte (-51 %) sowie Beleuchtung (-39 %) zur Folge. Die Bestandsumwälzung durch die bereits bestehenden Maßnahmen führt zu einer ausgeprägteren Reduktion im Zeithorizont bis 2030. Zusätzlich führt die Förderung von Effizienzmaßnahmen in Gewerben und Unternehmen zu Einsparungen bei Beleuchtung (geringere Lichtleistung je Gebäudefläche), Kühlregalen, IKT im Büro und in Datencentern. Diese Einsparungen können aber einen Mehrverbrauch durch mehr Beschäftigte in dem jeweiligen Sektor sowie die Erhöhung der Rechenzentrumskapazitäten nicht kompensieren. So steigt der Stromverbrauch von IKT um 85 %, und von Datencentern um 44 %. Für Klimatisierung ist, wie im Haushaltssektor, eine größere Durchdringung sowie ein Anwachsen der klimatisierten Bürofläche bis 2040 zu erwarten. Dadurch steigt der Verbrauch trotz Effizienzgewinnen um 69 % an. Der Stromverbrauch durch die Elektrifizierung von Prozesswärme steigt, durch Effizienzgewinne, geringfügig um 2 % an. Die Elektrifizierung von bisher fossil betriebenen Motoren (Maschinen und Fahrzeugen) führt zu einer Steigerung des Stromverbrauchs. Der Anteil fossiler Energieträger nimmt stetig ab und ist im Jahre 2040 vollständig eliminiert. Für einzelne Prozesse und Anwendungen verbleiben THG-neutrale Alternativen (Biokraftstoffe, Nah- und Fernwärme und Solarthermie), die kostengünstiger als eine Elektrifizierung sind, vorausgesetzt, diese sind verfügbar.

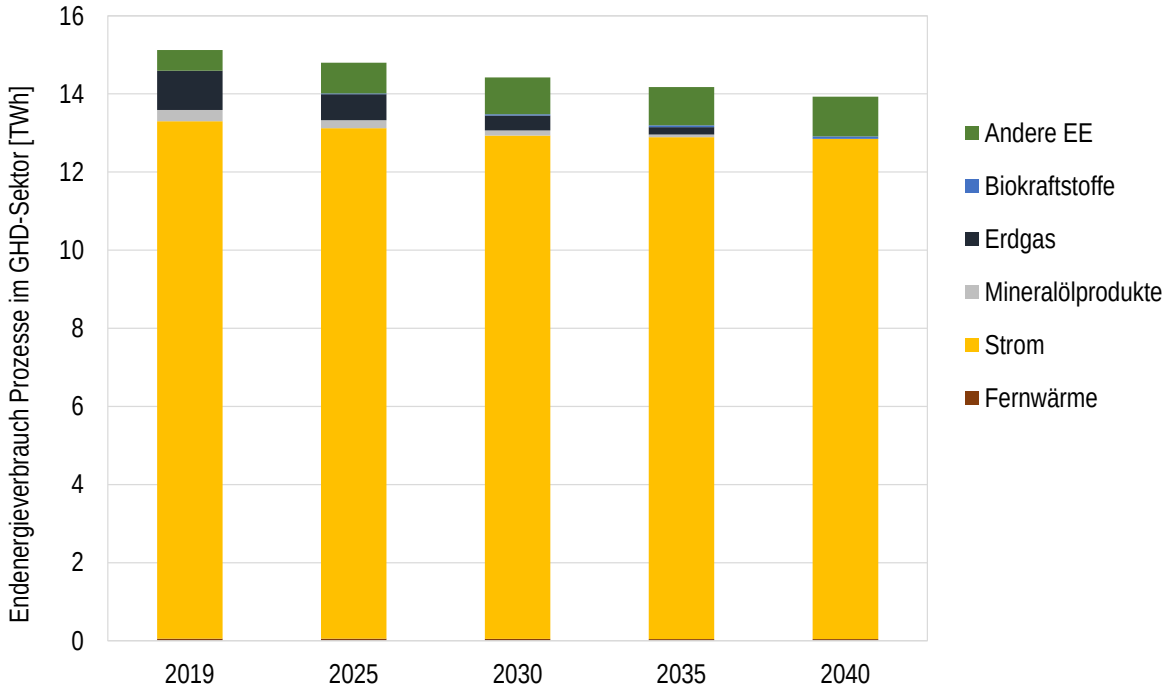


Abbildung 17: Endenergieverbrauch der Prozesse im GHD-Sektor in Baden-Württemberg

Die CO_2-Emissionen durch Prozesse und Geräte werden durch die Nutzung von Mineralölprodukten und Erdgas hauptsächlich im GHD-Sektor verursacht. Durch die Elektrifizierung und die Nutzung von Erneuerbaren und Biokraftstoffen werden die CO_2-Emissionen bis 2030 um 60 % reduziert und bis 2040 in Baden-Württemberg nahezu vollständig reduziert (Abbildung 18).

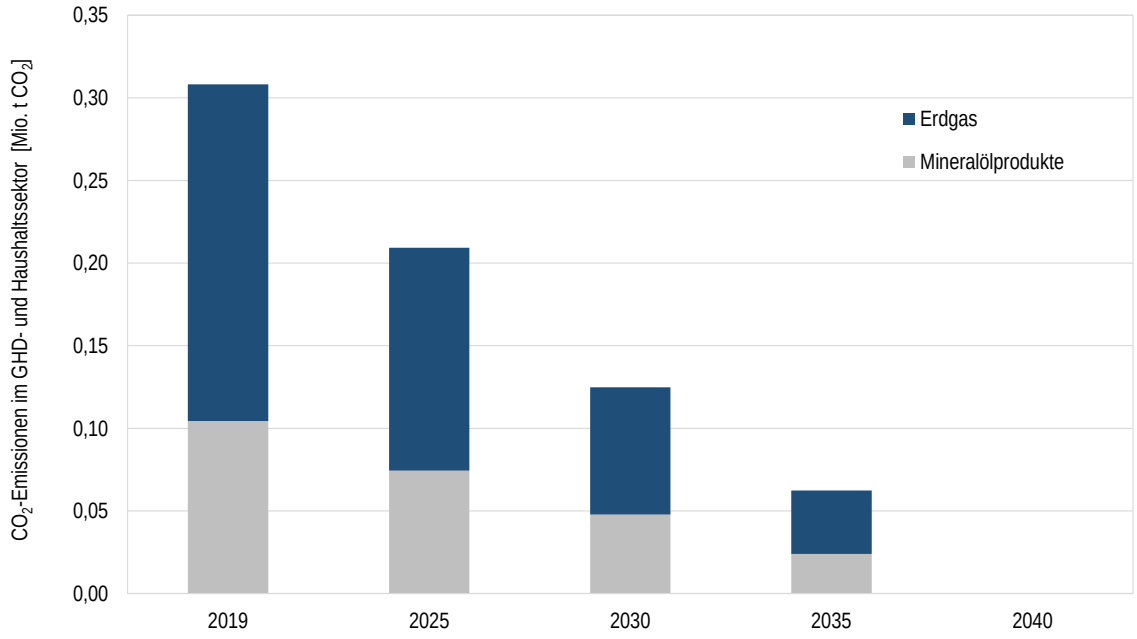


Abbildung 18: CO_2-Emissionen im GHD- und Haushaltssektor in Baden-Württemberg

3.5 Stromerzeugung

3.5.1 Methodik und Annahmen

Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens ist aufgrund von Zeit- und Budgetrestriktionen eine zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modellierung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg nicht möglich. Als Herangehensweise wurde somit eine jahresscharfe und statische Analyse des zugrundeliegenden Kraftwerksparks ausgewählt. Dem in Kapitel 3.5.2 vorgestellten Pfad bis 2040 liegen die Szenarien/Annahmen des bereits genehmigten Netzentwicklungsplanes 2035 [15], sowie die Annahmen aus dem bereits vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2037 [16] zugrunde. Als eine der wesentlichen Randbedingungen wurde der Kohleausstieg auf das Jahr 2030 terminiert (vgl. auch Kapitel 2).

Das Berechnungsmodell umfasst sowohl Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, als auch Industriekraftwerke und berücksichtigt für die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung die Einspeisung in die Fernwärmenetze (vgl. Kapitel 3.6). Die Emissionen der Stromerzeugung der Industriekraftwerke werden jedoch nicht in der Energiewirtschaft bilanziert, sondern in der Gesamtbilanz (vgl. Kapitel 3.14) den Industrieemissionen zugerechnet.

Den Berechnungen liegt die aktuelle Kraftwerksliste (Stand: 15. November 2021) [17] der Bundesnetzagentur für fossile Bestandskraftwerke als Ausgangsbasis zugrunde. Im Szenario werden Bestandskraftwerke über 10 MW entsprechend den Annahmen im NEP und Ankündigungen der Kraftwerksbetreiber stillgelegt, andernfalls nach angenommener Lebensdauer. Bei Gaskraftwerken, die Wärme auskoppeln, wird nach dem Erreichen der Lebensdauer von einer Nachrüstung ausgegangen. Systemrelevante Kraftwerke sind für die Dauer ihrer Relevanzausweisung ebenfalls erfasst. Im April 2022 stehen im Kraftwerkspark noch die steinkohlebefeuerten Kraftwerke Walheim, das Heizkraftwerk Heilbronn und ein Kraftwerksblock des Heizkraftwerks Altbach/Deizisau als Kraftwerke der Netzreserve bis 2023 zur Verfügung und bis 2025 auch Block 7 des GKM in Mannheim. Zur Abbildung des Anlagenbestands von Anlagen kleiner 10 MW wurden bis zum Jahr 2015 die Förderdaten des KWKG[2], sowie für die Folgejahre das Marktstammdatenregister ausgewertet.

Der größte Teil der Emissionen der Stromerzeugung resultiert aus der Kohleverstromung (2019: 78 %, 2020: 74 %). Durch den angenommenen Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 werden bis dahin die kohlebefeuerten Kraftwerke auf Gas umgestellt. Dadurch wird sich der Anteil von Gas an den Gesamtemissionen erhöhen, wohingegen sich der Anteil der Kohleemissionen an den Gesamtemissionen auf null im Jahr 2030 verringern wird. Mit der Stilllegung des Kernkraftwerksblocks Neckarwestheim II bis Ende 2022 wird der Ausstieg aus

[2] Die Förderdaten wurden nur bis 2015 berücksichtigt, weil in den Folgejahren in größerem Ausmaß KWK-Anlagen aus der Förderung ausgeschieden sind, nachdem die Förderhöchstdauer erreicht war.

der Kernenergie vollzogen sein (Nettostromerzeugung 2021: 10,5 TWh, Reststrommenge 2022: rund 9,7 TWh [18]).

Wie bereits im Koalitionsvertrag der Landesregierung als Ziel formuliert ist[3], wird im Szenario von einem Kohleausstieg bis 2030 ausgegangen. Im Gegenzug werden – wie auch schon im Koalitionsvertrag festgestellt – in den nächsten Jahren moderne Gaskraftwerke errichtet werden müssen. Im November 2021 standen in Baden-Württemberg **Steinkohlekraftwerke** (> 10 MW) im Umfang von 5,5 GW zur Verfügung. Aufgrund des angenommenen Kohleausstiegs werden dem Strommarkt in den kommenden acht Jahren sehr hohe Stromerzeugungskapazitäten entzogen, welche im Szenario zum Großteil durch den Fuel Switch hin zu Gas aufgefangen werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass sich die Auslastung des Kondensationsteils der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken bis zum Ende des Jahrzehnts gegenüber 2021 nahezu halbiert.

Die installierte Nettoleistung von **Erdgaskraftwerken** (> 10 MW) beträgt im Jahr 2020 1,1 GW. Nachdem im Jahr 2017 nach Angaben der BNetzA das erdgasbetriebene Rheinhafen-Dampfkraftwerk 4 in die Netzreserve überführt wurde, wurde die Genehmigung mittlerweile bis 2023 verlängert. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen scheint aber auch eine weitere Verlängerung der Genehmigung denkbar. Des Weiteren ist das Dampfkraftwerk Marbach am Neckar 2020 als systemrelevantes Kraftwerk durch die BNetzA ausgewiesen worden und ist somit ebenfalls vorübergehend bis 2023 in der Netzreserve [19]. Es ist für den Kraftwerkspark > 10 MW bekannt, dass der Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks in Karlsruhe bis Mitte 2022 zur Stilllegung bei der BNetzA angemeldet werden soll. Kraftwerksbetreiber sind nach § 13b Abs. 1 EnWG verpflichtet, mit einer Vorlaufzeit von mindestens 12 Monaten die Stilllegung anzuzeigen. Damit kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch mittelfristig weitere Kraftwerke frühzeitig stillgelegt werden. Entsprechende Ankündigungen der Kraftwerksbetreiber wurden im Szenario berücksichtigt.

Die bestehenden gasbetriebenen Kraftwerke sind zum Ersatz von Strom aus Kohlekraftwerken und zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität im System zwar notwendig, ersetzen im Szenario aber aufgrund der ambitionierten Zielsetzung zur Emissionsminderung den Wegfall von Leistung und Strommengen nur teilweise. Grundsätzlich wurde im Szenario der fossile Kraftwerksneubau auf erdgasbetriebene bzw. wasserstoffbetriebene Anlagen beschränkt[4]. Zur teilweisen Kompensation der ausscheidenden Kohlekraftwerksleistung werden ab dem Jahr 2025 auch Gas-Kondensationskraftwerke (Gasturbinen und Gas- und Dampfkraftwerke - GuD) zugebaut. Insgesamt werden bis 2038 1,9 GW Leistung durch Gas-Kondensationskraftwerke in den Kraftwerkspark aufgenommen. Bedingt durch die Annahme

[3] Der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien Baden-Württembergs vom Mai 2021 besagt: „Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030." Die exakt identische Formulierung findet sich im Koalitionsvertrag vom November 2021 der Regierungsparteien auf Bundesebene.

[4] Für Kraftwerksneubauten wird davon ausgegangen, dass diese „H_2-ready" sind und nach 2030 in zunehmendem Maße mit Wasserstoff betrieben werden können

des Kohleausstiegs bis 2030 und dem damit verbundenen Fuel Switch der noch bestehenden Steinkohlekraftwerke, wurden auf Basis der Ankündigungen der Betreiber (EnBW, GKM) der noch bestehenden Steinkohleblöcke die entsprechenden Kohleleistungen je nach Ankündigung in die Gasleistung überführt. Entsprechende Ankündigungen liegen für die Anlagen der EnBW in Altbach/Deizisau, Heilbronn und Stuttgart/Münster vor. Bereits 2021 ist der Wirbelschichtblock des Heizkraftwerks in Pforzheim von Steinkohle auf Erdgas umgestellt worden.

Für die KWK-Anlagen bis 10 MW wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angesetzt. Für einen Teil der ausscheidenden Anlagen wird ein Anlagenersatz angenommen[5]. Im Jahr 2020 waren 336 MW an fossilen **KWK-Anlagen im Leistungsbereich 1-10 MW** in Baden-Württemberg installiert. Im vorliegenden Szenario wird die Leistung der KWK-Anlagen der Größe 1-10 MW bis zum Jahr 2026 noch moderat auf 369 MW erhöht. Danach sinkt die installierte Leistung bis 2040 aufgrund des angesetzten Rückbaus auf 278 MW. Der Ausbau und der Ersatz von Bestandsanlagen erfolgt ausschließlich mit Erdgas-KWK bzw. im weiteren Verlauf perspektivisch dann auch mit wasserstofffähigen Anlagen.

Der Bestand an fossilen **KWK-Anlagen bis 1 MW** lag im Jahr 2020 bei rund 440 MW. Der Bestand wird dabei von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen dominiert, wohingegen Gas und Öl nur einen sehr kleinen Teil der installierten Leistung ausmachen. Für die weitere Entwicklung wird bis zum Jahr 2026 ein Anstieg der installierten Leistung auf knapp 500 MW unterstellt. Dieser Zubau resultiert aus einem angenommenen Neuanlagenzubau, welcher jedoch auf den Zeitraum bis 2030 beschränkt wurde und um 10 % pro Jahr sinkt.

Aufgrund des steigenden Fernwärmebedarfs wurden für Kohlekraftwerke bis 2030 sinkende Stromkennzahlen angesetzt und damit eine tendenzielle Verschiebung weg von der Strom-, hin zur Wärmebereitstellung unterstellt. Die Volllaststunden der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und KWK-Anlagen steigen bis 2025 aufgrund des wachsenden Fernwärmebedarfs zunächst an und gehen danach wieder zurück. Bei Gaskraftwerken und KWK-Anlagen wird von einem steigenden Wirkungsgrad im Anlagenbestand ausgegangen, da ausscheidende Anlagen im Rahmen der Setzungen zum Anlagenersatz durch effizientere Neuanlagen substituiert werden.

Gaskraftwerke werden auch 2040 noch betrieben werden, weil sie als flexible Ergänzung zu den erneuerbaren Energien benötigt werden. Es wird davon ausgegangen, dass diese 2040 vollständig mit **Wasserstoff** betrieben werden und ein entsprechender Hochlauf der Wasserstoffnutzung erfolgt. Der Hochlauf ist größenordnungsmäßig angelehnt an den H_2-Anteil im Jahr 2035 in [20].

[5] 1-10 MW: Ersatzquote sinkt auf 70 % bis 2030 und 50 % bis 2040; Anlagen bis 1 MW: Ersatzquote sinkt auf 50 % in 2030 und 30 % in 2040. Im Leistungsbereich 1 bis 10 MW wird aufgrund der Industriekraftwerke eine höhere Ersatzquote angenommen.

Bei der energetischen Nutzung von **Abfall** wird eine im Zeitverlauf sinkende Stromerzeugung zugunsten einer höheren Wärmeerzeugung und Einspeisung in die Fernwärmenetze angenommen. Die zugrundeliegenden Überlegungen und Annahmen wurden vom Vorgängervorhaben übernommen [21]. Die Emissionen der Müllheizkraftwerke gehören neben den Emissionen der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft sowie der Gebäude zu den Restemissionen, die nicht weiter gemindert werden können. Für die Prozessemissionen der Zementindustrie wird davon ausgegangen, dass die dort, in Form von großen Punktquellen entstehenden Emissionen bis 2040 durch die Nutzung von CCS vollständig abgeschieden und gelagert werden (vgl. Kapitel 3.3). Da auch die Müllheizkraftwerke größere Punktquellen darstellen, wird davon ausgegangen, dass die Müllheizkraftwerke der allgemeinen Versorgung bis 2040 auch CCS nutzen und an ein entsprechendes Netz zum CO_2-Abtransport angeschlossen sind.

Die **Windenergie an Land** wird im Zielszenario substanziell ausgebaut. Nach dem Einbruch des Bruttozubaus auf niedrige zweistellige Werte in den Jahren 2019/20 steigt der Zubau bis zum Jahr 2027 linear auf 700 MW an und verbleibt bis 2040 auf diesem Niveau. Zum Vergleich: Auf Bundesebene sollen die Ausbauraten bis zum Jahr 2027 auf eine Größenordnung von 10 GW pro Jahr steigen. Ausgangspunkt ist in diesem Fall ein Bruttozubau von rund 1,9 GW im Jahr 2021. Gemessen an den Zielwerten beliefe sich der auf Baden-Württemberg entfallende Anteil am Bruttozubau demnach auf rund 7 % – gegenüber einem Flächenanteil von 10 %. Um die ambitionierten Ausbauziele auf Landes- und Bundesebene zu erreichen, müssen unter anderem mehr Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung gestellt, Konflikte mit dem Natur- und Artenschutz gelöst sowie Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Die Entwurfslebensdauer der meisten Bestandsanlagen liegt bei 20 Jahren. Die tatsächliche Nutzungsdauer hängt dagegen von technischen, planungsrechtlichen und betriebswirtschaftlichen Aspekten ab. In der Praxis ist sowohl ein vorzeitiges Repowering als auch der Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus zu beobachten. Im Zielszenario wird eine Nutzungsdauer der Anlagen von 22 Jahren unterstellt. Angelehnt an [22] wird angenommen, dass die Volllaststunden der Neuanlagen ausgehend von rund 2.000 Stunden bis zum Jahr 2030 auf ein Niveau von 2.470 Stunden steigen. Der Zuwachs geht in erster Linie auf die Annahme weiter steigender Nabenhöhen zurück. Bis 2040 wird ein weiterer Anstieg der Volllaststunden auf 2.500 Stunden unterstellt.

Der Ausbau der **Photovoltaik** basiert auf den neuen Zielsetzungen des EEG 2023. Auf Bundesebene wird mit einem Ausbauziel von 215 GW PV im Jahr 2030 bzw. 400 GW im Jahr 2040 ein extrem ambitionierter Hochlauf verfolgt. Dies erfordert kurzfristig eine Steigerung des Bruttozubaus auf 22 GW ab dem Jahr 2026. Im EEG wird von einer hälftigen Aufteilung des Zubaus auf Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen ausgegangen. Der Hochlauf des PV-Zubaus für Baden-Württemberg wird getrennt nach Gebäude- und Freiflächenanlagen ermittelt. Für die Gebäudeanlagen wird von einem Anteil Baden-Württembergs von 15 % ausgegangen. Dies entspricht dem Landesanteil am aktuellen Zubau 2019 bis 2021. Für 2022 und 2023 wird von einem leicht höheren Anteil Baden-Württembergs ausgegangen, da erst ab 2024 vom Inkrafttreten einer bundesweiten PV-Pflicht ausgegangen wird, diese in

Baden-Württemberg aber schon in Kraft ist. Im Freiflächensegment wurden in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren vergleichsweise wenige Anlagen errichtet. Für das Ausbauszenario wird von einem sukzessiven Hochlauf bis 2030 auf einen Anteil von 10 % am bundesweiten FFA-Zubau ausgegangen. Dies entspricht dem Anteil Baden-Württembergs an der bundesweiten Landesfläche. Die Nutzungsdauer der Anlagen wird mit 25 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahrs angesetzt. Als Volllaststunden werden für Gebäudeanlagen 950 Stunden, für Freiflächenanlagen 1.000 Stunden angesetzt. Ab 2025 wird ein Rückgang von 0,2 % pro Jahr angesetzt, um das zunehmende Maß an Gleichzeitigkeit der PV-Stromerzeugung und damit perspektivisch der Abregelung abzubilden, womit die Volllaststunden bis 2040 auf 920 Stunden (Gebäude) bzw. rd. 970 Stunden (Freiflächenanlagen) sinken.

Aufgrund von Potenzialrestriktionen erhöht sich die Leistung von **Wasserkraftanlagen** ausgehend von rund 880 MW nur noch geringfügig auf 890 MW. Wenngleich im Anlagenbestand technische Maßnahmen zur Steigerung der Stromerzeugung zu erwarten sind, ist im Gegenzug von steigenden Wasserabgaben auszugehen. Für die Volllaststunden wird deshalb von einem konstanten langjährigen Mittel von 5.000 Stunden ausgegangen. [23]

Bei **Biogasanlagen** wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Anlagen, die die angenommene technische Lebensdauer erreicht haben (15 Jahre zuzüglich Inbetriebnahmejahr), stillgelegt werden und die andere Hälfte repowert wird (in diesem Fall Überbauung auf das doppelte der ursprünglichen elektrischen Leistung). Aufgrund der zunehmenden Überbauung im Anlagenbestand wird davon ausgegangen, dass die Volllaststunden ausgehend von rund 5.000 Stunden im Jahr 2020 auf 4.000 Stunden im Jahr 2030 und 2.500 Stunden im Jahr 2040 relativ deutlich zurückgehen.

