

Forschungsbericht BWPLUS

## **Energie- und Klimaschutzziele 2030**

von

Maïke Schmidt

Anna-Lena Fuchs, Tobias Kelm

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

Nabil Abdalla, Fabian Bergk, Horst Fehrenbach,

Marie Jamet, Udo Lambrecht, Peter Mellwig,

Martin Pehnt, Regine Vogt

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Rainer Elsland, Tobias Fleiter

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Veit Bürger, Günter Dehoust, Hannah Förster, Benjamin Greiner

Klaus Hennenberg, Margarethe Scheffler, Kirsten Wiegmann

Öko-Institut e.V., Freiburg

Christian Maaß, Matthias Sandrock

HIR Hamburg Institut Research

Förderkennzeichen: BWKS 16001 - BWKS 16004

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

**September 2017**

 <p><b>Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)</b></p> <p>Meitnerstraße 1 70563 Stuttgart</p>	<p>Maike Schmidt (Projektleitung) Anna-Lena Fuchs Tobias Kelm</p>
 <p><b>ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH</b></p> <p>Wilckensstraße 3 69120 Heidelberg</p>	<p>Nabil Abdalla Fabian Bergk Horst Fehrenbach Marie Jamet Udo Lambrecht Peter Mellwig Dr. Martin Peht Regine Vogt</p>
 <p><b>Öko-Institut e.V.</b></p> <p>Merzhauser Straße 173 79100 Freiburg</p>	<p>Dr. Veit Bürger Dr. Günter Dehoust Dr. Hannah Förster Benjamin Greiner Dr. Klaus Hennenberg Margarethe Scheffler Kirsten Wiegmann</p>
 <p><b>Fraunhofer ISI</b></p> <p><b>Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI</b></p> <p>Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe</p>	<p>Prof. Dr. Rainer Elsland Dr. Tobias Fleiter</p>
 <p><b>HIR Hamburg Institut Research</b></p> <p>Paul-Neumann-Platz 5 22765 Hamburg</p>	<p>Christian Maaß Dr. Matthias Sandrock</p>
<p><b>Dr. Joachim Nitsch</b></p>	

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>18</b>
<b>Hintergrund und Rahmenbedingungen</b> .....	<b>30</b>
<b>1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens</b> .....	<b>30</b>
<b>2 Rahmenbedingungen und Ausgangslage</b> .....	<b>32</b>
2.1 Internationaler Klimaschutz .....	32
2.2 Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene .....	32
2.3 Rahmenbedingungen auf Bundesebene .....	33
2.4 Rahmenbedingungen auf Landesebene .....	36
2.5 Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen in Baden-Württemberg bis 2015 .....	37
2.6 Rahmendaten für die Erstellung und Bewertung der Szenarien .....	39
2.6.1 Globale und europäische Ebene .....	39
2.6.2 Bundesebene .....	40
2.6.3 Landesebene .....	40
2.7 Herleitung der Handlungsempfehlungen und Schlüsselstrategien .....	41
<b>Sektorenspezifische Szenarien und Empfehlungen</b> .....	<b>42</b>
<b>3 Verkehr</b> .....	<b>43</b>
3.1 Methodik, Annahmen und Parameter .....	43
3.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	48
3.3 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	53
<b>4 Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden</b> .....	<b>57</b>
4.1 Methodik, Annahmen und Parameter .....	57
4.2 Annahmen im Referenzszenario .....	59
4.3 Annahmen im Zielszenario .....	61
4.4 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	65
4.5 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	69
<b>5 Stromverbrauch in privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)</b> .....	<b>72</b>

5.1	Methodik, Annahmen und Parameter .....	72
5.2	Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	74
5.3	Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	77
<b>6</b>	<b>Industrie .....</b>	<b>78</b>
6.1	Methodik, Annahmen und Parameter .....	78
6.2	Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	87
6.3	Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	93
<b>7</b>	<b>Erneuerbare und fossile Stromerzeugung .....</b>	<b>95</b>
7.1	Methodik, Annahmen und Parameter .....	95
7.2	Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	104
7.2.1	Entwicklung der installierten Leistungen und Stromerzeugung .....	104
7.2.2	Strombilanz .....	109
7.2.3	Überschlägige Bewertung der Versorgungssicherheit.....	111
7.2.4	Emissionsentwicklung.....	112
7.3	Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	116
<b>8</b>	<b>Fernwärme.....</b>	<b>120</b>
8.1	Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	120
8.2	Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen .....	122
<b>9</b>	<b>Raffinerien.....</b>	<b>124</b>
<b>10</b>	<b>Energiebedingte Methan- und Lachgasemissionen .....</b>	<b>125</b>
<b>11</b>	<b>Langfristiger Bedarf an synthetischen Energieträgern (PtL, PtG).....</b>	<b>126</b>
11.1	Power-to-Liquid (Verkehrssektor).....	126
11.2	Power to Gas .....	126
11.3	Gesamtbedarf .....	126
<b>12</b>	<b>Zusammenfassung der Energieszenarien.....</b>	<b>129</b>
<b>13</b>	<b>Landwirtschaft .....</b>	<b>135</b>
13.1	Methodik, Annahmen und Parameter .....	135
13.2	Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	137
13.3	Handlungsempfehlungen .....	144

<b>14 Industrieprozesse und Produktverwendung.....</b>	<b>145</b>
14.1 Methodik, Annahmen und Parameter.....	145
14.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	146
<b>15 Energiegewinnung und -verteilung .....</b>	<b>147</b>
<b>16 Abfall- und Kreislaufwirtschaft .....</b>	<b>148</b>
16.1 Methodik, Annahmen und Parameter.....	148
16.2 Ergebnisse des Referenz- und Zielszenarios .....	152
16.2.1 Abfallaufkommen.....	152
16.2.2 Behandlungsoptionen.....	154
16.2.3 Emissionsentwicklung.....	155
16.3 Handlungsempfehlungen .....	158
<b>17 Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) .....</b>	<b>159</b>
17.1 Methodik, Annahmen und Parameter.....	159
17.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario .....	160
17.2.1 Kohlenstoffspeicher im Wald .....	162
17.2.2 Erhalt von Dauergrünland.....	163
17.2.3 Schutz von Moorböden.....	164
17.3 Handlungsempfehlungen .....	165
<b>18 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und Vorschläge für Zielsetzungen.....</b>	<b>166</b>
18.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050.....	166
18.2 Mögliche Zielsetzungen 2025/2030 und Einordnung.....	170
<b>Ökonomische Auswirkungen .....</b>	<b>174</b>
<b>19 Ökonomische Implikationen verstärkter THG-Vermeidungsanstrengungen gegenüber dem Referenzszenario.....</b>	<b>175</b>
19.1 Methodik, Annahmen.....	175
19.2 Ergebnisse.....	178
19.2.1 Sektorale Besonderheiten .....	178
19.2.2 Ergebnisse für den Zeitraum 2017-2030.....	180
19.2.3 Ergebnisse für den Zeitraum 2031-2050.....	182
19.3 Weiterer Forschungsbedarf.....	184

<b>20 Wettbewerbliche Chancen von Unternehmen in Baden-Württemberg .....</b>	<b>186</b>
20.1 Unternehmenslandschaft in Baden-Württemberg.....	187
20.1.1 Relevanz der Wirtschaftsbereiche in Baden-Württemberg.....	187
20.1.2 Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und Relation zum Klimaschutz.....	188
20.1.3 Wirtschaftszweige und ihre Produkte am Weltmarkt .....	191
20.2 Globaler Klimaschutz und mögliche Änderungen am Weltmarkt .....	192
20.2.1 Klimaschutz als Wachstumsmarkt .....	192
20.2.2 Zukünftige Entwicklungen.....	195
20.3 Antizipation ermöglicht Wettbewerbschancen .....	198
20.3.1 Bestehende Aktivitäten in Baden-Württemberg.....	198
20.3.2 Strategische Vorteile durch Vorreiterrolle.....	199
<b>Anhang .....</b>	<b>201</b>
<b>21 Ergebnistabellen.....</b>	<b>201</b>
21.1 Emissionsentwicklung.....	201
21.2 Primärenergieverbrauch.....	203
21.3 Endenergieverbrauch.....	204
21.4 Bruttostromverbrauch.....	209
21.5 Verkehr .....	211
21.6 Erneuerbare und fossile Stromerzeugung.....	213
21.7 Fernwärme.....	218
21.8 Industrieprozesse und Produktverwendung .....	219
21.9 Abfall- und Kreislaufwirtschaft.....	220
<b>22 Einordnung der Ergebnisse der Stromerzeugung anhand anderer Szenarien.</b>	<b>221</b>
<b>23 Modellbeschreibungen.....</b>	<b>224</b>
23.1 Raumwärme- und Warmwasser.....	224
<b>24 Annahmen zur Kostenberechnung.....</b>	<b>230</b>
24.1 Anmerkungen zur Kostenbewertung in den Sektoren.....	230
24.2 Stromerzeugung .....	231
24.3 Fernwärme.....	232
24.4 Verkehr .....	233

24.4.1 Fahrzeugkosten.....	233
24.4.2 Infrastrukturkosten.....	234
24.5 Raumwärme und Warmwasser .....	234
24.6 Stromverbrauch .....	235
24.7 Industrie .....	236
24.8 Landwirtschaft.....	237
24.9 Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) .....	237
24.10 Abfall- und Kreislaufwirtschaft .....	238
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>239</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Zielszenario nach Sektoren.....	19
Abb. 2:	Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario .....	22
Abb. 3:	Neuzulassungsanteile von Pkw in den Szenarien, differenziert nach Antriebsart.....	45
Abb. 4:	Neuzulassungen Sattelzüge im Zielszenario, differenziert nach Antriebsart.....	45
Abb. 5:	Verkehrsleistungsbezogener Modal-Split im Personenverkehr im Referenz- und Zielszenario.....	46
Abb. 6:	Verkehrsleistungsbezogener Modal-Split im Güterverkehr im Referenz- und Zielszenario .....	46
Abb. 7:	Fahrleistung im Straßenpersonenverkehr im Referenz- und Zielszenario ...	47
Abb. 8:	Fahrleistung im Güterverkehr im Referenz- und Zielszenario .....	48
Abb. 9:	Zerlegung der Einflussfaktoren zur Minderung der THG-Emissionen im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2030 .....	50
Abb. 10:	Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern im Referenz- und Zielszenario .....	51
Abb. 11:	Errichtungsjahre der 2011 noch im Betrieb befindenden Öl- und Erdgasheizungen.....	58
Abb. 12:	U-Wert-Anforderungen im Mindeststandard (San1) und förderfähigen Standard (San2) hier am Beispiel Dach.....	59
Abb. 13:	Verteilung der Sanierungstypen im Referenzszenario .....	59
Abb. 14:	Wärmeerzeugerbestand in Wohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050.....	60
Abb. 15:	Wärmeerzeugerbestand in Nichtwohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050 .....	61
Abb. 16:	U-Wert-Anforderungen im Mindeststandard (San1) und förderfähigen Standard (San2) hier am Beispiel Dach.....	62
Abb. 17:	Verteilung der Sanierungstypen im Zielszenario .....	62
Abb. 18:	Wärmeerzeugerbestand in Wohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050.....	64
Abb. 19:	Wärmeerzeugerbestand in Nichtwohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050 .....	64
Abb. 20:	Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser im Referenzszenario .....	65
Abb. 21:	Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser im Zielszenario .....	66

Abb. 22:	CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Raumwärme und Trinkwarmwasser im Zielszenario .....	67
Abb. 23:	Stromverbrauch in den privaten Haushalten differenziert nach Verbrauchsgruppen (ohne Wärmeanwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario .....	74
Abb. 24:	Stromverbrauch GHD-Sektor differenziert nach Wirtschaftszweigen (ohne Wärmeanwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario .....	75
Abb. 25:	Stromverbrauch in den privaten Haushalten und dem GHD-Sektor (ohne Wärmeanwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario .....	76
Abb. 26:	Energiebilanz 2014 des Landes Baden-Württemberg umgerechnet auf die Definition der Subsektoren .....	79
Abb. 27:	CO <sub>2</sub> -Emissionen 2014 der Industrie nach Branchen und Energieträgern inkl. prozessbedingten Emissionen, nach Quellenbilanz .....	80
Abb. 28:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Industrie inkl. prozessbedingten Emissionen, nach Quellenbilanz .....	81
Abb. 29:	CO <sub>2</sub> -Emissionen einzelner Standorte der Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg .....	82
Abb. 30:	Kumulierte THG-Emissionen der Industriestandorte des EU-Emissionshandels in Baden-Württemberg (exkl. Mineralö Raffinerie) .....	83
Abb. 31:	Potenzielle CO <sub>2</sub> -Lagerstätten in Deutschland .....	84
Abb. 32:	THG-Emissionen des IndustRIESektors nach Energieträgern in Ziel- und Referenzszenario (inkl. prozessbedingter Emissionen) .....	88
Abb. 33:	Endenergieverbrauch des IndustRIESektors im Zielszenario nach Energieträgern .....	90
Abb. 34:	Endenergieverbrauch des IndustRIESektors im Referenzszenario nach Energieträgern .....	91
Abb. 35:	Entwicklung der installierten Netto-Leistung der Bestandskraftwerke in Baden-Württemberg ausgehend vom Bestand Ende 2015 sowie angenommenen Lebensdauern .....	97
Abb. 36:	Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenz- und Zielszenario. ....	104
Abb. 37:	Entwicklung der installierten Netto-Leistung in Baden-Württemberg im Referenz und Zielszenario .....	105
Abb. 38:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung im Zielszenario insgesamt ...	106
Abb. 39:	Entwicklung der installierten Leistung, Anlagenzahl und Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in Baden-Württemberg im Zielszenario sowie Anlagenzahl im Referenzszenario .....	108
Abb. 40:	Entwicklung der Fernwärmeerzeugung im Referenz- und Zielszenario nach Energieträgern .....	120

Abb. 41:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Referenz und Zielszenario.....	130
Abb. 42:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren .....	132
Abb. 43:	Prozessbedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen im Industriesektor im Jahr 2014.....	145
Abb. 44:	Entwicklung der prozessbedingten Emissionen im Industriesektor im Zielszenario .....	146
Abb. 45:	Behandlungsoptionen biogener Abfälle in Referenz- und Zielszenario .....	154
Abb. 46:	Abfälle zur thermischen Behandlung in Referenz- und Zielszenario .....	155
Abb. 47:	Treibhausgasemissionen im LULUCF-Sektor im Referenz- und Zielszenario .....	161
Abb. 48:	Holzeinschlag für das Referenz- und Zielszenario .....	163
Abb. 49:	Entwicklung der energiebedingten und nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario .....	166
Abb. 50:	Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario .....	168
Abb. 51:	Veranschaulichung des Bereiches der ökonomischen Analyse .....	175
Abb. 52:	Skizzierung Vergleich Vermeidungskosten und Schadenkosten durch Berechnung der „Nettokosten“ .....	176
Abb. 53:	Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg 2013 nach Wirtschaftsbereichen .....	188
Abb. 54:	Bruttowertschöpfung 2013 nach Wirtschaftszweigen im verarbeitenden Gewerbe.....	189
Abb. 55:	Exportanteile von Wirtschaftszweigen im verarbeitenden Gewerbe .....	190
Abb. 56:	Marktvolumen für Umwelttechnik und Ressourceneffizienz in Deutschland, 2013.....	193
Abb. 57:	Umsätze mit Umweltschutzgütern in Baden-Württemberg .....	194
Abb. 58:	Branchenanteile an der Produktion von Umweltschutzgütern in Deutschland, 2010.....	195
Abb. 59:	Getrennt erfasste Wertstoffmengen zur Verwertung in Referenz- und Zielszenario .....	220
Abb. 60:	Erzeugbare Kompostmengen aus Kompostierung und Vergärung getrennt erfasster Bio- und Grünabfälle .....	220
Abb. 61:	Installierte Leistung und Stromerzeugung im Jahr 2050 für die Szenarien B 2030 und C 2030 des Netzentwicklungsplans, das damalige Energieszenario 2050 im Vergleich zum Zielszenario.....	221
Abb. 62:	Baualtersklassen und Gebäudearten in GEMOD für Baden-Württemberg .....	224
Abb. 63:	Struktureller Aufbau des Gebäudemodell GEMOD mit symbolischer Darstellung von Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie parametrisierten Randbedingungen .....	225
Abb. 64:	Sanierungszyklen für den Gebäudetyp EFH_C nach Art der Sanierung .....	228

Abb. 65:	Entwicklung des Bestands an EFH_C nach Art der Sanierung .....	228
Abb. 66:	Annahmen zu den spezifischen Investitionen ausgewählter Technologien zur Dampferzeugung in der Industrie.....	237

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Strombilanz im Zielszenario.....	20
Tab. 2:	Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario .....	23
Tab. 3:	Vergleich der bestehenden sektoralen IEKK-Ziele 2020 mit möglichen Zwischenzielen 2025 und den Zielvorschlägen 2030.....	24
Tab. 4:	Zentrale Handlungsspielräume des Landes und Handlungsempfehlungen..	27
Tab. 5:	Treibhausgasminderungsziele der Europäischen Union sowie Zieltrias der EU-Klimapolitik im Jahr 2020 und 2030.....	32
Tab. 6:	Treibhausgasminderungsziele des EU-Emissionshandels und der Lastenteilungsentscheidung im Jahr 2020 und 2030 gegenüber 2005.....	33
Tab. 7:	Zielsetzungen der Energiewende in Deutschland .....	34
Tab. 8:	Sektorziele im Jahr 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung .....	36
Tab. 9:	Übergeordnete Zielsetzungen des Landes für das Jahr 2050 und Zielwerte 2020 entsprechend des Energieszenario 2050.....	36
Tab. 10:	Sektorziele der Treibhausgasminderung des IEKK.....	37
Tab. 11:	Sektorale Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg sowie Zielwerte 2020 nach IEKK .....	38
Tab. 12:	EUA-Preise und Grenzübergangspreise im Referenz- und Zielszenario .....	40
Tab. 13:	Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung auf Bundesebene im Referenz- und Zielszenario .....	40
Tab. 14:	Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung auf Landesebene im Referenz- und Zielszenario .....	41
Tab. 15:	CO <sub>2</sub> -Emissionen im Sektor Verkehr nach Kraftstoffen im Referenz- und Zielszenario .....	49
Tab. 16:	CO <sub>2</sub> -Emissionen im Gebäudebereich nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario .....	68
Tab. 17:	Zusammenfassung der zentralen Annahmen im Industriesektor.....	85
Tab. 18:	Annahmen zur Entwicklung der Industrie-Bruttowertschöpfung je Subsektor als Index .....	86
Tab. 19:	Zusammenfassung der zentralen Annahmen in der Zementindustrie .....	87
Tab. 20:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen im Sektor Industrie nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario .....	92
Tab. 21:	Technische Lebensdauer des fossilen Kraftwerkparks .....	96
Tab. 22:	Technische Lebensdauern der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	100

Tab. 23:	Kenndaten von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmejahr in Baden-Württemberg.....	101
Tab. 24:	Nettostromerzeugung und installierte Leistung aus erneuerbaren Energien im Zielszenario nach Sparten .....	107
Tab. 25:	Entwicklung des jährlichen Photovoltaikzubaues im Zielszenario in Baden-Württemberg im Mittel der angegebenen Zeiträume .....	108
Tab. 26:	Strombilanz im Zielszenario.....	111
Tab. 27:	Entwicklung der Höchstlast und gesicherten Leistung im Zielszenario.....	112
Tab. 28:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario .....	113
Tab. 29:	Emissionen der Stromerzeugung nach Quellenbilanz, des Stromimports und Quellenbilanz unter Berücksichtigung des Stromimports .....	114
Tab. 30:	Entwicklung der Kollektorfläche solarer Nahwärmanlagen im Referenz- und Zielszenario .....	121
Tab. 31:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Fernwärmeerzeugung nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario.....	122
Tab. 32:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Raffinerien im Referenz- und Zielszenario .....	124
Tab. 33:	Entwicklung des Power to Liquid- und Power to Gas-Verbrauchs im Zielszenario .....	127
Tab. 34:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Zielszenario .....	130
Tab. 35:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Zielszenario .....	133
Tab. 36:	Annahmen und Berechnungen des Referenzszenarios Landwirtschaft .....	136
Tab. 37:	Annahmen und Berechnungen des Zielszenarios Landwirtschaft .....	136
Tab. 38:	Entwicklung der Tierbestände im Referenzszenario .....	137
Tab. 39:	Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im Referenzszenario.....	138
Tab. 40:	Entwicklung der Methan, Lachgas, und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft im Referenzszenario .....	139
Tab. 41:	Entwicklung der Tierbestände im Zielszenario .....	140
Tab. 42:	Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im Zielszenario .....	140
Tab. 43:	Entwicklung der Methan, Lachgas, und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft im Zielszenario.....	141
Tab. 44:	Minderungswirkungen der einzelnen Treiber im Jahr 2030 gegenüber 2014 .....	142
Tab. 45:	Annahmen für das Referenz- und das Zielszenario im Sektor Abfall.....	149
Tab. 46:	Energienutzung der baden-württembergischen MVAs .....	152
Tab. 47:	Abfallmassenströme im Referenzszenario.....	153

Tab. 48:	Abfallmassenströme im Zielszenario .....	153
Tab. 49:	Entwicklung der THG-Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft im Referenz- und Zielszenario .....	156
Tab. 50:	Treibhausgasemissionen im LULUCF-Sektor im Referenz- und Zielszenario .....	162
Tab. 51:	Eckwerte des Zielszenarios und prozentuale Veränderung gegenüber 1990 bzw. 2014 .....	167
Tab. 52:	Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario .....	168
Tab. 53:	Vergleich der bestehenden sektoralen IEKK-Ziele 2020 mit möglichen Zwischenzielen 2025 und den Zielvorschlägen 2030.....	170
Tab. 54:	Gegenüberstellung der Zielsetzungen nach Handlungsfeldern des Klimaschutzplans mit den Zielvorschlägen 2030 für Baden-Württemberg..	171
Tab. 55:	Datenquellen für die ökonomische Betrachtung.....	177
Tab. 56:	Wesentliche Investitionen und Energieträgerveränderungen mit Einfluss auf sektorale Vermeidungskosten.....	179
Tab. 57:	Kumulierte Ergebnisse für den Zeitraum 2017-2030.....	180
Tab. 58:	Kumulierte Ergebnisse für den Zeitraum 2031-2050.....	182
Tab. 59:	Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Referenzszenario .....	201
Tab. 60:	Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario .....	202
Tab. 61:	Primärenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern.....	203
Tab. 62:	Primärenergieverbrauch im Zielszenario nach Energieträgern.....	203
Tab. 63:	Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern .....	204
Tab. 64:	Endenergieverbrauch im Zielszenario nach Energieträgern.....	204
Tab. 65:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Referenzszenario nach Energieträgern.....	205
Tab. 66:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Zielszenario nach Energieträgern.....	205
Tab. 67:	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Referenzszenario nach Energieträgern.....	205
Tab. 68:	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Zielszenario nach Energieträgern.....	206
Tab. 69:	Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Referenzszenario nach Energieträgern .....	206
Tab. 70:	Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Zielszenario nach Energieträgern .....	206
Tab. 71:	Endenergieverbrauch der Industrie im Referenzszenario nach Energieträgern.....	207

Tab. 72:	Endenergieverbrauch der Industrie im Zielszenario nach Energieträgern ..	207
Tab. 73:	Entwicklung der Kollektorfläche von Solarthermieanlagen im Referenz- und Zielszenario .....	208
Tab. 74:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Referenzszenario.....	209
Tab. 75:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Zielszenario .....	210
Tab. 76:	Bestand nach Fahrzeugtyp und Antriebsart im Referenzszenario.....	211
Tab. 77:	Bestand nach Fahrzeugtyp und Antriebsart im Zielszenario .....	212
Tab. 78:	Installierte Netto-Leistungen in Baden-Württemberg im Referenzszenario	213
Tab. 79:	Installierte Netto-Leistungen in Baden-Württemberg im Zielszenario .....	214
Tab. 80:	Entwicklung der erdgas- und mineralölbetriebenen KWK-Leistungen im Referenz- und Zielszenario.....	214
Tab. 81:	Nettostromerzeugung in Baden-Württemberg im Referenzszenario .....	215
Tab. 82:	Nettostromerzeugung in Baden-Württemberg im Zielszenario .....	215
Tab. 83:	Entwicklung der Nettostromerzeugung aus KWK in Baden-Württemberg im Referenz- und Zielszenario .....	216
Tab. 84:	Strombilanz im Referenzszenario .....	216
Tab. 85:	Strombilanz im Zielszenario.....	217
Tab. 86:	Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme in Baden-Württemberg im Referenzszenario .....	218
Tab. 87:	Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme in Baden-Württemberg im Zielszenario .....	218
Tab. 88:	THG-Emissionen der Industrieprozesse und Produktverwendung im Referenz- und Zielszenario.....	219
Tab. 89:	Entwicklung der Investitionskosten der Anlagen zur Stromerzeugung .....	231
Tab. 90:	Betriebskosten der Anlagen zur Stromerzeugung.....	232
Tab. 91:	Technische Lebensdauer von Anlagen zur Fernwärmeerzeugung .....	232
Tab. 92:	Entwicklung der Investitionskosten zur Fernwärmeerzeugung.....	232
Tab. 93:	Betriebskosten anteilig an Investitionskosten der Fernwärmebereitstellung .....	232
Tab. 94:	Input Kosten Elektromobilität .....	233
Tab. 95:	Batteriekapazität pro Technologie und Fahrzeuggröße.....	233
Tab. 96:	Anzahl Fahrzeuge pro AC Ladesäule .....	234
Tab. 97:	Kosten pro Ladesäule.....	234
Tab. 98:	Betriebskosten pro Ladesäule .....	234
Tab. 99:	Entwicklung ausgewählter Investitionskosten im Gebäudebereich .....	235
Tab. 100:	Annahmen zu Nutzungsdauern, Investitionen und Kostendegression für ausgewählte Anwendungen.....	235

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Äqu.	Äquivalent
BEV	Battery electric vehicle, Batteriebetriebenes Fahrzeug
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BRICS	Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika
CCS	Carbon Capture and Storage, Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub>
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CO <sub>2</sub> -Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent
DGL	Dauergrünland
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU ETS	European Union Trading System
EUA	European Emission Allowances, Europäische Emissionsberechtigung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
F&E	Forschung und Entwicklung
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
FSC	Forest Stewardship Council
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe
HH	Haushalt
HKW	Heizkraftwerk
HT SOEC	Hochtemperaturelektrolyse
Hzg.	Heizung
IEKK	Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
INDC	Intended Nationally Determined Contribution

KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBauO	Landesbauordnung
LEP	Landesentwicklungsplan
LLG	Landwirtschafts- und Landeskulturgesetz
LplG	Landesplanungsgesetz
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry; Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft
LVP	Leichtverpackung
MBA	Mechanisch-biologische Abfallbehandlung
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MVA	Müllverbrennungsanlage
N	Stickstoff
N <sub>2</sub> O	Lachgas
NIR	Nationaler Inventarbericht
NMIV	Nichtmotorisierter Individualverkehr
NT PEM	Niedertemperaturelektrolyse
OH-Lkw	Oberleitungs-Hybrid-Lastkraftwagen
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖSPV	Öffentlicher Straßenpersonenverkehr
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle, Plug-In-Hybrid
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
Sth	Solarthermie
THG	Treibhausgas
TWW	Trinkwarmwasser
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change, Klimarahmenkonvention
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
VO	Verordnung
WP	Wärmepumpe

## Zusammenfassung

### Hintergrund, Ziele und Abgrenzung des Vorhabens

Die Beschlüsse der Weltklimakonferenz von Paris erfordern in den nächsten Jahrzehnten eine massive Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen (THG). Vor diesem Hintergrund wurden auf EU- und Bundesebene die bestehenden langfristigen Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen bestätigt und durch Zwischenziele für das Jahr 2030 ergänzt.

Auch Baden-Württemberg will einen angemessenen Beitrag zum Klimaschutz leisten und hat sich daher mit dem **Klimaschutzgesetz** in einem breiten politischen Konsens bereits 2013 zu einer langfristigen Treibhausgasminderung von 90 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 verpflichtet. Für das Jahr 2020 wurde im Klimaschutzgesetz ein Treibhausgas-minderungsziel von 25 % festgelegt, das im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (**IEKK**) in sektorale Zielsetzungen aufgeteilt und mit konkreten Strategien und Maßnahmen hinterlegt ist.

Als Grundlage zur Konkretisierung von Zielen für das Jahr 2030 dient die vorliegende Studie. In dieser Studie werden auf der Basis **eines Zielszenarios** Vorschläge für ein Gesamt-minderungsziel für das Jahr 2030 sowie sektorale Minderungsziele abgeleitet. Bei diesem **Zielszenario** handelt es sich um ein normatives Szenario, das die erforderlichen Entwicklungen auf der Zeitachse aufzeigt, um das **Langfristziel von 90 % THG-Minderung für Baden-Württemberg** bis 2050 zu erreichen. Dazu sind unter Berücksichtigung der baden-württembergischen Spezifika die wesentlichen Eckpunkte und Minderungsstrategien der Klimaschutzszenarien auf Bundesebene eingeflossen.

Die Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg sind derzeit zu rund 90 % der Nutzung von Energie zuzurechnen. Im Fokus der vorliegenden Studie steht deshalb die **Erstellung eines Energieszenarios**. Neben den energiebedingten Emissionen werden jedoch auch die **Treibhausgasemissionen der nicht-energiebedingten Bereiche** (Land- und Forstwirtschaft, prozessbedingte Emissionen in der Industrie, Abfall- und Kreislaufwirtschaft) vertieft betrachtet, so dass sich ein vollständiges Bild der zulässigen Entwicklung mit Blick auf das Klimaschutzziel bis 2050 ergibt. Ergänzend werden ausgewählte ökonomische Implikationen der Umsetzung dieser Klimaschutzstrategie analysiert.

Auf Bundesebene wurden im Zuge der Erstellung des **Klimaschutzplans** intensive Diskussionen über die sektoralen Zielsetzungen für das Jahr 2030 geführt. Ein konkretes Maßnahmenprogramm, das die Umsetzung der Ziele sicherstellen soll, wurde allerdings erst für das Jahr 2018 angekündigt. Gleiches gilt auch für die EU-Ebene. Es wurden Ziele für 2030 festgelegt, die Konkretisierung und Implementierung der erforderlichen Maßnahmen zur Zielerreichung stehen jedoch noch aus. In der vorliegenden Studie konnte deshalb nicht quantifiziert werden, inwieweit noch zu ergreifende EU- und Bundesmaßnahmen dazu beitragen werden, den hier dargelegten Pfad des Zielszenarios für Baden-Württemberg umzusetzen. Dementsprechend ist auch die Weiterentwicklung des IEKK inklusive der Erarbeitung konkreter Maßnahmen nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

Deren Inhalte, insbesondere das Zielszenario und die Empfehlungen zu den zentralen Handlungsmöglichkeiten des Landes, sollen jedoch die wissenschaftliche Grundlage für die Diskussion zur Weiterentwicklung sektoraler Ziele, Strategien und Maßnahmen im Rahmen der Fortschreibung des IEKK und des Klimaschutzgesetzes zur Verfügung stellen.

### Entwicklung des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen im Zielszenario

Um Aussagen zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Zeitverlauf treffen zu können, wurde für die Energieverbrauchssektoren und den Umwandlungssektor (Stromerzeugung, Fernwärme, Raffinerien) ein in sich konsistentes Energieszenario erarbeitet. Ein wesentlicher Teil der Emissionsminderung muss durch eine Reduktion des Endenergieverbrauchs erreicht werden. So sinkt im Zielszenario der **Endenergieverbrauch** bis zum Jahr 2030 um 22 % gegenüber 2010 und bis 2050 um 41 % (Abb. 1). Damit fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs etwas geringer aus als in dem aus dem Jahr 2011 stammenden Energieszenario Baden-Württemberg 2050, das die Basis für die bisher im Klimaschutzgesetz enthaltenen Minderungsziele für 2020 bildete. Die Abweichungen sind auf einen inzwischen deutlich verbesserten Wissensstand zu den erschließbaren Potenzialen der Verbrauchsreduktion in den jeweiligen Sektoren sowie ein genaueres Verständnis der Notwendigkeiten der Sektorenkopplung und der daraus resultierenden Konsequenzen für den Strombedarf zurückzuführen.

#### Endenergieverbrauch [PJ]

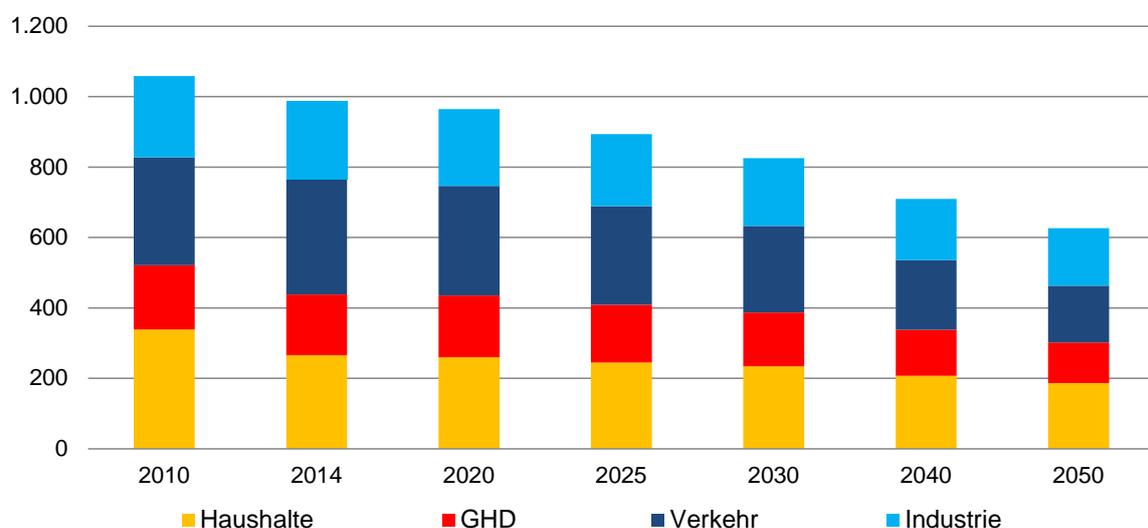


Abb. 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Zielszenario nach Sektoren

Im direkten Vergleich der Sektoren leistet der Verkehr im Zielszenario mit einer Reduktion des Endenergieverbrauchs in Höhe von 47 % bis zum Jahr 2050 (Basisjahr 2010 entsprechend des IEKK) den größten Beitrag. Bis 2030 beläuft sich die Minderung auf 20 %. Sie wird insbesondere durch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und die Verlagerung auf den Schienenverkehr erreicht. In den privaten Haushalten wird im Zielszenario eine Endenergieverbrauchsreduktion von 45 % bis 2050 erreicht, bis 2030 liegt die Einsparung bei 31 %. Im Sektor GHD beträgt die Minderung 16 % bis 2030 bzw. 37 % bis 2050. Um diese Einsparungen realisieren zu können, müssen energetische Sanierungen zur Erreichung

eines klimaneutralen Gebäudebestands frühzeitig in den Blick genommen werden. Die Wärmeversorgung muss zügig auf erneuerbare dezentrale Energien bzw. erneuerbare Wärmenetze und Quartiersversorgungen umgestellt werden. In der Industrie ist der Endenergieverbrauch trotz angesetzten Wirtschaftswachstums um 17 % bis zum Jahr 2030 bzw. 29 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren (Basisjahr 2010). Hinter diesem Rückgang steht eine weitgehende Ausschöpfung der vorhandenen Energieeffizienz-Potenziale sowie stärkere Anstrengungen bei der Material- und Ressourceneffizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Im Zielszenario nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ausgehend von 12 % im Jahr 2010 (14 % im Jahr 2014) auf 31 % bis 2030 und bis 2050 auf 82 % zu (inklusive der Berücksichtigung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf Basis erneuerbaren Stroms, des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und am Stromimport sowie an der Fernwärme).

Durch Energieträgerwechsel innerhalb der Sektoren und die zunehmende Sektorenkoppelung (insbesondere die zunehmende Nutzung von Strom für Wärmeanwendungen, die Elektrifizierung des Verkehrssektors oder die Nutzung von Strom anstelle von Erdgas für Industrieprozesse) kommt es im Zielszenario über 2030 hinaus zu einem deutlichen Anstieg des **Bruttostromverbrauchs**. Bis zum Jahr 2030 gelingt es durch Effizienzfortschritte in den klassischen Stromanwendungen, den wachsenden Bedarf der neuen Anwendungen weitgehend zu kompensieren (Tab. 1).

Tab. 1: Strombilanz im Zielszenario

[TWh/a]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	73	66	66	65	66	74	88
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	9	8	8	7	7	7	7
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	<b>72</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>94</b>
Veränderung gegenüber 2010		-9 %	-9 %	11 %	10 %	0 %	16 %
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>66</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>51</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>60</b>
Konventionelle Stromerzeugung	55	46	37	27	25	16	5
Erneuerbare Energien (ohne EE-Methan, Pumpstromerzeugung)	11	15	19	25	31	44	55
<b>Import (Import-Export-Saldo)</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>35</b>
<b>Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung</b>							
<b>Direkt</b>	17 %	24 %	34 %	48 %	56 %	73 %	92 %
<b>Gesamt*</b>	17 %	25 %	35 %	49 %	57 %	75 %	97 %

\* EE-Methan wird vollständig als erneuerbarer Brennstoff und die Pumpstromerzeugung anteilig aus dem direkten EE-Anteil der Stromerzeugung (inkl. Import) angerechnet.

Die Struktur der **Stromerzeugung** wird sich in den nächsten Jahren stark verändern. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie (Anteil an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2010:

48 %) bis Ende 2022 werden erhebliche Teile der baden-württembergischen Stromerzeugungskapazitäten wegfallen. Dies wird im Zielszenario zunächst über eine erhöhte Erzeugung aus bestehenden Steinkohlekraftwerken und den Ausbau von Gaskraftwerken insbesondere auch in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert. Aufgrund des weiter zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien (hauptsächlich Windenergie- und Photovoltaikanlagen) geht nach 2025 die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern insbesondere aus Steinkohle deutlich zurück. Der direkte Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung (ohne Pumpstrom und synthetische Energieträger) erreicht im Jahr 2030 56 % (23 % Windenergie an der Bruttostromerzeugung) bzw. 92 % im Jahr 2050 (45 % Windenergie an der Bruttostromerzeugung). Allerdings kann der steigende Strombedarf nach 2030 nicht ausschließlich durch die Stromerzeugung im Land gedeckt werden. Langfristig steigt deshalb der Stromimportsaldo von derzeit 13 TWh deutlich auf etwa 35 TWh an.

Im Gesamtbild zeigen die **Treibhausgas-Emissionen** aus den Energiesektoren zusammen mit den nicht-energetischen Emissionen (Landwirtschaft, industrielle Prozesse, Abfall etc.) im Zielszenario den in Abb. 2 dargestellten Verlauf. Bis zum Jahr 2025 ergibt sich eine Minderung um 30 %, bis 2030 um 42 % und bis zum Jahr 2050 um 90 %. Basisjahr ist jeweils das Jahr 1990. Eine Voraussetzung für den dargestellten Reduktionspfad ist jedoch, dass ab 2030 in zunehmendem Maße synthetische Energieträger (PtX<sup>1</sup>) genutzt werden. So ist es erforderlich, im Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 rund 60 % der fossilen Flüssigkraftstoffe durch Power-to-Liquid (PtL) zu ersetzen. In den übrigen Sektoren, in denen noch Erdgas genutzt wird, ist ein Power-to-Gas-Anteil von knapp 80 % im Jahr 2050 erforderlich.

---

<sup>1</sup> Aus heutiger Sicht ist keine Aussage möglich, ob PtX-Import, Strom-Import oder PtX-Bereitstellung aus Quellen in Baden-Württemberg erfolgt. Alle dargestellten Ergebnisse des Zielszenarios beinhalten emissionsseitig ab 2030 PtX (etwaiger Strombedarf nicht berücksichtigt). Der PtX-Bedarf 2050 entspricht bereitstellungsseitig einem Strombedarf in der Größenordnung von 60 TWh.

### Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]

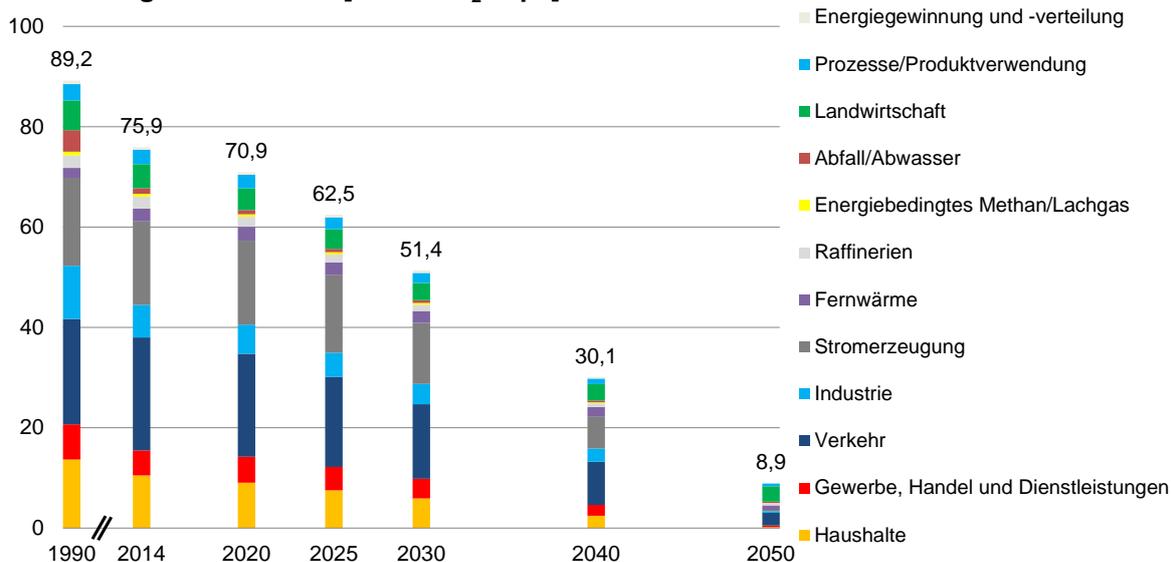


Abb. 2: Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario

Beim Blick auf die sektorale Zusammensetzung der THG-Emissionen im Zeitverlauf wird deutlich (Abb. 2, Tab. 2), dass im Zielszenario **in allen Sektoren große Minderungen zu erbringen** sind. Dabei wächst die relative Bedeutung der Emissionen aus der Landwirtschaft. Heute entfallen rund 6 % der Gesamtemissionen auf die Landwirtschaft, 2050 sind es im Zielszenario 34 %. Der zweitgrößte THG-Beitrag 2050 im Zielszenario (28 %) stammt aus den nicht elektrifizierbaren Teilen des Verkehrssektors (Teile des Straßengüterverkehrs, Luftverkehr), in denen aus ökonomischen Gründen nur eine teilweise Substitution der noch benötigten Kraftstoffe durch synthetische Alternativen angenommen wurde.

Um eine THG-Minderung um 90 % über alle Sektoren zu erreichen, ist es erforderlich, die Energiesektoren und die Industrieprozesse bis 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu gestalten.

Tab. 2: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario

	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>]</b>							
Haushalte	13,7	10,5	9,1	7,5	5,9	2,5	0,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	7,0	5,0	5,2	4,6	3,9	2,2	0,3
Verkehr	21,0	22,5	20,5	17,9	14,9	8,6	2,5
Industrie (energiebedingt)	10,6	6,5	5,8	4,8	4,0	2,6	0,3
Stromerzeugung	17,5	16,6	16,7	15,5	12,2	6,3	0,3
Fernwärme	2,0	2,6	2,8	2,4	2,3	1,9	0,9
Raffinerien	2,5	2,4	2,0	1,6	1,3	0,8	0,4
Zwischensumme	74,3	66,1	62,0	54,5	44,5	24,9	5,0
<b>Energiebedingte Treibhausgasemissionen * [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Summe	75,0	66,6	62,5	55,0	44,9	25,1	5,0
<b>Nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Landwirtschaft	5,9	4,8	4,3	3,9	3,5	3,3	3,1
Industrie (prozessbedingt)	3,3	2,9	2,7	2,3	2,0	1,1	0,6
Abfall- und Abwasserwirtschaft	4,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Energiegewinnung und -verteilung	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,0
Zwischensumme	14,2	9,3	8,4	7,5	6,5	5,0	3,9
<b>Treibhausgasemissionen, ohne LULUCF [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Gesamtsumme	89,2	75,9	70,9	62,5	51,4	30,1	8,9

\* Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich energiebedingter Methan- und Lachgasemissionen.

Im Rahmen der Untersuchung wurden für ausgewählte Bereiche Emissionsbandbreiten für das Jahr 2030 angegeben. So wird beispielsweise quantifiziert, wie sich eine zusätzliche Stilllegung von Kohlekraftwerksblöcken oder verstärkte Elektrifizierungsanstrengungen im Verkehrssektor (und in der Folge ein geringerer Verbrauch von Kraftstoffen) in Form von zusätzlicher CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Vermeidung auswirken könnten. Die Angabe der Bandbreiten zusätzlicher Minderungsmaßnahmen gibt beispielweise Hinweise auf zusätzlich erschließbare Potenziale in den Einzelsektoren, die prinzipiell zu einer Entlastung in anderen Sektoren führen könnten und vice versa. Sie dürfen jedoch nicht ohne weiteres miteinander oder mit den sektoralen Entwicklungen im Zielszenario verrechnet werden, da ausgeprägte Verflechtungen und Interdependenzen zwischen den Sektoren bestehen, die im Zusammenspiel nur im Zielszenario und den in Tab. 2 ausgewiesenen sektoralen Emissionspfaden konsistent abgebildet sind.

## Ableitung von Zielvorschlägen und Einordnung

Die Gegenüberstellung der bestehenden sektoralen Ziele aus dem IEKK mit den direkt aus dem Zielszenario abgeleiteten möglichen Zwischenzielen 2025 und den **Zielvorschlägen 2030** (Tab. 3) zeigt, dass die Zielvorschläge in den Sektoren private Haushalte und prozessbedingte Emissionen der Industrie als Fortschreibung angesehen werden können. In den Sektoren Verkehr, Stromerzeugung, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Landwirtschaft wird aufgrund der Entwicklungen seit 2010 ein anderer Pfad aufgezeigt. Insgesamt kann für das Jahr 2030 aus den sektoralen Zielpfaden ein am Langfristziel von minus 90 % orientiertes Zwischenziel einer Minderung von 42 % gegenüber 1990 abgeleitet werden. **Gegenüber dem Jahr 2014 beläuft sich die Minderung bis 2030 auf 32 %.**

Tab. 3: Vergleich der bestehenden sektoralen IEKK-Ziele 2020 mit möglichen Zwischenzielen 2025 und den Zielvorschlägen 2030 (alle Zielsetzungen bezogen auf das Jahr 1990)

Sektor	Stand 2014	Bestehende Ziele 2020 (IEKK)	Mögliche Zwischenziele 2025	Zielvorschläge 2030
Private Haushalte	-23 %	-27 %*	-45 %	-57 %
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	-29 %	-49 %*	-34 %	-44 %
Verkehr	+7%	-20 bis -25%	-14 %	-29 %
Industrie (energiebedingt)	-39 %	-55 bis -60 %	-54 %	-62 %
Industrie (prozessbedingt)	-11 %	-23 %	-28 %	-39 %
Stromerzeugung	-5 %	-15 bis -18 %	-11 %	-31 %
Landwirtschaft	-19 %	-35 %	-34 %	-42 %
Abfall	-74 %	-90 %**	-85 %	-88 %
<b>Gesamt</b>	<b>-15 %</b>	<b>-25 %</b>	<b>-30 %</b>	<b>-42 %</b>

\* aktualisierte Aufteilung gemäß IEKK-Monitoring

\*\* Hausmülldeponien

Im Vergleich zu den Zielsetzungen des Bundes im **Klimaschutzplan 2050 für 2030** (-55 bis -56 % bezogen auf 1990 bzw. -38 bis -40 % bezogen auf 2014) erscheint der Zielvorschlag 2030 für Baden-Württemberg als vermeintlich wenig ambitioniert. Geringere Minderungen auf Landesebene zeigen sich bei der Stromerzeugung, dem Verkehrs- sowie Gebäudesektor (-37 % ggü. 2014). In der Stromerzeugung und im Verkehrssektor ist dies im Wesentlichen auf unterschiedliche Ausgangssituationen zurückzuführen. Zu nennen sind insbesondere der hohe Anteil an Kernenergie und deren zeitweise Substitution durch Steinkohle sowie der in den vergangenen Jahren zu beobachtende Anstieg der Verkehrsemissionen in Baden-Württemberg. Im Gebäudesektor ist aus Sicht der Gutachter die überaus ambitionierte Zielsetzung des Bundes (-39 bis -41 % ggü. 2014) in diesem Handlungsfeld für die im Vergleich geringere Minderung auf Landesebene ursächlich. In

den Handlungsfeldern Industrie und Landwirtschaft zeigen sich größere Minderungsbeiträge auf Landesebene.

Insgesamt sind die aus dem Zielszenario abgeleiteten THG-Minderungsziele 2030 für Baden-Württemberg trotz der in Summe geringeren prozentualen Minderung nicht als weniger ambitioniert einzustufen. Sie erfordern – wie auf Bundesebene – erhebliche Anstrengungen, zielgerichtete und wirksame Maßnahmen sowie eine hohe Dynamik bei der Reduktion des Energieverbrauchs und der Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren.

**Für die Umsetzung der Zielsetzungen auf Landesebene ist eine zentrale Grundvoraussetzung, dass auf Bundesebene Maßnahmen vorgelegt werden, die mit den Zielen im Klimaschutzplan 2050 kompatibel sind und eine erfolgreiche Zielerreichung gewährleisten.<sup>2</sup>**

Obwohl der Klimaschutzplan 2050 des Bundes nicht mit konkreten Maßnahmen hinterlegt ist, kann auf Basis der zugrundeliegenden Klimaschutzszenarien teilweise abgeleitet werden, welche Maßnahmen zur Umsetzung der im Klimaschutzplan 2050 gesetzten Ziele auf Bundesebene erforderlich sein werden. Einige davon werden nachfolgend beispielhaft angeführt. So ist z. B. in der Stromerzeugung mehr als eine Halbierung der Kohleverstromung bis 2030 erforderlich (-55 % gegenüber 2012). Für den Gebäudereich sieht der Klimaschutzplan 2050 auf Basis der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) einen durchschnittlichen Primärenergieverbrauch von 40 kWh/m<sup>2</sup>a für Wohngebäude und 52 kWh/m<sup>2</sup>a für Nichtwohngebäude vor<sup>3</sup>. Wegen der langen Nutzungszyklen von Gebäudekomponenten müssen Gebäudesanierungen spätestens ab 2030 mit diesem Ziel kompatibel sein. Nach dem Klimaschutzplan 2050 müssen Neubauten spätestens ab diesem Zeitpunkt mit einem nahezu klimaneutralen Energiebedarf errichtet werden. Im Verkehr soll durch Effizienzsteigerungen der Fahrzeuge, die Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger und die Förderung alternativer Antriebe, insbesondere der Elektromobilität, die Minderung erreicht werden. Den Zielszenarien auf Bundesebene liegt eine deutliche Erhöhung der Energiesteuern zugrunde, die zusammen mit einem angenommen Anstieg der Erdölpreise in 2050 zu Endkundenpreisen von 2,58 Euro<sub>2010</sub>/l für Benzin und Diesel im Szenario mit einer 80 %-Minderung führt. Für den Industriesektor erkennt der Klimaschutzplan 2050 die besondere Rolle der energieintensiven Grundstoffindustrie in einer ambitionierten Minderungsstrategie an. Insgesamt wird jedoch eine grundlegende Transformation der industriellen Produktion angestrebt, wobei die damit verbundenen Chancen und Möglichkeiten hervorgehoben werden, die sich z. B. aus Industrie 4.0 und einer stärkeren Digitalisierung ergeben. In der Landwirtschaft zielen wesentliche Maßnahmen auf die Reduzierung der Lachgasemissionen aus der Düngieranwendung, auf die Ausweitung des Öko-Landbaus, die Verringerung der Emissionen aus der Tierhaltung sowie auf eine verstärkte Vergärung von Gülle und Reststoffen ab.

<sup>2</sup> Die vorliegende Studie geht davon aus, dass die Zielsetzungen des Klimaschutzplans auch nach der Bundestagswahl 2017 nicht grundsätzlich revidiert werden.

<sup>3</sup> Auf Bundesebene lag der durchschnittliche Primärenergieverbrauch im Jahr 2008 bei 227 kWh/m<sup>2</sup>a (Wohngebäude) bzw. 265 kWh/m<sup>2</sup>a (Nichtwohngebäude).

Da das konkrete Maßnahmenprogramm der Bundesregierung zum Klimaschutzplan 2050 samt quantifizierter Minderungswirkung der Maßnahmen erst für das Jahr 2018 angekündigt ist, kann zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts nicht bewertet werden, inwieweit die Bundesmaßnahmen dazu beitragen, den hier vorgelegten Zielpfad bis 2030 für Baden-Württemberg umzusetzen. Weiterhin kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden, in welchem Ausmaß weitere unterstützende bzw. komplementäre Maßnahmen erforderlich sind und inwieweit das Land Baden-Württemberg über eigene Maßnahmen die womöglich erforderlichen zusätzlichen Minderungsbeiträge mobilisieren kann.

Grundsätzlich sind die aufgezeigten Pfade aber als robust und strukturell machbar einzustufen. **Das Land sollte daher die Schaffung wirksamer Maßnahmen auf Bundes- und EU-Ebene** als grundsätzliche Voraussetzung für die landesspezifische Zielerreichung betrachten und ihre rechtzeitige Ergreifung einerseits **einfordern**, andererseits in möglichst großem Umfang an ihrer Entstehung **mitwirken**.

### **Handlungsspielräume des Landes und Schlüsselstrategien**

Bei der Umsetzung eigener Impulse zur Erreichung der Klimaschutzziele sind dem Land durch die europäische und föderale Rechtsordnung Grenzen gesetzt. Gleichwohl verbleiben dem Land relevante Handlungsmöglichkeiten. Hierbei sind insbesondere das Landesplanungsrecht, das Beschaffungswesen und das Bauordnungsrecht zu nennen, die in mehreren Sektoren THG-Einsparungen induzieren können. Daneben existieren sektorenspezifisch weitere Ansatzpunkte für zusätzliche Anstrengungen des Landes. Einige dieser Möglichkeiten haben eine besonders hohe Bedeutung und können als „Schlüsselstrategie“ dem Land zur Umsetzung empfohlen werden.

Zusammenfassend lassen sich folgende Handlungsspielräume und -empfehlungen sowie Schlüsselstrategien identifizieren:

Tab. 4: Zentrale Handlungsspielräume des Landes und Handlungsempfehlungen

<b>Handlungsspielräume und Handlungsempfehlungen</b>	
Wärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schlüsselstrategie: kommunale Wärmeplanung</li> <li>• Schlüsselstrategie: Aus- und Umbauprogramm Wärmenetze (u.a. Ersatz von Kohle-Fernwärme durch erneuerbare Energien)</li> <li>• Landes-Ordnungsrecht für Gebäude: Energieeffizienz, Verbot neuer Ölkessel</li> <li>• EWärmeG-BW: Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Wärmenetzen und in Bestandsgebäuden</li> <li>• Austauschprogramm Nachtspeicherheizungen</li> </ul>
Verkehr	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schlüsselstrategie Elektrifizierung: <ul style="list-style-type: none"> <li>- LBauO: Ladeinfrastruktur private Parkplätze</li> <li>- Beschaffung: PKW- und ÖPNV-Vergaben</li> <li>- Oberleitungs-LKW: Förderung und Pilotprojekte</li> <li>- Elektrifizierung Bahnstrecken</li> </ul> </li> <li>• ÖPNV-Finanzierung</li> <li>• Siedlungspolitik/Verkehrsvermeidung</li> </ul>
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Substitution von konventionellem Zement: LBauO – Holzbau, Anforderungen an öffentliche Gebäude</li> <li>• EE-Prozesswärme: Förderung</li> </ul>
Stromerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solare Landesplanung (analog Windkraft)</li> <li>• LBauO: Solare Großdächer</li> </ul>

### **Ausgewählte ökonomische Aspekte**

Zur Abschätzung der ökonomischen Wirkungen wurden die im Zielszenario notwendigen Klimaschutzinvestitionen den vermiedenen, durch den Klimawandel möglicherweise verursachten Schäden gegenübergestellt. Im Rahmen dieser Untersuchung konnte dazu nur eine sehr aggregierte Betrachtung durchgeführt werden. Zur Erreichung der oben beschriebenen Veränderungen wird im Rahmen der Bilanzgrenzen der Modellierung eine Vielzahl investiver Maßnahmen notwendig, d. h. eine große Menge an Kapital muss mobilisiert werden. Das verursacht für die Gesellschaft zusätzliche Kosten gegenüber einem „Weiter wie bisher“, wie es im Referenzszenario abgebildet wurde. Diese zusätzlichen Kosten werden durch verringerte Energiebedarfe teilweise kompensiert. Da die notwendigen Investitionen dazu führen, dass klimabedingte Schäden vermieden werden, ist es zielführend die zusätzlichen Kosten vor dem Hintergrund vermiedener Schäden zu bewerten.

Für die zusätzlichen Klimaschutzanstrengungen des Zielszenarios im Vergleich zum Referenzszenario werden für den Zeitraum 2017-2030 Differenzkosten in Höhe von 11 Milli-

arden Euro<sub>2013</sub> abgeschätzt. Diesen Kosten steht ein voraussichtlicher Nutzen in Form vermiedener Klimafolgeschäden (kalkuliert mit CO<sub>2</sub> Schadenkosten in Höhe von 130 Euro/t) in Höhe von 23 Milliarden Euro<sub>2013</sub> gegenüber. Der abgeschätzte Gesamtnutzen im Rahmen der Bilanzgrenzen gegenüber dem Referenzszenario ist damit positiv. Ähnlich verhält es sich auch für den Zeitraum 2031-2050, in dem noch mehr Mittel im Vergleich zum Referenzszenario mobilisiert werden müssen, da die relativ gesehen günstigeren Maßnahmen schon umgesetzt wurden. Für diesen Zeitraum werden zusätzliche Kosten in Höhe von 66 Milliarden Euro<sub>2013</sub> projiziert. Ihnen steht ein Nutzen in Form vermiedener Schäden in Höhe von 124 Milliarden Euro<sub>2013</sub> gegenüber. Der ermittelte Gesamtnutzen gegenüber dem Referenzszenario ist damit auch für diesen Zeitraum positiv. Mit den in Baden-Württemberg getätigten Investitionen können somit Klimafolgeschäden vermieden werden, wobei bei diesem Ansatz offen bleibt welcher Teil der Schadenvermeidung in Baden-Württemberg selbst erfolgt.

Für die Wirtschaft in Baden-Württemberg ergeben sich durch diesen Wandel zweifellos Chancen und Risiken. Im vorgegebenen Rahmen der Studie konnten nur in ausgewählten Bereichen konkrete Analysen der Chancen durchgeführt werden. Allgemein gilt, dass die Wirtschaft in Baden-Württemberg bereits sehr energieeffizient ist. Daher kann die Wirtschaft insbesondere von Investitionen in Klimaschutz direkt profitieren. Sie ist bereits heute bei der Produktion von Umwelt- und Klimaschutzgütern gut aufgestellt. Dazu gehören beispielsweise energieeffiziente Anlagen, aber auch moderne Dämmstoffe, Werkstoffe für den Leichtbau und Produkte, die für den Ausbau erneuerbarer Energien notwendig sind. Für alle diese Wirtschaftszweige wird sich die Nachfrage auf den Weltmärkten tendenziell erhöhen, wenn global ein ambitionierter Klimaschutz nach Paris in die Tat umgesetzt wird.

Zusätzlich besteht Potenzial in der Erschließung neuer Geschäftsfelder, z. B. Dienstleistungen zur Energieberatung, Effizienz- und Energiecontracting, Projektentwicklung u. ä., bei denen das Know-How aus Projekten in Deutschland international vermarktet werden kann. Vor Herausforderungen steht dagegen der Fahrzeugbau, der heute noch stark auf den Verbrennungsmotor konzentriert ist, während sich ein Wandel hin zur Elektromobilität sichtbar abzeichnet. Ähnliches gilt für die chemische Industrie, die häufig durch relativ energieintensive Produktionsprozesse gekennzeichnet ist. Beide Branchen spielen auch eine große Rolle in der Umweltschutzwirtschaft, werden aber stärkeren Herausforderungen bei der Veränderung begegnen als andere. Diese Veränderungen sollten von der Klima-, Wirtschafts- und Industriepolitik in geeigneter Form begleitet und frühzeitig angestoßen werden.

### **Fazit und weiterer Untersuchungsbedarf**

Mit der vorliegenden Studie wurde ein Pfad aufgezeigt, mit dem der Weg hin zu einer langfristigen Treibhausgasreduzierung um 90 % bis 2050 in Baden-Württemberg beschritten werden kann. Von großer Bedeutung für die Umsetzung dieses Pfades ist, dass auf EU- und insbesondere Bundesebene wirksame Maßnahmen vorgelegt werden. Im Zuge der

Weiterentwicklung des IEKK sollte deshalb das für 2018 angekündigte Maßnahmenprogramm des Bundes hinsichtlich seines Beitrags zur Emissionsminderung in Baden-Württemberg intensiv geprüft und in seiner Wirkung möglichst weitgehend auf Landesebene quantifiziert bzw. heruntergebrochen werden. Anhand der hier vorgelegten Handlungsspielräume und Schlüsselstrategien sollten dann zusätzliche Landesmaßnahmen erarbeitet und wirkungs- (THG-Minderung) sowie kostenseitig quantifiziert werden. Aufgrund des vorgegebenen Rahmens dieser Studie konnten wesentliche Fragestellungen noch nicht beantwortet werden. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, hinsichtlich des Aus- bzw. Umbaus von Infrastrukturen und insbesondere zu den Verteilungsfragen innerhalb der verschiedenen Wirtschaftsbereiche aber auch zu der Belastbarkeit der privaten Haushalte.

## Hintergrund und Rahmenbedingungen

### 1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens

Baden-Württemberg hat sich mit dem **Klimaschutzgesetz** zu einer langfristigen **Treibhausgasminderung von 90 %** gegenüber dem Jahr 1990 bekannt. Mit dem integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) wird die langfristige Zielsetzung mit konkreten Strategien, Zielen und Maßnahmen hinterlegt. Für das Jahr 2020 ist im Klimaschutzgesetz eine Zielsetzung zur Treibhausgasminderung von 25 % festgelegt, die im IEKK in sektorale Zielsetzungen aufgeteilt ist. Mit dem vorliegenden Vorhaben werden auf Basis eines **Zielszenarios**, das **am 90 %-Langfristziel im Jahr 2050 orientiert** ist, Vorschläge für ein Gesamt-minderungsziel sowie sektorale Minderungsziele für das Jahr 2030 vorgelegt.

Die Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg sind zu rd. 90 % der Nutzung von Energie zuzurechnen. Im Fokus des vorliegenden Vorhabens steht deshalb die **Erstellung eines Energieszenarios** und der daraus resultierenden Treibhausgasemissionen. Neben den energiebedingten Emissionen werden jedoch auch die **Treibhausgasemissionen der nicht energiebedingten Bereiche** (Land- und Forstwirtschaft, prozessbedingte Emissionen, Abfall- und Kreislaufwirtschaft) vertieft betrachtet.

Basierend auf der Langfrist-Zielsetzung des Klimaschutzgesetzes, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 90 % gegenüber 1990 zu mindern, werden mögliche Entwicklungspfade für die einzelnen Emittentengruppen (Sektoren) bis zum Jahr 2030 ermittelt. Aus den sektoralen Zielpfaden des Zielszenarios wird ein Treibhausgasminderungsziel für die gesamte Volkswirtschaft Baden-Württembergs für das Jahr 2030 abgeleitet.

Das hier vorgelegte Zielszenario stellt ein **normatives Szenario** dar. Es zeigt **einen möglichen Weg** auf, wie das Langfristziel von 90 % THG-Minderung erreicht werden kann. Der mit dem **Zielszenario** beschriebene Pfad **zeigt, welche Entwicklungen auf diesem Weg erforderlich sind**, um das Langfristziel zu erreichen.

Sofern dies darstellbar war, wurden im Rahmen des Zielszenarios in den einzelnen Sektoren **Emissionsbandbreiten für das Jahr 2030** angegeben. So wird beispielsweise quantifiziert, wie sich eine zusätzliche Stilllegung von Kohlekraftwerksblöcken oder verstärkte Elektrifizierungsanstrengungen im Verkehrssektor (und in der Folge ein geringerer Verbrauch von Kraftstoffen) in Form von zusätzlicher CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Vermeidung auswirken. Die Angabe der Bandbreiten mittels der Quantifizierung zusätzlicher Minderungsmaßnahmen dient hauptsächlich der Veranschaulichung von Größenordnungen. Sie dürfen nicht ohne weiteres miteinander oder mit den sektoralen Entwicklungen im Zielszenario verrechnet werden, da ausgeprägte Verflechtungen und Interdependenzen zwischen den Sektoren bestehen, die im Zusammenspiel nur im Zielszenario und den sektoralen Emissionspfaden konsistent abgebildet sind. So wirkt sich die beispielhaft angeführte Stilllegung von Steinkohleblöcken nicht nur auf die Stromerzeugungsstruktur und den Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten oder Importstrom aus, sondern auch auf die Fernwärme. Um die Auswirkungen und Wechselwirkungen für die angegebenen Bandbreiten näher zu

quantifizieren, wären weitere Berechnungen und Modellierungen erforderlich, die im Rahmen des vorliegenden Vorhabens nicht geleistet werden konnten.

Aufbauend auf den sektoralen Zielpfaden werden konkrete **Handlungsempfehlungen** für robuste Treibhausgasminierungs-Strategien erarbeitet, mit denen die Landesregierung die Umsetzung der Ziele unterstützen kann.

Parallel wurde ein Referenzszenario erarbeitet, mit dem eine mögliche „business as usual“-Entwicklung gezeigt wird. Das Referenzszenario dient primär als Vergleichsgröße zur Ermittlung **volkswirtschaftlicher Auswirkungen** bei der Betrachtung von ökonomischen Implikationen des Zielszenarios gegenüber einer Referenzentwicklung mit unzureichenden Klimaschutzanstrengungen (Differenzkosten versus Differenzemissionen der Transformation). Das Referenzszenario stellt – wie die Begrifflichkeit bereits nahelegt – ebenfalls wie das Zielszenario keine Prognose, sondern ein Szenario und damit **ein mögliches Zukunftsbild** dar.

Darüber hinaus erfolgt eine **Analyse der wettbewerblichen Chancen**, die Unternehmen in BW in einer Weltwirtschaft haben, die sich Richtung Treibhausgasneutralität ausrichtet.

Die Weiterentwicklung des IEKK und die Erarbeitung konkreter Maßnahmen ist kein Teil des vorliegenden Vorhabens. Die vorliegenden Arbeiten, insbesondere das Zielszenario und die Empfehlungen zu den zentralen Handlungsmöglichkeiten des Landes, sollen jedoch als Grundlage zur Weiterentwicklung sektoraler Ziele, Strategien und Maßnahmen im Rahmen der Fortschreibung des IEKK und des Klimaschutzgesetzes dienen.

Untersuchungen zur Versorgungssicherheit sowie zum Ausbau und zur Anpassung der Infrastrukturen sind ebenfalls kein Bestandteil des vorliegenden Vorhabens. Entsprechende weiterführende Untersuchungen sollten im Zuge der Fortschreibung von KSG und IEKK vorgenommen werden.

Das Vorhaben wurde in einem breit aufgestellten Konsortium bearbeitet, um die unterschiedlichen Sektoren und Fragestellungen adäquat abzudecken. Im Einzelnen waren die Zuständigkeiten wie folgt verteilt:

- **ZSW:** Koordination, Umwandungssektor, übergreifende Themen
- **ifeu:** Gebäude, Verkehr, Abfall- und Kreislaufwirtschaft
- **Öko-Institut:** Land- und Forstwirtschaft, LULUCF, ökonomische Auswirkungen
- **Fraunhofer ISI:** Industrie, Strombedarf in privaten Haushalten und GHD
- **Hamburg Institut:** Handlungsspielräume und -empfehlungen, Schlüsselstrategien
- **Dr. Nitsch:** Unterstützung bei der Szenarienerstellung, Begleitung des Vorhabens

## 2 Rahmenbedingungen und Ausgangslage

### 2.1 Internationaler Klimaschutz

Bereits 1992 hatte sich die Vereinten Nationen mit der Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) verpflichtet, eine gefährliche, durch menschliche Aktivitäten verursachte Störung des Klimasystems zu verhindern. Mittlerweile haben 195 Vertragsstaaten und die europäische Union diesen Vertrag unterzeichnet. Auf der UN-Klimakonferenz in Paris (21st Conference of the Parties, COP 21), wurde erstmals ein völkerrechtlich verbindliches Klimaabkommen verabschiedet, dass alle Länder verpflichtet, einen nationalen Klimaschutzbeitrag (Intended Nationally Determined Contribution, INDC) vorzulegen. Als zentrales Vertragselement gilt die 2 Grad-Obergrenze der durch Treibhausgase verursachten Erderwärmung, mit dem Bestreben, den globalen Temperaturanstieg auf 1,5 Grad zu begrenzen. Dazu soll in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht aus Treibhausgasemissionen auf der einen Seite und deren Abbau auf der anderen Seite erreicht werden. Der Vertrag trat am 4. November 2016 in Kraft. Bis dahin hatten 94 Staaten mit einem Emissionsanteil von 66 % das Abkommen ratifiziert.

Ein weiterer wichtiger Schritt für den internationalen Klimaschutz stellt das Kigali-Abkommen vom Oktober 2016 dar. Darin wurde festgelegt, die Verwendung von besonders klimaschädlichen teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (FKW) weltweit drastisch zu reduzieren. Bis 2036 sollen Industrieländer die Produktion und den Verbrauch von FKW um 85 % reduzieren, für Entwicklungs- und Schwellenländer gelten differenzierte Minderungen um 80 – 85 % von 2024 bis 2047.

### 2.2 Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene

Auf europäischer Ebene besteht seit 2009 die langfristige Zielsetzung einer Emissionsreduktion um 80 bis 95 % ggü. 1990. Bereits 2007 wurden mit dem Klima- und Energiepaket 2020 die sogenannten „20-20-20-Ziele“ vereinbart (siehe auch Tab. 5). Aufbauend auf dem bestehenden Rahmen der 2020-Zielsetzungen wurde im Oktober 2014 mit den Beschlüssen des Europäischen Rats der europäische Klima- und Energierahmen 2030 festgelegt.

Tab. 5: Treibhausgasminderungsziele der Europäischen Union sowie Zieltrias der EU-Klimapolitik im Jahr 2020 und 2030

	Treibhausgasemissionen ggü. 1990	Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch	Steigerung der Energieeffizienz ggü. der erwarteten Entwicklung
2020	mind. -20 %	20 %	20 %
2030	mind. -40 %	mind. 27 %	mind. 27 %
2050	-80 bis -95 %		

Wesentliche Instrumente zur Zielerreichung stellen der europäische Emissionshandel (European Union Trading System, EU ETS) und die Lastenteilungsentscheidung dar. Die vom Emissionshandel erfassten Sektoren (u.a. Kraftwerke, energieintensive Industrie und Flugverkehr) müssen bis 2030 ihre Emissionen gegenüber 2005 um 43 % verringern (siehe Tab. 6). Um das Ziel zu erreichen, wird mit Beginn der neuen Handelsperiode im Jahr 2021 die Zahl der handelbaren Zertifikate um jährlich 2,2 % statt wie bisher 1,74 % abgesenkt.

Für die Emissionen außerhalb des Emissionshandels, darunter Emissionen von Gebäuden, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft, greift die „Effort Sharing Decision“ (Lastenteilungsentscheidung). Für den Zeitraum bis 2020 soll innerhalb der EU eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 10 % bzw. bis 2030 um 30 % gegenüber 2005 erreicht werden. Der Beitrag Deutschlands beläuft sich auf eine Reduktion der Emissionen um 14 % im Jahr 2020 gegenüber 2005. Für den Zeitraum 2021 bis 2030 veröffentlichte die EU-Kommission im Juli 2016 einen Vorschlag für die Emissionsreduktion in den Mitgliedsstaaten in Abhängigkeit der Wirtschaftskraft. Für Deutschland ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 38 % gegenüber 2005 vorgesehen.

Tab. 6: Treibhausgasminderungsziele des EU-Emissionshandels und der Lastenteilungsentscheidung im Jahr 2020 und 2030 gegenüber 2005

	Europäischer Emissionshandel (EU-ETS)	Lastenteilungsentscheidung
2020	-21 %	-10 %
2030	-43 %	-30 %

Die Zieltrias aus Emissionsminderung, Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz wird durch EU-Richtlinien in diesem Bereich gestützt.

### 2.3 Rahmenbedingungen auf Bundesebene

Die derzeit maßgebende Zielstruktur der Energiewende in Deutschland wurde mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den Kabinettsbeschlüssen vom 6. Juni 2011 beschlossen. Kern der Energiewende ist der Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022 sowie die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80 % bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990. Weitere Ziele bestehen im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der Steigerung der Energieeffizienz. Eine Übersicht der quantitativen Zielsetzungen auf Bundesebene ist in Tab. 7 dargestellt.

Tab. 7: Zielsetzungen der Energiewende in Deutschland

	2020	2030	2040	2050
<b>Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)</b>	min. - 40 %	min. - 55 %	min. - 70 %	-80 bis -95 %
<b>Anteil erneuerbarer Energien [%]</b>				
am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %
	mind. 35 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
am Bruttostromverbrauch	2025: 40-45 % (EEG 2017), 2035: 55-60 % (EEG 2017), 2050: mindestens 80 %			
<b>Senkung Energieverbrauch (gegenüber 2008)</b>				
Primärenergieverbrauch	-20 %			-50 %
Wärmebedarf Gebäude <sup>1</sup>	-20 %			-80 %
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	-10 %			-40 %
Bruttostromverbrauch	-10 %			-25 %
<b>Endenergieproduktivität</b>	2,1 % p. a.			

<sup>1</sup> Im Jahr 2020 ist eine Reduktion der Endenergie vorgesehen, 2050 bezieht sich das Ziel auf die nicht-erneuerbare Primärenergie.