Für **Holzheizkraftwerke** wird angesetzt, dass der der Bestand 2021 (rund 200 MW_{el}) langfristig erhalten bleibt. Im Kontext des Kohleausstiegs wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 150 MW_{el} zentrale Kraftwerkskapazität mit Einbindung in die Fernwärme als Kraftwerke der allgemeinen Versorgung errichtet werden. Die Auslastung der Holzheizkraftwerke sinkt bis 2030 auf 4.000 Stunden, bis 2040 jedoch auf 3.500 Stunden weniger stark, als bei dem dann stark überbauten Biogasanlagenbestand.

Die Nutzung von **Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken** bewegte sich zuletzt auf sehr geringen Niveau (rd. 30 GWh/a) und läuft im Szenario bis 2030 vollständig aus.

Die Annahmen zur **Stromerzeugung aus Tiefengeothermie** entsprechen denjenigen aus dem Vorgängervorhaben [21] mit einer Steigerung der installierten elektrischen Leistung auf rund 50 MW bis 2030 und 100 MW bis 2040. Als Volllaststunden wurden 8.000 Stunden angesetzt.

3.5.2 Ergebnisse

Installierte Leistungen und Stromerzeugung

Bei der Entwicklung der installierten Leistung (vgl. Tabelle 11) sind im Szenario drei wesentliche Entwicklungen absehbar. Erstens wird die konventionelle Erzeugungsleistung insgesamt aufgrund des bereits gesetzlich verankerten Kernenergieausstiegs sowie der Annahmen zum Kohleausstieg deutlich zurückgehen. Zweitens werden die Gaskapazitäten ausgebaut – H_2-ready, um bis zum Jahr 2040 den Betrieb der Gaskraftwerke vollständig auf Wasserstoff umzustellen. Drittens wird die Erzeugungskapazität der fluktuierend einspeisenden Energieträger Windenergie und insbesondere Photovoltaik bis 2040 massiv zunehmen.

Während die Leistung von Kohle- und Kernkraftwerken (2020 insgesamt 6,8 GW) im Szenario bis 2030 vollständig ausscheidet, steigt die Leistung der Erdgaskraftwerke auf 4,6 GW und damit nahezu das Doppelte der heutigen Leistung[6] an. Im Vergleich mit dem Netzentwicklungsplan 2021 für 2035 liegt die hier ausgewiesene Gasleistung in der Größenordnung des Szenarios B 2035. Im Szenariorahmenentwurf für den NEP 2037 liegt die installierte Leistung von Gas/Wasserstoff mit 3 GW jedoch deutlich niedriger.

Die installierte Leistung der Windkraftanlagen vervierfacht sich bis 2030 nahezu auf rund 6 GW und steigt bis 2040 weiter auf rund 12 GW. Der Anstieg bei der Photovoltaik ist – analog zu den Zielsetzungen auf Bundesebene – noch ambitionierter mit einem Ausbau auf knapp 25 GW im Jahr 2030 und 47 GW im Jahr 2040. Bei den übrigen Energieträgern werden vergleichsweise geringe Änderungen angenommen.

Die gesicherte Leistung (inkl. Pumpspeicherleistung aus Österreich) sinkt ausgehend von 11,4 GW (bzw. 13,3 GW inkl. PSK in Österreich) in 2020 auf 8,9 GW (bzw. 10,8 GW) in 2025 und 7,1 GW (bzw. 9 GW) in 2030 (siehe Tabelle 31 im Anhang)

Weitere Erläuterungen zu den einzelnen Ergebnissen sind unten angeführt.

[6] Für die aktuell in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke wurde von einer Stilllegung nach dem Ende der Systemrelevanzausweisung ausgegangen, weshalb die Kraftwerksleistung Erdgas (einschl. Mineralöl) bis 2025 zunächst leicht sinkt.

Tabelle 11: Entwicklung der installierten Leistung in GW

	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Kernenergie	2,7	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	5,5	5,5	4,1	0,0	0,0	0,0
Erdgas/Wasserstoff *	2,6	2,6	2,4	4,6	5,3	5,4
Windenergie	1,6	1,6	2,9	6,1	9,5	12,1
Photovoltaik	6,3	6,9	12,1	24,6	36,6	47,2
Wasserkraft	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Biomasse	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8
davon Biogasanlagen	0,58	0,62	0,64	0,57	0,51	0,45
davon Holzheizkraftwerke	0,20	0,20	0,20	0,35	0,35	0,35
Geothermie	0,0	0,0	0,01	0,05	0,08	0,10
Sonstige	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
Summe	**22,3**	**21,6**	**25,3**	**39,1**	**55,2**	**68,5**

* einschließlich Mineralöl

Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Kernenergie leistete im Jahr 2020 noch einen Beitrag von 25 % bzw. 11,1 TWh zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg. Mit der Stilllegung von Neckarwestheim II bis Ende 2022 geht das letzte Kernkraftwerk des Landes vom Netz. Auch die Bedeutung der **Steinkohle**, 2020 noch zweitwichtigster Energieträger bei der Stromerzeugung im Land, nimmt im Szenario kontinuierlich ab. Ausgehend von 8,8 TWh im Jahr 2020 bzw. 14,9 TWh 2021, werden im Jahr 2025 noch 6,7 TWh aus Steinkohle erzeugt, bevor im Jahr 2030 der Ausstieg aus der Kohleverstromung vollzogen sein wird. Zur anteiligen Kompensation der wegfallenden Kapazitäten und Gewährleistung der Flexibilität im Energiesystem nimmt neben dem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien zunächst auch die Bedeutung der Stromerzeugung aus Erdgas zu. Ausgehend von 3,9 TWh im Jahr 2020 steigt die Stromerzeugung aus Erdgas bis auf 7,0 TWh im Jahr 2030 an.

In den Folgejahren ist die Stromerzeugung aus **Erdgas** rückläufig, beläuft sich 2035 noch auf 4,5 TWh und ist im Jahr 2040 nur noch in einem sehr geringen Maß im Energiemix zu finden. Bedingt durch das Ziel der Klimaneutralität 2040 werden ab 2030 Erdgaskraftwerke nach und nach in zunehmendem Maße mit Wasserstoff betrieben.

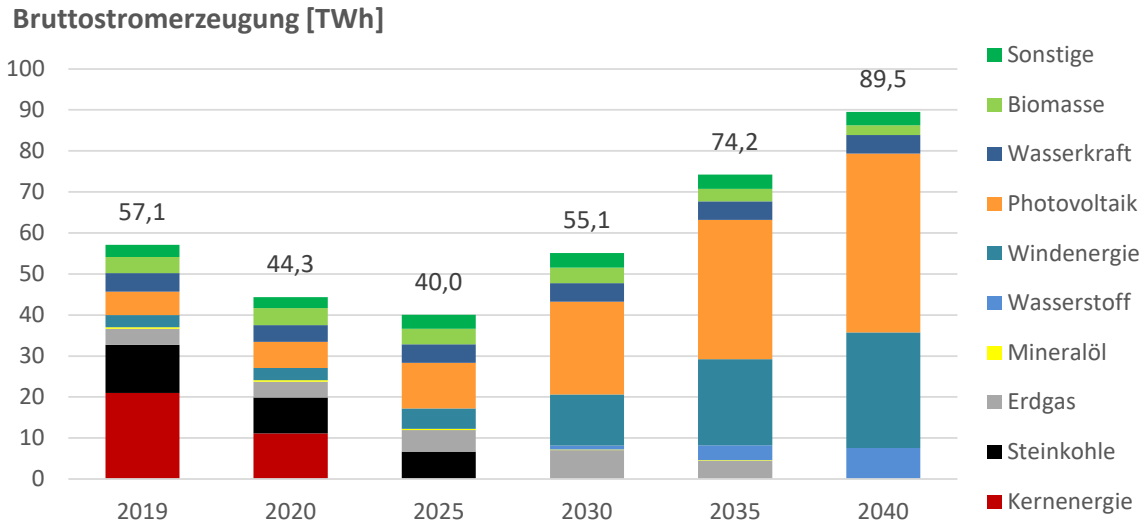


Abbildung 19: Entwicklung der Bruttostromerzeugung (vgl. auch Tabelle 30 im Anhang)

Die **KWK-**Stromerzeugung (Abbildung 20) aus Steinkohle und Erdgas im Leistungsbereich < 10 MW steigt von 2020 bis 2025 noch leicht an, sinkt dann aber gemäß den Ausstiegsszenarien auf null im Jahr 2030 (Kohle) bzw. 2040 (Erdgas). Dieselbe Entwicklung zeigt sich bei der Stromerzeugung aus Erdgas im Leistungsbereich > 10 MW. Im Zeitraum nach 2030 nimmt die Nutzung von Wasserstoff sukzessive zu.

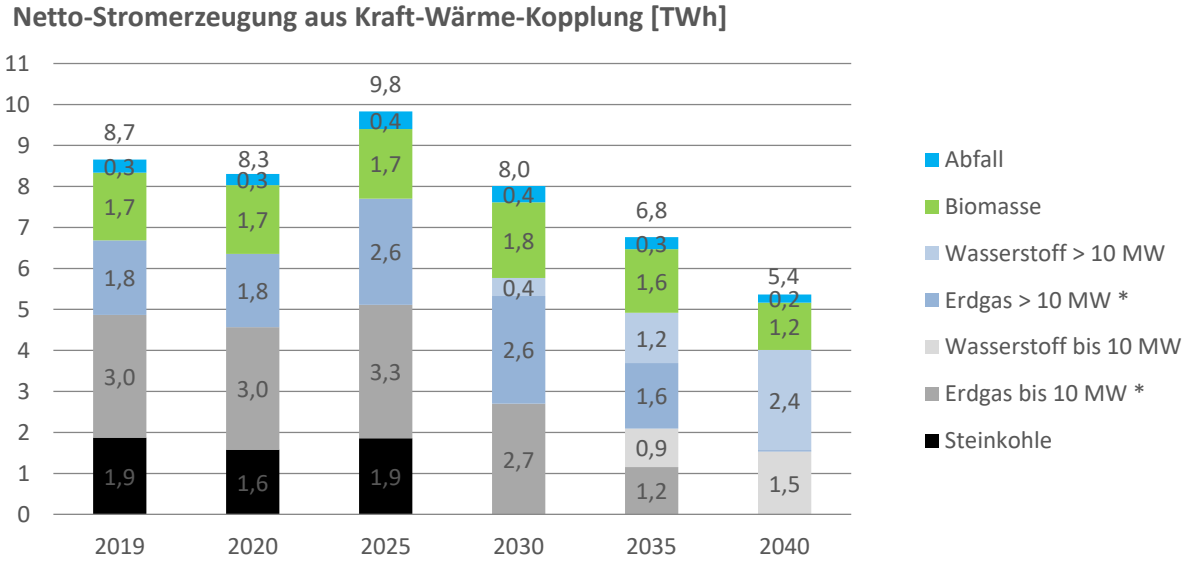


Abbildung 20: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung (inkl. Mineralöl; vgl. auch Tabelle 32 im Anhang)*

Die KWK-Stromerzeugung aus Biomasseanlagen wird ausgehend von 1,7 TWh im Jahr 2020 noch leicht auf 1,8 TWh im Jahr 2030 ausgebaut, sinkt bis 2040 jedoch auf 1,2 TWh ab. Für die KWK-Stromerzeugung aus Abfall ist ab 2040 ebenfalls ein Rücklauf zugunsten der Einspeisung in Wärmenetze angesetzt. Insgesamt steigt die KWK-Stromerzeugung ausgehend von 8,3 TWh 2020 auf 9,8 TWh im Jahr 2025 an. Bis 2040 sinkt die KWK-Stromerzeugung insgesamt auf 5,4 TWh.

Mit den oben beschriebenen Annahmen zum Hochlauf des **Photovoltaik**-Zubaus, angelehnt an die neuen Zielsetzungen auf Bundesebene, ergibt sich der in Tabelle 12 dargestellte jährliche Bruttozubaubedarf. Zur Einordnung ist der mittlere Jahreszubau im Zeitraum 2019 bis 2021 gegenübergestellt.

Tabelle 12: Mittlerer jährlicher Bruttozubau von Photovoltaikanlagen nach Segmenten pro Zeitraum in MW/a (gerundet)

Zeitraum	Gebäude	Freifläche	Summe
2019-2021	500	50	**550**
2022-2025	920	230	**1.150**
2026-2030	1.650	880	**2.530**
2031-2040	1.650	1.100	**2.750**

Im Bereich der PV-Gebäudeanlagen ist kurzfristig nahezu eine Verdopplung gegenüber den Zubauaktivitäten von 2019-2021 erforderlich und ab 2026 mehr als eine Verdreifachung, womit ab 2026 jährlich 1,65 GW Gebäudeanlagen installiert werden. Im Freiflächenbereich verläuft der Anstieg über einen längeren Zeitraum gestreckt. Der Anstieg ist jedoch aufgrund des relativ geringen Zubauniveaus am aktuellen Rand und der angenommenen Steigerung des Anteils am Bundeszubau auf bis zu 10 % prozentual betrachtet relativ hoch. Bis 2031 steigt der Zubaubedarf auf der Freifläche auf 1,1 GW pro Jahr. Zusammen mit den Gebäudeanlagen beträgt der Zubau ab 2031 2,75 GW pro Jahr.

Im Jahr 2040 sind im Szenario unter Berücksichtigung des Rückbaus von Altanlagen insgesamt 47,2 GW PV-Anlagen installiert, davon 30,7 GW Gebäudeanlagen und 16,6 GW Freiflächenanlagen (2030: 18,6 GW Gebäudeanlagen, 5,9 GW Freiflächenanlagen). Die geschätzte Flächeninanspruchnahme für den Freiflächenbestand im Jahr 2040 liegt in der Größenordnung von 16.600 Hektar[7], das entspricht 1,2 % der heutigen landwirtschaftlich genutzten Fläche Baden-Württembergs bzw. 0,5 % der Gesamtfläche Baden-Württembergs.

Die Stromerzeugung aus **Windenergie** steigt infolge des angesetzten Leistungszuwachses sowie der annahmegemäßen Erhöhung der Volllaststunden ausgehend von 2,9 TWh im Jahr 2020 auf 12,5 TWh in 2030 und weiter auf 28,2 TWh in 2040. Bei einem angenommenen Anstieg der mittleren Nennleistung von Neuanlagen auf 6 MW in 2030 bzw. 7 MW in 2040 sowie unter Berücksichtigung des Rückbaus wächst die Anzahl der installierten Windenergieanlagen von 758 WEA in 2021 auf eine Größenordnung von 1.400 WEA in 2030 bzw.

[7] Dabei wurde für Neuanlagen 2022 bis 2040 von einem mittleren Flächenbedarf von 1 ha/MW ausgegangen. Dies entspricht ungefähr der Flächeninanspruchnahme heutiger Neuanlagen und berücksichtigt keine weiteren Effizienzfortschritte oder eine stärkere Überbauung der Flächen. Wird für den Zubau 2022 bis 2040 von einem geringeren Flächenbedarf von 0,8 ha/MW ausgegangen, reduziert sich die gesamte Flächeninanspruchnahme des Freiflächenbestands 2040 auf rund 13.400 Hektar und damit knapp 0,4 % der Gesamtfläche Baden-Württembergs.

2.100 WEA in 2040. Der für den Ausbau erforderliche Flächenbedarf[8] liegt in der Größenordnung von 26.700 Hektar in 2030 (0,7 % der Landesfläche) bzw. 53.100 Hektar in 2040 (1,5 % der Landesfläche[9]). Die Abschätzung beruht auf einem mittleren Flächenbedarf von 4,4 ha/MW, der aus der Potenzialanalyse [24] des Landes abgeleitet wurde.[10] Der tatsächliche Flächenbedarf variiert in der Praxis stark und hängt unter anderem vom Zuschnitt der ausgewiesenen Flächen sowie der Anlagenkonfiguration ab.

Die Stromerzeugung aus **Biomasse**, überwiegend in Holzheizkraftwerken und Biogasanlagen[11], geht von insgesamt rd. 4,1 TWh (2021) bis 2030 auf 3,8 TWh und 2040 auf 2,4 TWh zurück. Diese Entwicklung setzt sich aus mehreren sich überlagernden Annahmen zusammen (vgl. Kapitel 3.5.1). Dem Ausbau der Holzheizkraftwerke um 150 MW_{el} steht ein rückläufiger Anlagenbestand im Biogasbereich sowie eine sinkende Auslastung aller Anlagen gegenüber.

Die Stromerzeugung aus **Abfall** (fossil und biogen) geht von rd. 0,9 TWh aufgrund des angenommenen Shifts hin zur Wärmeerzeugung bis 2040 um rund 60 % auf 0,3 TWh zurück. Die Stromerzeugung in Klärgas- und Deponiegasanlagen lag 2020 bei insgesamt rund 0,22 TWh, wovon 0,2 TWh auf Klärgasanlagen entfallen. Die Stromerzeugung aus Klärgasanlagen bleibt im Szenario bis 2040 auf konstanten Niveau, wohingegen die bereits auf niedrigem Niveau befindliche Erzeugung in Deponiegasanlagen um weitere 40 % sinkt.

Die Stromerzeugung aus **Wasserkraft** verharrt auf dem heutigen Niveau eines normalen Wasserjahres von rund 4,5 TWh.

Anlagen zur Nutzung von **Tiefengeothermie** steuern im Jahr 2030 knapp 0,4 TWh zur Stromerzeugung bei. Bis 2040 wächst der Beitrag auf 0,8 TWh und damit einen Anteil von rund 1 % an der Bruttostromerzeugung. Eine erhöhte Dynamik im Bereich der Tiefengeothermie könnte in den kommenden Jahren durch die parallele Gewinnung von Lithium aus dem Thermalwasser entstehen[12].

---

8 Eine allgemeingültige Definition zum Flächenbedarf von Windenergieanlagen existiert nicht. Die vorliegende Abschätzung bezieht sich auf die Leistung, die sich innerhalb eines für die Windenergie ausgewiesenen Gebiets unter Wahrung von Abstandsvorgaben zwischen den Anlagen im Mittel installieren lässt. Der Umfang dauerhaft versiegelter bzw. teilversiegelter Flächen und damit nicht anderweitig nutzbarer Flächen ist erheblich geringer.

9 Zusammen mit der Flächeninanspruchnahme für PV-Freiflächenanlagen läge die gemeinsame Flächeninanspruchnahme im Jahr 2040 bei 2 % der Landesfläche.

10 Aufbauend auf dem Windatlas Baden-Württemberg 2019 wurde im Rahmen der Potenzialanalyse eine Fläche von rund 220.000 ha als bezüglich der Windhöffigkeit geeignet eingestuft. Auf dieser Fläche ließen sich den Berechnungen zufolge 12.000 Referenzanlagen mit einer Nabenhöhe von 160 m, einem Rotordurchmesser von 150 m und einer Nennleistung von 4,2 MW installieren.

11 Die Nutzung von Pflanzenöl-BHKW zur Stromerzeugung lag zuletzt bei lediglich ca. 30 GWh/a und läuft im Szenario bis 2030 vollständig aus.

12 Entsprechende Erprobungen erfolgen bereits in der Geothermieanlage Bruchsal [25].

Emissionen

Da die Emissionen der Stromerzeugung aus Industriekraftwerken dem Industriesektor zugeordnet werden, sind nachfolgend nur die stromseitigen Emissionen der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung angeführt.

Die Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung war im Jahr 2019 für CO_2-Emissionen in Höhe von 10,0 Mio. t verantwortlich. Mit fast 90 % entfällt der mit Abstand größte Teil auf die Kohleverstromung. Durch den angesetzten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 wird deshalb ein relativ großer Minderungsbeitrag erreicht. Ausgehend von einem vergleichsweise geringen Emissionsniveau von 0,6 Mio. t. CO_2 steigen die Emissionen der Erdgasverstromung im Zuge des Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten auf ein Maximum von 1,6 Mio. t CO_2 relativ stark an (jedoch weniger stark als die Stromerzeugung durch die angenommenen Wirkungsgradsteigerungen). Die Emissionen der Stromerzeugung aus Abfall sinken deutlich, steigen jedoch im Wärmebereich durch die angenommene Verschiebung hin zur Fernwärmeerzeugung. Es wurde angenommen, dass die Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilem Abfall bis zum Jahr 2040 mittels abgeschieden werden.

Damit trägt der Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung bis 2030 eine Emissionsminderung von annähernd 13 Mio. t CO_2 bzw. 88 % gegenüber 1990 bei. Im Vergleich zu 2019 beträgt die Minderung 8,2 Mio. t CO_2 bzw. 82 %.

Tabelle 13: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung aus Kraftwerken der allgemeinen Versorgung (ohne Industriekraftwerke) nach Energieträgern in Mio. t CO_2

	1990	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Steinkohle		8,8	6,6	4,8	0,0	0,0	0,0
Erdgas		0,6	0,6	0,9	1,6	0,8	0,0
Mineralöle		0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall/Sonstige**		0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,0
Insgesamt	**14,7**	**10,0**	**7,8**	**6,1**	**1,8**	**1,0**	**0,0**
Änderung ggü. 1990		-31 %	-47 %	-59 %	-88 %	-93 %	-100 %
Änderung ggü. 2019			-22 %	-39 %	-82 %	-90 %	-100 %

* 2020 vorläufige Werte

** 2040: CCS für Müllheiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung

Strombilanz

Ausgehend von rund 72 TWh im Jahr 2019 steigt der Bruttostromverbrauch nach dem pandemiebedingten Rückgang 2020 zunächst auf rund 88 TWh (+22 %) in 2030 und bis zum Jahr 2040 um 54 % auf 111 TWh an. Der Anstieg geht auf die zunehmende Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren zurück (vgl. die jeweiligen Ergebnisse für die Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie). Beim Stromverbrauch im Umwandlungssektor sind zwei gegenläufige Effekte zu beobachten: aufgrund des Kernenergie- und Kohleausstiegs geht der Kraftwerkseigenverbrauch bis 2030 deutlich zurück. Dieser Effekt wird von steigenden Netzverlusten durch einen im Zeitverlauf deutlich steigenden Stromverbrauch überlagert.

Im Szenario sinkt die Bruttostromerzeugung aufgrund des Kernenergie- und Kohleausstiegs bis 2030 deutlich. Die kurzfristig wegfallenden rund 10 TWh/a von Neckarwestheim II können zunächst nicht über zusätzliche Erzeugungsmengen aus Gaskraftwerken, Photovoltaik- und Windenergieanlagen kompensiert werden. Nach 2025 übersteigen die zusätzlichen Erzeugungsmengen der erneuerbaren Energien den Rückgang der konventionellen Erzeugung. Damit steigen die Netto-Stromimporte zunächst auf ein Maximum von knapp 36 TWh/a deutlich an und sinken bis 2040 auf ein Niveau von rund 22 TWh/a.

Ausgehend von einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 41 % im Jahr 2020 steigt der Anteil der erneuerbaren Energien auf 82 % im Jahr 2030 bzw. 98 % im Jahr 2040. Langfristig verbleiben nur noch geringe konventionelle Strommengen, die aufgrund des bis dahin erfolgten Ersatzes fossilen Erdgas durch Wasserstoff auf die Stromerzeugung aus dem nicht biogenen Anteil des Abfalls zurückzuführen sind. Gemäß der heutigen Systematik wird die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken nicht zu den erneuerbaren Energien gezählt.

Tabelle 14: Strombilanz des Zielszenarios

[TWh/a]	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Endenergieverbrauch Strom	63,4	58,6	69,7	81	91,6	101,5
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	8,7	7,1	5,9	6,9	8,0	9,5
Bruttostromverbrauch	**72,1**	**65,8**	**75,6**	**87,9**	**99,6**	**111,0**
Änderung ggü. 2019		-9 %	5 %	22 %	38 %	54 %
Bruttostromerzeugung	**57,1**	**44,3**	**40,0**	**55,1**	**74,2**	**89,5**
Konventionelle Stromerzeugung	37,7	24,6	12,9	7,8	5,0	0,2
Erneuerbare Energien**	17,7	18,1	25,2	45,4	67,3	87,4
Pumpstromerzeugung	1,6	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9
Import (Import-Export-Saldo)	14,9	21,4	35,6	32,8	25,4	21,5
Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung	31 %	41 %	63 %	82 %	91 %	98 %

* 2020 vorläufige Werte

** einschl. Wasserstoff, ohne Pumpstromerzeugung

3.6 Fernwärme

Als Fernwärme wird die in Heiz- oder Heizkraftwerken erzeugte Wärme bezeichnet, die über Leitungen an Dritte abgegeben wird (in diesem Sinne genutzte Nahwärme ist auch enthalten) [26]. Die unten dargestellte Fernwärmebereitstellung bis 2040 basiert auf den Ergebnissen der Nachfragesektoren Gebäude und Industrie und berücksichtigt Netzverluste in der Größenordnung von 10 %.

Der Fernwärmebedarf (und dementsprechend die Fernwärmeerzeugung) steigt gemäß dem Szenario für den Gebäude- und Industriebereich bis 2040 insgesamt um rund 70 % gegenüber 2019 an. Es kann im Rahmen des Vorhabens jedoch nicht quantifiziert werden, in welchem Maße die Fernwärmenetze ausgebaut bzw. neue errichtet werden müssen, um die angenommene Nachfrage abzudecken. Es kann jedoch gefolgert werden, dass einerseits die Zahl der an Fernwärmenetze angeschlossenen Kunden steigt (vgl. Kapitel 3.2 zu Gebäuden) und andererseits sowohl ein Aus-, als auch Neubau von (Fern)Wärmenetzen erforderlich sein wird.

Zur Abdeckung des Fernwärmebedarfs wurden für die Fernwärmeerzeugung (vgl. Abbildung 21 und Tabelle 33 im Anhang) folgende Annahmen getroffen:

- Zur Deckung des Anstiegs der Fernwärmenachfrage im Zielszenario von Gebäude- und Industriesektor um knapp 20 % bis 2025 wird angesetzt, dass
    - die Stromkennzahl in Kohlekraftwerken zurückgeht, d.h. weniger Strom erzeugt und im Gegenzug mehr Wärme eingespeist wird,
    - mehr Wärme aus Gas-KWK-Anlagen erzeugt wird und der Brennstoffeinsatz in Gasheizwerken erst nach 2025 signifikant sinkt,
    - ein Ausbau der Wärmeeinspeisung aus Biomasseheizwerken erfolgt und
    - im Jahr 2025 erste Großwärmepumpen in der Fernwärme genutzt werden (2025: 0,3 TWh, d.h. 3 Großwärmepumpen mit 20 MW_{th} und 5.000 Volllaststunden).
- Nach 2025 steigt die Fernwärmeerzeugung weiter, bis 2040 um rund 2,4 % pro Jahr. Aufgrund des Kohleausstiegs sind bis 2030 in erheblichem Umfang weitere Wärmemengen zu mobilisieren. Folgende Annahmen wurden getroffen:
    - Aufgrund des ambitionierten Emissionsminderungsziels muss auch die Strom- und Wärmeerzeugung aus Gas-KWK-Anlagen bis 2030 zurückgehen. Der Gaseinsatz in Heizwerken halbiert sich bis 2030 gegenüber 2019.

- Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 acht Tiefengeothermieanlagen zur Wärmeerzeugung (jeweils 35 MW_{th}, 5000 Volllaststunden[13]) errichtet werden und damit im Jahr 2030 rund 1,3 TWh bereitgestellt werden[14].
- Einen weiteren signifikanten Beitrag leistet der Ausbau von 150 MW_{el} Holzheizkraftwerken, die in Fernwärmenetze einspeisen sowie der angenommene Shift bei den Müllheizkraftwerken weg von der Strom-, hin zur Wärmeerzeugung.
- Der Ausbau der Großwärmepumpen setzt sich fort. Sie tragen 2030 mit 2,9 TWh rund 17 % zur Fernwärmeerzeugung bei.
- Knapp 0,2 TWh Wärme stammen 2030 aus großen Solarwärmeanlagen mit insgesamt 0,5 Mio. m² Kollektorfläche.

- Für den Zeitraum 2030 bis 2040 wurden folgende Annahmen getroffen:
  - Es wird ein Hochlauf der Wasserstoffnutzung angesetzt, um bis 2040 fossiles Erdgas vollständig zu ersetzen.
  - Aufgrund von zunehmenden Überschüssen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und damit einhergehenden negativen Strompreisen wird nach 2030 Strom verstärkt direkt in Elektrokesseln zur Wärmebereitstellung für Fernwärmenetze genutzt.
  - Die Nutzung der Biomasse in Heizwerken bleibt auf dem Niveau des Jahres 2030, während die Einspeisung aus KWK-Anlagen aufgrund geringerer Auslastung rückläufig ist.
  - Die Nutzung der Tiefengeothermie wird bis 2040 weiter ausgebaut, auf einen Beitrag von 2,5 TWh/a Wärme.
  - Solarthermie trägt im Jahr 2040 rund 0,9 TWh zur Fernwärmebereitstellung bei. Dafür ist eine Kollektorfläche von annähernd 2,3 Mio. m² erforderlich.
  - Die Restemissionen der Wärmeerzeugung aus Abfall werden mittels CCS abgeschieden und anschließend abtransportiert und gelagert (vgl. auch die Annahmen für die Stromerzeugung aus Abfall in Kapitel 3.4.1).

[13] Für das jeweilige Inbetriebnahmejahr wird von einer unterjährigen Inbetriebnahme und nur 50 % der angesetzten Volllaststunden ausgegangen. Weiterhin wird für die Hälfte der Anlagen angenommen, dass diese im Sommer im Umfang von 2.000 Volllaststunden zusätzlich Strom erzeugen (4,4 GWh/a pro Anlage).

[14] Eine erhöhte Dynamik im Bereich der Tiefengeothermie könnte in den kommenden Jahren durch die parallele Gewinnung von Lithium aus dem Thermalwasser entstehen Entsprechende Erprobungen erfolgen bereits in der Geothermieanlage Bruchsal [8].

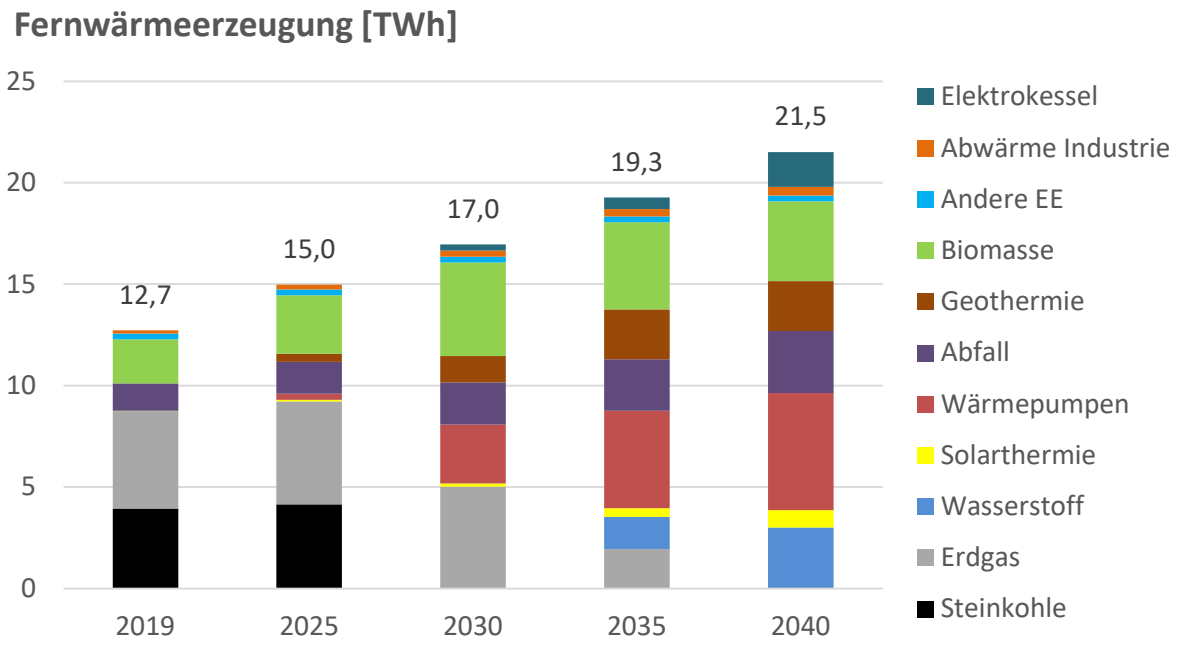


Abbildung 21: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (vgl. auch Tabelle 33 im Anhang)

Da die Nutzung der Fernwärme nach 1990 ausgeweitet wurde, sind die Emissionen seither gestiegen. Im Szenario liegen die Emissionen im Jahr 2030 rund 25 % unter denen des Jahres 1990. In Relation zum Bezugsjahr 2019 beträgt die Minderung bis 2030 46 %. Im Szenario ist die Fernwärme bis zum Jahr 2040 emissionsfrei, da die Steinkohlenutzung ausläuft (bereits bis 2030), Wasserstoff die Nutzung von Erdgas substituiert und die verbleibenden Emissionen aus den Müllheizkraftwerken der allgemeinen Versorgung mittels CCS abgeschieden und eingelagert werden.

Tabelle 15: CO_2-Emissionen der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in Mio. t CO_2

	1990	2019	2025	2030	2035	2040
Steinkohle		1,2	1,1	0,0	0,0	0,0
Erdgas		0,9	0,9	0,8	0,3	0,0
Mineralöle		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall*		0,4	0,5	0,6	0,7	0,0
Insgesamt	**2,0**	**2,6**	**2,5**	**1,4**	**0,9**	**0,0**
Änderung ggü. 1990		30 %	28 %	-30 %	-52 %	-100 %
Änderung ggü. 2019			-2 %	-46 %	-63 %	-100 %

* 2040: CCS für Müllheiz(kraft)werke

3.7 Raffinerien

In Baden-Württemberg gibt es eine Raffinerie, die Mineralölraffinerie in Karlsruhe (kurz MiRO). Diese zählt mit einer Rohölverarbeitungskapazität von 14,9 Mio. t zu den größten Raffinerien in Deutschland und versorgt die gesamte Region, auch über Baden-Württemberg hinaus mit Mineralölprodukten wie Benzin, Diesel und Heizöl (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22: Raffinerie-Standorte und Rohölpipelines in Deutschland (Quelle: [27])

Der Rolle der Raffinerien sowie ihrem Energieeinsatz steht ein tiefgreifender Wandel bevor. Dieser verlangt von den Raffinerien völlig neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und Technologien zu nutzen. Entsprechend ist die zukünftige Rolle des Raffineriesektors hochgradig unsicher. Die hier dargestellten Ergebnisse stellen lediglich eine mögliche Richtung dar.

Abbildung 22 zeigt die Entwicklung beim Bezug ausgewählter Energieträger. Die verarbeitete Menge an Rohöl nimmt entsprechend der Transformation in den Nachfragesektoren schnell ab und liegt bereits im Jahr 2030 etwa 40 % unter dem Niveau von 2019.

Zukünftige Aktivitätsfelder der Raffinerien könnten sich stärker auf die Bereitstellung von CO_2-neutralen Produkten für die Grundstoffchemie oder synthetische Energieträger z. B. für den Flugverkehr konzentrieren. Unter der Annahme, dass der Raffineriesektor in Baden-Württemberg langfristig etwa 200.000 t PtL Produkte sowie etwa 200.000 t Chemieprodukte wie Olefine produziert, ergeben sich die Bedarfe an Methanol und Wasserstoff wie in Tabelle

16 gezeigt. Dabei wurde angenommen, dass ein Teil des Methanols direkt bezogen wird und ein anderer Teil am Standort auf Basis von Wasserstoff synthetisiert wird.

Tabelle 16: Energieeinsatz ausgewählter Produkte im Raffineriesektor

	Einheit	2019*	2025	2030	2035	2040
Methanol	kt Methanol	-	50	239	426	713
Wasserstoff	TWh	-	-	0,7	5,0	7,3
Strom	TWh	0,61	0,52	0,37	0,25	0,04
Rohöl	Mtoe	14,8	12,64	8,81	5,92	0,45

* 2019 Werte aus der Energiebilanz Baden-Württemberg

Tabelle 17 zeigt die resultierende Entwicklung der CO_2-Emissionen der Raffinerie. In den letzten 20 Jahren, von 1990 bis 2019 sind die Emissionen im Mittel auf dem gleichen Niveau geblieben. Im Szenario ist eine schnelle Reduktion der Emissionen zu erkennen. Bereits bis 2030 liegen die Emissionen in etwa 40 % unter dem Niveau von 2019 und 1990. 2040 sind die Emissionen nahezu komplett vermieden. Dies ist auf den schnellen Ausstieg aus der Nutzung von Heizöl, Diesel und Benzin in den Nachfragesektoren zurückzuführen. Der Rückgang bei den CO_2-Emissionen entspricht dem Rückgang beim Rohöleinsatz.

Tabelle 17: CO_2-Emissionen im Raffineriesektor in Mio. t CO_2

	1990	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Raffinerie insgesamt	2,5	2,5	2,3	2,1	1,5	1,0	0,1
Änderung ggü. 1990		-0,4 %	-6 %	-15 %	-41 %	-60 %	-97 %
Änderung ggü. 2019			-6 %	-15 %	-40 %	-60 %	-97 %

* 2020 vorläufige Werte

3.8 Zusammenfassung der sektoralen Energieszenarien

Nachfolgend werden die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen sektoralen Energieszenarien zusammengeführt. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Zielszenario nach Sektoren. Beim direkten Vergleich mit den Angaben aus den vorigen Abschnitten ist zu berücksichtigen, dass die Energieverbräuche der Kategorie „Sonderverkehr“ (Maschinen und Geräte) in der Energiebilanz nicht dem Verkehrssektor, sondern den Sektoren GHD und Haushalte zugerechnet werden. Hierdurch kann es zu geringen Differenzen kommen.

Der größte Anteil des Energieverbrauchs entfällt in allen Jahren auf den Haushaltssektor, danach folgt in den ersten Jahren der Betrachtung der Verkehrssektor, gefolgt von den Sektoren Industrie und GHD. Bis auf den Industriesektor sinkt der Energieverbrauch in allen

Sektoren über die Jahre deutlich, während er in der Industrie bis 2040 aufgrund des angesetzten Wirtschaftswachstums nur leicht um 9 % gegenüber 2019 zurückgeht. Der Verbrauch der Sektoren Haushalte und GHD sinkt im selben Zeitraum um 28 % bzw. 21 %, der des Verkehrs sogar um ca. zwei Drittel. Insgesamt ist ein Rückgang um knapp 35 % zu verzeichnen.

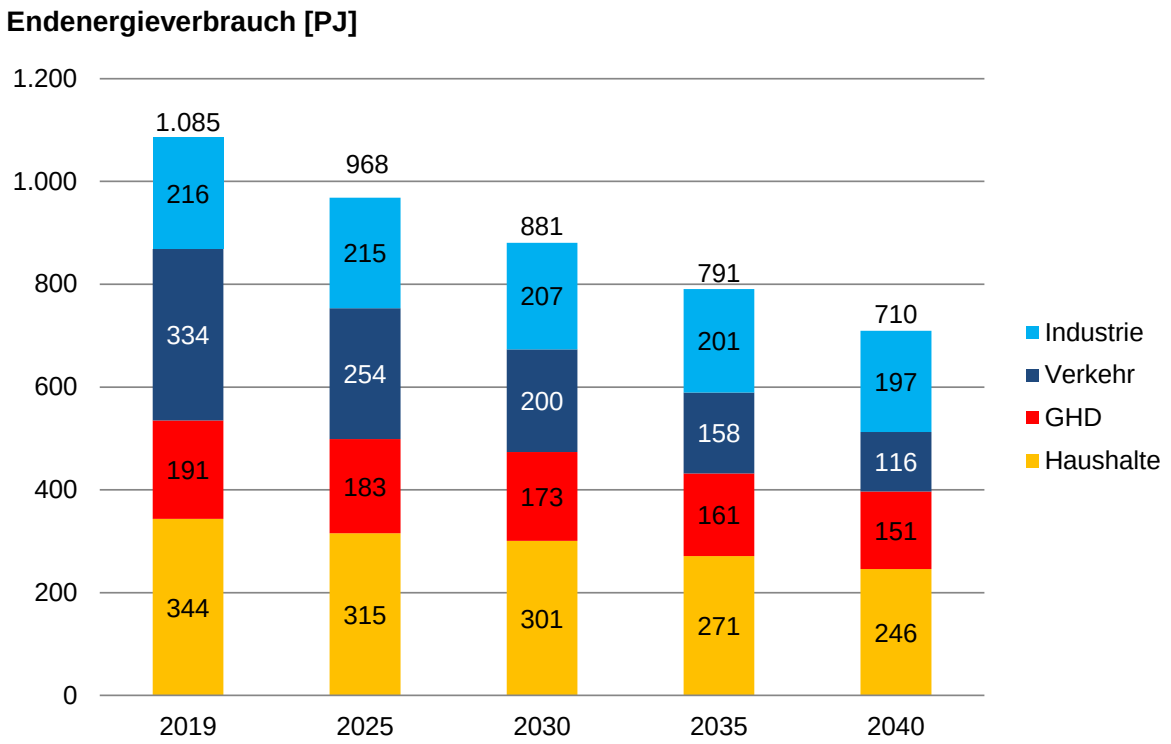
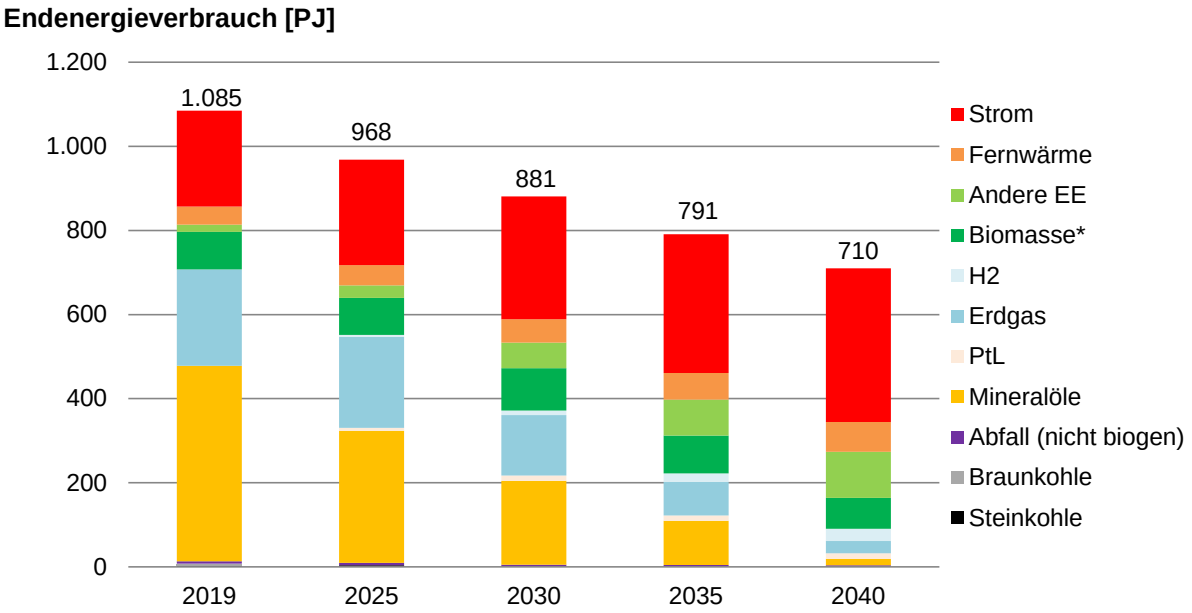


Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Zielszenario

Neben dem Rückgang des Gesamtverbrauchs ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs durch starke Verschiebungen bei den eingesetzten Energieträgern gekennzeichnet, die Abbildung 24 illustriert (vgl. auch Tabelle 26 im Anhang). Während im Jahr 2019 der größte Teil des Verbrauchs durch Mineralölprodukte, Erdgas und Strom gedeckt wird, ist die Entwicklung in den Folgejahren durch die, alle Sektoren durchziehende, Elektrifizierung geprägt. Hierdurch sinken die Verbräuche von Mineralölprodukten und Erdgas stark, während der Einsatz von Strom erheblich zunimmt. Daneben wachsen auch die Anteile von anderen erneuerbaren Energiequellen und Fernwärme deutlich. Der Einsatz von Biomasse steigt zunächst bis zum Jahr 2030 an, sinkt aber bis 2040 wieder auf das Ausgangsniveau. Ein Aufwuchs beim Endenergieverbrauch von Wasserstoff und PtL zeichnet sich ab dem Jahr 2025 ab. Beim alleinigem Blick auf den Endenergieverbrauch erreicht dieser bis 2040 allerdings nur ein vergleichsweise niedriges Niveau, erhöht sich jedoch deutlich bei Berücksichtigung der Verbräuche im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien, siehe unten).



* einschließlich Biokraftstoffe

Abbildung 24: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario

Der gesamte Bedarf an synthetischen Energieträgern im Zielszenario steigt bis 2040 deutlich an (vgl. Abbildung 25 und Tabelle 29 im Anhang)[15]. Dabei wächst der Wasserstoffverbrauch deutlich stärker als der von PtL. Berücksichtigt wurde neben der oben angeführten Nutzung in den Verbrauchssektoren auch der Bedarf im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien). Insgesamt sind im Jahr 2040 110 PJ Wasserstoff und 29 PJ PtL erforderlich[16].

Der Strombedarf zur Herstellung der benötigten Wasserstoffmengen mittels Wasserelektrolyse bewegt sich in einer Größenordnung von 6 TWh im Jahr 2030 und 40 TWh im Jahr 2040. Unter Annahme von 8.000 Volllaststunden erfordert die Produktion eine Elektrolysekapazität von geschätzt 0,7 GW 2030 bzw. 5 GW 2040. Neben der direkten Verwendung wird Wasserstoff auch für die Herstellung der ermittelten PtL-Mengen benötigt. Für dessen Bereitstellung per Elektrolyse fallen schätzungsweise weitere 11 TWh an Stromverbrauch im Jahr 2030 bzw. 17 TWh im Jahr 2040 an. Zur Einordung: der Bruttostromverbrauch beträgt im Zielszenario 111 TWh im Jahr 2040. Damit liegt er bereits ohne den Stromverbrauch, der zur Herstellung der angeführten Wasserstoff- und PtL-Mengen erforderlich wäre (57 TWh), rund 54 % über dem Stromverbrauchsniveau von 2019.

15 Nicht berücksichtigt sind dabei die Bedarfe für den von Baden-Württemberg abgehenden internationalen Luftverkehr.

16 Für 2045, dem Zieljahr für Klimaneutralität auf Bundesebene, liegt der bundesweite Wasserstoffbedarf laut aktueller Szenarien zwischen rund 860 und 1.650 PJ (BDI: 240 TWh [28], Agora 265 TWh [4], dena 458 TWh [29]).