Bereits im Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode im Jahr 2013 wurde vereinbart, einen Klimaschutzplan basierend auf den Ergebnissen der UN-Klimakonferenz in Paris und den EU-Zielsetzungen vorzulegen. Teil der Entwicklung des Klimaschutzplans war ein Dialogprozess zu Maßnahmenvorschlägen unter Beteiligung von Bürgern, Verbänden, Kommunen und Bundesländern. Mit dem Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016 wurde der Klimaschutzplan 2050 verabschiedet. Der Klimaschutzplan orientiert sich am Ziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 und zeigt zentrale Weichenstellungen und notwendige strategische Maßnahmen auf. Für das Jahr 2030 sieht der Klimaschutzplan eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 55-56 % gegenüber 1990 vor. Das Gesamtziel ist zusätzlich in Sektorziele aufgeteilt (siehe Tab. 8). Dabei soll die Energiewirtschaft die Hälfte der Gesamteinsparung leisten. Maßnahmen des Klimaschutzplans in diesem Bereich zielen u.a. auf die Unterstützung der Regionen ab, die vom Strukturwandel betroffen sind (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“) und auf eine Stärkung des ETS. Obwohl der Klimaschutzplan nicht mit konkreten Maßnahmen hinterlegt ist, kann auf Basis der zugrundeliegenden Szenarien (Klimaschutzszenarien, 2. Endbericht [1]) teilweise abgeleitet werden, welche Maßnahmen zur Zielerreichung erforderlich sind. Einige davon werden nachfolgend beispielhaft angeführt. So ist in der Stromerzeugung mehr als eine Halbierung der Kohleverstromung erforderlich (-55 % ggü. 2012), der Ausbau der Photovoltaik sollte sich auf 3-3,5 GW/a im Zeitraum 2020-2030 erhöhen und für Windenergieanlagen an Land ist ein Zubau von 1,5-2 GW (netto) im selben Zeitraum vorgesehen.

Im Gebäude- und Verkehrsbereich ist im Klimaschutzplan jeweils eine Minderung von 39-41 % gegenüber 2014 vorgesehen. Dieses Zwischenziel für 2030 ist aus der ESG abgeleitet, in der das Handlungsfeld für den Gebäudebereich umrissen wurde. Danach kann der Endenergieverbrauch durch Effizienzmaßnahmen bis 2050 um maximal 54 % gegenüber 2008 gesenkt werden. Als Untergrenze für die Endenergieverminderung wurden 36 % ermittelt. Eine geringere Effizienz muss jedoch mit einem äußerst ambitionierten Einsatz von Erneuerbaren Energien kompensiert werden. Die ESG bezieht sich allerdings nur auf eine 80 %ige Primärenergiereduktion. Darüber hinausgehende Reduktions-Ziele erfordern frühzeitige und wirksame Maßnahmen. Maßnahmen im Gebäudebereich betreffen Neubaustandards und Anreize für den Einsatz von erneuerbaren Energien beim Heizungstausch. Außerdem wird eine anteilige Nutzungspflicht bei Sanierungen entsprechend des auf den Neubau zielenden EEWärmeG geprüft. In den zugrundeliegenden Szenarien wird u.a. die Nutzungspflicht für erneuerbare Energien bei umfangreichen Sanierungen aufgeführt sowie eine Steigerung der energetischen Sanierungsrate von ca. 1 % auf 1,8 % im Zeitraum 2021-2030 (Szenario mit einer 80 %-Minderung).

Im Verkehr sollen durch Effizienzsteigerungen der Fahrzeuge, Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger und Förderung alternativer Antriebe, insbesondere der Elektromobilität, die Minderung erreicht werden. Geprüft wird zudem die aufkommensneutrale Weiterentwicklung der bestehenden Abgaben und Umlagen zugunsten treibhausgasarmer Verkehrsmittel. Den Zielszenarien liegt eine deutliche Erhöhung der Energiesteuer zugrunde, die zusammen mit einem angenommen Anstieg der Erdölpreise in 2050 zu Endkundenpreisen von 2,58 Euro<sub>2010</sub>/l für Benzin und Diesel im Szenario mit einer 80 %-Minderung führt. Das Szenario sieht vor, dass mit steigenden Energiesteuern für den MIV und den Straßengüterverkehr die Steuern und Abgaben für den öffentlichen Verkehr gesenkt werden [1].

Für den Industriesektor erkennt der Klimaschutzplan die besondere Rolle der energieintensiven Grundstoffindustrie in einer ambitionierten Minderungsstrategie an. Mögliche Vermeidungsoptionen umfassen eine Hocheffizienzstrategie, den Wechsel zu CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern (inkl. erneuerbar erzeugten Sekundärenergieträgern wie Wasserstoff, Methan oder Strom), sowie die Ausschöpfung von Material- und Ressourceneffizienzpotenzialen entlang der gesamten Wertschöpfungskette und den Einsatz innovativer Produktionsverfahren. Damit zielt der Klimaschutzplan auf eine grundlegende Transformation der industriellen Produktion ab, hebt jedoch auch die damit verbundenen Chancen und Möglichkeiten hervor, die sich z.B. aus Industrie 4.0 und einer stärkeren Digitalisierung ergeben.

In der Landwirtschaft zielen wesentliche Maßnahmen auf die Reduzierung der Lachgasemissionen aus der Düngieranwendung, auf die Ausweitung des Öko-Landbaus, und die Verringerung der Emissionen aus der Tierhaltung und auf eine verstärkte Vergärung von Gülle und Reststoffen ab. Auf EU-Ebene setzt sich die Bundesregierung zudem für die Orientierung der Agrarsubventionen an den klimapolitischen Beschlüssen ein. Die Emissionen aus der Landnutzung und Forstwirtschaft sind nicht Teil des Zieltableaus, werden aber mit Maßnahmen im Bereich der nachhaltigen Waldbewirtschaftung und des Erhalts

von Wäldern und Dauergrünland sowie des Schutzes von Mooren in den Klimaschutzplan einbezogen.

Sektorübergreifend soll das Steuer- und Abgabensystem klimafreundlicher ausgerichtet und umweltschädliche Subventionen abgebaut werden.

Ein konkretes Maßnahmenprogramm (samt quantifizierter Minderungswirkung der Maßnahmen) ist für das Jahr 2018 vorgesehen. Eine regelmäßige Überprüfung und Fortschreibung des Klimaschutzplans ist im fünfjährigen Rhythmus geplant.

Tab. 8: Sektorziele im Jahr 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung

Handlungsfeld	1990	2014	Zielsetzungen 2030		
	[Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	[Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	[Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	Minderung ggü. 1990 [%]	Minderung ggü. 2014 [%]
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	61-62	49-51
Gebäude	209	119	70 – 72	66-67	39-41
Verkehr	163	160	95 – 98	40-42	39-41
Industrie	283	181	140 – 143	49-51	21-23
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	31-34	15-19
Übrige	39	12	5	87	58
<b>Gesamt</b>	<b>1248</b>	<b>902</b>	<b>543 – 562</b>	<b>55-56</b>	<b>38-40</b>

## 2.4 Rahmenbedingungen auf Landesebene

Mit dem im Juli 2013 beschlossenen Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG) wird nach § 4 Abs. 1 das Ziel verfolgt, die Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 um mindestens 25 % bzw. bis zum Jahr 2050 um 90 % jeweils gegenüber 1990 zu vermindern. Dabei wird für die Bemessung der Emissionen die Quellenbilanz zugrunde gelegt. Weiterhin ist im KSG festgehalten, dass der öffentlichen Hand eine Vorbildfunktion zukommt und vor diesem Hintergrund bis zum Jahr 2040 eine weitgehend klimaneutrale Landesverwaltung organisiert werden soll.

Tab. 9: Übergeordnete Zielsetzungen des Landes für das Jahr 2050 und Zielwerte 2020 entsprechend des Energieszenario 2050

	2020	2050
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25 %	-90 %
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch	25 %	80 %
Endenergieverbrauch (gegenüber 2010)	-16 %	-50 %

Zur Umsetzung der gesetzlichen Klimaschutzziele wurde im Juli 2014 ein Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) beschlossen, dessen wesentliche Inhalte in § 6 KSG festgelegt sind. Das IEKK enthält u. a. Sektorziele zur THG-Minderung, d. h. die für verschiedene Emittentengruppen umzusetzende THG-Minderung (Tab. 10).

Tab. 10: Sektorziele der Treibhausgasminderung des IEKK

Sektor	Sektorziel 2020 ggü. 1990
<b>Stromerzeugung</b>	<b>-15 % bis -18 %</b>
<b>Private Haushalte</b>	<b>-20 % bis -28 %</b>
<b>Industrie (energiebedingt)</b>	<b>-55 % bis -60 %</b>
<b>Industrie (prozessbedingt)</b>	<b>-23 %</b>
<b>Gewerbe, Handel, Dienstleistung</b>	<b>-35 % bis -40 %</b>
davon Öffentliche Hand	<b>-35 % bis -40 %</b>
<b>Land- und Forstwirtschaft, Landnutzung</b>	<b>-35 %</b>
<b>Verkehr</b>	<b>-20 % bis -25 %</b>
<b>Abfall- und Kreislaufwirtschaft</b>	<b>-90 %</b>

## 2.5 Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen in Baden-Württemberg bis 2015

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg zeigt seit 1990 einen Rückgang um 13,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqui. bis 2014<sup>4</sup> auf, womit eine Reduktion um 15 % erreicht werden konnte (Tab. 11). Bis zum Jahr 2020 müssen noch weitere 9,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqui. eingespart werden, wenn das aktuelle Klimaschutzziel aus dem Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg erreicht werden soll.

<sup>4</sup> Angaben 2015 liegen noch nicht vollständig vor.

Tab. 11: Sektorale Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg sowie Zielwerte 2020 nach IEKK

	1990	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ziel <sup>1</sup> 2020
Haushalte	13,7	14,1	12,8	11,9	13,1	10,5	11,1	10,0
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	7,0	4,2	4,3	4,8	5,3	5,0	5,3	3,6
Verkehr	21,0	20,9	21,6	21,5	22,0	22,5	22,9	15,7
Industrie	10,6	7,0	6,9	6,5	6,8	6,5	6,6	4,2
Stromerzeugung	17,5	14,8	14,3	14,1	18,5	16,6	16,7	14,4
Fernwärme	2,0	4,6	4,1	4,5	3,2	2,6	2,6	-
Raffinerien	2,5	2,8	2,8	2,7	2,3	2,4	2,1	-
Zwischensumme	74,3	68,4	66,7	66,0	71,1	66,1	67,4	-
<b>Energiebedingte Treibhausgasemissionen<sup>2</sup> [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>								
	75,0	69,0	67,3	66,6	71,7	66,6	k.A.	60,0
<b>Nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>								
Landwirtschaft	5,9	4,7	4,7	4,7	4,8	4,8	k.A.	3,9
Abfall- und Abwasserwirtschaft	4,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	k.A.	0,5
Industrie (Prozesse)	3,3	2,6	3,0	2,9	2,9	2,9	k.A.	2,5
Energiegewinnung und -verteilung	0,7	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	k.A.	-
Zwischensumme	14,2	9,2	9,5	9,3	9,3	9,3	k.A.	-
<b>Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>								
Gesamtsumme	89,2	78,2	76,8	75,8	81,0	75,9	k.A.	66,9

<sup>1</sup> Aufteilung private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen auf Basis aktualisierter Aufteilung im Monitoringbericht des IEKK im Jahr 2014 [2]. Für die Emissionen der übrigen Energiewirtschaft, die energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen und die Emissionen aus der Energiegewinnung und -verteilung besteht kein Zielwert.

<sup>2</sup> Einschließlich energiebedingter Methan- und Lachgasemissionen  
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [3–5]

Neben den im vorliegenden Bericht und im Rahmen der amtlichen Statistik betrachteten Kohlendioxid-, Methan- und Lachgasemissionen trugen die fluorierten Treibhausgase (sog. F-Gase)<sup>5</sup> mit einem Anteil von 2,4 % (knapp 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.) im Jahr 2012 zu den gesamten Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg bei [6]. Dabei dienen die fluo-

<sup>5</sup> Teilfluorierte und vollständig fluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW und FKW) wie auch Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) und Stickstofftrifluorid (NF<sub>3</sub>).

rierten Treibhausgase vorrangig als Ersatzstoff für die in den meisten Anwendungen verbotenen Fluorchlorkohlenwasserstoffe. Die fluorierten Treibhausgase werden überwiegend als Kältemittel, Treibmittel sowie in geringerem Maße als Lösch- und Lösemittel eingesetzt. Auch wenn aufgrund des Einsatzes der Stoffe in geschlossenen Kreisläufen nur kleine Mengen bei der Herstellung und durch Diffusion bei der Anwendung der Produkte freigesetzt werden, ist die Klimawirkung nicht zu unterschätzen. Denn die F-Gase sind oft mehrere hundert Mal klimawirksamer als CO<sub>2</sub>. Um den Einsatz dieser Gase und die damit verbundenen Emissionen weiter zu reduzieren, gilt seit dem 1. Januar 2015 eine neue F-Gas-Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 517/2014), die den Einsatz von alternativen Stoffen anreizen soll.

Bisher liegt lediglich eine einmalige Abschätzung der F-Gase für das Jahr 2012 in Baden-Württemberg vor, siehe auch [5]. Da keine weiteren landespezifischen Werte vorliegen, kann die Emissionswirkung der F-Gase im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt werden.

## **2.6 Rahmendaten für die Erstellung und Bewertung der Szenarien**

Die quantitative Analyse der Energie- und Klimaschutzziele 2030 basiert auf verschiedenen Bottom-up-Modellen. Die nachfolgend vorgestellten Rahmendaten gehen zum Teil direkt in die Modellierungen ein, zum Teil dienen sie als Grundlagen für die Berechnung der Differenzkosten in Kapitel 19. Sämtliche Preisangaben sind reale (d.h. inflationsbereinigte) Werte mit der Preisbasis 2013. Die Rahmendaten sind in wesentlichen Zügen an den Projektionsbericht 2017 der Bundesregierung angelehnt, der wiederum auf den Rahmendaten der EU Guidance basiert und somit mit dem EU PRIMES Reference Scenario 2016 übereinstimmt.

### **2.6.1 Globale und europäische Ebene**

Auf globaler Ebene werden die Weltmarktpreise bzw. aus deutscher Perspektive die Grenzübergangspreise für die Energieträger Rohöl Brent, Steinkohle und Erdgas zugrunde gelegt, die auf der EU Guidance basieren und somit Ergebnisse des PROMETHEUS World Energy Modelling darstellen, die auch den Rechenläufen des EU PRIMES Reference Scenario 2016 zugrunde liegen. Dabei wird für sämtliche Energieträger ein kontinuierliches Wachstum bis 2050 unterstellt. Der Rohöl-Preis steigt in diesem Modell mit etwa 130 % bis 2050 am Stärksten bis auf ein Niveau von 18,5 Euro<sub>2013</sub>/GJ. Steinkohle und Erdgas steigen bis 2050 um etwa 70 % auf 4,1 Euro<sub>2013</sub>/GJ bzw. 10,2 Euro<sub>2013</sub>/GJ. Die EUA-Preise (EUA: European Emission Allowances, Emissionszertifikate) basieren ebenfalls auf der EU Guidance, stellen jedoch ein Ergebnis der PRIMES-Rechenläufe dar. Die CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatspreise steigen bis 2030 auf etwa 34 Euro<sub>2013</sub>/EUA und bis 2050 auf etwa 90 Euro<sub>2013</sub>/EUA. Die Entwicklung der Grenzübergangspreise und der EUA-Preise für das Referenz- und Zielszenario sind in Tab. 12 dargestellt.

Tab. 12: EUA-Preise und Grenzübergangspreise im Referenz- und Zielszenario

Parameter	Region	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
EUA-Preise	BRD	Euro <sub>2013</sub> /EUA	7,5	15,0	22,5	33,5	42,0	50,0	90,0
Rohöl Brent	BRD	Euro <sub>2013</sub> /GJ	8,2	12,8	14,5	16,0	16,6	17,2	18,5
Steinkohle	BRD	Euro <sub>2013</sub> /GJ	2,4	2,4	2,9	3,5	3,7	3,8	4,1
Erdgas	BRD	Euro <sub>2013</sub> /GJ	6,1	7,5	8,1	8,8	9,4	9,7	10,2

## 2.6.2 Bundesebene

Die Annahme zur Entwicklung der Bevölkerung auf Bundesebene wurde von der EU Guidance übernommen, wobei die Bevölkerung bis 2030 auf etwa 79,7 Mio. und bis 2050 auf etwa 74,9 Mio. absinkt. Die Projektion des Bruttoinlandsprodukts (BIP) setzt auf der Frühjahrsprognose 2016 der Bundesregierung auf und der Wachstumspfad ist aus dem Projektionsbericht 2017 abgeleitet. Das BIP steigt demnach bis 2030 auf etwa 3.400 Mrd. Euro<sub>2013</sub> an und bis 2050 auf etwa 4.000 Mrd. Euro<sub>2013</sub>. Des Weiteren werden für die Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr Endverbraucherpreise der Energieträger ermittelt, die auf den Grenzübergangspreisen basieren und anhand einer Umlegung der Energiesystemkosten auf die Endverbraucher abgeleitet wurden. Für das Zielszenario wurden die Endverbraucherpreise für Benzin, Diesel, Heizöl, Schweröl und Erdgas ab 2021 zudem noch zusätzlich mit einer CO<sub>2</sub>-Steuer beaufschlagt, die sich aus dem Zertifikatspreis und dem jeweiligen Emissionsfaktor ableitet. Die Bevölkerung und das Bruttoinlandsprodukt sind in Tab. 13 ausgewiesen.

Tab. 13: Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung auf Bundesebene im Referenz- und Zielszenario

Parameter	Region	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Bevölkerung	Bund	Mio.	81,1	80,6	80,3	79,7	78,8	77,7	74,9
BIP	Bund	Mrd. Euro <sub>2013</sub>	2.912	3.106	3.264	3.397	3.518	3.673	3.973

## 2.6.3 Landesebene

Auf Landesebene existieren unterschiedliche Vorausrechnungen für die Entwicklung der Bevölkerung vom Statistischen Bundesamt, dem Statistischen Landesamt und vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR). Da die Konsistenz zwischen der bundesweiten Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung in Baden-Württemberg ein wesentliches Qualitätskriterium für die quantitative Analyse darstellt, wurde für die Bevölkerungsvorausrechnung auf die Arbeiten des BBSR – die Raumordnungsprognose 2035 – zurückgegriffen. Dabei wird unterstellt, dass die Bevölkerung zunächst leicht auf ein Niveau von etwa 10,9 Mio. ansteigt und dann bis 2050 wieder auf etwa das heutige Niveau von etwa 10,8 Mio. absinkt. In Bezug auf das Bruttoinlandsprodukt liegen keine Abschätzungen für das Land Baden-Württemberg vor. Entsprechend wurde das Bruttoinlandsprodukt in

Baden-Württemberg aus der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf auf Bundesebene abgeleitet. Dabei steigt das Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2030 auf etwa 540 Mrd. Euro<sub>2013</sub> und bis 2050 dann auf etwa 660 Mrd. Euro<sub>2013</sub> (Tab. 14).

Tab. 14: Bevölkerung- und BIP-Entwicklung auf Landesebene im Referenz- und Zielszenario

Parameter	Region	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Bevölkerung	BW	Mio.	10,8	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8
BIP	BW	Mrd. Euro <sub>2013</sub>	445	483	512	537	562	593	657

## 2.7 Herleitung der Handlungsempfehlungen und Schlüsselstrategien

Die Handlungsmöglichkeiten der Bundesländer zur Erreichung der Klimaschutzziele sind begrenzt. Wesentliche Weichenstellungen des ökonomischen und ordnungsrechtlichen Rahmens werden durch die EU bzw. den Bund gestellt. Gleichwohl verbleiben den Ländern einige rechtliche und politische Spielräume, um eigene Impulse zur Erreichung der Klimaschutzziele zu setzen.

Für diese Studie wurden diese Spielräume sektorspezifisch betrachtet. Auf Basis von Erfahrungen anderer Bundesländer und bestehender Forschungsarbeiten wurde analysiert, wo konkrete Ansatzpunkte für das Land innerhalb des europäischen und föderalen Rechtsrahmens bestehen, um potenziell besonders wirksame Klimaschutzmaßnahmen umzusetzen.

Dabei unterscheidet dieser Bericht zwischen Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen: Handlungsempfehlungen werden für jeden Sektor entwickelt und beziehen sich in erster Linie auf eigenständige Handlungsmöglichkeiten des Landes. Schlüsselstrategien wurden demgegenüber nur in ausgewählten Bereichen identifiziert, bei denen das Land über besonders große landesrechtliche oder -politische Möglichkeiten oder eine besondere Verantwortung zum Handeln verfügt. In diesen Bereichen erscheint landespolitisches Handeln zur Erreichung der Klimaschutzziele besonders indiziert.

## **Sektorenspezifische Szenarien und Empfehlungen**

Im Rahmen des Vorhabens wird ein in sich konsistentes Minderungsszenario (Zielszenario basierend auf 90 % Minderung in 2050) erstellt und es werden sektorale Bandbreiten für die THG-Minderung bis 2030 aufgezeigt. Das Szenario stellt ein „best-guess“-Szenario der beteiligten Institutionen dar. Es skizziert den Mindestpfad für eine erfolgreiche Zielerreichung von -90 % im Jahr 2050.

Mittels sektoraler Sensitivitätsanalysen werden Spielräume innerhalb der Sektoren für eine ambitionierte Zielsetzung in 2030 aufgezeigt. Ziel ist es, durch unterschiedliche Technologiepfade/Dynamik innerhalb der Sektoren eine mögliche Bandbreite der Emissionsminderung der Einzelsektoren im Jahr 2030 aufzuzeigen.

Als Grundlage für die ökonomische Bewertung in Kapitel 19 wird ein Referenzszenario entwickelt. Mit diesem wird die weitere Entwicklung bis 2030 für den business-as-usual-Fall dargestellt.

Der Anteil der energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen am Gesamtausstoß der energiebedingten THG-Emissionen ist mit einem Anteil von unter einem Prozent im Jahr 2014 gering (0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.). Daher erfolgt in den Energiesektoren ausschließlich die Betrachtung von CO<sub>2</sub>, nachfolgend werden die energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen als Summe über die Sektoren berücksichtigt (siehe hierzu Kapitel 10).

Die Emissionen der Brenn- und Kraftstoffe wurden anhand der Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes bewertet [7]. Weitere Datenquellen sind in den Sektor-Kapiteln dokumentiert.

Entsprechend den Zielen des KSG BW liegt den Szenarien das Prinzip der Quellenbilanz zugrunde. Diese Methode ermöglicht die Erfassung aller relevanten Emittentengruppen im Land und entspricht international und national anerkannten Standards. Gleichwohl fordert das KSG BW in § 9 Abs. 2 S. 2 im Rahmen des Monitorings die Betrachtung wichtiger verursacherbezogener Aspekte. So werden im Kapitel 7.2.4 nachrichtlich die Emissionen aus dem Stromimport dargestellt.

## 3 Verkehr

### 3.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Die Emissionen des Verkehrs werden mit dem vom ifeu im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelten Modells **TREMODO** (Transport Emission Model) berechnet. Die Ergebnisse des Modells enthalten dabei differenzierte Angaben zu Luftschadstoffen, Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des **Verkehrs innerhalb Baden-Württembergs** von heute bis 2050.

Grundlagen der Emissionsberechnungen für alle Verkehrsträger in TREMOD sind Datenquellen zu den Aktivitätsdaten (Fahrzeugbestände, Fahr- & Verkehrsleistungen) und spezifischen Verbrauchs- und Emissionsfaktoren [8]. TREMOD ist eng verknüpft mit dem "Handbuch Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr" (HBEFA), welches Emissionsmessungen aufbereitet und repräsentative Verbrauchs- und Emissionsfaktoren für alle Fahrzeugkategorien bereitstellt [9]. Die hier verwendete TREMOD-Version 5.63 beruht auf HBEFA 3.2.

Die Berechnungen des Energieverbrauchs und der Emissionen der Verkehrsträger Schiene, Binnenschifffahrt und Luftverkehr beruhen auf statistischen Daten zur Verkehrsleistung, zum Energieverbrauch und motorspezifischen Emissionsfaktoren, die über Sonderauswertungen des Statistischen Bundesamtes und anderer Institutionen zur Verfügung gestellt werden und weitere Quellen.

Die Szenarienrechnung beruht auf Annahmen zur Entwicklung der zukünftigen Flottenzusammensetzung und deren Eigenschaften (Effizienzentwicklung, Emissionsverhalten, Nutzungsmuster). Der Berechnungsablauf für den Straßenverkehr besteht aus folgenden Elementen:

- **Flottenmodul:** Der zukünftige Fahrzeugbestand wird mit einem Umschichtungsmodell aus Neuzulassungen und Überlebenskurven berechnet. Basierend auf mittleren Fahrleistungsdaten der verschiedenen Fahrzeugschichten wird die nach Fahrzeugkategorien differenzierte jährliche Fahrleistung für die Szenarienjahre ermittelt.
- **Fahrleistungsmodul:** Die jährlichen Gesamtfahrleistungen je Fahrzeugkategorie werden mit empirischen Informationen oder Annahmen auf die Straßenkategorien und Verkehrssituationen aufgeteilt.
- **Emissionsmodul:** Im Emissionsmodul werden die Verbrauchs- und Emissionsfaktoren aus dem HBEFA so aufbereitet, dass sie mit den differenzierten Fahrleistungen aus dem Fahrleistungsmodul und Fahrleistungsanteilen der Flotte aus dem Flottenmodul verknüpft werden können.

Zentrale baden-württemberg-spezifische **Eingangsgrößen** für die Berechnung des Energieverbrauchs sowie der Treibhausgasemissionen des Verkehrs **im Jahr 2014** sind:

- **Kfz-Bestand** Baden-Württemberg: Die Bestandszahlen nach Antriebsart für das Jahr 2014 wurden vom Statistischen Landesamt geliefert und in das Modell integriert. Im Vergleich mit dem Bundesschnitt ist dabei insbesondere der höhere Dieselanteil in der Pkw-Flotte relevant.
- **Energiebilanz** Baden-Württemberg: Die Energiebilanz Baden-Württemberg 2014 [10] enthält den Verbrauch differenziert nach Verkehrsträgern (Schiene, Straße, Luftverkehr<sup>6</sup> sowie Küsten- und Binnenschifffahrt) und Endenergieträgern. Die Modellergebnisse für den Endenergieverbrauch 2014 wurden anhand der Daten der Energiebilanz normiert<sup>7</sup>. Abweichungen zwischen Energiebilanz und Modellwerten entstehen insbesondere durch räumliche oder zeitliche Verschiebung zwischen Tanken und Verbrauch.

Zentrale **Eingangsgrößen** für die Berechnung der **Szenarien** sind:

- Annahmen zu **Neuzulassungen nach Antriebsart** in Baden-Württemberg: Die Annahmen zur Entwicklung der Neuzulassungen nach Antriebsart ist aus aktuellen Rechnungen für das Umweltbundesamt übernommen. Im Referenzszenario entsprechen diese dem aktuellen Trendszenario der TREMOD-Version 5.63, im Zielszenario stammen die Annahmen aus Arbeiten im Rahmen des Projekts „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“ [11]. Im Referenzszenario wird das Ziel der Bundesregierung von 6 Millionen Elektrofahrzeugen in 2030 erreicht, jedoch werden auch in 2050 hier noch konventionelle Fahrzeuge neu zugelassen. Die Elektrifizierung findet dabei ausschließlich bei Pkw, leichten Nutzfahrzeugen und kleinen Lkw statt – der Fernverkehr wird auch in 2050 von Diesel-Lkw durchgeführt. Im Zielszenario ist eine deutlich ambitioniertere Elektrifizierung bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen angenommen. Konkret bedeutet dies **einen Anteil von E-Kfz in 2030 von 60 % und den Markthochlauf von Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-Lkw) ab 2025** (siehe Abb. 3, Abb. 4; zur Bestandsentwicklung vgl. Anhang 21.5). Diese Annahmen sind daran ausgerichtet, dass zusammen mit ambitioniert-realistischen Vorgaben zu Verlagerung, Vermeidung und Effizienzsteigerung das Verkehrsziel 2030 des Klimaschutzplans 2050 ohne Einsatz von strombasierten Kraftstoffen auf Bundesebene erreicht werden kann [12].

<sup>6</sup> Der internationale Anteil ist aus den Werten des Luftverkehrs herauszurechnen.

<sup>7</sup> Inklusive Off-road Verkehr (Landwirtschaftlicher und militärischer Verkehr, Baumaschinen)

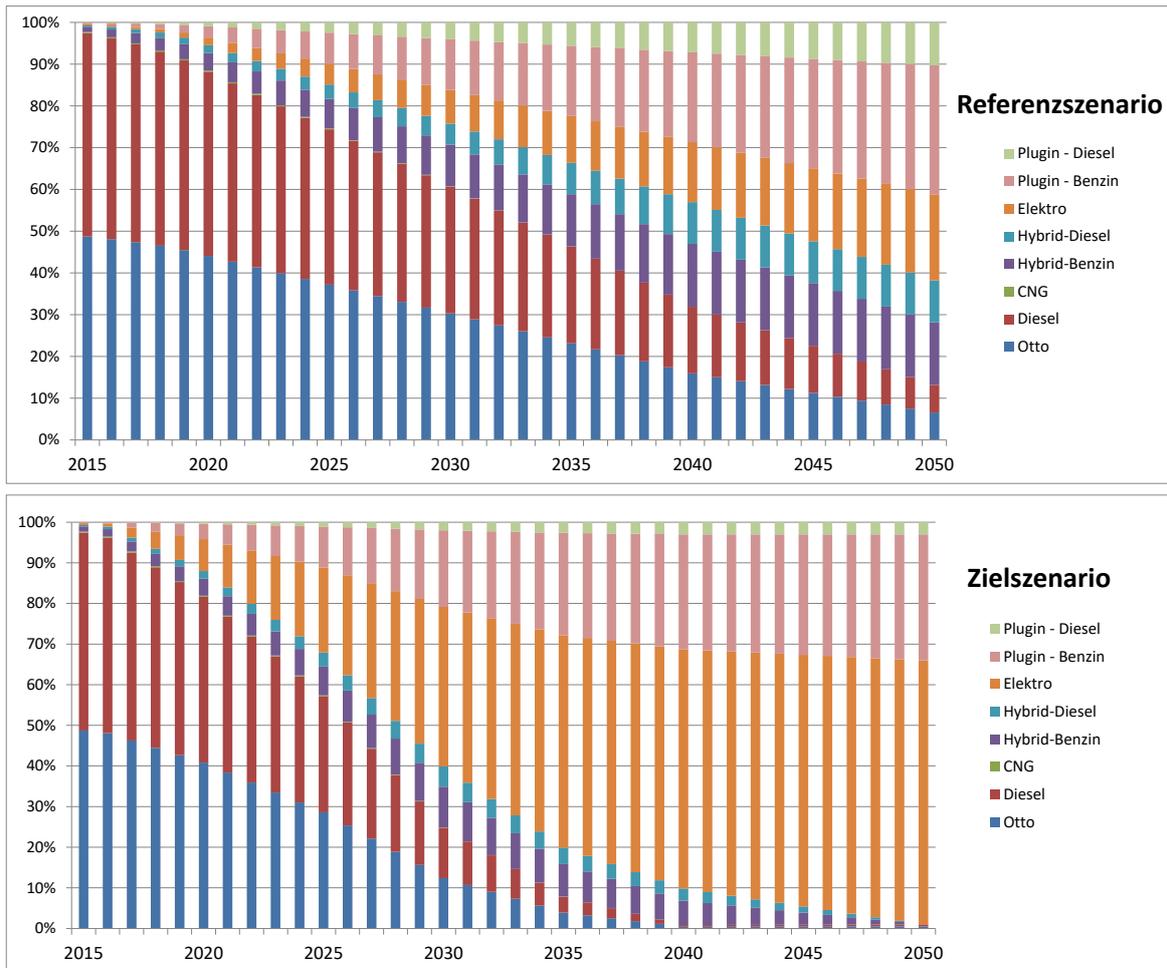


Abb. 3: Neuzulassungsanteile von Pkw in den Szenarien, differenziert nach Antriebsart

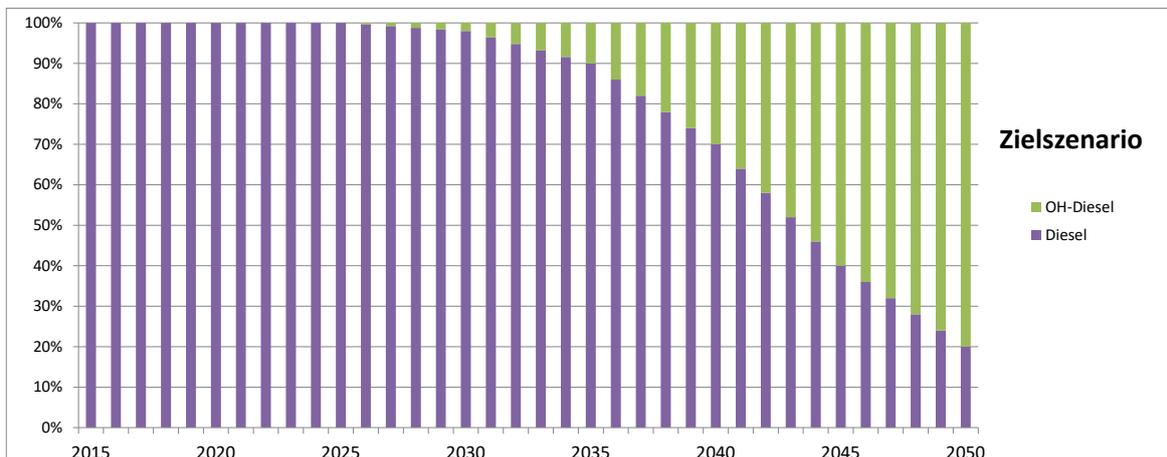


Abb. 4: Neuzulassungen Sattelzüge im Zielszenario, differenziert nach Antriebsart (OH-Diesel: Oberleitungs-Hybrid-Lkw mit Diesel); Referenzszenario: bis 2050 100 % Diesel

- Fahr- und Verkehrsleistung** in Baden-Württemberg: Die Verkehrsleistungen aller Verkehrsträger sind bis 2030 aus dem „Nachhaltigkeitsszenario BW 2030“ [13] entnommen und steigen gegenüber 2015 im Personenverkehr um 11 % im Referenzszenario und um 8 % im Zielszenario. Im Güterverkehr steigt die Verkehrsleistung

bis 2030 gegenüber 2015 um 27 % im Referenzszenario und um 24 % im Zielszenario. Nach 2030 wird die Verkehrsleistung im Personenverkehr entsprechend der Bevölkerungsentwicklung fortgeschrieben. Im Güterverkehr ist eine konstante Abnahmerate der Transportintensität (Verkehrsleistung im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt) zwischen 2010 und 2050 von 0,3 % p.a. angenommen.

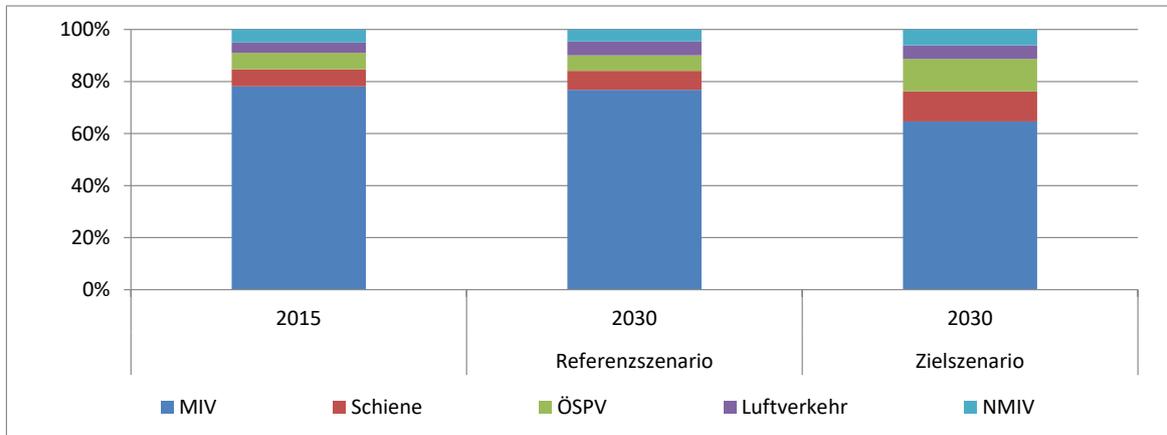


Abb. 5: Verkehrsleistungsbezogener Modal-Split im Personenverkehr im Referenz- und Zielszenario (NMIV = Nichtmotorisierter Individualverkehr inkl. Pedelecs, ÖSPV = Öffentlicher Straßenpersonenverkehr, MIV = Motorisierter Individualverkehr)

Auch der Modal-Split im Zielszenario basiert auf dem „Nachhaltigkeitsszenario BW 2030“ [13]. Dabei wird bis 2030 eine Verlagerung von 11 Prozentpunkten im Personenverkehr vom motorisierten Individualverkehr (MIV) auf den öffentlichen Personenverkehr (ÖPV, Modal-Split-Anteil 2030 24 %) und den nichtmotorisierten Verkehr (NMIV, Modal-Split-Anteil 2030 6 %) erreicht (siehe Abb. 5). Diese Verlagerung basiert auf Modellrechnungen mit erhöhten MIV-Nutzungskosten bei gleichzeitigem Angebotsausbau und verringerten Ticketkosten beim öffentlichen Personenverkehr (ÖPV). Zudem wird auch ein deutlich attraktiverer nichtmotorisierte Verkehr (NMIV) angenommen [13].

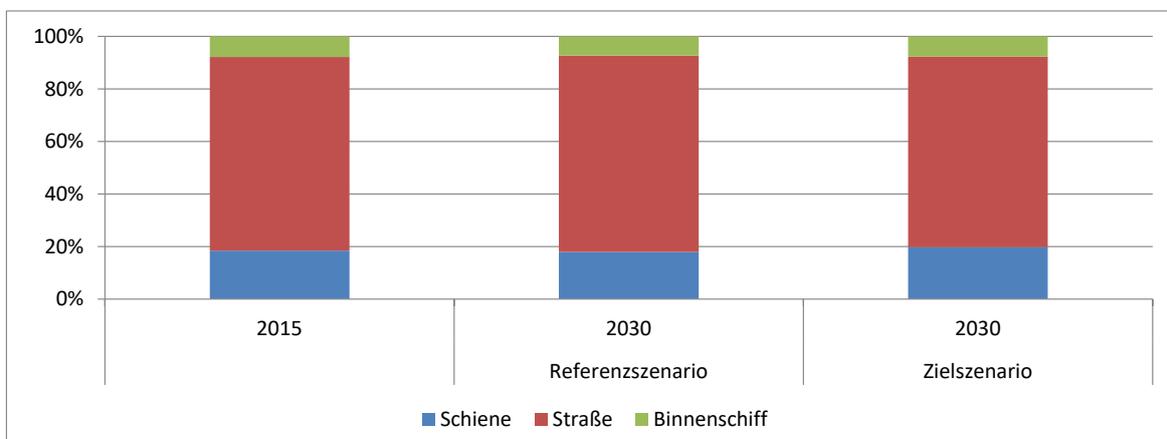


Abb. 6: Verkehrsleistungsbezogener Modal-Split im Güterverkehr im Referenz- und Zielszenario

Im Güterverkehr wird nur eine Verlagerung weg von der Straße von zwei Prozentpunkten erreicht (siehe Abb. 6). Dabei ist der Modal-Split-Anteil der Schiene im Zielszenario in 2030 von 20 % auch deutlich geringer, als in anderen (Klimaschutz-) Szenarien angenommen. So ist im Klimaschutzszenario 80 [1] ein deutschlandweiter Anteil der Schiene von 37 % (2030) angenommen. Die geringere Modal-Split-Verlagerung wird im „Nachhaltigkeitsszenario BW“ u.a. mit der „Heterogenität sowie niedrige Transportkostensensitivität im Güterverkehr“ [13], und den für viele Güter kurzen Transportdistanzen (auf denen eine Verlagerung auf die Schiene unwahrscheinlich ist) in Baden-Württemberg begründet.

Nach 2030 ist der Modal-Split sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr in allen Szenarien nach 2030 als konstant angenommen.

Aus den Annahmen des „Nachhaltigkeitsszenario BW“ inklusive der Fortschreibung bis 2050 resultieren folgende **Entwicklungen der Fahrleistung**, welche eine zentrale Eingangsgröße der Emissionsberechnung darstellen. Im Personenverkehr führen dabei Verlagerung und Auslastungssteigerung zu einer deutlichen Reduktion der Fahrleistung im MIV um 22 Mrd. Fahrzeugkilometer in 2030 (siehe Abb. 7).

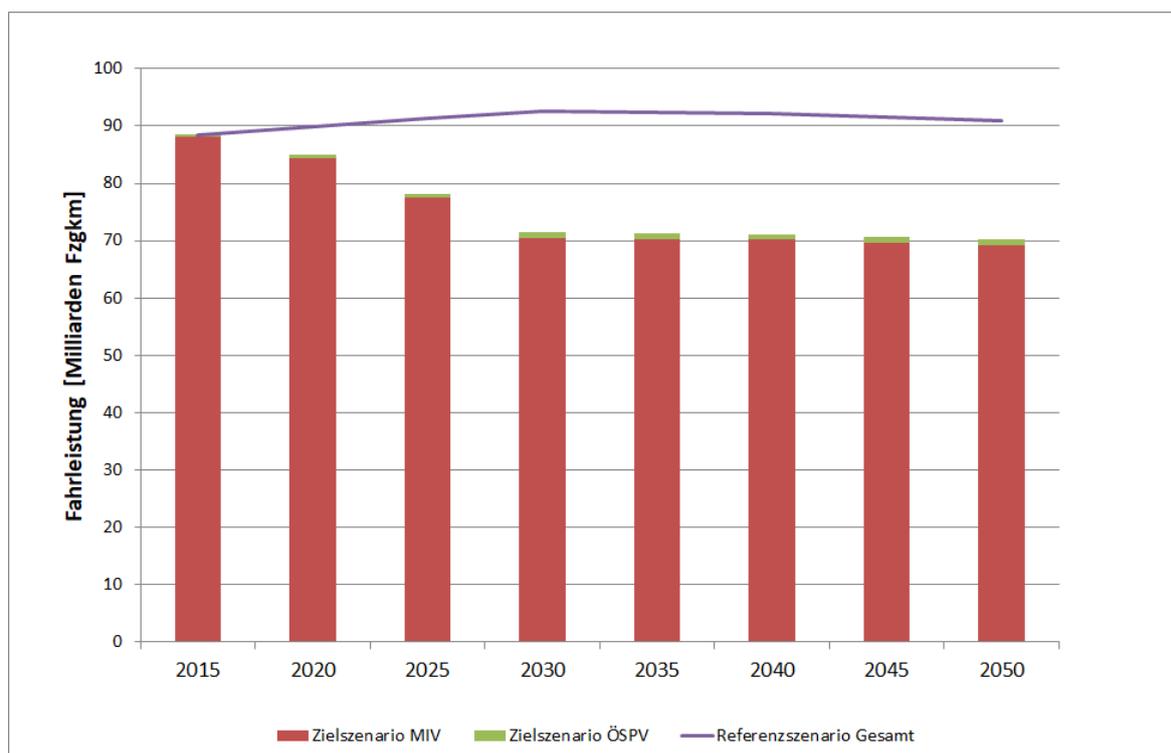


Abb. 7: Fahrleistung im Straßenpersonenverkehr im Referenz- und Zielszenario (Fzgkm = Fahrzeugkilometer, ÖSPV = Öffentlicher Straßenpersonenverkehr, MIV = Motorisierter Individualverkehr)

Im Straßengüterverkehr nimmt trotz Verlagerung auf die Schiene die Fahrleistung weiter zu (siehe Abb. 8). Im Zielszenario wird dieser Trend durch eine Erhöhung der Transportkosten auf der Straße (+17 %) bei gleichzeitiger Senkung der Kosten des Schienenverkehrs, insbesondere im kombinierten Verkehr (-20 %) etwas gemindert (-0,9 Mrd. Fahrzeugkilometer in 2030) [13].

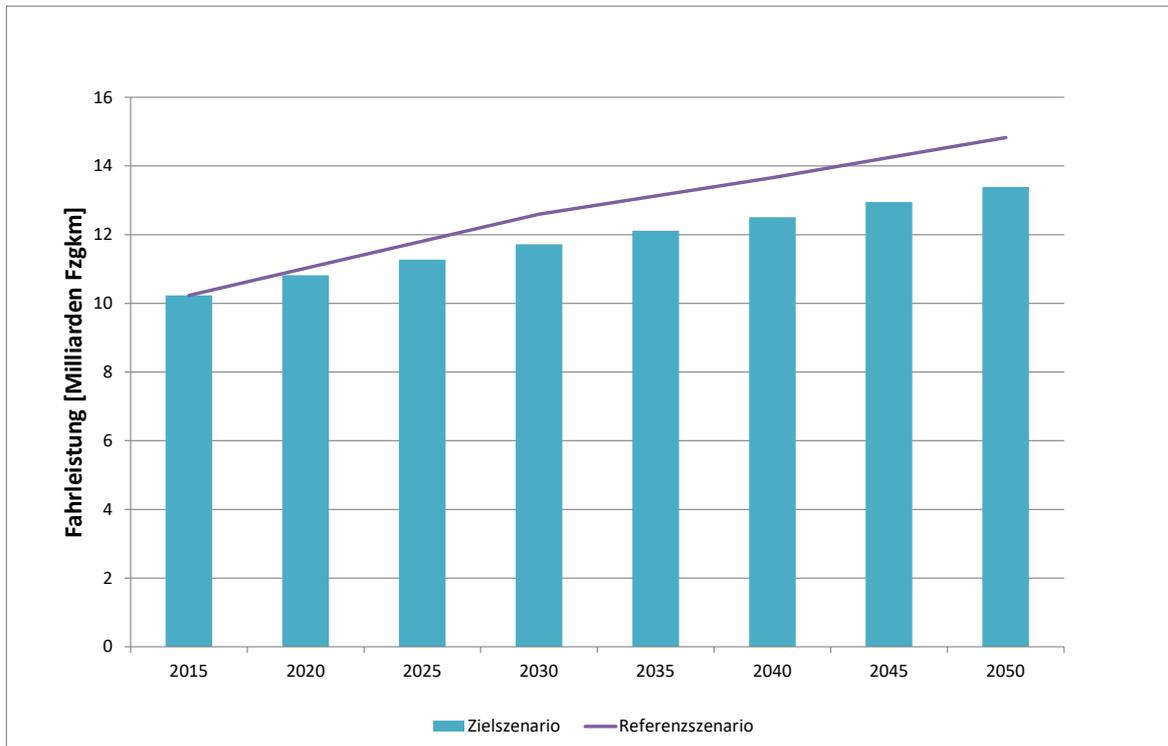


Abb. 8: Fahrleistung im Güterverkehr im Referenz- und Zielszenario (Fzgkm = Fahrzeugkilometer)

### 3.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Im Verkehrssektor herrscht ein besonderer Problemdruck unter Klimaschutzgesichtspunkten: Anders als in anderen Sektoren konnte seit 1990 keine Minderung der Treibhausgasemissionen erzielt werden, stattdessen sind in Baden-Württemberg diese Emissionen um 7 % bis 2014 gestiegen.

Der Handlungsdruck wird auch durch die Referenzentwicklung klar: In dieser können die THG-Emissionen bis 2030 lediglich um 9 % gegenüber 1990 gesenkt werden, es besteht somit eine deutliche Lücke zum Sektorziel Verkehr von -40-42 % des Klimaschutzplans 2050<sup>8</sup> der Bundesregierung (Tab. 15).

<sup>8</sup> 40 bis 42 % Minderung in 2030 gegenüber 1990

Tab. 15: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor Verkehr nach Kraftstoffen im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	20,9	22,5	21,4	20,3	19,1	16,4	14,1
Erdgas	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
<b>Insgesamt</b>	<b>21,0</b>	<b>22,5</b>	<b>21,4</b>	<b>20,4</b>	<b>19,2</b>	<b>16,4</b>	<b>14,1</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>7,3 %</b>	<b>2,1 %</b>	<b>-2,9 %</b>	<b>-8,7 %</b>	<b>-21,9 %</b>	<b>-32,6 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-4,8 %	-9,5 %	-14,9 %	-27,2 %	-37,2 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	20,9	22,5	20,5	17,9	14,8	8,6	2,5
Erdgas	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
<b>Insgesamt</b>	<b>21,0</b>	<b>22,5</b>	<b>20,5</b>	<b>18,0</b>	<b>14,9</b>	<b>8,6</b>	<b>2,5</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>7,3 %</b>	<b>2,2 %</b>	<b>-14,5 %</b>	<b>-29,2 %</b>	<b>-59,0 %</b>	<b>-87,9 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-8,9 %	-20,3 %	-34,0 %	-61,8 %	-88,8 %

Daher ist schnelles und intensives Umsteuern erforderlich, um eine starke Minderung der THG-Emissionen des Verkehrs zu erreichen. Zentral sind dabei die Verlagerung auf den ÖV im Personenverkehr und auf die Schiene im Güterverkehr sowie die Elektrifizierung der Straße.

Konkret bedeutet dies im Zielszenario in 2030 eine Minderung gegenüber dem Referenzszenario durch:

- Ambitionierte Vermeidungs- und Verlagerungspolitik um 3,3 Millionen t CO<sub>2</sub>
- Elektrifizierung um 1,1 Millionen t CO<sub>2</sub> (Abb. 9)

Trotz ambitionierter Maßnahmen kann dabei das Zielszenario für Baden-Württemberg die Zielvorgabe des Klimaschutzplans 2050 auf Bundesebene (THG-Minderung von 40 bis 42 % bis 2030) nicht erreichen. Dies ist zurückzuführen auf:

- Einer Erhöhung der Treibhausgas-Emissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg zwischen 1990 und 2014 um 7 % (nach der für die Zieldefinition gewählten Abgrenzung des nationalen Inventarreports), während in Deutschland die Emissionen um 2 % zurückgingen,
- der weiterhin (leichten) Bevölkerungszunahme (siehe Kapitel 2.4)
- und das begrenzte Verlagerungspotenzial im Güterverkehr durch die Heterogenität und raumstrukturelle Verteilung der Güterströme in Baden-Württemberg.

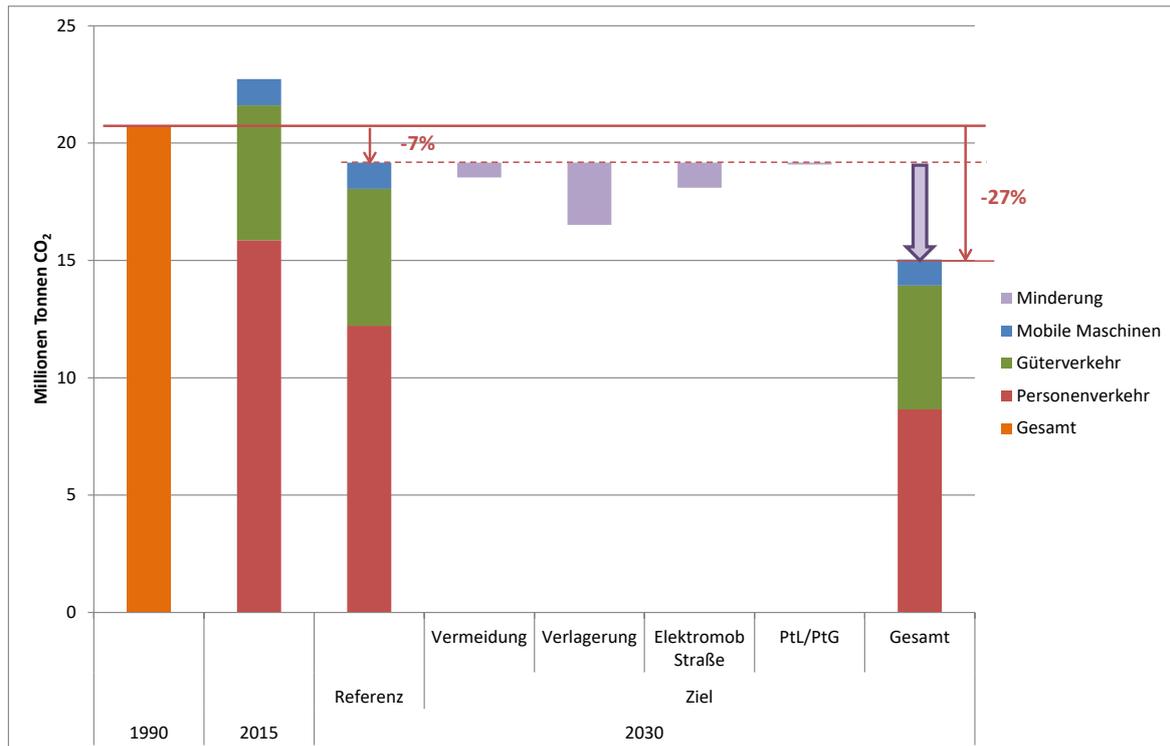


Abb. 9: Zerlegung der Einflussfaktoren zur Minderung der THG-Emissionen im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2030

Die Elektromobilität führt in 2030 lediglich zu einer Minderung von 9 %, erst in den weiteren Jahren kann Elektromobilität eine stärkere Minderung beitragen. Gründe dafür sind:

- Flottendurchdringung beim Pkw: Im Zielszenario ist ein Markthochlauf auf 60 % Anteil bei den Neuzulassungen in 2030 angenommen. Bedingt durch das heutige niedrige Niveau kommt dabei der Großteil der Elektrofahrzeuge ab 2025 in die Flotte, so dass in 2030 insgesamt ein Anteil am Bestand von 22 % erreicht wird.
- Oberleitungs-Hybrid-Lkw sind von den in Frage kommenden dekarbonisierten Fernverkehrstechniken die wirtschaftlichste und effizienteste Lösung, benötigen jedoch mindestens eine national und idealerweise international ausgebaute Oberleitungsinfrastruktur [11]. Zudem kann aus Gründen der Energiebereitstellung- und Verteilung auch die Nutzung von chemischen Energieträgern (z.B. in den Kombinationen Wasserstoff/Brennstoffzelle, verflüssigtes Methan oder synthetischer Dieselmotorkraftstoff/Verbrennungsmotor) vorteilhaft sein. Diese Fragen werden in verschiedenen Forschungsvorhaben bearbeitet [14], so dass derzeit noch keine Empfehlung hinsichtlich der Verwendung des OH-Lkws abgegeben werden kann. Aufgrund dieser offenen Fragen, aber auch aufgrund des gerade erst startenden Praxisversuchs, wird eine Einführung vor 2025 als nicht realistisch gesehen. Zudem ist anzunehmen, dass der breite Aufbau der Infrastruktur eines längeren Zeitraumes bedarf, so dass in dem Szenario ein schneller Markthochlauf ab 2030 angenommen ist.

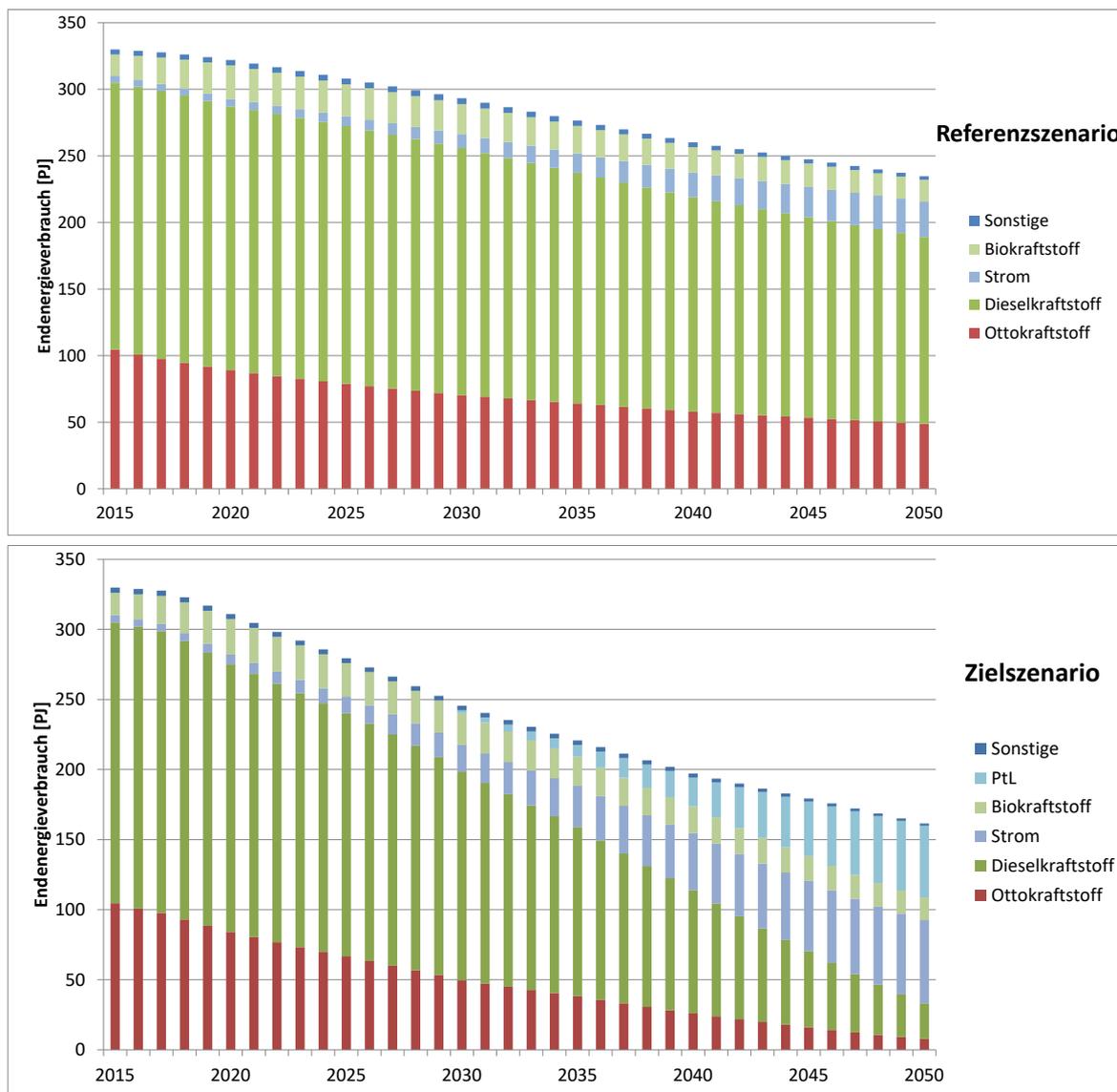


Abb. 10: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern im Referenz- und Zielszenario (PtL = Power-to-Liquid/ strombasierter Kraftstoff, Sonstige: Erd- und Flüssiggas, Flugzeugkraftstoff, strombasiertes Methan)

Für das Erreichen der Klimaschutzziele in 2050 wird im Zielszenario der Einsatz von strombasierter Kraftstoffen notwendig (siehe Abb. 10). Zwar könnte prinzipiell alleine mittels strombasierter Kraftstoffe der Verkehr treibhausgasneutral werden, jedoch gilt: Die Energiewende im Verkehr wird umso teurer und umso ressourcenintensiver, je mehr Energie der Verkehrssektor benötigt. Ein wesentlicher Schlüssel zur Erreichung der Klimaziele ist daher eine starke Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr und die Umstellung auf Elektromobilität und – nur dort wo direkte elektrische Nutzung schwer zu realisieren ist – langfristig auf strombasierte Kraftstoffe [11]. Dieser Maxime wird im Zielszenario gefolgt, in dem der Endenergieverbrauch auf 150 PJ abgesenkt werden kann. Dies bedeutet im Vergleich mit dem Referenzszenario in 2050 eine Minderung des Endenergieverbrauchs

um 31 %. Für die im Zielszenario erreichte Minderung der THG-Emissionen um 88 % gegenüber 1990 werden dann noch 52 PJ strombasierte Kraftstoffe (inkl. strombasiertes Methan) benötigt (vgl. Kapitel 11.1)

Der Fokus auf Elektromobilität im Zielszenario führt zu einem (zusätzlichen) Stromverbrauch im Straßenverkehr von 3 TWh in 2030 und 14 TWh in 2050. Dieser Stromverbrauch kann bei batterieelektrischen Fahrzeugen von Nutzungszeit und -ort entkoppelt werden. Die Flexibilisierung der Ladeleistung von BEV und PHEV kann aber nur gelingen, wenn ausreichend Ladeinfrastruktur und Flexibilitätsanreize zur Verfügung stehen. Durch Strategien wie das Laden von Pendlerfahrzeugen am Arbeitsplatz ließe sich Elektromobilität systemdienlich in ein Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien integrieren [15]. Werden für Deutschland durchgeführten Simulationen auf den Bestand von Baden-Württemberg übertragen, ergeben sich inklusive dem Einsatz des als in der Stromabnahme unflexibel angenommenen OH-Lkw maximale Ladeleistungen von 8,6 GW in 2050 (siehe Kapitel 7.2.3, Tab. 27).

### **Zusammenfassung: Zielszenario Verkehr 2030**

CO<sub>2</sub>-Emissionen 2030 im Zielszenario: 14,9 Mio. t CO<sub>2</sub>

Minderung gegenüber 1990: 29,2 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren:

- Verlagerung vom MIV auf den ÖPV und den NMIV (Verkehrswende)
- Elektrifizierung der Pkw-Flotte: Ca. 1,2 Millionen Elektro-Pkw und leichte Nutzfahrzeuge im Bestand in 2030
- Elektrifizierung bei schweren Nutzfahrzeugen: Förderung und Entwicklung OH-Lkw für einen Einstieg in den Markthochlauf in 2025

### **Bandbreite der Emissionen im Zielszenario 2030**

Weitere Minderungspotenziale zur Erreichung der unteren Bandbreite inklusive grober Abschätzung der Größenordnung für 2030:

- 100 % Elektro-Pkw (batterieelektrisch und Plug-in Hybride) Neuzulassungen ab 2030 (statt 60 %, inklusive Anpassung des Markthochlaufs): ca. 0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>
- 100 % Elektro-Linienbusse (inklusive Brennstoffzellenhybride) im Betrieb in 2030: ca. 0,3 Mio. t CO<sub>2</sub>

Damit beträgt die Bandbreite 2030 der Emissionen im Zielszenario: ca. 14,1 - 14,9 Mio. t CO<sub>2</sub>.

### **3.3 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen**

#### **1. Übergeordnete Rahmenbedingungen**

Das Land Baden-Württemberg verfügt im Verkehrsbereich nur über eine begrenzte Auswahl an Handlungsmöglichkeiten. Die Abhängigkeit von den auf Bundes- und europäischer Ebene gesetzten übergeordneten Rahmenbedingungen ist erheblich. Dies gilt sowohl für Preissignale (Energiesteuern, Maut auf Bundesautobahnen und Bundesstraßen, Bahntrassenpreise) als auch für ordnungsrechtliche Maßnahmen (Zulassungs-Anforderungen an Kfz, maximaler Flottenverbrauch, allgemeines Tempolimit auf Autobahnen u.ä.). Auch die oben im Zielszenario als notwendig beschriebene Infrastrukturmaßnahme, die Bundesautobahnen mit elektrischen Oberleitungen für LKW auszurüsten, kann nur durch den Bund als Träger der Straßenbaulast erfolgen.

Im Hinblick auf örtliche und regionale Verkehre besteht zudem eine erhebliche Abhängigkeit von Entscheidungen, die auf Ebene der Kommunen getroffen werden (z.B. Radverkehr, ÖPNV, lokale Ladeinfrastruktur).

Gleichwohl bestehen auf Seiten des Landes noch zahlreiche Möglichkeiten, um wichtige Beiträge zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten.

#### **2. Schlüsselstrategie Elektrifizierung**

Das Zielszenario verdeutlicht die herausragende Bedeutung der Elektrifizierung möglichst vieler Bereiche der Mobilität zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele. Aufgrund der hohen Bedeutung der Automobilindustrie für Baden-Württemberg besteht eine besondere Möglichkeit und Verantwortung des Landes, den zur Erreichung des Zielszenarios notwendigen Strukturwandel vom Verbrennungsmotor zur Elektromobilität voranzutreiben. Die Elektrifizierung des Verkehrs ist daher eine Schlüsselstrategie für die Landespolitik. Das Land hat bereits eine Vielzahl von Maßnahmen mit diesem Ziel eingeleitet. Diese Maßnahmen gilt es in Zukunft zu bündeln und auszubauen. Insbesondere bestehen noch zusätzliche Potenziale zum Ausbau der Ladeinfrastruktur und bei der Beschaffung von Fahrzeugen.

##### **a) Ausbau der Ladeinfrastruktur**

Der Ausbau einer dichten Ladeinfrastruktur ist eine unerlässliche Voraussetzung für den Durchbruch der Elektromobilität. Die Bemühungen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur sind aktuell vor allem auf den öffentlichen Straßenraum gerichtet. Hierüber hinaus erscheint es jedoch zur Senkung der Transaktionskosten für die Nutzer von Elektroautos erforderlich, auch auf gewerblichen und privaten Autostellflächen hinreichend E-Ladestationen zur Verfügung zu stellen. Ladepunkte müssen an unterschiedlichen Stellen vorhanden sein, an denen die PKW ohnehin längerer Standzeiten haben, insbesondere am Wohnort, am Arbeitsplatz und an Einkaufszentren. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum deckt daher nur einen Teil des zukünftigen Bedarfs an Ladepunkten.

Im obigen Zielszenario beträgt im Jahr 2030 der Anteil der Elektrofahrzeuge am Kfz-Bestand ca. 22 %. Der Anteil der Neuzulassungen liegt dann bereits bei 60 %, so dass in den

Folgejahren eine sehr weitgehende Elektrifizierung des PKW-Bestandes erfolgt sein wird. Damit die Nutzer dieser Vielzahl von Fahrzeugen diese hinreichend bequem laden können, bedarf es enormer Anstrengungen beim Aufbau der Ladeinfrastruktur. Ladestationen an privaten und öffentlichen Parkplätzen müssen bis dahin weitgehend ubiquitär präsent sein.

Hieraus folgt, dass auch die Errichter und Anbieter von Parkraum auf privaten Flächen frühzeitig zur entsprechenden baulichen Herrichtung der Ladeinfrastruktur veranlasst werden sollten.

Dies gilt insbesondere für die Errichtung von neuen Parkplätzen. Da bereits heute der zukünftige Bedarf nach Ladestationen absehbar ist, sollte zur Vermeidung von späteren hohen Nachrüstkosten die Errichtung von Ladepunkten beim Neubau von Stellplätzen vorgesehen werden. Nach dem Vorbild von § 2 Abs. 3 der Hessischen GaragenVO § 2 Abs. 3 [16] könnte auch in der entsprechenden GaragenVO von Baden-Württemberg [17] vorgesehen werden, dass ein Mindestanteil der Stellplätze in einer neu errichteten Garage mit einer Lademöglichkeit versehen werden muss.

Dieser Gedanke lässt sich auch auf neue private Parkplätze außerhalb von Garagen übertragen. Wenn heute größere neue Parkplätze auf privatem Grund für Mitarbeiter und Besucher von Unternehmen, Gäste von Versammlungsstätten oder auch im Wohnungsbau errichtet werden, sollte über entsprechende Regelungen sichergestellt werden, dass der in den nächsten 10 bis 20 bis Jahren entstehende hohe Bedarf an Ladepunkten bereits beim Bau der Parkplätze berücksichtigt wird [18, 19]. Dies könnte über eine Verpflichtung zur Herrichtung der Ladepunkte erfolgen, zumindest sollte jedoch die bauliche Vorbereitung der Stellplätze (Leitungen oder Leerrohre) für die spätere Errichtung von Ladestationen geregelt werden, um Kosten für die sonst später notwendigen Nachrüstungen der Stellplätze zu sparen.

Erwogen werden sollte darüber hinaus auch die Statuierung von langfristig umzusetzenden Vorhalteplichten für E-Lademöglichkeiten an bestehenden gewerblichen Parkplätzen. Um zum Zeitpunkt einer verstärkten Marktdurchdringung von E-Kfz ab 2025 eine hinreichende Zahl von Ladepunkten auf Parkplätzen an den Arbeitsstätten, an Einkaufszentren usw. sicherzustellen, sollten sich die Betreiber entsprechender bestehender Stellplatzanlagen bereits frühzeitig auf die entsprechenden Umstellungen einstellen können.

## **b) Beschaffung**

Ebenfalls eigenständig regeln kann das Land die Maßgaben zur Beschaffung von Kfz für Landesbehörden und öffentliche Unternehmen, bei denen das Land die Mehrheitsbeteiligung hält. Das Land könnte sich verbindliche Anforderungen bei der Beschaffung von Fahrzeugen geben, die dann von den Dienststellen des Landes sowie den öffentlichen Unternehmen des Landes einzuhalten wären.

Für Landesbehörden könnten solche Regelungen als Verwaltungsvorschrift (interne Dienstanweisung) geregelt werden. Orientierung bietet z.B. die für alle Hamburger Behörden gültige „Leitlinie für die Beschaffung von Fahrzeugen mit geringen CO<sub>2</sub>- und Schad-

stoffemissionen“, die vom Senat beschlossen wurde [20]. Dort ist geregelt, dass die Dienststellen des Landes im Regelfall nur rein batterieelektrische Pkw beschaffen dürfen. Sofern im Ausnahmefall die Beschaffung von Fahrzeugen mit rein batterieelektrischem Antrieb nicht möglich ist, sollen Fahrzeuge mit Mischantrieben beschafft werden. Ist auch eine solche Beschaffung nicht möglich, sind PKW zu beschaffen, deren CO<sub>2</sub>-Emissionen die in einer Anlage näher bestimmten Werte nicht übersteigen dürfen.

Für öffentliche Unternehmen, an denen das Land die Mehrheitsbeteiligung hält [21], könnte das Land entsprechende Gesellschafterweisungen beschließen oder – soweit dies gesellschaftsrechtlich nicht möglich ist – die von der Landesregierung bestellten Vertreter in den öffentlichen Unternehmen könnten in den Aufsichtsgremien Beschlüsse hierzu herbeiführen. Im Beteiligungsbericht der Landesregierung sind bislang keine Informationen zu Fahrzeugen und zur Kfz-Beschaffungspolitik der Unternehmen enthalten.

Über die unmittelbare Landesverwaltung und die öffentlichen Unternehmen des Landes hinaus wäre es möglich, auch die Kommunen des Landes zu einer Beschaffung von batterieelektrischen Fahrzeugen zu verpflichten, jedoch bedürfte es hierfür eine gesetzliche Ermächtigung. Denkbar wären insbesondere Regeln zur Beschaffung von elektrischen Fahrzeugen im ÖPNV<sup>9</sup>. Auch ohne gesetzliche Ermächtigung könnte das Land über finanzielle Anreize Kommunen bewegen, entsprechende Anforderungen im Vergabeprozess von ÖPNV-Leistungen zu verankern: Dies wäre möglich als sog. aufwendungsbezogenes Kriterium an die Fahrzeugflotte des Teilnehmers [23]. Umweltvergabekriterien können entweder als Mindestanforderungen in die Vergabeunterlagen aufgenommen oder als eines von mehreren Wertungskriterien festgelegt werden [24].

### **c) Güter-, Bahn- und Luftverkehr sowie Industriepolitik**

Dringender Handlungsbedarf ergibt sich auch aus der im Zielszenario dargestellten hohen Bedeutung des Güterverkehrs für die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor. Die Handlungsoptionen des Landes hierfür sind jedoch begrenzt. Im Hinblick auf die anzustrebende Elektrifizierung der Bundesautobahnen mit Oberleitungen sollte das Land eine aktive Rolle einnehmen und Kooperationen mit dem Bund und den Fahrzeugherstellern suchen. Daneben sollte der Forschungsbedarf für die Option „Power-to-Liquid“ speziell für die Luftfahrt und die Binnenschifffahrt adressiert werden.

Auch im Bahnsektor sollte die Elektrifizierung von Bahnstrecken ohne Fahrdrabt in den kommenden Jahren weiter vorangetrieben werden. Geeignete Strecken sind mit einem Fahrdrabt auszustatten, in Betracht kommt jedoch auch die Elektrifizierung von Verbindungen durch batterieelektrische Antriebe oder Wasserstoff-Lokomotiven.

Wegen der großen Bedeutung der Automobilindustrie in Baden-Württemberg sollte die Schlüsselstrategie der Elektrifizierung des Verkehrssektors vom Land nicht nur klimapolitisch, sondern auch industriepolitisch betrieben werden. Eine weltweit wachsende Nachfrage nach Elektromobilität macht absehbar, dass der Bedarf an Verbrennungsmotoren

<sup>9</sup> Ähnlich geschehen bereits in Hamburg und Berlin, wo ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse angeschafft werden. Bis 2020 wächst die Anschaffungsquote kontinuierlich, siehe [22]

und damit verbundenen Komponenten sinken wird, während ein großer Teil der Wertschöpfung elektrischer Antriebe heute im Ausland stattfindet. Hier gilt es anzusetzen und die Fähigkeiten der baden-württembergischen Industrie auszubauen, beispielsweise bei Speichertechnologien und Steuersystemen. Entsprechende wirtschafts- und forschungspolitische Initiativen sollten ausgebaut werden.

### **3. Weitere Handlungsempfehlungen**

Weiterer Handlungsbedarf wird in der langfristigen Sicherung der Nahverkehrs-Finanzierung gesehen. Um das Zielszenario zu erreichen, erscheint ein deutlicher Ausbau des ÖPNV erforderlich, der gleichzeitig zu einer Minderung des motorisierten Individualverkehrs führt. Mit den bisher verfügbaren Mitteln ist eine solche Veränderung des Modal Split jedoch kaum zu leisten. Die Debatte über die Einführung weiterer Instrumente zur Finanzierung des ÖPNV, beispielsweise durch eine Nahverkehrsabgabe [25], sollte daher zielgerichtet weitergeführt werden.

Ebenso erscheint es erforderlich, wirksamere Instrumente zur Verkehrsvermeidung einzusetzen. Neben einer entsprechenden Siedlungspolitik und Raumplanung gilt es für die Zukunft, Märkte und Geschäftsmodelle zu etablieren, bei denen Verkehrsvermeidung und -verlagerung im Zentrum stehen. Die Möglichkeiten und Auswirkungen der Digitalisierung im Verkehrssektor, einschließlich des Mega-Trends zum autonomen Fahren und dessen Auswirkungen auf das Mobilitätsverhalten, sind bislang weitgehend unerforscht. Hier gilt es, die Forschungslücken zu schließen, neue Konzepte zu entwickeln und ggf. Pilotprojekte zu initiieren.

## 4 Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden

### 4.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Die Berechnung der Entwicklungen des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser wurde mit dem Gebäudemodell des ifeu „GEMOD“ durchgeführt.

#### 1 Wohnflächenentwicklung

Die Entwicklung der Wohnflächen wird durch die Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung und die Prognosen zur Entwicklung der Wohnfläche in Baden-Württemberg des statistischen Landesamtes Baden-Württemberg hergeleitet (siehe auch Abschnitt 2.6.3.).

#### 2 Entwicklung des Gebäudebestands

Der Gebäudebestand entwickelt sich durch Sanierungstätigkeit, Neubau und Abriss. Das Gebäudemodell GEMOD berücksichtigt, dass Gebäude bzw. ihre Komponenten eine typische Nutzungsdauer aufweisen, während der weder eine weitere Sanierung noch ein Abriss ansteht. Um eine möglichst realistische Abbildung der zeitlichen Verteilungsbreite der Nutzungsdauern zu erreichen, berechnet GEMOD die Verteilung der Nutzungsdauern nach einer Weibull-Verteilung.

Wenn Bauteile als sanierungsbedürftig eingestuft werden, können sie drei verschiedenen Sanierungsoptionen zugeordnet werden:

##### Pinselsanierung

Das Bauteil wird saniert ohne die energetischen Eigenschaften zu verändern – es steht für die Nutzungsdauer der Sanierung nicht für weitere Sanierungen zur Verfügung.

##### Konventionelle Sanierung

Das Bauteil wird in Anlehnung an die rechtlichen Mindestanforderungen saniert – diese können in der Zukunft verschärft werden. Die Mindestanforderungen entsprechen hier den maximalen U-Werten aus Anlage 3 der EnEV. Sie werden um einen Zuschlag erhöht, um nicht EnEV-konforme Sanierungen ebenfalls abzubilden.

##### Ambitionierte Sanierung

Das Bauteil wird auf einen besonders hochwertigen Dämmstandard saniert – dieser orientiert sich am technisch Machbaren und entwickelt sich im Modell in Zukunft weiter. Im Startjahr entspricht dies dem Standard der KfW-Einzelmaßnahmenförderung.

#### 3 Klimadaten

GEMOD rechnet standardmäßig mit den Klimarandbedingungen gemäß EnEV bzw. DIN V 18599, Datensatz für Mannheim. Darüber hinaus wird von einem Temperaturanstieg um 1 K bis 2050 ausgegangen, der durch den Klimawandel verursacht wird. Die Werte der solaren Einstrahlung wurden in den aktuellen Berechnungen im Zeitverlauf nicht geändert, da hier kein eindeutiger Trend zu erkennen ist.

#### 4 Wärmerezeugerbestand

Das Gebäudemodell GEMOD wurde so erweitert, dass es den Bestand der Wärmerezeuger in Gebäuden in Baden-Württemberg für Wohn- und Nichtwohngebäude abbildet. Dazu wurde einerseits der Ist-Zustand des Anlagenbestands sowie seine Verteilung auf die Gebäudetypen erfasst und andererseits dessen Entwicklung in der Vergangenheit analysiert und für die Extrapolation in die Zukunft handhabbar gemacht.

#### 5 Wärmerezeuger in Wohngebäuden

Der Anlagenmix im Wohngebäudebestand basiert auf [26] und [10]. Angaben zu Anlagen die auf Landesebene nicht zur Verfügung standen, wurden auf Bundesniveau angeglichen und mit der Verteilung, die in [27] ausgearbeitet wurde, verglichen.

#### 6 Alter und Nutzungsdauer der Wärmerezeuger

Alter und Nutzungsdauer der Wärmerezeuger wurden in [26] untersucht. Betrachtet man die Altersstruktur von Öl- und Gasheizungen (Abb. 11) in Baden-Württemberg ist zu erkennen, dass 42 % aller Gasheizungen zwischen 1991 und 1997 errichtet wurden. Ab 1991 ist die Anzahl der Erdgasheizungen deutlich gestiegen im Vergleich zu den Ölheizungen.

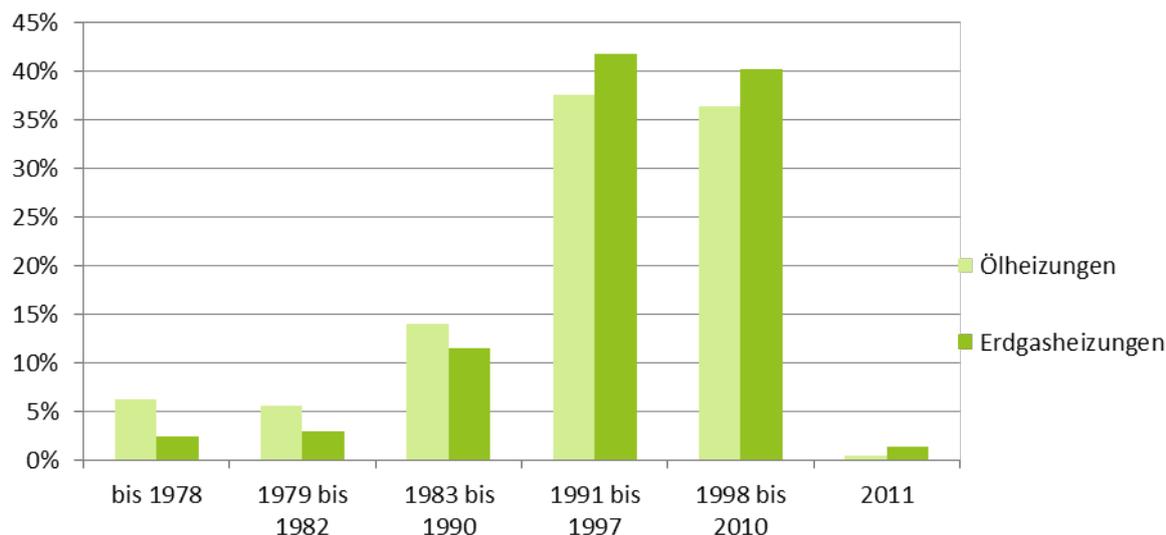


Abb. 11: Errichtungsjahre der 2011 noch im Betrieb befindenden Öl- und Erdgasheizungen nach [28] (ohne Brennwertkessel) in Baden-Württemberg

Nur rund ein Drittel der Wärmerezeuger wurden nach 1998 errichtet. Damit waren 2011 über 60 % der Wärmerezeuger älter als 16 Jahre. 6,2 % der Ölheizungen und 2,4 % der Erdgasheizungen wurden vor 1978 errichtet und waren demnach älter als 35 Jahre. Jedoch sind Brennwertkessel in dieser Betrachtung nicht enthalten. Der Bestand von Ölheizungen ist deutlich älter als der von Gasheizungen.

Die Austauschrate für Öl- und Gaskessel entspricht dem Bundesniveau von rund 3 % jährlich [29]. Dies entspricht einer mittleren Nutzungsdauer der Wärmerezeuger von 33 Jahren.

## 4.2 Annahmen im Referenzszenario

Im Referenzszenario werden das gegenwärtige Ambitionsniveau und die gegenwärtige Fortschritts-Geschwindigkeit der Gebäudesanierung in die Zukunft zu projiziert.

Die Mindest-Anforderungen an die Gebäudehülle und die Anforderungen an förderfähige Sanierungen werden in einer Stufe in 2030 verschärft (siehe Abb. 12). Die Verschärfung trägt der technischen Entwicklung der Dämmstoffe Rechnung. Das Anforderungsniveau bleibt jedoch hinter dem zurück, was bereits heute vielfach gebaut wird.

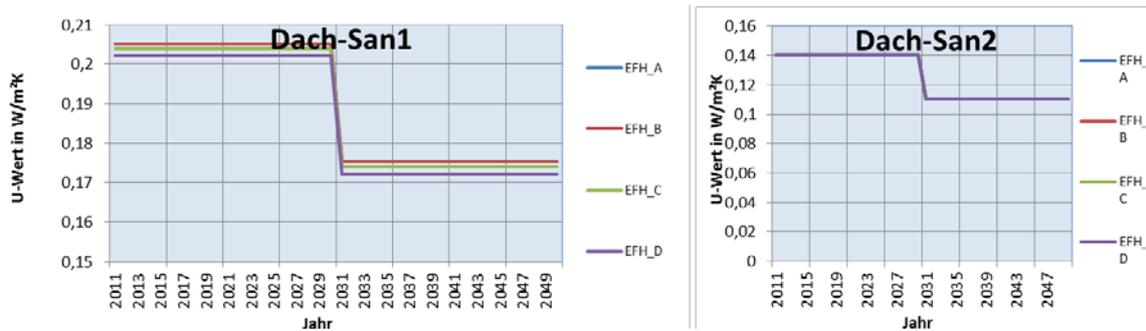


Abb. 12: U-Wert-Anforderungen im Mindeststandard (San1) und förderfähigen Standard (San2) hier am Beispiel Dach

Die Häufigkeit von konventionellen Sanierungen (nach Mindeststandard) und ambitionierten Sanierungen (förderfähig) verteilt sich wie in Abb. 13 dargestellt.

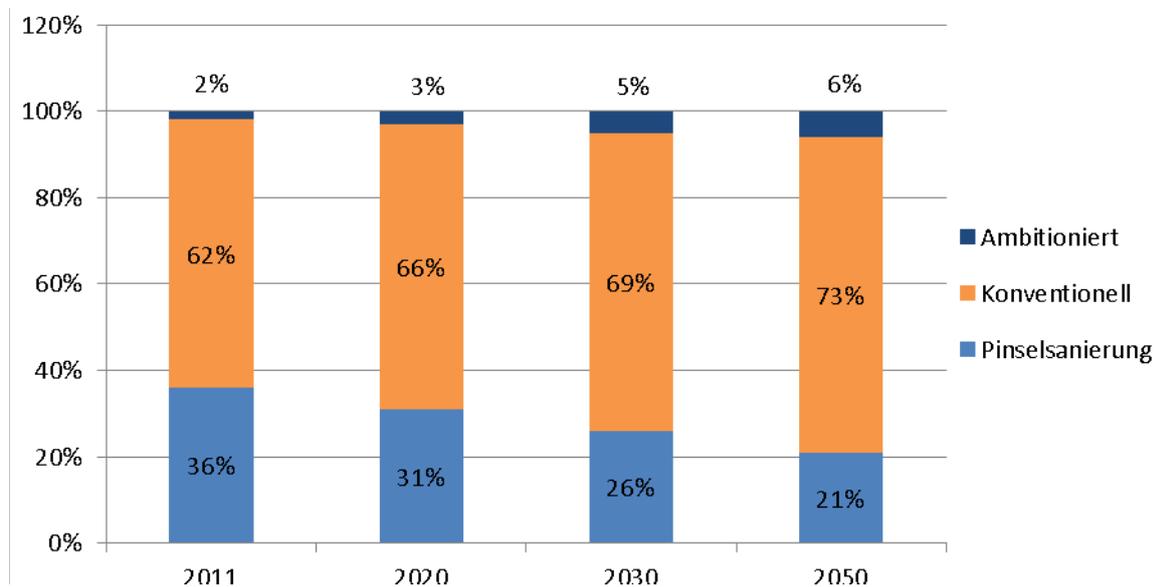


Abb. 13: Verteilung der Sanierungstypen im Referenzszenario

Es wird deutlich, dass die überwiegende Anzahl der Sanierungen nach den gesetzlichen Mindestanforderungen durchgeführt wird. Die Zahl der geförderten Sanierungen steigt zwar an, bleibt aber auf einem geringen Niveau. Pinselsanierungen nehmen zwar ab, stellen aber stets einen gewichtigen Anteil der Sanierungen.

Die Nutzungsdauer der Bauteile wird im Referenzszenario tendenziell überdehnt und vorhandene Spielräume zugunsten langer Nutzungsdauern genutzt. Zusammen mit dem Anteil der Pinselsanierungen ergibt sich daraus eine mittlere Sanierungsrate von 1,5 % bei Wohngebäuden und 2,0 % bei Nichtwohngebäuden.

Abb. 14 zeigt den Wärmeerzeugerbestand für das Jahr 2011. Fossile Wärmeerzeuger sind in weit über 90 % der Gebäude installiert. Für die Jahre 2012 bis 2050 sind die Anteile an den jährlich ausgetauschten Wärmeerzeugern dargestellt. Hier behalten Gasheizungen die Oberhand. Ihr Anteil fällt zwar von 70 % in 2012 auf 46 % in 2050, sie stellen aber stets die meisten neu installierten Wärmeerzeuger. Der Zubau von Ölheizkesseln nimmt beständig ab. Dennoch werden auch im Jahr 2050 noch Ölheizungen neu installiert. Öl- und Gasheizkessel werden nur noch als Brennwertgeräte installiert. Wärmepumpen erleben einen Aufschwung und stellen in 2050 knapp 40 % der neu installierten Geräte. Luft-Wärmepumpen dominieren den Markt. Der Anteil neuer Anschlüsse an Wärmenetze (vorhandene Wärmenetze, Nahwärmenetze, Quartiersnetze) nimmt kontinuierlich ab und beträgt in 2050 noch knapp 2 % des Marktgeschehens. Holzheizungen, die auch in wenig sanierten Gebäuden gut funktionieren, steigen langsam aber beständig bis auf einen Marktanteil von 12 % an. Dezentrale KWK – also Blockheizkraftwerke – erlebt einen Anstieg des Marktanteils. Jedoch bleibt sie deutlich hinter den anderen Versorgungsalternativen zurück. Solare Strahlung kann in Solarthermieanlagen oder in PV-Anlagen mit Heizstab nutzbar gemacht werden. In 2050 nutzt ein Fünftel der Wohngebäude Solarenergie zur Brauchwassererwärmung und ein Sechstel nutzt sie auch zur Heizungsunterstützung.

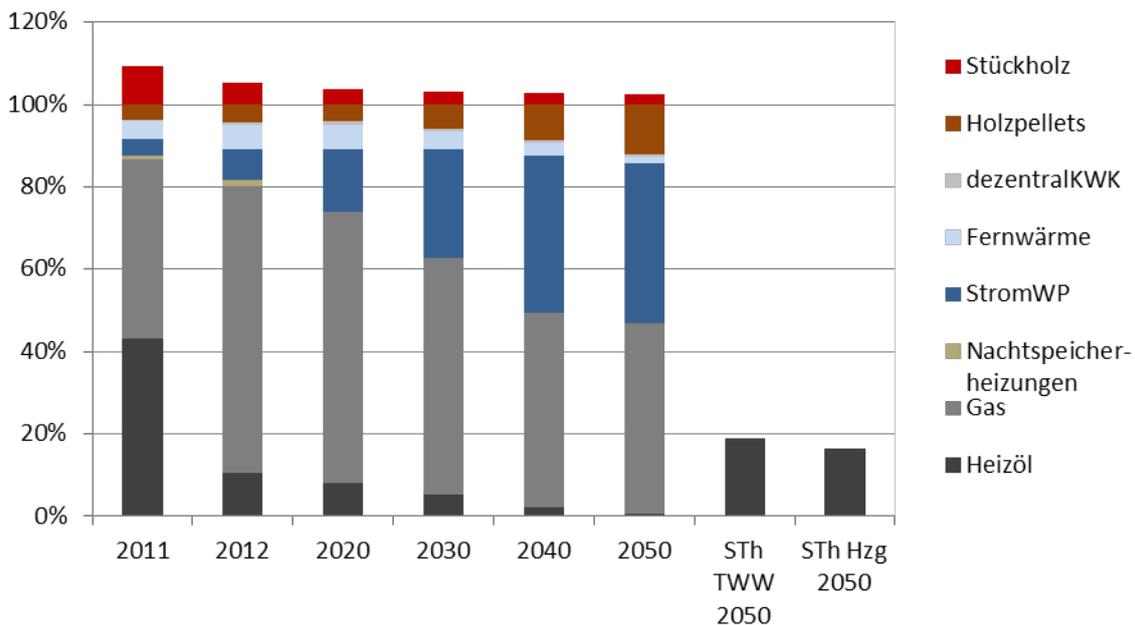


Abb. 14: Wärmeerzeugerbestand in Wohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Scheitholzöfen und -kessel werden stets in Kombination mit einem zweiten Wärmeerzeuger berechnet. Daher steigt die Gesamtsumme der Anteile auf über 100 %.

In Nichtwohngebäuden bleibt Gas die dominierende Technologie. Wärmepumpen können sich nur sehr langsam etablieren (Abb. 15).

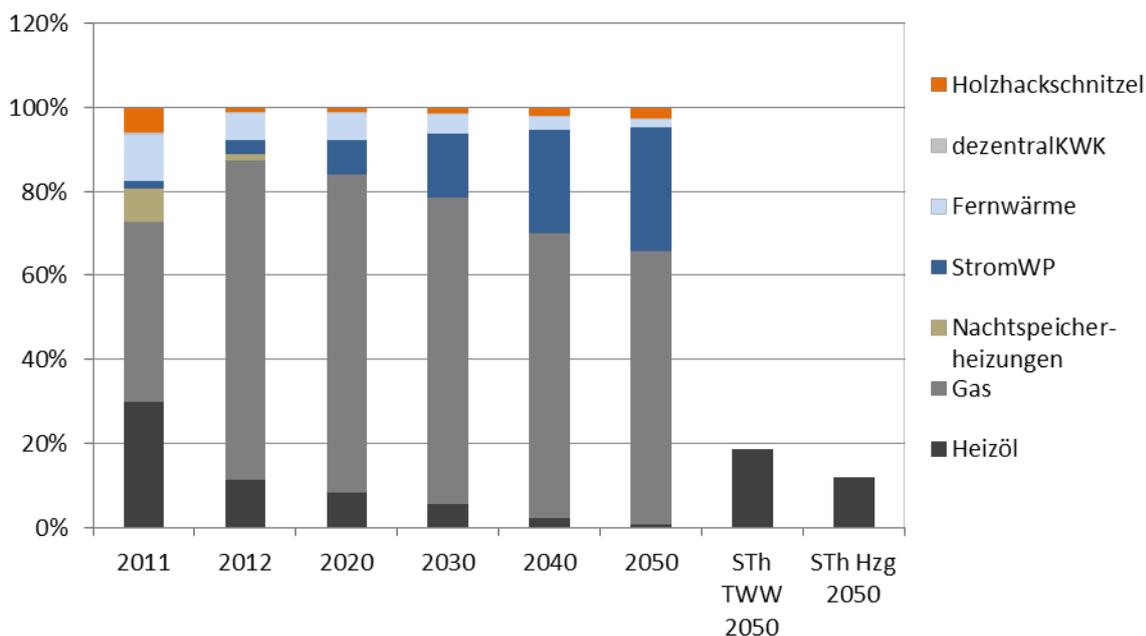


Abb. 15: Wärmeerzeugerbestand in Nichtwohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050

### 4.3 Annahmen im Zielszenario

Das Klimaschutzziel einer 90%-igen Treibhausgaseinsparung über alle Sektoren verlangt auch hohe Anstrengungen im Gebäudebereich. Hier sind technische Lösungen bereits lange verfügbar und breit am Markt eingeführt. Der Gebäudebereich hat das Potenzial, Versäumnisse in anderen Sektoren zu kompensieren, in denen Einspartechnologien weniger bekannt und eingeführt sind oder die systematisch nur über geringe Einsparpotenziale verfügen.

Die Anforderungen an die Gebäudehülle gehen in diesem Szenario deutlich über die heute üblichen Standards hinaus (siehe Abb. 16). Hier ist eine Verschärfung der gesetzlichen Mindestanforderungen an Sanierungen im Jahr 2019 vorgesehen. Das Anforderungsniveau entspricht dem heutigen Niveau von förderfähigen KfW-Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen an förderfähige Sanierungen steigen simultan auf ein Niveau, das unter Berücksichtigung der Förderung in der Regel noch wirtschaftlich sein wird. Die frühe und deutliche Kurskorrektur bei den Anforderungen ist nötig, weil die lange Nutzungsdauer der Bauteile zu einer erheblichen Trägheit im Gebäudebereich führt. Sanierungen, die heute nicht zielführend ausgeführt werden, müssen künftig mit hohen Kosten kompensiert werden.

Die Mehrbelastung für Gebäudeeigentümer und Mieter wird meist über einen langen Zeitraum gestreckt und bleibt daher zumutbar: Über 85 % der Sanierungen werden als Einzelmaßnahmen durchgeführt zu einem Zeitpunkt, an dem ein Bauteil ohnehin zu sanieren wäre. Wenn die einzelnen Bauteile jeweils mit Blick auf die Zielerreichung saniert werden,

steht am Ende ein Gebäude, das den höchsten energetischen Ansprüchen genügt. Im Vergleich dazu sind die marktgetriebenen Kostenbelastungen für Eigentümer und Mieter im Vergleich oft deutlich höher.

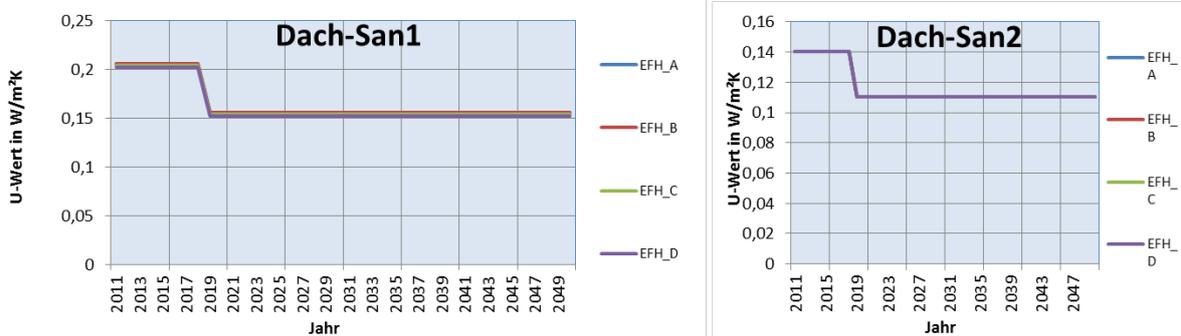


Abb. 16: U-Wert-Anforderungen im Mindeststandard (San1) und förderfähigen Standard (San2) hier am Beispiel Dach

Pinselfanierungen gehen im Zielszenario rasch zurück – jedoch nicht auf null, da stets ein Teil der Bauteile aus technischen oder anderen Gründen nicht energetisch saniert werden kann (Abb. 17). Ambitionierte Sanierungen, die über die Mindestanforderungen hinausgehen, nehmen stark zu und machen im Szenario 2040 ein Drittel der Sanierungen aus.

Die Nutzungsdauer der Bauteile wird in diesem Szenario tendenziell verkürzt und Maßnahmen werden im Rahmen der Spielräume vorgezogen. Zusammen mit dem Anteil der Pinselfanierungen ergibt sich daraus eine mittlere Sanierungsrate von 2,3 % bei Wohngebäuden und 2,9 % bei Nichtwohngebäuden.

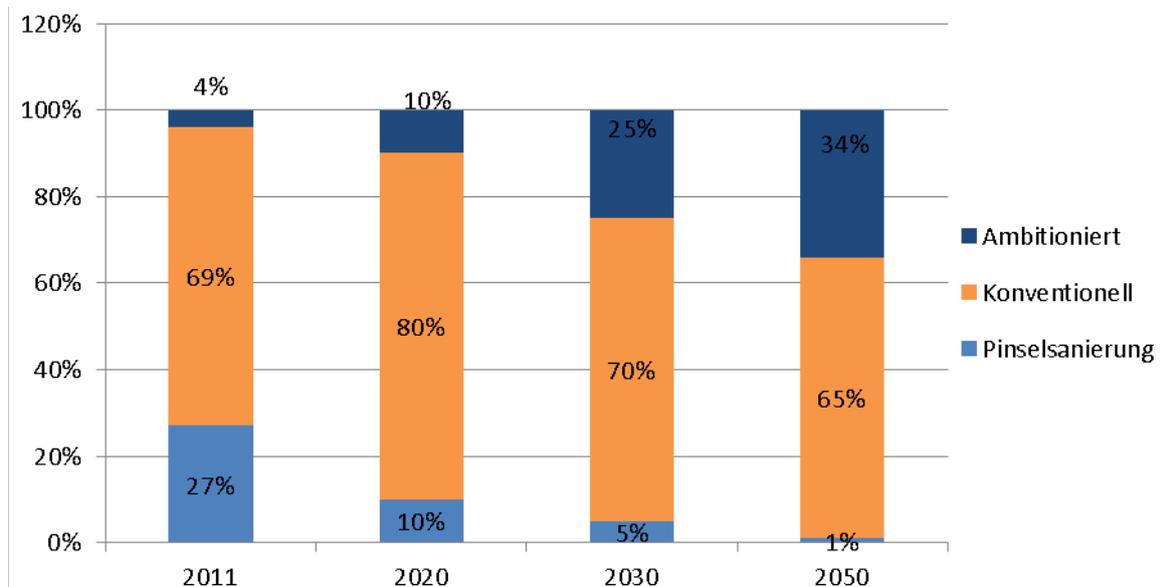


Abb. 17: Verteilung der Sanierungstypen im Zielszenario

Die Anteile der Wärmeerzeuger im Gebäudebestand im Ausgangsjahr 2011 entsprechen jenen im Referenzszenario (Abb. 18). Die Marktanteile der Wärmeerzeuger in den Jahren

2012 bis 2050 werden bestimmt durch einen besonders raschen Hochlauf von Wärmepumpen. Sie stellen in 2020 bereits 13 % der jährlich installierten Wärmeerzeuger und steigern ihren Anteil bis 2050 auf 68 %. Auch der Anteil von neu installierten Wärmenetzanschlüssen ist durchaus ambitioniert. Da die Wärmenachfrage mit fortschreitender Sanierungstätigkeit sinkt, müssen vorhandene Wärmenetze möglichst viele der Gebäude in ihrem Einzugsbereich anschließen und neue Wärmenetze müssen systematisch angereizt und realisiert werden.

Ölheizkessel werden im Zielszenario ab 2025 nicht mehr installiert. Alle neuen fossilen Heizkessel werden als Brennwertgeräte eingebaut.

Holzheizungen werden vorrangig als automatische Pelletkessel mit hohem Wirkungsgrad eingebaut, aber auch Kaminöfen werden weiterhin installiert. Der Anteil der jährlich eingebauten Blockheizkraftwerke steigt kontinuierlich, bleibt aber auch in diesem Szenario deutlich hinter den anderen Versorgungsalternativen zurück. Solarthermieanlagen werden in 2050 in rund 60 % der Wohngebäude – fast ausschließlich zur Heizungsunterstützung – eingesetzt.

Auch in Nichtwohngebäuden findet ein starker Hochlauf von Wärmepumpen statt, jedoch nicht im gleichen Maß wie in Wohngebäuden (Abb. 19). Wärmenetze kommen hier ebenfalls stark zum Einsatz. Holz wird überwiegend in Form von Hackschnitzeln eingesetzt mit einem beständig steigenden Marktanteil. In 2050 verfügen mehr als ein Drittel der Nichtwohngebäude über eine Solaranlage zur Wärmeerzeugung. Dies sind insbesondere die Gebäude, die aufgrund ihrer Nutzung einen hohen Warmwasserverbrauch haben, wie Hotels und Krankenhäuser.

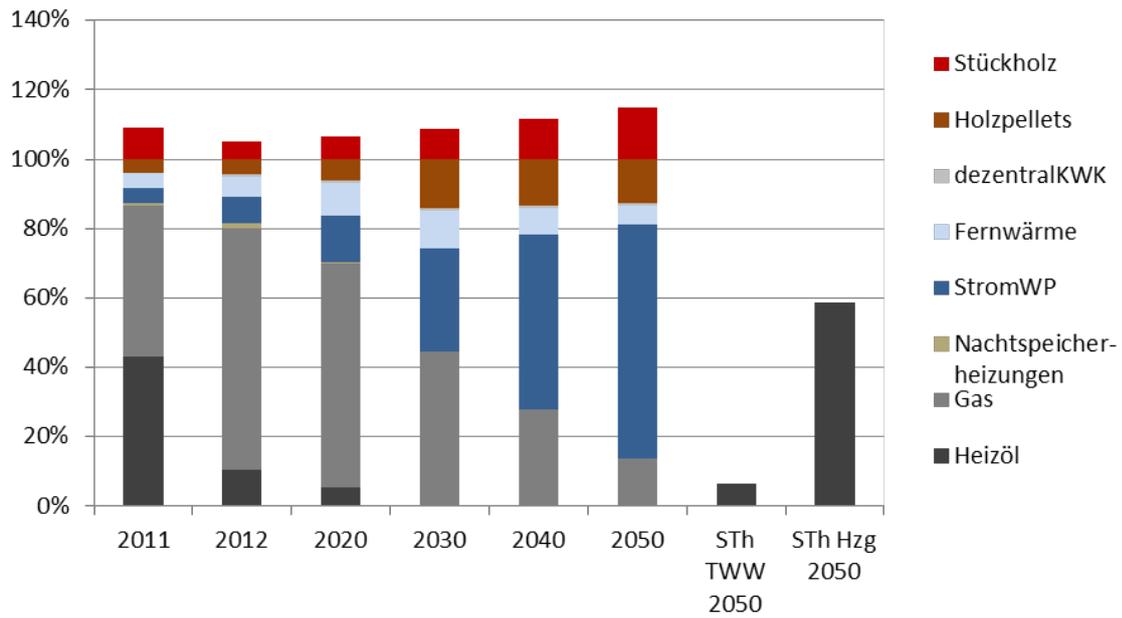


Abb. 18: Wärmeerzeugerbestand in Wohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050<sup>11</sup>

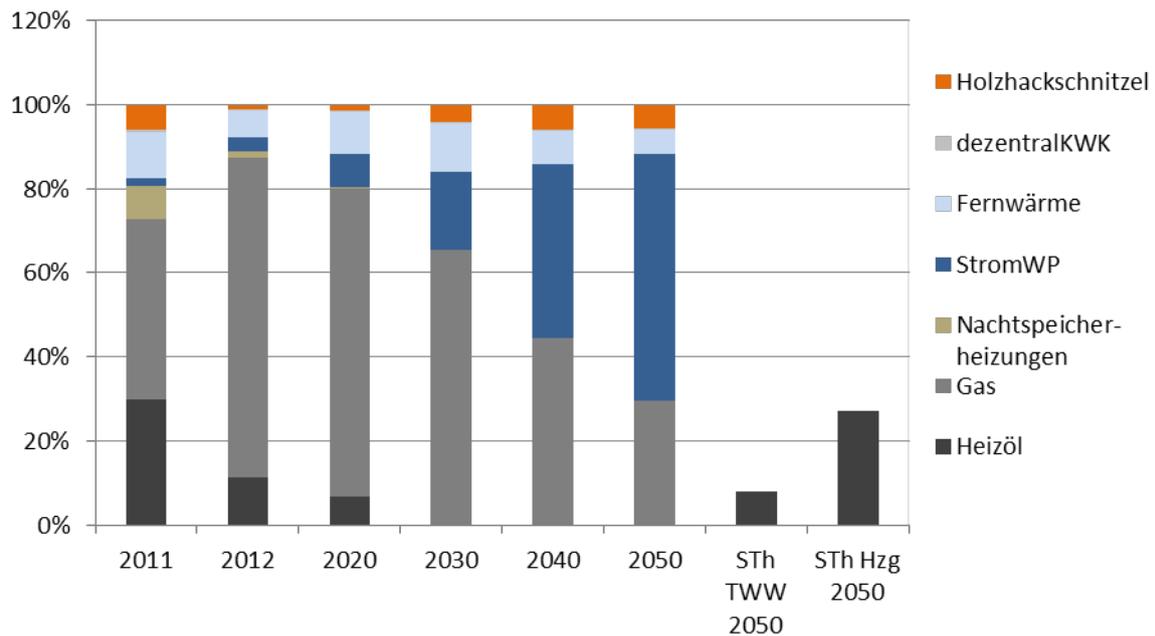


Abb. 19: Wärmeerzeugerbestand in Nichtwohngebäuden in 2011 und Entwicklung der jährlichen Marktanteile 2012 bis 2050

Da in sehr gut gedämmten Gebäuden die Lüftungswärmeverluste immer stärker gegenüber den Transmissionsverlusten hervortreten, ist ein starker Ausbau von Lüftungsanlagen

<sup>11</sup> Scheitholzöfen und -kessel werden stets in Kombination mit einem zweiten Wärmeerzeuger berechnet. Daher steigt die Gesamtsumme der Anteile auf über 100 %.

mit Wärmerückgewinnung sowohl in Wohngebäuden als auch in Nichtwohngebäuden nötig. In 2050 sind im Zielszenario rund 80 % der Nichtwohngebäude mit einer solchen Anlage ausgestattet. In Wohngebäuden sind Lüftungsanlagen traditionell weniger stark verbreitet. Hier werden dennoch bis 2050 rund 70 % mit Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ausgestattet.

Der Fernwärmebedarf wurde unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Potenzials von Wärmenetzen bestimmt. Dieses hängt ab von den Verlegekosten, den Wärmegestehungskosten, der Wärmenachfrage und den zu erzielenden Wärmepreisen. Die Wärmenetzpotenziale wurden in [27] länderscharf für verschiedene Sanierungsszenarien untersucht.

#### 4.4 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Die Modellierung des Energieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser mit den oben genannten Eingangsdaten ergab folgende Ergebnisse.

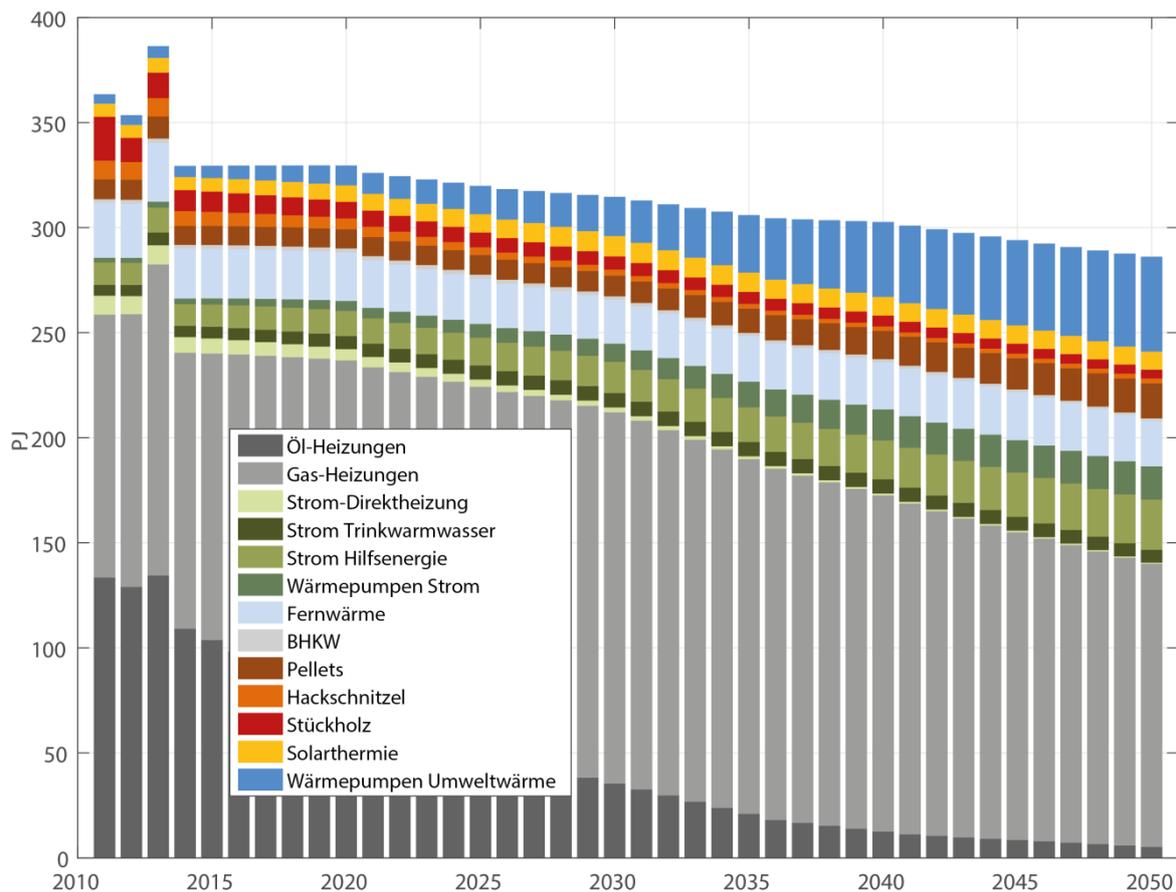


Abb. 20: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser im Referenzszenario

Der Nutzwärmeverbrauch fällt im Referenzszenario von 2014 bis 2030 kaum merklich um rund 5 PJ. Die erzielten Einsparungen auf Einzelgebäudeebene werden durch den Anstieg der beheizten Gebäudefläche größtenteils kompensiert. Der Endenergieverbrauch fällt im

gleichen Zeitraum um 14,8 PJ. Hier wirken sich Effizienzgewinne im Anlagenmix – besonders die Umstellung auf Brennwertkessel – aus.

Im Zielszenario fällt der Nutzwärmeverbrauch von 2014 bis 2030 um 38,2 PJ. Trotz ambitionierter Effizienzmaßnahmen stellt sich keine höhere Einsparung ein. Dies zeigt, wie hoch die Trägheit im Gebäudebereich ist. Erst nach 2030 wird ein steilerer Abfall des Verbrauchs realisiert. Auch bei der Wärmeerzeugung sind hohe Anstrengungen erforderlich, um den Wärmebeitrag aus Wärmenetzen bis 2030 um 22 % gegenüber 2014 anwachsen zu lassen. Auch Holz als Brennstoff kann in diesem Zeitraum um 27 % gesteigert werden. Den höchsten Zuwachs – und die höchsten Herausforderungen an die Marktteilnehmer – stellen Wärmepumpen: Sie steigern die abgegebene Wärmemenge um den Faktor 3,4. Der Deckungsanteil von Gasheizungen steigt bis 2025 zunächst um 18 % gegenüber dem Wert von 2014. Danach fällt er bis 2050 auf 32 % gegenüber 2014. Der Wärmebeitrag aus Solarthermie steigt bis 2030 um 37 % gegenüber 2014. Auch hier erfordert der gleichzeitige Verbrauchsrückgang in Gebäuden einen überproportionalen Zubau.

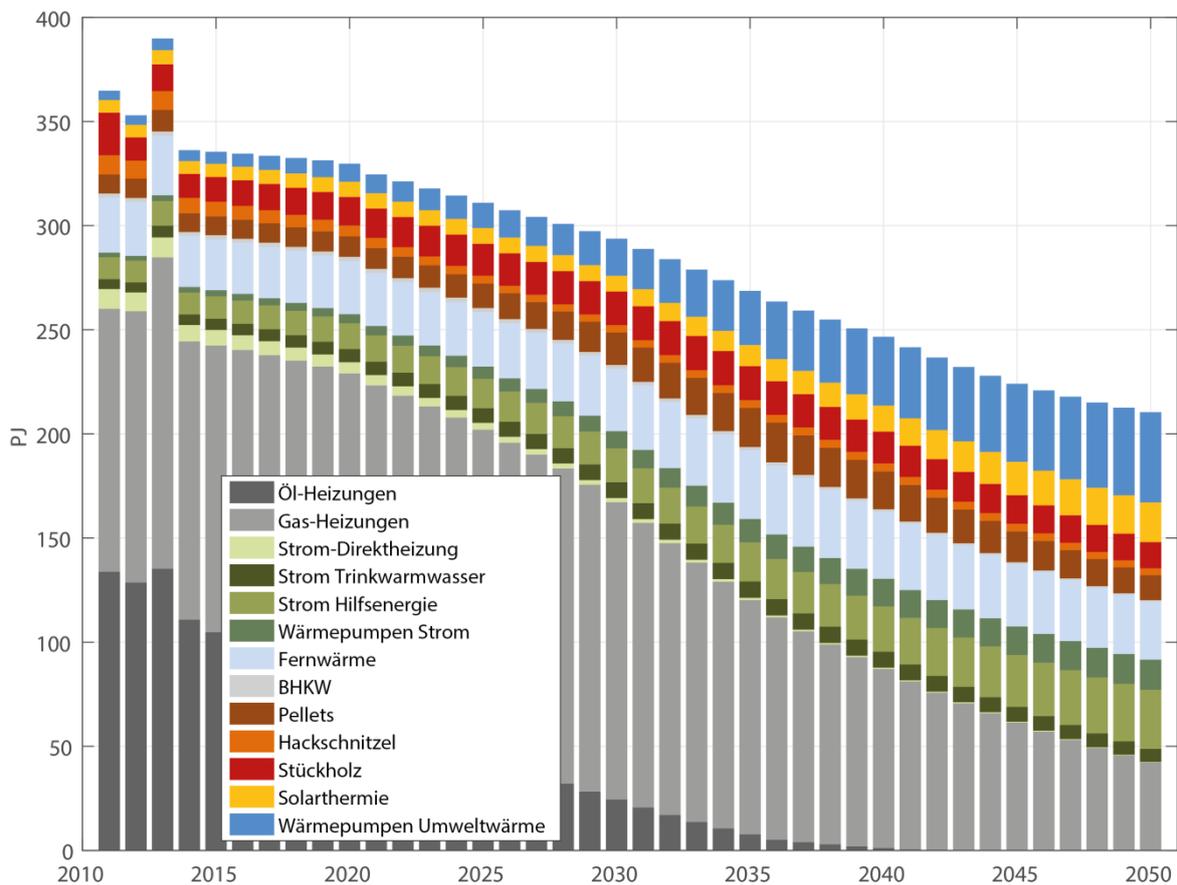


Abb. 21: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser im Zielszenario

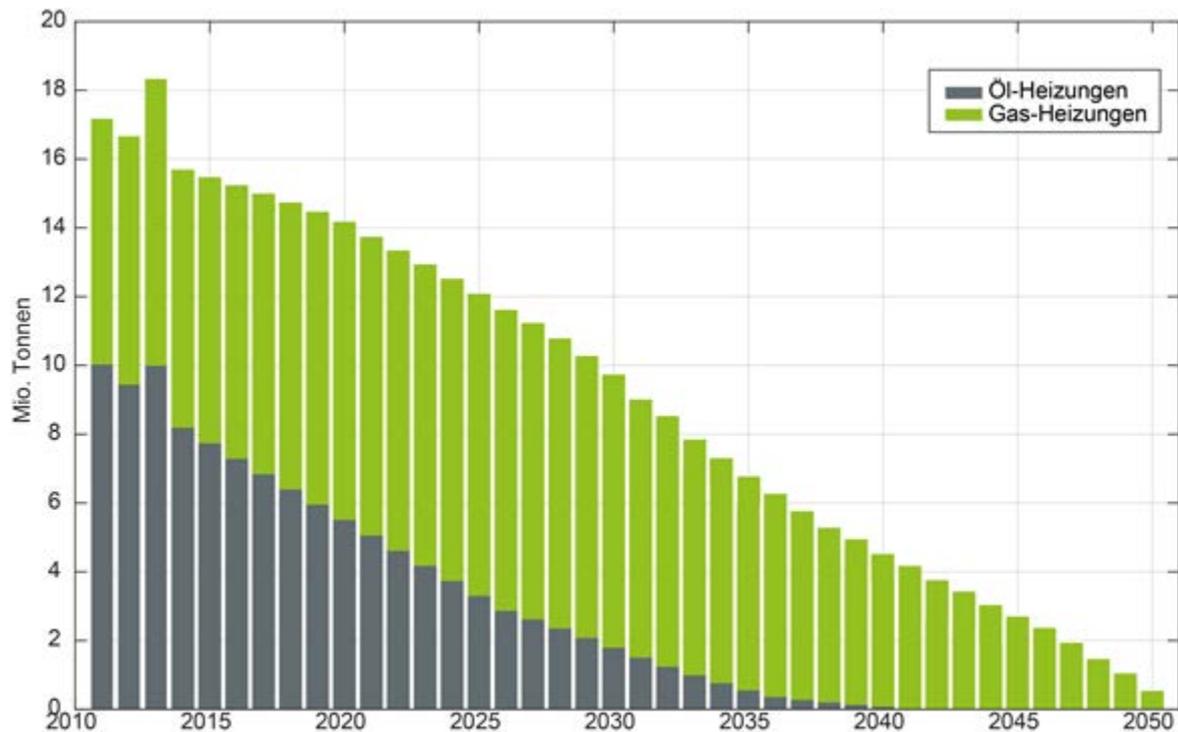


Abb. 22: CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Raumwärme und Trinkwarmwasser im Zielszenario

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser in Haushalten und GHD fallen im Referenzszenario bis 2030 um knapp ein Fünftel gegenüber 2014. Laut Klimaschutzplan sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudebereich bundesweit auf 70 bis 72 Mio. t sinken. Das entspricht einer Senkung um 39 bis 41 % gegenüber 2014. Mit dem Referenzszenario würde Baden-Württemberg also nur knapp die Hälfte der durchschnittlich erforderlichen Einsparungen erbringen.

Im Zielszenario beträgt die CO<sub>2</sub>-Reduktion bis 2030 37 %. Die durchschnittlich erforderliche Senkung laut Klimaschutzplan wird damit knapp verfehlt. Allerdings lag der spezifische Verbrauch in Gebäuden in Baden-Württemberg im Jahr 2011 um 14 % unter dem Bundesdurchschnitt. Von diesem niedrigeren Niveau herkommend fallen die weiteren Einsparungen schwerer, da die „low-hanging fruits“ teilweise schon geerntet wurden.

Tab. 16: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudebereich nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Erdgas			8,9	9,7	9,9	8,9	7,5
Mineralöle			5,7	3,8	2,6	0,9	0,4
<b>Insgesamt</b>	<b>20,7</b>	<b>15,4</b>	<b>14,6</b>	<b>13,5</b>	<b>12,5</b>	<b>9,9</b>	<b>7,9</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>-25 %</b>	<b>-29 %</b>	<b>-35 %</b>	<b>-40 %</b>	<b>-52 %</b>	<b>-62 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-5 %	-13 %	-19 %	-36 %	-49 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Erdgas			8,6	8,8	8,0	4,5	0,5
Mineralöle			5,5	3,3	1,8	0,1	0,0
<b>Insgesamt</b>	<b>20,7</b>	<b>15,4</b>	<b>14,2</b>	<b>12,1</b>	<b>9,8</b>	<b>4,6</b>	<b>0,5</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>-25 %</b>	<b>-32 %</b>	<b>-41 %</b>	<b>-53 %</b>	<b>-78 %</b>	<b>-98 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-8 %	-22 %	-37 %	-70 %	-97 %

## Zusammenfassung: Zielszenario Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden 2030

CO<sub>2</sub>-Emissionen 2030 im Zielszenario: 9,8 Mio. t CO<sub>2</sub>

Minderung gegenüber 1990: 53 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren:

- Zielkonformes Anforderungsniveau an die Gebäudeeffizienz für Neubau und Sanierung ab 2019
- Forcierter Ausbau von Wärmenetzen ab 2019, einschließlich Umstellung der Einspeisung in Wärmenetze mit Erneuerbaren Energien
- Rascher Markthochlauf von Wärmepumpen ab 2019 (bei gleichzeitigem Ausbau der Erneuerbaren Energien für die Stromversorgung)
- Vermeidung von Lüftungswärmeverlusten durch stark vermehrten Einbau von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung
- Steigerung der Sanierungsrate durch Abkehr von Pinselsanierungen und Nutzung der Spielräume für vorgezogene Sanierungsmaßnahmen
- Kein weiterer Zubau von Ölheizungen ab 2025

## 4.5 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen

### 1. Übergeordnete Rahmenbedingungen

Der bundesrechtliche und europäische Rahmen für den Wärmesektor überlässt dem Land im Vergleich zu den meisten anderen Sektoren einen erheblichen Handlungsspielraum im Bereich des Ordnungsrechts. Dieser wird von den Ländern jedoch nur selten genutzt. Mit dem EWärmeG BW hat das Land hier bereits eine Vorreiterstellung eingenommen.

Nicht von den Ländern zu beeinflussen ist hingegen die bundesrechtlich vorgegebene Abgabensystematik, die für den Wärmesektor kontraproduktive Anreize setzt. Die fossilen Brennstoffe Heizöl und Erdgas, die aus Klimaschutzgründen zunehmend vom Markt verdrängt werden müssen, werden derzeit mit relativ geringen Abgaben belastet, während Strom (auch solcher aus erneuerbaren Energien) mit hohen Abgaben belastet wird. Hier bedarf es einer Neuordnung der Energiesteuern und Abgaben auf Bundesebene mit einer Orientierung an THG-Emissionen. Eine solche Reform sollte Baden-Württemberg vom Bund weiter einfordern.

### 2. Schlüsselstrategie „Kommunale Wärmeplanung“

Der aktuelle Rechts- und Politikrahmen fokussiert vornehmlich auf Bauherren und Gebäudeeigentümer als Adressaten gesetzlicher Anforderungen. Dies führt dazu, dass eine energetische Optimierung regelmäßig auf der Ebene des Gebäudes erfolgt – während eine Systemlösung auf der Ebene eines Quartiers oder einer Stadt häufig kostengünstiger und sinnvoller ist.

Aus diesem Grund wurde in Dänemark bereits vor vielen Jahren eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung eingeführt. Dieses Vorbild könnte Baden-Württemberg aufgreifen und eine verpflichtende Wärmeplanung für größere Kommunen einführen. Ziel einer solchen Regelung wäre, dass die Kommunen im Rahmen einer strategischen Planung Konzepte erstellen, auf welchem Weg das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands gewährleistet werden kann. Zu diesem Zweck ist die Identifikation von Wärmequellen und -senken, von Gebieten für Wärmenetzausbau und die Entwicklung von Quartiersstrategien auf kommunaler Ebene vorzusehen.

Eine Wärmeplanung soll Antworten auf die Fragen geben, wie der Energiebedarf im Wärmebereich von fossilen Brennstoffen entkoppelt und eine sichere Versorgung langfristig sichergestellt werden kann. Diese Planung kann wegen der starken örtlichen Unterschiede der Wärmeversorgung und der Stadtstrukturen am besten auf örtlicher Ebene geschehen, also durch die Kommunen. Die Planung erfolgt klassischerweise in mehreren Schritten, ähnlich wie auch eine Bauleitplanung: Zunächst müssen Information zu Wärmeherzeugung, Wärmebedarf und den Wärmesystemen ermittelt werden. Dies enthält eine Bestandsaufnahme an Verbrauch und Erzeugungsoptionen. Sodann wird geprüft, welche Gebiete und Gebäude für einen Anschluss an ein Fernwärmenetz in Frage kommen. Die kommunale Wärmeplanung ist daher auch ein unverzichtbarer Bestandteil der weiter unten beschriebenen Schlüsselstrategie des Aus- und Umbaus der Wärmenetze (vgl. Kapitel 8).

Eine solche Regelung könnte im Landes-EWärmeG oder in einer Novellierung des KSG BW geregelt werden. Frühere Entwürfe aus dem zuständigen Thüringer Ministerium für ein EWärmeG und für ein Klimaschutzgesetz sahen eine entsprechende Pflicht zur Aufstellung von Wärmeplänen für größere Kommunen vor.

Wegen der Selbstverwaltungsgarantie und der daraus hervorgehenden Planungshoheit der Kommunen ist Art. 28 Abs. 2 GG zu beachten. Zur Wahrung des Konnexitätsgebots aus Art. 71 Abs. 3 der Verfassung des Landes Baden-Württemberg ist für die Mehrbelastung der Kommunen eine Kostendeckung sicherzustellen.

### **3. Handlungsempfehlungen**

#### **a) Gebäudeeffizienz**

Zur Erreichung des Zielszenarios im Wärmesektor sind nahezu flächendeckend sehr ambitionierte Sanierungen durchzuführen (KfW 55-Standard), daneben ist ein weitgehender Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung nötig. Der bundesrechtliche Rahmen sieht entsprechende Sanierungspflichten bislang weder für energetische Sanierungen an der Gebäudehülle noch bei der Heiztechnik von bestehenden Gebäuden vor.

Für öffentliche Gebäude des Landes kann das Land strengere Anforderungen für Sanierungen der Heiztechnik erlassen, dies sieht die Öffnungsklausel gemäß § 3 Abs. 4 Nr. 1 EEWärmeG vor. Eine besondere Verpflichtung der öffentlichen Hand ist auch im aktuell diskutierten Klimagesetz für Thüringen geplant: Im aktuellen Entwurf wird die Vorbildwirkung der öffentlichen Hand betont und entsprechend *das* Ziel formuliert, dass die unmittelbare Landesverwaltung bis zum Jahr 2030 klimaneutral arbeiten soll [30].

Auch im Bereich der Einsparung von Energie in (öffentlichen und privaten) Gebäuden zum Heizen und Kühlen bestehen gesetzliche Optionen für das Land. Trotz des Energieeinspargesetzes des Bundes besteht eine Berechtigung des Landesgesetzgebers, eigene Regelungen zum Klimaschutz zu erlassen. Dies folgt aus der Stellung der Materie im Grundgesetz: Regelungen zum Klimaschutz sind nicht ausdrücklich dem Bundesgesetzgeber zugewiesen. Die Regelungen zur Energieeinsparung gehören zum Recht der Luftreinhaltung nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG sowie dem Recht der Wirtschaft in Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Sie unterliegen der konkurrierenden Gesetzgebung, bei der das Land gemäß Art. 72 Abs. 1 GG eigene gesetzliche Regelungen treffen kann, wenn und soweit der Bund die Materie nicht abschließend geregelt hat oder wenn der Bund eine Öffnungsklausel vorgesehen hat. Eine solche Öffnungsklausel ist im Wortlaut von § 1 Abs. 3, § 2 Abs. 4 und § 3 Abs. 3 EnEG enthalten. Damit hat der Bund ausdrücklich strengere, über die Energieeinsparverordnung hinausgehende Regelungen durch die Länder erlaubt<sup>12</sup>.

Die Möglichkeit der strengeren Länder-Standards bezieht sich sowohl auf den Neubau als auch auf den Gebäudebestand. Denkbar wäre beispielsweise, bei vermieteten MFH (auch) zum Schutz der Mieter Sanierungspflichten einführen, wenn ein Gebäude einen gesetzlich

---

<sup>12</sup> Auf diese Weise hat Hamburg eine landesrechtliche Kompetenz zum Erlass einer Klimaschutzverordnung zur Steigerung der Energieproduktivität und zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudesektor begründet, siehe Begründung zu Hamburgischen Klimaschutzverordnung [31]

definierten Mindesteffizienzwert nicht erfüllt und warmmietenneutrale Sanierungsmöglichkeiten bestehen. Bei selbst genutzten Ein- und Zweifamilienhäusern sind hingegen Sanierungspflichten nur sinnvoll denkbar, wenn das Eigentum auf neue Besitzer übergeht und dann ohnehin Sanierungen anstehen. Denkbar ist die Einführung entsprechender Pflichten in Kombination mit Lenkungs- oder Ausgleichsabgaben.

### **b) Verbot neuer Heizkessel mit (nur) fossilen Energien; Verwendung von Flächenheizungen**

Auf Basis des oben Gesagten erscheint es auch möglich, den für die Erreichung des Zielszenarios notwendigen Verzicht auf neue rein fossile Heizkessel durch Landesrecht umzusetzen. Es könnte vom Land somit bestimmt werden, dass öffentliche Gebäude (neu und Bestand) sowie private Neubauten ab einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr mit neuen rein fossilen Heizkesseln ausgerüstet werden dürfen.

Ebenso könnte durch Landesgesetz für Neubauten eine maximale Vorlauftemperatur von Heizungen geregelt werden, um den Einsatz von Wärmepumpen und anderen Niedertemperaturquellen wirtschaftlicher zu gestalten.

### **c) Austausch von Nachtspeicherheizungen**

Sinnvoll erscheint es auch, die Möglichkeiten des Landes zur Deinstallation von bestehenden Nachtspeicherheizungen zu nutzen und die Neuinstallation von elektrischen Direktheizungen zu unterbinden. Nur durch den Ersatz von elektrischen Direktheizungen durch effiziente Wärmepumpen kann sichergestellt werden, dass der im Szenario angenommene Anstieg des Stromverbrauchs im Wärmesektor moderat ausfällt. Ob hierfür entsprechende landesrechtliche Normen kompetenzrechtlich zulässig wären, erscheint jedoch fraglich und müsste vertieft untersucht werden. In jedem Fall sollte sich das Land auf Bundesebene für entsprechende Regelungen einsetzen und in seinem eigenen Wirkungskreis (Immobilien und öffentliche Unternehmen des Landes) auf einen zügigen Austausch von Stromdirektheizungen setzen.

## 5 Stromverbrauch in privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

### 5.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Im Folgenden wird der methodische Ansatz des Energienachfragemodells FORECAST beschrieben, der für die Berechnungen des Stromverbrauchs zum Einsatz kommt [32]. FORECAST ist modular aufgebaut und unterscheidet nach den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr. Für die Berechnung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor kommen ausschließlich das Haushalts-Modul und das GHD-Modul zum Einsatz, wobei keine Berechnung von Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden stattfindet (siehe Kapitel 4). Der Modellansatz basiert auf der Bottom-up-Logik, die besonders geeignet ist um langfristige Trends mit hoher technologischer Granularität zu simulieren. In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst Methodik, Parameter und Annahmen zur Berechnung der privaten Haushalte und des GHD-Sektors beschrieben.

#### Private Haushalte:

Das Modul zur Berechnung des Stromverbrauchs in privaten Haushalten bildet die Verbrauchsgruppen große elektrische Haushaltsgeräte (z.B. Kühlschränke), IKT-Endgeräte (z.B. Fernseher), Beleuchtung, Klimageräte und ‚sonstige kleine elektrische Anwendungen‘ ab. Die Gruppe ‚sonstige kleine elektrische Anwendungen‘ umfasst sämtliche Technologien mit folgenden charakteristischen Eigenschaften: kleiner Anteil am sektoralen Stromverbrauch, begrenzte Datengrundlage und Verbreitung der Technologie im Markt teilweise recht dynamisch (z.B. Mobilfunkgeräte). Entsprechend wird der Stromverbrauch dieser Verbrauchsgruppe aggregiert analysiert und nicht detailliert nach einzelnen Technologien aufgeschlüsselt. Die Berechnung des Stromverbrauchs der weiteren Verbrauchsgruppen wird zum einen über die wesentlichen Bestimmungsfaktoren (z.B. Anzahl der Haushalte) und zum anderen über die technologischen Parameter (z.B. Leistung) abgebildet. Die zukünftigen Entwicklungspfade der Technologien werden anhand der Umwälzung des Technologiebestandes modelliert. Die Umwälzrate wird über die jeweilige Nutzungs- oder Lebensdauer der Technologien und deren Standardabweichung sowie die Anzahl der Technologien bzw. Ausstattungsrate ermittelt. Die Ausstattungsrate der privaten Haushalte ist determiniert durch eine logistische Funktion, die, ausgehend von einem statistisch verfügbaren oder ggf. geschätzten Bestand eines Gerätetyps im Basisjahr, dessen zukünftige Entwicklung anhand einer S-Kurve bestimmt, die so genannte Technik-Diffusion.

Für die zukünftige Entwicklung wird bei großen elektrischen Haushaltsgeräten angenommen, dass deren Ausstattungsraten lediglich noch geringfügig steigen bzw. heute bereits teilweise ihre Sättigungsgrenze erreicht haben [33]. Für IKT-Geräte wird hingegen für die meisten – hier berücksichtigten Gerätegruppen – mit weiter ansteigenden Ausstattungsraten gerechnet. Sämtliche kleinen IKT-Anwendungen wie Mobiltelefone oder Tablet-PCs

sind hier nicht als IKT-Geräte definiert, sondern werden en bloc über die Verbrauchsgruppe ‚sonstigen kleine elektrischen Anwendungen‘ abgebildet. Bei der Beleuchtung wird davon ausgegangen, dass die Anzahl an Beleuchtungspunkten (ist äquivalent zur Ausstattungsrate) nur geringfügig pro Wohneinheit zunimmt. Es wird davon ausgegangen, dass Klimageräte in Zukunft weiterhin nur eine untergeordnete Rolle beim Stromverbrauch einnehmen werden. Hinsichtlich der Effizienzsteigerung des spezifischen Verbrauchs der einzelnen Technologien werden neben dem autonomen technologischen Fortschritt folgende energiepolitischen Rahmenbedingungen unterstellt: die Kennzeichnung von Geräten mit Energieeffizienz-Label (Labelling) und das Inverkehrbringen von Produkten (Öko-Design).

#### Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD):

Das Modul zur Berechnung des Stromverbrauchs im GHD-Sektor betrachtet entsprechend zu den privaten Haushalten keine strombasierten Wärmeanwendungen, d.h. es werden hier ausschließlich die Prozesse im GHD-Sektor analysiert. Bei den Berechnungen wird nach acht Wirtschaftszweigen differenziert:

- Erziehung und Unterricht
- Finanz- und Versicherungsdienstleistungen
- Gesundheits- und Sozialwesen
- Gastgewerbe
- Groß- und Einzelhandel
- Öffentliche Verwaltung
- Verkehr, Information und Kommunikation
- Sonstige Wirtschaftszweige

Die Stromnachfrage innerhalb der einzelnen Wirtschaftszweige wird über Bestimmungsfaktoren (Anzahl der Beschäftigten oder Nutzfläche) und differenziert nach Energiedienstleistungen abgebildet. Bei den Energiedienstleistungen wird unterschieden nach Kühl- und Gefriergeräten, Waschen, Kochen, Aufzüge, Lüftung und Klimatisierung, Datencenter, IKT in Bürogebäuden und (Straßen-)Beleuchtung. Beim Mengengerüst zur Berechnung des Stromverbrauchs werden weitere Energiedienstleistungs-spezifische Bestimmungsfaktoren (z.B. Lichtpunkte pro Fläche oder Computer je Beschäftigtem) berücksichtigt um das absolute Nachfrageniveau nach einer Energiedienstleistung zu ermitteln. Ergänzt mit den jährlichen Volllaststunden und der mittleren installierten Leistung ergibt sich der absolute Stromverbrauch je Energiedienstleistung.

Im GHD-Sektor wird unterstellt, dass es in Zukunft zu einer weiteren Verbreitung von effizienter Beleuchtungstechnologie kommt [33]. Die Energiedienstleistung Beleuchtung stellt den größten Anteil an der sektoralen Stromnachfrage dar. Des Weiteren wird eine zunehmende Ausrüstung mit Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen (z. B. in Rechenzentren) unterstellt. Zudem wird von einem steigenden Grad an Technisierung ausgegangen. Entsprechend zu den privaten Haushalten werden bei der Berechnung des Effizienzfortschritts ne-

ben dem autonomen technologischen Fortschritt auch die Energiepolitiken zur Kennzeichnung von Geräten mit Energieeffizienz-Label und das Inverkehrbringen von Produkten modelliert.

## 5.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Die Analyse der Stromnachfrage im Haushaltssektor bis 2050 zeigt im Zielszenario einen kontinuierlich rückläufigen Trend (Abb. 23). Insgesamt kommt es hier bis 2050 – verglichen mit 2010 – zu einem Rückgang der Stromnachfrage um etwa 4,8 TWh (-33,3 %). Die größte prozentuale Verbrauchsminderung im Haushaltssektor tritt bei Beleuchtung durch die zunehmende Verbreitung von effizienten Beleuchtungstechniken auf, mit einem Rückgang von etwa 1,0 TWh bis 2050 (-73,1 %). Dieser Entwicklung steht ein moderater Anstieg an Beleuchtungspunkten gegenüber, der die eingesparte Strommenge teilweise kompensiert. Des Weiteren kommt es bei Weißer Ware zu einer Reduktion des Stromverbrauchs in Höhe von etwa 1,6 TWh (-37,4 %). Die Einsparpotenziale werden im Wesentlichen durch eine Verbreitung von effizienten Geräten erschlossen, denen ein bereits schon heute hoher Sättigungsgrad an Geräteausstattung gegenübersteht. Auch bei der Anwendungsgruppe der IKT-Endgeräte sinkt die Stromnachfrage bis 2050 um etwa 0,8 TWh (-29,6 %).

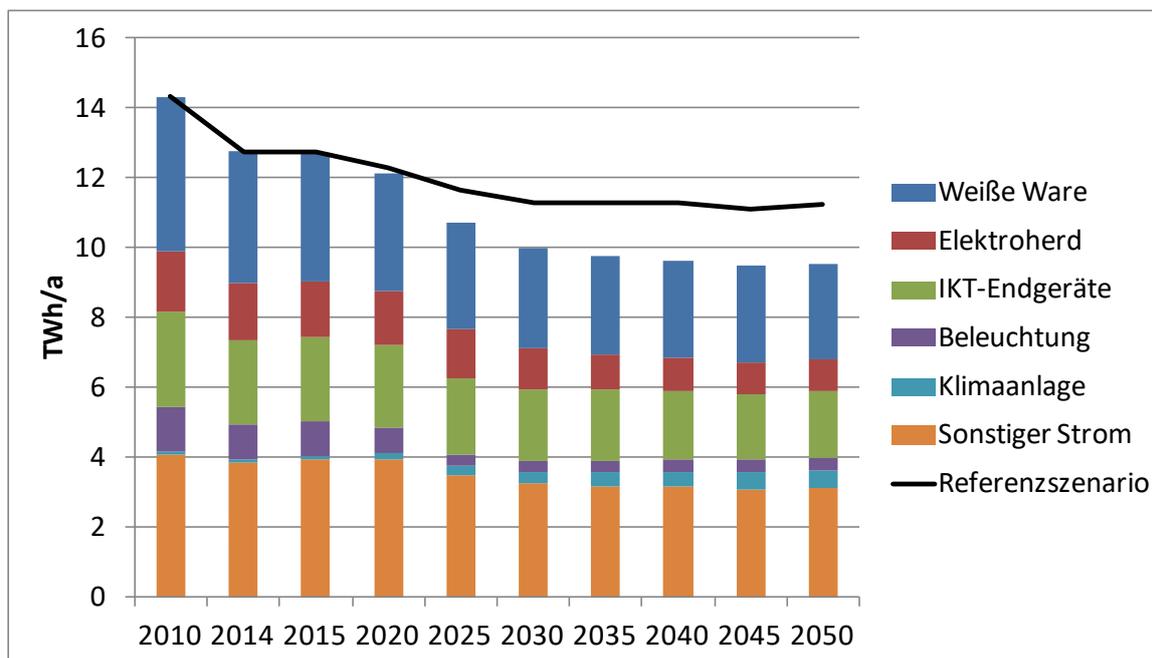


Abb. 23: Stromverbrauch in den privaten Haushalten differenziert nach Verbrauchsgruppen (ohne Wärmeeinwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario

Im Zielszenario steigt die Stromnachfrage des GHD-Sektors bis 2050 – verglichen mit 2010 – um etwa 0,5 TWh (+3,4 %) (Abb. 24). Dieser leichte Anstieg ist im Wesentlichen durch weiteres wirtschaftliches Wachstum getrieben sowie einen ansteigenden Grad an Techni-

sierung, denen eine ambitionierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen und eine Verbreitung hocheffizienter Geräte entgegenstehen. Zusätzlich ist diese Entwicklung beeinflusst durch den Abbau von existierenden Hemmnissen bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. Die Reduzierung von Hemmnissen ist gerade im GHD-Sektor recht relevant, da in vielen Unternehmen der Energiebedarf mit einem Gesamtkostenanteil von weniger als 1 % eine untergeordnete Rolle spielt und somit in Unternehmen häufig keine aktive Suche nach Einsparmaßnahmen stattfindet. Bei Betrachtung der einzelnen Anwendungen wird deutlich, dass besonders die Beleuchtung einen Rückgang der Stromnachfrage erfährt durch die Durchdringung von hocheffizienter LED-Beleuchtung sowie Licht- und bewegungsabhängiger Steuerungen. Dahingegen zeigt sich insbesondere bei der Stromnachfrage von Datenzentren sowie Lüftung und Klimatisierung bis 2050 ein steigender Trend.

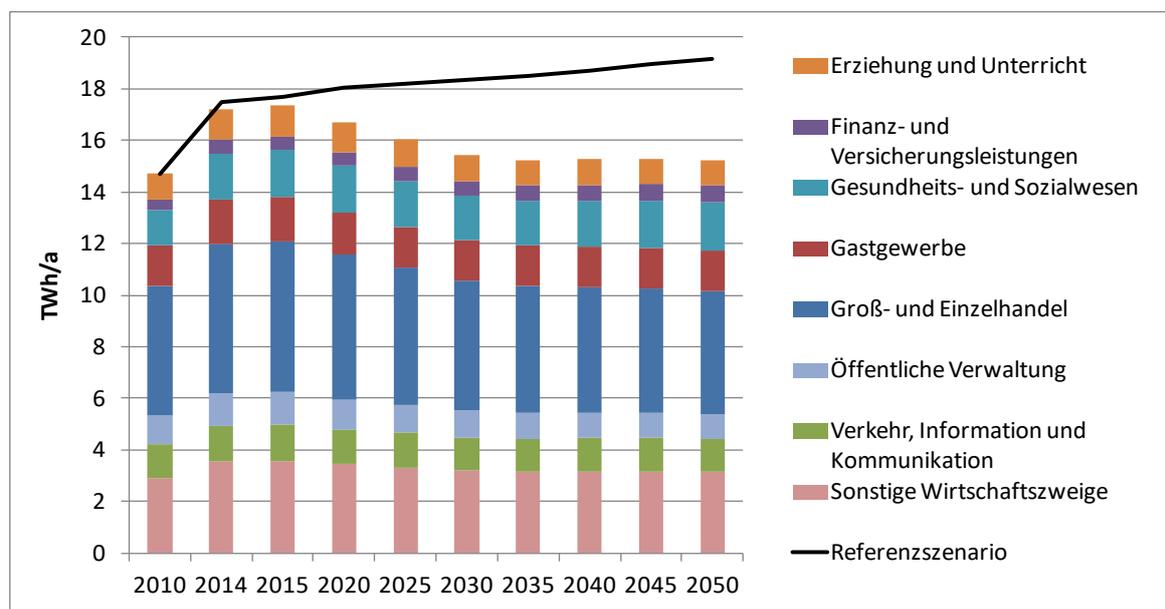


Abb. 24: Stromverbrauch GHD-Sektor differenziert nach Wirtschaftszweigen (ohne Wärmeanwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario

Ein gegenüberstellender Szenarien-Vergleich der aggregierten Stromnachfrage in den privaten Haushalten und des GHD-Sektors zwischen den Jahren 2050 und 2010 zeigt, dass die Stromnachfrage im Zielszenario langfristig auf ein Niveau von 24,8 TWh absinkt (-14,7 %) (Abb. 32). Da die Rahmendaten zur Bevölkerungsentwicklung und die Anzahl an Haushalten in beiden Szenarien identisch sind, ist dieser Unterschied bei den privaten Haushalten ausschließlich auf verschiedene technologische Entwicklungspfade zurückzuführen. Entsprechend wurde auch beim GHD-Sektor in beiden Szenarien von einer identischen Entwicklung der Bruttowertschöpfung und der Beschäftigten ausgegangen, wodurch eine Gegenüberstellung zwischen Ziel- und Referenzszenario direkt den unterschiedlichen Ambitionsgrad in der Steigerung der Energieeffizienz widerspiegelt.

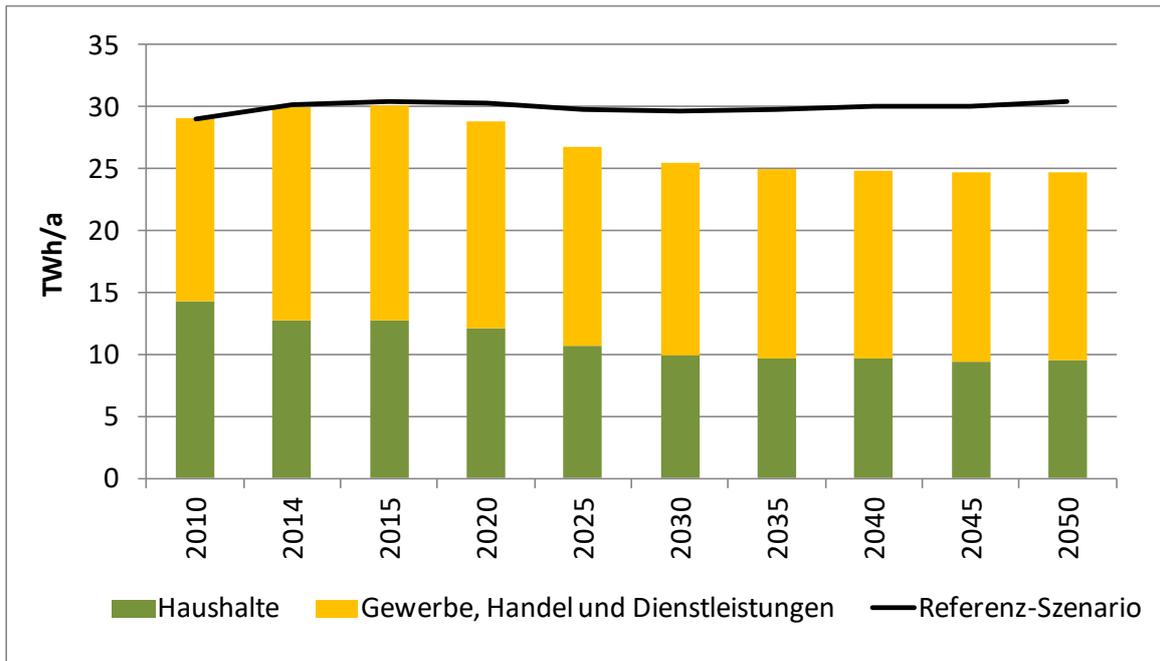


Abb. 25: Stromverbrauch in den privaten Haushalten und dem GHD-Sektor (ohne Wärmeanwendungen) im Zielszenario verglichen mit dem aggregierten Stromverbrauch im Referenzszenario

## Zusammenfassung: Zielszenario Stromverbrauch HH und GHD 2030

CO<sub>2</sub>-Emissionen (energiebedingt) 2030 im Zielszenario: aufgrund der Quellenbilanzierung werden dem Stromverbrauch keine Emissionen zugerechnet.

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren bis 2030:

- Trotz einer nahezu konstanten Bevölkerungsentwicklung und einem zunehmenden Trend zu Single-Haushalten führt eine signifikante Effizienzsteigerung bei Weißer Ware und Beleuchtung zu einem Rückgang der Stromnachfrage in den Haushalten.
- Ein Voranschreiten des Wirtschaftswachstums im GHD-Sektor und ein zunehmender Grad an Technisierung überlagern technologische Effizienzsteigerungen und somit kommt es selbst im Zielszenario zu einem geringfügigen Anstieg der Stromnachfrage.
- Ambitionierter Fortschritt der Energieeffizienz bedingt durch regulatorische Maßnahmen (Mindeststandards durch die Regulierung des Inverkehrbringens von Produkten).

### **5.3 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen**

Die Handlungsmöglichkeiten des Landes zur Minderung des Stromverbrauchs sind grundsätzlich begrenzt, jedoch gibt es punktuell durchaus zielführende Ansatzpunkte für verstärktes Handeln des Landes.

Grundsätzlich besteht eine starke Abhängigkeit des Landes von den Rahmenbedingungen auf Europa- und Bundesebene. Für die Haushalte, den Handel und das nicht gemäß §§ 63 ff. EEG 2017 privilegierte Gewerbe sind die vom Endverbraucher-Strompreis ausgehenden Anreize zur Einsparung in Baden-Württemberg – im europäischen Vergleich – relativ hoch. Ebenso existiert europaweit eine für immer mehr Produkte funktionierende ordnungsrechtliche Begrenzung des Stromverbrauchs von Produkten durch die Eco-Design-Richtlinie.