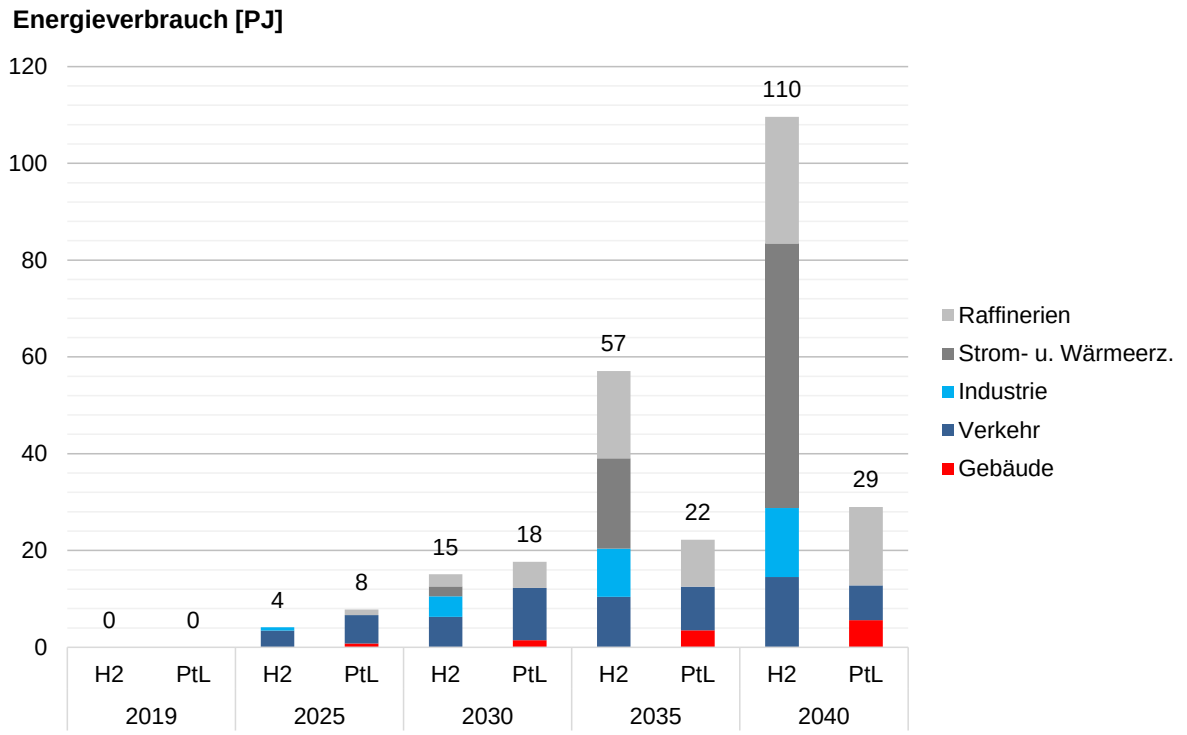


Abbildung 25: Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff und PtL nach Sektoren im Zielszenario

Im Rahmen dieses Vorhabens ist allerdings keine Aussage darüber möglich, ob und inwieweit synthetische Energieträger in Baden-Württemberg bereitgestellt werden (vgl. auch den in Kapitel 2 angeführten weiteren Untersuchungsbedarf). Im Fall eines entsprechenden Betriebs von Elektrolyseuren im Land könnte theoretisch die anfallende Abwärme auch für die Bereitstellung von Fernwärme genutzt werden, über mögliche Energiemengen ist hier allerdings keine Aussage möglich.

3.9 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

Im Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderungen und Forstwirtschaft (LULUCF-Sektor) werden flächenbezogene Emissionen inklusive Holzprodukte abgebildet. Von der Landfläche Baden-Württembergs entfallen im Jahr 2019 1,35 Mio. ha auf Wald, 1,36 Mio. ha auf Acker- und Grünland, 0,04 Mio. ha auf Feuchtgebiete und 0,40 Mio. ha auf Siedlungsflächen. An der bundesweiten Landfläche hat Baden-Württemberg einen Anteil von 8,9 %. Die Waldfläche in Baden-Württemberg liegt aber mit 12,3 % über und die Acker- und Grünlandfläche und die Feuchtgebiete unter dem deutschlandweiten Durchschnitt (Tabelle 18).

Tabelle 18: Vergleich der Fläche in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019 in Mio. ha

	Baden-Württemberg	Deutschland	Anteil
Wald	1,35	11,01	12,3 %
Ackerland	0,86	12,62	6,8 %
Grünland	0,50	6,77	7,4 %
Feuchtgebiete	0,04	0,74	6,0 %
Siedlungen	0,40	4,61	8,6 %
Summe	**3,16**	**35,75**	**8,9 %**

Quelle: Bereitgestellte Daten des Thünen-Instituts auf Basis von [30]

In Baden-Württemberg war der LULUCF-Sektor im Jahr 2019 mit -7,53 Mio. t CO_2-Äq. eine Senke (Tabelle 19). Dabei standen den Quellen von 0,96 Mio. t CO_2-Äq. Senken in Höhe von -8,49 Mio. t CO_2-Äq. gegenüber. Die Senkenleistung resultiert vor allem aus der CO_2-Fixierung auf der Waldfläche von -7,45 Mio. t CO_2-Äq. und zu geringeren Mengen aus CO_2-Festlegungen im Grünland und im Holzproduktspeicher.

Tabelle 19: Vergleich der THG-Bilanz in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019 in Mio. t CO_2-Äquivalenten

	Baden-Württemberg	Deutschland	Anteil
Wald	-7,45	-57,03	13,1 %
Ackerland	0,55	17,00	3,2 %
Grünland	-0,59	18,23	-3,2 %
Feuchtgebiete	0,20	4,88	4,1 %
Siedlungen	0,21	4,34	4,8 %
Holzproduktspeicher	-0,45*	-4,15	10,8 %
Sonstige	0,00	0,27	0,0 %
Summe Senken	**-8,49**	**-61,18**	**13,9 %**
Summe Quellen	**0,96**	**44,72**	**2,1 %**
Summe LULUCF	**-7,53**	**-16,46**	**--**

Quelle: Bereitgestellte Daten des Thünen-Instituts auf Basis von [30]

* Die THG-Bilanz des Holzproduktspeichers liegt für Baden-Württemberg nicht vor. Als Abschätzung wurde berechnet: Holzproduktspeicher Baden-Württemberg = Holzproduktspeicher Deutschland * Holzentnahme Baden-Württemberg / Holzentnahme Deutschland.

Im Vergleich zu den deutschlandweiten THG-Emissionen im LULUCF-Sektor zeigt sich, dass vor allem auf Acker- und Grünlandflächen die Quellen in Baden-Württemberg niedrig sind. Dies ist darin begründet, dass die Emissionen im Acker- und Grünland zu einem großen

Anteil aus organischen Böden[17] stammen [30], in Baden-Württemberg aber nur geringe Flächenanteile an organischen Böden vorliegen. Aufgrund der vorteilhaften Flächenkulisse mit hohen Waldanteilen und geringen Flächen auf organischen Böden hat Baden-Württemberg an den deutschlandweiten Senken einen Anteil von etwa 14 %, an den deutschlandweiten Quellen aber nur von etwa 2 % (Tabelle 19). Diese Situation ist bei der Einordnung der Ergebnisse zum LULUCF-Sektor zu berücksichtigen.

In den Jahren 2018 bis 2020 traten extreme Bedingungen als Kombination aus Trockenheit, Sturm und Käferkalamitäten auf, die zu starken Schäden bzw. natürlichen Störungen in den Wäldern in Baden-Württemberg führten [31]. Die Auswirkungen auf die Senkenleistung der Waldfläche kann noch nicht abschließend bilanziert werden, da Datenerhebungen wie die Bundeswaldinventur 4 (BWI-4) nicht abgeschlossen sind. Hinzu kommen Unsicherheiten, wie stark die Störungen aus 2018 bis 2020 sich auf die Waldentwicklung der nächsten Jahre und ggf. bis 2040 auswirken und ob und wie häufig vergleichbare Extreme auftreten werden. Diesen Unsicherheiten werden in der Abbildung der Senkenleistung des Waldes in dieser Studie Rechnung getragen.

3.9.1 Methodik und Annahmen

Die Folgende Modellbeschreibung wurde aus [32] übernommen und im Hinblick auf die für Baden-Württemberg verwendete Datengrundlage angepasst.

LULUCF-Modellierung

Die Flächenentwicklungen im LULUCF-Sektor sowie Emissionsquellen und -senken werden mit dem LULUCF-Modell FABio-Land[18] des Öko-Instituts modelliert. In FABio-Land sind alle Landnutzungskategorien abgebildet, die in der deutschen Berichterstattung berücksichtigt sind: Wald, Ackerland, Grünland, Gehölze (Hecken etc.), terrestrische Feuchtgebiete, Gewässer, Torfabbau, Siedlungen und sonstige Flächen. Die Flächen werden nach mineralischen und organischen Böden, sowie neuen Flächen (Übergangszeit 20 Jahre) und bestehenden Flächen (älter als 20 Jahre) differenziert. Zudem ist in FABio-Land die Flächenkategorie „Wiedervernässte Moorstandorte“ aufgenommen. Hier können für Acker- und Grünland auf organischen Böden und für Torfabbauflächen unterschiedliche Vernässungsintensitäten über Wasserstufen (mäßig feuchtes Moorgrünland (WS 2) bis nasses Moorgrünland (WS 5)) eingestellt werden. Eine Nutzung der vernässten Flächen ist möglich (z. B. Paludikultur). Außerdem wird die Flächenkategorie „Kurzumtriebsplantage“ angegeben. Als weitere Kategorie werden Holzprodukte ausgewiesen.

Die historischen Emissionsfaktoren zu den Flächenkategorien werden als deutschlandweite Mittelwerte aus den CRF-Tabellen verwendet [30]. Die Flächenänderungskoeffizienten für

[17] Moorböden, Moorfolgeböden und Anmoore

[18] Forestry and Agriculture Biomass Model

Baden-Württemberg stammen vom Thünen-Institut[19]. Für die Flächenkategorie wiedervernässte Moorstandorte werden die Emissionskoeffizienten je Wasserstufe aus [33] angenommen.

Als Ausgangspunkt wird die historische Entwicklung der Flächennutzung (Flächenänderungskoeffizienten) und der zugehörigen Emissionen je Flächenkategorie (Emissionsfaktoren) fortgeschrieben. Dabei hat sich für die Emissionsfaktoren in bisherigen Arbeiten der Mittelwert der letzten fünf Jahre als sinnvoller Kompromiss zwischen der Nutzung aktueller Daten und der Vermeidung einer hohen Variabilität erwiesen. Berechnungen in FABio-Land erfolgen mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr. In dieser Studie werden Ergebnisse bis zum Jahr 2040 dargestellt. Um die Auswirkung von Maßnahmen in Szenarien zu modellieren, können auf dieser Basis durch ein Steuerungsmodul die Flächenänderungen einzelner Flächenkategorien angesteuert werden (z. B. Umbruchverbot für Grünland, anteilige Wiedervernässung von Ackerland auf organischen Böden). Zudem besteht die Möglichkeit, Emissionsfaktoren über die Zeitachse zu verändern (z. B. Änderung der Waldbewirtschaftung ohne Flächenumwandlung).

Emissionen für die lebende Biomasse der Waldfläche[20] und für langlebige Produkte werden nicht direkt in FABio-Land modelliert, sondern es können über eine Schnittstelle Ergebnisse aus externen Modellen eingelesen werden (z. B. WEHAM des Thünen-Instituts, SIFOP, FABio-Forest). In dieser Studie werden Ergebnisse aus SIFOP (s. u.) in die LULUCF-Modellierung integriert. Die Treibhausgasbilanz von Holzprodukten kann ebenfalls aus einer externen Quelle eingelesen oder direkt in FABio-Land fortgeschrieben werden.

Eine zweite Schnittstelle übergibt Daten zur Flächenentwicklung von Ackerland, Grünland und vernässten Flächen an das Agrarmodell LiSE (siehe Kap. 3.10 Landwirtschaft), um so eine Konsistenz zwischen den beiden Modellen zu gewährleisten.

Als wichtigste Ausgabeparameter von FABio-Land sind zu nennen:

- Flächenkulisse und Flächenänderungen (Mio. ha je Flächenkategorie) und,
- THG-Emissionen (Mio. t CO_2-Äq. je Flächenkategorie).

Wald-Modellierung

In [34] wird das Fortschreibungstool "simple forest projection tool“ (SIFOP) entwickelt. Mit SIFOP kann die Entwicklung der Treibhausgasbilanz der lebenden Biomasse der Waldfläche in Abhängigkeit von der Holzentnahme und von Annahmen zur Intensität von Waldschäden bzw. natürlicher Störungen fortgeschrieben werden.

19 Nicht veröffentlichte Daten des Thünen-Instituts mit einer jährlichen Auflösung.

20 Alle übrigen Emissionsfaktoren im Wald wie für Boden, Totholz und Streu werden auf Basis der historischen Entwicklung fortgeschrieben.

SIFOP baut auf das aktuelle Treibhausgasinventar aus dem Jahr 2021 [30] auf, in dem als methodische Weiterentwicklung die Emissionen der lebenden Biomasse der Waldfläche mit dem Holzeinschlag in einen Zusammenhang gestellt werden.

In Abbildung 26 sind der Holzeinschlag und die Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche für den Zeitraum von 2002 bis 2007 mit starken Störungen (2002: Orkan Janette, 2003: Dürre, 2007: Orkan Kyrill) und von 2008 bis 2017 mit geringeren Störungen dargestellt. Der Begriff „Störungen“ umfasst Störungen durch Windwurf, Käferkalamitäten und Trockenheit, aber auch Wachstumsdepressionen aufgrund ungünstiger Witterungsbedingungen. Die Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche und der Holzeinschlag zeigen für beide Zeiträume einen starken linearen Zusammenhang, der aus der angewandten Methode im Treibhausgasinventar resultiert.

Mit diesem aus historisch berichteten Daten abgeleiteten Zusammenhang kann die Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche in Abhängigkeit von Holzeinschlag und angenommenen Störungen geschätzt werden (Abbildung 26): Wird mehr Holz eingeschlagen, verringert sich die Senkenleistung der Waldfläche. Wird weniger Holz eingeschlagen, steigt die Senkenleistung der Waldfläche. Zudem zeigt sich, dass in dem Zeitraum mit starken Störungen die generelle Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche geringer ist als in dem Zeitraum mit geringen Störungen. Aus diesem Zusammenhang werden Störungssituationen abgebildet und in SIFOP integriert:

- In Jahren mit geringen Störungen kann eine hohe Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche erwartet werden (Datenbasis 2008 bis 2017).
- Mittlere Störungen: Es wird eine Intensität der Störungen angenommen, die im Mittel zwischen der Situation von geringen und starken Störungen liegt (eigene hypothetische Annahme).
- In Jahren mit starken Störungen ist die zu erwartende Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche deutlich geringer (Datenbasis 2002 bis 2007).
- Sehr starke Störungen: Es wird eine Situation angenommen, die durch stärkere Störungen als in den Jahren 2002 bis 2007 geprägt ist, aber noch eine geringe Senkenleistung erreicht (eigene hypothetische Annahme).
- Extreme Störungen: Es wird angenommen, dass extreme Störungen dazu führen, dass die lebende Biomasse keine Senkenleistung erbringt (eigene hypothetische Annahme).

Da für die Jahr 2018 und 2019 noch die Datenerhebungen aus der BW-4 ausstehen und daher wenig belastbar sind, sind diese Jahre in der Herleitung in SIFOP nicht berücksichtigt.

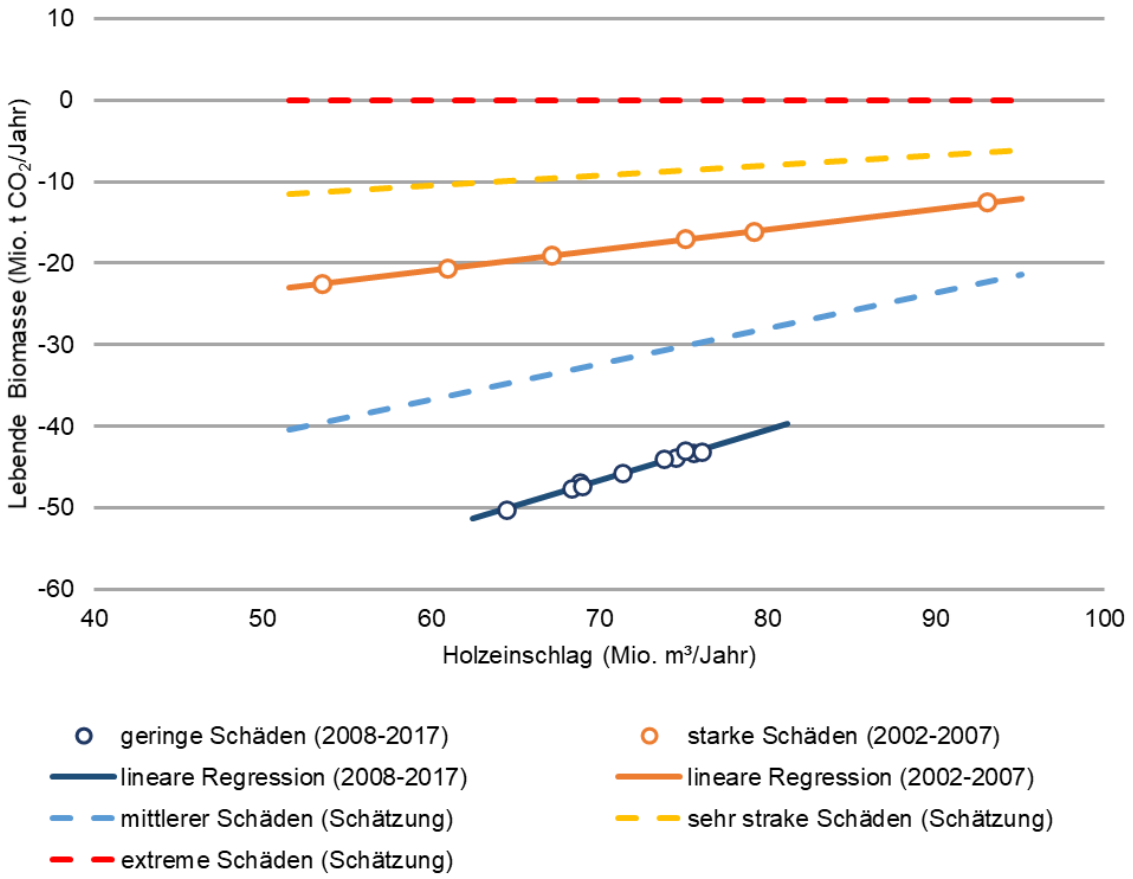


Abbildung 26: Zusammenhang zwischen Holzeinschlag und Änderungen der lebenden Biomasse auf der Waldfläche in Deutschland ausgedrückt in CO_2-Emissionen/m³

Quelle: Darstellung in [34]

Die Fortschreibung in SIFOP berücksichtigt keine räumlichen Unterschiede in Deutschland und auch keine dynamische Veränderung der Waldbestände entlang der Zeitachse. Ein Vergleich der Daten für Baden-Württemberg mit den deutschlandweiten Daten zeigte, dass sich der Zusammenhang in SIFOP mit hinreichender Genauigkeit auf Wälder in Baden-Württemberg anwenden lässt. Bei einer mittleren Holzentnahme für Baden-Württemberg von 8,5 m³/ha ergeben sich folgende Senkenleistungen für die lebende Biomasse auf der Waldfläche: 4,3 t CO_2/ha bei geringen Störungen; 3,0 t CO_2/ha bei mittleren Störungen; 1,7 t CO_2/ha bei starken Störungen; 0,9 t CO_2/ha bei sehr starken Störungen; 0,0 t CO_2/ha bei extremen Störungen. Für diese vereinfachten Annahmen nimmt die Unsicherheit der Fortschreibung entlang der Zeitachse zu und SIFOP sollte nicht für eine Fortschreibung über das Jahr 2050 hinaus verwendet werden.

Annahmen

Folgende Annahmen wurden für die Modellierung des LULUCF-Sektors in Baden-Württemberg getroffen:

- Siedlungsflächen: es wird angenommen, dass die Netto-Flächenneuinanspruchnahme bis 2030 auf 2,5 ha pro Jahr und bis 2035 auf 0 ha pro Jahr abnimmt.

- Moorbodenschutz:
    - Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten organischen Böden: 30 % bis 2030 (60 % Teilvernässung, 40 % Vollvernässung), 56 % bis 2040 (20 % Teilvernässung, 80 % Vollvernässung)[21]
    - Der Torfabbau wird bis zum Jahr 2040 eingestellt (sehr geringe Flächen in Baden-Württemberg).
- Dauergrünland wird erhalten (Netto-Bilanz von Acker- und Grünland auf mineralischen Böden ist ausgeglichen).
- Auf Ackerland auf mineralischen Böden werden Agroforstsysteme neu angelegt: 4.000 ha bis 2030 und 7.000 ha bis 2040.
- Für die Entwicklung der Waldsenke werden als Varianten die Annahme geringer, mittlerer, starker und sehr starker Störungen berechnet. In Abwägung der zukünftigen Unsicherheiten und den lokalen Gegebenheiten wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber entschieden, dass für den Wald in der Gesamtbilanz die Variante starke Störungen verwendet wird.
- Für den Holzproduktspeicher wird erwartet, dass vermehrt langlebige Holzprodukte verwendet werden. Im Modell wird angenommen, dass sich der Holzproduktspeicher von 0,45 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2019 um 33 % auf 0,6 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2040 erhöht.

3.9.2 Ergebnisse

Die Veränderung der Flächenkulisse in Baden-Württemberg ist für die Flächentypen, die im LULUCF-Sektor unterschieden werden, in Tabelle 20 zusammengestellt. In Summe sind nur geringe Flächenveränderung bis zum Jahr 2040 zu beobachten. Die Waldfläche nimmt über den gesamten Zeitraum kontinuierlich zu. Die Siedlungsfläche erhöht sich bis 2030 deutlich und bleibt dann konstant. Im Gegenzug nehmen Acker- und Grünlandflächen ab. Hinzu kommt hier, dass Ackerland und vor allem Grünland auf organischen Böden wiedervernässt und Ackerland auf mineralischen Böden zu Agroforstsystemen werden (Tabelle 20).

[21] Teilvernässung = mäßig feuchtes Moorgrünland, feuchtes Moorgrünland und feucht bis sehr feuchtes Moorgrünland; Vollvernässung = sehr feuchtes Moorgrünland und nasses Moorgrünland [33]

Tabelle 20: Flächenentwicklung in 1.000 ha

	1990	2019	2025	2030	2035	2040
Wald	1.342	1.369	1.373	1.376	1.381	1.385
Ackerland	1.098	951	945	940	935	933
Agroforst, neu angelegt	0	0	1	4	6	7
Grünland	693	725	706	693	686	680
Feuchtgebiete	50	59	59	60	60	60
Wiedervernässte Fläche	0	0	4	8	12	15
Siedlungen	416	497	513	520	521	521
Sonstiges Land	2	0	0	0	0	0
Insgesamt	**3.601**	**3.601**	**3.601**	**3.601**	**3.601**	**3.601**

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung in FABio-Land

Wie bereits für das Jahr 2019 beschrieben (Tabelle 19) wird die THG-Bilanz des LULUCF-Sektors in Baden-Württemberg stark von der Senkenleistung der Waldfläche geprägt. In Abbildung 27 ist die historische Entwicklung dieser THG-Bilanz bis zum Jahr 2019 dargestellt. Gut zu erkennen ist die Periode von 2002 bis 2007 mit starken Störungen, in der die Senkenleistung der Waldfläche geringer ausfiel, und die Periode 2008 bis 2017 mit geringen Störungen und höheren Senkenleistungen auf der Waldfläche (vgl. auch Abbildung 26).