Auf nationaler Ebene mangelt es jedoch an einem Rahmen zur Stärkung des Marktes für Energiedienstleistungen. Das Land sollte sich auf nationaler Ebene dafür einsetzen, dass die Bundesregierung die entsprechenden Vorschläge der Europäischen Kommission unterstützt, insbesondere durch Einführung von Einsparverpflichtungen für Energieversorger. Sofern auf nationaler Ebene keine entsprechenden Regelungen eingeführt werden, käme ggf. auch eine gesetzliche Einführung auf Landesebene in Betracht.

Eine landesspezifische Möglichkeit zur Senkung des Stromverbrauchs liegt in einem konsequenten Vollzug des Energieeinsparrechts auf Basis der Eco-Design-Richtlinie, d.h. das Inverkehrbringen von Produkten zu unterbinden, die nicht den Standards entsprechen.

## 6 Industrie

### 6.1 Methodik, Annahmen und Parameter

#### Methodik und Vorgehen

Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf im Sektor Industrie wird das Energienachfragemodell FORECAST<sup>13</sup> eingesetzt.

Methodisch basiert das Modell FORECAST auf einem technologiespezifischen Bottom-up-Ansatz, welcher erlaubt, die zukünftige Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen an die technologische Entwicklung in den Sektoren zu knüpfen. Dieser Ansatz ermöglicht zum einen technologische Trends und ihre Auswirkungen auf die Dynamik des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Zum anderen erlaubt er Rückschlüsse auf die Realitätsnähe der Energieszenarien, indem jedem Szenario eine spezifische technologische Entwicklung zugrunde liegt.

Das Modell FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße (z.B. Tonnenproduktion Flachglas) beschrieben werden. Eine große Herausforderung bei der bottom-up Modellierung der Industrie ist die hohe Vielfalt an unterschiedlichen Prozessen und Unternehmen und die möglichst explizite Abbildung.

Die Anwendung des Modells FORECAST auf Länderebene bringt zusätzliche Herausforderungen mit sich, die vorwiegend aus einer geringeren Datenverfügbarkeit resultieren. So sind z.B. Statistiken zur Produktion energieintensiver Grundstoffe häufig vertraulich, wenn es in Baden-Württemberg nur wenige Produzenten gibt.

Entsprechend der gegebenen Einschränkungen wurde das Modell FORECAST möglichst genau auf die Struktur Baden-Württembergs kalibriert. Eine zentrale Rolle spielt dabei die Energiebilanz des Landes, welche die Industrie entsprechend der Energiebilanz des Bundes anhand von Subsektoren unterteilt. Weiterhin wurde versucht, auf Ebene der Produkte/Prozesse (z.B. Produktionsmenge Flachglas) die Struktur Baden-Württembergs möglichst genau abzubilden. Dies ist aufgrund der wenigen verfügbaren Produktionsdaten nur bedingt möglich gewesen. Nur für die Zementproduktion sind Statistiken verfügbar, die genutzt wurden. Bereits die Produktion von Pappe und Papier – als einer wichtigen Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg – ist als vertraulich eingestuft und nicht verfügbar.

Weitere Parameter wurden entsprechend der Annahmen für die Modellierung auf Bundesebene übernommen. Beispiele sind der spezifische Energieverbrauch bei der Zementherstellung, der Anteil einzelner Querschnittstechniken (z.B. Druckluft oder Pumpen) am Stromverbrauch der Subsektoren, oder Kosten und Nutzungsgrade der Wärmeerzeugung.

---

<sup>13</sup> Weitere Informationen siehe <http://www.forecast-model.eu/>

Eine umfassende Beschreibung der Modellstruktur sowie der genutzten Technologie-Parameter je Subsektor ist in [34] verfügbar.

### Struktur von Energieverbrauch und THG-Emissionen im Industriesektor in Baden-Württemberg

Die Energiebilanz Baden-Württembergs für das Jahr 2014 stellt eine zentrale Kalibrierungsgröße dar und erlaubt dank der Unterteilung einzelner Subsektoren eine detaillierte Aufschlüsselung der Industrie.

Abb. 26 zeigt die Energiebilanz für die Industrie entsprechend der Definition der Subsektoren, wie sie auf Bundesebene laut Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) genutzt werden. Folglich ist die Herstellung von Papier und Pappe der Subsektor mit dem höchsten Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg, gefolgt von Fahrzeugbau, Sonstigen, Verarbeitung Steine und Erden (größtenteils Zement und Kalk) sowie dem Maschinenbau. Eingesetzte Energieträger sind neben Strom vorwiegend Erdgas, Fernwärme und in einzelnen Branchen auch Biomasse. Der Subsektor Verarbeitung von Steinen und Erden weist die heterogenste Energieträgerstruktur auf und nutzt weiterhin Petrolkoks, Abfall und Braunkohle. Entsprechend wirkt sich die Energieträgerstruktur auf die THG-Emissionen je Subsektor aus.

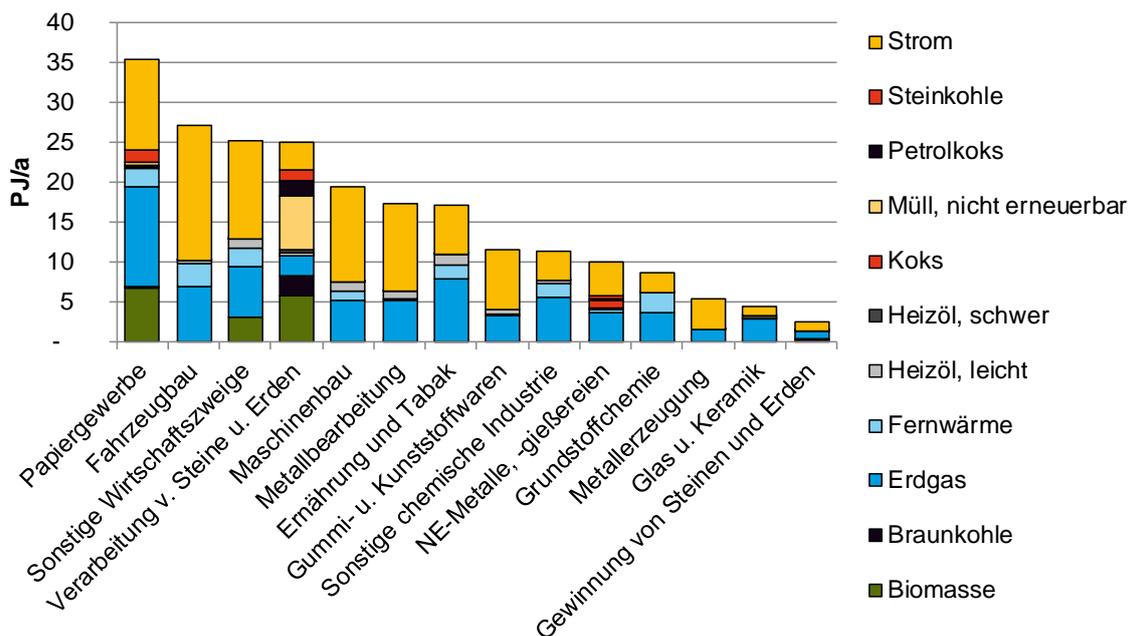


Abb. 26: Energiebilanz 2014 des Landes Baden-Württemberg umgerechnet auf die Definition der Subsektoren entsprechend AGEB (Quelle: [10])

Die Bedeutung der einzelnen Subsektoren und Energieträger für die Klimaziele Baden-Württembergs wird deutlicher ersichtlich in Abb. 27. Diese zeigt die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen (Quellenbilanz) je Energieträger inkl. prozessbedingten Emissionen der Zement- und Kalkherstellung. Dabei beliefen sich die energiebedingten direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen der

Industrie in 2014 auf 6,5 Millionen Tonnen und die prozessbedingten Emissionen etwa 2,9 Millionen Tonnen, wovon rund 2,2 Millionen Tonnen auf die Zementherstellung entfielen. Entsprechend wird die enorme Bedeutung der Zementherstellung (Großteil des Subsektors Verarbeitung von Steinen und Erden in Abb. 27) deutlich. Diese machte in 2014 rund 44 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie aus, gefolgt von der Papierindustrie mit 10 % und der Nahrungsmittelindustrie mit 6 %. Bei Betrachtung der Energieträger und prozessbedingten Emissionen zeigt sich über alle Subsektoren hinweg die hohe Bedeutung von Erdgas mit einem Anteil von 41 % an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie – gefolgt von Müll mit 10 %. Prozessbedingte Emissionen machten etwa 31 % aus.

Ambitionierte CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien müssen daher zwei zentrale Emissionsquellen adressieren:

1. **Prozessbedingte Emissionen in der Zement- und Kalkherstellung:** Besonders die prozessbedingten Emissionen stellen eine große Herausforderung dar, da heute nur bedingt Vermeidungstechniken verfügbar sind.
2. **Den Einsatz von Erdgas zur Bereitstellung von Prozessdampf und -wärme:** Der Wechsel auf erneuerbare Energien (Biomasse, EE-Strom oder EE-Methan) hängt hauptsächlich von den ökonomischen Randbedingungen ab.

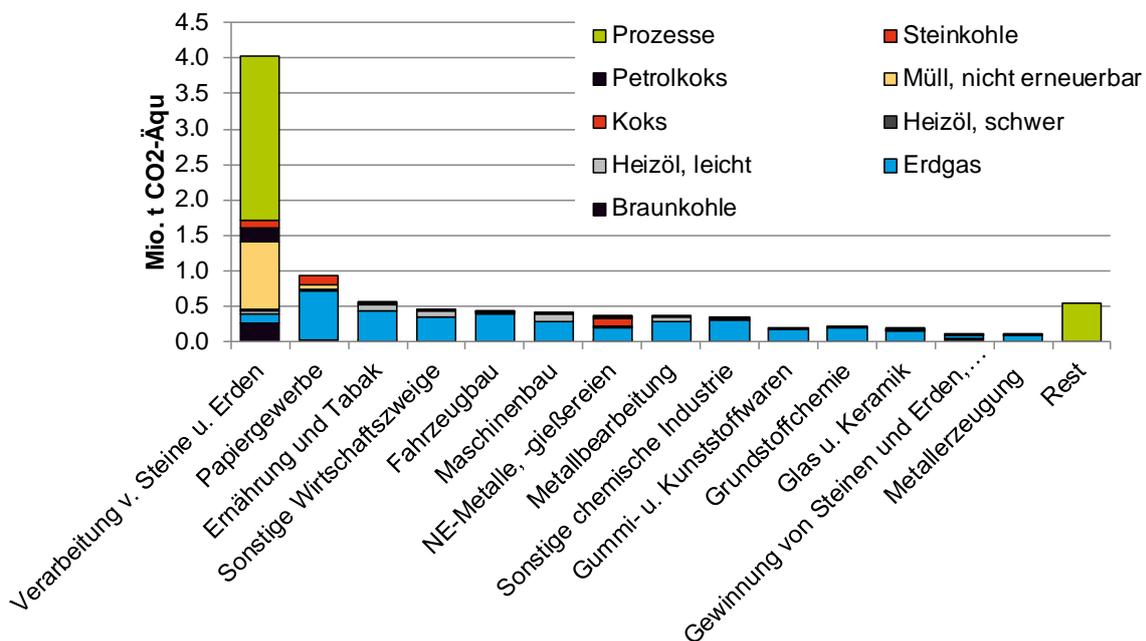


Abb. 27: CO<sub>2</sub>-Emissionen 2014 der Industrie nach Branchen und Energieträgern inkl. prozessbedingten Emissionen, nach Quellenbilanz (Quelle: [10], eigene Berechnung)

Ein Blick auf die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 zeigt besonders für den Zeitraum von 1990 bis 2000 eine deutliche Minderung von etwa 34 % (siehe Abb. 28). Diese ist vorwiegend bedingt durch den Wechsel von (schwerem) Heizöl und Kohle zu Erdgas,

aber auch durch einen Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs um etwa 10 % von 1990 bis 2000. Da Erdgas in 2014 bereits der wichtigste Energieträger in fast allen Subsektoren (Ausnahme Zement) war, sind durch einen weiteren Brennstoffwechsel hin zu Erdgas nur geringe verbleibende Minderungspotenziale vorhanden. Zentral wird dagegen zukünftig der Ersatz des Erdgases durch erneuerbare Energien sein.

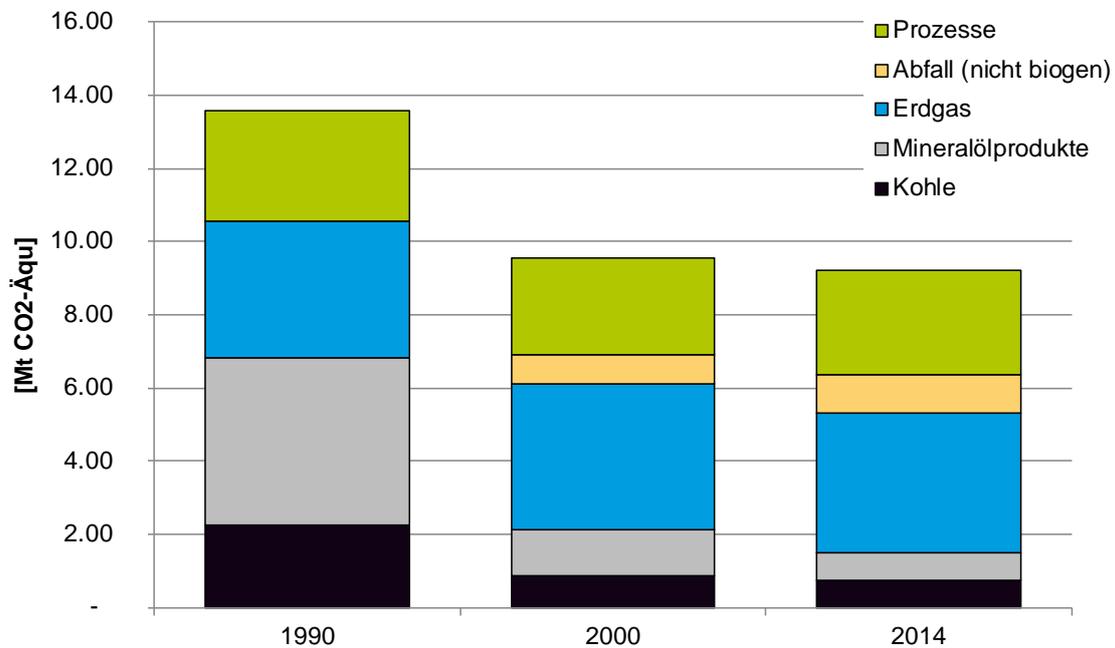


Abb. 28: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie inkl. prozessbedingten Emissionen, nach Quellenbilanz (Quelle:[3, 10], eigene Berechnung)

Auch in Baden-Württemberg sind wenige große Emissionsquellen für einen bedeutenden Anteil der gesamten THG-Emissionen der Industrie verantwortlich. Abb. 29 zeigt die Standorte der größten Industrie-Emittenten in Baden-Württemberg. Die Darstellung orientiert sich dabei an den bestätigten Emissionen des EU-Emissionshandels und wurde um einige kleinere Standorte – besonders der Papierherstellung – ergänzt. Die Karte zeigt deutlich die räumlich relativ gleichmäßige Verteilung und die Dominanz der Papier- und Zement-Standorte.

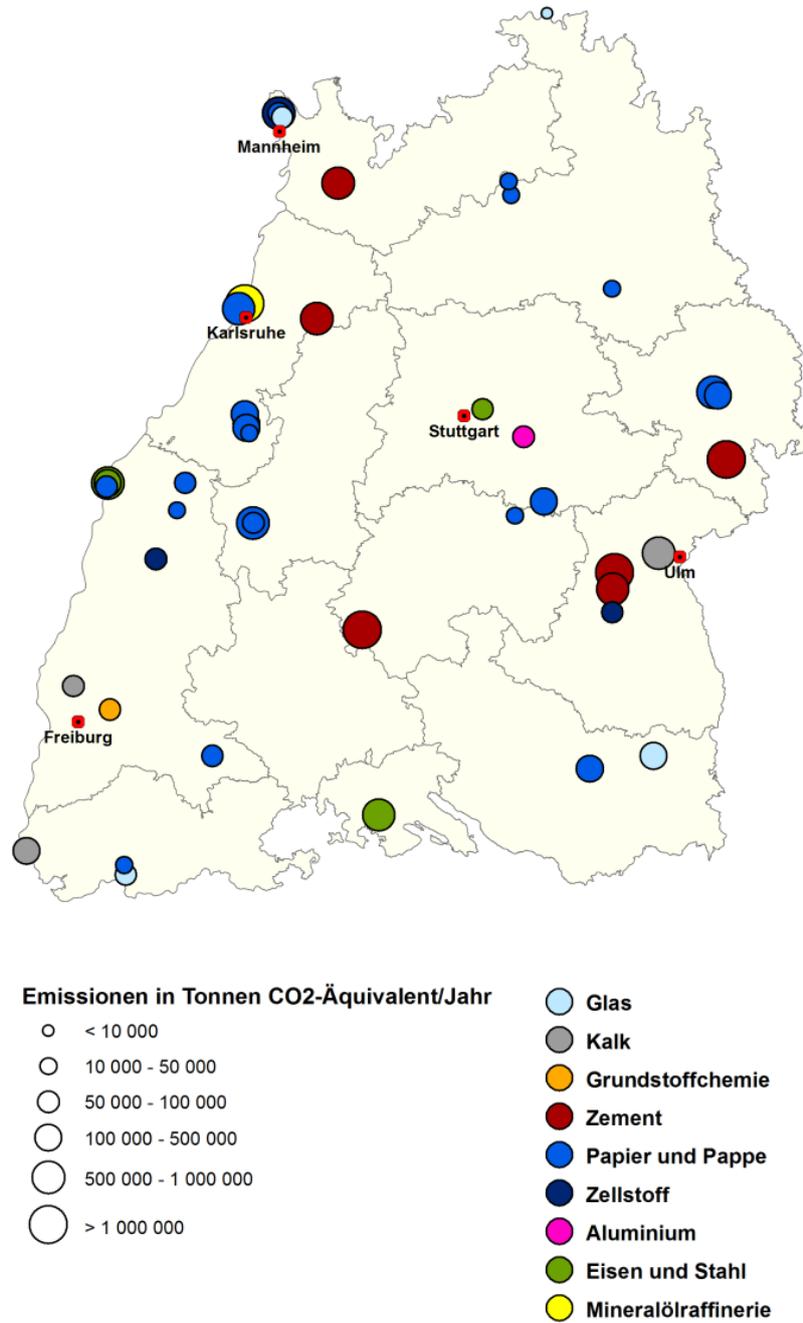


Abb. 29: CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Standorte der Grundstoffindustrie in Baden-Württemberg (Quelle: [35–37])

Das Register des Emissionshandels umfasst für Baden-Württemberg etwa 40 einzelne Anlagen, welche in 2014 in Summe etwa 5,5 Mio. Tonnen THG-Emissionen aufwiesen (exkl.

Mineralölraffinerie)<sup>14</sup>. Die 40 einzelnen Anlagen sind in Abb. 30 in kumulierter Form aufgetragen beginnend mit den größten Emittenten. Es zeigt sich, dass alleine die zehn größten Anlagen für etwa 80 % der Emissionen verantwortlich sind.

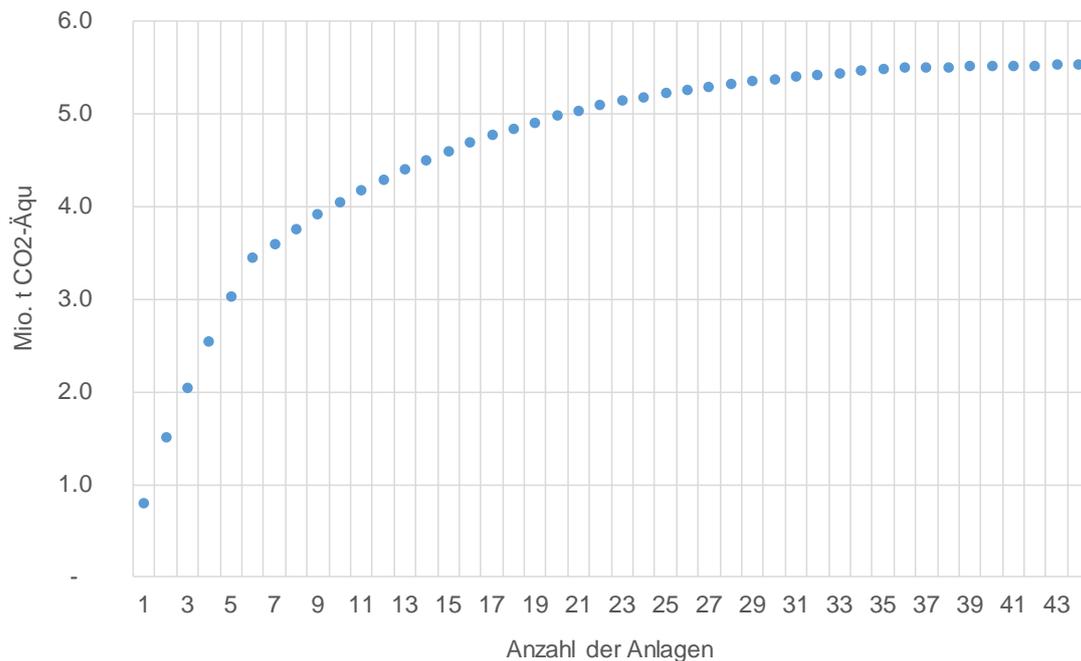


Abb. 30: Kumulierte THG-Emissionen der Industriestandorte des EU-Emissionshandels in Baden-Württemberg (exkl. Mineralölraffinerie)

### Möglichkeiten zur Speicherung von CO<sub>2</sub> in Baden-Württemberg

Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) stellt eine Möglichkeit dar, zu verhindern, dass schwer vermeidbare (prozessbedingte) Emissionen der Zement- und Kalkherstellung in die Atmosphäre gelangen. Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von CCS ist derzeit noch ungewiss und hängt u.a. auch von der Verfügbarkeit geeigneter Lagerstätten ab. Für die unterirdische Speicherung eignen sich besonders erschöpfte Erdgasfelder, da sie gut erkundet sind und die Speicherfähigkeit bekannt ist. Darüber hinaus werden saline Akquifere (tiefe, Salzwasser führende Gesteinsschichten) als Speicherstätten mit hoher Kapazität diskutiert. Deutschlandweit wird derzeit von einer Speicherkapazität von 6 bis 13 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> in salinaren Akquiferen ausgegangen.

Abb. 31 zeigt eine Karte der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten. Demnach befinden sich sowohl erschöpfte Erdgasfelder, wie auch saline Akquifere vorwiegend im Norden Deutschlands. In Baden-Württemberg sind mögliche Speicherstätten im Rheingraben und dem schwäbischen Alpenvorlandbecken verzeichnet. Besonders der nördliche Oberrheingraben (Karlsruhe und Mannheim) ist aufgrund zahlreicher Erdölerkundungsbohrungen relativ gut bekannt.

<sup>14</sup> Die Mineralölraffinerie in Karlsruhe wird laut Definition der Energiebilanzen nicht zum Endenergieverbrauch der Industrie gezählt, sondern im Umwandlungssektor bilanziert. Entsprechend wird sie nicht im Kapitel "Industrie" behandelt, sondern in Abschnitt 9. Mit etwa 2,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> Emissionen in 2014 ist sie jedoch ein sehr großer Emittent.

Ein Abgleich mit den Emissionsquellen (Industriestandorten) zeigt, dass sich zwei Zement- und zwei Kalkwerke im Rheintal sowie zwei Zementwerke und ein Kalkwerk im Großraum Ulm in unmittelbarer Nähe zu möglichen Speicherstätten befinden. Andere Standorte, z.B. auf der schwäbischen Alb sind vergleichsweise weit von Speicherstätten entfernt.

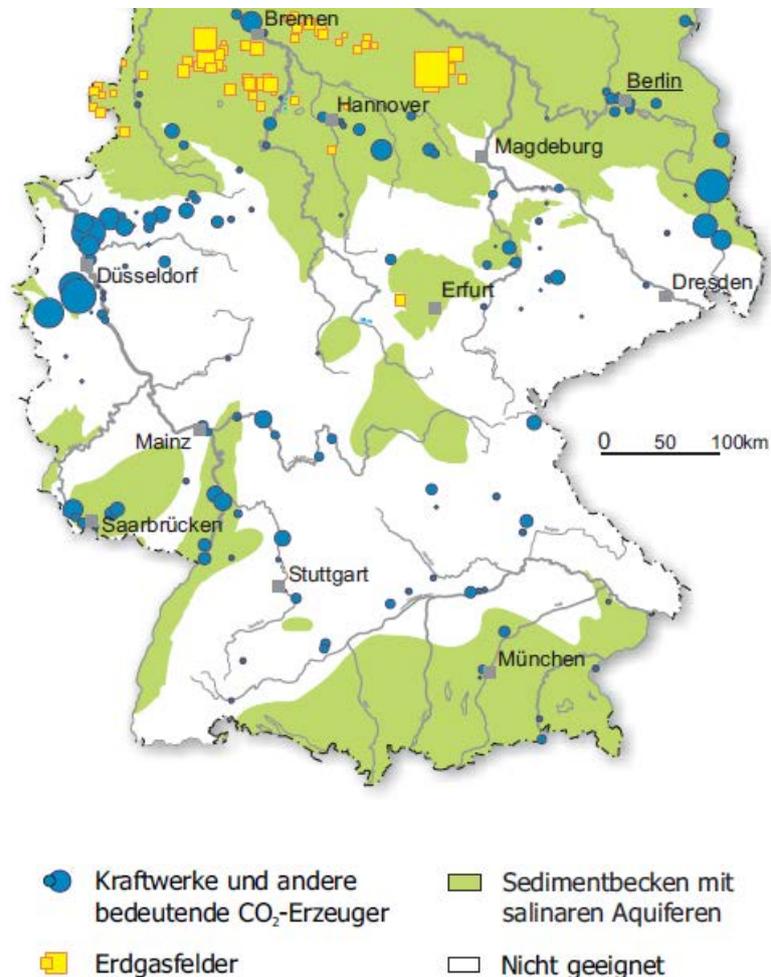


Abb. 31: Potenzielle CO<sub>2</sub>-Lagerstätten in Deutschland (Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR))

### Annahmen in Referenz- und Zielszenario

Im Folgenden sind die zentralen Annahmen zur Modellierung der Emissionen des Industriesektors dargestellt. Tab. 17 gibt eine Übersicht der wichtigsten Annahmen, sowohl hinsichtlich der wirtschaftlichen Entwicklung und des technologischen Wandels als auch der Politikinstrumente. Weitere übergeordnete Annahmen und Rahmendaten sind im Kapitel 2.6 dargestellt.

In Referenz- und Zielszenario sind hinsichtlich der wirtschaftlichen Entwicklung die gleichen Annahmen hinterlegt. Hierbei ist angenommen, dass die Industrie im Mittel um 0,8 % pro Jahr wächst, wobei die energieintensive Grundstoffindustrie etwas langsamer wächst. Auf Ebene der Tonnenproduktion von Grundstoffen (z.B. Zement, Kalk, Papier, Glas) wird eine eher kontinuierliche Entwicklung angenommen und ein fortschreitender leichter Trend

hin zu Sekundärproduktion (Recyclingprodukten). Technischer Fortschritt führt in beiden Szenarien dazu, dass die spezifischen Kosten von Technologien sinken.

Innovationen wie neue Zementsorten wurden im Referenzszenario nicht unterstellt, sind jedoch in großem Umfang im Zielszenario enthalten, da ohne CCS sonst keine Dekarbonisierung der Zementherstellung möglich wäre.

Tab. 17: Zusammenfassung der zentralen Annahmen im Industriesektor

Parameter	Referenzszenario	Zielszenario
<b>Wertschöpfung</b> [Euro <sub>2010</sub> /a]	Industrie: ~0,8 %/a Maschinenbau und Fahrzeugbau: >1 %/a Energieintensive Grundstoffindustrie: < 0,5 %	
<b>Produktion</b> [t/a]	Kontinuierlich, kaum Wachstum Leichter Strukturwandel zu Sekundärproduktion	
<b>Technischer Fortschritt</b>	Reduktion spezifische Kosten CCS nicht verfügbar Keine Prozessinnovationen (z.B. CO <sub>2</sub> -arme Zementsorten)	Reduktion spezifische Kosten CCS nicht verfügbar Prozess- und Produktinnovationen in der Zement- und Kalkherstellung kommen nach 2030 in den Markt
<b>Politikinstrumente</b>	CO <sub>2</sub> -Preis (EUA) steigt auf 90 Euro in 2050 (33 Euro in 2030) Andere Politikinstrumente auf heutigem Niveau fortgeschrieben Förderprogramme, Energieaudits, Energiemanagement auf heutigem Niveau Mindeststandards entsprechend heutiger Umsetzung nach EU-Öko-design Richtlinie	Mindestpreis für CO <sub>2</sub> -Zertifikate ("price floor"), um langfristige Planungssicherheit zu gewährleisten CO <sub>2</sub> -Lenkungsabgabe für nicht im EU ETS befindliche Anlagen Verstärkung und stringente Umsetzung bestehender Energieeffizienz-Instrumente (Energiemanagement, Audits, Netzwerke, Mindeststandards) Verstärkte Anstrengungen bei Materialeffizienz- und Kreislaufwirtschaft, besonders in der Zementindustrie entlang der gesamten Wertschöpfungskette Förderung von innovativen Produkten und Verfahren (F&E, Markteinführung, Marktnischen durch öffentliche Beschaffung, etc.)

Ausgehend von einem mittleren jährlichen Wachstum der Industrie von etwa 0,8 % bis 2050 zeigt Tab. 18 die Entwicklung der Bruttowertschöpfung je Subsektor der Industrie. Hier wird deutlich, dass das Wachstum besonders auf die Subsektoren Maschinenbau und Fahrzeugbau zurückzuführen ist, aber auch die Grundstoffindustrien ein leichtes Wachstum verzeichnen.

Tab. 18: Annahmen zur Entwicklung der Industrie-Bruttowertschöpfung je Subsektor als Index (2014=1)

	2014	2020	2030	2040	2050
Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau	1,00	0,99	0,92	0,83	0,74
Ernährung und Tabak	1,00	1,02	1,01	0,96	0,92
Papiergewerbe	1,00	1,05	1,08	1,08	1,08
Grundstoffchemie	1,00	1,06	1,10	1,12	1,13
Sonstige chemische Industrie	1,00	1,07	1,13	1,15	1,18
Gummi- u. Kunststoffwaren	1,00	1,08	1,16	1,20	1,25
Glas u. Keramik	1,00	1,06	1,10	1,12	1,13
Verarbeitung v. Steine u. Erden	1,00	1,06	1,10	1,12	1,13
Metallerzeugung	1,00	1,06	1,11	1,12	1,13
NE-Metalle, -gießereien	1,00	1,06	1,12	1,14	1,16
Metallbearbeitung	1,00	1,06	1,12	1,14	1,17
Maschinenbau	1,00	1,13	1,29	1,41	1,53
Fahrzeugbau	1,00	1,13	1,28	1,40	1,51
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe	1,00	1,10	1,23	1,31	1,40
<b>Summe</b>	<b>1,00</b>	<b>1,09</b>	<b>1,19</b>	<b>1,25</b>	<b>1,31</b>

Wie bereits beschrieben sind zur Tonnenproduktion von industriellen Grundstoffen nur sehr eingeschränkt Informationen auf Ebene der Bundesländer verfügbar. Entsprechend sind für Baden-Württemberg selbst die Produktionsdaten der Papierindustrie als vertraulich eingestuft.

Lediglich für die Zementproduktion sind entsprechende Daten vom Statistischen Landesamt verfügbar. Demnach belief sich der gesamte Absatz der acht in Baden-Württemberg befindlichen Zementwerke in 2014 auf 5,3 Millionen Tonnen Zement. Für das Referenzszenario wird angenommen, dass die Produktion bis 2050 auf 4,4 Millionen Tonnen sinkt (2030: 5,1 Mio. Tonnen). Im Zielszenario wird angenommen, dass die Zement-Absatzmenge deutlicher sinkt (vereinfachend wird für die Rechnungen Absatz mit Produktion gleichgesetzt und davon ausgegangen, dass in Baden-Württemberg nachgefragter Zement auch im Land produziert wird). Aufgrund der angenommenen Strategien und Maßnahmen zur Materialeffizienz und -Substitution entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Bauwirtschaft geht hier die Produktionsmenge auf 3,1 Millionen Tonnen in 2050 zurück (2030: 4,4 Mio. Tonnen). Ausschlaggebend für die prozessbedingten Emissionen ist jedoch nicht die Produktion von Zement, sondern von Klinker, bei der über chemische Reaktionen CO<sub>2</sub>-Emissionen frei werden. Entsprechend ist die Substitution des Klinkers im Zement eine wichtige CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption. Der Anteil des Klinkers im Zement wird allgemein als Klinkerfaktor bezeichnet. Er liegt in 2014 bei etwa 75 %. In beiden Szenarien wird langfristig eine Reduktion angenommen (die auch in der Vergangenheit beobachtet wurde). Im Zielszenario ist diese mit einem Zielwert von 40 % sehr ambitioniert und setzt die Markteinführung neuer Zementsorten auf Basis anderer Rohstoffe voraus. Auch eine

Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je Tonne produziertem Klinker von derzeit etwa 0,53 auf 0,30 – wie im Zielszenario angenommen – setzt neue Zementsorten und Prozessinnovationen voraus. Mit heute verfügbaren Techniken ist eine Senkung der spezifischen prozessbedingten Emissionen je Tonne Klinker nicht möglich. Entsprechend wird im Referenzszenario von konstanten spezifischen Emissionen ausgegangen. Eine Übersicht der entsprechenden Annahmen zur Zementindustrie ist in Tab. 19 zu finden.

Tab. 19: Zusammenfassung der zentralen Annahmen in der Zementindustrie

Kennwert	Einheit	Referenzszenario			Zielszenario	
		2014	2030	2050	2030	2050
<b>Zementproduktion</b>	[Mio. Tonnen Zement]	5,26	5,07	4,39	4,44	3,07
<b>Klinkerfaktor</b>	[Anteil Klinker im Zement (1=100 %)]	0,75	0,72	0,69	0,60	0,40
<b>Klinkerproduktion</b>	[Mio. Tonnen Klinker]	3,96	3,66	3,02	2,69	1,23
<b>Spez. prozessbedingte Emissionen (ohne Emissionen aus Energieverbrauch)</b>	[Tonnen CO <sub>2</sub> je Tonne Klinker]	0,53	0,53	0,53	0,53	0,30

Zur Vermeidung der prozessbedingten Emissionen der Zement- und Kalkindustrie sind aus heutiger Sicht nur bedingte technische Möglichkeiten verfügbar. Eine bereits durchgeführte Vermeidungsstrategie ist die Beimischung von Zuschlagstoffen wie Hochofenschlacke zum Zement bis zu einem gewissen Anteil möglich ist und auch heute bereits gemacht wird.

## 6.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Referenz- und Zielszenarios für den Industriesektor beschrieben. Hierbei wird der Schwerpunkt auf den Energieverbrauch und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen gelegt. THG-Emissionen aus Industrieprozessen werden im Kapitel 14 dargestellt. Energiebedingte Emissionen sind wie auch in den anderen Sektoren nach Quellenbilanz dargestellt, womit Emissionen aus vorgelagerten Aktivitäten wie der Strom- oder Fernwärmeerzeugung nicht in der Bilanz des Industriesektors auftauchen.

Abb. 32 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen in Referenz- und Zielszenario sowie für das Jahr 1990 zum Vergleich. Um einen vollständigen Überblick der THG-Emissionen der Industrie zu erhalten zeigt die Abbildung auch die prozessbedingten Emissionen (vgl. detaillierte Darstellung in Kapitel 14). Letztere stammen vorwiegend aus den chemischen Reaktionen bei der Herstellung von Zementklinker und Kalk.

Im Vergleich der Jahre 1990 und 2014 lässt sich zunächst erkennen, dass in diesem Zeitraum deutliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen von etwa 4,5 Millionen Tonnen bzw. 32 % erreicht wurden. Grund für diese Minderung war insbesondere der Wechsel von CO<sub>2</sub>-intensiven fossilen Energieträgern wie Kohle und Schweröl auf andere fossile Energieträger wie Erdgas und Abfall, aber auch Biomasse. Gleichzeitig ist für diesen Zeitraum auch ein leichter Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs zu verzeichnen.

Im Jahr 2014 wies die Industrie in Baden-Württemberg laut Statistischem Landesamt THG-Emissionen von insgesamt 9,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äqu. auf, wovon etwa 6,5 Millionen Tonnen auf den Energieverbrauch zurückzuführen sind und 2,9 Millionen Tonnen aus industriellen Prozessen stammen.

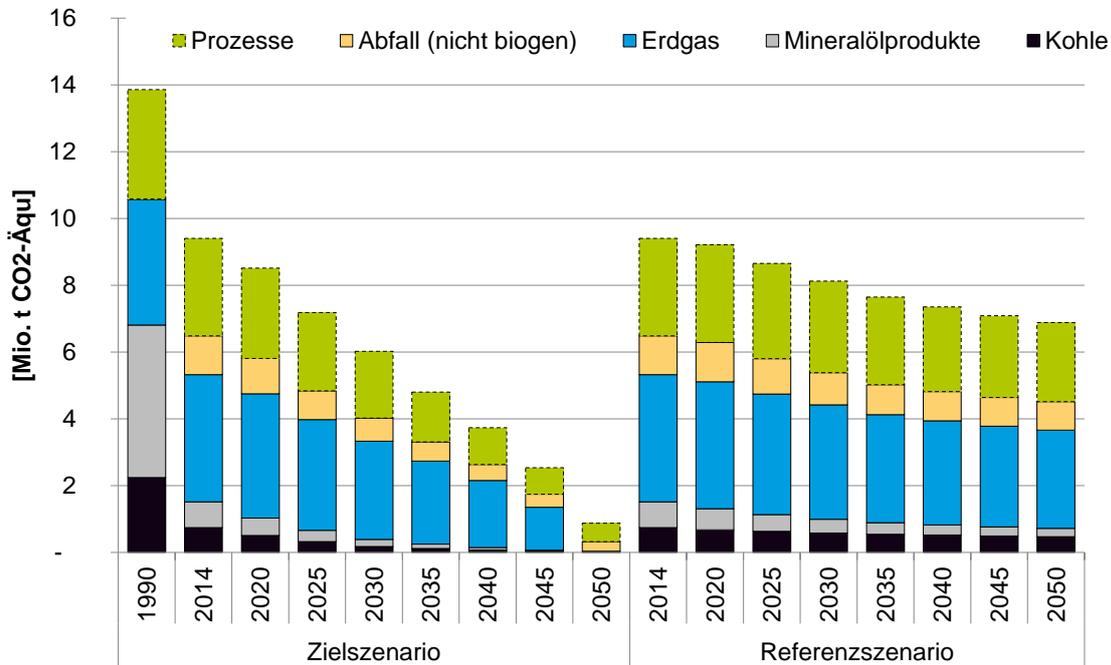


Abb. 32: THG-Emissionen des Industriesektors nach Energieträgern in Ziel- und Referenzszenario (inkl. prozessbedingter Emissionen)

Im Zielszenario setzt sich die Emissionsminderung fort. Bis 2030 sinken die THG-Emissionen um weitere 36 % im Vergleich zu 2014 (56 % im Vergleich zu 1990). Bis 2030 sind Emissionen aus Kohle und Mineralölprodukten beinahe vollständig vermieden. Entsprechend verbleiben Erdgas, Abfall und Industrieprozesse als die größten Emissionsquellen. Im Zeitraum von 2030 bis 2050 sinken auch diese kontinuierlich, so dass im Jahr 2050 eine Minderung von 90,6 % ggü. 2014 zu verzeichnen ist (93,7 % ggü. 1990). Energiebedingte Emissionen im Jahr 2050 sind fast ausschließlich auf einen verbleibenden Verbrauch von Abfall beim Klinkerbrennen zurückzuführen.

Im Vergleich dazu zeigt das Referenzszenario zwar auch eine kontinuierliche Minderung der THG-Emissionen bis 2050, jedoch fällt diese deutlich milder als im Zielszenario aus. So setzt sich auch der Ersatz von Kohle und Mineralölen langsamer fort und im Jahr 2050 werden beide Energieträger noch genutzt. Deutlicher ist der Unterschied beim Erdgas und den prozessbedingten Emissionen. Erdgas bleibt bis 2050 die mit Abstand größte Emissionsquelle und wird nur leicht durch Biomasse ersetzt. Die prozessbedingten Emissionen sinken leicht, jedoch ist auch hier kein deutlicher Wandel zu verzeichnen. Bis 2030 verzeichnet das Referenzszenario eine Minderung von etwa 13,6 % und bis zum Jahr 2050 von 26,8 % gegenüber 2014. Im Vergleich zu 1990 ist bis 2050 ein Rückgang der THG-Emissionen von 50,3 % zu verzeichnen.

Im Folgenden werden die Entwicklung des Energieverbrauchs sowie die Zusammensetzung der Energieträger als wichtigster Einflussgröße der THG-Emissionen diskutiert.

Im Zielszenario ist ein deutlicher Rückgang des Energieverbrauchs festzustellen (siehe Abb. 33). Bis 2030 geht dieser um etwa 13 % gegenüber 2014 zurück und bis 2050 sogar um 26 %. Damit liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 in diesem Szenario bei etwa 163,5 PJ. Hinter diesem Rückgang verbirgt sich eine ambitionierte Verbesserung der Energieeffizienz bei Querschnittstechniken wie Druckluft, Pumpen oder Beleuchtung, aber auch Prozesstechniken. Auch der strukturelle Wandel in der Industrie und besonders der Zementherstellung trägt dazu bei. Besonders deutlich wird das hohe Ambitionsniveau dieses absoluten Rückgangs vor dem Hintergrund eines weiterhin steigenden Wirtschaftswachstums, das allerdings hauptsächlich in den weniger energieintensiven Branchen wie dem Maschinenbau stattfindet.

Beim Blick auf die einzelnen Energieträger zeigt sich deutlich der bereits beschriebene Ersatz der verbleibenden Kohle und Mineralölprodukte bis 2030. Besonders nach 2030 verändert sich die Struktur der Energieträger grundlegend, so die Annahme im Zielszenario. Dies zeigt sich am Wechsel von Erdgas zu Strom, hauptsächlich in Form von Elektrokesseln zur Dampferzeugung in der Papierindustrie (PtH - Power-to-Heat). Power-To-Heat macht damit im Jahr 2050 etwa 21 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus (34,3 PJ bzw. 9,5 TWh). Auch Biomasse spielt hier eine immer wichtigere Rolle und steigt von 16,3 PJ in 2014 auf 23,9 PJ in 2050. Ein geringer Teil des Erdgases wird nach 2040 durch aus Erneuerbaren Energien erzeugtes Methan ersetzt (EE-Methan), welches auf 2,2 PJ in 2050 ansteigt.

Andere Erneuerbare Energieträger spielen in diesem Szenario auch langfristig nur eine untergeordnete Rolle. Der Einsatz von Solarthermie und Wärmepumpen steigt zwar kontinuierlich, jedoch machen diese in Summe im Jahr 2050 unter 1 % des industriellen Endenergieverbrauchs aus. Dies ist hauptsächlich auf die benötigte Energiedichte sowie die häufig hohen Temperaturniveaus bei industriellen Anwendungen zurückzuführen. Auch Fernwärme unterliegt entsprechenden Restriktionen und steigt nur noch leicht von 15,2 PJ in 2014 auf 17,5 PJ in 2050. Der Einsatz von Strom für konventionelle Anwendungen ist im Jahr 2050 weiterhin der größte individuelle Energieträger, nimmt jedoch aufgrund des ambitionierten Energieeffizienzfortschritts auch deutlich ab, so dass er in 2050 mit 83,3 PJ (23,1 TWh) etwa 14 % unter dem Niveau von 2014 liegt.

Zusammenfassend zeigt sich langfristig die hohe Bedeutung von Strom als zentralem Energieträger für die Industrie. In Summe macht dieser im Jahr 2050 etwa 72 % des Endenergieverbrauchs aus gegenüber 44 % in 2014. Biomasse und Fernwärme sowie zu geringen Anteilen auch Abfall und EE-Methan vervollständigen die Zusammensetzung der Energieträgerstruktur in 2050. Besonders der Wechsel von Erdgas zu nicht-fossilen Alternativen wie Strom oder Biomasse ist als sehr ambitioniert einzustufen und verlangt bereits vor 2030 grundlegende Weichenstellungen und entsprechende Rahmenbedingungen.

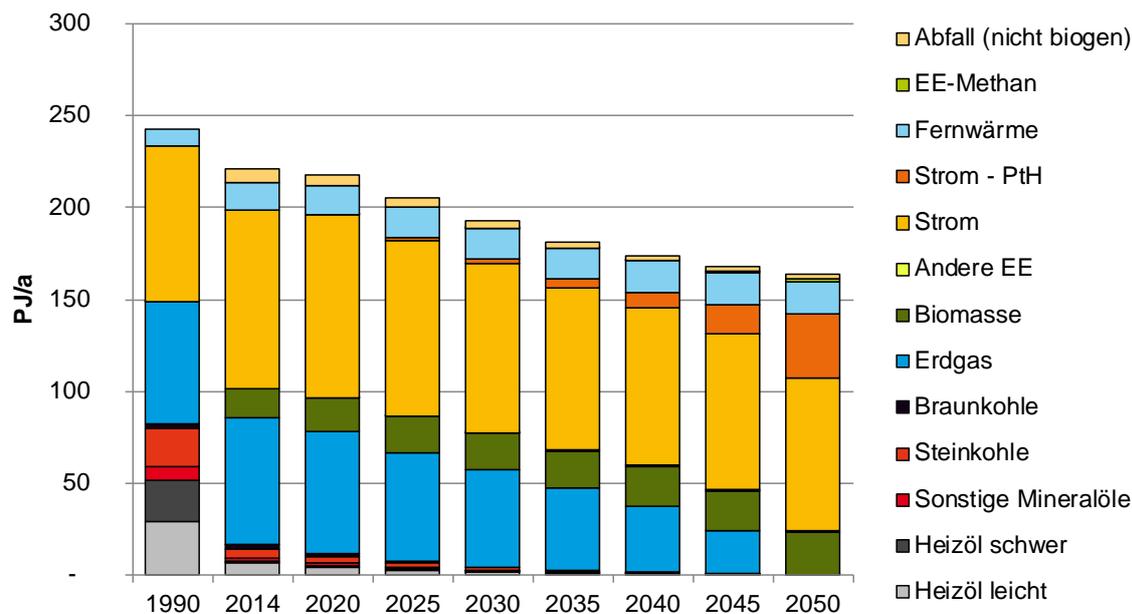


Abb. 33: Endenergieverbrauch des Industriesektors im Zielszenario nach Energieträgern

Im Vergleich dazu zeigt sich im Referenzszenario eine eher kontinuierliche Entwicklung. Der absolute Endenergieverbrauch nimmt bis 2050 gegenüber 2014 um 6,7 % leicht ab und liegt im Jahr 2050 bei etwa 218 PJ. Wichtigste Treiber hinter dieser Entwicklung sind ein kontinuierlicher Effizienzfortschritt sowie eine lediglich stagnierende Produktion industrieller Grundstoffe, welche einen weiteren Anstieg des Energieverbrauchs durch Wirtschaftswachstum überkompensieren.

Aufgrund eines langsameren Effizienzfortschritts steigt der Anteil von Strom langfristig weiter, wenngleich kein Einstieg in die Nutzung von Strom zur Prozesswärmeerzeugung stattfindet<sup>15</sup>. Während das Zielszenario für das Jahr 2030 noch als Referenzszenario plus schnellerem Brennstoffwechsel und Effizienzfortschritt aufgefasst werden kann, ist es im Jahr 2050 kaum noch vergleichbar und zeigt eine völlig andere industrielle Energieerzeugung und -nutzung.

Im Folgenden werden mögliche Strategien und Weichenstellungen diskutiert, die zum Erreichen des im Zielszenario vorgestellten Pfades beitragen können.

Die angestrebte Minderung bis zum Jahr 2030 kann durch verstärkte Anstrengungen bei Energieeffizienz und Brennstoffwechsel erreicht werden, ohne eine völlig neue Richtung einschlagen zu müssen oder die Rahmenbedingungen komplett umzugestalten. Dennoch wird sicherlich bereits hier ein verlässlicher Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises und ein klarer regulatorischer Rahmen benötigt, wie im Vergleich dazu die deutlich niedrigere Minderung im Referenzszenario zeigt.

<sup>15</sup> Im Vergleich zum heutigen Niveau, da Strom bereits in der Elektrostahlerzeugung und auch der Weiterverarbeitung von Metallen häufig verwendet wird. Die neuen Power-to-heat Anwendungen hingegen beziehen sich auf den Ersatz von Erdgas in der Dampferzeugung, wofür derzeit aus Wirtschaftlichkeitsgründen kein Strom genutzt wird.

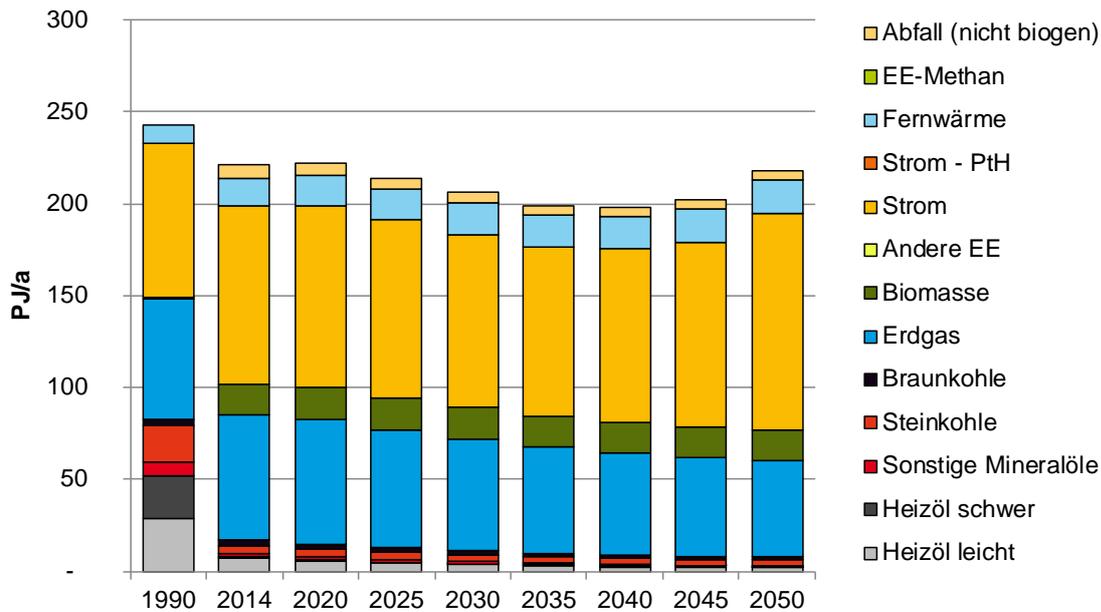


Abb. 34: Endenergieverbrauch des Industriesektors im Referenzszenario nach Energieträgern

Um den strukturellen Wandel bis zum Jahr 2050 und damit eine beinahe CO<sub>2</sub>-freie Industrieproduktion in Baden-Württemberg zu erreichen sind eine Reihe radikalerer Veränderungen notwendig, die bereits deutlich vor 2030 eingeleitet werden müssen. Drei zentrale Herausforderungen müssen dabei adressiert werden. Diese sind:

1. Ein ambitionierter Effizienzfortschritt mit einer fast vollständigen Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale – auch derjenigen Optionen mit deutlich längeren Amortisationszeiten als die bisher üblichen 2-3 Jahre.
2. Ersatz von Erdgas durch Strom und Biomasse für die Bereitstellung von Prozesswärme.
3. Minderung der energie- und prozessbedingten Emissionen der Zementherstellung: Da im Zielszenario auf den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Speicherung und Lagerung (CCS) verzichtet wurde, ist stattdessen eine Vielzahl an Maßnahmen entlang der gesamten Zement-Wertschöpfungskette notwendig.

Umfassende Weichenstellungen schließen dabei die folgende (unvollständige) Liste von Strategien und Instrumenten ein:

- Energieeffizienzanstrengungen verstärken, insbesondere durch eine ambitionierte Ausgestaltung von existierenden Instrumenten wie Energiemanagement, Energieberatung, Effizienznetzwerken und Mindeststandards. Beleben des Marktes für Energiedienstleistungen z.B. durch Einsparverpflichtungen wie in der EU Energieeffizienzrichtlinie vorgesehen.
- Standort-übergreifende Verwendung von Abwärme aus Industrieprozessen auch für die Versorgung von Fernwärmenetzen.

- Rahmenbedingungen für Substitution von Erdgas durch Strom, Biomasse und evtl. EE-Methan schaffen über CO<sub>2</sub>-Preise, Förderung und Umstrukturierung der Preisbildung der Endverbraucherpreise.
- Markteinführung neuer CO<sub>2</sub>-armer Zement- und Betonsorten und Herstellungsverfahren: F&E-Förderung, Markteinführung, Nischenmärkte und Nachfrage z.B. über öffentliche Beschaffung, CO<sub>2</sub>-Preis + Mindestpreisfad.
- Materialeffizienz und Substitution in der Bauwirtschaft steigern: Preissignale in nachgelagerter Wertschöpfungskette erhalten, Anreize und Förderung für effizienten Umgang mit Materialien, Betonrecycling um Frischbeton zu ersetzen, Förderung von Bauweisen mit alternativen Rohstoffen, Berücksichtigung der grauen Energie, etc.

Tab. 20 zeigt die resultierende Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Quellenbilanz für beide Szenarien. Es ist zu beachten, dass zusätzliche prozessbedingte Emissionen in einem separaten Kapitel betrachtet werden und hier nicht aufgeführt sind (siehe Abschnitt 14).

Tab. 20: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor Industrie nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	2,2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
Erdgas	3,8	3,8	3,8	3,6	3,4	3,1	2,9
Mineralöle	4,6	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Abfall	0,0	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
<b>Insgesamt</b>	<b>10,6</b>	<b>6,5</b>	<b>6,3</b>	<b>5,8</b>	<b>5,4</b>	<b>4,8</b>	<b>4,5</b>
Minderung ggü. 1990 [%]		39 %	41 %	45 %	49 %	55 %	57 %
Minderung ggü. 2014 [%]			3 %	10 %	17 %	26 %	30 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	2,2	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Erdgas	3,8	3,8	3,7	3,3	2,9	2,0	0,0
Mineralöle	4,6	0,8	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Abfall	0,0	1,2	1,1	0,9	0,7	0,5	0,3
<b>Insgesamt</b>	<b>10,6</b>	<b>6,5</b>	<b>5,8</b>	<b>4,8</b>	<b>4,0</b>	<b>2,6</b>	<b>0,3</b>
Minderung ggü. 1990[%]		39 %	45 %	54 %	62 %	75 %	97 %
Minderung ggü. 2014 [%]			10 %	25 %	38 %	59 %	95 %

## **Zusammenfassung: Zielszenario Industrie 2030**

CO<sub>2</sub>-Emissionen (energiebedingt) 2030 im Zielszenario: 4,0 Mio. t CO<sub>2</sub>

Minderung gegenüber 1990: 62 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren bis 2030:

- Etwa konstante Produktion energieintensiver Grundstoffe (Papier, Zement) bei gleichzeitigem Wirtschaftswachstum in weniger energieintensiven Branchen.
- Ambitionierter Fortschritt der Energieeffizienz durch konsequente Ausgestaltung und Nutzung bestehender Instrumente (Energiemanagement, Energieaudits, Netzwerke, Mindeststandards).
- Ausstieg aus CO<sub>2</sub>-intensiven fossilen Energieträgern und Ersatz durch Biomasse, Erdgas und Fernwärme.
- Nutzung industrieller Abwärme innerhalb sowie außerhalb der Betriebe z.B. zur Versorgung von Fernwärmenetzen.

### **Bandbreite der Emissionen bis 2030 im Zielszenario**

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 4,0 Mio. t im Zielszenario in 2030 könnten weiter gesenkt werden, indem der Wechsel von Erdgas zur Biomasse beschleunigt wird, sowie kleinere Restmengen Heizöl und Kohle bereits bis 2030 aus dem Markt gedrängt würden. Besonders die Papier- und Zementindustrie haben eine relativ große Flexibilität sowie Tradition Biomasse als Energieträger einzusetzen und könnten evtl. ohne umfassende Umrüstungen schneller umgestellt werden. Die erreichbare zusätzliche Minderung liegt bei maximal 1 Mio. t CO<sub>2</sub>.

## **6.3 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen**

### **1. Übergeordnete Rahmenbedingungen**

Die industriellen THG-Emissionen sind bundesrechtlich einheitlich durch den Treibhausgashandel und das Bundesimmissionsschutzgesetz reguliert. Weitere wichtige Rahmenbedingungen werden vom Bund durch die Steuer- und Abgabengesetzgebung gesetzt. Diese übergeordneten Rahmenbedingungen gilt es weiter zu verbessern – insbesondere würde eine Verbesserung des gesetzlichen Rahmens für Energiedienstleistungen neue Finanzierungswege für Effizienzmaßnahmen in der nicht vom THG-Handel erfassten Industrie eröffnen (s. näher die Ausführungen im Bereich Stromverbrauch Haushalte/Gewerbe zur Einführung von Einsparverpflichtungen in Kapitel 5.3).

Nennenswerte landesspezifische rechtliche Einflussmöglichkeiten auf industrielle Produktionsanlagen bestehen allenfalls im Rahmen des Gesetzesvollzugs. Gleichwohl ergeben sich einige Ansatzpunkte für Handeln des Landes.

## 2. Handlungsempfehlungen

Insgesamt erfordert die Umsetzung des ambitionierten Zielszenarios verstärkte Bemühungen zur Ressourceneffizienz. Die bereits vielfältigen politischen Aktivitäten des Landes zur Ressourceneffizienz sollten daher verstetigt werden. Auch Möglichkeiten zur Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Erzeugung von Prozesswärme durch erneuerbare Energien sollten geprüft werden.

Im Zielszenario ist die überragende Bedeutung der Reduzierung der Emissionen aus der Zementindustrie für die Klimaschutz-Zielerreichung im industriellen Sektor deutlich geworden. Maßnahmen zur Reduzierung dieser Emissionen sind daher besonders wichtig. Im Bauwesen steht daher die Substitution von konventionell hergestelltem Zement durch klimafreundlichere Baustoffe im Vordergrund. Zudem gilt es, die Entwicklung und Anwendung klimafreundlicherer Produktionsprozesse für Zement zu fördern. Für das Land bestehen verschiedene Möglichkeiten, entsprechende Impulse zu setzen:

Im Zuge der Novellierung der Landesbauordnung im Jahr 2014 wurden bereits Erleichterungen für den Holzbau bei Mehrfamilienhäusern vorgenommen. Mit Blick auf Erfahrungen aus der Schweiz und neue technische Entwicklungen sollte überprüft werden, in der LBauO das Bauen mit Holz und anderen nachwachsenden Rohstoffen weiter zu erleichtern.

Für den Neubau öffentlicher Gebäude des Landes – und ggf. auch der Kommunen – könnte das Land durch entsprechende rechtliche Regelungen den Einsatz besonders klimafreundlicher Baustoffe vorschreiben, um diesen auf dem Markt zum Durchbruch zu verhelfen.

Unterhalb der Schwelle einer gesetzlichen Regelung könnten bei einzelnen Bauvorhaben entsprechende alternative Baustoffe eingesetzt werden bzw. Vergabebedingungen formuliert werden.

Die Forschung und Entwicklung für eine Zementproduktion mit weniger Treibhausgasemissionen könnte intensiviert werden.

Weitere Möglichkeiten bestehen im Bereich des Einsatzes von industrieller Abwärme in Wärmenetzen. Mit einzelnen Pilotprojekten (z.B. in Karlsruhe) sowie einer systematischen Erfassung von Abwärmequellen hat das Land bereits wichtige Schritte hierfür eingeleitet. Mit der Einführung einer kommunalen Wärmeplanung (s. hierzu Abschnitt 4.5) könnten voraussichtlich auf lokaler Ebene weitere Potenziale zur Abwärmenutzung gehoben werden. Denkbar erscheint auch die Schaffung rechtlicher Voraussetzungen, welche den Zugang externer Dritter zu Wärmenetzen erleichtern.

## 7 Erneuerbare und fossile Stromerzeugung

### 7.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens kann keine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg geleistet werden. Daher wurde als Herangehensweise eine jahresscharfe, statische Analyse des Kraftwerksparks gewählt. Das Thema Versorgungssicherheit ist Kerninhalt zweier parallel laufender BW-PLUS-Vorhaben, so dass diese Thematik – nicht zuletzt aufgrund der zur Verfügung stehenden Mittel – in diesem Vorhaben nicht vertieft behandelt wird. Nicht Teil der Betrachtung sind deshalb Reservekraftwerke und Netzstabilitätsanlagen sowie Speicherkapazitäten. Es wird jedoch anhand einer überschlägigen Analyse abgeschätzt, wie sich im Zielszenario die Höchstlast und die verfügbaren Kapazitäten zueinander verhalten. Der im Zielszenario angesetzte Ausbaupfad der Stromerzeugung bis 2030 wird weiterhin anhand der Szenarien des im Entwurf vorliegenden Netzentwicklungsplans [38] und dem dem IEKK zugrundeliegenden Energieszenario [39] eingeordnet (vgl. Anhang, Kapitel 22). Das Thema Sektorenkopplung wird im vorliegenden Arbeitspaket dahingehend betrachtet, dass zusätzlicher Strombedarf aus „neuen“ Stromanwendungen über die Erzeugungsseite (einschl. Import) abgebildet wird.

Der derzeitige Beitrag des Stromsektors zur Emissionsminderung in Baden-Württemberg ist relativ gering. Mit einer Minderung um 5 % bzw. rd. 1 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2014 ggü. 1990 konnte die Stromerzeugung nur einen kleinen Beitrag zur Gesamtemissionsminderung von 15 % (13 Mio. t CO<sub>2</sub>) ggü. 1990 leisten. Dabei trägt die Stromerzeugung mit 22 % im Jahr 2014 nicht unerheblich zu den Gesamtemissionen bei. Der überwiegende Teil der Emissionen stammt dabei aus der Steinkohleverstromung (87 %). Die Inbetriebnahme der Kraftwerksblöcke in Karlsruhe (RDK 8) und Mannheim (GKM 9) im Jahr 2014 bzw. 2015 gibt vor, dass nicht zuletzt zur Vermeidung von stranded investments die Steinkohleverstromung mindestens mittelfristig im Energiesystem in Baden-Württemberg weiterhin präsent sein und die Emissionen der Stromerzeugung dominieren wird. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zu vollziehenden Stilllegung der Kernkraftwerke Philippsburg 2 (bis Ende 2019) und Neckarwestheim II (bis Ende 2022) mit CO<sub>2</sub>-neutraler Kernenergiestromerzeugung von 22 TWh (Jahr 2014).

Die im Referenz- und Zielszenario hinterlegten CO<sub>2</sub>-Zertifikats- und Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle (vgl. Kapitel 2.6.1) können den angesetzten Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas voraussichtlich nicht anreizen. Dieser ist aber erforderlich, da auch die Stromerzeugung einen relevanten Beitrag zur langfristigen THG-Minderung zusammen mit den anderen Sektoren beitragen muss. Zur Umsetzung des hier vorgelegten Zielpfades sind deshalb zusätzliche Maßnahmen (bspw. CO<sub>2</sub>-Mindestpreis oder eine CO<sub>2</sub>-Steuer) erforderlich. Es wurde im Zielszenario angenommen, dass der Ausstieg aus der Braunkohle bundesweit bis 2030 weit vorangeschritten ist (vgl. Klimaschutzszenario des Bundes mit einer 80 % und 95 % Minderung [1]). Um diese wegfallenden Kapazitäten, sowie den Kern-

energieausstieg zu kompensieren erscheint ein Aufbau von Erdgaskapazitäten auch in Baden-Württemberg sinnvoll. Im damaligen Energieszenario 2050 [39] wurde ein weitaus stärkerer Aufbau an Erdgaskapazitäten für Baden-Württemberg angenommen, als im vorliegenden Zielszenario. Aus heutiger Sicht erscheint unter den gegebenen Randbedingungen nur ein geringerer Zubau wahrscheinlich (vgl. auch Anhang, Kapitel 22).

Nachfolgend wird zunächst die Entwicklung des Kraftwerksbestandes Ende 2015 im weiteren Zeitverlauf analysiert. Anschließend werden die Annahmen zum Zubau von fossilen Anlagen (Gaskraftwerke und Gas-KWK) sowie erneuerbaren Energien erläutert.

Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung ist wesentlich von der Entwicklung des bestehenden fossilen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg und den jeweiligen Zeitpunkten der Stilllegung von Bestandskraftwerken abhängig. Der der vorliegenden Analyse zugrunde liegende fossile Kraftwerksbestand beruht auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [40]. Für Anlagen kleiner 10 MW wurden die Förderdaten des KWKG [41] ausgewertet. Da im vorliegenden Vorhaben keine Strommarktmodellierung vorgenommen wird, können wirtschaftliche Gesichtspunkte, die zu einem Weiterbetrieb der Anlagen über die technische Lebensdauer (bspw. durch Retrofit) hinausführen, nicht berücksichtigt werden. Es wurde stattdessen ein Ansatz gewählt, der auf die technische Lebensdauer von Kraftwerken abstellt. In Tab. 21 sind die unterstellten technischen Lebensdauern aufgeführt.

Tab. 21: Technische Lebensdauer des fossilen Kraftwerksparks. In Klammern Angaben für das Zielszenario, sofern vom Referenzszenario abweichend

Kraftwerkstyp	Lebensdauer in Jahren	Kraftwerkstyp	Lebensdauer in Jahren
Steinkohle	50 (45)	Öl	35
Erdgas	40	BHKW	15
Pumpspeicher	unbegrenzt	Müllverbrennungsanlagen	unbegrenzt

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [1, 42, 43]

In Abb. 35 ist die mit den genannten Setzungen zu Lebensdauern sowie gemäß Atomausstiegsgesetz ermittelte voraussichtliche Entwicklung der Bestandskraftwerke Ende 2015 bis zum Jahr 2050 dargestellt.

Die Entwicklung der installierten Leistungen von Bestandskraftwerken in Baden-Württemberg zeigt bis 2030 einige wesentliche Veränderungen auf. So wird mit der Stilllegung von Philippsburg 2 (1.402 MW netto) und Neckarwestheim II (1.310 MW netto) bis 2019 bzw. 2022 der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen.

### Installierte Nettoleistung der Bestandskraftwerke [GW] (Stand: 2015)

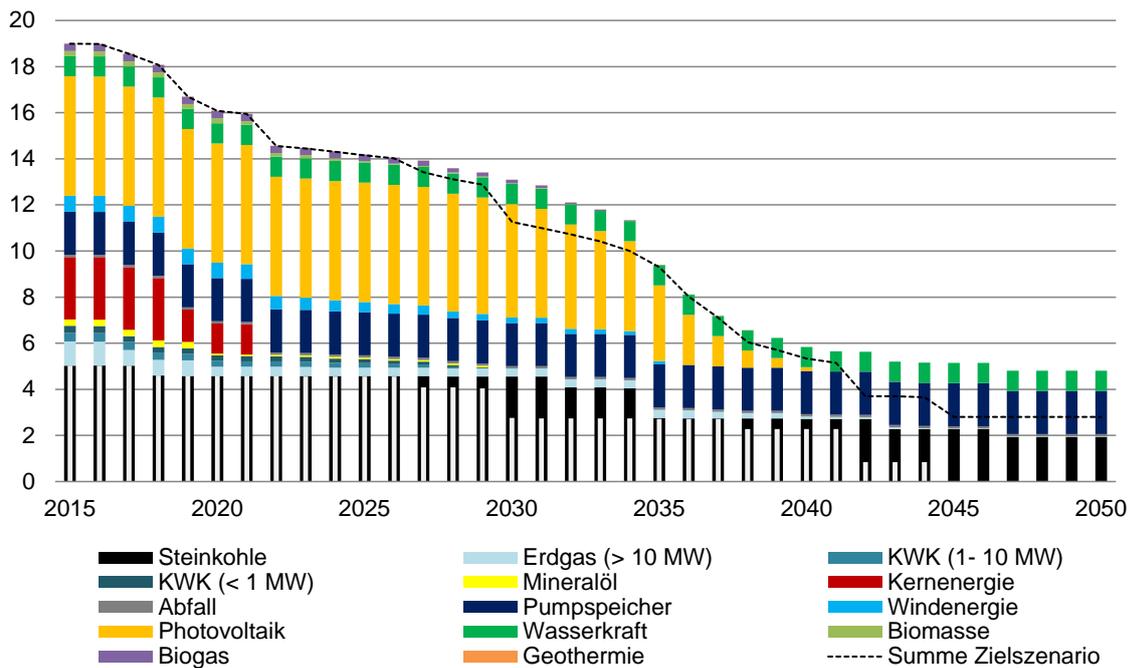


Abb. 35: Entwicklung der installierten Netto-Leistung der Bestandskraftwerke in Baden-Württemberg ausgehend vom Bestand Ende 2015 sowie angenommenen Lebensdauern. In weiß dargestellt ist die Entwicklung im Zielszenario mit einer verkürzten Lebensdauer von Steinkohlekraftwerken

Steinkohlekraftwerke (> 10 MW) in Baden-Württemberg stehen dem Strommarkt derzeit im Umfang von 5 GW zur Verfügung<sup>16</sup>. Aufgrund der Altersstruktur des steinkohlebasierten Kraftwerksparks in Baden-Württemberg werden dem Markt bei einer angenommenen Lebensdauer von 50 Jahren im Referenzszenario erst nach 2030 relevante Kapazitäten entzogen. Im Zielszenario wird angenommen, dass durch einen auf Bundesebene anzulegenden Kohleausstiegsfahrplan oder ähnliche Maßnahmen die steinkohlebasierten Bestandskraftwerke (> 10 MW) 5 Jahre vor dem Ende der oben angegebenen technischen Lebensdauer von 50 Jahren im Referenzszenario stillgelegt werden und damit zu einem Leistungsrückgang von 2,3 GW bis 2030 führen. Eine Lebensdauer von 45 Jahren entspricht den Annahmen des Szenarios mit einer 80 %-Minderung im Klimaschutzszenario 2050 des Bundes<sup>17</sup>. Zusätzlich werden im Zielszenario über die Vorgabe der Lebensdauer hinaus im Zeitraum 2040 bis 2045 die verbleibenden Steinkohlekapazitäten in Höhe von 1,9 GW (3 Steinkohleblöcke) mit einer Betriebsdauer von 28 bis zu 37 Jahren deutlich vor dem Erreichen der ansonsten angesetzten Lebensdauer von 45 Jahren stillgelegt.

Steinkohlekapazitäten, die in ein Wärmenetz eingebunden sind und die aufgrund der technischen Lebensdauer stillgelegt werden, werden in der beiden Szenarien durch gasbetriebene Kraftwerke ersetzt. Dabei wird lediglich der im KWK-Modus betriebene Anteil der

<sup>16</sup> In den vergangenen Jahren wurden steinkohlebasierte Kraftwerksblöcke im Umfang von 494 MW in Baden-Württemberg in die Netzreserve überführt, 205 MW stillgelegt sowie zwei Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt 1.685 MW in Betrieb genommen. Entsprechend der Veröffentlichung zum erwarteten Zu- und Rückbau der BNetzA werden bis 2019 weitere 460 MW stillgelegt bzw. nach Genehmigung der BNetzA in die Netzreserve überführt [44].

<sup>17</sup> In diesem Szenario wurde eine Neuanlagenförderung von Erdgas-KWK-Anlagen unterstellt, diese führt zu einem frühzeitigen Ausscheiden von bestehenden Steinkohle-KWK-Anlagen.

Leistung durch Erdgas-KWK ersetzt. Da Gas- und Dampf-Kraftwerke höhere Stromkennzahlen<sup>18</sup> aufweisen, wird eine höhere elektrische Leistung ersetzt um die gleiche Wärmemenge bereitzustellen.

Die installierte Nettoleistung von Erdgaskraftwerken (> 10 MW) beträgt im Jahr 2015 1 GW. Im Jahr 2017 wird nach Angaben der BNetzA das erdgasbetriebene Rheinhafen-Dampfkraftwerk 4 endgültig stillgelegt bzw. nach Genehmigung der BNetzA in die Netzreserve überführt [40]. Darüber hinaus sind für den Kraftwerkspark > 10 MW keine geplanten vorläufigen oder endgültigen Stilllegungen bekannt [44]. 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.

Die bestehenden gasbetriebenen Kraftwerke sind zum Ersatz von Kohlestrom und zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität im System notwendig. Sie werden am Ende der angesetzten Lebensdauer im Zielszenario ersetzt. Beginnend im Jahr 2038 werden die Anlagen nicht mehr vollständig ersetzt. Im Referenzszenario erfolgt aufgrund der derzeitigen Marktsituation bereits ab heute kein vollständiger Ersatz. Zusätzlich sind im Referenz- und Zielszenario weitere Kondensationskraftwerke erforderlich. Der fossile Kraftwerksneubau wird auf erdgasbetriebene Anlagen beschränkt. So wird im Zielszenario ein Zubau von Gas-Kondensationskraftwerken mit einer Gesamtleistung von 900 MW bis 2025 angenommen, davon stehen 300 MW bereits 2022 bereit. Im Referenzszenario erfolgt der Zubau erst deutlich später, mit 600 MW im Jahr 2035, 300 MW 2040 sowie weiteren 300 MW im Jahr 2045. Ökonomische und technische Kenndaten des Ersatz- und Neubaus von Anlagen > 10 MW wurden auf Basis der Angaben in [1] abgeschätzt.

Die durchschnittlichen Wirkungsgrade des Kraftwerksparks > 10 MW nach Energieträgern wurden anhand des Kraftwerkstyps und des Inbetriebnahmejahrs auf Basis der Angaben im Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung [45] abgeschätzt. Die angenommenen Wirkungsgrade bilden einen Jahresdurchschnittswert ab und beinhalten den erhöhten Brennstoffverbrauch durch An- und Abfahren sowie im Teillastbetrieb.

Ausgehend von einer Lebensdauer von 15 Jahren werden im Jahr 2030 die restlichen KWK-Anlagen < 10 MW bzw. < 1 MW des oben gezeigten Anlagenbestandes 2015 stillgelegt. Auch mineralölbetriebene Anlagen scheiden bis 2030 aus dem Strommarkt aus. Ausschlaggebend für einen weiteren Zubau von KWK-Anlagen ist die zukünftige Ausgestaltung des KWKG bzw. des Strommarkts. Während für Anlagen bis 1 MW der bestehende Förderansatz fortgesetzt wird, wird die Förderung von KWK-Anlagen von 1-50 MW auf ein Ausschreibungsverfahren umgestellt. Beginnend im Dezember 2017 beträgt das bundesweite Ausschreibungsvolumen 100 MW, im Folgezeitraum bis 2021 200 MW.