In der Modellierung bis zum Jahr 2040 zeigt sich, dass die Emissionen der Ackerfläche abnehmen, da Flächen auf organischen Böden wiedervernässt und Agroforstsysteme angelegt werden (Abbildung 27). Auch die THG-Bilanz der Grünlandflächen verbessert sich durch die Wiedervernässung und der Holzproduktspeicher nimmt entsprechend der Modelleinstellung zu. Die Emissionen der Siedlungsfläche verringern sich, da über die Zeitachse weniger Flächen neu zu Siedlungen umgewandelt werden.

Für die Entwicklung der THG-Bilanz der Waldfläche wurden vier Varianten gerechnet, die sich ausschließlich in der Annahme zur Entwicklung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche unterscheiden (Abbildung 27 a-d). Alle übrigen Einstellungen zur Entwicklung der Flächenkulisse, zu den Emissionen den anderen Flächentypen und zu den Parametern Boden, Totholz und Streu auf der Waldfläche wurden nicht verändert. Wie zu erwarten, beeinflusst die Annahme zur Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche die THG-Bilanz des LULUCF-Sektors deutlich stärker als Entwicklungen in den übrigen Flächenkategorien. Die Spannbreite dieser vier Varianten, und damit der Unsicherheit in der Entwicklung der Senkenleistung der Waldfläche, liegt in der Größenordnung von 5 Mio. t CO_2-Äq. (vgl. Überblick in Abbildung 28).

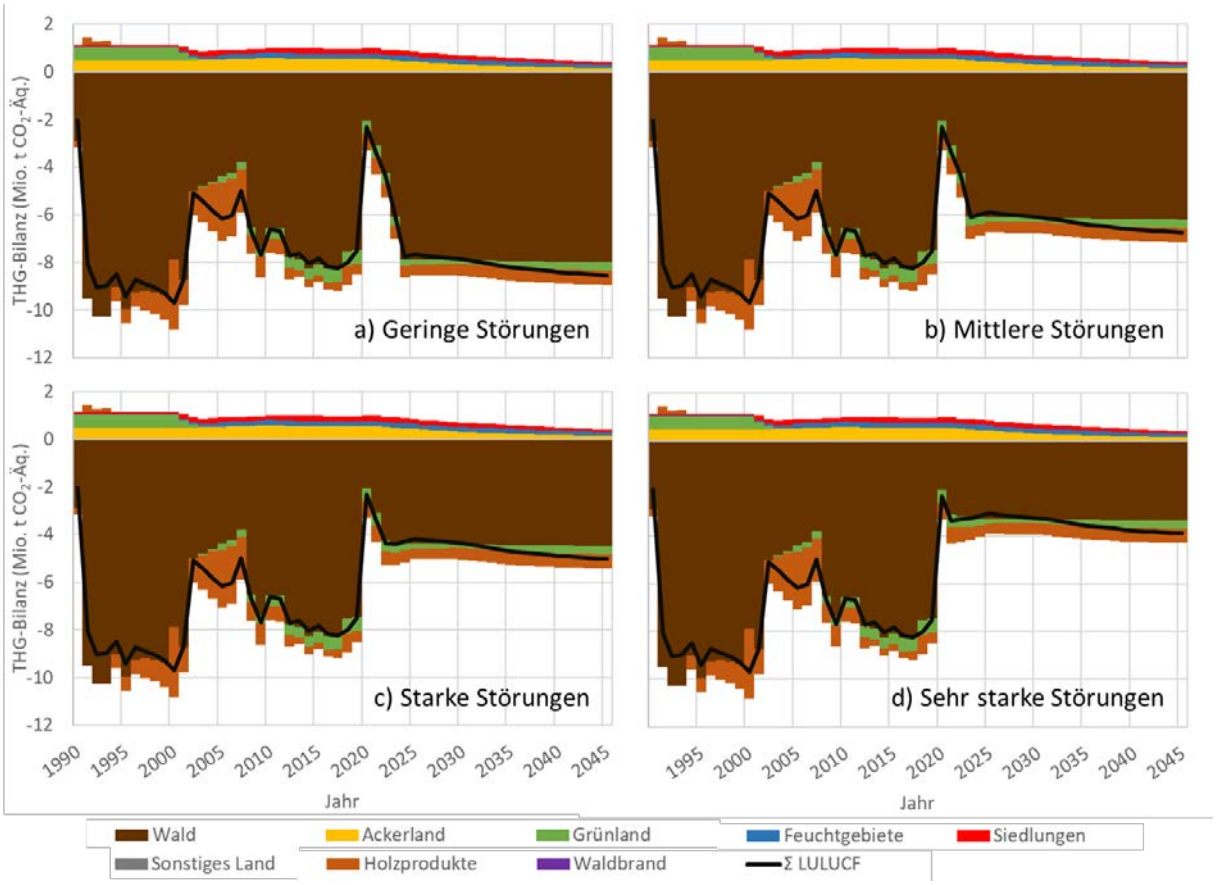


Abbildung 27: Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor für unterschiedliche starke natürliche Störungen im Wald

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung in FABio-Land

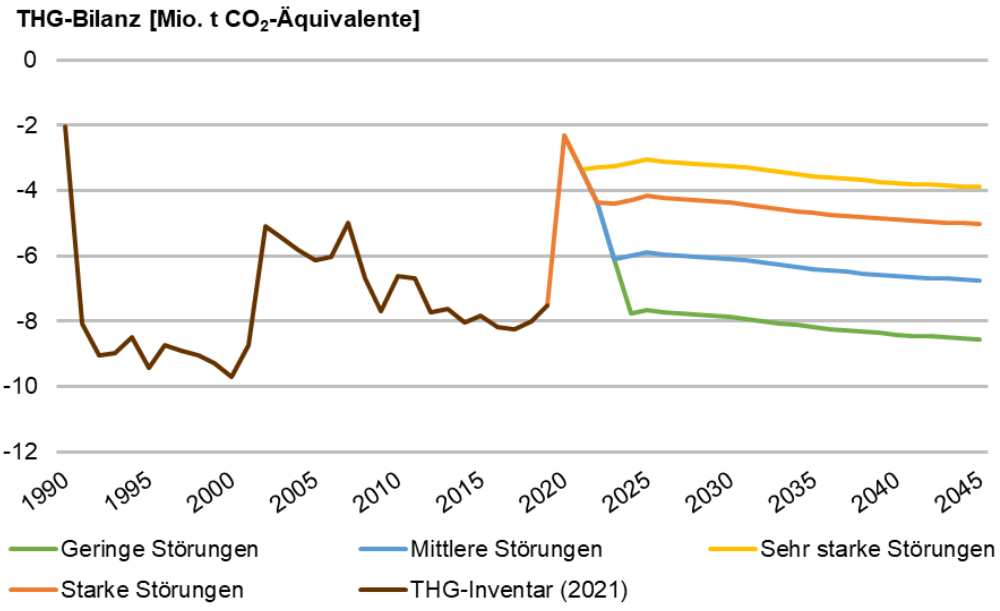


Abbildung 28: Zusammenfassende Darstellung der Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor für unterschiedliche starke natürliche Störungen im Wald

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung in FABio-Land

Es ist nicht zu erwarten, dass sich bis zum Jahr 2040 eine Senkenleistung wie in den Jahren 2008 bis 2017 einstellt (Abbildung 27 a, geringe Störungen). Auch ist nicht zu erwarten, dass es kontinuierlich zu sehr starken Störungen kommt, die höher liegen als in den Jahren 2002 bis 2007 (Abbildung 27 d). Als ein realistischer Korridor wird eine Senkenleistung in den nächsten zwei Jahrzehnten erwartet, die zwischen einer mittleren und einer starken Störung liegt (Abbildung 27 b und c). Als konservative Annahme wird in der Gesamtbilanz für Baden-Württemberg für den LULUCF-Sektor die Variante „Starke Störungen“ angenommen (Abbildung 27 c und Tabelle 21).

Tabelle 21: Entwicklung der Treibhausgasbilanz im LULUCF-Sektor unter der Annahme von starken Störungen im Wald in Mio. t CO_2-Äquivalenten

	1990	2019	2025	2030	2035	2040
LULUCF-Sektor	**-2,0**	**-7,5**	**-4,2**	**-4,4**	**-4,7**	**-4,9**

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung in FABio-Land

Deutschlandweit wird mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz [35] für das Jahr 2040 eine Senkenleistung im LULUCF-Sektor von -35 Mio. t CO_2-Äq. verlangt. Da Baden-Württemberg einen hohen Waldanteil und geringe Flächenanteile an organischen Böden aufweist, sollte Baden-Württemberg einen größeren Anteil an der Senkenleistung beitragen als z. B. norddeutsche Bundesländer, deren Beitrag vorrangig in der Reduzierung der Emissionsquellen aus organischen Böden bestehen muss. Um diese Wechselwirkung auf Bundesebene abzubilden, verlangt es einer deutschlandweiten Modellierung, die zugleich nach Bundesländern differenziert. Dies konnte in der vorliegenden Studie nicht geleistet werden. Im politischen Prozess sollte zwischen den Bundesländern vereinbart werden, welche Zielerreichung im LULUCF-Sektor jedes Bundesland beisteuert, um die LULUCF-Ziele auf Bundesebene zu erreichen.

3.10 Landwirtschaft

3.10.1 Methodik und Annahmen

Im Landwirtschaftssektor überwiegen die Methan- und Lachgasemissionen aus biologischen Prozessen in den Böden und in der Tierhaltung. Im Gegensatz zu den übrigen Wirtschaftssektoren können diese nur bedingt mit technischen Maßnahmen verringert werden. Aus diesem Grund wird erwartet, dass die Landwirtschaft zukünftig der Sektor mit den höchsten Restemissionen sein wird. Zur Erreichung der Klimaneutralität dürfen diese zusammen mit den verbleibenden Emissionen nicht höher ausfallen als die zur Verfügung stehenden Senken bzw. negativen Emissionen. Diese orientieren sich hier an den natürlichen Senken[22].

[22] Wie hoch die Bedeutung der natürlichen Senken und deren Schutz ist, wird daran deutlich, dass das KSG des Bundes für diesen Sektor als einzigen bereits Ziele bis 2045 ausgewiesen hat (40

Die Modellierung des Sektors ist mit dem Landwirtschaftsmodell LiSE des Öko-Instituts erfolgt (vergl. Modellbeschreibung in [32]). Für dieses Vorhaben ist das Modell für Baden-Württemberg angepasst worden. Es werden, soweit vorhanden, die landespezifischen Annahmen und Emissionsfaktoren aus dem Methodenbericht [36] verwendet. Die Annahmen zu den drei wichtigsten Quellgruppen werden im Folgenden erläutert:

Aktuell bilden die Emissionen aus der enterischen Verdauung (enterische Fermentation) mit 42 % die größte Quelle in der Landwirtschaft Baden-Württembergs, die wiederum zu mehr als 90 % auf die Milchkühe und Rinder zurückzuführen sind. Für diese gibt es bisher sehr eingeschränkt wirksame Handlungsoptionen im Bereich von Herdenmanagement, Fütterung, Zucht und Rassenwahl (diese liegen im Bereich von etwa 10 %). Futterzuschlagsstoffe („Methanpille“) mit methanmindernder Wirkung werden zwar weltweit erprobt, doch ist bisher keine verlässliche, dauerhafte Reduzierung publiziert, die hier zugrunde gelegt werden könnte. Diese Option wird hier daher außer Acht gelassen. Auch führen Leistungssteigerungen zu einer Verringerung der Emissionen pro produzierter Einheit Milch[23]. Bei unverminderter oder gar steigender Gesamtproduktion ist dieser Effekt jedoch nicht ausreichend, um die erforderliche Reduktion zu erreichen. Weiterhin ist diese Leistungssteigerung nur auf hochproduktiven Grünlandstandorten aus dem Grundfutter zu erzeugen, während die Leistungssteigerung auf extensiveren Standorten v.a. mit einer Erhöhung des Ackerfutters zu erreichen ist. Das steigert die Flächenkonkurrenz, was grundsätzlich nicht erstrebenswert ist. Zusätzlich könnte dieser Weg auch im Konflikt zu den Zielen der Ausweitung des Ökolandbaus in Baden-Württemberg stehen. Insbesondere aus diesen Zusammenhängen zur enterischen Fermentation wird in diesem Szenario zur Erreichung der Treibhausgasneutralität eine Verringerung des Tierbestands unterstellt, der gemeinsam mit einer Veränderung der Ernährungsgewohnheiten einhergeht (siehe am Ende dieses Kapitels).

Ebenfalls direkt mit der Tierhaltung verbunden sind die Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement. Das umfasst die Emissionen im Stall, sowie die Emissionen aus der Lagerung von Mist und Gülle, die heute 16 % der Treibhausgase in der Landwirtschaft des Landes ausmachen. Durch bauliche Maßnahmen im Stall (z. B. Bodenkonstruktion, Güllekühlung, Luftfilter) sowie durch ein häufigeres Abschieben der Exkremente in die Lager, können die Emissionen im Stall verringert werden. Demgegenüber steht ein Anstieg der indirekten THG-Emissionen durch einen Wechsel der letzten Anbindeställe zu Laufställen. Zu den Ställen (Haltungsverfahren in Kombination mit dem Untergrund) liegen keine landesspezifischen Daten vor, weshalb hier auf die nationalen Daten des Thünen Instituts zurückgegriffen wird, für die eine Trendfortschreibung vorgenommen wird [36]. Bei der Wirtschaftsdüngerlagerung ist insbesondere der Anteil vergorener und gasdicht gelagerter Exkremente bzw. Gärreste relevant. Mit Blick auf die kleinstrukturierten Betriebe des Landes wird hier eine geringere

Mio. t CO_2-Äq.), die den Restemissionen (37,5 Mio. t CO_2-Äq.) in Artikel 3a direkt gegenübergestellt werden.

[23] Die Emissionen des Grundumsatzes der Tiere können auf eine größere Produktionsmenge umgelegt werden.

Quote angenommen als das Maßnahmenprogramm zum Klimaschutzplan des Bundes [37] für Gesamtdeutschland vorsieht. Durch die Ausweitung des Ökolandbaus ist davon auszugehen, dass der Weideanteil in der Milchkuh- und Rinderhaltung gegenüber heute etwas ansteigt.

Die Emissionen aus der Bodennutzung umfassen 36 %, welche durch die Stickstoffdüngung der Böden entstehen. Die Gesamtmenge der eingesetzten Dünger und damit der ermittelten Emissionen verändert sich dabei über die Zeit aufgrund verschiedener Aspekte. Besonders relevant sind hier die Höhe des Düngebedarfs in Abhängigkeit von den angebauten Kulturarten (insges. Leguminosenanteil), der Anteil des ökologischen Landbaus sowie der Anteil der ungedüngten ökologischen Vorrangflächen. Mit Blick auf die indirekten Emissionen ist die verwendete Technik in der Wirtschaftsdüngerausbringung wichtig, sowie etwaige verwendete Zusatzstoffe (z. B. Verwendung von Inhibitoren, Gülleansäuerung). Hierfür liegen insgesamt keine landesspezifischen Werte vor, weshalb für die Wirtschaftsdüngerausbringung bundesweite Daten verwendet werden [36]. Auch für diese ist eine Trendfortschreibung vorgenommen worden.

Weitere Emissionsquellen stellen die Vergärung von Energiepflanzen, sowie die Anwendung von Harnstoff und Kalk dar. Die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft setzen sich aus stationären und mobilen Anwendungen zusammen. Auf Länderebene werden nur letztere mitberichtet.

Folgende Annahmen wurden für die Modellierung des Szenarios angenommen:

- Ökolandbau:
    - Anstieg des Anteils der ökologisch bewirtschafteten Fläche von heute 12 % auf 30 % bis 2030, danach bleibt dieser konstant.
    - Analog dazu erfolgt eine Zunahme der Tierhaltung. Es wird davon ausgegangen, dass hier eine Verdopplung der absoluten Tierzahlen gegenüber heute stattfindet, die danach konstant bleibt.
- Tierleistungen:
  Die Zunahme der ökologischen Tierhaltung hat auch Auswirkungen auf die Leistungsparameter der Tierhaltung insgesamt. Für die Mast wird zwar beim Futterbedarf zwischen beiden Haltungsformen differenziert, nicht aber in Bezug auf die Exkretionen (Stickstoff und organischer Substanz – sog. volatile solids). Bei der Milchkuhhaltung dagegen schon. Es wurde folgende Entwicklung der Milchleistung zugrunde gelegt:
    - Konventionell: von 7.347 kg/Tier und Jahr auf 8.200 (2030) und 8.500 (2045)
    - Ökologisch: von 6.500 kg/Tier und Jahr auf 7.250 (2030) und 7.500 (2045)
    - Insgesamt: von 7.312 kg/Tier und Jahr auf 8.097 (2030) und 8.217 (2045)

- Vergärung von Wirtschaftsdüngern: Die Vergärungsraten werden für die einzelnen Tierarten differenziert. Der Wert für 2019 stammt aus den nach Bundesländern differenzierten Daten der nationalen Berichterstattung [36], die für Baden-Württemberg fortgeschrieben wurden.
    - Milchkühe von heute 21 % auf 40 % im Jahr 2030
    - Rinder von heute 11 % auf 40 % im Jahr 2030
    - Schweine von heute 15 % auf 70 % im Jahr 2030
    - Geflügel von heute 13 % auf 70 % im Jahr 2030
    - Andere Tierarten wurden nicht berücksichtigt.
- Ertragsannahmen im Pflanzenbau:
  Mit Blick auf bereits einsetzende Veränderungen im Klima ist für die Rechnung nur eine vorsichtige Ertragszunahme hinterlegt worden. Diese sieht bis 2030 eine Steigerung auf das Niveau des Hochertragsjahr 2014 vor. Dies entspricht in der Größenordnung den Annahmen des Thünen-Instituts für das Mit-Maßnahmen Szenario im Projektionsbericht [5].
- Annuelle Ackerkulturen: Die wichtigsten Veränderungen resultieren hier aus einer Zunahme der Leguminosen- und Feldgrasflächen durch den höheren Anteil der ökologischen Landwirtschaft. Die Fläche für Energiemais verringert sich durch das Auslaufen der EEG-Förderung für Nawaro-Anlagen. Als Kosubstrat für Wirtschaftsdünger kommen zudem neben Mais auch alternative Substrate zum Einsatz.
- Agroforstsysyteme (inkl. heutiger Flächen für Lignozellulose-Biomasse) erfahren eine lineare Zunahme von heute 3.479 ha auf 7.000 ha im Jahr 2040 (analog zum LULUCF Sektor).
- Zur Stärkung der Biodiversität werden Ackerbrachen von heute 3 % auf 8 % ausgeweitet. Dies bringt Ko.-Benefits für den Klimaschutz mit sich: Durch den höheren Anteil ungedüngter Fläche verringern sich die THG-Emissionen aus Böden, zusätzlich zu den Annahmen zur Verbesserung der Stickstoffeffizienz und der Verringerung des Stickstoffeinsatzes, insgesamt.
- Stickstoffverwendung: Es wird davon ausgegangen, dass das Ziel über die Düngegesetzgebung kontinuierlich bis ins Jahr 2030 verschärft wird, ebenso das Ziel für den nationalen Stickstoffsaldo nach der Gesamtbilanz. Hierfür werden u.a. die Ausbringungsgrenzen für Wirtschaftsdünger auf mineralischen Böden auf 120 kg N/ha herabgesetzt, und für organische Böden auf 80 kg N/ha.

- Entwicklung der Tierzahlen: Mit Blick auf die Treibhausgase ist die Tierhaltung der wichtigste Minderungshebel[24]. Da diese in Deutschland bisher nur eine Verringerung der Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement adressieren, bleibt es schwierig abzuschätzen welchen Weg die Politik zur Steuerung der Tierhaltung einschlagen wird. Insgesamt umfasst dies die Aufgabe, die Emission von Klimagasen und reaktiven Stickstoffverbindungen zu verringern und eine Verbesserung beim Tierwohl zu erzielen. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung [9] werden strengere Obergrenzen für die regionale Tierdichte genannt. Weitere Auswirkungen in Bezug auf die räumliche Verteilung der Tierhaltung in Deutschland wird die Wiedervernässung von Moorstandorten mit sich bringen. Aus dieser Perspektive könnte Baden-Württemberg, mit seinen insgesamt kleinen Betrieben und im Bundesvergleich geringeren Tierdichten, weniger von den politischen Umbaumaßnahmen betroffen sein. Gleichzeitig befördern Auflagen für vermehrten technischen Umweltschutz den Strukturwandel im Land. Hier wird davon ausgegangen, dass in Baden-Württemberg nur eine moderate Verringerung der Tierzahlen stattfindet.

Mit Blick auf die Nachfrage wird für die Ernährungsseite eine deutliche Veränderung der Ernährungsgewohnheiten in Deutschland angenommen, insbesondere eine Verringerung der Nachfrage nach Produkten aus der Tierhaltung. Orientierend könnte hier zur Mitte das Jahrhunderts von einer Ernährung nach dem Muster der sog. *Planetary Health Diet*[25] der EAT Lancet Kommission [38] ausgegangen werden. Die sich daraus ergebenden Nachfragemengen werden den ermittelten Produktionsmengen des Szenarios ebenfalls gegenübergestellt.

3.10.2 Ergebnisse

Die Förderung von extensiven Produktionsmethoden und Umwelttechnologien sowie strengere Umweltanforderungen führen zu den wichtigsten Minderungen in diesem Szenario. Extensivierungen auf der konventionellen Fläche ergeben sich aus dem höheren Anteil ökologischer Vorrangflächen (insbes. Ackerbrache) sowie den neu eingeführten extensiven Agroforstsystemen. Die Annahme einer verschärften Düngegesetzgebung führt zu einer effizienten und insgesamt verringerten Stickstoffnutzung im konventionellen Anbau. Hinzu kommen die Mineraldüngereinsparungen durch die Ausweitung des Ökolandbaus (Abbildung 29). Daher kommt es auf der gesamten Agrarfläche zu geringeren Lachgasemissionen aus der Bodennutzung, vergleiche Tabelle 22.

[24] Die Bedeutung von Methan – und damit der Tierhaltung – wird mit der Einführung der neuen nationalen Emissionsfaktoren für Lachgas aus der Stickstoffdüngung im Inventar 2022 zukünftig noch verstärkt.

[25] Dieses Ernährungsmuster ist so konzipiert, dass es die gesunde Ernährung einer wachsenden Weltbevölkerung sicherstellen soll, sowie die einer umweltverträglichen durch die Einhaltung der plantaren Belastungsgrenzen.