---

<sup>18</sup> Quotient aus Nettostrom zu Nettowärmeerzeugung in KWK-Anlagen

Im Jahr 2016 waren 380 MW<sup>19</sup> (2015: 370 MW) an fossilen **KWK-Anlagen im Leistungsbereich 1-10 MW** in Baden-Württemberg installiert. Im Zielszenario wird der vollständige Ersatz von ausscheidenden Anlagen bis 2030 angenommen. Aufgrund der Altersstruktur sind bis 2021 insgesamt 142 MW bzw. 28 MW/a zu ersetzen. Aufgrund des bundesweiten Ausschreibungsvolumens ist kein weiterer Zubau im Zeitraum bis 2021 wahrscheinlich. Ab 2022 wird eine Erhöhung des bestehenden Ausschreibungsvolumens angenommen, so dass im Mittel eine Neuinstallation von 46 MW/a erreicht werden kann, darunter sind 21 MW/a Nettozubau. Ab dem Jahr 2030 wird unterstellt, dass Anlagen nur noch zum teilweisen Ersatz ausscheidender Bestandsanlagen errichtet werden. Im Referenzszenario wird unterstellt, dass über den teilweisen Ersatz von ausscheidenden Altanlagen hinaus keine neuen Anlagen realisiert werden. Die Ersatzquote beträgt 80 % im Zeitraum bis 2030, nachfolgend sinkt die Ersatzquote weiter ab.

Der Bestand an fossilen **KWK-Anlagen < 1 MW** lag im Jahr 2016 bei 330 MW (2015: 310 MW) in Baden-Württemberg. Der Bestand wird von erdgasbetriebenen Anlagen dominiert. Für die Entwicklung bis 2030 wird im Zielszenario eine Zunahme der installierten Leistung auf 580 MW unterstellt. Dabei werden bis 2020 jährlich durchschnittlich 27 MW netto zugebaut, im Zeitraum 2021 bis 2030 14 MW/a. Im Folgezeitraum erfolgt kein netto Zubau und ausscheidende Bestandsanlagen werden nur noch in abnehmendem Maße ersetzt. Hintergrund ist die Reduzierung des Raumwärmebedarfs und der steigende Anteil erneuerbarer Energien.

Im Referenzszenario erfolgt eine Zunahme auf 450 MW bis 2027, anschließend ist die installierte Leistung bereits rückläufig.

Die in Müllverbrennungsanlagen verwerteten Abfallmengen zur Strom- und Wärmeerzeugung sind im Referenzszenario nahezu konstant, im Zielszenario ist ein Rückgang der Abfallmenge zur thermischen Behandlung entsprechend den Ausführungen in Kapitel 16 unterstellt. Außerdem erfolgt im Zielszenario die stromseitige Optimierung der Wirkungsgrade von Müllverbrennungsanlagen < 200.000 t/a. Für Anlagen jenseits dieser Grenze wird eine Umstellung auf reine Wärmeerzeugung vollzogen (siehe auch Kapitel 8 und 16). Die in Steinkohlekraftwerken eingesetzten Ersatzbrennstoffe werden langfristig mit der Stilllegung von Steinkohlekapazitäten zur Wärmeerzeugung in Heizwerken eingesetzt.

Auch für die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden in beiden Szenarien Lebensdauern hinterlegt (siehe Tab. 22), um das Ausscheiden und die erforderlichen Ersatzinstallationen zu berücksichtigen. Die Betriebsdauer der Windenergie- und Biomasseanlagen beträgt entsprechend der EEG-Vergütung 20 Jahre plus das Inbetriebnahmehjahr. Für Photovoltaikanlagen wird ein zusätzlicher Weiterbetrieb von 5 Jahren über die EEG-Vergütungsdauer hinaus angenommen. Wesentliche Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten für die Berechnungen in Kapitel 19 sind im Anhang unter Abschnitt 24.2 dargestellt.

<sup>19</sup> Dabei wurden 40 MW (4 Anlagen) zusätzlich zu denen im KWKG hinterlegten Leistungen im Bereich 1-10 MW berücksichtigt, die nach KWKG im Leistungsbereich > 10 MW verortet wären. Aufgrund der Angaben der BNetzA in der Kraftwerksliste konnte eine elektrische Leistung > 10 MW jedoch ausgeschlossen werden.

Tab. 22: Technische Lebensdauern der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Kraftwerkstyp	Lebensdauer in Jahren	Kraftwerkstyp	Lebensdauer in Jahren
Windenergie	21	Geothermie	30
Photovoltaik	26	Wasserkraft	unbegrenzt
Biomasse	21		

Die Volllaststunden von **Photovoltaikanlagen** in Baden-Württemberg werden mit 950 h konstant angenommen. Technisch ist zukünftig mit geringen (System-)Wirkungsgradsteigerungen zu rechnen, gleichzeitig werden durch weitere Potenzialausschöpfung auch Anlagen mit ungünstigerer Ausrichtung gebaut. Bei Ersatzinvestitionen wird angenommen, dass Ersatzanlagen aufgrund der Wirkungsgradsteigerungen von neuen PV-Modulen (d.h. mehr Leistung pro Fläche) bei gleicher Flächeninanspruchnahme eine höhere Leistung aufweisen als die ursprüngliche Anlage<sup>20</sup>.

Der im Zeitraum 2013-2015 von Baden-Württemberg erzielte Anteil von 11,4 % am bundesweiten PV-Zubau wird im Zielszenario für Dachanlagen anhand des Oberen Szenarios der aktuellen Mittelfristprognose der ÜNB bis 2021 fortgeschrieben [46]. Darüber hinaus wird angesetzt, dass auf Bundesebene in 2021 wieder der EEG-Zielkorridor von 2500 MW erreicht und in den Folgejahren überschritten wird. Weiterhin wird angenommen, dass der Förderdeckel von 52 GW, der derzeit im EEG 2017 für die Anlagen außerhalb der Ausschreibungen gilt, aufgrund der stark gesunkenen Kosten der Photovoltaik rechtzeitig abgeschafft wird. Nach 2020 wird von einem steigenden Bruttozubau ausgegangen, der sich jedoch ab 2030 aufgrund des hohen Anteils von ausscheidenden (und im Modell größtenteils ersetzten) Bestandsanlagen in niedrigeren Nettozubauzahlen niederschlägt.

Freiflächenanlagen werden im Jahr 2016 entsprechend des Anteils am Oberen Szenario der aktuellen Mittelfristprognose installiert, beginnend im Jahr 2017 wird entsprechend der Freiflächenöffnungsverordnung [47] die landesspezifische Zubaugrenze von 100 MW erreicht. Zusätzlich erfolgt größtenteils der Ersatz von Bestandsanlagen.

Als repräsentativer Wert für die **Windenergiestandorte** in Baden-Württemberg wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,0 m/s in 140 m Höhe angenommen. Diese Windverhältnisse finden sich laut Windatlas auf etwas mehr als 3 % der Landesfläche bzw. 1338 km<sup>2</sup> [48]. Der Wert deckt sich zudem mit Angaben aus dem Anlagenregister. Bei 134 der insgesamt 414 Einträge, die auf Baden-Württemberg entfallen, machten die Betreiber Angaben zur mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe (Anlagenregister Stand Mai 2017). Die durchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit beträgt demnach 6,0 m/s, unteres und oberes Quartil liegen bei 5,8 bzw. 6,4 m/s.

<sup>20</sup> Der spez. Flächenbedarf von Dachanlagen verringert sich von 6,9 m<sup>2</sup>/kW im Jahr 2010 auf 3,6 m<sup>2</sup>/kW in 2050. Für Freiflächenanlagen werden 2,9 ha/MW im Jahr 2010 und 0,8 ha/MW in 2050 angenommen.

Die mittlere Anlagenleistung der im Jahr 2015 in Baden-Württemberg installierten Windenergieanlagen betrug gemäß dem Anlagenregister rund 2,75 MW. Es wird davon ausgegangen, dass die 2-MW-Klasse bis 2020 weiter verdrängt wird. Die Inbetriebnahmen im Jahr 2016 (Anlagenregister, Stand Mai 2017) zeigen eine mittlere Anlagenleistung von 2,8 MW auf. Für die Jahre 2017/18 deuten die bereits erfassten Genehmigungen auf einen weiteren Anstieg der mittleren Nennleistung auf rund 3,2 bis 3,3 MW hin. In der Spitze sind bereits Anlagenleistungen von bis zu 4,2 MW zu beobachten (Enercon E-141 EP4 / 4.2 MW). Die Grenzen des Wachstums dürften zukünftig nicht rein technisch bedingt sein. Neben ökonomischen Faktoren (Verhältnis der höheren Kosten zu höherem Ertrag, Transportkosten) dürfte dabei auch die Akzeptanz eine Rolle spielen, da mit der weiteren Skalierung der Anlagenauslegung die Sichtbarkeit der Windenergieanlagen zunimmt.

Die angesetzten Kenndaten für die Windenergieanlagen zeigt Tab. 23. Für die Entwicklung der Volllaststunden wird davon ausgegangen, dass die spezifische Flächenleistung von „Schwachwindanlagen“ (in Baden-Württemberg) langfristig auf eine Größenordnung von 200 W/m<sup>2</sup> sinken wird. Der Durchschnitt unter allen in Deutschland errichteten Windenergieanlagen lag im Jahr 2016 noch bei 317 W/m<sup>2</sup>. Mit 257 W/m<sup>2</sup> fiel der Durchschnitt in Baden-Württemberg jedoch bereits erheblich niedriger aus. Beispiele wie die Nordex N117/2400 mit einer Flächenleistung von 224 W/m<sup>2</sup> oder die SWT-3.15-142 mit 199 W/m<sup>2</sup> von Siemens zeigen, dass die Betreiber ihre Anlagen mittlerweile an die speziellen Anforderungen von Binnenlandstandorten angepasst haben. Um auch bei wachsenden Nennleistungen eine ähnliche Auslegung zu erreichen, muss selbstverständlich auch der Rotordurchmesser weiter zunehmen. Bei der für das Jahr 2050 angenommenen mittleren Nennleistung von 4,75 MW wäre für eine Flächenleistung von 200 W/m<sup>2</sup> ein Rotordurchmesser von 174 m erforderlich. Zum Vergleich: Im Offshore-Segment werden Rotorblätter dieser Dimension im Zusammenhang mit der Entwicklung der ersten 10-MW-Anlagen ab etwa 2020/23 erwartet [49].

Tab. 23: Kenndaten von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmejahr in Baden-Württemberg

Inbetriebnahmejahr	2015	2020	2030	2040	2050
Mittlere Nennleistung [MW]	2,75	3,25	3,75	4,25	4,75
Volllaststunden [h]	1.640 <sup>21</sup>	2.500	2.800	3.000	3.000
Nabenhöhe [m]		150	160	170	170
Rotordurchmesser [m]		129	147	164	174

Neben den Windbedingungen und der Auslegung der Anlagen sind zur Abschätzung der Volllaststunden auch Verluste und Stillstandzeiten zu berücksichtigen. In der vorliegenden Studie wurden hierzu Abschläge in Höhe von 13 % der Bruttovolllaststunden einkalkuliert. Diese setzen sich aus Parkverlusten in Höhe von 8 %, geplanten und ungeplanten Stillstandzeiten von 3 % und elektrischen Verlusten in Höhe von 2 % zusammen [50]. Einen

<sup>21</sup> Für das Inbetriebnahmejahr 2015 liegen zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie keine vollständigen Betriebszeitreihen vor, demnach stellt 2015 eine Fortschreibung der Entwicklung in der Vergangenheit dar.

grundsächlichen Unsicherheitsfaktor stellen Genehmigungsaufgaben dar. Abschaltvorschriften, zum Beispiel zum Schutz von Fledermäusen, können den Nettoertrag einer Anlage spürbar reduzieren. In welchem Umfang Genehmigungsaufgaben die Stromerzeugung heutiger Anlagen beeinflussen ist statistisch nicht erfasst.

Nachdem im Jahr 2016 120 Anlagen mit einer Leistung von 330 MW in Betrieb genommen wurden und auf Basis der Genehmigungszahlen mit 180 Anlagen im Jahr 2017 gerechnet werden kann, wird im Zuge der im EEG 2017 angelegten Umstellung der Förderung von Windenergieanlagen auf Ausschreibungen ab einer Leistung von 750 kW ein Rückgang der jährlichen Installationszahlen in Baden-Württemberg ab 2018 angenommen. Demnach werden im Zielszenario bis 2020 nur 60 Anlagen installiert, ab 2021 dann 100 pro Jahr. Beginnend im Jahr 2026 sinkt die Neuanlagenzahl um 3 % pro Jahr. Zusätzlich erfolgt der zunehmende Ersatz von Altanlagen. Um die im Zielszenario angenommenen Installationszahlen zu realisieren, sind entsprechende geänderte Rahmenbedingungen auf Bundesebene erforderlich (vgl. Kapitel 7.3 Handlungsempfehlungen).

Im Referenzszenario ist der Zubau ab 2018 angelehnt an die Annahmen der Mittelfristprognose im Trendszenario. Dabei wird ein BW-Anteil von 2,5 % am Bruttozubau angenommen. Der Anteil Baden-Württembergs am jährlichen Nettozubau lag 2015 und 2016 mit rd. 10 % höher, jedoch wird im Referenzszenario mit der Umstellung auf Ausschreibungen mit einem deutlichen Rückgang gerechnet. Für den weiteren Ausbau über 2020 hinaus wird im Referenzszenario angesetzt, dass geringere Ausbauzahlen von im Schnitt 12 Anlagen im Jahr realisiert werden. Zum einen steht aus heutiger Sicht nicht fest, ob es nach dem EEG 2017 weiterhin ein Referenzertragsmodell oder eine ähnlich gelagerte Regelung geben wird, die einen Windzubau auch in Süddeutschland ermöglicht. Weiterhin besteht ab 2025 aufgrund der voraussichtlich dann fertig gestellten Netzausbauvorhaben auf Übertragungsnetzebene kein weiterer Bedarf für eine Drosselung des Windzubaus in Norddeutschland, womit ggf. das derzeit festgelegte Netzausbauggebiet wieder abgeschafft werden könnte<sup>22</sup>. Aufgrund des Anstiegs des Stromverbrauchs beginnend im Jahr 2030 erfolgt eine Steigerung der Anlagenzahl auf 24 Anlagen pro Jahr. Zusätzlich erfolgt der zunehmende Ersatz von Altanlagen.

Die Strom- und gekoppelte Wärmeerzeugung aus Biomasse wird in den Teilbereichen Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke und Pflanzenöl-BHKWs betrachtet.

Der Bestand an **Biogasanlagen** in Baden-Württemberg beträgt im Jahr 2016 324 MW, seit 2014 konnte mit etwa 2 MW jährlich kein weiterer wesentlicher Leistungszuwachs erreicht werden. Mit dem EEG 2017 wird die Festvergütung auf Ausschreibungen für Neuanlagen ab 150 kW und Bestandsanlagen umgestellt. Dabei muss die Stromerzeugung bedarfsgerecht und flexibel erfolgen. Vor diesem Hintergrund wird für den Zeitraum bis 2020 der Zubau auf kleine Gülleanlagen, wenige Bioabfallvergärungsanlagen und die Überbauung von Bestandsanlagen zur Sicherung der Flexibilitätsprämie beschränkt. Ab 2021 läuft die

---

<sup>22</sup> Eine Evaluierung der Festlegung des Netzausbaugebiets und der Obergrenze ist erstmals bis zum 31. Juli 2019 vorgesehen und danach alle zwei Jahre. Änderungen können zum Januar 2020 in Kraft treten.

EEG-Vergütung nach EEG 2000 für die ersten Anlagen aus, ab 2025 sind zubaustarke Inbetriebnahmejahrgänge betroffen.

Im Referenz- und Zielszenario wird ein deutlicher Zuwachs an Bioabfall-Vergärungsanlagen bis 2030 entsprechend der Angaben in Kapitel 16.1 unterstellt. Im Zielszenario erfolgen zusätzlich zu den Bioabfallvergärungsanlagen Ersatzinstallationen für die bestehenden Biogasanlagen, so dass die installierte Leistung ab 2020 gehalten werden kann. Dabei erfolgt im Zielszenario bei Ersatzleistungen und Neuanlagen eine zunehmende Umstellung auf Kraft-Wärme-Kopplung. Für den Zeitraum bis 2030 und darüber hinaus ist mit rückläufigen Volllaststunden gegenüber den heutigen Werten zu rechnen, da mit der zunehmenden Flexibilisierung von Bestandsanlagen die zusätzlichen Leistungen (Überbauung) nicht durchgängig abgerufen werden dürfen. Demnach gehen die Volllaststunden<sup>23</sup> im Zielszenario von knapp 8200 h im Jahr 2016 auf 5000 im Jahr 2030 bzw. 4000 im Jahr 2050 zurück.

Der Bestand an **Holzheizkraftwerken** ist mit rund 200 MW im Jahr 2016 im Zielszenario weitgehend konstant, dabei werden Bestandskraftwerke zur Fernwärmeerzeugung und Anlagen in der Holz- und Papierindustrie > 1 MW nach einer Lebensdauer von 21 Jahren ersetzt. Zusätzlich erfolgt die Installation von kommunalen Anlagen im MW-Bereich von insgesamt 10 MW im Zeitraum bis 2025. Für Ersatz- und Neuanlagen wird eine Steigerung des KWK-Anteils angenommen. Im Referenzszenario ist der Bestand an **Holzheizkraftwerken** von rund 200 MW im Jahr 2016 mit 188 MW im Jahr 2030 leicht rückläufig. Dabei werden Bestandskraftwerke zur Fernwärmeerzeugung und Anlagen in der Holz- und Papierindustrie > 1 MW nach einer Lebensdauer von 21 Jahren ersetzt. Bei den thermochemischen Vergasern werden mehr Anlagen stillgelegt, als neu installiert.

Die Volllaststunden der Holzheizkraftwerke gehen im Anlagenbestand von knapp 5.700 h im Jahr 2016 auf 5.000 im Jahr 2030 zurück und bleiben im Folgezeitraum konstant.

Die Förderung neuer **Pflanzenöl-BHKWs** wurde mit dem EEG 2012 eingestellt. Daher erfolgt kein weiterer Zubau und die bestehenden Anlagen werden im Ziel- und Referenzszenario bis zum Jahr 2025 schrittweise endgültig stillgelegt.

Derzeit wird eine **Geothermieanlage** in Baden-Württemberg mit einer installierten Leistung von 0,4 MW in Bruchsal betrieben. Der Ausbau von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg im Zielszenario erfolgt im Wesentlichen erst nach 2025 und beläuft sich auf 48 MW im Jahr 2030 und rund 150 MW im Jahr 2050. Im Referenzszenario wird neben der Inbetriebnahme von 1,9 MW in Neuried im Jahr 2017 kein weiterer Zubau bis 2030 angenommen. Beginnend im Jahr 2030 steigt die Leistung bis 2050 auf 50 MW an.

Im Bereich der **Laufwasserkraftwerke** sind keine weiteren Großprojekte geplant, so dass sich die Entwicklung auf die Modernisierung und den Zubau kleiner Anlagen konzentriert.

<sup>23</sup> Zu berücksichtigen ist, dass die Zeitreihe zur installierten Leistung von Biogasanlagen in Baden-Württemberg nur die am Standort des Fermenters installierte BHKW-Leistung berücksichtigt. Die Zahl zur Stromerzeugung enthält jedoch auch Strom aus sogenannten Satelliten-BHKWs. Daraus resultieren vergleichsweise hohe Volllaststunden.

Im Jahr 2015 sind 876 MW in Baden-Württemberg installiert, bis 2030 wird im Ziel- und Referenzszenarios mit einer Erschließung des sehr gut bis mittelmäßig zur Verfügung stehenden Potenzials mit einer Steigerung auf 890 MW gerechnet [51]. Im Durchschnitt wird demnach ein Nettozubau von rund 1 MW/a realisiert. Die Volllaststunden von Wasserkraftanlagen werden mit 5000 Stunden konstant angenommen.

## 7.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

### 7.2.1 Entwicklung der installierten Leistungen und Stromerzeugung

Die Entwicklung der Netto-Stromerzeugung im Referenz- und Zielszenario in Baden-Württemberg ist in Abb. 36 dargestellt. Mit einem Anteil von 36 % bzw. 20,4 TWh leistet die Kernenergie im Jahr 2014 noch einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg. Mit der Stilllegung von Philippsburg 2 bis Ende 2019 und Neckarwestheim II bis Ende 2022 gehen die letzten Kernkraftwerke im Land vom Netz.

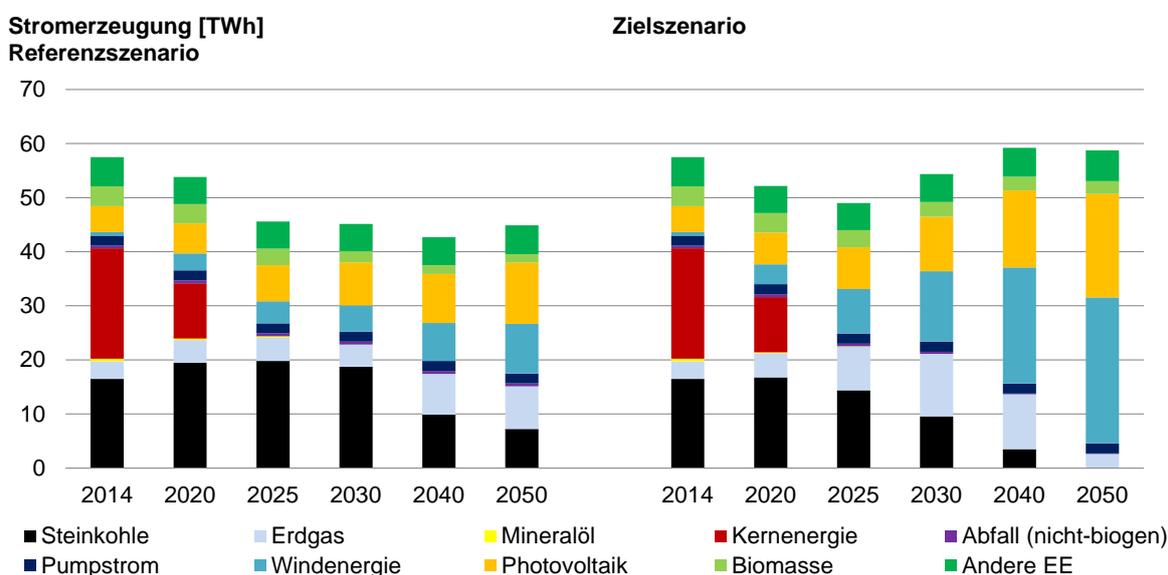


Abb. 36: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenz- und Zielszenario.<sup>24</sup>

Die Bedeutung von Steinkohle, dem derzeit zweitwichtigsten Energieträger im Strommix Baden-Württembergs, nimmt im Referenzszenario erst nach 2030 ab, im Zielszenario beginnt die Reduktion nach 2020: Ausgehend von 17,9 TWh im Jahr 2015 (16,5 TWh im Jahr 2014) werden im Zielszenario 16,8 TWh im Jahr 2020 und 14,4 TWh 2025 aus Steinkohle erzeugt. Bis 2030 sinkt die Stromerzeugung deutlich auf 9,6 TWh. Hintergrund für den eher mittelfristigen Rückgang ist, dass die zur Kompensierung der wegfallenden Strommengen aus Kernenergie (rd. 21 TWh) erforderlichen Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien und Erdgas zunächst weiter ausgebaut werden müssen. Zudem werden erst im

<sup>24</sup> Andere EE bezieht sich auf die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Geothermie, biogene Anteil des Abfalls, Klär- und Deponiegas.

Zeitraum 2027 bis 2030 1,8 GW Steinkohle entsprechend der angenommenen Lebensdauer in Baden-Württemberg aus dem Strommarkt ausscheiden. Im weiteren Zeitverlauf verliert die Steinkohleverstromung weiter an Bedeutung, bis 2045 werden die letzten Steinkohlekraftwerke stillgelegt. Damit scheiden Steinkohlekapazitäten in Höhe von 1,9 GW frühzeitig vor dem Ende der technischen Lebensdauer aus.

Der im Vergleich zum Zielszenario höhere Stromverbrauch, der geringere Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der verzögerte Umbau des Kraftwerkparks hin zu Erdgas resultieren im Referenzszenario in einem verstärkten Einsatz der Stromerzeugung aus Steinkohle im Land. Mit 18,7 TWh im Jahr 2030 ist die Steinkohleverstromung erst nach 2030 deutlich rückläufig auf 7,2 TWh im Jahr 2050.

Die Stromerzeugung aus Erdgas gewinnt zunehmend an Bedeutung um die wegfallende Erzeugung aus Kernenergie- und Steinkohlekraftwerken zu ersetzen und um eine steigende Flexibilität im Stromsystem zu gewährleisten. Dazu ist über den Ersatz von Kohle-KWK und den Erhalt der bestehenden Leistungen hinaus ein Zubau von Erdgaskondensationskraftwerken erforderlich (siehe Abb. 37). Im Zielszenario werden bereits 2022 300 MW zugebaut, 2025 folgen weitere 600 MW. Im Zeitraum bis 2030 steigt im Zielszenario die Stromerzeugung aus Erdgas in allen Leistungsbereichen durch den angenommenen Leistungszubau auf insgesamt 11,6 TWh an. Bis 2040 geht die Stromerzeugung aus Erdgas leicht auf 10,1 TWh zurück, bis 2050 erfolgt die Stromerzeugung nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien, Erdgas trägt mit 2,6 TWh nur wenig zur Stromerzeugung bei.

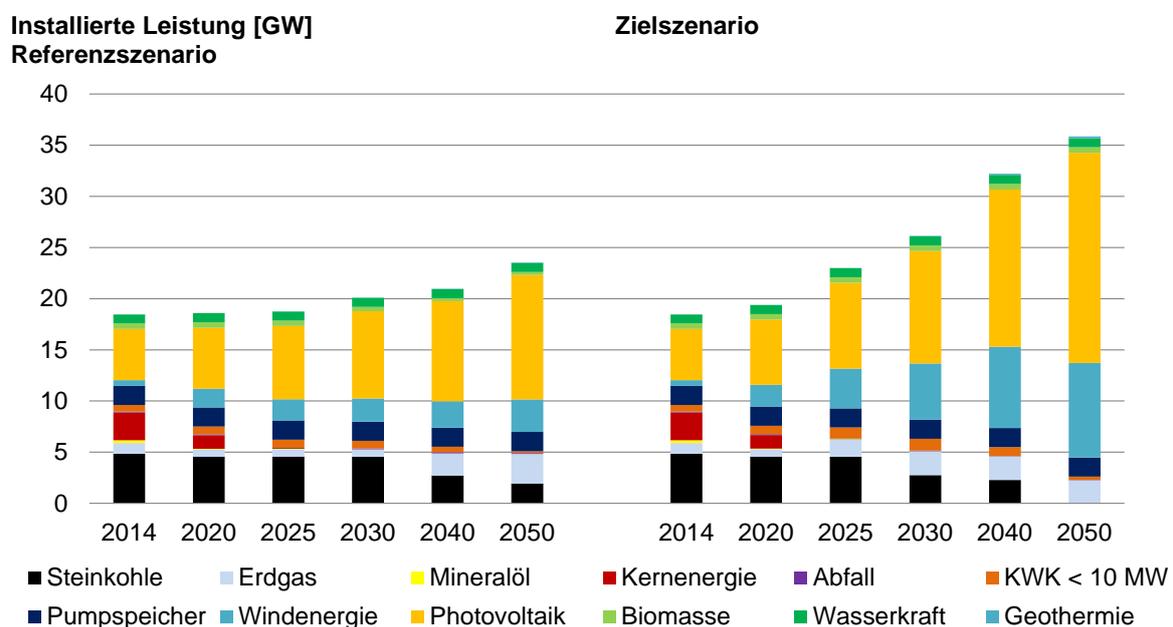


Abb. 37: Entwicklung der installierten Netto-Leistung in Baden-Württemberg im Referenz und Zielszenario

Im Zielszenario nimmt die Bedeutung der dezentralen KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 10 MW deutlich zu (detaillierte Leistungsangaben finden sich im Anhang unter Abschnitt 21.6). Dabei ist in diesem Leistungssegment eine größere Zubaudynamik erreichbar als im Segment über 10 MW. Der Umbau der Stromversorgung im Leistungssegment

über 10 MW wird über die Stilllegung von Steinkohlekapazitäten bestimmt. Damit werden erst im Zeitraum 2025 bis 2030 wesentliche Kapazitäten > 10 MW aufgebaut. Für den weiteren Zeitverlauf ist zu berücksichtigen, dass zur Umsetzung einer Reduktion der gesamten THG-Minderungen bis 2050 um 90 % auch die Fern- und Nahwärme weitestgehend dekarbonisiert werden muss. Demnach stellt die mit fossilen Brennstoffen betriebene KWK eine Übergangstechnologie dar. Die Erzeugung aus KWK-Anlagen wurde an den Bedarf von (fossiler) Fernwärme (siehe Kapitel 8) angepasst, im Zeitverlauf werden zunehmend emissionsfreie Alternativen eingesetzt. Demnach werden im Zielszenario nach 2030 schrittweise geringere Neubauten von KWK-Anlagen < 10 MW realisiert, mit einer Lebensdauer von 15 Jahren ist ein Abbau der bestehenden Kapazitäten und Ersatz durch emissionsfreie Alternativen ohne Lock-in Effekte realisierbar. KWK-Kapazitäten über 10 MW werden über den Zeitraum 2030 hinaus ersetzt, diese Anlagen dienen primär der Stromerzeugung und der Erhaltung von Stromerzeugungskapazitäten im Land. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen gewinnt bis 2030 mit 12,2 TWh an Bedeutung. Wie Abb. 38 zeigt, sind in allen Kategorien mit Ausnahme der KWK-Stromerzeugung aus Abfall Zuwächse zu erwarten.

#### Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung [TWh]

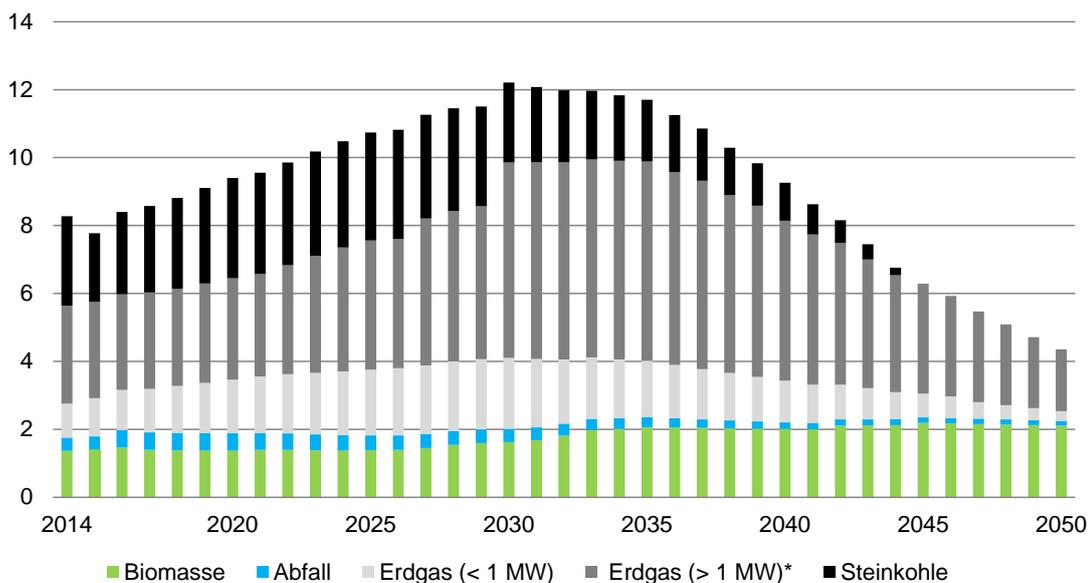


Abb. 38: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung im Zielszenario insgesamt (\* inkl. Mineralöl; siehe auch Fußnote 25)

Ausgehend von 8,3 TWh im Jahr 2014<sup>25</sup> werden im Jahr 2020 in Summe 9,4 TWh Strom gekoppelt erzeugt, wozu insbesondere der Anstieg der gekoppelten Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas im Leistungsbereich < 1 MW beiträgt. Im Folgezeitraum bis 2030

<sup>25</sup> Diese Angaben berücksichtigen neben den Angaben der amtlichen Statistik zur Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen (die nur Anlagen > 1 MW umfasst) auch die Erzeugung aus KWK-Anlagen < 1 MW die den Energieträgern Erdgas und Biomasse zuzuordnen ist. In der gesamten Nettostromerzeugung aller Erzeuger in Baden-Württemberg ist die fossile KWK < 1 MW nur unvollständig abgebildet.

wächst die Bedeutung der Erdgaserzeugung > 1 MW und löst die Steinkohleverstromung mit der Stilllegung von Kapazitäten ab. Die KWK-Stromerzeugung in Biomasseanlagen wird ausgehend von 1,4 TWh im Jahr 2014 ausgebaut und steigt auf 1,6 TWh im Jahr 2030 bzw. 2,1 TWh im Jahr 2050 an. Die KWK-Stromerzeugung aus Abfall ist aufgrund der Umstellung auf reine Wärmeerzeugung im Zeitverlauf rückläufig.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt die wesentliche Säule zum Ersatz der wegfallenden Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern dar. Der Ausbau der erneuerbaren Energien konzentriert sich dabei weitgehend auf Windenergie und Photovoltaik (siehe Tab. 24).

Tab. 24: *Nettostromerzeugung und installierte Leistung aus erneuerbaren Energien im Zielszenario nach Sparten*

<b>Stromerzeugung [TWh] (Leistung [GW])</b>	<b>2014</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Windenergie	0,7 (0,6)	3,7 (2,1)	8,3 (3,9)	13,0 (5,5)	21,5 (7,9)	27,0 (9,2)
Photovoltaik	4,8 (5,0)	5,9 (6,4)	7,7 (8,4)	10,1 (11,0)	14,2 (15,4)	19,1 (20,6)
Biomasse	3,7 (0,5)	3,6 (0,6)	3,2 (0,5)	2,7 (0,5)	2,5 (0,5)	2,4 (0,5)
Wasserkraft	4,8 (0,9)	4,4 (0,9)	4,4 (0,9)	4,5 (0,9)	4,5 (0,9)	4,5 (0,9)
Geothermie	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,1 (0,0)	0,3 (0,0)	0,6 (0,1)	1,0 (0,2)
Andere <sup>1</sup>	0,5	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3
<b>Summe</b>	<b>14,5</b>	<b>18,2</b>	<b>24,2</b>	<b>31,0</b>	<b>43,6</b>	<b>54,2</b>

<sup>1</sup>Deponiegas, Klärgas, biogener Anteil des Abfalls in MVA.

Im Jahr 2016 sind 1,0 GW Windenergieanlagen mit einer Stromerzeugung von rd. 1 TWh in Baden-Württemberg installiert. Durch die Bereitstellung von Flächen konnte in Baden-Württemberg gegenüber 2014 fast eine Verdopplung der installierten Leistung ermöglicht werden. Im Zielszenario zeigt sich, dass bis 2030 ein weiterer starker Zubau von Windenergieanlagen erforderlich ist. Wie Abb. 39 zeigt, erfolgt bis 2035 eine deutliche Steigerung der Anlagenzahl. Im Folgezeitraum verliert der Neubau von Anlagen an Bedeutung, da Anlagen ersetzt werden müssen, womit die Anlagenzahl in den Folgejahren nahezu unverändert bleibt.

Im Vergleich zeigt sich, dass im Referenzszenario die Anlagenzahl in den nächsten Jahren und Jahrzehnten in der Tendenz eher rückläufig ist. Aufgrund der technologischen Entwicklung von Anlagengröße und Volllaststunden steigt jedoch auch im Referenzszenario die Stromerzeugung und Leistung.

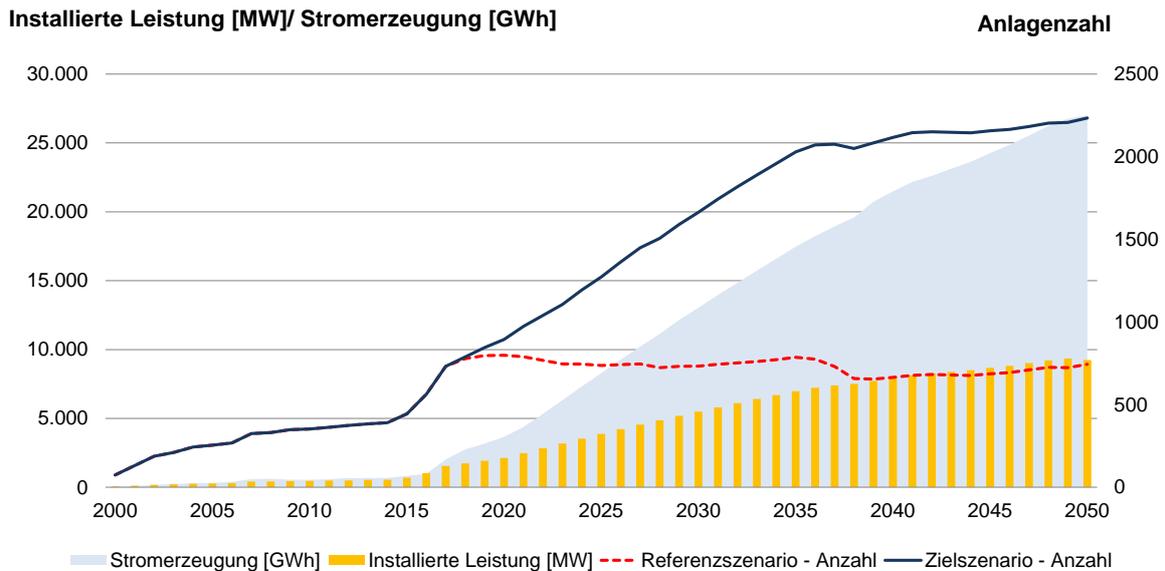


Abb. 39: Entwicklung der installierten Leistung, Anlagenzahl und Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in Baden-Württemberg im Zielszenario sowie Anlagenzahl im Referenzszenario

Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen beträgt im Jahr 2016 5,3 GW, dabei ist die jährlich neu installierte Leistung seit 2010 rückläufig und betrug zuletzt rd. 140 MW im Jahr 2016. Bis 2030 wird eine Verdopplung der installierten Leistung auf 11,0 GW unterstellt und damit eine deutliche Steigerung des Zubaus, vgl. auch Tab. 25. Mit einer Lebensdauer von 26 Jahren<sup>26</sup> gewinnt der Ersatz von PV-Altanlagen erst nach 2030 an Bedeutung. Bis 2050 wird eine Vervielfachung der installierten Leistung auf 20,6 GW erreicht. Der Anteil der Freiflächenanlagen gewinnt mit einer Leistung von 1,8 GW im Jahr 2030 und 4,5 GW im Jahr 2050 an Bedeutung. Demnach sind im Jahr 2030 im Zielszenario ca. 2.700 ha und im Jahr 2050 knapp 4.000 ha in Baden-Württemberg mit Freiflächenanlagen bebaut (2015: rd. 1.000 ha).<sup>27</sup> Der Potenzialatlas des Landes Baden-Württemberg weist 2.000 ha auf der förderfähigen Flächenkulisse aus Seitenstreifen längs von Bundesautobahnen und Schienenstrecken sowie Konversionsflächen aus. Damit sind zusätzliche Flächen erforderlich wie sie im Rahmen der Freiflächenöffnungsverordnung mit 100 MW/a auf Acker- bzw. Grünflächen in benachteiligten Gebieten zur Verfügung gestellt werden. Insgesamt steigt die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen im Zielszenario bis 2030 auf 10,1 TWh und bis 2050 auf 19,1 TWh.

Das Referenzszenario bleibt deutlich hinter dieser Dynamik zurück. Im Jahr 2030 wird eine installierte Leistung von 8,5 GW (7,9 TWh) erreicht, im Jahr 2050 12,2 GW (11,3 TWh).

Tab. 25: Entwicklung des jährlichen Photovoltaikzubaues<sup>28</sup> im Zielszenario in Baden-Württemberg im Mittel der angegebenen Zeiträume

<sup>26</sup> Es wird davon ausgegangen, dass PV-Anlagen im Durchschnitt nach Ablauf der EEG-Vergütungsdauer fünf weitere Jahre betrieben werden.

<sup>27</sup> Es wird angenommen, dass die spezifische Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen im Jahr 2017 bei 1,4 ha/MW liegt, im Jahr 2030 bei 1,0 ha/MW und im Jahr 2050 bei 0,8 ha/MW.

<sup>28</sup> Der Nettozubauberechnet sich aus dem Bruttozubaubzüglich der aufgrund der Überschreitung der Lebensdauer ausscheidenden Anlagen.

[MW/a]	Dachanlagen		Freiflächenanlagen		Summe	
	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto	Brutto
Zeitraum						
2017-2020	160	160	100	100	260	260
2021-2025	310	310	100	100	410	410
2026-2030	420	470	100	100	520	570
2031-2040	290	730	150	190	440	920
2041-2050	400	600	120	200	520	800

Die Stromerzeugung aus Biomasse ist aufgrund der flexibleren Fahrweise der Anlagen ausgehend von 3,9 TWh im Jahr 2016 (3,7 TWh im Jahr 2014) auf 2,7 TWh bis 2030 rückläufig, bis 2050 nimmt diese nur leicht auf 2,4 TWh ab. Leistungsseitig sind nur geringe Zuwächse im Bereich der Biogasanlagen von 19 MW auf 340 MW bis 2020 hinterlegt, im Folgezeitraum kann die Leistung insbesondere durch den Aufbau von Abfallvergärungs- und Güllekleinanlagen gehalten werden. Die Leistung der Holzheizkraftwerke bleibt weitgehend konstant, Pflanzenöl-BHKWs scheiden entsprechend der Annahmen bis 2025 aus. Im Referenzszenario ist der Weiterbetrieb der Anlagen nicht gesichert: Demnach beträgt die installierte Leistung von Biogasanlagen ausgehend von 320 MW im Jahr 2014 noch 230 MW im Jahr 2030, bis 2050 geht diese auf 110 MW zurück, Holzheizkraftwerke bleiben dagegen weitgehend bestehen mit 188 MW, Pflanzenöl-BHKWs scheiden entsprechend der Annahmen bis 2025 aus. Die Stromerzeugung sinkt aufgrund des flexibleren Betriebs der Anlagen stärker ab und beträgt im 2,1 TWh im Jahr 2030 bzw. 1,6 TWh im Jahr 2050.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft steigt im Referenz- und Zielszenario nur geringfügig durch die Erschließung des sehr gut bis mittelmäßig zur Verfügung stehenden Potenzials von 24 MW.

Die Stromerzeugung aus Geothermie kann mit 0,3 TWh bis 2030 nur einen geringen Beitrag zur Stromerzeugung im Zielszenario leisten, bis 2050 wächst die Stromerzeugung auf 1 TWh an. Im Referenzszenario erfolgt der wesentliche Ausbau nach 2030, bis 2050 können 0,3 TWh aus Geothermie bereitgestellt werden.

### 7.2.2 Strombilanz

Der Bruttostromverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch Strom sowie den Stromverbrauch im Umwandlungssektor. Dazu zählen der Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch, Netzverluste sowie der Einsatz von Strom in Raffinerien und zur Fernwärmeerzeugung. Der Bruttostromverbrauch abzüglich der Bruttostromerzeugung im Land ergibt den Importsaldo. Detaillierte Angaben zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Referenz- und Zielszenario sind in Kapitel 12 dargestellt.

Im IEKK ist eine Minderung des Bruttostromverbrauchs um 5,5 % bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010 festgelegt. Sowohl im hier vorgelegten Ziel- als auch im Referenzszenario wird diese Minderung erreicht. Hintergrund ist das niedrigere Verbrauchsniveau 2014 ggü.

2010<sup>29</sup>. Der bisherige IEKK-Zielwert 2050 (-14 %) wird nicht erreicht, vielmehr steigt der Stromverbrauch nach 2030 durch die neuen Verbraucher (Elektromobilität, Wärmepumpen, PtH) um 13 TWh bzw. 16 % an. Im Gegensatz zum damaligen Energieszenario 2050, das dem IEKK zugrunde liegt, wird in aktuellen Szenarien verstärkt Strom im Straßenverkehr und zur Bereitstellung von Wärme eingesetzt, um dort fossile Energieträger zu verdrängen (vgl. beispielsweise das Klimaschutzszenario mit einer 95 % -Minderung auf Bundesebene [1]). Dies spiegelt sich auch im vorliegenden Zielszenario wider.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie ist zunächst mit einem Rückgang der Bruttostromerzeugung im Land bis 2020/2025 (-6 TWh/ -10 TWh ggü. 2014) zu rechnen. Dabei wird im Zielszenario ein stärkerer Rückgang durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (+4/+10 TWh ggü. 2014) und den Ausbau der Stromerzeugung aus Erdgas (+1/+5 TWh ggü. 2014) vermieden. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung erreicht im Zielszenario 34 % im Jahr 2020 (4 Prozentpunkte weniger, als im IEKK avisiert), und steigt im Folgezeitraum auf 56 % im Jahr 2030 und 92 % im Jahr 2050. Der gesamte Anteil der erneuerbaren Energien (einschl. EE-Methan ab 2030 und Pumpstrom, siehe auch Fußnote 30) liegt 2050 mit 97 % hauptsächlich aufgrund des Einsatzes von EE-Methan rund fünf Prozentpunkte über dem direkten EE-Anteil.

Der Importsaldo steigt ausgehend von 13 TWh im Jahr 2014 im Zuge des Kernenergieausstiegs im Zeitraum bis 2025 zunächst auf rund 21 TWh an. Mit zunehmendem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sinkt der Importsaldo im Jahr 2030 vorübergehend auf 17 TWh. Anschließend steigen mit zunehmendem Stromverbrauch die Importe bis zum Jahr 2050 auf 35 TWh. Mit den Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs(HGÜ)-Trassen Ultranet und SüdLink werden die Voraussetzungen für den zunehmenden Transit von Strom aus dem Norden und Nordosten Deutschlands (hauptsächlich Windenergie) nach Baden-Württemberg geschaffen. Die Inbetriebnahme von Ultranet (Osterath-Philippsburg) ist im Jahr 2021 geplant, SüdLink (Brunsbüttel-Großgartach) soll voraussichtlich 2025 zur Verfügung stehen [52]. Die Übertragungsleistung beträgt jeweils 2 GW.

---

<sup>29</sup> Dabei weisen der Endenergieverbrauch Strom und der Bruttostromverbrauch gemäß den Angaben der amtlichen Statistik einen deutlichen Rückgang im Zeitraum 2010 bis 2014 auf. Diese Entwicklung kann derzeit nicht abschließend bewertet werden. Als Grundlage für die Szenarien wurde die aktuelle Datenlage zum Bruttostromverbrauch herangezogen.

Tab. 26: Strombilanz im Zielszenario

[TWh/a]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	73	66	66	65	66	74	88
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	9	8	8	7	7	7	7
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	<b>72</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>94</b>
Veränderung ggü. 2010		-9 %	-9 %	-	-	0 %	16 %
				11 %	10 %		
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>66</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>51</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>60</b>
Konventionelle Stromerzeugung	55	46	37	27	25	16	5
Erneuerbare Energien (ohne EE-Methan, Pumpstromerzeugung)	11	15	19	25	31	44	55
<b>Import (Import-Export-Saldo)</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>35</b>
<b>Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung</b>							
<b>Direkt</b>	17 %	24 %	34 %	48 %	56 %	73 %	92 %
Gesamt <sup>30</sup>	17 %	25 %	35 %	49 %	57 %	75 %	97 %

### 7.2.3 Überschlägige Bewertung der Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg wird überschlägig anhand der installierten Netto-Engpassleistung, d.h. der Leistung die dauerhaft eingespeist werden kann, bewertet<sup>31</sup>. Der Beitrag der Kraftwerke zur gesicherten Leistung wird auf Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz bestimmt [54].

Die Entwicklung der Höchstlast wurde für den klassischen Endenergieverbrauch (Endenergieverbrauchs Strom abzüglich des Stromverbrauchs für die neuen Verbraucher Wärmepumpen in Gebäuden, Power to Heat in der Industrie und Elektrofahrzeuge) anhand des Verhältnisses des klassischen Stromverbrauchs und der Höchstlast im Jahr 2014 in die Zukunft skaliert. In privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurden Wärmepumpen anhand der Leistung inklusive Heizstab sowie in der Industrie die Leistung der PtH-Anlagen berücksichtigt<sup>32</sup>. Auf Basis der Angaben zu Volllaststunden und Stundenleistung wurde die max. Ladeleistung von Elektrofahrzeugen abgeschätzt, dabei wurden bereits umfangreiche Maßnahmen zur Lastflexibilisierung berücksichtigt.

<sup>30</sup> EE-Methan wird vollständig als erneuerbarer Brennstoff und die Pumpstromerzeugung anteilig aus dem direkten EE-Anteil der Stromerzeugung (inkl. Import) angerechnet. Dabei wird für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport die Angaben der EU aus dem EU 28: Reference scenario (REF2016) [53] herangezogen.

<sup>31</sup> Dies stellt eine Vereinfachung dar, unberücksichtigt bleiben Kraftwerksausfälle, Revisionen, Netzreservekraftwerke und gesicherte Leistungen im Ausland.

<sup>32</sup> Aufgrund der geringen Relevanz von Wärmepumpen in der Industrie wurden diese in der nachfolgenden Betrachtung nicht gesondert betrachtet.

Tab. 27: Entwicklung der Höchstlast und gesicherten Leistung im Zielszenario

[GW]	Wärmepumpen	PtH Industrie	Elektromobilität	Höchstlast klassisch	Höchstlast gesamt	Gesicherte Leistung	Delta
2014	0,4	0,0	0,0	10,3	10,7	11,7	-1,0
2020	0,6	0,0	0,3	10,3	11,2	9,7	1,5
2025	0,9	0,1	1,2	9,8	12,0	9,5	2,5
2030	1,2	0,2	2,8	9,6	13,8	8,5	5,3
2040	1,9	0,6	5,4	9,4	17,3	7,7	9,6
2050	2,1	2,4	8,6	9,5	22,5	4,9	17,6

Im Ergebnis für das Zielszenario zeigt sich, dass im Jahr 2030 (2050) mit einer Unterdeckung von 5,3 (17,6) GW kurz- bis langfristig zusätzliche Flexibilitätsoptionen gesichert werden müssen. Dabei sind die angegebenen Werte von Wärmepumpen und PtH als Maximalwerte zu verstehen; durch lastmanagementfähige Wärmepumpen und Lastflexibilisierung bspw. durch ein Preissignal kann die Höchstlast erheblich verringert werden. Weitere Flexibilitätsoptionen stellen der Übergang von stillzulegenden Kraftwerken in die Reserve, neu zu errichtende Gaskraftwerke, ausländische Kraftwerke, Speicher und Pumpspeicherkraftwerke<sup>33</sup> sowie nachfrageseitige Flexibilitäten (Demand Side Management) dar. Zudem verdeutlicht die Bilanz die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur und ausreichend Kuppelkapazitäten zur Sicherung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg.

#### 7.2.4 Emissionsentwicklung

Die Emissionen aus der Stromerzeugung in Baden-Württemberg lagen im Jahr 2014 bei 16,6 Mio. t CO<sub>2</sub> und waren zu knapp 90 % der Stromerzeugung aus Steinkohle zuzurechnen. Damit ist das Emissionsniveau im Jahr 2014 nur 5 % niedriger als im Jahr 1990, als 17,5 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert wurden. Im Referenzszenario steigen die Emissionen zunächst bis 2025 auf 19,4 Mio. t CO<sub>2</sub> an. Die Emissionen aus der Steinkohleverstromung sind bis 2030 mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energie leicht rückläufig und mit der Stilllegung von Steinkohlekraftwerken und damit verbundenen Aufbau von Erdgaskapazitäten nehmen die Emissionen aus Steinkohle nach 2030 deutlich ab. Bis 2030 verbleiben die Emissionen auf einem hohen Niveau von 18,1 Mio. t CO<sub>2</sub> (+3 % ggü. 1990), im Folgezeitraum gehen die Emissionen bis 2050 auf 9 Mio. t CO<sub>2</sub> zurück (-48 % ggü. 1990).

Im Zielszenario kann der Emissionsanstieg aus der Steinkohleverstromung bis 2020 über einen geringeren Endenergieverbrauch Strom (-1,4 TWh) und einen verstärkten Ausbau

<sup>33</sup> Derzeit in Planung ist das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf mit einer Leistung von 1,4 GW und einem Speichervermögen von 13 GWh, mit Baubeginn 2026 könnte die Fertigstellung 2032 erfolgen [55]. Weiterhin wird die Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Forbach um rund 220 MW geplant [56]. Die Planungen für das Pumpspeicherkraftwerk Blautal mit einer Leistung von 60 MW wurden eingestellt [57].

der erneuerbaren Energien (+1 TWh) sowie dem Ausbau der dezentralen KWK-Infrastruktur im Vergleich zum Referenzszenario aufgefangen werden. Im Zeitraum bis 2025 und 2030 verliert die Stromerzeugung aus Steinkohle an Bedeutung, ein stärkerer Rückgang der Gesamtemissionen im selben Zeitraum wird durch den Aufbau von Stromerzeugungskapazitäten zur Nutzung von Erdgas gedämpft. Mit Emissionen von 12,2 Mio. t CO<sub>2</sub> erfolgt bis 2030 eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung um 31 % ggü. 1990. Bis 2025 wird eine Minderung um 11 % erreicht. Bis 2050 können durch den Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung, dem anteiligen Ersatz von Erdgas durch synthetisches EE-Methan und nur noch geringen Emissionen aus der energetischen Nutzung von Abfall die Emissionen aus Stromerzeugung mit 0,3 Mio. t CO<sub>2</sub> nahezu vollständig vermieden werden. Dabei eingerechnet ist, dass durch den Einsatz von EE-Methan im Jahr 2050 Emissionen aus Erdgas in Höhe von 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Die Annahmen zum PtG-Hochlauf sind in Kapitel 11.2 dargestellt.

Tab. 28: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle		14,5	16,8	17,0	16,0	8,0	5,8
Erdgas		1,4	1,7	1,7	1,6	2,7	2,8
Mineralöle		0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Abfall		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Insgesamt</b>	<b>17,5</b>	<b>16,6</b>	<b>19,3</b>	<b>19,4</b>	<b>18,1</b>	<b>11,2</b>	<b>9,0</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>-5 %</b>	<b>10 %</b>	<b>10 %</b>	<b>3 %</b>	<b>-36 %</b>	<b>-48 %</b>
Änderung ggü. 2014			16 %	17 %	9 %	-33 %	-46 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle		14,5	14,3	12,0	7,6	2,7	0,0
Erdgas		1,4	1,8	3,1	4,3	3,5	0,2
Mineralöle		0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Abfall		0,5	0,5	0,4	0,3	0,1	0,1
<b>Insgesamt</b>	<b>17,5</b>	<b>16,6</b>	<b>16,7</b>	<b>15,5</b>	<b>12,2</b>	<b>6,3</b>	<b>0,3</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>-5 %</b>	<b>-5 %</b>	<b>-11 %</b>	<b>-31 %</b>	<b>-64 %</b>	<b>-99 %</b>
Änderung ggü. 2014			1 %	-7 %	-27 %	-62 %	-98 %

Die Emissionen aus Abfall gehen bis 2040 auf 0,1 Mio. t CO<sub>2</sub> zurück: Hintergrund ist die angenommene Umstellung großer Müllverbrennungsanlagen auf reine Wärmeerzeugung sowie der Einsatz von Ersatzbrennstoffen in Heizwerken. Damit werden die Emissionen aus der Müllverbrennung weitgehend der Fernwärmeerzeugung zugeordnet. Außerdem

sind die Abfälle zur thermischen Behandlung rückläufig, so dass eine tatsächliche Emissionsvermeidung erfolgt.

Entsprechend der Quellenbilanz ist in obenstehender Betrachtung der positive Stromaußenhandelssaldo vernachlässigt. Wird der Stromimport mit dem Emissionsfaktor des EU-Strommix des PRIMES-Referenzszenario [53] bewertet, wird deutlich, dass durch den Stromverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2025 5,1 Mio. t CO<sub>2</sub> und 2030 3,4 Mio. t CO<sub>2</sub> mehr verursacht werden, als es die Quellenbilanz für die Stromerzeugung ausweist (siehe Tab. 29). Im Jahr 2050 sind demnach noch 2,8 Mio. t CO<sub>2</sub> den Emissionen aus dem Stromimport zuzuordnen, die sich aus einem Import von 35 TWh und einem angesetzten Emissionsfaktor von 0,08 Mio. t CO<sub>2</sub>/TWh ergeben.

Tab. 29: Emissionen der Stromerzeugung nach Quellenbilanz, des Stromimports und Quellenbilanz unter Berücksichtigung des Stromimports

[Mio. t CO <sub>2</sub> ]	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Quellenbilanz	16,6	16,7	15,5	12,2	6,3	0,3
Emissionen aus dem Stromimport	4,0	4,9	5,1	3,4	3,1	2,8
<b>Quellenbilanz + Stromimport</b>	<b>20,7</b>	<b>21,7</b>	<b>20,6</b>	<b>15,6</b>	<b>9,4</b>	<b>3,1</b>

Die Emissionsentwicklung im Zielszenario wird primär durch die Entwicklung der Steinkohlestromerzeugung bestimmt. Die aufgezeigte Entwicklung stellt einen Mindestpfad zur Erreichung des 90 %-Ziels in Baden-Württemberg dar. Darüber hinaus könnten weitere Steinkohlekraftwerke bereits bis 2030 stillgelegt werden. Wird eine Stilllegung von 460 MW<sup>34</sup> unterstellt, könnten weitere Emissionen in Höhe von 1,3 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart werden. Die wegfallenden Strommengen müssten dann durch höhere Importe von 1,6 TWh, einen noch ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Land oder zusätzliche Gasleistung – mit dann allerdings reduzierter CO<sub>2</sub>-Minderung – kompensiert werden.

Wird neben den inländischen Biomassepotenzialen auch der Import zusätzlicher Biomasse als Option berücksichtigt, könnte bspw. ein Steinkohlekraftwerk in Baden-Württemberg mit (importierten und deshalb vergleichsweise kostengünstigen) Holzpellets betrieben werden. Eine solche Umstellung von Kohle auf Holzpellets wurde in Dänemark bereits umgesetzt [58]. Würde beispielsweise ein 260 MW-Kraftwerksblock in Baden-Württemberg im Jahr 2030 vollständig von Kohle auf den Einsatz von Holzpellets umgestellt und damit emissionsneutral Strom erzeugt, könnten Emissionen in Höhe von 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub> stromseitig sowie knapp 0,1 Mio. t in der Fernwärme (da die Anlage auch zur Fernwärmeerzeugung dient) eingespart werden. Der erforderliche Brennstoffeinsatz beläuft sich auf 8,5 PJ bzw. 490.000 t Holzpellets. Zum Vergleich: Baden-Württemberg bezog im Jahr 2014 12,4 PJ

<sup>34</sup> Weitere 2 Kraftwerke, die entsprechend der angenommenen Lebensdauer im Zielszenario spätestens 2038 stillgelegt würden.

Biomasse; demgegenüber steht laut Energiebilanz eine Gewinnung von 108 PJ Biomasse im Inland [10].

Im Zielszenario steigt die Stromerzeugung aus Erdgas insbesondere in den Anlagen über 10 MW sehr deutlich an, da angenommen wird, dass diese wegfallende Steinkohlekapazitäten teilweise ersetzen. Wird unterstellt, dass diese weniger stark zum Einsatz kommen und statt 7,5 TWh nur 4,4 TWh<sup>35</sup> Strom erzeugen, könnten Emissionen in Höhe von 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden. Der Stromimport stiege dann im Jahr 2030 um 3,2 TWh auf 20,1 TWh an, was allerdings lediglich zu einer Auslagerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen würde. Alternativ müssten zusätzliche EE-Stromerzeugungsanlagen im Land installiert werden.

### **Zusammenfassung: Zielszenario Stromerzeugung 2030**

CO<sub>2</sub>-Emissionen 2030 im Zielszenario: 12,2 Mio. t

Minderung gegenüber 1990: 30,5 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren:

- Stilllegung von Steinkohlekraftwerken nach spätestens 45 Jahren: Stilllegung von 2,3 GW bis 2030; vollständige Stilllegung bis 2045.
- Fossil betriebene KWK stellt Übergangstechnologie dar. KWK-Ausbau durch Wärmebedarf in den Verbrauchssektoren determiniert.
- Kernenergieausstieg und Zubau von Gas-Kondensationsanlagen bis 2025.
- Zuwachs der Stromerzeugung aus Windenergie von 1,0 TWh im Jahr 2016 auf 13,0 TWh im Jahr 2030. Dazu Ausbau der Windenergie ausgehend von 560 Anlagen bzw. 1,0 GW Ende 2016 auf 1.660 Anlagen bzw. 5,5 GW bis Ende 2030.
- Ausbau der Photovoltaik auf 11,0 GW bis Ende 2030 (mittlerer jährlicher Netto-Zubau von 400 MW ab 2017).
- Ausbau der fossilen KWK kleiner 10 MW auf 1,2 GW im Jahr 2030 (mittlerer jährlicher Netto-Zubau von 31 MW ab 2017).

### **Bandbreite der Emissionen im Zielszenario 2030**

12,2 - 9,0 Mio. t CO<sub>2</sub>

Erläuterungen zur Bandbreite 2030:

- Zusätzliche Stilllegung von 460 MW Steinkohlekraftwerken: -1,3 Mio. t
- Umstellung von 260 MW Steinkohlekapazität auf Biomasse: -0,7 Mio. t
- Um 3,1 TWh geringere Stromerzeugung aus Erdgas: -1,2 Mio. t

<sup>35</sup> Dabei wurde nur die ungekoppelte Stromerzeugung reduziert, da die gekoppelte zur Deckung der Fernwärmefrage erforderlich ist.

## 7.3 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen

### 1. Übergeordnete Rahmenbedingungen

Im Bereich Stromerzeugung werden die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Transformation der Stromerzeugung durch den Bund sowie die EU gesetzt. Auf Seiten des Bundes spielt hierbei das EEG eine maßgebliche Rolle, ergänzt durch den im Wesentlichen von der EU determinierten Treibhausgashandel und die Vorgaben der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie. Um den für die Klimaschutzziele erforderlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu Lasten von fossilen Erzeugungsanlagen zu stimulieren sowie den Aufbau und Einsatz von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erdgas anzureizen, sind wirksamere Preissignale erforderlich, als sie derzeit durch den Emissionshandel bewirkt werden (z.B. über eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder einen Mindestpreis für CO<sub>2</sub>). Für den zur Erreichung des Zielszenarios erforderlichen Ausbau der Windkraft in Baden-Württemberg ist es zudem erforderlich, über das EEG weiterhin eine ausreichende Finanzierung der Windkraft im Binnenland zu gewährleisten. Das Land sollte seine entsprechenden Bemühungen auf Bundesebene fortsetzen und intensivieren. Ebenso ist es erforderlich, auf Bundesebene den im EEG definierten Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien ambitionierter auszugestalten und den 52 GW-Ausbaudeckel für die Photovoltaik zu beseitigen. Dies empfiehlt sich auch vor dem Hintergrund der notwendigen Kopplung der Einzelsektoren, bei der EE-Strom die Verdrängung fossiler Brenn- und Kraftstoffe übernimmt.

### 2. Schlüsselstrategie Solare Raumplanung

Da eine direkte Möglichkeit des Landes zur Steuerung des im Land erzeugten oder verbrauchten Strommixes über energiewirtschaftliche Regelungen nicht besteht, ergeben sich die wesentlichen Einflussmöglichkeiten des Landes über seine verfassungsrechtliche Kompetenz für die Landesplanung.

Bereits im Zuge der Beratungen zu den Klimaschutzgesetzen der Länder Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen wurden die landesrechtlichen Möglichkeiten einer Steuerung der Stromerzeugung über das Landesplanungsrecht ausführlich diskutiert.<sup>36</sup> Teilweise wurde im Rahmen dessen auch diskutiert, ob die Länder über verbindliche Klimaschutzziele in der Landesplanung bestimmte Nutzungen mit hohen Treibhausgasemissionen ausschließen können, wenn dadurch das Erreichen der Klimaschutzziele in der Planungsregion unmöglich würde. Derartige Überlegungen hat es in Baden-Württemberg bislang nicht gegeben und angesichts der erheblichen rechtlichen und politischen Unsicherheiten einer solchen Strategie ist hiermit auch nicht zu rechnen.

Zur Erleichterung der Umsetzung neuer Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bietet das Landesplanungsrecht jedoch erhebliche Möglichkeiten. Die Einflussmöglichkeiten der Landesregierung und die politische Steuerungskraft der Landesplanung haben sich in den vergangenen Jahren am Beispiel der Windkraft gezeigt, deren Ausbau seit 2012 von einem sehr niedrigen Niveau auf ein zuletzt dynamisches Tempo gesteigert

<sup>36</sup> S. hierzu näher die Ausführungen von Beckmann, Klinger und Maaß in der Anhörung des Umweltausschusses zur Beratung des Entwurfs des Klimaschutzgesetzes [59] sowie [60].

werden konnte. Mit der Änderung des Landesplanungsgesetzes im Jahr 2012 [61] wurde den Trägern der Regional- und der Bauleitplanung ein Planungsrahmen gegeben, der den Ausbau der Windkraft stärker als bisher ermöglicht. In der Folge hatten alle Regionalverbände in Baden-Württemberg Windplanungen aufgenommen mit dem Ziel, der Windkraft mehr Raum einzuräumen [62]. Auf die in der letzten Legislaturperiode ursprünglich angestrebte Änderung des Landesentwicklungsplans (LEP) wurde jedoch bislang verzichtet.

Im Hinblick auf den für die mittel- und langfristige Klimaschutz-Zielerreichung erforderlichen starken Ausbau der erneuerbaren Energien stellt sich jedoch die Frage nach einer Weiterentwicklung der Landes- und der Regionalplanung nachdrücklich. Neben dem weiteren Ausbau der Windkraft ist auch ein deutlicher Ausbau der Photovoltaik und – neu – der Solarthermie zur Wärmeerzeugung auf Freiflächen erforderlich. Gerade im Hinblick auf die Freiflächen-Solarenergie sehen die Regionalpläne teilweise noch nicht die für ein starkes Wachstum benötigten erforderlichen Flächenkulissen vor. Dies wiederum erschwert es den Projektträgern und Kommunen, verbindliches Planrecht für den Bau von neuen Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom oder erneuerbarer Wärme zu schaffen. Im Hinblick auf die Photovoltaik ermöglicht die Freiflächenverordnung [47] des Landes zwar, dass Freiflächen-PV auf einer größeren Gebietskulisse eine EEG-Vergütung erhalten kann – die planungsrechtlich für solche Anlagen zur Verfügung stehende Flächenkulisse wird dadurch jedoch nicht vergrößert.

Es bedarf daher von Seiten des Landes einer Steuerung, um die notwendige Flächenkulisse für erneuerbare Energien und die verbindliche Bauleitplanung zu sichern. Im Ergebnis sollte die Landesregierung sicherstellen, dass die räumlichen Erfordernisse für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Regionalplänen noch stärker reflektiert werden.

Hierfür stehen grundsätzlich zwei Ansätze zur Verfügung. Über eine Anpassung des LEP könnten mit den etablierten planerischen Instrumenten der „Ziele“ und „Grundsätze“ wirksame, auch quantitativ wirkende Vorgaben für die Regionalpläne gemacht werden, jedoch ist mit einem langen Planungsvorlauf zu rechnen. In den Blick genommen werden sollte daher – zumindest auch – die anstehende Überarbeitung des IEKK: Gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 LplG soll der Regionalplan „auch diejenigen Festlegungen zu raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen von öffentlichen Stellen und Personen des Privatrechts enthalten, die zur Aufnahme in den Regionalplan geeignet und zur Koordinierung von Raumansprüchen erforderlich sind und die durch Ziele und Grundsätze der Raumordnung gesichert werden können.“ Hiervon ist ausdrücklich auch das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK)<sup>37</sup> umfasst, welches die im Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) [63] geregelten Klimaziele konkretisiert.

Es konnte im Rahmen dieses Berichts nicht abschließend geprüft werden, ob eine entsprechende Überarbeitung des IEKK hinreichende Steuerungsimpulse für die Regionalplanung setzen kann. Diese Frage sollte bei der Weiterentwicklung und Fortschreibung des IEKK näher geprüft werden. Die Möglichkeit einer (ggf. auf das Thema Energie beschränkten)

---

<sup>37</sup> Das IEKK (Stand 15. Juli 2014) wurde von der Landesregierung aufgrund von § 6 KSG BW beschlossen.

thematischen Überarbeitung des Landesentwicklungsplans sollte parallel weiter vorangebracht werden, um dem erheblichen Raumbedarf der Erneuerbaren Energien auch auf übergeordneter Ebene angemessen Rechnung zu tragen und das rechtssichere, etablierte planerische Steuerungsinstrumentarium anwenden zu können.

### **3. Weitere Handlungsempfehlungen**

Eine weitere Möglichkeit des Landes, um die zur Nutzung von Solarenergie verfügbare Fläche zu vergrößern liegt im Baurecht. In Frage kommt insbesondere die Einführung einer bauordnungsrechtlichen Pflicht, beim Neubau von Gewerbegebäuden mit großen Dachflächen (z.B. ab 250 oder 500 qm Dachfläche mit geeigneter Ausrichtung nach Süden, Osten oder Westen) die Pflicht zur gleichzeitigen Errichtung einer PV-Anlage auf einem Mindestanteil des Dachs vorzusehen. Dabei wären etwaige Solarthermie-Anlagen, die zur Erfüllung der Pflichten nach dem EEWärmeG des Bundes errichtet wären, zu berücksichtigen. Ebenfalls denkbar, jedoch weniger weitgehend, wäre die Statuierung einer Pflicht, wonach solche Gebäude statisch und baulich so ausgeführt werden müssen, dass der nachträgliche Einbau einer PV-Anlage ohne erhebliche bauliche Eingriffe möglich ist (ausreichende Gebäudestatik, Einbau von Vorrichtungen für die Dachbefestigung einer PV-Anlage sowie von Leerrohren für Verkabelung).

Auch wenn im Rahmen dieses Berichts keine vertiefte kompetenz- und verfassungsrechtliche Prüfung vorgenommen werden könnte, dürfte nach erster Einschätzung der Erlass von entsprechenden Vorschriften durch das Land zulässig sein.

Für das Bauordnungsrecht, mit welchem die baulichen Anforderungen an Gebäude geregelt werden, verfügt das Land über die alleinige Gesetzgebungskompetenz. Der Bund verfügt lediglich in angrenzenden Rechtsgebieten über Kompetenzen, beispielsweise für das Bauplanungs- und Bodenrecht (Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG), das Recht der Luftreinhaltung (Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG) oder die Energiewirtschaft. Weder das Bauplanungsrecht noch das Energierecht sehen jedoch grundsätzliche ordnungsrechtliche bauliche Anforderungen an Gebäude im Hinblick auf die Nutzung durch PV-Anlagen vor. Der Bund regelt im EEWärmeG lediglich Nutzungspflichten für Erneuerbare Wärme bei Neubauten. Zudem räumt er den Kommunen in § 9 Abs. 1 Nr. 23 b) BauGB die Möglichkeit von Festsetzungen in Bebauungsplänen ein, wonach „bei der Errichtung von Gebäuden oder bestimmten sonstigen baulichen Anlagen bestimmte bauliche und sonstige technische Maßnahmen für die Erzeugung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung getroffen werden müssen“. Diese Festsetzungsmöglichkeit steht einer generellen bauordnungsrechtlichen Verpflichtung für bauliche Maßnahmen zur Nutzung von Photovoltaik jedoch nicht entgegen, da nach überwiegender Auffassung auf dieser Grundlage keine solare Nutzungspflicht für Gebäude festgesetzt werden kann. Es kann dahinstehen, ob der Erlass einer baulichen Norm zur verpflichtenden PV-Nutzung durch den Bund mangels Gesetzgebungskompetenz unzulässig wäre, denn jedenfalls hat der Bund diesen Bereich offensichtlich nicht geregelt.

Auch aus grundrechtlicher Sicht dürfte eine solche Verpflichtung zulässig sein, da die mit ihr verbundenen Mehrkosten für die betroffenen Bauherren mit Blick auf die erzielbaren Erlöse aus dem Betrieb der Anlage in der Regel nicht unverhältnismäßig sein dürften.

Die Festsetzung einer solaren Nutzungspflicht würde für die Erreichung des Zielszenarios bei der Stromerzeugung wichtige Impulse setzen: In 2016 wurden in Baden-Württemberg 3.172 Gewerbegebäude mit einer Nutzfläche von 4,1 Mio. Quadratmetern gebaut. Geht man davon aus, dass somit im Durchschnitt jährlich etwa 68 Hektar Dachfläche mit PV entstehen, wäre damit ein jährlicher PV-Ausbau in Höhe von Größenordnung von 100 MW verbunden.

## 8 Fernwärme

### 8.1 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Bei der Diskussion der Dekarbonisierung des Umwandlungssektors steht oft die Stromerzeugung im Fokus. Weit weniger betrachtet wird die Fernwärmeerzeugung. Diese ist mit Emissionen von 2,6 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2014 und einem Anteil von 3,4 % an den Gesamttreibhausgasemissionen auch weniger gewichtig. Allerdings ist langfristig als Beitrag zu einer Treibhausgasminderung um 90 % auch die weitgehende Dekarbonisierung der netzgebundenen Wärme erforderlich.

Die Fernwärmenachfrage ergibt sich aus dem in den Verbrauchssektoren für das Referenz- und Zielszenario ermittelten Fernwärmebedarf. Um die erforderlichen Wärmeeinspeisungen zu ermitteln, werden zusätzlich der Eigenverbrauch von Kraft- und Heizwerken sowie Netzverluste berücksichtigt. Unter Fernwärme wird hier generell netzgebundene Wärmeversorgung betrachtet, sie umfasst also auch die teilweise als Nahwärme bezeichnete Wärmeversorgung<sup>38</sup>.

Die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2014 setzt sich im Wesentlichen aus den Energieträgern Erdgas, Steinkohle, Biomasse und Abfall zusammen (Abb. 40). Dabei werden rund zwei Drittel der Wärme in gekoppelten Strom- und Wärmeeerzeugungsanlagen bereitgestellt, weiterhin speisen Erdgas- und Biomasseheizwerke in Wärmenetze ein.