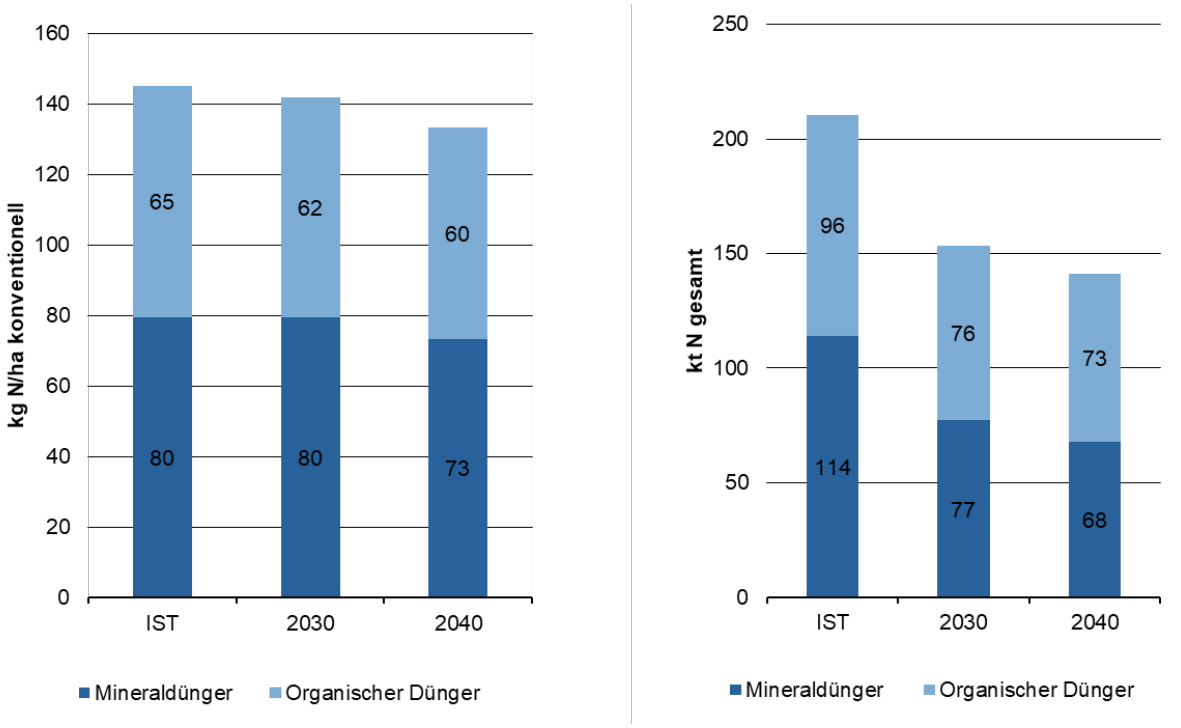


Abbildung 29: Entwicklung der Stickstoffdüngung auf der konventionellen Fläche und Stickstoffeinsatz auf der gesamten landwirtschaftlichen Fläche des Landes

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung

Größere Einsparungen kommen aus dem Bereich der Tierhaltung, insbesondere aus der Rinderhaltung. Vorab muss festgestellt werden, dass die Veränderungen der Tierzahlen hier durch die oben genannten umweltbezogenen Maßnahmen eingeleitet sind. Eine ökonomische Betrachtung liegt nicht zugrunde. Das erklärt auch, warum der Schweinebestand hier weniger rückläufig dargestellt wird, als dies real in der Vergangenheit zu beobachten war. Mit Blick auf die Treibhausgase ist jedoch die Haltung von Wiederkäuern wegen der verdauungsbedingten Methanemissionen weitaus bedeutender. Dies gilt insbesondere für Baden-Württemberg, wo die Rinder die wichtigste Tiergruppe darstellen, die, in Großvieheinheiten gemessen, 80 % des gesamten Tierbestands ausmachen, siehe Abbildung 30. Entsprechend groß ist heute der Anteil der THG-Emissionen in der Landwirtschaft aus der Verdauung und Güllewirtschaft dieser Tiergruppe, nämlich knapp 90 %.

Im betrachteten Szenariozeitraum gehen die Emissionen aus der Tierhaltung v.a. deshalb zurück, weil der Rinderbestand rückläufig ist, wie in Abbildung 31 dargestellt. Neben dem seit Jahrzehnten stattfinden Strukturwandel wird dabei in den viehstarken Regionen des Landes eine Verschärfung der Ausbringungsobergrenze für Wirtschaftsdünger wirksam. Es wird davon ausgegangen, dass Milchviehbetriebe, die auf so eine Verschärfung reagieren müssen, dies häufiger mit einer Reduktion des Bestands (75 %) als mit einer Gülleaufbereitung tun. Bei Veredelungsbetrieben für Schweine und Hühner reagieren im Szenario 50 % mit einer Abstockung.

Die größte relative Verringerung an THG-Emissionen findet im Wirtschaftsdüngermanagement in Stall und Lager statt. Hier sind es v.a. technische Lösungen, die zu dieser Einsparung führen. Die größte Rolle spielt dabei die Güllevergärung (siehe dazu Tabelle 22).

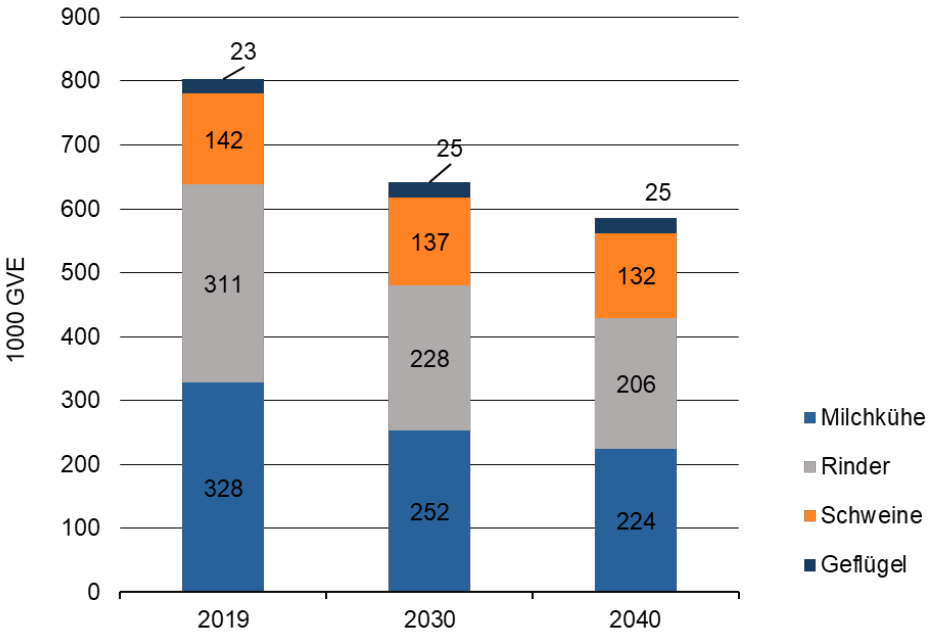


Abbildung 30: Entwicklung des Tierbestands

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung

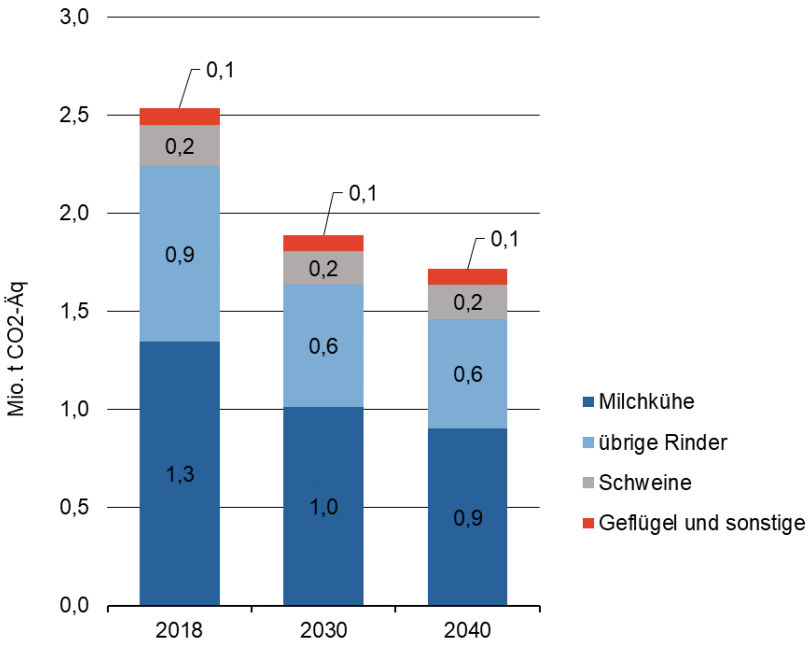


Abbildung 31: Entwicklung der direkten THG-Emissionen aus der Tierhaltung (Verdauung und Düngewirtschaft) nach Nutztierarten

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung

Betrachtet man den gesamten Minderungspfad der Landwirtschaft ab dem Jahr 2019, so werden die Emissionen bis ins Jahr 2030 gegenüber heute um knapp ein Viertel reduziert, bis ins Jahr 2040 ist dann eine Minderung um insgesamt 30 % nötig (ebenfalls ggü. 2019). Dabei ist das Tempo der Reduktionen über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2040 sehr verschieden. Bis 2030 wäre eine doppelt so hohe Minderung notwendig wie bisher. In den letzten 10 Jahren verringert sich dann das Tempo wieder und die jährlichen Minderungen liegen sogar unter dem Mittelwert der Vergangenheit.

Um in Baden-Württemberg Klimaneutralität bis 2040 erreichen zu können, sind auch im Landwirtschaftssektor schnellere Minderungen notwendig als bundesweit. Mit der Methode des Inventars 2021[26] liegt das Ziel im Bund bei einer relativen Minderung von 36 %, während die Modellrechnung für Baden-Württemberg eine Minderung von 39 % umfasst.

Tabelle 22: Entwicklung der Treibhausgasbilanz in der Landwirtschaftssektor in Mio. t CO_2-Äquivalenten

	1990	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Verdauungsprozesse	2,74	1,90	1,90	1,71	1,51	1,44	1,37
Wirtschaftsdünger	0,87	0,70	0,65	0,53	0,38	0,37	0,36
Landwirtschaftliche Böden	1,94	1,62	1,58	1,50	1,35	1,26	1,24
Nawaro Vergärung	0,04	0,13	0,12	0,06	0,04	0,04	0,04
Sonstiges	0,12	0,12	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12
Insgesamt	**5,7**	**4,5**	**4,4**	**3,9**	**3,4**	**3,2**	**3,1**
Änderung ggü. 1990		-21 %	-23 %	-31 %	-39 %	-43 %	-45 %
Änderung ggü. 2019			-2 %	-12 %	-24 %	-28 %	-30 %

* 2020 vorläufige Werte

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung

Der kleinere Milchkuh- und Rinderbestand führt zu einer Verringerung der Produktion von Milch und Rindfleisch um knapp ein Drittel bis 2040 einher. Bei Schwein und Geflügel fällt diese Entwicklung deutlich abgeschwächt aus, auch weil die Geflügelbestände im Szenariozeitraum als ansteigend betrachtet werden.

[26] Mit dem Inventar 2022 wird eine neue nationale Methode für die N_2O-Emissionen aus der Düngung angewendet, die eine Rückrechnung für die gesamte Zeitreihe bis 1990 bewirkt. Mit dieser fallen die Emissionen des Sektors insgesamt geringer aus (70,6 Mio. t CO_{2e} statt 76,5 Mio. t CO_{2e} für das Jahr 2019. Inwiefern diese Methodenänderung eine Zielanpassung zur Folge haben muss, ist noch unklar. Für Baden-Württemberg wirkt sich das Vorgehen weniger stark aus, da zum einen der neue regionalisierte Emissionsfaktor weniger stark abgesenkt wurde, als dies in anderen Bundesländern der Fall ist und weil hier die Rinderhaltung insgesamt einen relativ hohen Teil zu den Gesamtemissionen beiträgt.

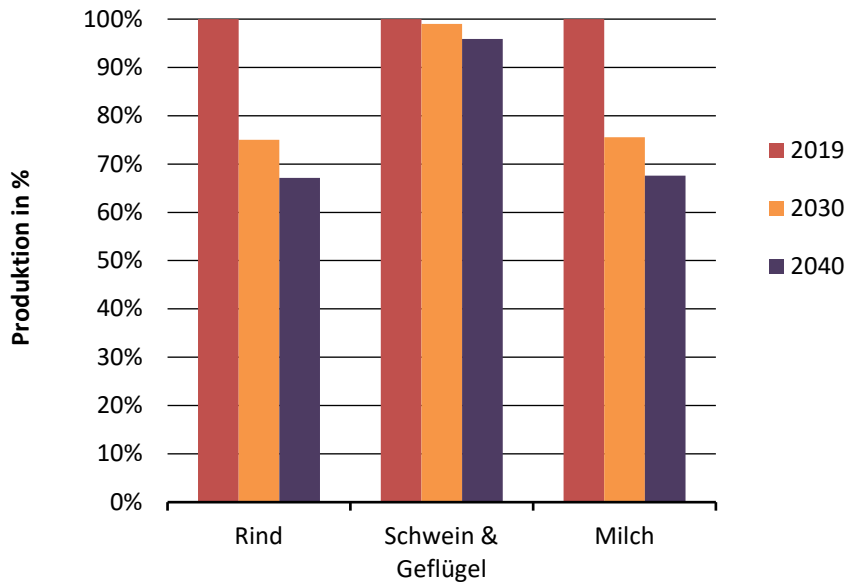


Abbildung 32: Veränderung der Produktion von Milch bzw. Fleisch nach Tierart, in Prozent von Schlachtgewicht bzw. gemolkener Milch gegenüber 2019

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung

Bereits heute verbraucht das Land Baden-Württemberg mehr Milch und Fleisch als es selbst produziert. Eine verringerte Produktion bei gleicher Nachfrage müsste durch zusätzliche Einfuhren aus anderen Bundesländern oder dem Ausland gedeckt werden (vergl. Tabelle 23), die THG-Emissionen wären dabei aber nur räumlich verlagert worden. Bei unveränderter Ernährungsweise würde dieser Effekt auf doppelte Weise verschärft werden. Einerseits durch die zusätzliche landeseigene Versorgungslücke, andererseits durch eine Versorgungslücke in Deutschland (ebenfalls bei unveränderter Ernährung): Diese entsteht, da in Deutschland aller Voraussicht nach besonders die Milchviehbetriebe im Nordwesten in ihrer Existenz von Klimaschutzmaßnahmen betroffen sein werden, die eine große Zahl an Tieren auf Moorstandorten halten, die wiedervernässt werden sollen.

Ändert dagegen die Bevölkerung ihre Ernährungsgewohnheiten und verringert den Konsum tierischer Produkte (im Sinn der *planetary health diet*), so könnten die Produktionsausfälle nachfrageseitig kompensiert werden und die Versorgungsgrade für Tierprodukte würden sogar gegenüber heute ansteigen (Tabelle 23). Dies veranschaulicht noch einmal, dass Emissionseinsparungen in der Landwirtschaft, die mit einer Veränderung der Produktion verbunden sind, dies auch auf der Nachfrageseite widerspiegeln müssen. Entsprechend wichtig ist die Einführung geeigneter politischer Maßnahmen zur Steuerung des Konsums.

Angesichts der Unsicherheit zur Senke im Landnutzungssektor (siehe Kapitel 3.9) könnte durch eine Verringerung des Tierbestands freigewordene Futterfläche auch zur Anlage von Gehölzstrukturen verwendet werden, um die Senkenbildung zu unterstützen. Vor dem Hintergrund des Artenerhalts sollte dies allerdings möglichst nicht für Grünland erfolgen. Jedenfalls könnte die die Landwirtschaft auf diese Weise einen Teil ihrer Emissionen selbst ausgleichen.

Tabelle 23: Entwicklung der Tierproduktion in Baden-Württemberg und rechnerische Selbstversorgungsgrade für verschiedene Ernährungsmuster

ANGEBOT aus Baden-Württemberg		2019	2030	2040
Milch	kt Michäq.	2.594	1.960	1.753
Rindfleisch*	kt SG	93	76	72
Schweinefleisch*	kt SG	261	253	242
Geflügel*	kt SG	51	55	55

NACHFRAGE aus Baden-Württemberg*				rechnerische Selbstversorgung		
bei verschiedenen Ernährungsmustern				2019	2030	2040
IST	Milch	kt Milchäq.	4.407	59 %	44 %	40 %
	Rindfleisch	kt SG	160	58 %	48 %	45 %
	Schweinefleisch	kt SG	522	50 %	48 %	46 %
	Geflügel	kt SG	245	21 %	23 %	23 %
PHD moderat	Milch	kt Milchäq.	2.460	110 %	83 %	74 %
	Rindfleisch	kt SG	162	40 %	30 %	27 %
	Schweinefleisch	kt SG	162	137 %	133 %	127 %
	Geflügel	kt SG	337	17 %	18 %	18 %
PHD streng	Milch	kt Milchäq.	1.230	220 %	166 %	149 %
	Rindfleisch	kt SG	81	80 %	60 %	54 %
	Schweinefleisch	kt SG	81	274 %	265 %	254 %
	Geflügel	kt SG	168	34 %	36 %	36 %

Quelle: Eigene Darstellung und Modellberechnung, Abgleich mit Landeszahlen des LEL [39]

3.11 Abfall- und Kreislaufwirtschaft

Wie in der Studie zu den Klimaschutzzielen 2030 [3] bereits gefolgert wurde, hat das Land Baden-Württemberg seine bestehenden Handlungsmöglichkeiten im Bereich der Kreislauf- und Abfallwirtschaft weitgehend genutzt. Es ergaben sich schon im Rahmen der Vorgängerstudie nur wenige Ansatzpunkte für zusätzliche Impulse zur weiteren Reduzierung der THG-Emissionen. Die THG-Emissionen 2030 im Zielszenario wurden damals mit 0,53 Mio. t CO_2-Äq. abgeschätzt und ergaben sich ausschließlich aus den seit dem Deponieverbot von 2005 stetig weiter zurückgehenden Methan-Emissionen der Altdeponien sowie dem Ausbau von Vergärungsanlagen bei gleichzeitiger Regression der Kompostierung. Es ist davon auszugehen, dass sich der dahinterliegende Trend ausgehend von der Basis in 2014 bis 2019 weiter fortgeschrieben hat. Eine erneute detaillierte Analyse dazu wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgenommen.

Auch im Vergleich mit der bundesweiten Situation zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede: So bedeuten die gemäß Klimaschutzgesetz für 2030 angesetzten Emissionshöchstmengen von 4 Mio. t CO_2-Äq. eine Minderung von 89 % gegenüber 1990. In Baden-Württemberg lag die Einsparquote im Jahr 2014 bei 74 % und die gut erfüllbaren Szenarien für 2030 bei 88 % [3]. Somit besteht Kongruenz mit den Zielen des Klimaschutzgesetzes.

In der Studie von 2017 wurde im Übrigen darauf hingewiesen, dass Prozesse der Abfall- und Kreislaufwirtschaft durchaus nennenswerte Beiträge zum Klimaschutz leisten. Sie fallen jedoch unter anderen Sektoren, wie der Energie (Abfallverbrennungsanlagen), Industrie (z. B. Recycling) oder Landwirtschaft bzw. LULUCF (Komposteinsatz zur Humusvermehrung) an. An dieser Stelle wird daher empfohlen, dass die Leistung der Abfall- und Kreislaufwirtschaft in Baden-Württemberg gesondert beurteilt werden sollte. Dazu bedarf es einer Analyse, die sich von den Sektordefinitionen der Berichterstellung löst und alle von der Abfall- und Kreislaufwirtschaft betroffenen Stoff- und Energieströme einbezieht. Dies sollte neben der Erzeugung von Strom und Fernwärme sowie Prozesswärme aus Abfallbehandlungsanlagen (Müllverbrennungsanlagen, Klärschlammverbrennungsanlagen, Biogas-HKW für Biogas aus Abfallvergärung sowie Faulgas) vor allem auch die Vielzahl an Verwertungs- und Recyclingmaßnahmen einbeziehen. Der Bilanzraum sollte dabei jeweils mit dem Anfall des entsprechenden Abfalls beginnend die Emissionen des gesamten Behandlungssystems zusammenfassen und diese den durch den Ersatz von primären Materialien und primären Energieträgern eingesparten Treibhausgasemissionen gegenbilanziert werden. Die Methodik dieser Art der Klimabilanz der Abfallwirtschaft wurde bereits in verschiedenen Studien erfolgreich angewendet [40], [41]. Zu großen Abfallströmen wie Bauschutt, der über Recyclingbeton (R-Beton) stofflich verwertet wird oder Kompost, der zur Kohlenstoffanreicherung in Böden dienen kann, wurden bereits umfassende Studien für das Land Baden-Württemberg erstellt [42]. Ein weiterer Aspekt der Kreislaufwirtschaft, der bisher in Klimabilanzen kaum Beachtung gefunden hat, ist die Abfallvermeidung. Auch hierzu gibt es Arbeiten in Baden-Württemberg [43], [44]. Gerade die Abfallvermeidung kann sich als Instrument von erheblichen Emissionseinsparungen erweisen, da nicht die Entsorgung der vermiedenen Abfälle entfällt, sondern hierdurch die Herstellung nicht genutzter Produkte und deren Rohstoffaufwendung gar nicht erst auftreten. Eine Gesamtschau all dieser Aktivitäten wäre geeignet, die eigentliche Dimension der Abfall- und Kreislaufwirtschaft deutlich herauszuarbeiten.

3.12 Energiebedingte Methan- und Lachgasemissionen

Der Anteil der energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen am Gesamtausstoß der energiebedingten THG-Emissionen belief sich 2019 auf 1,3 % bzw. 0,8 Mio. t CO_2-Äq. Davon entfielen 52 % auf Lachgasemissionen, die je zur Hälfte im Verkehr und in Feuerungen entstehen. Für das Szenario wurde eine Skalierung anhand der Entwicklung in den Energiesektoren angenommen. Daraus ergeben sich im Zielszenario Emissionen in Höhe von 0,4 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2030 und 0,04 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2040 (vgl. auch zusammenfassende Darstellung in Abschnitt 3.14).

3.13 Energiegewinnung und Verteilung

Die Emissionen aus der Energiegewinnung und -verteilung bestehen hauptsächlich aus Methanemissionen, die durch den Austritt von Erdgas beispielweise durch Leckagen in den Verteilstrukturen verursacht werden. Im Zeitraum seit 1990 sank der Treibhausgasausstoß aus der Energiegewinnung und -verteilung von 0,67 Mio. t CO_2-Äq. auf 0,47 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2019. Da eine umfassende Untersuchung im Rahmen dieses Vorhabens nicht möglich war, wird ein direkter Zusammenhang zwischen Methanausstoß und Primärenergieverbrauch von Erdgas angenommen. Die Ergebnisse des Zielszenarios sind in Abschnitt 3.14 dargestellt. Mit dem Rückgang des Primärenergieverbrauchs von Erdgas sinken die Emissionen bis 2030 auf 0,34 Mio. t CO_2-Äq. Bis 2040 können die Emissionen aus der Energiegewinnung und Verteilung nahezu vollständig vermieden werden. Über etwaige Methanemissionen aus Biogas oder PtG sind im Rahmen dieses Vorhabens keine Aussagen möglich.

3.14 Zusammenfassung der sektoralen Emissionsszenarien

Die vorangegangenen Abschnitte beschreiben für die einzelnen Sektoren die THG-Emissionsentwicklung des Zielszenarios. Diese Ergebnisse sind in Abbildung 33 zusammengefasst. Tabelle 24 präsentiert die Emissionsentwicklung in tabellarischer Form. Beim direkten Vergleich mit den Angaben aus den vorigen Abschnitten ist zu berücksichtigen, dass die Treibhausgasemissionen der Kategorie „Sonderverkehr“ (u.a. Baumaschinen und landwirtschaftlicher Verkehr) in der Emissionsbilanz nicht dem Verkehrssektor, sondern den Sektoren Gebäude, Industrie und Landwirtschaft zugerechnet werden. Hierdurch kann es zu geringen Differenzen kommen. Darüber hinaus sind in den vorigen Abschnitten teilweise nur CO_2-Emissionen ausgewiesen, die Werte der Zusammenfassung enthalten demgegenüber alle berücksichtigten Treibhausgase, insbesondere Methan und Lachgas.