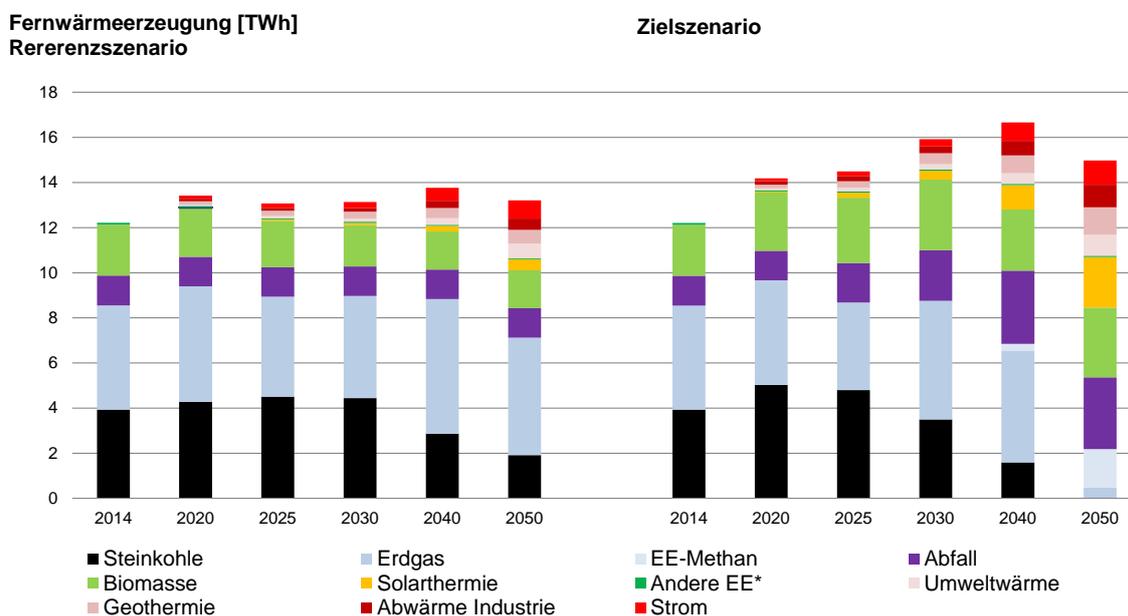


Abb. 40: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung im Referenz- und Zielszenario nach Energieträgern (\*Andere EE beinhalten Klär- und Deponiegas)

<sup>38</sup> Anlagen < 1 MW speisen nur in Teilen in die Fernwärmeerzeugung ein. Die Wärmeerzeugung aus Anlagen der Objektversorgung wird im Gebäudebereich direkt berücksichtigt.

Die Fernwärmenachfrage steigt im Zielszenario bis 2030 auf 15,9 TWh bzw. 16,7 TWh im Jahr 2040 deutlich stärker, als im Referenzszenario (13,1 TWh im Jahr 2030). Im Zielszenario ist die Fernwärmenachfrage aufgrund des geringeren Energieverbrauchs in Gebäuden nach 2040 auf 15 TWh rückläufig.

Im Zielszenario wird die steigende Nachfrage nach Fernwärme übergangsweise durch einen Anstieg der gekoppelten Wärmeerzeugung aus Steinkohle gedeckt. Dabei sinkt die Stromerzeugung aus Steinkohle bis 2025 nur leicht aufgrund des Kernenergieausstiegs. Nach 2025 werden CO<sub>2</sub>-freie bzw. ärmere Alternativen (Erdgas-KWK) wesentlich stärker zur Wärmeerzeugung beitragen. Dementsprechend werden erdgasbetriebene Heizwerke bis 2030 im Zielszenario weitgehend durch CO<sub>2</sub>-freie bzw. ärmere Anlagen ersetzt. Abfälle tragen bereits 2014 zur Fernwärmeerzeugung mit rd. 1,3 TWh bei. Durch die angenommene Umstellung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der großen Abfallverbrennungsanlagen auf reine Wärmeerzeugung im Zielszenario können bis 2030 zusätzlich 0,9 TWh bzw. 1,9 TWh bis 2050 bereitgestellt werden. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse nimmt mit dem Ausbau der Stromerzeugungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zu. Solarthermie erreicht 2030 einen Anteil von 2,5 % und langfristig (2050) 15 % an der Fernwärmeerzeugung. Die dazu erforderliche Entwicklung der installierten Kollektorfläche von großen Freiflächen-Solarwärmeeanlagen ist in Tab. 30 dargestellt.

Tab. 30: Entwicklung der Kollektorfläche solarer Nahwärmeeanlagen im Referenz- und Zielszenario

[1.000 m <sup>2</sup> ]	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Referenzszenario	20	50	170	290	720	1.420
Zielszenario	20	130	600	1.080	2.810	5.620

Außerdem wird Strom in Großwärmepumpen sowie in Elektrodenkesseln direkt eingesetzt. Dabei ist der Stromeinsatz mit einem Anteil von 0,6 % an der Nettostromerzeugung im Jahr 2030 bzw. 1,8 % im Jahr 2050 angelehnt an den Einsatz von Power to heat in den Zielszenarien der Klimaschutzszenarien auf Bundesebene [1].

Das technische Potenzial von Geothermie zur Wärmeerzeugung in den drei großen Fernwärmenetzen Karlsruhe, Mannheim und Heidelberg beträgt allein 1,7 TWh/a [27], im Zielszenario werden 0,4 TWh bis 2030 und 0,9 TWh im Jahr 2050 erschlossen.

Die Erschließung des Abwärmepotenzials in der Industrie erfolgt in Höhe von 0,3 TWh in 2030 bzw. 1 TWh in 2050. Die Potenzialangaben wurden aus einer laufenden Geodatenanalyse des ifeu übernommen. Hier werden die Abwärmeströme aus Emissionskatastern mit den Wärmenetzpotenzialen verschnitten<sup>39</sup>.

Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt, dass die steigende Nachfrage nach netzgebundener Wärme im Zielszenario zunächst zu einem Anstieg der Emissionen führt. Da die

<sup>39</sup> Das so ermittelte Potenzial ist als konservativ einzustufen, da Abwärme, die kleinräumig zum Beispiel in GHD-Prozessen anfällt, nicht berücksichtigt werden kann.

Einspeisung von Wärme aus Erdgasheizwerken als Residuum zur vollständigen Deckung des Fernwärmebedarfs angesetzt wurde, zeigen sich im Zeitverlauf Schwankungen der Emissionen. Bis 2030 werden die ersten Steinkohle-KWK-Anlagen durch Erdgas-KWK ersetzt, so dass die größeren Fernwärmeversorgungssysteme schrittweise auf Erdgas umgestellt werden. Aufgrund der Umstellung von gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung aus Abfall und damit der Aufteilung der Emissionen auf die Sektoren Strom und Wärme steigen die Emissionen bei reiner Wärmeerzeugung in der Fernwärmeerzeugung deutlich.

Tab. 31: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärmeerzeugung nach Brennstoffen im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle		1,1	1,2	1,2	1,1	0,7	0,5
Erdgas		0,8	1,0	0,8	0,8	1,0	0,9
Abfall		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Insgesamt</b>	<b>2,0</b>	<b>2,6</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,3</b>	<b>1,9</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>30 %</b>	<b>35 %</b>	<b>27 %</b>	<b>27 %</b>	<b>15 %</b>	<b>-6 %</b>
Änderung ggü. 2014			4 %	-2 %	-2 %	-11 %	-28 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle		1,1	1,4	1,2	0,9	0,4	0,0
Erdgas		0,8	0,9	0,6	0,8	0,7	0,1
Abfall		0,5	0,5	0,6	0,7	0,9	0,8
<b>Insgesamt</b>	<b>2,0</b>	<b>2,6</b>	<b>2,8</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>30 %</b>	<b>39 %</b>	<b>24 %</b>	<b>18 %</b>	<b>-1 %</b>	<b>-54 %</b>
Änderung ggü. 2014			8 %	-5 %	-9 %	-24 %	-65 %

## 8.2 Schlüsselstrategien und Handlungsempfehlungen

### 1. Übergeordneter Rahmen

Anders als der Strommarkt ist der Fernwärmesektor durch den Bundesgesetzgeber ordnungsrechtlich kaum reguliert. Die Rahmenbedingungen für die Fernwärmeerzeugung werden neben den Brennstoffpreisen jedoch durch die bundesrechtliche KWK-Förderung stark determiniert. Den Ländern verbleiben daneben erhebliche Möglichkeiten der Beeinflussung der Rahmenbedingungen für die Fernwärme.

### 2. Schlüsselstrategie Wärmenetz-Ausbau und -Umbau

Wie im Abschnitt Raumwärme und Warmwasser näher dargelegt wird, wird im Zielszenario von einer starken Zunahme der Wärmeversorgung über Wärmenetze ausgegangen. Hierzu bedarf es einer starken und kohärenten Ausbaustrategie für Wärmenetze. Gleichzeitig bedarf es zur Umsetzung des Zielszenarios eines Umbaus der Erzeugung von Fernwärme, die heute überwiegend durch Kohle- und Erdgas-KWK-Anlagen geprägt ist, auf

erneuerbare Energien. Ohne diesen Umbau der Fernwärmeerzeugung auf erneuerbare Energien ergäbe der Ausbau der Fernwärmenetze aus Sicht des Klimaschutzes keinen Sinn – beide Prozesse (Aus- und Umbau) müssen daher Hand in Hand gehen.

Der Ausbau- und Umbauprozess der Fernwärme spielt, trotz der gegenwärtig noch überschaubaren Treibhausgasemissionen des Sektors, eine Schlüsselrolle für die Klimaschutzbemühungen des Landes im Wärmebereich und sollte mit hoher Aufmerksamkeit verfolgt werden. Hierfür bieten sich dem Land zahlreiche Ansatzpunkte:

- Durch ein großvolumiges Investitionsprogramm sollte die Finanzierung des Baus neuer Wärmenetze, die Verdichtung bestehender Netze sowie der Umbau der Erzeugung in Richtung Erneuerbarer Energien gefördert werden. Die Verdichtung bestehender Netze spielt dabei eine besonders wichtige Rolle, weil sich dadurch Effizienz und Wirtschaftlichkeit steigern lassen.
- Für den Umbau der Wärmenetze in Richtung erneuerbarer Energien sollten Maßnahmen zur Senkung der Vor- und Rücklauftemperaturen gefördert werden. Auch Langzeit-Wärmespeicher spielen zukünftig eine wichtige Rolle.
- In der kommenden Dekade sollte ein Ausstieg aus der Kohleverbrennung für die Fernwärme eingeleitet und später schrittweise vollzogen werden.
- Die Substitution der Kohle sollte prioritär durch erneuerbare Energien erfolgen. Dabei sind Technologien wie solare Fernwärme sowie Großwärmepumpen an den Markt heran zu führen, die bislang in Deutschland noch kaum verbreitet sind.
- Bei Abfallverbrennungsanlagen sollte eine stärkere Wärmeauskopplung zu Lasten der (inflexiblen) Stromproduktion avisiert werden.
- Der Zugang Erneuerbarer Energien zu Wärmenetzen sollte regulatorisch erleichtert werden.
- Bei der Ausrichtung der eigenen KWK-Strategie des Landes und des bundesrechtlichen Rahmens im KWKG sollte das Ziel verfolgt werden, bestehende Konflikte mit erneuerbaren Energien zu minimieren. In Frage kommt z.B. eine Beschränkung der Förderung von Erdgas-KWK-Anlagen, die lediglich in der Heizperiode in Betrieb sind und die stromgeführt betrieben werden.
- Das Landes-EWärmeG sollte einen Mindestanteil von Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen vorsehen, der nicht vollständig durch den Einsatz fossiler KWK substituiert werden kann.

## 9 Raffinerien

Da eine umfassende Untersuchung im Rahmen dieses Vorhabens nicht zu leisten war, wird ein direkter Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauch der Mineralölverarbeitung und dem Endenergieverbrauch von Mineralöl und Biokraftstoffen angenommen. Implizit wird damit unterstellt, dass die Entwicklung in Baden-Württemberg für den gesamten Bezugsraum der Produkte der Raffinerie gilt und keine Vergrößerung des Einzugsgebietes erfolgt. Die amtliche Statistik fasst die betrachteten Emissionen unter „Sonstige Energieerzeuger und Energieverbrauch im Umwandlungsbereich“ zusammen. Anhand der Energiebilanz lassen sich diese Emissionen nahezu ausschließlich der Mineralölverarbeitung zuordnen. Im Jahr 2014 betragen die Emissionen der Raffinerien demnach 2,1 Mio. t CO<sub>2</sub>. Entsprechend dem Rückgang des Mineralöleinsatzes in den Verbrauchssektoren gehen die Emissionen bis 2030 um 50 % bzw. 83 % im Jahr 2050 ggü. 1990 zurück.

Tab. 32: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Raffinerien im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Insgesamt</b>	<b>2,5</b>	<b>2,4</b>	<b>2,1</b>	<b>1,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,3</b>	<b>1,1</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		-6 %	-18 %	-27 %	-34 %	-48 %	-56 %
Änderung ggü. 2014			-13 %	-23 %	-30 %	-45 %	-54 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> ]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Insgesamt</b>	<b>2,5</b>	<b>2,4</b>	<b>2,0</b>	<b>1,6</b>	<b>1,3</b>	<b>0,8</b>	<b>0,4</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		-6 %	-22 %	-36 %	-50 %	-70 %	-83 %
Änderung ggü. 2014			-17 %	-32 %	-47 %	-68 %	-81 %

## 10 Energiebedingte Methan- und Lachgasemissionen

Der Anteil der energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen am Gesamtausstoß der energiebedingten THG-Emissionen ist mit einem Anteil von unter einem Prozent im Jahr 2014 gering (0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.). Dabei sind etwa 75 % der CO<sub>2</sub>-Äqu. den Lachgasemissionen zuzuordnen. Lachgasemissionen entstehen primär in Feuerungen und im Verkehr. Für die Emissionsentwicklung wurde eine Skalierung anhand der Entwicklung in den Energiesektoren angenommen. Daraus ergeben sich Emissionen in Höhe von 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. im Jahr 2030 bzw. 0,04 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. im Jahr 2050 im Zielszenario (weitere Angaben siehe zusammenfassende Darstellung in Kapitel 18 und im Anhang unter Abschnitt 21.1).

## **11 Langfristiger Bedarf an synthetischen Energieträgern (PtL, PtG)**

Um das Langfristziel einer THG-Minderung von 90 % gegenüber 1990 zu realisieren, wird zusätzlich zu den im Zielszenario angesetzten Verbrauchsminderungen und Energieträgerwechsel ab dem Jahr 2030 angenommen, dass zunehmend auch synthetische, CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger (Power-to-X / PtX) eingesetzt werden. Die jeweiligen Bedarfe wurden so gewählt, dass das Langfristziel 2050 im Zielszenario insgesamt erreicht wird. Ohne die Berücksichtigung von PtX wäre im Zielszenario nur eine Minderung von 82 % gegenüber dem Jahr 1990 zu erreichen.

Es ist derzeit keine belastbare Aussage darüber möglich, aus welchen Quellen die erforderlichen Mengen langfristig stammen werden. Aus diesem Grund wurden etwaige zusätzliche Strombedarfe zur PtX-Bereitstellung nicht dem Endenergieverbrauch bzw. der Stromerzeugung des Zielszenarios zugerechnet.

### **11.1 Power-to-Liquid (Verkehrssektor)**

Kraftstoffe können im Verkehrssektor nicht vollständig substituiert werden. Sie sind insbesondere bei Anwendungen mit hohem Energiebedarf, etwa Luftverkehr, Teilen des Straßengüterverkehrs und bei der Binnenschifffahrt auch bis 2050 der dominierende Energieträger. Im Zielszenario ist angenommen, dass in diesen Anwendungen schrittweise fossiler Kraftstoff durch Power-to-Liquid (PtL) ersetzt wird. Der Einsatz von Power-to-Gas ist in den meisten Anwendungen ebenso möglich (z.B. LNG beim Lkw oder in der Binnenschifffahrt), aber – aufgrund etablierter Antriebstechniken und Verteilstrukturen bei flüssigem Kraftstoff – mit größeren Herausforderungen verbunden. Eine abschließende Bewertung der verschiedenen Optionen kann derzeit nicht getroffen werden. Unabhängig von der konkreten technischen Ausgestaltung sind im Zielszenario etwa 60 % des fossilen Kraftstoffverbrauchs in 2050 (15 % in 2040) durch synthetische Kraftstoffe zu ersetzen. Dies entspricht 52 PJ CO<sub>2</sub>-freien Kraftstoffen (davon 51 PJ in Form von PtL), die im Zielszenario hauptsächlich in Form von synthetischem Dieselmotorkraftstoff eingesetzt werden.

### **11.2 Power to Gas**

Der Einsatz von Power-to-Gas (PtG) erfolgt in den Verbrauchssektoren sowie im Umwandlungssektor. Da aus heutiger Sicht nicht abgeschätzt werden kann, in welchen Sektoren höhere bzw. niedrigere PtG-Anteile realistisch bzw. zweckmäßig sind, wird angenommen, dass in allen Sektoren der gleiche Anteil an Erdgas im Jahr 2050 ersetzt wird. Insgesamt ist zur Zielerreichung der Ersatz von knapp 80 % des Erdgasverbrauchs im Jahr 2050 erforderlich. Dies entspricht 54 PJ synthetischem Erdgas (EE-Methan).

### **11.3 Gesamtbedarf**

Insgesamt sind im Zielszenario im Jahr 2050 rd. 106 PJ synthetische Energieträger erforderlich, um eine THG-Minderung von 90 % gegenüber 1990 zu realisieren. Der Bedarf setzt sich zusammen aus 54 PJ synthetischem Erdgas (PtG) und 51 PJ synthetischem

Flüssigkraftstoff (PtL). Tab. 33 zeigt den angenommenen Hochlauf ausgehend vom Jahr 2030 bis 2050.

Tab. 33: Entwicklung des Power to Liquid- und Power to Gas-Verbrauchs im Zielszenario

[PJ/a]	PtL	PtG
2030	2,0	0,6
2040	20,5	9,6
2050	51,2	54,4

Wenn von einem eher konservativen Wirkungsgrad in Höhe von 47,7 % ausgegangen wird (CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft, Energiespeicherung in flüssiger Form), sind im Jahr 2050 rd. 61 TWh Strom zur Bereitstellung erforderlich (vgl. Exkurs am Kapitelende). Durch die Nutzung konzentrierter CO<sub>2</sub>-Quellen (u.a. Zementherstellung, energetische Biomassenutzung) lassen sich höhere Wirkungs- und Nutzungsgrade realisieren. Dies würde den Strombedarf entsprechend mindern. Auch ein teilweiser Ersatz von PtG und PtL durch EE-Wasserstoff (z.B. für den Einsatz in Brennstoffzellen) – der mit höheren Wirkungsgrad bereitgestellt werden könnte und keine CO<sub>2</sub>-Quellen benötigt, dafür aber höhere Anforderungen an die Versorgungsinfrastruktur stellt – wurde nicht betrachtet. Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Im Vergleich mit der im Zielszenario für das Jahr 2050 ausgewiesenen Stromerzeugung aus erneuerbare Energien von rd. 55 TWh wird deutlich, dass eine Bereitstellung aus zusätzlicher inländischer, d.h. aus Baden-Württemberg stammender Strombereitstellung, in Summe kaum realisierbar und strukturell auch nicht sinnvoll sein dürfte. Grundsätzlich bestehen folgende Optionen, um den angesetzten PtX-Bedarf abzudecken:

- Vollständiger Import der synthetischen Energieträger, analog zum heutigen Import fossiler Energieträger. Zur Einordnung sei darauf hingewiesen, dass im Jahr 2014 rund 1.200 PJ fossile Energieträger nach Baden-Württemberg importiert wurden, also rund 10mal mehr als im Zielszenario für PtL und PtG vorgeschlagen wird.
- Stromimport und inländische Energieträger-Bereitstellung mit PtX-Anlagen im Land, z.B. an den heutigen Raffineriestandorten.
- Inländische Strombereitstellung mit anschließender inländischer PtX-Bereitstellung
- Mix der genannten Optionen

Aus heutiger Sicht kann nicht abgeschätzt werden, welche der genannten Optionen bzw. welcher Mix sich langfristig darstellen wird. Vor diesem Hintergrund sind etwaige zusätzliche Strombedarfe zur PtX-Bereitstellung nicht dem Endenergieverbrauch bzw. der Stromerzeugung des Zielszenarios zugerechnet.

**Exkurs: PtX-Bereitstellung und Wirkungsgrade**

Für die Elektrolyse stehen verschiedene Technologieoptionen (Alkalische-Elektrolyse, die PEM-Elektrolyse und die SO-Elektrolyse) zur Verfügung. Welche der Technologien bzw. welcher Technologiemix sich langfristig durchsetzen wird, ist aus heutiger Sicht noch offen. Alle Technologien weisen Potenziale hinsichtlich Wirkungsgradsteigerung und Kostensenkung auf, jedoch bestehen spezifische Unterschiede. Die Elektrolyse allein und damit die Bereitstellung von EE-Wasserstoff ist mit einem Systemwirkungsgrad (bez. auf den Heizwert) von rund 70 % (längerfristig zu etwa 75 %) [64] durch Alkali- oder PEM-Elektrolyse möglich.

Die weitere Wandlung des Wasserstoffs zu PtX führt zu zusätzlichen Verlusten und Kosten. In laufenden Forschungsvorhaben [65, 66] auf Bundesebene werden die Kosten der Bereitstellung von PtX szenariobasiert untersucht. Dabei wird für eine PtL-Produktion in Marokko im Jahr 2050 mit Hochtemperaturelektrolyse (HT SOEC) ein Wirkungsgrad von 47,7 % für den Gesamtprozess erreicht. Dabei wird CO<sub>2</sub> aus der Luft abgeschieden und Wärme im Prozess zurückgewonnen [65]. Für die Bereitstellung von flüssigem Wasserstoff im Jahr 2050 in Marokko wird mittels Niedertemperaturelektrolyse (NT PEM) ein Wirkungsgrad von 50,0 % ausgewiesen. Für die Bereitstellung von verflüssigtem eMethan aus PtG-Prozess im Jahr 2050 ohne die Verfügbarkeit von konzentrierten CO<sub>2</sub>-Quellen liegen derzeit keine Angaben vor. Die Wirkungsgrade dürften sich aber unter Berücksichtigung der Verflüssigung in einer ähnlichen Größenordnung bewegen. Für die obenstehende Abschätzung des Strombedarfs wurde eine konservative Annahme eines Gesamt-Wirkungsgrades für PtL und PtG von 47,7 % im Jahr 2050 getroffen.

## 12 Zusammenfassung der Energieszenarien

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Entwicklungen werden nachfolgend zusammengefasst und eingeordnet. Der Fokus liegt dabei auf dem Primär- und dem Endenergieverbrauch sowie auf dem Bruttostromverbrauch. Weiterhin werden die Ergebnisse des Zielszenarios nachrichtlich eingeordnet anhand der bisherigen 50-80-90-Ziele.

Die dargestellte Bilanz des Primärenergieverbrauchs (vgl. Anhang, Kapitel 21.2) umfasst den gesamten Primärenergieverbrauch abzüglich des nicht-energetischen Verbrauchs. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Bilanzierungsmethodik Verzerrungen im Vergleich von brennstofffreien erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und brennstoffbasierten Stromerzeugungstechnologien (im Wesentlichen fossile Energieträger bzw. Kernenergie) resultieren. Die Primärenergie-Bilanzierung in der Energiebilanz sieht vor, dass Energieträger nach der Wirkungsgradmethode bewertet werden. Demnach geht Kernenergie primärenergetisch mit einem Wirkungsgrad von 33 % in die Primärenergiebilanz ein, erneuerbare Energieträger ohne Heizwert mit 100 %.

Mit einer Reduktion um 52 % im Jahr 2050 gegenüber 2010 wird auf Landesebene der Primärenergieverbrauch im Zielszenario mehr als halbiert, bis 2030 wird eine Minderung um 34 % erreicht. Im Referenzszenario sinkt der Primärenergieverbrauch bis 2050 um 36 %.

Die Reduktion im Zielszenario basiert auf einer deutlichen Reduktion des Verbrauchs von Steinkohle und Mineralöl, langfristig nimmt auch der Erdgasverbrauch ab. Ein deutlicher Zuwachs wird bei den erneuerbaren Energien erreicht. Der Primärenergieverbrauch von Biomasse steigt bis 2020 um 14 % bzw. 17 PJ gegenüber 2014 an; ursächlich ist der verstärkte Einsatz in den Verbrauchssektoren. Bis 2030 überkompensiert der rückläufige Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen einen weiteren Anstieg des gesamten Biomasseverbrauchs.

Der Endenergieverbrauch umfasst die Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr<sup>40</sup>, Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie den zugehörigen Stromverbrauch und den Energieeinsatz für Anlagen, Geräte und Prozesse des Sektors GHD.

---

<sup>40</sup> Entsprechend der Abgrenzung der Emissionsbilanzierung des Statistischen Landesamts Baden-Württembergs wird der Energieverbrauch des internationalen Flugverkehrs im Endenergieverbrauch nicht berücksichtigt. Außerdem wird der Off-road Verkehr (u.a. landwirtschaftliche Zugmaschinen, Baumaschinen und militärischer Verkehr) ebenfalls entsprechend der Vorgehensweise der Landes-Emissionsbilanz dem Verkehr zugerechnet.

**Endenergieverbrauch [PJ]**

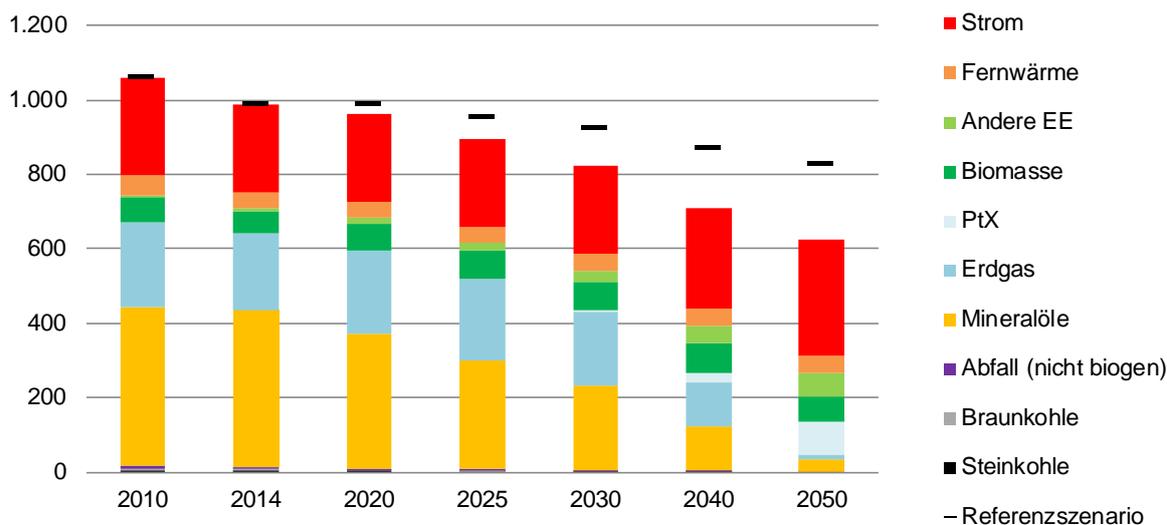


Abb. 41: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Referenz und Zielszenario

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs zeigt im Zielszenario deutliche Effizienzfortschritte und Einsparungen auf: Im Vergleich zu 2010 findet bis 2025 eine Endenergieverbrauchsreduktion um 16 %, bis 2030 um 22 %, und 2050 um 41 % statt (siehe auch Abb. 41 und Tab. 34). Im Vergleich dazu sinkt der Endenergieverbrauch im Referenzszenario deutlich geringer.

Tab. 34: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Zielszenario

	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch [PJ]	1059	986	964	893	825	709	627
<b>Änderung ggü. 2010</b>		<b>-7 %</b>	<b>-9 %</b>	<b>-16 %</b>	<b>-22 %</b>	<b>-33 %</b>	<b>-41 %</b>
<b>Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch</b>							
Direkt (ohne EE-Methan, EE-Anteil an Strom und Fernwärme)	7 %	7 %	9 %	11 %	13 %	18 %	21 %
Gesamt <sup>41</sup>	12 %	14 %	19 %	24 %	31 %	50 %	82 %

<sup>41</sup> Berücksichtigt Einsatz von EE-Methan sowie den Anteil der erneuerbaren Energien am Strom (erzeugungsseitig und im Importsaldo) und der Fernwärme. EE-Methan wird vollständig als erneuerbarer Brennstoff angerechnet. Für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport werden die Angaben der EU aus dem EU 28: Reference scenario [53] herangezogen (Anteil EE an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 (2030): 55 % (43 %)). Aufgrund der Berücksichtigung des Anteils der EE am Import sowie Bilanzierungsunterschieden sind die Angaben nicht vergleichbar mit [67] und dem Bruttoendenergieverbrauch auf Bundesebene.

Der Mineralölverbrauch halbiert sich im Zeitraum 2010 bis 2030 knapp (-47 %), bis 2050 beträgt die Minderung 92 %. Der Endenergieverbrauch von Erdgas steigt bis 2020 dahingegen auf das Niveau von 2010 (+20 PJ ggü. 2014), bis 2030 ist der Verbrauch wieder rückläufig um 12 % ggü. 2010. Der Endenergieverbrauch von Strom ist bis 2030 relativ konstant, nimmt aber im Folgezeitraum durch Energieträgerwechsel (insb. in der Industrie) und „neue“ Stromverbraucher (Elektromobilität, Wärmepumpen, Power to heat) deutlich zu. Der Bezug von Fernwärme nimmt in den Verbrauchssektoren (insbesondere den privaten Haushalten) bis 2030 um 24 % ggü. 2014 zu, bis 2050 ist der Bezug im Gebäudebereich leicht rückläufig. Erneuerbare Energien werden in Form von Biomasse (einschließlich Biokraftstoffe), Solarthermie und Umweltwärme direkt in den Endenergieverbrauchssektoren eingesetzt. Wie in Tab. 34 dargestellt nimmt der direkte Einsatz von erneuerbaren Energien bis 2030 auf 13 % und bis 2050 auf 21 % zu, gesamt unter Berücksichtigung von EE-Methan sowie des Anteils der erneuerbaren Energien am Strom und an der Fernwärme wird ein Anteil von 31 % im Jahr 2030 und 82 % im Jahr 2050 erreicht. Der Endenergieverbrauch von Biomasse nimmt bis 2030 um 32 % ggü. 2014 (+19 PJ) zu, dabei werden Biomassen verstärkt in der Industrie, im Verkehr und den privaten Haushalten eingesetzt. Der Einsatz von Solarthermie und Umweltwärme wird mit 26 PJ im Jahr 2030 ggü. 11 PJ im Jahr 2014 mehr als verdoppelt. Diese stellen im Gebäudebereich relevante Beiträge zur Deckung des Endenergieverbrauchs, in der Industrie nehmen sie nur eine untergeordnete Rolle ein.

Im direkten Vergleich der Sektoren leistet der Verkehr mit einer Reduktion des Endenergieverbrauchs in Höhe von 47 % bis zum Jahr 2050 (Basisjahr 2010) den größten Beitrag, bis 2030 beläuft sich die Einsparung auf 20 % (siehe auch Abb. 42). Diese Minderung wird insbesondere durch die Verlagerung auf den Schienenverkehr und die Elektrifizierung des Straßenverkehrs erreicht. In den privaten Haushalten wird eine Endenergieverbrauchsreduktion von 45 % bis 2050 angesetzt, bis 2030 liegt die Einsparung bei 31 %. Im Sektor GHD beträgt die Minderung 16 % bis 2030 bzw. 37 % bis 2050. Um diese Einsparungen realisieren zu können, müssen energetische Sanierungen zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands frühzeitig in den Blick genommen werden. Die Wärmeversorgung muss engagiert auf erneuerbare dezentrale Energien bzw. erneuerbare Wärmenetze und Quartiersversorgungen umgestellt werden. In der Industrie ist der Endenergieverbrauch trotz angesetztem Wirtschaftswachstum um 17 % bis zum Jahr 2030 bzw. 29 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren (Basisjahr 2010). Hinter diesem Rückgang steht eine weitgehende Ausschöpfung der vorhandenen Energieeffizienz-Potenziale sowie stärkere Anstrengungen bei Material- und Ressourceneffizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

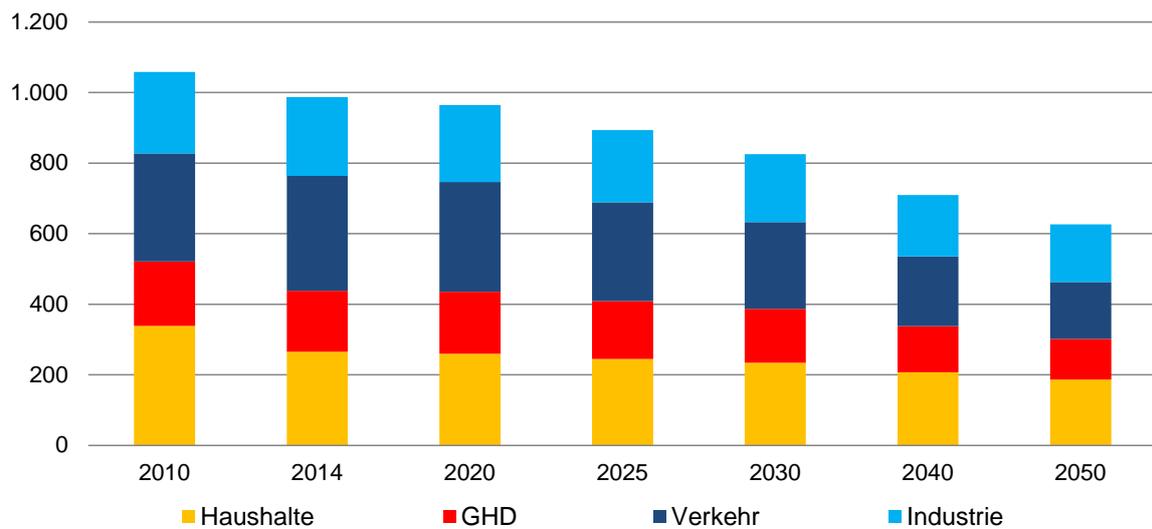
**Endenergieverbrauch [PJ]**

Abb. 42: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren

Der Bruttostromverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch Strom sowie den Stromverbrauch im Umwandlungssektor. Dazu zählt der Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch, Netzverluste, Einsatz von Strom in Raffinerien und zur Fernwärmeerzeugung. Wie in Tab. 35 dargestellt wird die Zielsetzung des IEKK einer Bruttostromverbrauchsminde- rung um 5,5 % bis 2020 mit einer Minderung um 9 % deutlich übertroffen, Hintergrund ist das niedrige Verbrauchsniveau 2014 ggü. 2010 (siehe auch Fußnote 29). Bis 2030 sinkt im Zielszenario der Bruttostromverbrauch mit einer Reduktion um 10 % gegenüber dem Jahr 2010 um drei Prozentpunkte stärker als im Referenzszenario (detaillierte Angaben zum Referenzszenario sind im Anhang in Tab. 74 dargestellt). Ausschlaggebend ist die Verbrauchsreduktion im Bereich der Geräte und Prozesse des Sektors GHD und der privaten Haushalte. Im Zeitverlauf bis 2050 steigt der Bruttostromverbrauch im Zielszenario gegenüber 2010 um 16 % an und liegt mit 94,4 TWh um 11 TWh über dem Niveau im Referenzszenario. Treiber dieser Entwicklung sind der zunehmende Einsatz von Power to Heat in der Industrie ab dem Jahr 2040 mit einem Anstieg des Stromverbrauchs um 7 TWh bis 2050 sowie die zunehmende Durchdringung des Verkehrssektor mit Elektrofahrzeugen ab 2030. Ein noch stärkerer Aufwuchs des Stromverbrauchs wird durch die im Zielszenario ausgewiesene Verbrauchsreduktion im Bereich der Geräte und Prozesse des Sektors GHD und der privaten Haushalte vermieden.

Tab. 35: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Zielszenario

[TWh]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Industrie</b>	<b>28,1</b>	<b>27,0</b>	<b>27,6</b>	<b>26,9</b>	<b>26,1</b>	<b>26,2</b>	<b>32,7</b>
davon neue Verbraucher (PtH, Wärmepumpen)	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	2,3	9,5
<b>Haushalte</b>	<b>20,3</b>	<b>16,4</b>	<b>16,8</b>	<b>16,1</b>	<b>16,4</b>	<b>18,3</b>	<b>19,6</b>
davon Gebäude	6,0	3,7	4,6	5,4	6,4	8,6	10,0
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,5	0,6	1,0	1,4	1,9	3,0	3,2
davon Geräte und Prozesse	14,3	12,7	12,1	10,7	10,0	9,6	9,5
<b>GHD</b>	<b>22,7</b>	<b>21,0</b>	<b>20,0</b>	<b>19,1</b>	<b>18,5</b>	<b>18,6</b>	<b>18,9</b>
davon Gebäude	8,0	3,8	3,3	3,0	3,1	3,4	3,7
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	0,8
davon Geräte und Prozesse	14,7	17,2	16,7	16,1	15,4	15,3	15,2
<b>Verkehr</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>	<b>2,0</b>	<b>3,3</b>	<b>5,3</b>	<b>11,3</b>	<b>16,5</b>
davon Straßenverkehr	0,0	0,0	0,3	1,4	3,2	9,0	14,3
<b>Endenergieverbrauch Strom</b>	<b>72,7</b>	<b>65,8</b>	<b>66,3</b>	<b>65,4</b>	<b>66,4</b>	<b>74,4</b>	<b>87,6</b>
Änderung ggü. 2010		-10 %	-9 %	-10 %	-9 %	2 %	20 %
Strom-Endenergie „klassisch“	72,2	65,0	64,7	62,0	60,3	59,4	59,8
Änderung ggü. 2010		-10 %	-10 %	-14 %	-16 %	-18 %	-17 %
Strom-Endenergie „neue“ Verbraucher	0,6	0,8	1,6	3,4	6,1	15,0	27,8
<b>Verbrauch im Umwandlungssektor</b>	<b>8,7</b>	<b>8,3</b>	<b>7,8</b>	<b>7,1</b>	<b>6,8</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>
Power to Heat	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	1,0	1,4
Stromspeicher	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Netzverluste	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,4	1,6
Raffinerien und sonstige Energieerzeuger	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Eigenbedarf Kraftwerke	3,9	3,6	3,1	2,3	2,0	1,3	0,8
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81,4</b>	<b>74,0</b>	<b>74,1</b>	<b>72,4</b>	<b>73,2</b>	<b>81,1</b>	<b>94,4</b>
Änderung ggü. 2010		-9 %	-9 %	-11 %	-10 %	0 %	16 %

**Exkurs: Einordnung des Zielszenarios anhand der bisherigen 50-80-90-Ziele**

Auf Basis des damaligen Energieszenarios 2050 [39] wurde im IEKK die prägnante Zieltrias 50-80-90 für das Jahr 2050 abgeleitet. So soll der Endenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2010 um 50 % reduziert werden, der Anteil der erneuerbaren Energien auf 80 % gesteigert und die Treibhausgasemissionen sollen um 90 % gegenüber 1990 gemindert werden.

Das vorliegende Zielszenario weist im Hinblick auf die Reduktion des Endenergieverbrauchs sowie beim Anteil der erneuerbaren Energien Abweichungen auf. Während im IEKK eine Endenergieverbrauchsreduktion auf 555 PJ, d.h. eine Minderung um 47 % gegenüber 2010 ausgewiesen ist, zeigt das jetzige Zielszenario für 2050 einen Endenergieverbrauch von 627 PJ und somit eine Minderung um 41 %. Der Unterschied ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass im damaligen Szenario eine noch stärkere Reduktion des Endenergieverbrauchs in den Haushalten (insb. bei der Wärmeversorgung von Gebäuden) angesetzt wurde sowie ein genaueres Verständnis der Notwendigkeiten der Sektorenkopplung und der daraus resultierenden Konsequenzen für den Strombedarf zurückzuführen.

Die Bestimmung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ist auf Landesebene nicht klar definiert und wird vom Statistischen Landesamt nicht ausgewiesen. Da im vorliegenden Zielszenario auf Basis der Energiebilanz gerechnet wird, ergeben sich die nachfolgend erläuterten Bilanzierungsprobleme bei der Ausweisung des EE-Anteils am Endenergieverbrauch: Die Zurechnung der erneuerbaren Energien auf den Endenergieverbrauch ist zum einen dadurch erschwert, dass die im Endenergieverbrauch Fernwärme enthaltenen erneuerbaren Energien statistisch nicht ausgewiesen werden. Zum anderen liegt im speziellen Fall von Baden-Württemberg aufgrund des Stromimportsaldos eine weitere Bilanzierungsproblematik vor, da der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport nicht bekannt ist. Weiterhin werden im Zielszenario ab 2030 zunehmend synthetische Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien eingesetzt. Werden die in der Fernwärme eingesetzten erneuerbaren Energieträger des Zielszenarios, der Import von erneuerbarem Strom<sup>42</sup> sowie die auf Basis erneuerbarer Energieträger bereitgestellten synthetischen Energieträger für das Jahr 2050 aufaddiert, ergibt sich ein EE-Anteil von rund 82 %. Der im damaligen Szenario ausgewiesene Wert von 78 % enthielt jedoch keine synthetischen Energieträger, darüber hinaus sind die Bezugsgrößen (Endenergieverbrauch, siehe zweiter Absatz) unterschiedlich, so dass keine direkte Vergleichbarkeit gegeben ist.

<sup>42</sup> Für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport werden die Angaben der EU aus dem EU 28: Reference scenario (REF2016) [53] herangezogen.

## 13 Landwirtschaft

### 13.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Im Rahmen der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) zur Minderung von Treibhausgasen werden von Deutschland jährlich zeitlich aufgelöste Emissionsinventare berichtet. Die hier vorliegende Berechnung der Emissionsminderungspfade bis 2030 im Bereich Landwirtschaft erfolgt mit Hilfe des Landwirtschaftsmodells des Öko-Instituts. Als Grundlage dienen die von Deutschland an die UNFCCC offiziell gemeldeten Daten (z.B. Tierbestände, landwirtschaftliche Böden, Wirtschafts- und Mineraldüngereinsatz) und Emissionen aus der Landwirtschaft; Die Daten wurden durch das Heinrich von Thünen Institut (TI) im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) ermittelt und enthalten Bundesland spezifische Daten in aggregierter Form [68].

Die folgenden Teil-Quellgruppen sind für die Berechnung der Treibhausgase in der Landwirtschaft relevant:

- Fermentation: verdauungsbedingte CH<sub>4</sub>-Emissionen,
- Düngewirtschaft: CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung,
- Landwirtschaftliche Böden: N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem Einsatz von Mineraldünger, Wirtschaftsdünger und Gärresten, aus der Umsetzung von Ernterückständen, aus Stickstoff (N)-Einträgen aus der Weidehaltung, aus der Mineralisierung von Mooren, aus gasförmigen N-Verlusten sowie N-Austrägen ins Grund- und Oberflächenwasser,
- CO<sub>2</sub> Emissionen aus der Kalkung und dem Harnstoffeinsatz.

Die Berechnung der Treibhausgase aus der Landwirtschaft erfolgt Quellgruppen spezifisch. Dabei besteht das Modell aus unterschiedlichen Modulen. Das Modul zur Abschätzungen der Entwicklung der Treibhausgase aus der Tierhaltung erzeugt Daten, die direkt in die Projektionen der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden einfließen. Die Änderungen der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Grünland, Ackerland und Bewirtschaftung organischer Böden) erfolgen auf der Basis des LULUCF-Modells (siehe Kapitel 17).

**Referenzszenario:** Die Berechnungen bis 2030 im Referenzszenario erfolgen pro Quellgruppe. Es werden für die wesentlichen Treiber folgende Annahmen getroffen:

Tab. 36: Annahmen und Berechnungen des Referenzszenarios Landwirtschaft

Treiber	Annahmen und Vorgehen
Stickstoffeinsatz auf landwirtschaftlichen Böden	Reduktion der Stickstoffüberschüsse auf 50 kg N pro Hektar basierend auf der Flächenbilanz bis 2020 Die Berechnung erfolgt auf der Grundlage der auf Kreisebene berechneten Stickstoffüberschüsse der AG StickstoffBW [69]. Die Entwicklung des Stickstoffdüngereinsatzes auf landwirtschaftlichen Böden erfolgt in Rückkopplung mit den Tierbeständen.
Ökolandbau	Fortschreibung des Flächenzuwachses des ökologischen Landbaus wie im Durchschnitt der Jahre 2013-2015. Die Berechnung der Reduktion der Treibhausgase erfolgt über den Verzicht auf Stickstoff-Mineraldüngereinsatz auf den zusätzlichen ökologisch bewirtschafteten Flächen.
Milchkühe und Rinder	Fortschreibung Trends wie im Durchschnitt der Jahre 2008-2014.
Milchleistung	Die jährliche Milchleistung wird bis 2030 von 6750 kg pro Kuh auf 8470 kg gesteigert. Das entspricht einer Steigerung um 25 % <sup>43</sup> .
Biogas	Analog zum Bundestrend ist der Einsatz von Nachwachsenden Rohstoffen rückläufig. Dadurch verringert sich die Menge an pflanzlichen Gärsubstraten bis zum Jahr 2030. Die Güllevergärung steigt von etwa 15 % auf 30 % bis ins Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung

**Zielszenario:** Die Annahmen für das Zielszenario orientieren sich an den Zielsetzungen des IEKK 2014 bzw. den Zielen des Klimaschutzplans 2050 auf Bundesebene. Für das Zielszenario werden daher die folgenden Annahmen getroffen. Die Berechnungen erfolgen analog dem Vorgehen des Referenzszenarios:

Tab. 37: Annahmen und Berechnungen des Zielszenarios Landwirtschaft

Treiber	Annahmen und Vorgehen
Stickstoffeinsatz auf landwirtschaftlichen Böden	Reduktion der Stickstoffüberschüsse auf 50 kg N pro Hektar basierend auf der Gesamtbilanz (Hoftorbilanz) bis 2030 Zielwert von 50 kg N/ha LF nach der Gesamtbilanz entspricht 30 kg N/ha LF nach der Flächenbilanz [70]
Ökolandbau	Ausbau des Ökolandbaus bis 2030 auf einen Anteil von 20% an der landwirtschaftlichen Nutzfläche Berechnung über Reduktion des Mineraldüngereinsatzes auf den zusätzlichen ökologisch bewirtschafteten Flächen
Milchkühe und Rinder	Milchkühe - 28 %, Rinder -26 % ggü. 2007, nach Ziel des IEKK
Milchleistung	Die Milchleistung steigt um 15 % bis 2030, das entspricht den Daten für den Bundesdurchschnitt im Baseline Szenario des Thünen Instituts
Biogas	Analog zum Bundestrend ist der Einsatz von Nachwachsenden Rohstoffen rückläufig. Dadurch verringert sich die Menge an pflanzlichen Gärsubstraten bis zum Jahr 2030. Die Güllevergärung steigt von etwa 15 % auf 30 % bis ins Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>43</sup> Zum Vergleich: von 2000 bis 2014 ist die Milchleistung in Baden-Württemberg durchschnittlich um 28 % gestiegen, ein vergleichbar hoher Leistungszuwachs wird also auch hier unterstellt.

## 13.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

### Referenzszenario

Basierend auf den oben genannten Annahmen wurden die Ergebnisse für das Jahr 2030 des Referenzszenarios abgeleitet.

Tab. 38 zeigt die historischen und die zukünftige Entwicklung der Tierbestände im Szenario. Die Tierbestände sind bei allen Arten rückläufig, nur die Geflügelbestände steigen bis zum Jahr 2030 kontinuierlich an<sup>44</sup>. Insbesondere der Bestandsrückgang bei den Wiederkäuern bewirkt eine Minderung der verdauungsbedingten Emissionen. Durch den geringeren Tierbestand verringern sich auch die Emissionen aus der Lagerung der Wirtschaftsdünger.

Tab. 38: Entwicklung der Tierbestände im Referenzszenario, Anzahl in 1000 Stück bzw. 1000 belegte Stallplätze

	1990	2000	2005	2010	2014	2020	2030
Milchkühe	574	429	385	357	349	331	300
Rinder	1.010	805	685	676	667	642	600
Schweine	1.729	1.776	1.817	1.665	1.537	1.429	1.250
Schafe	307	299	316	290	257	257	257
Geflügel	5.512	5.154	4.809	4.567	4.825	5.047	5.418

Quelle: [68], eigene Berechnungen

Lachgasemissionen in der Landwirtschaft stammen zum großen Teil aus dem Einsatz von stickstoffhaltigen Düngemitteln wie Mineraldünger, Wirtschaftsdünger, Klärschlämmen und Ernteresten auf den Böden. Aber auch bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern und Gärresten entstehen Lachgasemissionen. Bezüglich der Lagerung von Wirtschaftsdüngern und Gärresten sind im Referenzszenario die heutigen Bedingungen bis 2030 unterstellt worden. Bei der Vergärung der Wirtschaftsdünger wird eine moderate Zunahme auf 30 % der anfallenden Rindergülle und 20 % der Schweinegülle unterstellt. Alle Formen der Lagerung und Ausbringung von Stickstoff führen zusätzlich zu indirekten Lachgasemissionen die durch die Auswaschung von Stickstoff in Böden oder die Freisetzung in die Atmosphäre entstehen. Tab. 39 zeigt die Entwicklung der wesentlichen Stickstoffeinträge in die landwirtschaftlichen Böden.

<sup>44</sup> Angesichts der weiterhin steigenden Nachfrage nach Geflügelfleisch und der Konkurrenzfähigkeit der Geflügelhalter ist dieser Nutztierbestand der einzige mit Zuwachs.

Tab. 39: Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im Referenzszenario, in kg N/ha/Jahr

	1990	2000	2005	2010	2014	2020	2030
Mineraldünger	91	106	73	74	80	72	76
Wirtschaftsdünger	66	58	55	53	52	48	43
Erntereste	23	28	28	29	34	30	30
Gärreste	0	0	3	11	18	21	17
Weide	5	5	5	5	5	5	4
<b>Gesamt N pro ha</b>	<b>185</b>	<b>198</b>	<b>164</b>	<b>172</b>	<b>189</b>	<b>176</b>	<b>170</b>

Quelle: Eigene Berechnung

In der Rückschau bis 1990 schwanken die Stickstoffeinträge stark über die Jahre und sind vor allem durch das unterschiedliche Niveau des Mineraldüngereinsatzes<sup>45</sup> bestimmt. Das Jahr 2005 weist die geringsten Stickstoffeinsätze pro Hektar auf, doch danach hat der Zubau mit Biogasanlagen und der Gärresteeinsatz zu höheren Stickstoffeinträgen geführt, ohne das gleichzeitig der Mineraldüngereinsatz verringert wurde.

Bis 2030 führt die verschärfte Novelle der Düngeverordnung bis 2020 in Baden-Württemberg voraussichtlich zu einem Rückgang des gesamten N-Düngereinsatzes<sup>46</sup>. Hierfür zeigen sich vor allem die sinkenden Tierbestände verantwortlich. Aber auch durch die Ausweitung des Ökolandbaus bis zum Jahr 2030 sinken die N-Einträge weiter. Dagegen wird der Mineraldüngereinsatz in diesem Szenario nur moderat erhöht, so dass der Grenzwert von 50 kg N Überschuss nach der Flächenbilanz bis 2020 eingehalten wird.

Die Entwicklung der Treibhausgase in der Landwirtschaft bis zum Jahr 2030 werden für das Referenzszenario in Tab. 40 dargestellt. Im Vergleich zum Jahr 1990 sinken die Emissionen aus der Landwirtschaft in Baden-Württemberg um 29 %. Gegenüber 2014 wird eine weitere Reduktion von 12 % erreicht. Da aktuell keine weiteren Entwicklungen im Referenzszenario zu erwarten sind, wurde der Wert des Jahres 2030 konstant bis 2050 fortgeschrieben.

<sup>45</sup> Hierfür wird auf Daten des Düngemittelabsatz zurückgegriffen, da keine Daten zum tatsächlichen Verbrauch vorliegen. Die Schwankungen resultieren unter anderem aus Preisschwankungen: Bei niedrigen Preisen werden die Lager aufgefüllt, bei hohen werden die Lagerbestände verwendet.

<sup>46</sup> Auf Grund der hohen Unsicherheiten in der Bilanzierung von Stickstoffüberschüssen in Bezug auf die verfügbaren Daten und die Methodik konnten die Auswirkungen der Einhaltung von Grenzwerten nur näherungsweise über verfügbare Daten auf der Kreisebene für das Jahr 2011 (AG 3 Stickstoffbilanzen 2015) und die weitere Entwicklung des Stickstoffeinsatzes auf landwirtschaftlichen Böden abgeschätzt werden. Nach der Düngeverordnung müssen die Grenzwerte auf Betriebsebene eingehalten werden, was auf Grund von nicht verfügbaren Daten aber nicht darstellbar ist.

Tab. 40: Entwicklung der Methan, Lachgas, und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft im Referenzszenario

	Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]						
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
CH <sub>4</sub> Emissionen aus der Verdauung	2,9	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
CH <sub>4</sub> und N <sub>2</sub> O Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung	1,1	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
N <sub>2</sub> O Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
N <sub>2</sub> O und CH <sub>4</sub> Emissionen aus Biogas (Nawaro)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
CO <sub>2</sub> Emissionen aus Harnstoff und Kalkung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Gesamt Landwirtschaft</b>	<b>5,8*</b>	<b>4,7*</b>	<b>4,5</b>	<b>4,4</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>
<b>Minderung ggü. 1990 [%]</b>			<b>-24 %</b>	<b>-26 %</b>	<b>-29 %</b>	<b>-29 %</b>	<b>-29 %</b>
Minderung ggü. 2014 [%]			<b>-6 %</b>	<b>-9 %</b>	<b>-12 %</b>	<b>-12 %</b>	<b>-12 %</b>

Anmerkung: Die Gesamtemissionen für die Jahre 1990 und 2014 entsprechen den Zahlen des statistischen Landesamtes Baden-Württembergs. Im Vergleich zu den nachfolgenden Jahren wurden hier keine CO<sub>2</sub> Emissionen aus Harnstoff und Kalkung berücksichtigt, dafür aber Emissionen aus dem LULUCF Sektor.

Quelle: [68], Eigene Berechnungen

## Zielszenario

Im Zielszenario gehen die Tierzahlen weiter zurück. Bei den Milchkühen entspricht der Rückgang um 25 % dem Zielwert für den Tierbestand im IEKK – allerdings erst bis 2030. Da jedoch auch unterstellt wurde, dass der Weideanteil konstant bleibt, wächst die Milchleistung je Kuh in diesem Szenario geringer als im Referenzszenario (15 % statt 25 % Leistungssteigerung). Damit werden 10 % weniger Milch produziert. Die Zahl der Rinder verringert sich entsprechend, da mit weniger Milchkühen auch weniger Kälber für die Mast geboren werden. Für Schweine und Geflügel wurden die Annahmen für den Bund bis 2020 (vgl. [68]) auf die Bedingungen des Landes heruntergebrochen und fortgeschrieben. Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050 wurden die Werte konstant gehalten. Für Schafe, Ziegen und Pferde gilt das für den gesamten Zeithorizont des Zielszenarios, da der Anteil Emissionen dieser drei Tierkategorien insgesamt weniger als 3 % der Emissionen aus der Tierhaltung ausmacht.

Für die Güllevergärung gelten dieselben Annahmen wie im Referenzszenario (moderater Ausbau), doch für die Lagerung der Wirtschaftsdünger (inklusive Gärreste) ist eine nahezu vollständig gasdichte Lagerung unterstellt worden. Dies betrifft das Gros der anfallenden Gülle von Kühen, Rindern und Schweinen (90 %).

Tab. 41: Entwicklung der Tierbestände im Zielszenario, Anzahl in 1000 Stück bzw. 1000 belegte Stallplätze

	1990	2000	2005	2010	2014	2020	2030	2040	2050
Milchkühe	574	429	385	357	349	316	261	230	200
Rinder	1.010	805	685	676	667	602	494	432	370
Schweine	1.729	1.776	1.817	1.665	1.537	1.429	1.250	1250	1.250
Schafe	307	299	316	290	257	257	257	257	257
Geflügel	5.512	5.154	4.809	4.567	4.825	5.047	5.418	5418	5.418

Quelle: [68], eigene Berechnungen

Im Zielszenario wird der N-Einsatz pro Hektar bis zum Jahr 2030 durch eine Ausweitung des Ökolandbaus und durch die Reduktion der Stickstoffüberschüsse nach der Gesamtbilanz auf 50 kg N/ha weiter reduziert (siehe Tab. 42). Für das Jahr 2050 erfolgt keine weitere Reduktion der N-Einträge pro Hektar.

Tab. 42: Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden im Zielszenario

[kg N/ha/Jahr]	1990	2000	2005	2010	2014	2020	2030
Mineraldünger	91	106	73	74	80	72	59
Wirtschaftsdünger	66	58	55	53	52	48	39
Erntereste	23	28	28	29	34	30	30
Gärreste	0	0	3	11	18	21	17
Weide	5	5	5	5	5	5	4
<b>Gesamt N pro ha</b>	<b>185</b>	<b>198</b>	<b>164</b>	<b>172</b>	<b>189</b>	<b>176</b>	<b>149</b>

Quelle: eigene Berechnung

Der N-Einsatz im Zielszenario liegt inklusive der Ausweitung des Ökolandbaus bei durchschnittlich 40 kg geringerem N-Input<sup>47</sup> pro Hektar im Vergleich zum Jahr 2014. Bei ähnlichen Anbauverhältnissen wie im Jahr 2014 kann der Stickstoffbedarf der Pflanzen trotz verringerter N-Einsätze überwiegend gedeckt werden. Allerdings ist dafür eine optimale Wirtschaftsdüngerbehandlung (inkl. Lagerung und Ausbringung) mit den geringstmöglichen N-Verlusten notwendig. Zudem können Ertragsverluste durch eine Erhöhung des pflanzenverfügbaren Stickstoffs im Boden durch entsprechende Vorfrüchte und Zwischenfrüchte verringert werden. Der Anbau von Leguminosen wird durch die Zunahme der ökologisch bewirtschafteten Fläche bis 2030 ebenfalls steigen.

Im Zielszenario werden die Gesamtemissionen aus der Landwirtschaft bis zum Jahr 2030 um 42 % gegenüber 1990 reduziert. Dies erfolgt durch schärfere Grenzwerte und eine Gesamtbilanzierung der Stickstoffüberschüsse, den Ausbau des Ökolandbaus, abnehmende

<sup>47</sup> Ohne die Berücksichtigung von Leguminosen, da diese entsprechend den IPCC 2006 Guidelines nicht zu THG führen.

Tierbestände und eine gasdichte Güllelagerung. Gegenüber 2014 verringern sich in diesem Szenario die Emissionen um 28 % (siehe Tab. 43). Bis zum Jahr 2050 reduzieren sich die Emissionen aus der Landwirtschaft um 48 % ggü. 1990. Damit wird eine Halbierung der Emissionen aus diesem Sektor erreicht.

Die weiterführende Reduktion der Emissionen von 2030 bis 2050 ist aber – nach derzeitigem Erkenntnisstand – nur über einen weiteren Abbau der Tierbestände realisierbar und damit durch eine geringere Produktion von tierischen Erzeugnissen.

Tab. 43: Entwicklung der Methan, Lachgas, und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft im Zielszenario

	Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]						
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
CH <sub>4</sub> Emissionen aus der Verdauung	2,9	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
CH <sub>4</sub> und N <sub>2</sub> O Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung	1,1	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
N <sub>2</sub> O Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
N <sub>2</sub> O und CH <sub>4</sub> Emissionen aus Biogas (Nawaro)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
CO <sub>2</sub> Emissionen aus Harnstoff und Kalkung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Gesamt Landwirtschaft</b>	<b>5,9</b>	<b>4,8</b>	<b>4,5</b>	<b>4,4</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>-19 %</b>	<b>-24 %</b>	<b>-26 %</b>	<b>-29 %</b>	<b>-29 %</b>	<b>-29 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-6 %	-9 %	-12 %	-12 %	-12 %
	Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]						
CH <sub>4</sub> Emissionen aus der Verdauung	2,9	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2
CH <sub>4</sub> und N <sub>2</sub> O Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3
N <sub>2</sub> O Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,3
N <sub>2</sub> O und CH <sub>4</sub> Emissionen aus Biogas (Nawaro)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
CO <sub>2</sub> Emissionen aus Harnstoff und Kalkung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Gesamt Landwirtschaft</b>	<b>5,9*</b>	<b>4,8*</b>	<b>4,3</b>	<b>3,9</b>	<b>3,5</b>	<b>3,3</b>	<b>3,1</b>
<b>Änderung ggü. 1990 [%]</b>		<b>-19 %</b>	<b>-26 %</b>	<b>-34 %</b>	<b>-42 %</b>	<b>-45 %</b>	<b>-48 %</b>
Änderung ggü. 2014 [%]			-9 %	-18 %	-28 %	-32 %	-36 %

Anmerkung: Die Gesamtemissionen für die Jahre 1990 und 2014 entsprechen den Zahlen des statistischen Landesamtes Baden-Württembergs. Im Vergleich zu den nachfolgenden Jahren wurden hier keine CO<sub>2</sub> Emissionen aus Harnstoff und Kalkung berücksichtigt, dafür aber Emissionen aus dem LULUCF Sektor.

Quelle: [68], eigene Berechnung

## Diskussion der Ergebnisse

Eine Quantifizierung der Minderungswirkungen einzelner Treiber zeigt Tab. 44. Dabei wird deutlich, dass die bedeutendste Minderung über die Abstockung der Tierbestände erzielt wird. Allerdings fehlen gerade in diesem Bereich wirksame politische Instrumente (wie z.B. eine Flächenbindung) die gezielt eine Reduktion der Tierbestände fördern. Es bleibt abzuwarten inwieweit die neue Düngeverordnung mit erhöhten Anforderungen und Auflagen für Regionen mit hohen Tierbesatzdichten, den Trend hin zu einer Abstockung der Tierbestände unterstützt. Weitere Maßnahmen wie die Reduktion der Stickstoffüberschüsse sind eng mit der Tierbestandsdichte in den einzelnen Landkreisen verbunden und damit ebenso abhängig von dem Vollzug der Düngeverordnung.

Technische Maßnahmen wie die gasdichte Lagerung von Gülle und eine stärkere Vergärung des Wirtschaftsdüngers lassen sich vor allem über einen Ausbau der Förderung steuern.

Auch für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050 sinken die Milchkuhzahlen im Zielszenario. Bei dem aktuellen hohen Leistungsniveau ist eine weitere Leistungssteigerung nach 2030 schwieriger. Eine gleichbleibende Selbstversorgungsquote mit Milch kann somit bestenfalls mit Maßnahmen auf der Nachfrageseite (Verringerung der Lebensmittelabfälle, Verringerung des Verbrauchs) erreicht werden.

Tab. 44: Minderungswirkungen der einzelnen Treiber im Jahr 2030 gegenüber 2014

Treiber	Reduktion in kt CO <sub>2</sub> Äqu.
Reduktion der Stickstoffüberschüsse	315
Ausweitung des Ökolandbaus	57
Gasdichte Lagerung	200
Steigerung Güllevergärung auf 30%	27
Tierbestandsabstockung und Leistungssteigerung	650
<b>Gesamtreduktion ggü. 2014</b>	<b>1.249</b>

Quelle: Eigene Berechnung

## Zusammenfassung: Zielszenario Landwirtschaft 2030

THG-Emissionen 2030 im Zielszenario: 3,45 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

Minderung gegenüber 1990: 41,8 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren:

- Senkung der Stickstoffüberschüsse nach der Gesamtbilanz auf 50 kg N/ha
- Gasdichte Lagerung von 90 % der anfallenden Gülle
- Abstockung der Tierbestände bei gleichzeitiger Leistungssteigerung, ab 2030 Abstockung ohne weitere Leistungssteigerung
- Ausweitung des Ökolandbaus auf 20 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche im Jahr 2030
- Steigerung der Güllevergärung auf 30 % des anfallenden Wirtschaftsdüngers bis zum Jahr 2030

### Bandbreite der Emissionen im Zielszenario 2030

Die Ergebnisse des Zielszenario sind ambitioniert und die Zielerreichung bislang unsicher. Für Stickstoffminderung hängt sie von einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen ab und für die Emissionen aus der Tierhaltung ist sie v.a. abhängig von der Entwicklung der Tierbestände. Zum jetzigen Zeitpunkt kann keine Aussage darüber getroffen werden, ob die Novelle der Düngeverordnung entsprechend umgesetzt wird und die Erwartungen erfüllt. Für die Abstockung der Tierbestände gibt es bisher keine Instrumente (weder im Land noch im Bund) sondern lediglich eine Zielerklärung.

In Bezug auf die Minderungsmöglichkeiten herrscht damit eine extreme Unsicherheit ob und wann das Ziel erreicht werden wird.

Die Bandbreiten ergeben sich daher aus unterschiedlichen Zeitpunkten der Zielerreichung. Der berechnete Zielwert für 2030 ist ambitioniert und macht nur noch eine geringere Minderung zwischen 2030 und 2050 nötig – dieser entspricht dem unteren Wert der Emissionen im Zielszenario. Verzögert sich angesichts bisher fehlender Instrumente die Zielerreichung, ist der Minderungsbeitrag bis 2030 geringer. Eine darüber hinausgehende Reduktion hängt maßgeblich von Maßnahmen auf der Nachfrageseite ab und ist nicht einfach zu realisieren.

Bandbreite 2030 der Emissionen im Zielszenario: 3,9 - 3,45 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

### Wichtige Weichenstellungen und Abweichung zum Zielwert 2030:

- Entwicklung eines Instruments zur Abstockung der Tierbestände, welches so schnell wie möglich wirkt, da keine Maßnahmen zur Abstockung der Tierbestände kurzfristig zur Verfügung stehen.
- Schaffung von Instrumenten die den Einsatz von Mineraldünger in Landkreisen mit hohen Tierbesatzdichten reduzieren bzw. verbieten.
- Schaffung von ordnungsrechtlichen Vorschriften und finanziellen Förderungen zur gasdichten Abdeckung der Güllelagern mit Gasfackel.

### **13.3 Handlungsempfehlungen**

Zur Reduzierung der THG-Emissionen im Bereich Landwirtschaft verfügt das Land über stark begrenzte Möglichkeiten. Neben den bereits oben angesprochenen Fördermöglichkeiten (z.B. zur Verhinderung von Emissionen aus der Güllelagerung oder zugunsten des Ökolandbaus), reduzieren sich die Möglichkeiten weitgehend auf den Gesetzesvollzug. Insbesondere ist es für die erforderliche Reduktion der Stickstoffüberschüsse notwendig, für einen effektiven Vollzug des novellierten Düngemittelrechts zu sorgen. Neben ausreichenden Ressourcen für eine entsprechende Beratung der Landwirte gehört hierzu auch eine hinreichende Überwachung des tatsächlichen Düngemittleinsatzes, z.B. durch Beprobung der Vorfluter.

## 14 Industrieprozesse und Produktverwendung

### 14.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Die THG-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung sind primär (98 % im Jahr 2014) CO<sub>2</sub> zuzurechnen, zusätzlich fallen Lachgasemissionen in Höhe von 0,05 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. an. Folgende Betrachtung bezieht sich auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß, für die Gesamtbetrachtung werden die Lachgasemissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung konstant angenommen. Die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stammten im Jahr 2014 zu 73 % aus der Herstellung von Zementklinker, zu 7 % aus der Kalkproduktion und zu 20 % aus restlichen Quellen die unbekannt oder vertraulich einzustufen sind. In Summe beliefen sich die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 2,9 Mio. t CO<sub>2</sub>.

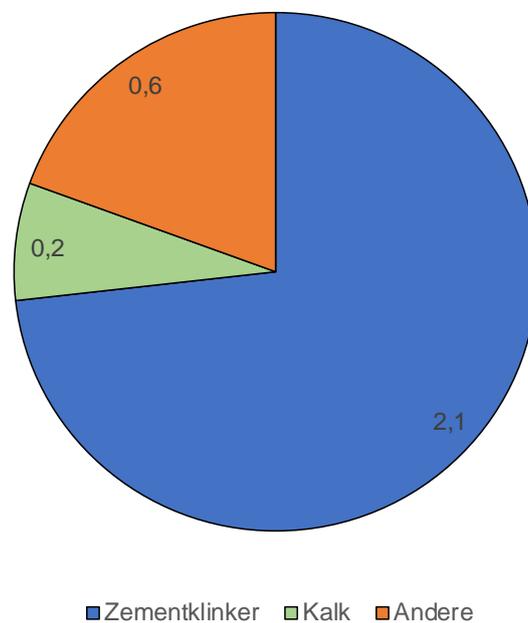


Abb. 43: Prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Industriesektor im Jahr 2014 (Quelle: [71])

Aufgrund der Dominanz der Emissionen aus der Klinkerherstellung wurden diese detaillierter modelliert. Für die Emissionen aus der Kalkherstellung wird angenommen, dass diese sich entsprechend der Emissionen aus der Klinkerherstellung entwickeln. Die "Anderen" Emissionsquellen entwickeln sich entsprechend der gesamten prozessbedingten Emissionen. Eine Alternative wäre gewesen, diese konstant zu belassen. Die 0,6 Mio. t von 2014 hätten jedoch nicht erlaubt, die Klimaschutzziele im Jahr 2050 zu erreichen. Entsprechend entsteht auch hier ein hoher Handlungsdruck. Solange die Quelle dieser Emissionskategorie jedoch nicht genauer bekannt ist, können keine Handlungsempfehlungen gegeben werden.

Für eine detaillierte Darstellung der Annahmen wird auf das Kapitel 6 zu den energiebedingten Emissionen der Industrie verwiesen, da insbesondere die Annahmen zur Zementindustrie auch dort eine hohe Relevanz haben.

## 14.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario

Im Zielszenario sinken die gesamten prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 bis 2050 um 83 % auf etwa 0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Damit ist ein deutlich stärkerer Rückgang als im Referenzszenario zu verzeichnen (-23 %). Bis 2030 ist im Vergleich zu 2014 ein Rückgang von 32 % zu verzeichnen. Der Rückgang ist vorwiegend durch Veränderungen in der Zementindustrie getrieben (Abb. 44).

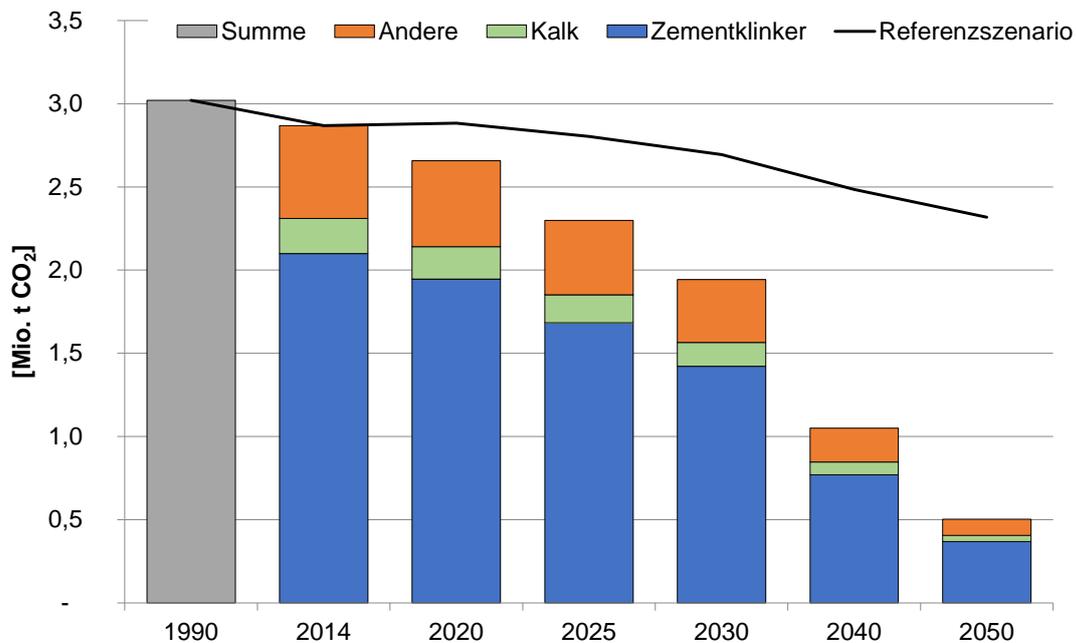


Abb. 44: Entwicklung der prozessbedingten Emissionen im Industriesektor im Zielszenario

Eine entsprechend deutliche Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Zementindustrie ist nur durch einen grundlegenden Wandel der gesamten Branche inkl. der Wertschöpfungskette möglich - solange CCS als Option ausgeschlossen ist. Dies beinhaltet neue Zement- und Betonsorten, aber auch konsequente Materialsubstitution und -Effizienz in der Bauwirtschaft und viele weitere Maßnahmen. Siehe hierzu die Schlussfolgerungen zur Industrie im Kapitel 6.

## 15 Energiegewinnung und -verteilung

Die Emissionen aus der Energiegewinnung und -verteilung umfassen hauptsächlich Methanemissionen, die durch den Austritt von Erdgas beispielweise durch Leckagen in den Verteilstrukturen verursacht werden. Im Zeitraum seit 1990 konnte der Treibhausgasausstoß aus der Energiegewinnung und -verteilung von 0,70 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. auf 0,46 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. pro Jahr reduziert werden [3]. Da eine umfassende Untersuchung im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich war, wird ein direkter Zusammenhang zwischen Methan ausstoß und Primärenergieverbrauch von Erdgas angenommen. Die Ergebnisse des Zielszenarios sind in Kapitel 18, Tab. 52 dargestellt. Mit Zunahme des Primärenergieverbrauchs von Erdgas steigen die Emissionen bis 2030 auf 0,53 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. Bis 2050 können die Emissionen aus der Energiegewinnung und Verteilung über den Einsatz von EE-Methan anstatt Erdgas nahezu vollständig vermieden werden. Die Emissionen im Referenzszenario steigen bis 2030 auf 0,54 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu., bis 2050 nehmen diese mit sinkendem Erdgasverbrauch auf 0,48 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. ab (weitere Angaben siehe zusammenfassende Darstellung in Kapitel 18).

## 16 Abfall- und Kreislaufwirtschaft

### 16.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Im Sektor Abfall- und Kreislaufwirtschaft werden im Nationalen Inventarbericht (NIR) nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen aus den folgenden Bereichen berichtet:

- Abfalldeponierung
- Kompostierung und Vergärung organischer Abfälle
- mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA)
- Abwasserbehandlung (abflussfreie Gruben und Kläranlagen)

Für die Fortschreibung der Emissionen im Referenz- und im Zielszenario wurden die bisherigen Zeitreihen des Statistischen Landesamtes herangezogen sowie die Abfallbilanz für Baden-Württemberg und das ATZ-Gutachten zur Analyse von Status und Entwicklung der Abfallwirtschaft in Baden-Württemberg [72] ausgewertet.