Ergänzend zu den (Brutto-)Emissionen, die in Abbildung 34 als gestapelte Säulen dargestellt sind, ist der Verlauf der Nettoemissionen als Linie abgebildet. Letztere ergeben sich bei Berücksichtigung der Treibhausgassenke LULUCF. Um die Reduktionsziele zu erreichen, müssen insbesondere die Emissionen der Energienutzung stark sinken. Hier ist besonders der Verkehrsbereich hervorzuheben, bei dem unterstellt wird, dass sich durch Verkehrsverlagerung, Verkehrsvermeidung sowie die Umstellung auf emissionsfreie Antriebe die Emissionen bis zum Jahr 2040 komplett auf null reduzieren lassen. Im Jahr 2040 verbleiben Emissionen vor allem in den Sektoren Gebäude und Landwirtschaft, in denen sich eine vollständige Emissionsminderung nicht schnell genug (Gebäude) bzw. nicht (Landwirtschaft, Abfallwirtschaft) realisieren lässt.

Unter Berücksichtigung der Senkenleistung werden im Zielszenario die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf rund 32 Mio. t reduziert, was einer Minderung von rund 65 % gegenüber 1990 entspricht. Die jeweiligen Beiträge und sektoralen Minderungen werden in Kapitel 4 angeführt und diskutiert.

Besonders hinzuweisen ist auf die im Jahr 2040 – trotz Anrechnung der Senkenleistung – verbleibenden Restemissionen in Höhe von rund 2,4 Mio. t CO_2-Äq. Um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen, sind über die im Zielszenario hinterlegten Annahmen hinaus zusätzliche Maßnahmen zur Emissionsminderung, Erhöhung der natürlichen bzw. technischen Senkenleistung oder Kompensationsmaßnahmen erforderlich. Eine noch höhere Reduktion der Emissionen des Gebäudesektors bis 2040 erscheint aus heutiger Sicht unrealistisch, da im Szenario Heizkessel für fossile Brennstoffe noch bis zum Jahr 2023 installiert werden. Obwohl ihr Bestand danach stark abnimmt, sind in 2040 noch rund 500.000 Heizkessel in Betrieb. Wenn sie nicht vorzeitig stillgelegt werden, bleiben wenige fossile Heizkessel sogar noch bis 2050 im Bestand. Jedoch ist fraglich, ob für diese dann noch Brennstoffe vorgehalten werden. Eine Umstellung breiter Teile der Gasnetze für die Gebäudeversorgung auf synthetische Energieträger (insbesondere Wasserstoff) ist mit einem hohen organisatorischen und zeitlichen Aufwand verbunden, der angesichts des absehbaren Auslaufens des Bedarfs kaum zu rechtfertigen ist. Wasserstoff, der in zentralen Anlagen eingesetzt wird, kann jedoch Wärme in Wärmenetze einspeisen (vgl. Kapitel 3.6) und dadurch indirekt zur Gebäudeversorgung beitragen. Über den Einsatz von CCS in der Zementindustrie sowie für Müllheizkraftwerke hinaus bestehen im Jahr 2040 keine praktikablen Einsatzmöglichkeiten. Denkbar wäre jedoch, mittels CO_2-Abscheidung aus der Luft (DAC, direct air capture) weitere Minderungsbeiträge zu erbringen.

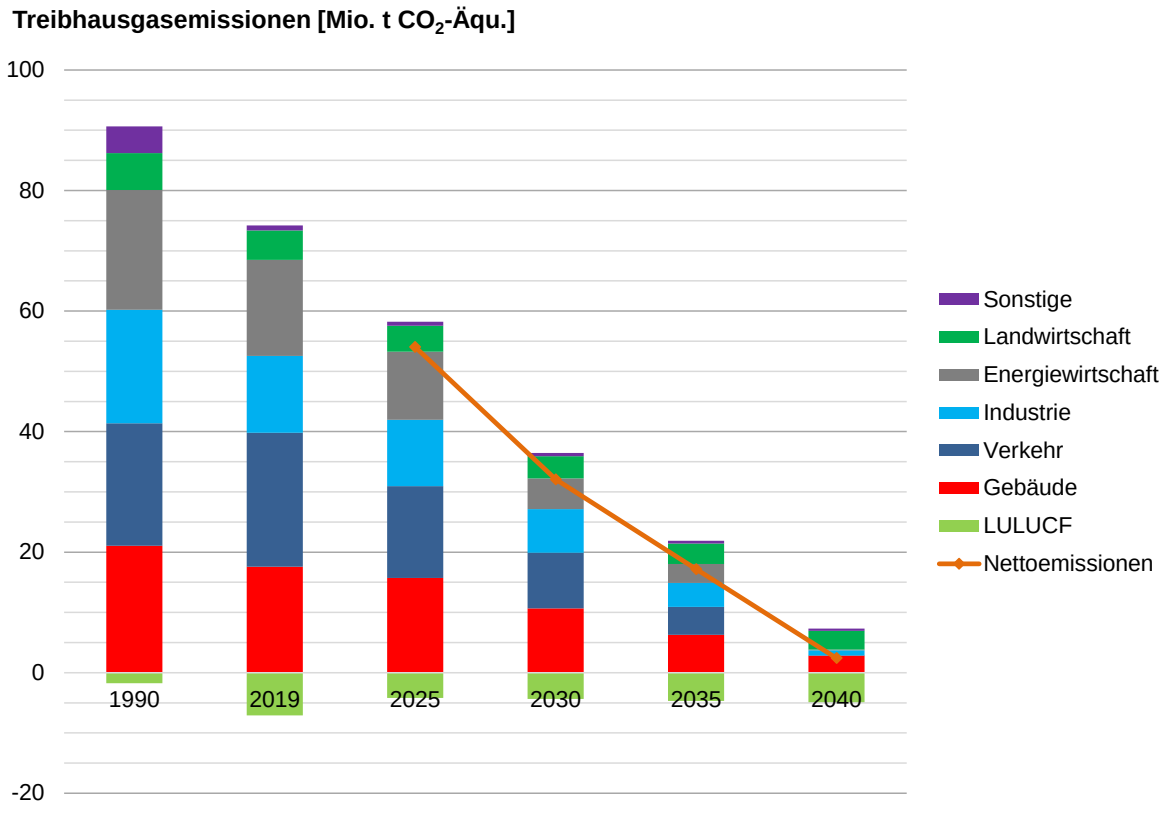


Abbildung 33: Entwicklung der sektoralen Treibhausgasemissionen im Zielszenario

Die Darstellung mit dem aus statistischen Gründen gewählten Basisjahr 2019 (vgl. dazu Kapitel 2) soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass ausgehend vom Jahr 2022 die Herausforderungen einer Umsetzung des 2030-Ziels immens sind. Auch wird das Zeitfenster um effektiv wirkende Instrumente zu etablieren immer kleiner, weshalb die Herausforderungen mit Blick auf 2030 entschieden größer sind als für das Jahr 2040.

Tabelle 24: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario

Mio. t CO_2-Äq.	1990	2019	2025	2030	2035	2040
Gebäude	21,0	17,6	15,7	10,7	6,3	2,8
Verkehr	20,3	22,2	15,2	9,2	4,6	0
Industrie*	18,8	12,7	11,0	7,2	4,0	0,9
Energiewirtschaft*	19,9	15,9	11,3	5,1	3,1	0,1
Landwirtschaft	6,1	4,9	4,3	3,7	3,4	3,1
Sonstige**	4,4	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4
Summe (ohne LULUCF)	**90,6**	**74,2**	**58,2**	**36,5**	**21,9**	**7,3**
Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)			-4,2	-4,4	-4,7	-4,9
Summe (inkl. LULUCF)	**-**	**-**	**54,0**	**32,1**	**17,2**	**2,4**
Änderung gegenüber 1990	**-**	**-**	**-40 %**	**-65 %**	**-81 %**	**-97 %**

* Nettoemissionen unter Berücksichtigung von CCS

** Abfall/Abwasser

Anmerkungen: Emissionen der Energiesektoren einschließlich Methan u. Lachgasemissionen; Gebäude einschl. sonst. Verkehr GHD, Garten/Hobby, Militär; Landwirtschaft einschl. landwirtschaftlicher Verkehr.

4 Mögliche sektorale Minderungsziele 2030

Tabelle 25 zeigt die Emissionen in den Jahren 1990, 2019 und 2030 sowie die nach dem Zielszenario zu erreichenden Emissionsminderungen für die einzelnen Sektoren. Das Minderungsziel von 65 % im Jahr 2030 bezogen auf die Emissionen des Jahres 1990 wird demnach insgesamt knapp erreicht, weil das Ambitionsniveau über alle Sektoren hinweg äußerst hoch ist. Die prozentual höchsten Minderungen im Vergleich zu 1990 tragen die Bereiche Energiewirtschaft, Abfall- und Abwasserwirtschaft, Industrie (energiebedingter Anteil), Verkehr sowie Gebäude.

Wie in Kapitel 3 für die einzelnen Teilbereiche gezeigt wurde, ist das Ambitionsniveau der Treibhausgasminderung in allen Sektoren durchgehend sehr hoch. Das Ziel der Emissionsminderung von 65 % bis 2030 gegenüber 1990 wird insgesamt nur sehr knapp und unter Anrechnung der natürlichen Senken erreicht. Aus heutiger Perspektive bestehen vor diesem Hintergrund aus Sicht der Autoren für 2030 keine weiteren erschließbaren Emissionsminderungspotenziale in den Sektoren, womit es letztlich auch keine Spielräume für Verschiebungen zwischen den Sektoren gibt.

Tabelle 25: Vergleich der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario für das Zieljahr 2030

Sektor	1990	2019	2030	Minderung	Minderung
	Mio. t. CO_2-Äq.			2030 ggü. 1990	2030 ggü. 2019
Gebäude	21,0	17,6	10,7	49 %	39 %
Verkehr	20,3	22,2	9,2	55 %	58 %
Industrie	18,8	12,7	7,2	62 %	43 %
Energiewirtschaft	19,9	15,9	5,1	75 %	68 %
Landwirtschaft	6,1	4,9	3,7	39 %	24 %
Sonstige*	4,4	0,8	0,5	88 %	35 %
Summe (ohne LULUCF)	**90,6**	**74,2**	**36,5**	**60 %**	**51 %**
LULUCF			-4,4		
Summe (inkl. LULUCF)	**-**	**-**	**32,1**	**65 %**	**57 %**

* Abfall/Abwasser

Anmerkungen vgl. Tabelle 24

Da – bis auf den Verkehrssektor – zwischen 1990 und 2019 in allen Sektoren bereits Emissionsminderungen erfolgt sind, sind die ausgewiesenen relativen Minderungsbeiträge bis 2030 seit 2019 geringer als mit Bezugsbasis 1990. Beim Vergleich der Sektoren werden ausgehend vom aktuellen Rand unterschiedlich starke Minderungsbeiträge deutlich. Die höchste prozentuale Minderung mit 68 % gegenüber 2019 trägt bis 2030 die Energiewirtschaft aufgrund des angesetzten Kohleausstiegs bei. Danach folgt der Verkehrssektor mit 58 %, der gleichzeitig bis 2030 den höchsten absoluten Minderungsbeitrag liefert (vgl. dazu

auch die Darstellung am Kapitelende). Die Minderungsbeiträge der Industrie, der Gebäude und der Sonstigen (letztere mit geringer absoluter Bedeutung) liegen in der Größenordnung von 40 %. Der Minderungsbeitrag der Landwirtschaft liegt gegenüber 2019 bei knapp 25 %, da hier abgesehen von den Tierbeständen nur vergleichsweise geringe Minderungsbeiträge umsetzbar sind.

Die Emissionen im **Gebäude**bereich entwickeln sich in Baden-Württemberg anders als auf Bundesebene. Bundesweit sind sie von 1990 bis 2019 um 41 % gesunken, in Baden-Württemberg lediglich um 17 %. Dies geht teils auf die Struktur des Gebäudebestands mit einem hohen Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern zurück, teils auf den rund drei Mal höheren Bevölkerungszuwachs in Baden-Württemberg. Weiterhin sind in den bundesweiten Reduktionen starke Sanierungseffekte in den neuen Bundesländern enthalten. Das Klimaschutzgesetz sieht auf Bundesebene für 2030 eine weitere Reduktion auf 48 % ggü. 2019 vor. Das vorgelegte Szenario erreicht im gleichen Zeitraum eine Reduktion von 39 % in Baden-Württemberg. Die Berechnungen zeigen, dass dazu bereits äußerst ambitionierte Maßnahmen erforderlich sind.

Das vorgeschlagene Sektorziel im **Verkehr** für Baden-Württemberg ist mit -58 % für 2030 gegenüber 2019 10 Prozentpunkte niedriger als das Ziel auf Bundesebene für den gleichen Zeitraum. Die höhere Minderung für Baden-Württemberg ist dabei als äußerst ambitioniert anzusehen. Zentrale Handlungsfelder für die Realisierung dieses höheren Ambitionsgrades sind dabei die Bereiche Verkehrsverlagerung und -vermeidung, Elektrifizierung und die Industrialisierung und Nutzung von PtL.

Das vorgeschlagene Sektorziel für die **Industrie** in Baden-Württemberg mit -62 % (2030 gegenüber 1990) hat grundsätzlich eine ähnliche Größenordnung, wie das -58 %-Ziel auf Bundesebene, ist jedoch als deutlich ambitionierter einzustufen. Folgende strukturelle Unterschiede zwischen der Bundesebene und Baden-Württemberg erklären diese Einschätzung. Auf Bundesebene wurden von 1990 bis 2019 bereits 36 % der Emissionen gemindert, während es auf Landesebene "nur" 32 % waren. Entsprechend ist auf Landesebene von 2019 bis 2030 noch eine Lücke von 30 Prozentpunkten zu schließen, während es auf Bundesebene noch 22 Prozentpunkte sind. Hinzu kommt, dass auf Bundesebene ein großer Minderungsbeitrag durch die Transformation der Stahlindustrie zu erwarten ist, was zu großen Einsparungen beim Kohleverbrauch und entsprechenden Emissionsminderungen führen wird. In Baden-Württemberg gibt es die entsprechende Primärstahlerzeugung nicht, somit müssen die Minderungen im Bereich der Prozesswärme in anderen Branchen wie Papier, Metallverarbeitung, Chemie, Nahrungsmittel etc. höher ausfallen. D.h. bis 2030 muss bereits die Hälfte des eingesetzten Erdgases ersetzt sein, größtenteils durch Strom. Auf Bundesebene kann diese Transformation der Prozesswärme etwas langsamer stattfinden, muss aber auch deutliche Fortschritte über alle Industriebranchen hinweg machen. Das Ambitionsniveau in anderen Bereichen, wie Material- und Energieeffizienz, Kreislaufwirtschaft und CCS ist ähnlich wie auf Bundesebene einzuschätzen.

Das Ambitionsniveau für die **Energiewirtschaft** auf Bundesebene (-77 % bis 2030 gegenüber 1990) erscheint auf den ersten Blick etwas ambitionierter als oben für Baden-Württemberg ausgewiesen (-75 %). Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass der Anteil der Emissionen der Energiewirtschaft auf Bundesebene aufgrund der Braunkohleverstromung deutlich höher als auf Landesebene war bzw. ist, woraus größere absolute und relative Minderungspotenziale resultieren. Darüber hinaus wird im Bundesklimaschutzgesetz vom derzeit gesetzlich festgelegten Kohleausstieg bis 2038 ausgegangen, womit auf Bundesebene zusätzlicher Minderungsspielraum durch einen vorgezogenen Kohleausstieg besteht. Letzterer wurde im vorliegenden Zielszenario für Baden-Württemberg bereits bis 2030 angesetzt, da ansonsten das Gesamtminderungsziel für 2030 nicht erreichbar ist.

Um auf Landesebene Klimaneutralität bis 2040 erlangen zu können, sind auch im **Landwirtschaftssektor** schnellere Minderungen notwendig als bundesweit. Im Bund liegt das Ziel bei einer relativen Minderung von 36 %, während die Modellrechnung für Baden-Württemberg eine Minderung von 39 % umfasst. Dabei muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass die Stickstoffverwendung bei der Bodenbewirtschaftung etwa 10 % niedriger liegt als im Bundesvergleich liegt und dass bei den kleinen, oft im Nebenerwerb geführten Betriebe des Landes, die technischen Minderungsmöglichkeiten oft schwieriger umzusetzen sind als in größeren Betrieben. Das gilt insbesondere für die Wirtschaftsdüngervergärung. Die wichtigsten Minderungsbeiträge stammen daher aus einer Verringerung des Tierbestands, die analog auf der Verbrauchsseite durch einen verringerten Verzehr tierischer Produkte[27] abzubilden sind, um Leakage-Effekte zu verhindern.

Deutschlandweit wird für das Jahr 2040 eine Senkenleistung im **LULUCF**-Sektor von -35 Mio. t CO_2-Äq. verlangt [35]. Baden-Württemberg mit hohen Waldanteilen und geringen Flächenanteile an organischen Böden sollte einen größeren Beitrag an der Senkenleistung leisten als z. B. norddeutsche Bundesländer, deren Beitrag vorrangig in der Reduzierung der Emissionsquellen aus organischen Böden bestehen muss. Welchen Anteil welches Bundesland zur Zielerreichung auf Bundesebene beiträgt, sollte zwischen dem Bund und den Bundesländern vereinbart werden.

Im Folgenden wird je Sektor zusammengefasst, welche zentralen Minderungshebel bis 2030 für das Zielszenario unterstellt wurden.

- Neue **Gebäude** werden ab 2023 auf dem Niveau von Effizienzhäusern 40 errichtet. Sanierungen orientieren sich am Effizienzhaus 55-Niveau und gehen damit über die Anforderungen auf Bundesebene hinaus. Im Gebäudesektor dürfen ab 2023 keine Heizkessel für fossile Brennstoffe mehr eingebaut werden – auch nicht als Hybridheizungen. Stattdessen werden kurzfristig überwiegend Wärmepumpen installiert –

[27] Inwiefern Baden-Württemberg diesbezüglich mehr erreichen kann als der Rest Deutschlands, war nicht Gegenstand der Betrachtung. Insofern ist ein deutlich umfangreicherer Abbau des Tierbestands als bundesweit kritisch zu hinterfragen. Dennoch gibt es auch regionale und anders bedingte Unterschiede der Ernährungsmuster (z. B. Geschlecht, Bildungsgrad, kultureller Hintergrund etc.), die das Ziel unterstützen könnten.

auch in Gebäuden mit mäßigem Wärmeschutz. Dies führt zunächst zu Effizienzeinbußen bei den Wärmepumpen und erfordert vielfach Unterstützung durch einen elektrischen Heizstab. Durch fortschreitende Dämm-Maßnahmen steigt die Wärmepumpeneffizienz im Zeitverlauf. Die Anzahl der Wärmenetzanschlüsse steigt bis 2030 um 62 %. Die Menge von Holz, das als Brennstoff eingesetzt wird, nimmt bis 2030 zu, wird danach aber wieder abnehmen.

- Im **Verkehr** wird entsprechend der ÖPNV-Strategie bis 2030 der die Verkehrsleistung im öffentlichen Verkehr vor allem durch einen deutlichen Angebotsausbau verdoppelt. Gleichzeitig werden mittels Klimamobilitätsplänen auf kommunaler Ebene Maßnahmen umgesetzt, die den MIV in Städten deutlich reduzieren und helfen, auch regionale Verkehre zu vermeiden (z. B. über eine verstärkte Nutzung von Home-Office). Mit der Strategie Ladeinfrastruktur, die u.a. einen flächendeckenden Ausbau öffentlich zugänglicher Schnellladeinfrastruktur und die Errichtung von E-Quartierhubs vorsieht, wird der Wechsel zu Elektromobilität forciert. Zeitgleich werden mittels Förderprogrammen der industrielle Hochlauf von PtL vorangetrieben und Kraftstoffe, z. B. in Flotten der öffentlichen Hand, abgenommen.
- Die Minderungsziel für den **Industriesektor** verlangt u.a. einen vollständigen Ausstieg aus der Kohlenutzung bis 2030, einen schnellen und breiten Einstieg in die Elektrifizierung der Prozesswärme- und Dampferzeugung, wodurch bis 2030 der Erdgasverbrauch der Industrie halbiert wird, eine deutliche Beschleunigung von Material- und Energieeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft, eine erste Anlage zur Abscheidung und (offshore) Speicherung von CO_2 in der Zementindustrie und einen schnellen Ausstieg aus der F-Gas Nutzung in Klimaanlagen.
- In der **Energiewirtschaft** (Strom- und Fernwärmeerzeugung) leistet bis 2030 der Kohleausstieg den mit Abstand größten Minderungsbeitrag. Um die wegfallenden Strommengen und Leistungen zumindest anteilig zu ersetzen, ist ein Aus- und Neubau von Gaskraftwerken erforderlich. Parallel ist die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sehr stark auszubauen sowie in der Fernwärme ein ambitionierter Hochlauf des Einsatzes von Großwärmepumpen umzusetzen.
- In der **Landwirtschaft** resultiert die meiste Minderung aus einem Rückgang der Milchkuh- und Rinderbestände. Zusätzlich können durch eine verbesserte Lagerung von Wirtschaftsdüngern weitere Emissionen eingespart werden. Im Bereich der Bodennutzung bilden extensive Bewirtschaftungsformen (Ökolandbau, Agroforstsysteme) sowie die verringerte und effizientere Nutzung von Stickstoffdüngern die wichtigsten Einzelelemente.
- Im **LULUCF-Sektor** besteht insbesondere die Herausforderung, die Senkenleistung der Waldfläche zu erhalten. Forstwirtschaftliche Maßnahmen wie eine extensivere Nutzung in klimaresilienten, ökologisch stabilen Beständen und der gezielte Umbau von ökologisch instabilen Beständen können dies unterstützen. Es bestehen aber

große Unsicherheiten aufgrund nur schwer einschätzbarer Effekte durch den Klimawandel.

Abbildung 34 veranschaulicht die absoluten sektoralen Beiträge zur Emissionsminderung im Zielszenario. Der Verkehrssektor war im Jahr 2019 der Sektor mit den höchsten Treibhausgasemissionen. Dementsprechend leistet im Zeitraum bis 2030 der Verkehr den höchsten absoluten Minderungsbeitrag, gefolgt vom Sektor Energiewirtschaft. Die Minderungsbeiträge der Sektoren Industrie und Gebäude fallen bis 2030 geringer aus, werden allerdings im Zeitraum von 2030 bis 2040 noch gesteigert. Allerdings trägt auch im zweiten dargestellten Zeitraum der Verkehr die höchste Minderung bei, gefolgt vom Gebäudesektor, der aufgrund der langen Investitionszyklen erst nach 2030 einen größeren Minderungsbeitrag erbringen kann.

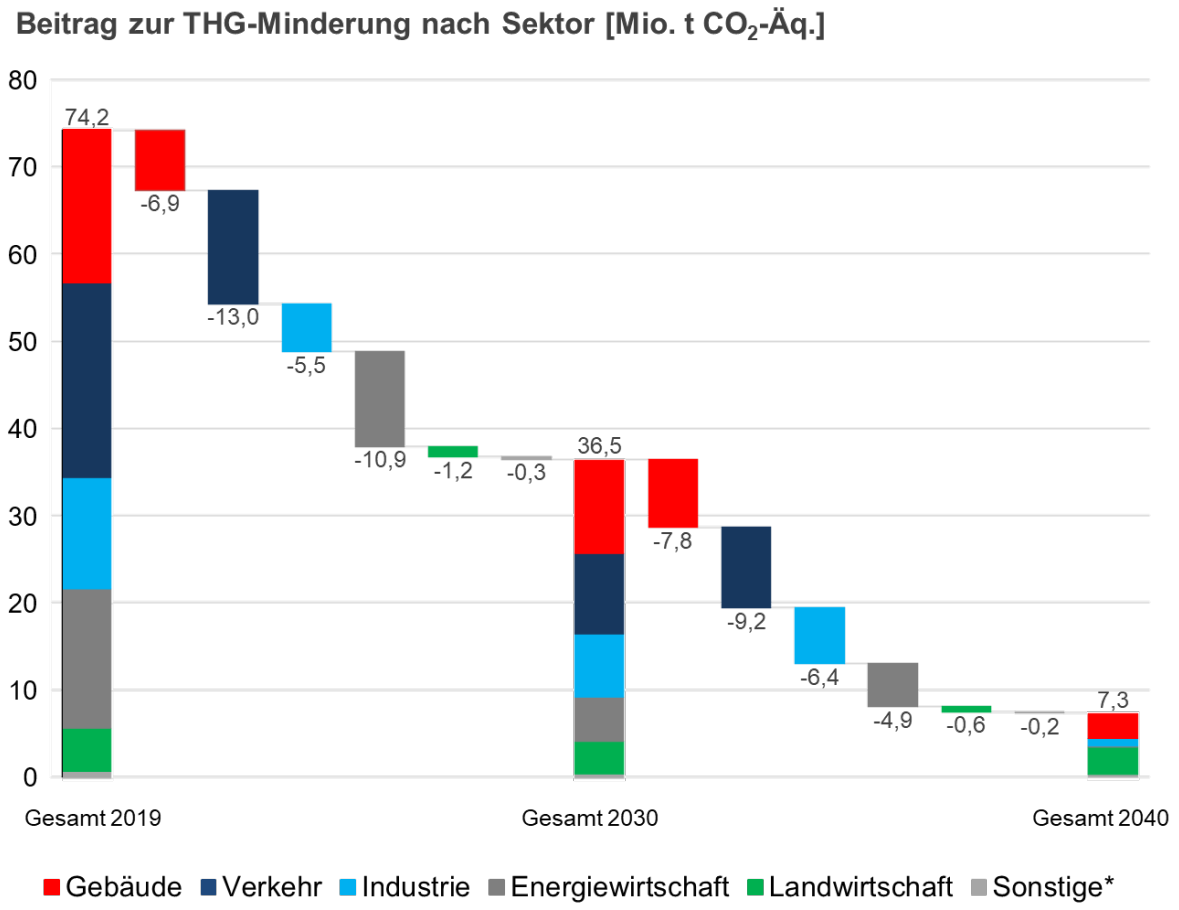


Abbildung 34: Veranschaulichung der absoluten sektoralen Beiträge zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Zielszenario zwischen 2019 und 2030 bzw. 2030 und 2040 (ohne LULUCF)

* Abfall/Abwasser

Anhang

Tabelle 26: Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2040 nach Energieträgern [PJ]

	2019	2025	2030	2035	2040
Mineralöl	464,7	314,0	200,0	105,6	15,6
Steinkohle	3,1	4,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	228,6	217,0	143,8	79,7	29,7
Biomasse*	89,5	88,3	100,7	90,0	73,5
Andere EE	17,5	29,3	61,0	85,3	109,6
Strom	228,2	250,8	291,5	329,7	365,4
Fernwärme	42,4	48,1	55,9	63,1	70,5
Wasserstoff	0,0	4,1	10,5	20,4	28,8
PtL	0,0	6,7	12,2	12,5	12,8
Abfall	5,8	5,5	5,0	4,4	3,8
Summe	**1.085**	**968**	**881**	**791**	**710**

* inkl. Biokraftstoffe

Tabelle 27: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr (exkl. Sonderverkehre) bis 2040 nach Energieträgern [PJ]

	2019	2025	2030	2035	2040
Benzin	101,4	67,1	38,6	19,3	0,0
Diesel	194,9	134,7	84,6	42,3	0,0
Kerosin	1,5	0,7	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,6	0,3	0,1	0,1	0,0
Flüssiggas (LPG)	1,5	0,9	0,3	0,2	0,0
Strom	5,1	23,5	38,7	62,4	86,2
Biokraftstoff	15,2	17,9	20,3	14,2	8,2
Wasserstoff (H_2)	0,0	3,4	6,3	10,4	14,5
Power-to-Liquids (PtL)	0,0	5,9	10,8	9,0	7,2
Summe	**320**	**254**	**200**	**158**	**116**

Tabelle 28: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Sektor Industrie in TWh bis 2040

Subsektor	Energieträger	2019	2025	2030	2035	2040
Chemische Industrie	Müll und andere Fossile	0,1	0,1	0,1	0,0	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
	Erdgas	2,3	1,9	1,1	0,5	-
	Fernwärme	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2
	Mineralölprodukte	0,1	0,1	0,1	0,0	-
	Kohle	-	-	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,0	0,1	0,1	0,2
	Wasserstoff	-	0,1	0,3	0,7	1,0
	Strom	1,8	1,7	2,1	2,1	2,0
Ernährung und Tabak	Müll und andere Fossile	-	-	-	-	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1
	Erdgas	2,5	2,1	1,2	0,5	-
	Fernwärme	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0
	Mineralölprodukte	0,3	0,3	0,2	0,1	-
	Kohle	0,0	0,0	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,1	0,2	0,4	0,6
	Wasserstoff	-	-	-	-	-
	Strom	1,7	2,0	2,3	2,5	2,7
Glas u. Keramik	Müll und andere Fossile	-	-	-	-	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Erdgas	0,8	0,7	0,4	0,2	-
	Fernwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Mineralölprodukte	0,1	0,1	0,1	0,0	-
	Kohle	-	-	-	-	-
	Umgebungswärme	-	-	-	-	-
	Wasserstoff	-	0,0	0,1	0,3	0,4
	Strom	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6
Maschinen- und Fahrzeugbau	Müll und andere Fossile	0,0	0,0	0,0	0,0	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
	Erdgas	4,5	3,9	2,2	1,0	-
	Fernwärme	1,3	1,4	1,5	1,7	1,7
	Mineralölprodukte	0,6	0,5	0,4	0,2	-

Subsektor	Energieträger	2019	2025	2030	2035	2040
	Kohle	0,0	0,0	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,3	0,6	1,2	1,7
	Wasserstoff	-	0,0	0,0	0,1	0,2
	Strom	9,2	10,2	11,5	12,3	13,2
Metallerzeugung und -Bearbeitung	Müll und andere Fossile	-	-	-	-	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
	Erdgas	3,2	2,7	1,5	0,7	-
	Fernwärme	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
	Mineralölprodukte	0,4	0,3	0,3	0,1	-
	Kohle	0,4	0,2	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,1	0,1	0,2	0,2
	Wasserstoff	-	0,1	0,4	0,9	1,3
	Strom	5,6	6,1	6,5	6,7	6,8
Papiergewerbe	Müll und andere Fossile	0,1	0,1	0,1	0,0	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	1,7	1,8	1,9	1,8	1,8
	Erdgas	3,2	2,8	1,6	0,7	-
	Fernwärme	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
	Mineralölprodukte	0,1	0,1	0,1	0,0	-
	Kohle	0,3	0,2	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,1	0,2	0,4	0,5
	Wasserstoff	-	0,0	0,1	0,1	0,2
	Strom	2,7	2,9	3,5	3,7	3,9
Sonstige	Müll und andere Fossile	0,0	0,0	0,0	0,0	-
	Biomasse und andere Erneuerbare	1,2	1,2	1,3	1,2	0,9
	Erdgas	2,1	1,8	1,0	0,5	-
	Fernwärme	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
	Mineralölprodukte	0,3	0,2	0,2	0,1	-
	Kohle	0,1	0,0	-	-	-
	Umgebungswärme	-	0,3	0,7	1,0	1,3
	Wasserstoff	-	0,0	0,0	0,1	0,1
	Strom	3,9	3,9	3,8	3,9	4,2
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Müll und andere Fossile	1,5	1,3	1,3	1,2	1,1
	Biomasse und andere Erneuerbare	1,5	1,6	2,1	2,1	2,1

Subsektor	Energieträger	2019	2025	2030	2035	2040
	Erdgas	0,8	0,7	0,4	0,2	-
	Fernwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Mineralölprodukte	0,7	0,6	0,5	0,3	-
	Kohle	1,2	0,7	-	-	-
	Umgebungswärme	-	-	-	-	-
	Wasserstoff	-	0,0	0,2	0,6	0,8
	Strom	1,0	1,1	1,2	1,1	1,3
Summe Industriesektor	Müll und andere Fossile	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1
	Biomasse und andere Erneuerbare	4,6	4,9	5,8	5,7	5,2
	Erdgas	19,2	16,6	9,4	4,2	0,0
	Fernwärme	3,9	4,1	4,5	4,9	5,1
	Mineralölprodukte	2,7	2,1	1,9	1,0	0,0
	Kohle	2,0	1,2	0,0	0,0	0,0
	Umgebungswärme	0,0	0,7	1,9	3,2	4,6
	Wasserstoff	0,0	0,2	1,2	2,8	4,0
	Strom	26,2	28,3	31,4	32,8	34,8
Gesamtsumme		**60,2**	**59,6**	**57,5**	**55,8**	**54,8**

Tabelle 29: Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff und PtL nach Sektoren im Zielszenario [PJ]

	2019	2025	2030	2035	2040
Wasserstoff					
Strom- u. Wärmeerzeugung	0	0	2,0	18,7	54,6
Raffinerien	0	0	2,5	18,0	26,3
Verkehr	0	3,4	6,3	10,4	14,5
Industrie	0	0,7	4,3	10,0	14,2
Gebäude	0	0	0	0	0
Summe	**0**	**4**	**15**	**57**	**110**
PtL					
Strom- u. Wärmeerzeugung	0	0	0	0	0
Raffinerien	0	1,1	5,4	9,7	16,2
Verkehr	0	5,9	10,8	9,0	7,2
Industrie	0	0	0	0	0
Gebäude	0	0,8	1,5	3,5	5,6
Summe	**0**	**8**	**18**	**22**	**29**

Tabelle 30: Entwicklung der Bruttostromerzeugung bis 2040 nach Energieträgern [TWh]

	2019	2020*	2025	2030	2035	2040
Kernenergie	21,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	11,7	8,8	6,7	0,0	0,0	0,0
Erdgas	3,9	3,9	5,3	7,0	4,5	0,0
Mineralöl	0,4	0,4	0,2	0,2	0,1	0,0
Abfall (nicht biogen)	0,5	0,5	0,7	0,6	0,4	0,2
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,9	3,7	7,5
Windenergie	2,9	3,0	5,0	12,5	21,0	28,2
Photovoltaik	5,7	6,4	11,1	22,6	34,0	43,6
Wasserkraft	4,5	4,1	4,5	4,5	4,5	4,5
Biomasse	4,6	4,7	3,8	3,8	3,0	2,4
Sonstige	1,9	1,6	2,7	3,0	3,1	3,1
Summe	**57,1**	**44,3**	**40,0**	**55,1**	**74,2**	**89,5**

* vorläufige Werte

Tabelle 31: Gesicherte Leistung [GW]

	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Fossil/Wasserstoff	10,9	9,5	6,6	4,7	5,3	5,5
Erneuerbare Energien	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Pumpspeicher	1,3	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5
Gesicherte Leistung	**12,9**	**11,4**	**8,9**	**7,1**	**7,8**	**7,9**
Pumpspeicher Österreich	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Gesicherte Leistung inkl. Österreich	**14,8**	**13,3**	**10,8**	**9,0**	**9,7**	**9,8**

Tabelle 32: Entwicklung der Netto-Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung [TWh]

	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Steinkohle	1,9	1,6	1,9	0,0	0,0	0,0
Erdgas bis 10 MW *	3,0	3,0	3,3	2,7	1,2	0,0
Wasserstoff bis 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,5
Erdgas > 10 MW *	1,8	1,8	2,6	2,6	1,6	0,0
Wasserstoff > 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,4	1,2	2,4
Biomasse	1,7	1,7	1,7	1,8	1,6	1,2
Abfall	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
Summe	**8,7**	**8,3**	**9,8**	**8,0**	**6,8**	**5,4**

* inkl. Mineralöl

Tabelle 33: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2040 nach Energieträgern [TWh]

	2019	2025	2030	2035	2040
Steinkohle	3,9	4,1	0	0	0
Erdgas	4,8	5,1	5,0	1,9	0
Wasserstoff	0	0	0	1,6	3,0
Solarthermie	0,01	0,1	0,2	0,4	0,9
Wärmepumpen	0	0,3	2,9	4,8	5,8
Abfall	1,4	1,6	2,1	2,5	3,1
Geothermie	0	0,4	1,3	2,5	2,5
Biomasse	2,2	2,9	4,6	4,3	3,9
Andere EE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Abwärme Industrie	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
Elektrokessel	0	0	0,3	0,6	1,7
Summe	**12,7**	**15,0**	**17,0**	**19,3**	**21,5**

Literaturverzeichnis

1. MINISTERIUM FÜR VERKEHR BADEN WÜRTTEMBERG. *Verkehrsinfrastruktur 2030: Ein Klimaschutzszenario für Baden-Württemberg*. Verfügbar unter: https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikation/did/verkehrsinfrastruktur-2030-ein-klimaschutzszenario-fuer-baden-wuerttemberg/

2. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. KFZ und Verkehrsbelastung. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Verkehr/KFZBelastung/

3. ZSW, IFEU, ÖKO-INSTITUT, FRAUNHOFER ISI und HAMBURG INSTITUT. *Energie- und Klimaschutzziele 2030*. September 2017. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/4_Klima/Klimaschutz/170928_Endbericht_Energie-_und_Klimaschutzziele_2030.pdf

4. AGORA ENERGIEWENDE. *Klimaneutrales Deutschland 2045*. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf

5. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (BMU). *Projektionsbericht der Bundesregierung 2021*. Verfügbar unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/projektionsbericht_2021_bf.pdf

6. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Emissionsdaten. *Umweltbundesamt*. 26. Oktober 2012. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsdaten

7. LOGA, Tobias, STEIN, Britta, DIEFENBACH, Nikolaus und BORN, Rolf. *Deutsche Wohngebäudetypologie Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden – zweite erweiterte Auflage –*. 2015. IWU. Verfügbar unter: https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_LogaEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf

8. KENKMANN, T., BÜRGER, V., ROHDE, C. und SCHLOMANN, B. *Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg - Erstellung der Datengrund-lage für den Gebäudebereich sowie die Prozessenergien in den Sektoren Industrie und GHD*. 2012. Öko-Institut & Fraunhofer ISI.

9. BUNDESREGIERUNG. *Koalitionsvertrag 2021*. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800

10. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. FNR - Biogas: Biomethan. 2022. Verfügbar unter: https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan

11. LUDERER, Gunnar, KOST, Christoph und SÖRGEL, Dominika. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. . 19. Oktober 2021. DOI 10.48485/pik.2021.006. Verfügbar unter: https://publications.pik-potsdam.de/pubman/faces/ViewItemOverviewPage.jsp?itemId=item_26056

12. FLEITER, Tobias, REHFELDT, Matthias, HERBST, Andrea, ELSLAND, Rainer, KLINGLER, Anna-Lena, MANZ, Pia und EIDELLOTH, Stefan. A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. 2018.

Verfügbar unter: https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/d90df18b-93dd-42eb-b6bd-23790bbb826c/details

13. FLEITER, Tobias, REHFELDT, Matthias, HERBST, Andrea, MANZ, Pia und NEUWIRTH, Marius. *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Industrie*. 2021. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/FT_Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf

14. MANZ, Pia, FLEITER, Tobias und AYDEMIR, Ali. Developing a georeferenced database of energy-intensive industry plants for estimation of excess heat potentials. 2018. Verfügbar unter: https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2018/2-sustainable-production-towards-a-circular-economy/developing-a-georeferenced-database-of-energy-intensive-industry-plants-for-estimation-of-excess-heat-potentials/

15. 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Netzentwicklungsplan 2035 (2021) | Netzentwicklungsplan. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021

16. 50 HERTZ TRANSMISSION, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) | Netzentwicklungsplan. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-20372045-2023

17. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur - Kraftwerksliste. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html

18. BUNDESAMT FÜR DIE SICHERHEIT DER NUKLEAREN ENTSORGUNG. *Bekanntmachung gemäß § 7 Absatz 1 c Atomgesetz (AtG) - Jahresmeldung 2021*. 14. April 2022. Verfügbar unter: https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/berichte/kt/elektrizitaetsmenge-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1

19. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur - Systemrelevante Kraftwerke. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html

20. PROGNOS AG und SPHERA GMBH. *Analyse der aktuellen Situation des H2-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg*. Januar 2022.

21. ZSW, IFEU, ÖKO-INSTITUT, FRAUNHOFER ISI, HAMBURG INSTITUT, und DR. JOACHIM NITSCH. *Energie- und Klimaschutzziele 2030*. Stuttgart, 2017.

22. BORRMANN, Rasmus, REHFELDT, Knud und KRUSE, Dennis. *Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen*. 2020. Deutsche Windguard. Verfügbar unter: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf

23. HEIMERL, S. *Persönliche Auskunft*. 2022.

24. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. Potenzialanalyse - Energieatlas. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/wind/potenzialanalyse

25. ENBW. Lithium umweltfreundlich gewinnen. *Lithium umweltfreundlich gewinnen*. 9. April 2021. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/lithium-umweltfreundlich-gewinnen.html

26. LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN (LAK). Glossar. 2022. Verfügbar unter: https://www.lak-energiebilanzen.de/glossar-2/

27. WIRTSCHAFTSVERBAND und FUELS UND ENERGIE E. V. (EN2X). Raffinerien und Produktion. *en2x*. Verfügbar unter: https://en2x.de/positionen/raffinerien-und-produktion/

28. BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E.V. (HRSG.). Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/

29. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (Hrsg.). *dena Leitstudie. Aufbruch Klimaneutralität*. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

30. UNITED NATIONS CLIMATE CHANGE und UMWELTBUNDESAMT (UBA). National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2019. Verfügbar unter: https://unfccc.int/documents/273433

31. FORSTLICHE VERSUCHS- UND FORSCHUNGSANSTALT BADEN-WÜRTTEMBERG (FVA). Waldzustandsbericht 2021. *Baden-Württemberg.de*. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlr/intern/dateien/publikationen/Wald/2021_waldzustandsbericht.pdfLast Modified: 2022-05-06T17:30:36

32. REPENNING, J., EMELE, L., BLANCK, R., BÖTTCHER, H. und DEHOUST, G. *Klimaschutzszenario Elektrifizierung, 3. Endbericht (Klimaschutzszenario 2050)*. 2021. Umweltbundesamt.

33. REICHELT, F. und LECHTAPE, C. *Greifswalder Moorstudie - Abschlussbericht Emissionsbilanzierung und Handlungsempfehlungen für die Moorflächen im Greifswalder Stadtgebiet*. 2019. Greifswald Moor Centrum-Schriftenreihe 01/2019. Verfügbar unter: https://www.greifswaldmoor.de/files/dokumente/GMC%20Schriften/2019-01_Reichelt&Lechtape_Titel_FR_gro%C3%9F.pdf

34. HENNENBERG, K., BÖTTCHER, H., REISE, J., HEROLD, A., BOHN, F., GUTSCH, M. und REYER, C. *Interpretation des Klimaschutzgesetzes für die Waldbewirtschaftung verlangt adäquate Datenbasis – Reaktion auf die Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats für Waldpolitik beim BMEL (vom 22.06.2021)*. 2021. Working Paper 03/21. Verfügbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/03-WP-Klimaschutzgesetz-Waldbewirtschaftung.pdf

35. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, NUKLEARE SICHERHEIT UND VERBRAUCHERSCHUTZ (BMUV). Bundes-Klimaschutzgesetz - BMUV-Gesetze und Verordnungen. *bmuv.de*. Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf

36. RÖSEMANN, Claus, HAENEL, Hans-Dieter, VOS, Cora, DÄMMGEN, Ulrich, DÖRING, Ulrike, WULF, Sebastian, EURICH-MENDEN, Brigitte, FREIBAUER, Annette, DÖHLER, Helmut, SCHREINER, Carsten, OSTERBURG, Bernhard und FUSS, Roland. *Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2019 (Report zu Methoden und Daten (RMD) Berichterstattung 2021)*. 2021. Thünen. Verfügbar unter: https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_84.pdf

37. BUNDESREGIERUNG. *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1

38. WILLETT, Walter, ROCKSTRÖM, Johan, LOKEN, Brent, SPRINGMANN, Marco, LANG, Tim, VERMEULEN, Sonja, GARNETT, Tara, TILMAN, David, DECLERCK, Fabrice, WOOD, Amanda, JONELL, Malin, CLARK, Michael, GORDON, Line J., FANZO, Jessica, HAWKES, Corinna, ZURAYK, Rami, RIVERA, Juan A., VRIES, Wim De, SIBANDA, Lindiwe Majele, AFSHIN, Ashkan, CHAUDHARY, Abhishek, HERRERO, Mario, AGUSTINA, Rina, BRANCA, Francesco, LARTEY, Anna, FAN, Shenggen, CRONA, Beatrice, FOX, Elizabeth, BIGNET, Victoria, TROELL, Max, LINDAHL, Therese, SINGH, Sudhvir, CORNELL, Sarah E., REDDY, K. Srinath, NARAIN, Sunita, NISHTAR, Sania und MURRAY, Christopher J. L. Food in the Anthropocene: the EAT–Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems. *The Lancet*. 2. Februar 2019. Jg. 393, Nr. 10170, S. 447–492. DOI 10.1016/S0140-6736(18)31788-4.

39. LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT, ERNÄHRUNG UND LÄNDLICHEN RAUM SCHWÄBISCH GMÜND (LEL). *Vieh und Fleisch 2020 - 3. Versorgungsrechnung*. 2020. Verfügbar unter: https://www.km-bw.de/pb/site/pbs-bw-new/get/documents/MLR.LEL/PB5Documents/lel/Abteilung_4/Vieh%20und%20Fleisch/3%20Versorgungsrechnung.pdf

40. VOGT, R. und LUDMANN, S. *Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2018 für das Land Berlin*. 2019. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. Verfügbar unter: https://www.berlin.de/sen/uvk/_assets/umwelt/kreislaufwirtschaft/abfallbehoerde/abfallbilanzen/abfallbilanz_2018.pdf

41. VOGT, R., DERREZA-GREEVEN, C. und GIEGRICH, J. *Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft - Darstellung der Potenziale zur Verringerung der Treibhausgasemission aus dem Abfallsektor in den OECD Staaten und ausgewählten Schwellenländern; Nutzung der Erkenntnisse im Abfalltechniktransfer*. 2015. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_46_2015_klimaschutzpotenziale_der_abfallwirtschaft_0.pdf

42. KNAPPE, F., REINHARDT, J., SCHORB, A. und THEIS, S. *Untersuchungs- und Demonstrations-vorhaben zur Intensivierung der Verwendung von aufbereitetem Bauschutt als Betonzuschlagsstoff*. 2016. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Umwelt/160201-Bericht_R-Beton_ifeu.pdf

43. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. Abfallvermeidung in der Baubranche. 2013. Verfügbar unter: https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/59710

44. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. Ideen für mögliche Maßnahmen zur Abfallvermeidung in Baden-Württemberg. 2013. Verfügbar unter: https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/55314