Im Sektor Abfall sind die größten Treibhausgasminderungspotenziale bereits ausgeschöpft. Ein maßgeblicher Beitrag wurde durch das Deponierungsverbot 2005 erreicht. Die gegenüber den energiebedingten anteilig geringen, noch verbleibenden nicht-energiebedingten THG-Emissionen des Abfallsektors wurden 2014 zu 88 % durch Methanemissionen der Hausmülldeponien verursacht, die aus früheren Ablagerungen resultieren. Die weiteren THG-Emissionen werden v.a. durch Lachgasemissionen geprägt (Annahme Abwasserbehandlung 80 %) <sup>48</sup>. Beide Emissionsquellen lassen sich nur noch wenig durch abfall- bzw. abwasserwirtschaftliche Maßnahmen beeinflussen. Lachgasemissionen aus der Abwasserbehandlung sind beispielsweise durch Stickstoff im zu behandelnden Abwasser bedingt und lassen sich technisch kaum verhältnismäßig mindern. Demgegenüber wird z.B. in [73] dargelegt, dass die Pro-Kopf-Proteinaufnahme um 30 % über empfohlenen Werten liegt. Eine Ernährungsumstellung (weniger Protein = weniger Stickstoff) hätte eine Lachgasminderung zur Folge.

Beiträge zum Klimaschutz können dennoch weiterhin von der Abfallwirtschaft geleistet werden. Hierzu zählen vor allem Anstrengungen zu einer weitergehenden Kreislaufführung durch Recycling von trockenen Wertstoffen sowie eine kombinierte energetisch-stoffliche Nutzung von biogenen Abfällen. Die dadurch erzielbaren Minderungspotenziale schlagen sich allerdings nicht im Sektor Abfall nieder, sondern im Umwandlungssektor und der Industrie durch dort vermiedene Primärproduktion bzw. konventionelle Energieerzeugung.

Für die Entwicklung der THG-Emissionen im Sektor Abfall wurden zunächst für das Referenz- und das Zielszenario gleichermaßen folgende Annahmen getroffen:

- Die Methanemissionen aus Hausmülldeponien sind entsprechend dem langsam abklingenden biologischen Abbau früher abgelagerter organischer Abfälle weiter rückläufig; die Berechnung erfolgt in Anlehnung an Prognosen für Deutschland.

---

<sup>48</sup> Hierzu sind von Seiten des Statistischen Landesamts keine weiter differenzierten Angaben verfügbar.

- Lachgasemissionen aus der Abwasserbehandlung sind abhängig von der Bevölkerungszahl und werden über diese fortgeschrieben.
- Konstantes Niveau hinsichtlich Ablagerungen auf Deponien der Deponiekategorie II bei 127.600 t/a.

Die zu einer weiteren (wenn auch primär in anderen Sektoren erfolgenden) THG-Minderung betrachteten abfallwirtschaftlichen Maßnahmen für das Referenz- und das Zielszenario zeigt Tab. 45.

Tab. 45: Annahmen für das Referenz- und das Zielszenario im Sektor Abfall

	Referenzszenario	Zielszenario	
Kommunales Abfallaufkommen und -verbleib	Abfallaufkommen	Konstant bei 490 kg / (E*a)	
	Getrennte Erfassung	Flächendeckende getrennte Erfassung gemäß KrWG wird/ist umgesetzt Häuslicher Bioabfall auf 50,4 kg/E*a Restmüllaufkommen reduziert sich entsprechend	Ambitionierte Steigerung der getrennten Erfassung von Bioabfällen Häuslicher Bioabfall auf 60 kg/E*a Restmüllaufkommen reduziert sich entsprechend
	Abfälle aus der Biotonne	Häusliche Bioabfälle werden zu 80 % (aktuell 40 %) in Kaskade in neu errichteten und/oder umgerüsteten emissionsarmen Vergärungsanlagen genutzt	Häusliche Bioabfälle werden zu 80 % in Kaskade in neu errichteten und/oder umgerüsteten Vergärungsanlagen genutzt
	Grünabfälle	Grünabfälle werden zu 25 % (aktuell 30 %) in Biomasse-HKW energetisch verwertet und zu 10 % (aktuell 3 %) vergoren	Grünabfälle werden zu 20 % in Biomasseheizkraftwerken energetisch verwertet und zu 25 % vergoren.
Abfallbehandlungsanlagen	Vergärungsanlagen	Zubau ca. 10 moderner emissionsarmer Vergärungsanlagen um zusätzlich insgesamt (Bio- und Grünabfälle) ca. 300.000 t/a zu vergären (Energiepotenzial ca. 230 GWh)	Zubau ca. 15 moderner emissionsarmer Vergärungsanlagen um zusätzlich insgesamt (Bio- und Grünabfälle) ca. 530.000 t/a zu vergären (Energiepotenzial ca. 400 GWh)
	Müllverbrennungsanlagen	BAU; durchschnittliche Wirkungsgrade MVAn in BW Strom 13 % netto; Wärme 25,5 %	MVAn werden ertüchtigt (neue Turbinen) zur Steigerung der Wirkungsgrade; MVAn soweit möglich im KWK-Betrieb; Möglichkeiten der flexiblen Stromerzeugung prüfen (MVAn einer Kapazität von > 200.000 t/a in Ballungsgebieten werden hinsichtlich thermischen Wirkungsgrad optimiert und liefern Nah/Fernwärme)
	Wertstoffsortierung	getrennt erfasste Wertstoffe werden in modernen (LVP-) Sortieranlagen aufbereitet	insbesondere Kunststoffverpackungsabfälle werden weitergehend sortenrein bereitgestellt zur Steigerung der Recyclingrate auf 50 %

Daraus haben die gesteigerte getrennte Erfassung und die Behandlung von Bio- und Grünabfällen einen direkten Einfluss auf die nicht-energiebedingten THG-Emissionen im Sektor Abfall, die in den Szenarien berechnet wurden. THG-Emissionen aus der Abfallverbrennung sowie der resultierende Nutzen, die Energieerzeugung, sind im Sektor Energie inbegriffen. Dies gilt auch für die Biogasnutzung sowie die Grünabfallnutzung in Biomasse-HKW. Die erzeugbare Biogasmenge wird jedoch nachfolgend ausgewiesen, ebenso der Energiegehalt der in Biomasse-HKW eingesetzten holzigen Grünabfälle. Ebenfalls ausgewiesen werden die THG-Minderungspotenziale, die sich durch die Vermeidung der Primärerzeugung aus der getrennten Erfassung von Wertstoffen ergeben. Bei der stofflichen Nutzung von Bio- und Grünabfällen ist dies die vermiedene Herstellung von z.B. Torf und Mineraldünger. Die potenziell vermiedenen THG-Emissionen dürfen nicht in die Gesamtbilanz eingerechnet werden, sie werden nachrichtlich ausgewiesen.

Sowohl direkte als auch potenziell vermiedene THG-Emissionen werden durch die jeweils behandelten Abfallmengen bestimmt. Für die künftige Entwicklung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Nach [72] war in der letzten Dekade keine Abfallnettoerduktion zu beobachten, sondern primär eine Verlagerung in den privatwirtschaftlichen Bereich sowie eine Umleitung z.B. aus Hausmüll in die Wertstoffeffassung und Biotonne; daran angelehnt wird von einem etwa konstanten Aufkommen kommunaler Abfälle ausgegangen (490 kg/(E\*a)).
- Eine Steigerung der getrennten Erfassung von Wertstoffen wird entgegen [72] nicht angenommen. Dies wird für Baden-Württemberg nur im Falle eines Bundeswertstoffgesetzes als möglich gesehen [74].
- Die Steigerung der getrennten Erfassung von Bioabfällen basiert ebenfalls auf Angaben des [72]; das Szenario I mit einer Steigerung der getrennten Erfassung auf 50,4 kg/E\*a durch Anschluss der verbliebenen 10 Landkreise wird für das Referenzszenario übernommen, das Szenario II mit einer weitergehenden durch Anschluss- und Benutzungszwang Steigerung der Erfassungsmenge auf 60 kg/E\*a wird für das Zielszenario übernommen; für den Pfad wurde eine kontinuierliche Steigerung angenommen.
- Für die Bioabfallbehandlung wurde im Referenz- und im Zielszenario gleichermaßen angenommen, dass Abfälle aus der Biotonne bis zum Jahr 2030 zu 80 % in Vergärungsanlagen eingesetzt werden (zum Stand 2015 [75] waren es knapp 40 %, 2010 noch 27 % [72]<sup>49</sup>; es wird von einer kontinuierlichen Umlenkung von der Kompostierung zur Vergärung bzw. Kaskadennutzung ausgegangen; dies bedeutet, dass der wesentliche Zubau neuer Vergärungsanlagen bzw. die Nachrüstung bestehender Kompostierungsanlagen im Zeitraum bis 2030 erfolgt.
- Das Grünabfallaufkommen wird in Anlehnung an die Abfallbilanz 2015 ([75], Abb. 19) auch in der Fortschreibung konstant mit 90 kg/(E\*a) angenommen.

<sup>49</sup> In [72] wurde von einer Umsetzung bis 2020 ausgegangen, die hier aufgrund des derzeitigen Umsetzungsstandes und des zu Verfügung stehenden Zeitraums bis 2020 nicht übernommen wurde.

- Für die Grünabfallbehandlung ergibt sich durch die Annahmen gemäß Tab. 45 v.a. eine Umlenkung von Biomasse-HKW hin zu einer Mitbehandlung in Bioabfallvergärungsanlagen; auch hier wird angenommen, dass diese Umlenkung kontinuierlich bis zum Jahr 2030 erfolgt.

Zur Ermittlung der direkten und nachrichtlichen THG-Emissionen für das Referenz- und das Zielszenario wurden folgende Datenquellen verwendet:

- Für Kompostierung und Vergärung Emissionsfaktoren des Nationalen Inventarberichts; diese gelten gleichermaßen für Bio- und Grünabfälle; für die Fortschreibung wurde in Anlehnung an [73] angenommen, dass die THG-Emissionen aus der Kompostierung und der Vergärung durch betriebliche und technische Optimierungen um etwa 40 % gemindert werden können; für den Pfad wurde von einer kontinuierlichen Umsetzung der Maßnahmen ausgegangen.
- Die erzeugte Biogasmenge wurde berechnet unter der Annahme eines durchschnittlichen Gasertrags von 120 m<sup>3</sup>/t (analog [72] für Szenarien), eines mittleren Methangehalts von 62 Vol.% (Wert nach NIR 60 Vol.%, nach [72] rechnerisch 74 Vol.%).
- Das Energiepotenzial für holzige Grünabfälle zur energetischen Verwertung (Biomasse-HKW) wurde ebenfalls berechnet, der Heizwert wurde zu 15 MJ/kg angenommen.
- Für die THG-Emissionsminderungspotenziale durch die stoffliche Verwertung von trockenen Wertstoffen und organischen Abfällen (Kompost) wurden Emissionsfaktoren der ifeu-Umberto-Datenbank verwendet (z.B. in UBA-Texte 46/2015, UBA-Texte 31/2012, UBA-Texte 06/2010); diese nachrichtlich ausgewiesenen Einsparpotenziale wurden im Pfad nicht verändert.
- Energetische Verwertung von Siedlungsabfällen: Etwa 2 Mio. t stehen zur thermischen Behandlung zur Verfügung. Gegenwärtig beträgt die Gesamtkapazität der sechs MVA Anlagen in Baden-Württemberg 1,76 Mio. t. Etwa 300.000 t werden in bayrischen und schweizerischen MVAs entsorgt. Für den Restbetrag ist von Mitverbrennung in Kraft- und Zementwerken auszugehen. Der mittlere Heizwert liegt bei 10 MJ/kg.

Der mittlere elektrische Nettowirkungsgrad bei den MVAs in BaWü liegt bei 13,7 %. Mit Blick auf den technischen Stand der Anlagen und den möglichen Ertüchtigungsoptionen (z.B. effizientere Turbinen, Optimierung auf thermischen Nutzungsgrad) wird unter Beibehaltung der bestehenden Prozess- und Fernwärmeabgabe der Anlagen mit KWK eine Steigerung auf 16 % im gewichteten Durchschnitt abgeleitet. Zur Einschätzung des technischen Optimierungspotenzials werden u.a. die Analysen in [76] und [77] berücksichtigt. Durch die Optimierung aller MVA könnten zusätzlich 85 GWh Strom erzeugt werden. Im Referenzszenario erfolgt diese Optimierung nicht, im Zielszenario findet in den kleineren MVA (< 200.000 t) eine Optimierung der Wirkungsgrade statt, in den großen MVA in Ballungsgebieten wird auf die reine Fernwärmeerzeugung umgestellt. Diese Umstellung erfolgt aus dreierlei Gründen:

- Zum einen aufgrund einer stetigen Nachfrage von Wärme in den zugrunde liegenden Ballungsgebieten,
- zum anderen aufgrund eines angenommenen niedrigen Strompreises infolge der flächendeckenden Einführung erneuerbarer Energien, welcher die Wirtschaftlichkeit eines KWK-Betriebes der Anlagen beeinträchtigt
- und drittens sind die Potenziale limitiert durch technische Maßnahmen die Stromwirkungsgrade in relevantem Umfang zu steigern (siehe dazu auch die Darstellung in Tab. 46, „Nutzungsgrade aktuell“ und „optimiert“).

Tab. 46: Energienutzung der baden-württembergischen MVAs; Zusammenstellung durch ifeu auf Basis von [78] bzw. der jeweiligen Anlagenbetreiber

	Kapazität ("Zukunft")		unterer Heizwert (mittel)	Nutzungsgrade aktuell		Nutzungsgrade künftig (optimiert)
	[t]	[MWh]		[MJ/kg]	elektrisch	
Stuttgart	420.000	1.145.083	9,82	-4,2 %	92,5 %	
Mannheim	700.000	1.944.444	10	15,4 %	k.A.	17 %
Göppingen	155.000	446.960	10,4	14,7 %	10,9 %	20 %
Ulm	155.000	406.660	9,45	12,2 %	33,5 %	15 %
Böblingen	160.000	474.222	10,7	7,2 %	39,0 %	10 %
Eschbach	170.000	472.222	10	13,8 %	33,9 %	15 %
<b>Summe bzw. MITTEL</b>	<b>1.760.000</b>	<b>4.889.592</b>	<b>10,1</b>	<b>13,7 %<sup>a)</sup></b>		<b>16,0 %<sup>a)</sup></b>

a) Mittelwerte der Stromnutzungsgrade ohne die Stuttgarter Anlage  
Basisdaten überwiegend aus: [78], Berechnungen durch ifeu

## 16.2 Ergebnisse des Referenz- und Zielszenarios

### 16.2.1 Abfallaufkommen

Wie bereits eingangs erwähnt, ist nicht mit einer Nettoabfallreduktion pro-Kopf zu rechnen. Jedoch ist in beiden Szenarien mit Verschiebungen innerhalb der Teilabfallströme zu rechnen. Die folgende Tab. 47 gibt eine Übersicht über die zu erwartenden Massenströme im Referenzszenario. Analog dazu stellt Tab. 48 die Ergebnisse im Zielszenario dar. Ein quantitativer Unterschied zwischen den beiden Szenarien tritt erst ab dem Jahr 2030 zutage mit der weitergehenden gesteigerten getrennten Erfassung von häuslichen Bioabfällen im Zielszenario.

Tab. 47: Abfallmassenströme im Referenzszenario

[1.000 t/a]	1990	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haus- und Sperrmüll	2.619	1.527	1.535	1.567	1.555	1.536	1.532	1.528	1.521	1.509
Abfälle aus der Biotonne	17	488	482	507	530	552	551	549	546	542
Grünschnitt	303	994	967	979	984	986	983	981	976	968
Wertstoffe	788	1.782	1.791	1.812	1.822	1.824	1.820	1.815	1.806	1.792
<b>Zwischensumme</b>	<b>3.727</b>	<b>4.791</b>	<b>4.775</b>	<b>4.865</b>	<b>4.891</b>	<b>4.898</b>	<b>4.886</b>	<b>4.874</b>	<b>4.848</b>	<b>4.812</b>
<b>Kommunale Abfälle gesamt<sup>1</sup></b>	<b>8.066</b>	<b>5.259</b>	<b>5.235</b>	<b>5.331</b>	<b>5.359</b>	<b>5.367</b>	<b>5.354</b>	<b>5.340</b>	<b>5.312</b>	<b>5.272</b>

Quelle historische Werte: [79]

1) Werte umfassen des Weiteren v.a. hausmüllähnliche Gewerbeabfälle und sonstige Abfälle

Tab. 48: Abfallmassenströme im Zielszenario

[1.000 t/a]	1990	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Haus- und Sperrmüll	2.619	1.527	1.535	1.567	1.555	1.536	1.506	1.476	1.442	1.406
Abfälle aus der Biotonne	17	488	482	507	530	552	577	602	624	646
Grünschnitt	303	994	967	979	984	986	983	981	976	968
Wertstoffe	788	1.782	1.791	1.812	1.822	1.824	1.820	1.815	1.806	1.792
<b>Zwischensumme</b>	<b>3.727</b>	<b>4.791</b>	<b>4.775</b>	<b>4.865</b>	<b>4.891</b>	<b>4.898</b>	<b>4.886</b>	<b>4.874</b>	<b>4.848</b>	<b>4.812</b>
<b>Kommunale Abfälle gesamt<sup>1</sup></b>	<b>8.066</b>	<b>5.259</b>	<b>5.235</b>	<b>5.331</b>	<b>5.359</b>	<b>5.367</b>	<b>5.354</b>	<b>5.340</b>	<b>5.312</b>	<b>5.272</b>

Quelle historische Werte: [79]

1) Werte umfassen des Weiteren v.a. hausmüllähnliche Gewerbeabfälle und sonstige Abfälle

Für den Bereich Haus- und Sperrmüll ergibt sich bis 2030 in beiden Szenarien ein leichter demographiebedingter Anstieg um etwa 1 % gegenüber 2014. Bis 2050 geht das Abfallaufkommen in dieser Kategorie im Referenzszenario um insgesamt 1 %, im Zielszenario – aufgrund der erhöhten Abschöpfung in anderen Kategorien – um 8 % zurück.

Abfälle aus der Biotonne nehmen bis 2030 in beiden Szenarien um 13 % gegenüber 2014 zu. Im Zielszenario wachsen diese bis 2050 verglichen mit 2014 um insgesamt 32 %, im Referenzszenario reduziert sich der Zuwachs demographiebedingt auf 11 %.

Demographiebedingt bleiben Grünabfälle bis 2030 im Wesentlichen unverändert (-1 %) und nehmen bis 2050 leicht ab (-2,5 %).

Die Mengen an getrennt erfassten Wertstofffraktionen ändern sich ausschließlich demographiebedingt und nehmen in Summe in beiden Szenarien bis 2030 um rund 2 % zu, im

weiteren Verlauf bis 2050 reduziert sich die Zunahme wiederum demographiebedingt auf insgesamt 1 % gegenüber 2014.

### 16.2.2 Behandlungsoptionen

Ein wesentlicher Beitrag zur Emissionsminderung kann durch einen Paradigmenwechsel im Bereich der biogenen Abfälle – weg von der Kompostierung hin zur Vergärung – erreicht werden. Gegenwärtig ist die Kompostierung von Bio- und Grünabfällen die primäre Behandlungsoption. Vergoren werden derzeit etwa 40 % der Bioabfälle und nur rund 3 % der Grünabfälle. Sowohl Referenz- als auch Zielszenario sehen eine Steigerung und Ausbau der Vergärung vor. Abfälle aus der Biotonne sollen in beiden Szenarien mehrheitlich (80 %) der Vergärung zugeführt werden. Die restlichen 20 % werden kompostiert. Für Grünabfälle sollen im Referenzszenario 10 % vergoren werden und 25 % direkt in Biomasse-HKW energetisch genutzt werden. Die übrigen 65 % werden ebenfalls kompostiert. Im Zielszenario werden ein Viertel aller Grünabfälle vergoren. Der Anteil der Abfälle, die in Biomasse-HKWs verbrannt werden sinkt auf 20 %. Auch hier wird der überwiegende Anteil nach wie vor kompostiert (55 %). Abb. 45 visualisiert die Massenströme beider Szenarien.

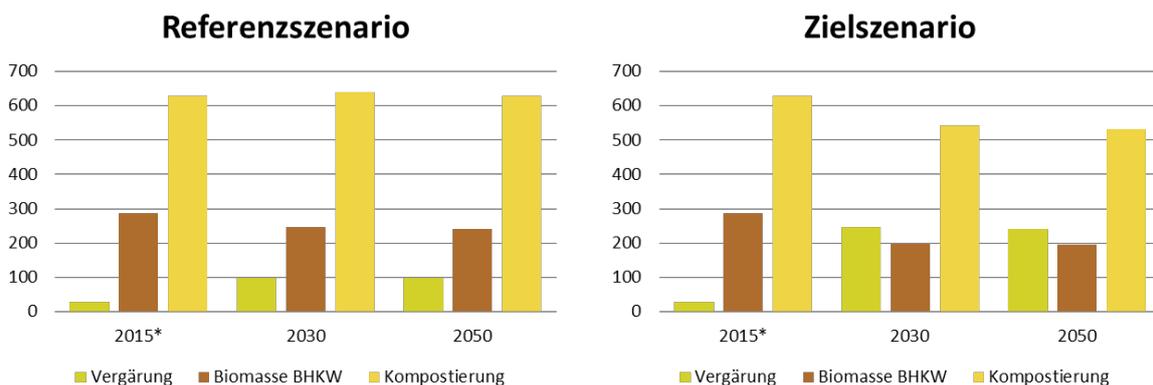


Abb. 45: Behandlungsoptionen biogener Abfälle in Referenz- und Zielszenario  
\* Werte gemäß Abfallbilanz 2015

Wie bereits weiter oben erwähnt, verringert sich der Zulauf der Abfälle zur thermischen Behandlung des Landes. Die nachfolgende Abb. 46 stellt die Entwicklung beider Szenarien dar. Geprägt wird die Entwicklung v.a. durch die gesteigerte getrennte Erfassung und Verwertung von häuslichen Bioabfällen, während das gesamte kommunale Pro-Kopf-Aufkommen sowie das der Wertstofffraktionen konstant ist.

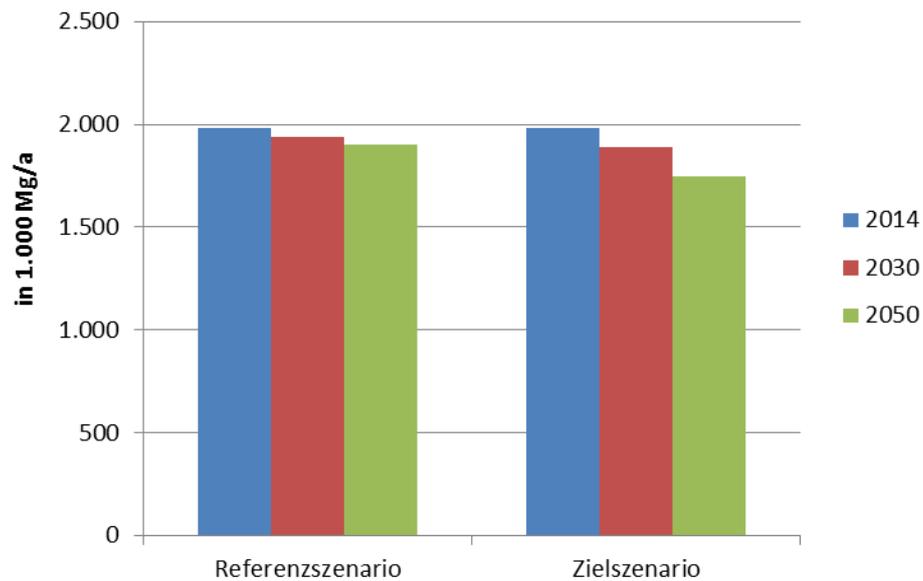


Abb. 46: Abfälle zur thermischen Behandlung in Referenz- und Zielszenario

### 16.2.3 Emissionsentwicklung

Die Entwicklung der THG-Emissionen im Sektor Abfall- und Abwasserwirtschaft ist in Tab. 49 für das Zielszenario aufgeführt. Für das Referenzszenario ergeben sich nur leicht abweichende Werte bedingt durch die deutliche Dominanz der Methanemissionen aus Hausmülldeponien. Im Jahr 2030 bestimmen diese im Referenz- und im Zielszenario gleichermaßen noch zu 75 % die gesamten direkten THG-Emissionen, im Jahr 2050 weiterhin zu rd. 55 %. Emissionen der Abwasserbehandlung liegen in beiden Szenarien etwa gleich bei rd. 0,07 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a und variieren lediglich leicht demographiebedingt. Emissionen aus der thermischen Behandlung der Abfälle werden im Energiesektor ausgewiesen und werden daher an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Somit stellen die Vergärungsanlagen durch diffuse Emissionen etwa über den Methanschluß des BHKW oder das Gärrestlager neben den Emissionen aus der Kompostierung die Quelle für Emissionen dar, durch die sich Unterschiede im Referenz- und im Zielszenario bedingen. Spezifisch sind bundesdurchschnittliche THG-Emissionen der Vergärung höher als die der Kompostierung. Da im Zielszenario für das Jahr 2050 von einer weitergehenden getrennten Erfassung von häuslichen Bioabfällen ausgegangen wird und zudem für Grünabfälle ein höherer Anteil zur Vergärung angesetzt ist, ergeben sich absolut gegenüber dem Referenzszenario etwas höhere THG-Emissionen. In Summe zeigt damit das Referenzszenario im Jahr 2050 etwas geringere direkte THG-Emissionen im Sektor Abfall- und Abwasserwirtschaft in Höhe von 0,255 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. Dies wirkt zwar zunächst widersprüchlich, jedoch werden durch die Substitution fossiler Energieträger durch das durch die Vergärung gewonnene Biogas/-methan im Energiesektor entsprechend erheblich mehr Emissionen vermieden. Des Weiteren ergeben sich Entlastungen durch die vermiedene Primärproduktion von Torf und Mineraldünger durch die Anwendung von Komposten bzw. kompostierten Gärresten.

Tab. 49: Entwicklung der THG-Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft im Referenz- und Zielszenario

	Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]						
	1990	2014 (2015 <sup>1</sup> )	2020	2025	2030	2040	2050
CH <sub>4</sub> Emissionen Hausmüll-deponien	4,14	1,00	0,69	0,52	0,39	0,24	0,15
N <sub>2</sub> O Emissionen Kläranlage	0,10	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
THG-Emissionen aus Kompostierung	0,02	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02
THG-Emissionen aus Vergärung	0	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02
<b>Gesamt Abfall/Abwasser</b>	<b>4,30</b>	<b>1,13</b>	<b>0,82</b>	<b>0,65</b>	<b>0,52</b>	<b>0,36</b>	<b>0,26</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>-74 %</b>	<b>-81 %</b>	<b>-85 %</b>	<b>-88 %</b>	<b>-92 %</b>	<b>-94 %</b>
Änderung ggü. 2014			-27 %	-42 %	-54 %	-68 %	-77 %
	Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]						
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
CH <sub>4</sub> Emissionen Hausmüll-deponien	4,14	1,00	0,69	0,52	0,39	0,24	0,15
N <sub>2</sub> O Emissionen Kläranlage	0,10	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
THG-Emissionen aus Kompostierung	0,02	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02
THG-Emissionen aus Vergärung	0	0,02	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03
<b>Gesamt Abfall/Abwasser</b>	<b>4,30</b>	<b>1,13</b>	<b>0,83</b>	<b>0,66</b>	<b>0,53</b>	<b>0,36</b>	<b>0,26</b>
<b>Änderung ggü. 1990</b>		<b>-74 %</b>	<b>-81 %</b>	<b>-85 %</b>	<b>-88 %</b>	<b>-92 %</b>	<b>-94 %</b>
Änderung ggü. 2014			-27 %	-42 %	-53 %	-68 %	-77 %

Quelle historische Werte: [79]

1) für Kompostierung und Vergärung lagen keine statistischen THG-Emissionen vor; die Werte wurden auf Basis verfügbarer Aktivitätsraten für das Jahr 2015 berechnet

Die Vorteile der für die Abfall- und Kreislaufwirtschaft vorgeschlagenen Maßnahmen zeigen sich in den Sektoren Umwandlung (Energieerzeugung aus Haus- und Sperrmüll, holzigem Grünabfall und Biogasnutzung) sowie Industrie. So werden im Referenzszenario ab dem Jahr 2030 jährlich rd. 400 GWh Biogas erzeugt, im Zielszenario sind es bis 2030 rd. 510 GWh und bis 2050 rd. 560 GWh Biogas (ggü. 166 GWh in 2014). Umgekehrt können im Referenzszenario ab dem Jahr 2030 etwa 1.000 GWh holzige Grünabfälle energetisch genutzt werden, im Zielszenario sind es rd. 820 GWh.

Darüber hinaus ergeben sich Entlastungen durch die stoffliche Verwertung von trockenen Wertstoffen sowie die Erzeugung und Anwendung von Komposten. Für die Ist-Situation überwiegen die entsprechenden potenziellen Netto-THG-Entlastungen (rd -1,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-

Äqu.) die gesamten direkten THG-Emissionen des Sektors Abfall/Abwasser. Für 2030 und 2050 ist v.a. durch die Energiewende spezifisch von geringeren Einsparpotenzialen auszugehen, da sich entsprechend die Primärherstellung ändert. Im Anhang (Kapitel 21.9) sind die verwerteten Mengen an trockenen Wertstoffen sowie der erzeugbaren Kompostmengen dargestellt.

### **Zusammenfassung: Zielszenario Abfall- und Kreislaufwirtschaft 2030**

THG-Emissionen 2030 im Zielszenario: 0,53 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

Minderung gegenüber 1990: 88 %

Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren:

- Deponieverbot 2005
- Ausbau Vergärungsanlagen und Regression der Kompostierung

Zusätzlich Emissionsminderung durch Substitution und niedrigeres Restmüllaufkommen in angrenzenden Sektoren (Umwandlungssektor, Industrie)

#### **Bandbreite der Emissionen im Zielszenario 2030**

Durch die Dominanz der Methanemissionen aus Hausmülldeponien sind andere Maßnahmen dem deutlich untergeordnet, so dass sich für die direkten THG-Emissionen des Sektors Abfall keine relevanten Bandbreiten aufzeigen lassen.

Wichtige Weichenstellungen und Abweichung zum Zielwert 2030:

- Demographische Entwicklung
- Erfassung von Bioabfällen durch flächendeckende Einführung von Biotonne mit Nutzungszwang
- Vorrang der Vergärung vor der Kompostierung biogener Abfälle

### **16.3 Handlungsempfehlungen**

Im Bereich der Kreislauf- und Abfallwirtschaft hat das Land seine bestehenden Handlungsmöglichkeiten bereits weitgehend genutzt und es ergeben sich nur wenige Ansatzpunkte für zusätzliche Impulse zur Reduzierung der THG-Emissionen. Bereits oben im Kapitel zur Fernwärmeerzeugung (vgl. Abschnitt 8.2) wurde dargelegt, dass eine stärkere Wärmeauskopplung aus Müllverbrennungsanlagen sinnvoll erscheint, ggf. auch zulasten der Stromproduktion aus MVA. Zudem sollte die Energiebereitstellung aus Müllverbrennungsanlagen möglichst flexibilisiert werden, z. B. durch große Wärmespeicher. Entsprechende Projekte könnte das Land durch Beratung und Förderung unterstützen.

## 17 Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

### 17.1 Methodik, Annahmen und Parameter

Für die Modellierungsarbeiten kommt das LULUCF-Modell des Öko-Institut zum Einsatz (siehe Details in [1]). Das LULUCF-Modell bestimmt anhand von Flächenänderungskoeffizienten von einem Jahr zum nächsten Jahr Übergänge zwischen Flächenkategorien (Stock-Exchange-Modell). Zudem werden flächenspezifische THG-Emissionen über Emissionsfaktoren abgebildet. Für die Jahre 1990 bis 2014 liegen Flächendaten und Flächenänderungskoeffizienten für Baden-Württemberg (interne Daten des Thünen Instituts (TI)) sowie Emissionsfaktoren für Deutschland (CRF-Tabellen) vor. Im LULUCF-Modell werden folgende Flächenkategorien berücksichtigt, die auch im Rahmen der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen genutzt werden: Wald, Ackerland, Grünland (Wiesen, Weiden), Gehölze (Hecken, Feldgehölze und Strauchbestände), Feuchtgebiete (terrestrisch), Gewässer, Torfabbauflächen, Siedlung und Sonstiges Land (vegetationslose Flächen wie Felspartien und Eisflächen). Als weitere Kategorie wurde in Anlehnung an [80] die Kategorie „Wiedervernässte Fläche“ in das LULUCF-Modell eingepflegt, um wiedervernässte Moorstandorte abzubilden. Für die genannten Flächenkategorien wird je nach mineralischen Böden und organischen Böden (Moorstandorte) unterschieden.

Das verwendete Flächengerüst des TI für Baden-Württemberg wurde mit Landesdaten verglichen. Es treten dabei Abweichungen im einstelligen Prozentbereich für Ackerland und Grünland<sup>50</sup> auf. Da aber für die Modellierung ein konsistenter Datensatz zu Flächendaten, Flächenänderungskoeffizienten und Emissionsfaktoren benötigt wird, und dies in Datensätzen des Landes Baden-Württemberg nicht verfügbar ist, wurden die Daten des Thünen-Instituts verwendet.

Im zeitlichen Verlauf der Modellierung wird für die Flächenkategorien zwischen „verbliebene Fläche“ (synonym: alte Flächen) und „neue Fläche“ unterschieden. Wird eine Fläche einer Flächenkategorie in eine andere Flächenkategorie umgewandelt (z.B. verbliebenes Grünland zu neuem Ackerland), so verbleibt diese für 20 Jahre im Status neue Fläche und kann in dieser Zeit nicht in eine andere Flächenkategorie überführt werden. Nach Ablauf von 20 Jahren wird die Fläche automatisch der Kategorie „verbliebene Fläche“ zugeordnet und kann wieder in andere Flächenkategorien umgewandelt werden.

Im LULUCF-Modell werden als Grundeinstellung für die Flächenänderungskoeffizienten und die Emissionsfaktoren die Mittelwerte aus den Jahren 2010 bis 2014 für die Jahre 2015 bis 2050 fortgeschrieben. Über ein Szenarien-Modul können die Flächenänderungskoeffizienten entsprechend politischer Zielsetzungen oder Trendannahmen verändert werden.

<sup>50</sup> Abweichung der TI-Daten von Daten des Statistischen Landesamts Baden-Württembergs in 2014: 0,04 % bei landwirtschaftlicher Fläche, 6,08 % bei Ackerland, 8,42 % bei Grünland, 0 % bei Wald.

Ein Umbruchverbot von Dauergrünland wird z.B. derart umgesetzt, dass kein altes Grünland mehr zu neuem Ackerland werden darf. Annahmen zur Wiedervernässung von Ackerland auf Moorstandorten führen zu einer Erhöhung des Flächenübergangs von altem Ackerland auf organischen Böden hin zu neuen wiedervernässten Flächen auf organischen Böden.

Im Rahmen der Szenarienentwicklung werden die Themen Erhalt von Dauergrünland, Schutz von Moorböden, Kohlenstoffspeicher im Wald und Flächeninanspruchnahme für Siedlung berücksichtigt. Folgende Annahmen zum Referenz- und Zielszenario werden getroffen:

- Erhalt von Dauergrünland (DGL): Im Referenzszenario wird DGL auf Moorböden nicht zu Ackerland umgebrochen. DGL auf mineralischen Böden wird im gleichen Maße umgebrochen wie neu angelegt. Im Zielszenario wird die Umwandlung von DGL zu Ackerland unterbunden, wie es auch im Moorschutzprogramm Baden-Württemberg [81] gefordert wird.
- Schutz von Moorböden: Im Referenzszenario wird angenommen, dass die Umsetzung des Moorschutzkonzepts [81] bis 2030 zu einer Wiedervernässung auf 10 % der Moorstandorte führt. Im Zielszenario wird die Wiedervernässung auf 70 % der Moorstandorte ausgeweitet (angelehnt an [82]).
- Kohlenstoffspeicher im Wald: Im Referenzszenario wird die aktuelle Waldbewirtschaftung, inklusive des Wechsels hin zur FSC-Bewirtschaftung im Staatswald, fortgeschrieben. Im Zielszenario wird angenommen, dass über Förderprogramme die Waldbewirtschaftung in Privatwaldflächen stärker an Naturschutzanforderungen ausgerichtet wird (baumartspezifische Erhöhungen der Zieldurchmesser und eine Verringerung der Entnahmerate in Anlehnung FSC führt zu einer Erhöhung der Vorräte, der Altbäume und des Totholzes).
- Flächeninanspruchnahme für Siedlung: Im Referenz- und Zielszenario wird die Flächeninanspruchnahme von 5,3 ha pro Tag in Baden-Württemberg bis 2020 auf 3 ha pro Tag [83] reduziert und ab 2021 auf diesem Wert konstant gehalten.

## **17.2 Ergebnisse und Vergleich von Referenz- und Zielszenario**

Die Darstellung der Treibhausgasemission für das Referenz- und Zielszenario zeigt deutlich, dass der LULUCF-Sektor stark durch die Senkenfunktion des Waldes dominiert wird (Abb. 47). In der Summe werden in Baden-Württemberg im LULUCF-Sektor Treibhausgase gespeichert. Durch die Dynamik im Wald liegt diese Senke im Referenzszenario im Jahr 2014 bei -5,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. Im Jahr 2025 erreicht die Senke ein Maximum von -16,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. und fällt bis ins Jahr 2050 auf -8,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. ab. Im Zielszenario stellt sich für die Summe der THG-Emissionen ein ähnlicher Verlauf ein, wobei aber die Senkenleistung ab dem Jahr 2020 im Mittel um -5,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. stärker ausfällt als im Referenzszenario (Abb. 47, Tab. 50). Im Folgenden werden die Ergebnisse zu den in Kapitel 17.1 genannten Themen im Einzelnen beschrieben.

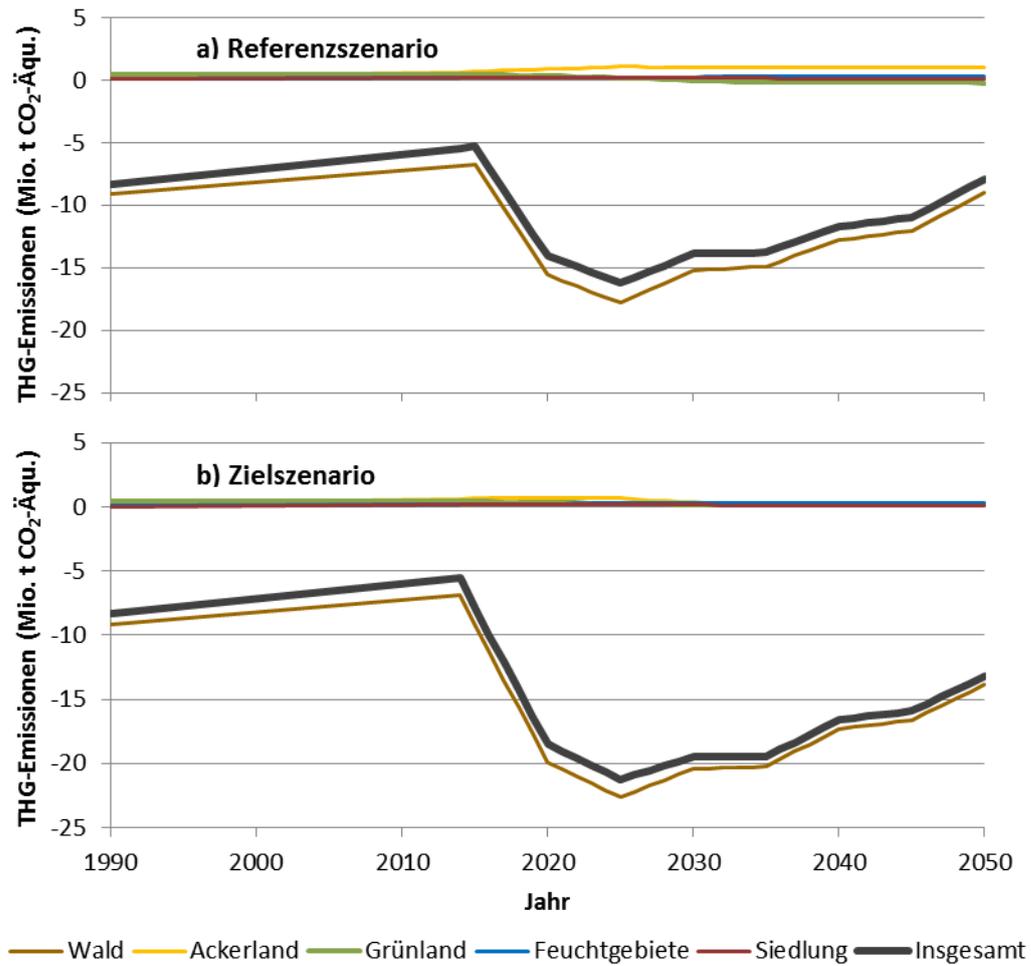


Abb. 47: Treibhausgasemissionen im LULUCF-Sektor im Referenz- und Zielszenario

Tab. 50: Treibhausgasemissionen im LULUCF-Sektor im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Wald	-9,2	-6,9	-15,6	-17,8	-15,2	-12,8	-9,0
Ackerland	0,3	0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Grünland	0,4	0,4	0,3	0,2	-0,1	-0,2	-0,2
Feuchtgebiete	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Siedlung	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
<b>Insgesamt</b>	<b>-8,4</b>	<b>-5,5</b>	<b>-14,1</b>	<b>-16,2</b>	<b>-13,9</b>	<b>-11,7</b>	<b>-7,9</b>
<b>Änderung ggü. 1990 *</b>		<b>-34 %</b>	<b>68 %</b>	<b>94 %</b>	<b>66 %</b>	<b>40 %</b>	<b>-5 %</b>
Änderung ggü. 2014 *			153 %	193 %	151 %	111 %	43 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Wald	-9,2	-6,9	-19,9	-22,6	-20,4	-17,3	-13,9
Ackerland	0,3	0,6	0,7	0,7	0,4	0,1	0,1
Grünland	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2
Feuchtgebiete	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Siedlung	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
<b>Insgesamt</b>	<b>-8,4</b>	<b>-5,5</b>	<b>-18,5</b>	<b>-21,3</b>	<b>-19,5</b>	<b>-16,6</b>	<b>-13,2</b>
<b>Änderung ggü. 1990 *</b>		<b>-34 %</b>	<b>121 %</b>	<b>154 %</b>	<b>133 %</b>	<b>99 %</b>	<b>58 %</b>
Änderung ggü. 2014 *			233 %	283 %	251 %	199 %	138 %

\* Positive Änderungsraten = Vergrößerung der Senkenfunktion

### 17.2.1 Kohlenstoffspeicher im Wald

Im Hinblick auf den Kohlenstoffspeicher im Wald stellt das IEKK das Ziel heraus, durch eine nachhaltige Waldbewirtschaftung die Speicherleistung zu erhalten und weiter zu verbessern. Durch die bereits begonnene Umstellung der Staatswaldflächen auf eine Bewirtschaftung nach dem FSC-Standard, die bereits im Referenzszenario abgebildet wird (vgl. Kapitel 17.1), steigt die THG-Senke im Wald von -9,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. im Jahr 2014 auf -15,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. im Jahr 2030 und nimmt – aufgrund der Bestandsstruktur der Wälder in Baden-Württemberg – bis zum Jahr 2050 auf -9,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. ab. Im Zielszenario wird durch die Maßnahmen im Privatwald im Zeitraum von 2020 bis 2050 im Mittel eine Erhöhung der Senkenfunktion von -4,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a erreicht.

Im gleichen Zeitraum (2020-2050) liegt der Holzeinschlag im Zielszenario im Mittel um 15 % (1,1 Mio. m<sup>3</sup>) niedriger als im Referenzszenario. Bei Berücksichtigung eines längeren Zeitraums zeigt sich aber, dass die Holzentnahme ab 2090 im Zielszenario über der des Referenzszenarios liegt (siehe auch Abb. 48).

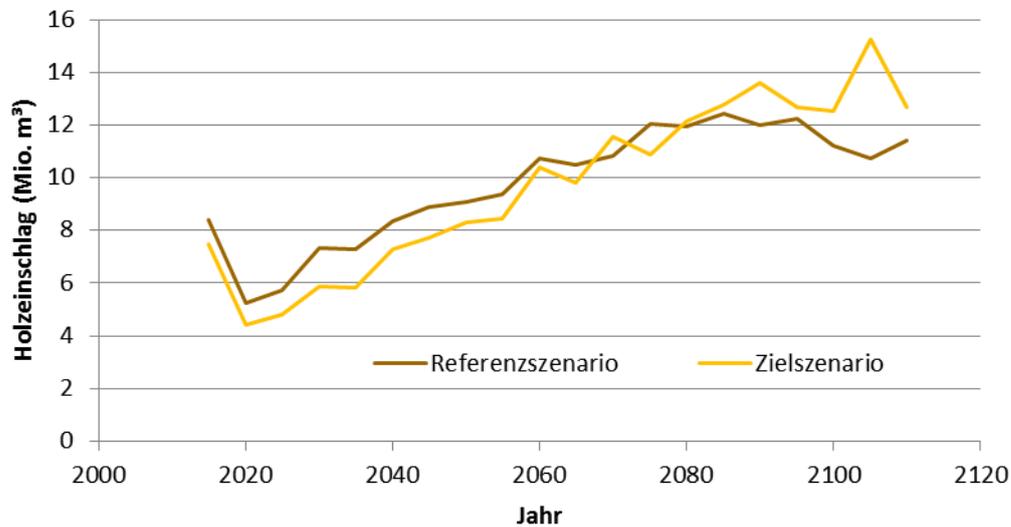


Abb. 48: Holzeinschlag für das Referenz- und Zielszenario

**Fazit:** Bereits die Umstellung der Bewirtschaftung auf den FSC-Standard erreicht eine deutliche Steigerung der Senkenfunktion des Waldes, die durch zusätzliche Maßnahmen im Privatwald weiter gesteigert werden kann. Dies geht aber mit einer Abnahme des Holzeinschlags einher. Es wäre kontraproduktiv, wenn diese Abnahme z.B. durch verstärkte Holzimporte und damit THG-Emissionen im Ausland bzw. anderen Bundesländern ausgeglichen würde. Vielmehr ist Holz als knappe Ressource zu verstehen. Flankierende Politikmaßnahmen sollten die verfügbare Holzmenge gezielt Nutzungen zukommen lassen, die hohe THG-Minderungen ermöglichen. Hierzu gehören insbesondere langlebige Holzprodukte. Eine direkte energetische Nutzung, die in Deutschland derzeit über 50 % des Holzeinschlags ausmacht, ist kritisch zu prüfen, insbesondere, da gerade in Kleinfeuerungsanlagen sehr hohe Belastungen durch Luftschadstoffe auftreten [84, 85]. Bei der Nutzung von Holz kann es daher grundsätzlich zu Zielkonflikten zwischen Treibhausgasemissionen, der Vermeidung des Ausstoßes von Luftschadstoffen und der stofflichen Nutzung kommen.

### 17.2.2 Erhalt von Dauergrünland

Das Land Baden-Württemberg hat sich zum Ziel gesetzt, Dauergrünland dauerhaft zu erhalten. Bereits mit dem Landwirtschafts- und Landeskulturgesetz vom 13. Dezember 2011 (LLG, Art. 27a) besteht ab 2015 in Baden-Württemberg ein deutlicher Schutz von Dauergrünland vor Umbruch zu Ackerland. Für Dauergrünland auf Moorstandorten ist keine Ausnahme des Umbruchverbots möglich. Dauergrünland auf mineralischen Böden darf aber

im Einzelfall nach Genehmigung zu Ackerland umgebrochen werden, wenn (a) eine Neuanlage gesichert ist, (b) das Wohl der Allgemeinheit im Vordergrund steht oder (c) eine unzumutbare Belastung vorliegt. Mit den Greening-Regelungen wird die Möglichkeit einer Ausnahme auf die Option (a) reduziert.

Die Maßnahmen zum Schutz von Dauergrünland und zum Moorschutz adressieren beide eine veränderte Nutzung von Acker- und Grünlandflächen sowie die Neuanlage von Feuchtgebieten (vgl. Kapitel 17.1). Aus diesem Grund ist eine Einschätzung der Wirkung der einzelnen Maßnahmen schwierig. Beispielsweise steigen im Referenzszenario durch die angenommene Umwandlungsdynamik zwischen Ackerland und Grünland die Emissionen für Ackerland an, da auf den umgebrochenen Dauergrünlandflächen deutliche THG-Emissionen entstehen. Gleichzeitig wird aber auch Ackerland mit gleichen Flächenanteilen zu Dauergrünland, so dass die Emissionen für Grünland so stark sinken und die Kategorie Grünland zu einer leichten THG-Senke wird. Im Zielszenario hingegen wird diese Dynamik durch das vollständige Umbruchverbot von Dauergrünland unterbunden (vgl. Abb. 47).

Variantenanalysen des Zielszenarios ohne Schutz des Dauergrünlands zeigen, dass den zusätzlichen Maßnahmen zum Schutz von Dauergrünland aus Sicht der Reduktion von Treibhausgasen mit 10-25 % eine geringere Bedeutung zukommt als dem Moorschutz (75-90 %; 2015-2050). Dies ist mit den bereits bestehenden Regelungen zum Verbot des Umbruchs von Dauergrünland zu Ackerland sowie mit geringen Unterschieden zwischen den Emissionsfaktoren bei Umbruch von Dauergrünland und bei Neuanlage von Dauergrünland zu erklären. Im Jahr 2050 errechnet sich im Zielszenario eine zusätzliche THG-Reduktion gegenüber dem Referenzszenario von 0,10 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a.

Fazit: Es ist empfehlenswert, im Hinblick auf die bestehenden Maßnahmen zum Schutz von Dauergrünland zukünftige Flächendaten dahingehend zu evaluieren, ob die im Referenzszenario angenommene Dynamik, die auf der historischen Umbruchrate basiert, zutreffend ist. Falls die reale Umbruchrate nicht deutlich sinkt, erscheint ein vollständiges Umbruchverbot für Dauergrünland aus Klimaschutzsicht als sinnvoll, was auch dem Naturschutz zugutekäme.

### **17.2.3 Schutz von Moorböden**

Im IEKK wird die Bedeutung des Moorschutzes zur Reduktion von Treibhausgasen hervorgehoben. Mit der Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft Naturschutz, Landschaftspflege und Erholung wird bis zum Jahr 2025 angestrebt, 5 % bis 10 % der aktuellen Moorfläche des jeweiligen Bundeslandes zusätzlich wiederzuvernässen.

Wie in Kapitel 17.1 dargestellt wird im Referenzszenario angenommen, dass die Umsetzung des Moorschutzkonzepts bis 2030 zu einer zusätzlichen Wiedervernässung auf 10 % der Moorstandorte führt, Dies entspricht 450 ha Acker- und 2.390 ha Dauergrünlandstandorte. Angelehnt an [82] wird im Zielszenario der Anteil der wiedervernässten Fläche auf 70 % erhöht (2.780 ha Acker- und 13.030 ha Dauergrünlandstandorte).

Der Moorschutz stellt eine effektive Möglichkeit dar, um Treibhausgasemissionen in der Landnutzung zu reduzieren. Bei der Wiedervernässung von Ackerland ist z.B. mit einer THG-Reduktion von ca. 25 t CO<sub>2</sub>-Äqu./ha/Jahr zu rechnen. In der Summe kann im Jahr 2050 durch die Maßnahmen zum Moorschutz im Zielszenario eine zusätzliche THG-Minderung von 0,27 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a gegenüber dem Referenzszenario erwartet werden.

*Fazit:* Insbesondere da der Flächenanteil der Moorstandorte gemessen an der gesamten landwirtschaftlichen Fläche klein ist, ist ein Moorschutz durch Wiedervernässung aus Klimaschutzsicht sehr zu empfehlen. Auch ist mit deutlichen Synergien zum Naturschutz zu rechnen.

### **Zusammenfassung: Zielszenario Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft 2030**

Mit den vorgeschlagenen Maßnahmen kann erwartet werden, dass im Zielszenario die Senke im LULUCF-Sektor -19,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. beträgt. Dies bedeutet eine Erhöhung der Senke im Vergleich zum Jahr 1990 um 130 %.

Als wichtige Einzelfaktoren sind zu nennen:

- Vor allem die Senkenfunktion des Waldes dominiert die THG-Emissionen im LULUCF-Sektor. Bereits die FSC-Umstellung der Waldbewirtschaftung im Staatswald (Referenzszenario) bewirkt eine starke Erhöhung der Senkenfunktion. Durch die Maßnahmen im Privatwald im Zielszenario wird die Senke um gut -5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. gesteigert.
- Der Erhalt von Dauergrünland bewirkt im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario eine THG-Minderung von etwa 0,10 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a und der Schutz von Mooren eine THG-Minderung von 0,27 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu./a.
- Insbesondere da der Flächenanteil der Moorstandorte gemessen an der gesamten landwirtschaftlichen Fläche klein ist, ist ein Moorschutz durch Wiedervernässung aus Klimaschutzsicht sehr zu empfehlen.

### **17.3 Handlungsempfehlungen**

Im Bereich Forstwirtschaft verfügt das Land über unmittelbare Handlungsmöglichkeiten bei der Bewirtschaftung der eigenen Waldflächen. Im Hinblick auf den Erhalt von Dauergrünlandes ist ein zuverlässiger Gesetzesvollzug Voraussetzung für entsprechende Klimaschutzwirkungen. Für die anzustrebende Wiedervernässung von Moorböden sollte fortlaufend geprüft werden, ob die bestehenden Förderprogramme des Bundes und des Landes hinreichende Anreize setzen und auf den in Frage kommenden Böden tatsächlich entsprechende Projekte umgesetzt werden.

## 18 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und Vorschläge für Zielsetzungen

Die in den vorangegangenen Kapiteln im Detail beschriebenen Entwicklungspfade der energiebedingten und nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen werden nachfolgend zu einer Gesamtdarstellung zusammengeführt. Aus dem Zielszenario ergeben sich direkt die Zielvorschläge für das Jahr 2030 sowie mögliche Zwischenziele für das Jahr 2025.

### 18.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050

Die Emissionen innerhalb der Energiesektoren und der nicht-energetischen Bereiche bis zum Jahr 2050 sind in Abb. 49 dargestellt auf. Zu berücksichtigen ist, dass im Zielszenario ab 2030 ein steigender Beitrag von synthetischen, strombasierten Energieträgern (PtX) eingerechnet ist. Ohne den Einsatz von synthetischen Energieträgern lägen die THG-Emissionen des Zielszenarios im Jahr 2050 bei 15,9 Mio. t. Davon ausgehend ist es erforderlich, dass im Jahr 2050 rd. 60 % der noch eingesetzten fossilen Kraftstoffe im Verkehr und knapp 80 % des Erdgaseinsatzes durch emissionsneutrale synthetische Energieträger zu ersetzen (vgl. Kapitel 11).

#### Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]

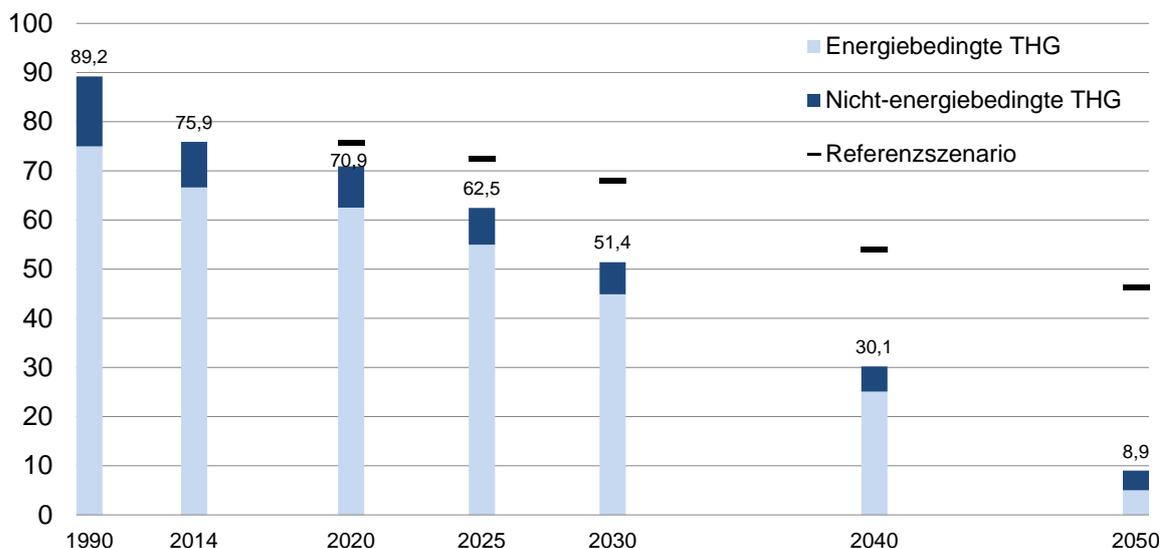


Abb. 49: Entwicklung der energiebedingten und nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario

Wie Abb. 49 zeigt, nimmt die relative Bedeutung der nicht-energiebedingten Emissionen im Zeitverlauf deutlich zu. So beträgt der Anteil der nicht-energiebedingten THG-Emissionen im Jahr 2014 rd. 12 % der gesamten THG-Emissionen. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anteil der nicht-energiebedingten THG-Emissionen auf 44 %.

Der Vergleich mit den THG-Emissionen im Referenzszenario zeigt anschaulich, dass Referenzentwicklung und erforderliche Zielentwicklung hin zu minus 90 % sehr stark auseinanderlaufen. Bei unzureichenden Klimaschutzanstrengungen entsprechend dem Referenzszenario würden die THG-Emissionen langfristig nur um knapp 50 % gegenüber 1990 gemindert. Im Jahr 2030 lägen die THG-Emissionen nur um rd. 24 % niedriger als 1990.

Mit Blick auf die Langfristzielsetzung von -90 % ergibt sich für das Jahr 2025 eine Emissionsminderung von rund 30 % und von rund 42 % für das Jahr 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990. In der Kurzfristperspektive bis zum Jahr 2020 ist eine THG-Minderung in der Größenordnung von 20 % unterstellt (Tab. 51).

Tab. 51: Eckwerte des Zielszenarios und prozentuale Veränderung gegenüber 1990 bzw. 2014

	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
THG-Emissionen [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	89,2	75,9	70,9	62,5	51,4	30,1	8,9
Änderung gegenüber 1990 [%]		-14,9	-20,5	-30,0	-42,4	-66,2	-90,0
Änderung gegenüber 2014 [%]			-6,6	-17,7	-32,3	-60,3	-88,2

Die detaillierte sektorale Entwicklung der THG-Emissionen im Zielszenario zeigt langfristig unterschiedlich starke Minderungen in den Sektoren auf (Abb. 50 und Tab. 52). Dabei steigt die relative Bedeutung der Emissionen aus der Landwirtschaft. Heute entfallen rd. 6 % der Gesamtemissionen auf die Landwirtschaft, 2050 sind es im Zielszenario 34 %. Der zweitgrößte THG-Beitrag 2050 im Zielszenario von 28 % stammt aus dem Verkehrssektor. Dort wurde im Zielszenario aufgrund der hohen Kosten und des Ressourceneinsatzes (durch weiter intensivierten Einsatz von PtL) von einer noch stärkeren Minderung abgesehen.

Um eine THG-Minderung um 90 % über alle Sektoren zu erreichen ist es erforderlich, dass die Energiesektoren und Industrieprozesse bis 2050 so umgestaltet werden, dass sie im Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral sind. In der Industrie verbleibt dabei nur ein kleiner Sockel prozessbedingter Emissionen (0,6 Mio. t), die im Szenario durch Material- und Ressourceneffizienz sowie neue CO<sub>2</sub>-arme Zement-Produkte und Substitute deutlich reduziert wurden.

### Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]

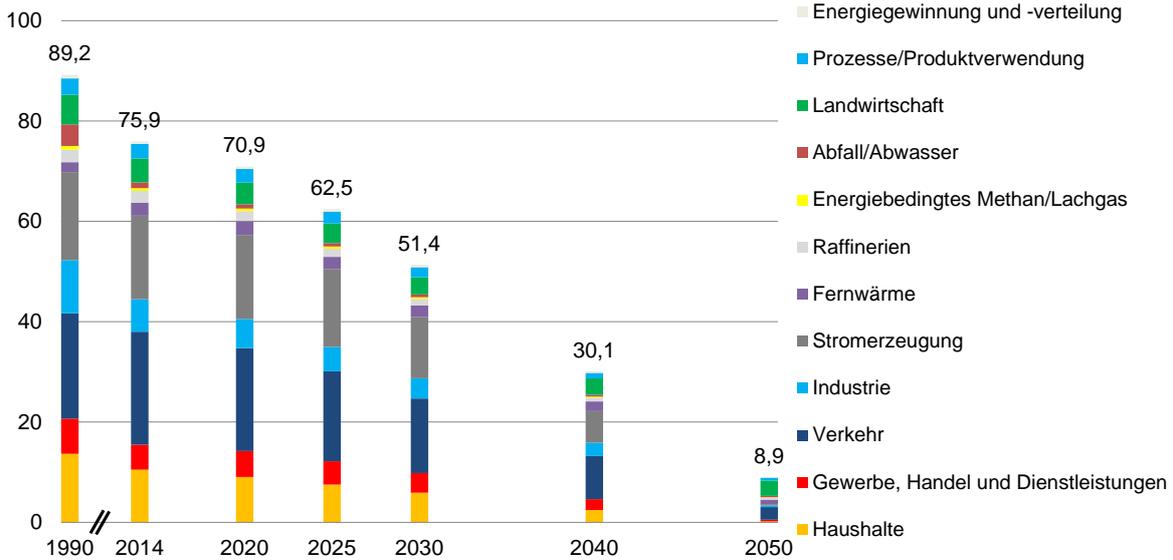


Abb. 50: Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen im Zielszenario

Tab. 52: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario<sup>51</sup>

	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>]</b>							
Haushalte	13,7	10,5	9,1	7,5	5,9	2,5	0,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	7,0	5,0	5,2	4,6	3,9	2,2	0,3
Verkehr	21,0	22,5	20,5	17,9	14,9	8,6	2,5
Industrie (energiebedingt)	10,6	6,5	5,8	4,8	4,0	2,6	0,3
Stromerzeugung	17,5	16,6	16,7	15,5	12,2	6,3	0,3
Fernwärme	2,0	2,6	2,8	2,4	2,3	1,9	0,9
Raffinerien	2,5	2,4	2,0	1,6	1,3	0,8	0,4
Zwischensumme	74,3	66,1	62,0	54,5	44,5	24,9	5,0
<b>Energiebedingte Treibhausgasemissionen * [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Summe	75,0	66,6	62,5	55,0	44,9	25,1	5,0
<b>Nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Landwirtschaft	5,9	4,8	4,3	3,9	3,5	3,3	3,1
Industrie (prozessbedingt)	3,3	2,9	2,7	2,3	2,0	1,1	0,6
Abfall- und Abwasserwirtschaft	4,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Energiegewinnung und -verteilung	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,0
Zwischensumme	14,2	9,3	8,4	7,5	6,5	5,0	3,9
<b>Nachrichtlich: Landnutzung, Landnutzungsänderung &amp; Forstwirtschaft (LULUCF) [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
	-8,4	-5,5	-18,5	-21,3	-19,5	-16,6	-13,2
<b>Treibhausgasemissionen, ohne LULUCF [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Gesamtsumme	89,2	75,9	70,9	62,5	51,4	30,1	8,9

<sup>51</sup> Nicht berücksichtigt sind die fluorierten Treibhausgase (sog. F-Gase), siehe hierzu auch Abschnitt 2.5.

\* Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen

Die im vorliegenden Zielszenario abgebildete THG-Entwicklung bleibt in der Kurzfristperspektive zunächst hinter dem damaligen Energieszenario 2050 [39] zurück. Darauf basierend wurde im Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg bzw. im IEKK eine Minderung von 25 % bis zum Jahr 2020 vorgesehen. Für die verzögerte Emissionsreduktion im vorliegenden Zielszenario sind insbesondere folgende spezifischen Entwicklungen in Baden-Württemberg der vergangenen 5 Jahre verantwortlich:

- Emissionen aus der Strombereitstellung: Ausgehend von einem Emissionsniveau von 14,4 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 lag zwischenzeitlich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei 18,3 Mio. t im Jahr 2013 und bei 16,6 Mio. t im Jahr 2014 [5]. Aufgrund der Abschaltung von Philippsburg 2 (bis Ende 2019 stillzulegen) und Neckarwestheim II (bis Ende 2022 stillzulegen), der in 2014 bzw. 2015 erfolgten Inbetriebnahme der neuen Steinkohleblöcke in Karlsruhe (RDK 8) und Mannheim (GKM 9) und absehbar niedrigen Preisen für Emissionszertifikate ist bis 2025 von einem vergleichsweise hohen Emissionsniveau der baden-württembergischen Stromerzeugung auszugehen. Der Umbau des baden-württembergischen Kraftwerksparks, der Ausbau der Erzeugungsleistung aus Erdgas und der verstärkte Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung, insbesondere in KWK-Anlagen, ist aufgrund der derzeit günstigeren Erzeugungsbedingungen für Steinkohle (niedrige Emissionszertifikatspreise und Brennstoffpreise) nicht im damals unterstellten Maß erfolgt.
- Die Emissionen im Verkehrssektor sind seit 2010 von 20,7 auf 22,8 Mio. t CO<sub>2</sub> gestiegen [4]. Dafür verantwortlich ist insbesondere die gestiegene Fahrleistung der Personenkraftwagen im Straßenverkehr.

Generell ist in den letzten Jahren eine Verschlechterung der Rahmenbedingungen für einen effektiven Klimaschutz eingetreten. Dauerhaft niedrige Preise für Emissionszertifikate und sinkende Brennstoffpreise, insbesondere bei Mineralöl, haben die Investitionsbereitschaft in Effizienztechnologien und in erneuerbare Energien außerhalb des EEG sinken lassen. Die von der Bundesregierung in diesem Zeitraum veranlassten Maßnahmen zeigen keine ausreichende Wirkung, so dass auch das Ziel der Bundesregierung einer 40 %-igen Reduktion von THG-Emissionen bis 2020 voraussichtlich verfehlt wird. Der Projektionsbericht 2017 geht auf Basis der bis zum 31. Juli 2016 bestehenden Maßnahmen von einer Minderung um 34,7 % bis 2020 aus. Werden zusätzliche, noch nicht umgesetzte Maßnahmen hauptsächlich aus NAPE und Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 berücksichtigt, beträgt die THG-Reduktion 35,5 % [86].

Auf Basis der sektoralen Entwicklung im Zielszenario werden im folgenden Kapitel Zielvorschläge für das Jahr 2030 (samt möglichen Zwischenzielen 2025) abgeleitet.

## 18.2 Mögliche Zielsetzungen 2025/2030 und Einordnung

Mit dem Zielszenario 2050 wird ein Pfad aufgezeigt, mit dem die langfristige Zielsetzung einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 90 % gegenüber 1990 erreicht werden kann. Das Zielszenario zeigt in den einzelnen Sektoren Transformationspfade auf, die frühzeitig angestoßen und stringent fortgeführt werden müssen, um dem skizzierten Beitrag zum Langfristziel gerecht zu werden. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend mögliche Zielsetzungen für die Jahre 2020 und 2025 auf Basis des Zielszenarios vorgelegt und eingeordnet.

Bei der Gegenüberstellung mit den bestehenden IEKK-Zielen wurde die inzwischen aktualisierte Datenbasis und die darauf basierende angepasste Zielsetzung aus den IEKK-Monitoringberichten übernommen.

Tab. 53: Vergleich der bestehenden sektoralen IEKK-Ziele 2020 mit möglichen Zwischenzielen 2025 und den Zielvorschlägen 2030 (alle Zielsetzungen bezogen auf das Jahr 1990)

Sektor	Stand 2014	Bestehende Ziele 2020 (IEKK)	Mögliche Zwischenziele 2025	Zielvorschläge 2030
Private Haushalte	-23 %	-27 %*	-45 %	-57 %
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	-29 %	-49 %*	-34 %	-44 %
Verkehr	+7 %	-20 bis -25 %	-14 %	-29 %
Industrie (energiebedingt)	-39 %	-55 bis -60 %	-54 %	-62 %
Industrie (prozessbedingt)	-11 %	-23 %	-28 %	-39 %
Stromerzeugung	-5 %	-15 bis -18 %	-11 %	-31 %
Landwirtschaft	-19 %	-35 %	-34 %	-42 %
Abfall	-74 %	-90 %**	-85 %	-88 %
<b>Gesamt</b>	<b>-15 %</b>	<b>-25 %</b>	<b>-30 %</b>	<b>-42 %</b>

\* aktualisierte Aufteilung gemäß IEKK-Monitoring

\*\* Hausmülldeponien

Die Gegenüberstellung der bestehenden Ziele mit den möglichen Zwischenzielen 2025 und den Zielvorschlägen 2030 zeigt, dass die Zielvorschläge in den Sektoren Private Haushalte und prozessbedingte Emissionen der Industrie als Fortschreibung angesehen werden können. In den Sektoren Verkehr, Stromerzeugung, GHD und Landwirtschaft wird aufgrund der Entwicklungen seit 2010 ein anderer Pfad aufgezeigt.

Mit Blick auf den Stand der Emissionen im Jahr 2014 ist festzuhalten: bislang nicht zielkonform erreichte Emissionsminderungen bzw. gar gestiegene Emissionen führen letztlich dazu, dass die notwendigen Minderungen mit Blick auf das unveränderte Langfristziel 2050 zeitlich nach hinten verschoben und deshalb in kürzerer Zeit zu erbringen sind. Besondere

Herausforderungen bis 2030 ergeben sich für die Emissionsminderungen im Verkehrssektor, in der Stromerzeugung, aber auch im Landwirtschaftssektor. Generell sind jedoch in allen Sektoren angesichts der ambitionierten Langfristzielsetzungen große Anstrengungen erforderlich, um auf den Zielpfad einzuschwenken.

Im Abgleich mit den bundesdeutschen Zielsetzungen werden beim Blick auf die Sektoren (bzw. auf die auf Bundesebene anders aggregierten sogenannten Handlungsfelder) einzelne Unterschiede deutlich, die nachfolgend betrachtet werden.

Entsprechend der Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung unterlegt der Klimaschutzplan das Gesamtziel einer Minderung um 55 % ggü. 1990 mit handlungsfeldbezogenen Zielkorridoren. Zur Einordnung werden die oben angeführten sektoralen Zielvorschläge für Baden-Württemberg 2030 den Zielen des Bundes gegenübergestellt (Tab. 54). Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen seit 1990 (z.B. Effekte der Wiedervereinigung) werden die prozentualen Minderungen auf das Jahr 2014 bezogen, um eine Vergleichbarkeit herzustellen.

Tab. 54: Gegenüberstellung der Zielsetzungen nach Handlungsfeldern des Klimaschutzplans mit den Zielvorschlägen 2030 für Baden-Württemberg

Handlungsfeld	D e u t s c h l a n d			B a d e n - W ü r t t e m b e r g		
	2014 [Mio. t CO <sub>2</sub> - Äqu.]	2030 [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	2030 zu 2014 [Veränderung in %]	2014 [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	2030 [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]	2030 zu 2014 [Veränderung in %]
Energiewirtschaft	358	175 – 183	-51 % bis -49 %	22,0	16,3	-26 %
Gebäude	119	70 – 72	-41 % bis -39 %	15,5	9,8	-37 %
Verkehr	160	95 – 98	-41 % bis -39 %	22,5	14,9	-34 %
Industrie	181	140 – 143	-23 % bis -21 %	9,4	6,0	-36 %
Landwirtschaft *	72	58 – 61	-19 % bis -15 %	4,8	3,5	-28 %
<b>Gesamtsumme (einschl. Sonstige)</b>	<b>902</b>	<b>543 – 562</b>	<b>-40 % bis - 38 %</b>	<b>75,9</b>	<b>51,4</b>	<b>-32 %</b>

\* Abweichend zur Zuordnung des Klimaschutzplans sind für Baden-Württemberg die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft dem Verkehr zugeordnet.

Es zeigt sich, dass für die Handlungsfelder Energiewirtschaft und Verkehr für Baden-Württemberg bis 2030 geringere Minderungen gegenüber 2014 als im Klimaschutzplan auf Bundesebene resultieren. Dies ist im Wesentlichen auf die im vorangegangenen Abschnitt angeführten Entwicklungen und unterschiedlichen Ausgangssituationen zurückzuführen. Auch im Gebäudesektor zeigt sich eine etwas geringere Minderung im Vergleich zur Bundesebene bis 2030, die einerseits auf die als sehr ambitioniert einzustufende Zielsetzung des Bundes in diesem Handlungsfeld zurückzuführen sein dürfte, andererseits auf den 14 % niedrigeren Ausgangsverbrauch in Gebäuden gegenüber dem Bundesdurchschnitt. In den übrigen Handlungsfeldern Industrie und Landwirtschaft zeigen sich deutlich größere Minderungsbeiträge auf Landesebene.

Für die Industrie wird eine ambitioniertere Minderung für Baden-Württemberg vorgesehen. Dies ist auf zwei Hauptargumente zurückzuführen. Zum einen erscheinen die Ziele auf Bundesebene für die Industrie weniger ambitioniert als für die anderen Sektoren (besonders unter der Berücksichtigung, dass die emissionsintensive Grundstoffindustrie vermutlich keine Ausweitung der Produktion vornehmen wird und durch ein Fortschreiben des Trends beim Brennstoffwechsel von Kohle und Öl zu Erdgas bereits erhebliche Minderungen erreicht werden können) und zum anderen die Rechnungen für das Zielszenario gezeigt haben, dass Kombination aus hoher Energieeffizienz und Substitution CO<sub>2</sub>-intensiver Brennstoffe wie Kohle und Öl bereits weitestgehend erlaubt die 2030 Ziele zu erreichen. Niedrige Ziele für die Industrie, wie auf Bundesebene vorgeschlagen, verschieben die notwendige Emissionsminderung auf spätere Zeiträume und erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass das 2050 Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung nicht erreicht werden kann.

Für die Landwirtschaft liegt eine Überlagerung der Effekte durch Klimaschutzmaßnahmen (Ausbau Ökolandbau, gasdichte Lagerung von Wirtschaftsdüngern und Verringerung der Stickstoffüberschüsse) und durch fortschreitenden Strukturwandel in der Viehwirtschaft (Bestandrückgang und Leistungssteigerung) vor. Zum heutigen Zeitpunkt garantiert keine politische Maßnahme, dass der Strukturwandel wirklich mit einer Viehbestandsreduktion einhergeht. Um das 2050 sicher zu erreichen, ist daher der Zielwert bis 2030 so ambitioniert gewählt.

Insgesamt sind die Zielsetzungen 2030 für Baden-Württemberg trotz der in Summe geringeren prozentualen Minderung gegenüber 2014 nicht weniger ambitioniert. Sie erfordern – wie auf Bundesebene – erhebliche Anstrengungen, zielgerichtete und wirksame Maßnahmen sowie eine hohe Dynamik bei der Reduktion des Energieverbrauchs und dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien.

Für die Umsetzung der Zielsetzungen auf Landesebene ist eine zentrale Grundvoraussetzung, dass auf Bundesebene Maßnahmen vorgelegt werden, die zu den Zielen im Klimaschutzplan kompatibel sind und eine erfolgreiche Zielerreichung gewährleisten. Da das Maßnahmenpaket der Bundesregierung zum Klimaschutzplan erst für das Jahr 2018 angekündigt ist, kann zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts nicht bewertet werden, inwieweit die Bundesmaßnahmen dazu beitragen, den hier vorgelegten Zielpfad bis 2030 in Baden-Württemberg umzusetzen. Weiterhin kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden, in welchem Ausmaß weitere unterstützende bzw. komplementäre Maßnahmen erforderlich sind und inwieweit das Land Baden-Württemberg über eigene Maßnahmen die womöglich erforderlichen zusätzlichen Minderungsbeiträge mobilisieren kann.

Das Land sollte daher die Schaffung wirksamer Maßnahmen auf Bundes- und EU-Ebene als grundsätzliche Voraussetzung für die landesspezifische Zielerreichung betrachten und ihre rechtzeitige Ergreifung einerseits einfordern, andererseits in möglichst großem Maß an ihrer Entstehung mitwirken.

Grundsätzlich sind die aufgezeigten sektoralen Pfade als robust und strukturell machbar einzustufen. Wie auch auf Bundesebene gilt für das langfristige Klimaschutzziel 2050 auf Landesebene: aus technischer Sicht ist das Ziel erreichbar. Dafür müssen jedoch auch bestehende Technologien weiterentwickelt werden (z. B. Schwachwindanlagen), neue und innovative Herstellungsverfahren aufgegriffen werden (vgl. z. B. die Ausführungen zur Zementindustrie) und teilweise neue Infrastrukturen aufgebaut werden (z. B. für die Elektrifizierung des Verkehrssektors). Aufgrund des langen Zeithorizonts bis 2050 ist nicht auszuschließen, dass disruptive Technologieentwicklungen und schneller verlaufende Innovationen die Umsetzung gegenüber dem heutigen Stand der Technik sogar deutlich erleichtern. Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Zielszenarios sind daher weniger im Bereich der weiteren Technologieentwicklung zu finden, sondern vielmehr in strukturellen Barrieren (z. B. Wärmeversorgungsstrukturen), wirtschaftlichen Hemmnissen (z. B. niedrige CO<sub>2</sub>-Preise bzw. zu geringe Preissignale für Klimaschutzinvestitionen) und bei verhaltensbedingten Gewohnheiten (z.B. Konsum).

## **Ökonomische Auswirkungen**

Dieses Kapitel widmet sich den ökonomischen Aspekten des zusätzlichen Klimaschutzes des Zielszenarios. Dabei stehen die volkswirtschaftlichen (Differenz-)Kosten und der Nutzen in Form geringerer THG-Emissionen und Schäden gegenüber einem „Weiter wie bisher“ des Referenzszenarios im Fokus der Analyse und der Gesamtschau (Abschnitt 19)

Diese Analyse ist auf die Gegebenheiten des Projektkontextes zugeschnitten und basiert auf einer transparenten Methode, die auf Daten aus der Modellierung sowie aus externen Datenquellen gründet (Details siehe Abschnitt 19.1).

Des Weiteren erfolgt eine qualitative Analyse der wettbewerblichen Chancen, die Unternehmen in BW in einer Weltwirtschaft haben, wenn sie sich in Richtung Treibhausgasneutralität ausrichtet, d.h. die stringenten Klimaschutz gemäß dem Paris-Abkommen betreiben. (Abschnitt 20).

## 19 Ökonomische Implikationen verstärkter THG-Vermeidungsanstrengungen gegenüber dem Referenzszenario

### 19.1 Methodik, Annahmen

Die ökonomische Analyse der Kosten und Nutzen verstärkter Klimaschutzanstrengungen in den betrachteten Sektoren erfolgt auf Basis der Ermittlung der Treibhausgasvermeidungskosten des **Zielszenarios gegenüber dem Referenzszenario**.

Abb. 51 veranschaulicht den Untersuchungsgegenstand: es ist der Bereich zwischen den beiden Emissionstrajektorien (Referenzszenario in schwarz, Zielszenario in grün). Dieser Bereich entspricht den Differenzemissionen zwischen den Szenarien. Das Integral der gesamten Fläche entspricht den kumulierten Differenzemissionen über den gesamten modellierten Zeitraum (2017-2050). Diese werden den entsprechenden Differenzkosten aus den beiden Szenarien gegenübergestellt.

Auf Basis der Differenzen zwischen den Szenarien werden Vermeidungskosten je Jahr ermittelt und dann für ausgewählte Zeiträume aggregiert (2017-2030; 2030-2050). In einem nächsten Schritt werden diesen Vermeidungskosten die Schadenkosten gegenübergestellt, die durch die Vermeidungsanstrengungen (Mitigationsanstrengungen) vermieden werden (Anpassungskosten gegen den Klimawandel). Die Monetarisierung der durch die Mitigationsanstrengungen vermiedenen Schäden erfolgt dabei gemäß dem mittleren CO<sub>2</sub>-Kostensatz der UBA Methodenkonvention 2.0 [87].

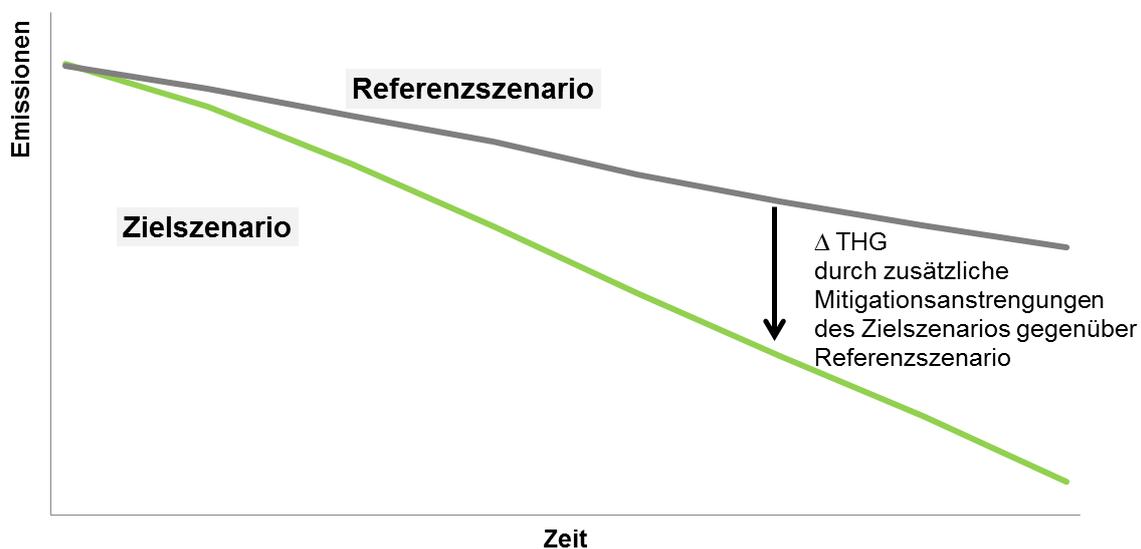


Abb. 51: Veranschaulichung des Bereiches der ökonomischen Analyse. Quelle: eigene Darstellung

Die Betrachtung ausgewählter Zeiträume, sowie Gegenüberstellung mit den vermiedenen Schäden ermöglicht eine umfassende Einordnung der projizierten Kosten und Nutzen. Denn es kann der Fall eintreten, dass die Vermeidungskosten zu bestimmten Zeitpunkten oder Zeiträumen positiv ausfallen und dennoch gleichzeitig ökonomisch sinnvoll sind. Das

ist dann der Fall, wenn die Vermeidungskosten geringer sind als die Schadenkosten, die zu begleichen wären, wenn die Klimaschäden nicht vermieden würden (siehe Skizzierung in Abb. 52).

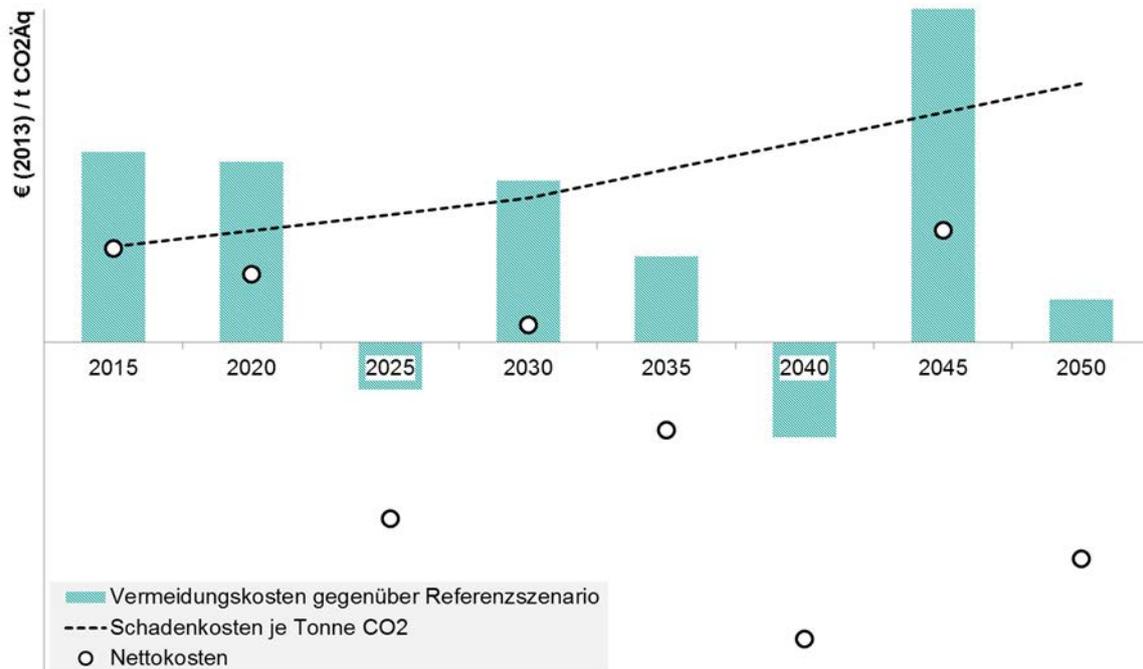


Abb. 52: Skizzierung Vergleich Vermeidungskosten und Schadenkosten durch Berechnung der „Nettokosten“ Quelle: eigene Darstellung auf Basis von hypothetischen Werten.

Die „Nettokosten“ ergeben sich als Differenz zwischen Vermeidungskosten (Säule) und Schadenkosten (gestrichelte Linie). Sind die Vermeidungskosten niedriger als die Schadenkosten, so sind die „Nettokosten“ der Vermeidung negativ, d.h. sie stellen einen Nutzen gegenüber der Situation des Nichthandelns dar. Mit anderen Worten: Sind die Nettokosten negativ, sind die damit verbundenen Klimaschutzmaßnahmen aus volkswirtschaftlicher Perspektive in jedem Fall positiv zu bewerten.

Darüber hinaus ermöglicht die Berücksichtigung der vermiedenen Schäden eine bessere Einordnung der Größenordnung der gesamten Mittel, die für die verstärkten Mitigationsanstrengungen im Zielszenario mobilisiert werden müssten.

Folgende Tabelle fasst die Datenquellen zusammen, auf der die ökonomische Analyse beruht.

Tab. 55: Datenquellen für die ökonomische Betrachtung

Datensatz	Auflösung	Anmerkung	Datenquelle
THG-Emissionen	Je Sektor, Jahr, Szenario		Modellergebnisse
Energieverbrauch	Je Sektor, Jahr, Szenario, Brennstoff		
Annuitäten	Je Sektor, Jahr, Szenario	Ermittelt auf Basis der Annahme eines Zinssatzes von 4 % gemäß der Better Regulation Toolbox [88], bzw. Better Regulation Guidelines [89] der EC	
Laufende Kosten	Je Sektor, Jahr, Szenario		
Infrastrukturkosten	Je Sektor, Jahr, Szenario	Infrastrukturkosten wurden weitestgehend vernachlässigt (Stromnetzausbau, Stromspeicher, Oberleitungen (LKW)). Im Bereich der Wärmenetze und den Ladesäulen wurden Kosten berücksichtigt.	
Energiepreise	Je Brennstoff, je Jahr		Rahmendatenannahmen (siehe Kapitel 2.6); abgeleitet aus Rahmendaten; eigene Annahmen auf Basis von [1, 65, 66]
CO <sub>2</sub> Schadenkosten	2030,2050	Zwischen den Jahren interpoliert, mittlerer Kostensatz; auf Euro (2013) umgerechnet	Abgeleitet aus UBA Methodenkonvention 2.0 Anhang B [87]

Quelle: eigene Darstellung

Die ökonomische Analyse erfolgt aus Sicht der „Gesellschaft“ (volkswirtschaftliche Perspektive) und informiert darüber, wie viel Mittel etwa aufgebracht werden müssen, um die im Zielszenario hinterlegten Entwicklungen zu realisieren. Dabei bleiben alle Größen unberücksichtigt, die eine Umverteilung im ökonomischen System darstellen (z.B. Steuern und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten), da diese aus Sicht der Gesellschaft als „durchlaufende“ Posten zu betrachten sind und keinen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben (anders wäre dies aus Sicht privater Akteure).

Die durchgeführten Analyseschritte sind die folgenden:

1. Erhebung und Plausibilitätsprüfung der oben genannten Daten aus der Modellierung für das Referenz- sowie Zielszenario;
2. Ermittlung der Differenzen gegenüber dem Referenzszenario für alle benötigten Datensätze (z.B. Investitionskosten, Energieverbräuche je Energieträger);
3. Monetarisierung der Energieverbrauchsdifferenzen gegenüber dem Referenzszenario gemäß der Rahmendaten;
4. Ermittlung der Vermeidungskosten des Zielszenarios gegenüber dem Referenzszenario je Sektor und Jahr (2017-2050)<sup>52</sup> [90];
5. Monetarisierung der vermiedenen Schäden durch Multiplikation der Differenzemissionen gegenüber dem Referenzszenario mit den Schadenkosten<sup>53</sup>;
6. Aggregation der Ergebnisse für Zeiträume 2017-2030 und 2031-2050, sowie über die Sektoren.

Es ist wichtig darauf explizit hinzuweisen, dass die „Bilanzgrenze“ der ökonomischen Betrachtung der „Bilanzgrenze“ der Modellierung entspricht. Eine gesamtwirtschaftliche Berücksichtigung aller Sekundäreffekte und Interdependenzen im wirtschaftlichen System inkl. Aussagen über Wohlfahrts- und Arbeitsplatzeffekte sind nicht Ziel der hier erfolgten Analyse. Einige Maßnahmen und Effekte innerhalb der Sektoren wurden nicht mit Kosten belegt (Übersicht siehe Abschnitt 24.1).

## 19.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse werden kumuliert über die Zeiträume 2017-2030 sowie 2031-2050 betrachtet. Der erste Zeitraum ermöglicht damit eine Betrachtung und Analyse der zusätzlichen Anstrengungen gegenüber dem „weiter wie bisher“, die laut Ausgestaltung des Zielszenarios notwendig wären, um die für das Jahr 2030 im Zielszenario ausgewiesenen Minderungen zu erreichen (vgl. Abschnitt 18.2 zu möglichen Zielsetzungen 2030).

Der zweite Zeitraum eignet sich für eine Betrachtung der zu mobilisierenden Mittel nach 2030 mit Blick auf die längerfristigen Klima- und Energieziele bis zum Jahr 2050.

### 19.2.1 Sektorale Besonderheiten

Alle betrachteten Sektoren verfügen über individuelle Möglichkeiten und Herausforderungen bei der Emissionsminderung (für Details siehe jeweilige Kapitel). Es wird jeweils THG-Minderungsmaßnahmen geben, die Kosten verursachen (z. B. Gebäudesanierungsmaßnahmen oder der Ausbau erneuerbarer Energien), aber auch solche, die im Rahmen der hier angelegten Bilanzgrenzen keine bedeutenden Investitionskosten verursachen und dennoch zur Emissionsreduktion beitragen.

---

<sup>52</sup> Methodik siehe: UBA (2015): Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts. Abschnitt 9.3.1

<sup>53</sup> Für die Schadenskosten wurde der Mittelwert zwischen Anfangs- und Endjahr des Betrachtungszeitraumes angesetzt.

Es erfolgt an dieser Stelle keine disaggregierte, sondern eine sektorscharfe Betrachtung der Vermeidungskosten: Es werden die gesamten Emissionsreduktionen zwischen Ziel- und Referenzszenario der jeweiligen Sektoren allen dort anfallenden Kosten (und Nutzen) gegenübergestellt. Das bedeutet, dass auch Maßnahmen in die Betrachtung mit einfließen die keine, bzw. sehr geringe Kosten verursachen und dennoch zur Emissionsreduktion beitragen. Andererseits wurden einige Maßnahmen und Effekte innerhalb der Sektoren nicht mit Kosten belegt, siehe hierzu Abschnitt 24.1 im Anhang.

In Tab. 56 sind je Sektor wesentliche investitionsseitig wirksamen Maßnahmen zusammengefasst. Neben Kosten durch Investition entstehen Kosteneinsparungen gegenüber der Referenz durch Energieträgerwechsel. Wesentliche Entwicklungen in diesem Bereich sind in der Tabelle ebenfalls vermerkt.

Tab. 56: *Wesentliche Investitionen und Energieträgerveränderungen mit Einfluss auf sektorale Vermeidungskosten*

Sektor	Investitionsseitig besonders relevant	Energieträgerseitig besonders relevant
<b>Erzeugung</b>		
Strom- und Fernwärme	Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, insb. Wind und Photovoltaik Ausbau der Stromerzeugung aus Erdgas Ausbau der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien Ausbau von Wärmenetzen	Energieträgerwechsel weg von emissionsintensiven fossilen Brennstoffen zu fossilen, aber emissionsärmeren; Verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger
<b>Nachfrage</b>		
Verkehr	Elektrifizierung PKW Flotte Elektrifizierung schwerer Nutzfahrzeuge Oberleitungs-LKW Ladeinfrastruktur	Verstärkter Einsatz Strom und ab 2030 PtL
Wärme (GHD & HH)	Gebäudeeffizienzmaßnahmen Ausbau Wärmenetze Einsatz Wärmepumpen Verstärkte Sanierung Einsatz von Wärmerückgewinnung	Ersatz von Öl- und Gas als Energieträger durch alternative und erneuerbare Energieträger
Strom (Haushalte)	Verbreitung hocheffizienter Geräte	Weniger Nachfrage nach Strom
Strom (GHD)	Einsatz hocheffizienter LED Beleuchtung Licht- und bewegungsabhängige Steuerung	Weniger Nachfrage nach Strom
Industrie	Energieeffizienzmaßnahmen bei Querschnittstechniken und Prozessen Innovative Herstellungsverfahren ab 2030 (insb. Zement)	Verstärkter Einsatz von Biomasse, Erdgas, Fernwärme Ersatz von Erdgas durch Strom für Bereitstellung Prozesswärme
Landwirtschaft	Gasdichte Lagerung der anfallenden Wirtschaftsdünger	-
Abfall	Ausbau Vergärungsanlagen Grünabfallbehandlung	-

Sektor	Investitionsseitig besonders relevant	Energieträgerseitig besonders relevant
LULUCF	Schutz von Moorböden durch Wiedervernässung	-

Quelle: eigene Darstellung basierend auf den Dokumentationen aus den vorangegangenen Kapiteln

### 19.2.2 Ergebnisse für den Zeitraum 2017-2030

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der ökonomischen Betrachtung über den Zeitraum 2017-2030 zusammen.

Die in den Sektoren maßgeblich emissionsmindernd wirkenden Maßnahmen können den einzelnen Sektorkapiteln entnommen werden. Wegen der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Emissionsminderung sind die auf Basis der Szenarien ermittelten Vermeidungskosten in den unterschiedlichen Sektoren unterschiedlich hoch.

Tab. 57: Kumulierte Ergebnisse für den Zeitraum 2017-2030 (jeweils Differenzen zwischen Ziel- und Referenzszenario)

Sektor	Differenzkosten			Vermiedene Emissionen (d)	Vermeidungskosten * (e)
	Energiekosten (a)	Investitions- & Betriebskosten (b)	Gesamtkosten (c)		
	Mio. € <sub>2013</sub>	Mio. € <sub>2013</sub>	Mio. € <sub>2013</sub>		
		(a)+(b)	Mt CO <sub>2</sub> Äq	€ <sub>2013</sub> / t CO <sub>2</sub> Äq	
<b>Nachfrage</b>					
Verkehr	-7	2.356	2.349	28	83
Wärme (HH & GHD)	-1.279	4.857	3.578	17	215
Strom (HH)	-1	1.311	1.310	**	N/A
Strom (GHD)	-2	4.146	4.144	**	N/A
Industrie	-1.539	1.163	-376	11	-34
Landwirtschaft	0	123	123	5	24
Abfall	0	0	0	0	0
LULUCF	0	14	14	66	0,2
<b>Erzeugung</b>					
Strom und Fernwärme	--	--	--	51	--
<b>Gesamt</b>	<b>-2.828</b>	<b>13.970</b>	<b>11.142</b>	<b>178</b>	<b>63</b>

Quelle: eigene Berechnungen

\* Die Verrechnung der unter (c) und (d) angegebenen Werte kann aufgrund von Rundungen zu leicht abweichenden Vermeidungskosten (e) führen.

\*\* Vermiedene Emissionen aufgrund der Quellenbilanzierung im Stromerzeugungssektor inkludiert.

Anmerkungen: Die Emissionen wurden durch die Modellierung nach Quellgruppenprinzip berechnet. In einigen Sektoren erfolgen Investitionen, die jedoch nicht nach dem Quellgruppenprinzip aufgeteilt werden können. D.h. in diesen Sektoren fällt nach Quellgruppenprinzip trotz Investition keine Emissionsminderung an. Konkret betrifft dies insbesondere Investitionen im Bereich Stromnachfrage der Haushalte und GHD: Investitionen werden hier im Sektor Strom (Haushalte, GHD) ausgewiesen, während Emissionsminderungen in der Stromerzeugung bilanziert werden. Auch in anderen Nachfragesektoren werden Teile der benötigten Investitionen zur Verringerung der Stromnachfrage genutzt. Eine differenzierte Aufteilung der Investitionsanteile gemäß Quellgruppenprinzip ist nicht möglich. Ähnliche Anmerkungen gelten für Investitionsanteile die zur Reduktion von Fernwärmennachfrage führen. Die Monetarisierung der Stromverbräuche erfolgt netto aus Endverbrauchersicht, d.h. exkl. MWSt. aber inkl. Umlagen. Damit wird den notwendigen Investitionen in den Kraftwerkspark Rechnung getragen, die kostenseitig nicht explizit in diesem Sektor ausgewiesen werden. Nachrichtlich betragen die erzeugungsseitigen Werte für die Stromerzeugung und Fernwärme: Energiekosten -3,6 Mrd. Euro (Einsparung von Brennstoffkosten), Investitions- und Betriebskosten 5,7 Mrd. Euro und insgesamt (Saldo) 2,1 Mrd. Euro.

Die Emissionen der Strom- und Fernwärme sind exklusive der Emissionen des Stromimportes berichtet.

Einige Maßnahmen und Effekte innerhalb der Sektoren wurden nicht mit Kosten belegt (Übersicht siehe Abschnitt 24.1 im Anhang).

Die auf Basis der Szenarien ermittelten vermiedenen Schäden durch die Gesamtheit der durchgeführten Minderungsanstrengungen in den Sektoren betragen für den modellierten Zeitraum von 2017-2030 und gegenüber dem Referenzszenario ca. 178 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.

Multipliziert mit den CO<sub>2</sub> Schadenkosten in Höhe von 130 Euro/t<sup>54</sup> ergeben sich damit vermiedene Schadenskosten in Höhe von 23 Milliarden Euro<sub>2013</sub>. Die Nettokosten betragen daher -12 Milliarden Euro und stellen einen Nutzen gegenüber Nichthandeln dar.

Mit anderen Worten: Für die Klimaschutzmaßnahmen des Zielszenarios werden für den Zeitraum 2017-2030 zusätzliche Kosten in Höhe von 11 Milliarden Euro<sub>2013</sub> gegenüber dem Referenzszenario abgeschätzt. Diesen Kosten steht ein voraussichtlicher Nutzen in Form vermiedener Schäden in Höhe von 23 Milliarden Euro<sub>2013</sub> gegenüber.

### 19.2.3 Ergebnisse für den Zeitraum 2031-2050

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der ökonomischen Betrachtung über den Zeitraum 2031-2050 zusammen. Die in den Sektoren maßgeblich emissionsmindernd wirkenden Maßnahmen können den einzelnen Sektorkapiteln entnommen werden. Naturgemäß sind die ermittelten Vermeidungskosten in den unterschiedlichen Sektoren auch unterschiedlich hoch.

Es ist zu beobachten, dass die kumulierten Ergebnisse im Zeitraum 2031-2050 insgesamt in der Regel höher ausfallen, als für den Zeitraum 2017-2030.

Dies lässt sich auf Basis von zwei Dynamiken qualitativ erklären:

- Zunächst werden in den Sektoren tendenziell günstigere Minderungsmaßnahmen umgesetzt. Neue und kostenintensivere Minderungsmaßnahmen bzw. -technologien werden erst zu späteren Zeitpunkten eingesetzt. Details zum zeitlichen Verlauf der Minderungsmaßnahmen sind den jeweiligen Kapiteln zu entnehmen.
- Die Energiepreisentwicklung geht von einem Anstieg der konventionellen Energiepreise aus. Werden diese sukzessiv durch alternative Energieträger ersetzt die günstiger sind, sind die monetären Einsparungen höher. Darüber hinaus tragen Minderungsmaßnahmen, die vor 2031 ausgelöst wurden über ihre Lebensdauer zu Energiekosteneinsparungen bei. Diese Dynamik erklärt die höheren Energiekosteneinsparungen im Zeitraum 2030-2050 gegenüber dem Zeitraum 2017-2030.

Diese vergleichsweise höheren Energiekosteneinsparungen sind aber nicht hoch genug um die ebenfalls höheren Investitions- und Betriebskostendifferenzen auszugleichen, so dass in Summe die Vermeidungskosten gegenüber dem Referenzszenario im Zeitraum 2031-2050 höher ausfallen als im Zeitraum 2017-2030. Unter Berücksichtigung der Schadenkosten ist die Vermeidung aber dennoch mit einem Nutzen verbunden. Dieser fällt auf Grund der im Zeitablauf steigenden Schadenkosten sogar höher aus als für den Zeitraum 2017-2030 (siehe Beschreibung unter Tab. 57).

Tab. 58: Kumulierte Ergebnisse für den Zeitraum 2031-2050 (jeweils Differenzen zwischen Ziel- und Referenzszenario)

Sektor	Differenzkosten			Vermiedene Emissionen	Vermeidungskosten *
	Energiekosten	Investitions- & Betriebskosten	Gesamtkosten		

<sup>54</sup> Mittelwert zwischen 2017 und 2030 in Euro<sub>2013</sub>

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
	Mio. € <sub>2013</sub>	Mio. € <sub>2013</sub>	Mio. € <sub>2013</sub>	Mt CO <sub>2</sub> Äq	€ <sub>2013</sub> / t CO <sub>2</sub> Äq
			(a)+(b)		(c)/(d)
<b>Nachfrage</b>					
Verkehr	-31	16.755	16.724	162	103
Wärme (HH & GHD)	-17.210	54.170	36.960	113	328
Strom (HH)	-3	4.705	4.702	**	N/A
Strom (GHD)	-5	10.724	10.719	**	N/A
Industrie	-6.564	2.799	-3.765	49	-76
Landwirtschaft	0	178	178	19	9
Abfall	0	82	82	0,5	177
LULUCF	0	32	32	104	0,3
<b>Erzeugung</b>					
Strom und Fern- wärme	--	--	--	130	--
<b>Gesamt</b>	<b>-23.813</b>	<b>89.445</b>	<b>65.632</b>	<b>577</b>	<b>114</b>

Quelle: eigene Berechnungen

\* Die Verrechnung der unter (c) und (d) angegebenen Werte kann aufgrund von Rundungen zu leicht abweichenden Vermeidungskosten (e) führen.

\*\* Vermiedene Emissionen aufgrund der Quellenbilanzierung im Stromerzeugungssektor inkludiert.

Anmerkungen: Die Emissionen wurden durch die Modellierung nach Quellgruppenprinzip berechnet. In einigen Sektoren erfolgen Investitionen, die jedoch nicht nach dem Quellgruppenprinzip aufgeteilt werden können. D.h. in diesen Sektoren fällt nach Quellgruppenprinzip trotz Investition keine Emissionsminderung an. Konkret betrifft dies insbesondere Investitionen im Bereich Stromnachfrage der Haushalte und GHD: Investitionen werden hier im Sektor Strom (Haushalte, GHD) ausgewiesen, während Emissionsminderungen in der Stromerzeugung bilanziert werden. Auch in anderen Nachfragesektoren werden Teile der benötigten Investitionen zur Verringerung der Stromnachfrage genutzt. Eine differenzierte Aufteilung der Investitionsanteile gemäß Quellgruppenprinzip ist nicht möglich. Ähnliche Anmerkungen gelten für Investitionsanteile die zur Reduktion von Fernwärmenachfrage führen. Die Monetarisierung der Stromverbräuche erfolgt netto aus Endverbrauchersicht, d.h. exkl. MWSt. aber inkl. Umlagen. Damit wird den notwendigen Investitionen in den Kraftwerkspark Rechnung getragen, die kostenseitig nicht explizit in diesem Sektor ausgewiesen werden. Nachrichtlich betragen die erzeugungsseitigen Werte für die Stromerzeugung und Fernwärme: Energiekosten -29,2 Mrd. Euro (Einsparung von Brennstoffkosten), Investitions- und Betriebskosten 23,9 Mrd. Euro und insgesamt (Saldo) -5,3 Mio. Euro.

Die Emissionen der Strom- und Fernwärme sind exklusive der Emissionen des Stromimportes berichtet.

Einige Maßnahmen und Effekte innerhalb der Sektoren wurden nicht mit Kosten belegt (Übersicht siehe Abschnitt 24.1 im Anhang).

Die voraussichtlichen gegenüber dem Referenzszenario vermiedenen Schäden durch die Gesamtheit der durchgeführten Minderungsanstrengungen in den Sektoren betragen für den modellierten Zeitraum von 2031-2050 ca. 577 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. Multipliziert mit den CO<sub>2</sub>-Schadenkosten in Höhe von 215 Euro/t<sup>55</sup> ergibt dies vermiedene Schäden im Wert

<sup>55</sup> Mittelwert zwischen 2031 und 2050 in Euro<sub>2013</sub>

von 124 Milliarden Euro<sub>2013</sub>. Die Nettokosten betragen daher -58 Milliarden Euro und stellen einen Nutzen gegenüber Nichthandeln dar.

Mit anderen Worten: Für die Klimaschutzmaßnahmen des Zielszenarios werden für den Zeitraum 2031-2050 zusätzliche Kosten gegenüber dem Referenzszenario in Höhe von 66 Milliarden Euro<sub>2013</sub> projiziert. Diesen Kosten steht aber ein voraussichtlicher Nutzen in Form vermiedener Schäden in Höhe von 124 Milliarden Euro<sub>2013</sub> gegenüber.

### **Gesamtschau:**

Bis zur Erreichung des Langfristziels einer -90%igen THG-Minderung in 2050 entstehen im Zielszenario also gegenüber dem Fall des „Nichthandelns“ bzw. einer weitgehend eingriffslosen Entwicklung gemäß dem Referenzszenario zusätzliche Kosten in Höhe von etwa 77 Mrd. Euro. Dabei können jedoch zusätzlich kumulierte THG-Emissionen in Höhe von 755 Mio. t CO<sub>2</sub> vermieden werden und damit Klimaschäden in Höhe von schätzungsweise 147 Mrd. Euro unterbleiben. Bis 2050 wäre also gegenüber einer „Weiter-so-Entwicklung“ im Rahmen der hier angesetzten Bilanzgrenzen ein Nutzen von **rund 70 Mrd. Euro** eingetreten. Eine konsequente Klimaschutzstrategie gemäß dem hier dargestellten Zielszenario ist also nicht nur als Verpflichtung gegenüber politischen Beschlüssen der Klimakonferenz COP21 in Paris zu verstehen. Sie erzeugt gleichzeitig durch Investitionen und Innovationen in Effizienz- und erneuerbare Technologien bzw. die Verdrängung fossiler Energieträger positive volkswirtschaftliche Wirkungen.

Die positiven volkswirtschaftlichen Wirkungen dieser Strategie können von den einzelnen Wirtschaftsakteuren bzw. der Gesellschaft nur dann umgesetzt werden, wenn die hier ermittelten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (Mittelwert 2017-2030 = 63 Euro/t; Mittelwert 2030-2050 = 114 Euro/t) zumindest teilweise in Preissignale auf dem Energiemarkt überführt werden. Erst damit werden – in Verbindung mit ordnungspolitischen Vorgaben und gezielten Förderprogrammen – ausreichende Anreize geschaffen, einzelwirtschaftlich tätig zu werden und die notwendigen Investitionen und Konsumausgaben (z.B. für sparsame Elektrogeräte) in ausreichendem Umfang und rechtzeitig zu tätigen. Hinweise für Höhe und zeitlichem Verlauf einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger lassen sich aus obigen Berechnungen ableiten. Ersichtlich ist, dass die derzeitigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise kaum wirtschaftliche Anreize bieten. Die notwendige Größenordnung kann aus bestehenden CO<sub>2</sub>-Bepreisungen abgeleitet werden [91]. Sie reichen derzeit von ca. 30 Euro/t in Großbritannien über die Schweiz mit 84 CHF/t bis zu Schweden mit 125 Euro/t. Obige Vermeidungskosten fügen sich gut in diese Bandbreite.

### **19.3 Weiterer Forschungsbedarf**

Die hier vorgelegte Analyse ermöglicht eine Betrachtung im Rahmen der Bilanzierungsgrenzen, die bei der Modellierung der beiden Szenarien zugrunde gelegt wurden. Dabei berücksichtigt werden alle anfallenden Kosten und Nutzen der Vermeidungsanstrengun-

gen des Zielszenarios und des Referenzszenarios. Beide werden miteinander ins Verhältnis gesetzt, um abzuschätzen, wie viel die Mehranstrengungen des ambitionierten Zielszenarios im Rahmen der Bilanzierungsgrenzen kosten bzw. welcher Nutzen – in Form vermiedener Umweltschäden – damit verbunden ist.

Der Hinweis auf die Bilanzierungsgrenzen ist insofern von Bedeutung, als davon auszugehen ist, dass im gesamtwirtschaftlichen System weitere Effekte – außerhalb der Bilanzierungsgrenzen – auftreten werden. Diese können positiv aber auch negativ sein. Eine Betrachtung dieser Sekundäreffekte und ökonomischen Interdependenzen war nicht Teil dieses Projektes. Die entsprechenden Effekte sollten jedoch im Folgeprozess untersucht werden, soweit dies angesichts der Unsicherheiten von Projektionen möglich ist.

Darüber hinaus stellen sich soziale Fragen hinsichtlich der Verteilungsgerechtigkeit, die an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt werden konnten. Spätestens wenn Maßnahmen in konkrete politische Instrumente (z. B. Förderprogramme, ordnungsrechtliche Verpflichtungen) übersetzt werden, sollten die Verteilungswirkungen der Instrumente auf verschiedene Haushaltstypen bzw. Sektoren untersucht werden. Dies sollte mit dem Ziel erfolgen, Ungerechtigkeiten zu vermeiden, sowie Zielgruppen zu identifizieren, um diese adäquat zu adressieren. Nur wenn dies gelingt, kann sich der Nutzen der Maßnahmen unter Berücksichtigung der Gegebenheiten optimal entfalten.

## 20 Wettbewerbliche Chancen von Unternehmen in Baden-Württemberg

*„Größte Herausforderung sei der Erhalt der Exportstärke, die gerade in Baden-Württemberg seit Jahrzehnten für Wachstum, hohe Beschäftigung und Wohlstand Sorge, so die Wirtschaftsministerin. Exporte tragen rund 42 Prozent zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) Baden-Württembergs bei - mehr als in jedem anderen Bundesland. Jeder dritte Arbeitsplatz in Baden-Württemberg hängt direkt oder indirekt am Export.“ [92]*

Stringenter, globaler Klimaschutz ist durch Artikel 2 des Paris Agreement [93] völkerrechtlich bindend verankert und wird konsequenterweise dazu führen, dass sich Weltmärkte für Produkte und Dienstleistungen verändern. Diese Veränderungen werden nicht schlagartig, sondern graduell erfolgen. Gute Antizipation und proaktives Vorgehen können es innovativen Unternehmen daher ermöglichen, Vorreiterfunktionen auf den sich ändernden Märkten zu behaupten und zu erschließen. Sie können damit langfristige Wettbewerbsvorteile erlangen, und kurzfristige Kosten der Treibhausgasvermeidung kompensieren.

Die folgende Aussage kann daher auch in dem Kontext stringenten Klimaschutzes betrachtet werden:

*„Wenn wir den Wohlstand unseres Landes langfristig sichern wollen, müssen wir unsere Innovationskraft weiter stärken und unsere internationale Technologieführerschaft in wichtigen Branchen verteidigen und ausbauen“, betonte die Ministerin.“ [92]*

In diesem Arbeitspaket werden Wettbewerbschancen für Unternehmen in einer Welt stringenten Klimaschutzes beispielhaft erörtert. Die folgenden Fragen stehen dabei im Fokus und werden anhand von Literatur- und Datenrecherche bearbeitet:

1. Welche Arten von Unternehmen gibt es in Baden-Württemberg, und mit welchen Produkten / Dienstleistungen sind diese auf Weltmärkten aktiv? Wie hoch ist der Anteil des Exportes?
2. Welche strukturellen Änderungen sind am Weltmarkt im Bereich dieser Unternehmen zu erwarten?
3. Welche Optionen bestehen für die Unternehmen in Baden-Württemberg, ihre Position in den veränderten Märkten zu sichern und einen Beitrag zum globalen Klimaschutz zu leisten

## **20.1 Unternehmenslandschaft in Baden-Württemberg**

### **20.1.1 Relevanz der Wirtschaftsbereiche in Baden-Württemberg**

In diesem Abschnitt soll abgeschätzt werden, inwiefern wichtige Branchen in Baden-Württemberg von Klimapolitik betroffen sind. Zusätzlich werden Veränderungen durch Klimapolitik in den Absatzmärkten untersucht, die die Nachfrage nach bestehenden Produkten verändern und somit einen Anpassungsdruck erzeugen können. Schließlich wird abgeschätzt, in welchen Bereichen durch Klimapolitik neue Geschäftsmöglichkeiten entstehen können, von denen die Unternehmen in Baden-Württemberg profitieren können.

Die verschiedenen Bereiche der Wirtschaft sind für die Klimapolitik unterschiedlich relevant. Wichtig ist insbesondere das produzierende Gewerbe bzw. der sekundäre Sektor, weil dort einerseits vergleichsweise energie- oder emissionsintensiv gearbeitet wird, z. B. in der Metallverarbeitung. Hinzu kommt die Bereitstellung von Energie, sofern sie auf fossilen Brennstoffen beruht – hierzu zählen z. B. der Kohlebergbau, Erdölraffinerien und fossile Stromerzeugung. Schließlich werden Produkte erzeugt, die ihrerseits Emissionen verursachen, wie z. B. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren oder elektrisch betriebene Maschinen.

Die Wirtschaft in Baden-Württemberg wird vom sekundären Sektor, d. h. dem produzierenden Gewerbe dominiert, siehe auch Abb. 53. Mit 133 Mrd. Euro (2013) wird ein gutes Drittel der gesamten Bruttowertschöpfung (381 Mrd. Euro) dort geleistet; der größte Teil davon im verarbeitenden Gewerbe (125 Mrd. Euro). Der Anteil des produzierenden Gewerbes an der Gesamtwirtschaft ist damit einer der höchsten weltweit. Der tertiäre Sektor (Handel und Dienstleistungen) ist zwar insgesamt noch größer, aber weit weniger energie- und exportintensiv. Der Schwerpunkt der Betrachtungen liegt damit auf dem produzierenden Gewerbe und seiner Rolle im Klimaschutz.

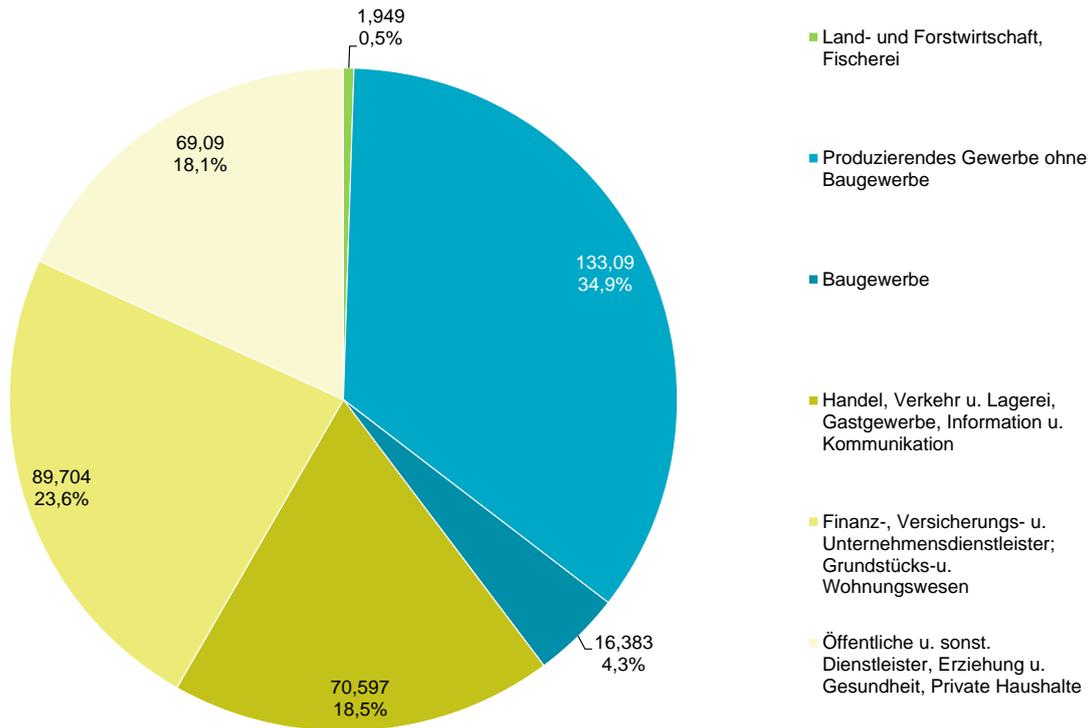


Abb. 53: Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg 2013 nach Wirtschaftsbereichen in Milliarden Euro [94]

### 20.1.2 Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und Relation zum Klimaschutz

Bei der Betrachtung der baden-württembergischen Wirtschaft im Kontext von stringentem, globalem Klimaschutz spielt eine Rolle, ob die Unternehmen von der Klimapolitik in ausländischen Absatzmärkten betroffen sein können. Einfluss der Klimapolitik auf die Wirtschaft wird in drei Dimensionen ausgeübt, die für unterschiedliche Branchen jeweils unterschiedlich stark auftreten:

1. Betriebe, deren Energieintensität hoch ist (z. B. gemessen am Anteil der Energiekosten oder Emissionen an der Bruttowertschöpfung), deren Produkte aber keine oder geringe Emissionen verursachen, sind empfindlich gegenüber inländischer Klimapolitik, weil die Produktion selbst unter Anpassungsdruck gerät. Beispiele sind die Grundstoffchemie und die Stahlerzeugung.
2. Im anderen Extremfall (Emissionen durch Produkte, aber weniger durch die Produktion) sind Veränderungen in den Absatzmärkten relevant. Vor allem der Fahrzeug-, aber auch der Anlagenbau sind hier betroffen: Stringenter Klimaschutz reduziert die Nachfrage nach emissionsintensiven Produkten und erzeugt Anpassungsdruck in Richtung Energieeffizienz und Emissionsminderung.
3. Wirtschaftliche Chancen entstehen dort, wo Produkte zum Klimaschutz beitragen, z. B. besonders energieeffizient sind, zum Ausbau erneuerbarer Energien benötigt werden oder klimafreundliche Verhaltensweisen erleichtern.

Goettle & Fawcett (2009) untersuchen mit einem gesamtwirtschaftlichen Modell, welche Wirtschaftszweige am ehesten von inländischem Klimaschutz (d. h. bei der Produktion) betroffen sein werden. Modelliert wird die Wirtschaft der USA, so dass die Ergebnisse nur begrenzt auf Baden-Württemberg übertragbar sind. Wenig überraschend ist vor allem Schwerindustrie und fossile Energiewirtschaft betroffen; von den am stärksten betroffenen Wirtschaftsbereichen [95] wäre in Baden-Württemberg lediglich die chemische Industrie nennenswert vertreten (3,2 Mrd. Euro oder 2,6 % der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes 2013).

Das verarbeitende Gewerbe in Baden-Württemberg wird von Fahrzeugbau und Maschinenbau dominiert, die zusammen knapp die Hälfte der Bruttowertschöpfung (63 Mrd. Euro im Jahr 2013) und der Beschäftigten ausmachen (Abb. 54). In beiden Zweigen werden klimarelevante Produkte hergestellt und ist der Exportanteil am Umsatz sehr hoch, so dass Klimapolitik<sup>56</sup> in den Absatzmärkten erheblichen Einfluss haben kann. Es folgen mit einigem Abstand Metallerzeugung und -bearbeitung sowie Herstellung von elektrischen Ausrüstungen (zusammen 22 Mrd. Euro Bruttowertschöpfung, Zahlen von 2013), bei diesen Branchen sind jedoch die Exportanteile deutlich geringer. Die Studie wird sich im Folgenden auf die vier genannten Wirtschaftszweige mit dem größten wirtschaftlichen Gewicht konzentrieren.

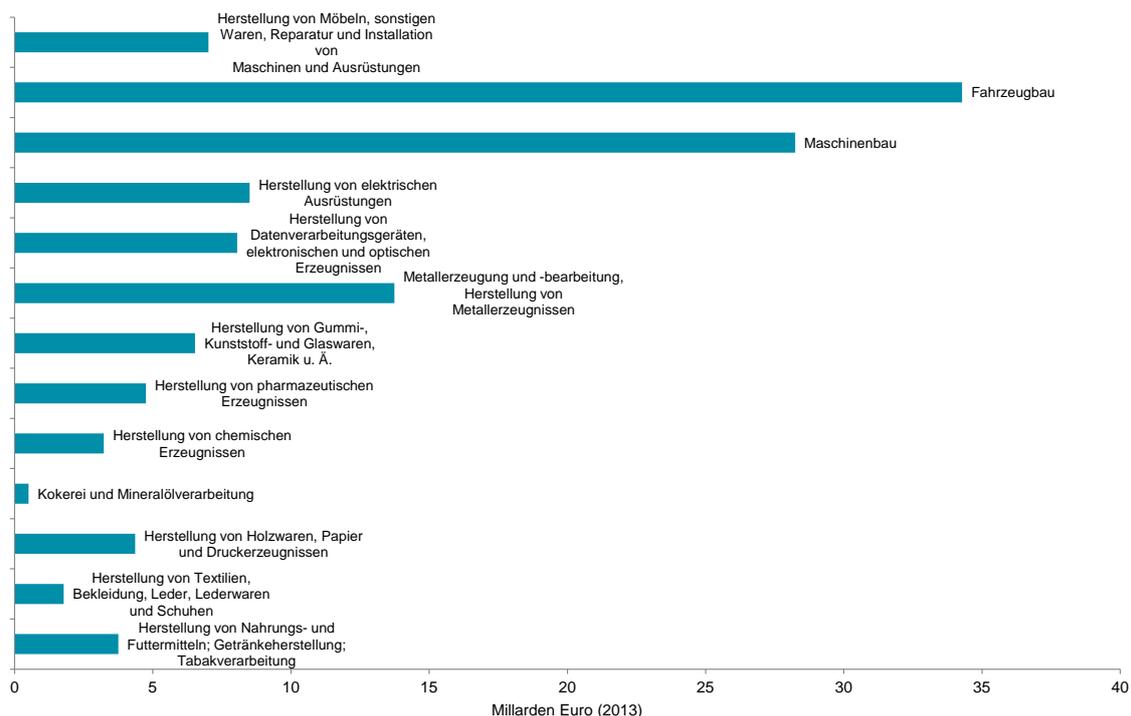


Abb. 54: Bruttowertschöpfung 2013 nach Wirtschaftszweigen im verarbeitenden Gewerbe [96]

<sup>56</sup> sowie im allgemeinen Politik, die die Nachfrage nach Produkten, die Energie verbrauchen oder Emissionen erzeugen, beeinflusst

Diese vier Wirtschaftszweige sind, gemessen am Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert, mit Ausnahme der Metallverarbeitung wenig energieintensiv [97]. Zudem ist der Exportanteil der Metallverarbeitung mit ungefähr einem Drittel des Umsatzes geringer als bei Fahrzeugen und Maschinen, die zwei Drittel bis drei Viertel des Umsatzes im Ausland erwirtschaften (vgl. Abb. 55).

Fahrzeug- und Maschinenbau wiederum sind, trotz ihrer vergleichsweise geringen Energieintensität, wahrscheinlich erheblich auch von der internationalen Klimapolitik betroffen. In beiden Bereichen, vor allem im Fahrzeugbau, ist unstrittig, dass zum effektiven Klimaschutz ein technologischer Wandel vollzogen werden muss. Zusammen mit der großen wirtschaftlichen Bedeutung und starken Verflechtung mit Zulieferbetrieben, die nicht direkt exportieren, ist das ein Grund, sich mit den komplexen Wertschöpfungsketten, die im weiteren Sinne auch Infrastruktur und Mobilitätsdienstleistungen einschließen, auseinanderzusetzen.

Die verwandten und vielfältigen Branchen Maschinenbau und elektrische Ausrüstungen haben gemeinsam, dass ihre Produkte Energie benötigen bzw. zur Bereitstellung von Energie gebraucht werden und ihre Energieeffizienz darüber entscheiden wird, ob sie von Klimapolitik profitieren können oder eher unter Druck geraten. Der technologische Wandel kann auch von Vorteil sein, wenn es den Herstellern gelingt, eine steigende Nachfrage nach energieeffizienten Maschinen und Anlagen wettbewerbsfähig zu bedienen. Bestehende Initiativen werden auf Grundlage von Branchenstudien genauer betrachtet.

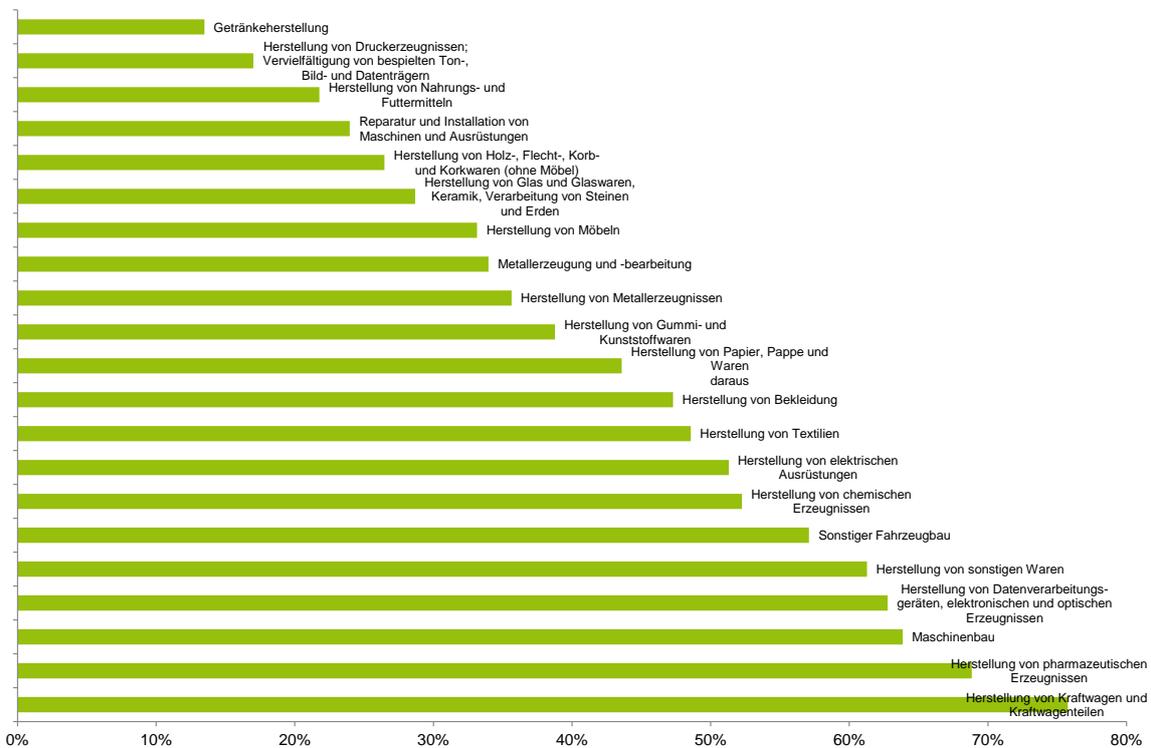


Abb. 55: Exportanteile von Wirtschaftszweigen im verarbeitenden Gewerbe [98]

### 20.1.3 Wirtschaftszweige und ihre Produkte am Weltmarkt

Um zu illustrieren, was für konkrete Produkte sich hinter den Bezeichnungen der Wirtschaftszweige verbergen, werden hier aus den einzelnen Wirtschaftszweigen zufällig ausgewählte, mittelständische Unternehmen in Baden-Württemberg herausgegriffen.

Die Herstellung von elektrischen Anlagen umfasst alle Produkte, die Elektrizität erzeugen, verteilen und verwenden. Der Wirtschaftszweig ist damit eine Kernbranche für die Energiewende und den Klimaschutz, vor allem mit Blick auf die fortschreitende Elektrifizierung der Bereiche Verkehr und Gebäudewärme (Sektorenkopplung).

Diese Produkte sind auf völlig unterschiedlichen Maßstäben zu finden: Beispielsweise werden Leitungen, Trommeln, Ketten usw. für große Anlagen aller Art hergestellt: Kräne, Containerumschlagplätze, Windkraft, Bohrplattformen, Fahrgeschäfte in Vergnügungsparks. Zu den elektrischen Anlagen gehören aber auch elektronische Komponenten wie Magnetspulen und Leiterplatten.

Metallerzeugnisse sind definiert als statische und unbewegliche Metallerzeugnisse, was jedoch nicht heißen muss, dass diese Produkte nicht in Maschinen oder anderen beweglichen Konstruktionen eingesetzt werden. Die Palette reicht von Gerüstelementen über Waffen bis hin zu Präzisionsteilen für den Maschinenbau. Diese Firmen sind auch als Zulieferer für andere Branchen aktiv. Das kann auch in Auftragsarbeit erfolgen, z. B. in Druckgießereien oder spezialisierte Komponenten für Pumpen und Energie- und Industrieanlagen einschließen.

Maschinenbau ist eine enorm vielseitige Branche, hier finden sich nicht nur Hersteller ganzer Maschinen, sondern auch von Komponenten, die in sämtlichen anderen Branchen eingesetzt werden. Unternehmen können spezialisiert sein (z. B. Maschinen für die Textilverarbeitung) oder Komponenten herstellen, die vielseitig eingesetzt werden können, wie z. B. die Firma Schneeberger in Höfen/Enz, die Schienenführungen, Positionier- und Messsysteme entwickelt.

Der Wirtschaftszweig „Kraftwagen und Kraftwagenteile“ besteht natürlich aus der Endfertigung der Fahrzeuge, aber auch zahlreichen Zulieferbranchen, die sich auch mit anderen Wirtschaftszweigen wie der Fertigung von Metallteilen überschneiden können. Die Produkte der Zulieferbetriebe reichen von Naben, Gelenken, Wellen und Schrauben hin zu Hochtechnologieprodukten wie Sensorik.

Die chemische Industrie schließlich reicht von der energieintensiven Grundstoffchemie bis hin zu hoch spezialisierten und raffinierten Endprodukten. Nicht nur Dünger und Farben, sondern auch Reinigungs- und Desinfektionsmittel und Inhaltsstoffe für die pharmazeutische Industrie sind hier eingeschlossen. Die pharmazeutische Industrie selbst wird als eigener Wirtschaftszweig geführt.

## **20.2 Globaler Klimaschutz und mögliche Änderungen am Weltmarkt**

### **20.2.1 Klimaschutz als Wachstumsmarkt**

Im Folgenden wird näher eingegrenzt, wie Klimaschutzmaßnahmen in den Absatzmärkten auf die Nachfrage wirken könnten. Die Wirkung bezieht sich in erster Linie auf die Verwendung von Energie, die den weitaus größten Anteil der weltweiten Treibhausgasemissionen verursacht. Damit entstehen zwei Optionen: Einerseits der Rückgang des absoluten Energieverbrauchs, andererseits die Bereitstellung von Energie mit weniger (und langfristig ohne) CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zur Erreichung des Ziels müssen beide Strategien verfolgt werden, wie es die Modellierungsergebnisse der anderen Arbeitspakete dieses Projektes illustrieren.

Eine solche grundlegende Veränderung bedeutet, dass sich Investitionen und Konsumausgaben weltweit weg von energie- und emissionsintensiven und hin zu klimaschonenden Technologien und Praktiken verändern müssen: unter dem Druck wachsender Bevölkerungen und dem Wunsch nach Beibehaltung und Steigerung des Wohlstandsniveaus bleibt keine andere Alternative (vgl. [99]). In allen untersuchten Sektoren würden sich Investitions- und Konsumausgaben weg von den bestehenden entwickeln, hin zu Technologien, die entweder Energie effizient nutzen, ihre Nutzung ganz vermeiden, oder sie klimaneutral bereitstellen.

Diese Definition geht weit über das zunächst Offensichtliche hinaus, weil die Technologien ganz unterschiedliche Wertschöpfungsketten besitzen können. Beispielsweise kann eine energieeffiziente Maschine leichtere Materialien erforderlich machen und somit die Nachfrage nach Rohstoffen verändern, die indirekt mit dem Klimaschutz zu tun haben: Verbundstoffe, die Leichtbau ermöglichen, oder elektronische Steuertechnik, die die Netzintegration erneuerbarer Energien erleichtert (ausführlich [100]).

Dementsprechend wird die Umweltwirtschaft, also die Branchen, die Güter und Dienstleistungen für Umwelt- und Klimaschutz erzeugen, auch nicht mehr als eigene Nische, sondern als Querschnittsbranche bezeichnet [101]. Diese spiegelt wider, dass ein großer Teil der Wirtschaft zur Transformation beitragen kann (und muss). Zu einem hohen Grad ist dies bereits heute der Fall: Nach dem Greentech-Atlas des BMUB [102] erzielten Umweltschutzgüter 2013 in Deutschland einen Umsatz von 344 Mrd. Euro, über 12 % des Bruttoinlandsprodukts. Etwa die Hälfte davon ist dem Gebiet der erneuerbaren Energie und Energieeffizienz zuzurechnen (Abb. 56), der Rest fünf weiteren Leitmärkten<sup>57</sup> [102].

---

<sup>57</sup> Mit Blick auf die Energiewende mag überraschen, dass Effizienz und nicht erneuerbare Energietechnologien an erster Stelle stehen. Dies ist auch damit zu begründen, dass in den letzten Jahren Marktanteile an chinesische Hersteller verloren gegangen sind [101].

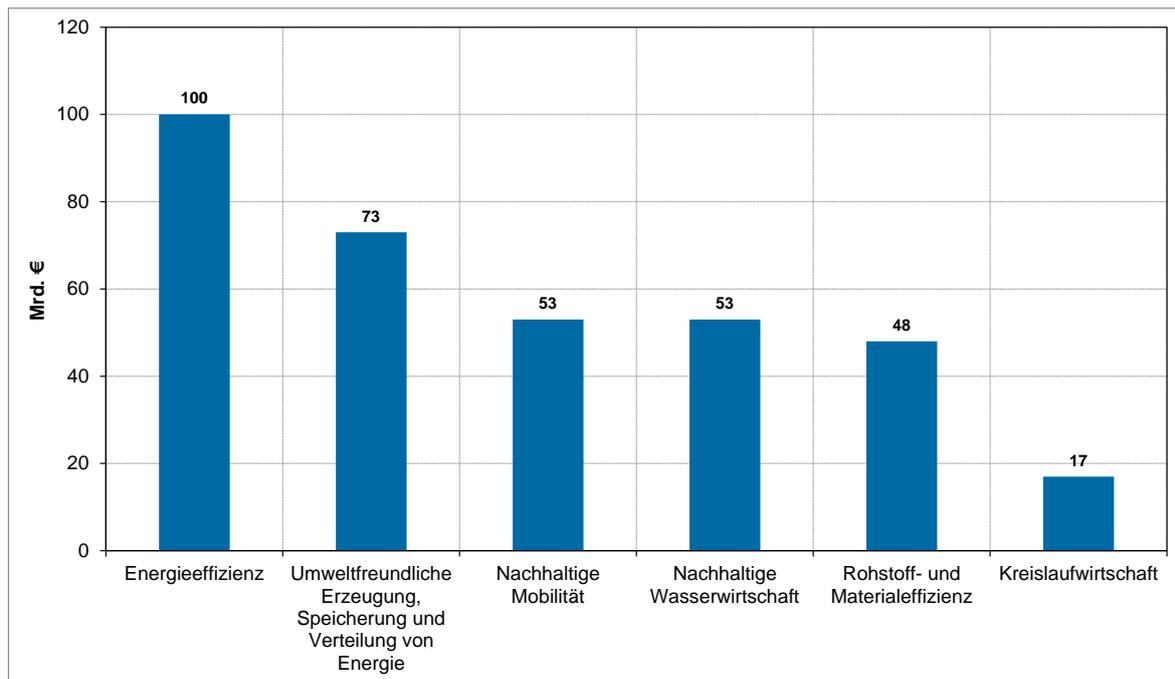


Abb. 56: Marktvolumen für Umwelttechnik und Ressourceneffizienz in Deutschland, 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach [102]

Es wird allgemein erwartet (siehe z. B.: [102], [103], [104]), dass das globale Marktvolumen für Umweltschutzgüter in den nächsten Jahren erheblich wächst. Der Greentech-Atlas des BMUB [102] nennt ein Gesamtvolumen von 2,5 Billionen EUR im Jahr 2013 und prognostiziert mehr als eine Verdopplung bis 2025. Deutschland ist mit einem Marktanteil von 14 % bereits überproportional vertreten. Für Firmen, die heute bereits in Umweltmärkten vertreten sind, bieten sich demnach nicht zu vernachlässigende Wachstumschancen.

Die Statistik in Deutschland definiert potentielle Umweltschutzgüter enger, so dass ein Markt von 85 Mrd. Euro im Jahr 2011 festgestellt wird [104]. Hier hat der Maschinenbau (zu dem in dieser Definition auch Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom gehören) mit etwa 25 % den größten Anteil [101]. Dies ist (neben der Einbeziehung der EE-Anlagen) einerseits damit zu begründen, dass Maschinen und Anlagen einen großen Anteil am weltweiten Energieverbrauch und damit auch ein großes Effizienzpotential besitzen, andererseits mit der starken Stellung des Maschinenbaus in Deutschland mit großer Strahlkraft in andere Branchen (ausführlich [105]). In Baden-Württemberg konzentriert sich mit 10 Mrd. Euro (2011) ein erheblicher Anteil dieser Umsätze, der seit 2011 vor allem im Ausland weiter gewachsen ist (Abb. 57).

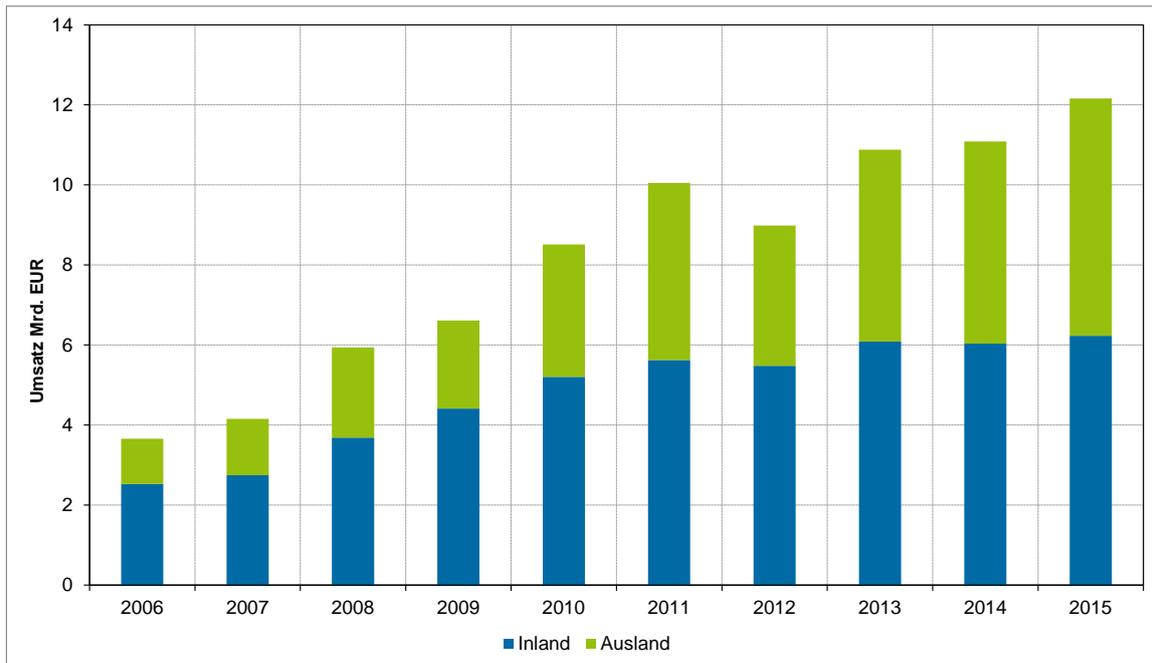


Abb. 57: Umsätze mit Umweltschutzgütern in Baden-Württemberg. Quelle: Eigene Darstellung nach [106]

Zumindest auf Bundesebene lassen sich diese Umsätze weiter in Branchen aufschlüsseln (Abb. 58). Hier finden sich die wichtigen Branchen Baden-Württembergs vollständig wieder. Gummi- und Kunststoffwarenhersteller (22 %) tragen hier in erster Linie Wärmeisolationsprodukte bei, bei der chemischen Industrie sind es Produkte zur Luftreinhaltung. Die Nennung des Kraftwagenbaus bezieht sich hier nicht etwa auf Elektromobilität, sondern auf Fahrzeuge, die im Umweltschutzbereich eingesetzt werden; auch hierdurch ist dieser Wert nur schwer mit dem Potential der nachhaltigen Mobilität im Greentech-Atlas (s. o.) vergleichbar. Ähnliches gilt für die Metallerzeugnisse, die hier Produkte herstellen, die im Bereich Umwelt- und Klimaschutz eingesetzt werden.

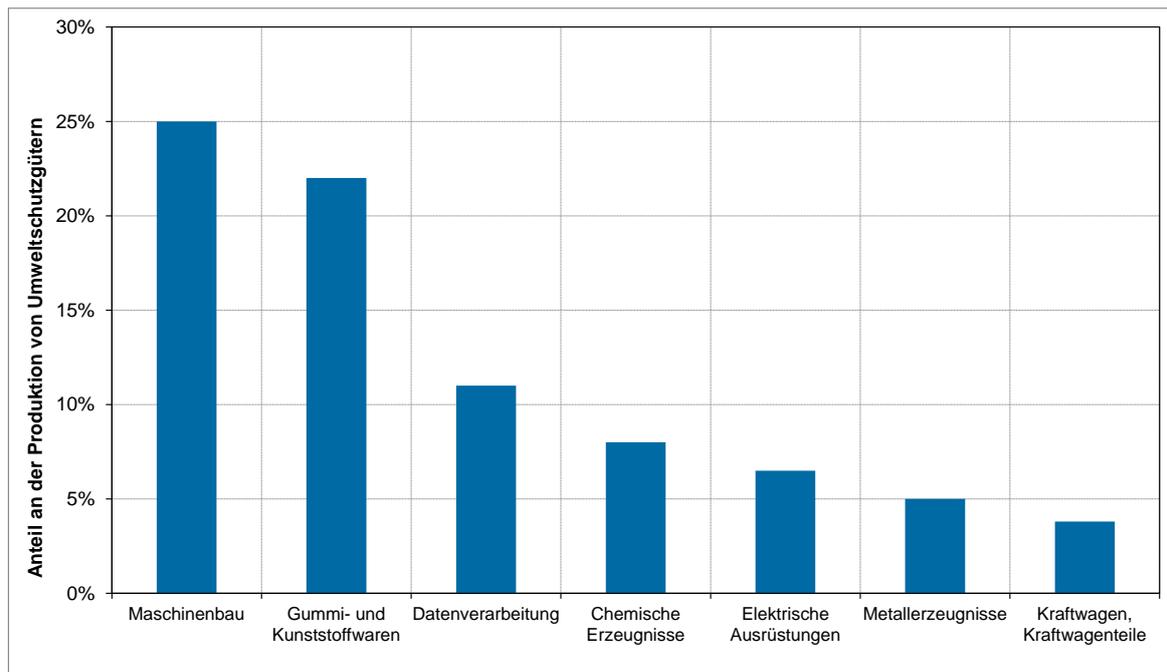


Abb. 58: Branchenanteile an der Produktion von Umweltschutzgütern in Deutschland, 2010. Quelle: Eigene Darstellung nach [104]

Neben der Energieeffizienz ist sind die erneuerbaren Energien der zweitgrößte Leitmarkt. Im Jahr 2016 waren die weltweiten Investitionen in neue EE-Anlagen mit 266 Mrd. USD mehr als doppelt so hoch wie in fossile Stromerzeugung. Ein großer Teil der Investitionen stammt aus den Wachstumsmärkten der BRICS-Staaten, wo die politische Absicht besteht, das hohe Niveau beim EE-Ausbau beizubehalten und zu steigern vgl. [107].

Die unterschiedlichen politischen Prioritäten auf globaler Ebene spiegeln sich in der Struktur der Branchen wider, die heute von Klimaschutzpolitik profitieren. Durch das (zu) geringe Gewicht der Mobilität in der gegenwärtigen Klimapolitik hat der Fahrzeugbau nur einen kleinen Anteil, obwohl seine Stellung in Deutschland und gerade Baden-Württemberg stark ist. Für effektiven Klimaschutz müssen die weltweiten Anstrengungen in diesem Bereich erheblich intensiviert werden. Anders im Maschinenbau, wo nicht nur viele Staaten, darunter auch China und die USA, bereits Anreize zum Einsatz energieeffizienter Anlagen setzen, sondern auch viele Kunden das wirtschaftliche Potential von Energieeinsparungen erkannt haben.

## 20.2.2 Zukünftige Entwicklungen

Trotz der anhaltenden Unsicherheit über die globale Klimapolitik, auch nach dem Abkommen von Paris, zeichnen sich in vielen Teilen der Welt Bemühungen ab, den Energieverbrauch zu begrenzen und den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren (auch wenn dies häufig, wie z. B. gegenwärtig in China, eher unter der Überschrift der Luftreinhaltung und allgemeinen Umweltpolitik erfolgt). Einen guten Überblick über bestehende Politiken und Maßnahmen bietet z. B. die Website [climatepolicydatabase.org](http://climatepolicydatabase.org) [108].

Im Folgenden werden einige Beispiele für Politiken und Maßnahmen genannt, die erheblichen Einfluss auf die Absatzmärkte der untersuchten Branchen haben können, und als Gedankenexperiment Marktchancen durchgespielt.

### **Elektroauto-Quote in China**

China ist derzeit der größte Automobilmarkt der Welt, Daimler beispielsweise erwartet für 2017 einen Absatz von mehr als einer halben Million Fahrzeugen. VW, der größte deutsche Exporteur rechnet für 2018 mit drei Millionen Autos. Die chinesische Regierung hat im Herbst 2016 angekündigt, eine Quote für Elektrofahrzeuge einzuführen: Damit könnten schon 2018 bis zu zwei Prozent Elektrofahrzeuge vorgeschrieben sein [109]. Politische Bemühungen seitens der Bundesregierung arbeiten darauf hin, die Quote zu verringern und ihre Einführung zu verzögern [110], aber die Entscheidung illustriert den politischen Willen und weist auf zukünftige Entwicklungen in China und anderen Märkten hin. Beispielsweise besteht in Kalifornien ein auf den Flottenverbrauch bezogenes Punktesystem<sup>58</sup>.

Damit stehen die Hersteller – wie eingangs bereits angedeutet – vor der Herausforderung, dass gegenwärtig weder die Technologie noch die Fertigungskapazität vorhanden ist, um die geforderte Quote rechtzeitig zu erfüllen [112], [113]. Wenn Strafzahlungen vermieden werden sollen, müsste der Gesamtabsatz zurückgehen, um die geforderte Quote zu erfüllen. Herausforderung für die Elektromobilität ist die starke Veränderung der Wertschöpfungskette: Es werden deutlich weniger Teile benötigt, was Auswirkungen auf die Lieferkette hat, gleichzeitig werden die Komponenten mit der größten Wertschöpfung (Batteriezellen) nicht in Deutschland, sondern in Fernost gefertigt.

In einem sich so verändernden Markt besteht natürlich die offensichtliche Möglichkeit, offensiv in Elektromobilität zu investieren, um sowohl die Technologieführerschaft als auch die Fertigungskapazität bereitzuhalten. Die nötige Fachkenntnis ist in der Industrie sicher vorhanden, wenn auch die Technologieführerschaft asiatischer Hersteller in Japan und Südkorea bei den Batteriezellen eine Herausforderung sein wird. Daneben bestehen aber auch Möglichkeiten, von der Transformation hin zur Elektromobilität zu profitieren:

- Aufbau der Ladeinfrastruktur
- Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem
- Neue, kompaktere Fahrzeuge für urbane Räume

Klimaschutz im Verkehr kann aber auch heißen, den Individualverkehr zu begrenzen anstatt ihn elektrisch zu betreiben, und einen stärkeren Fokus auf öffentliche Verkehrsmittel oder völlig neuartige Mobilitätsdienstleistungen zu setzen. Carsharing ist ein bereits gut bekanntes Beispiel. Städte, die mit starken Überlastungen im Verkehr zu kämpfen haben,

---

<sup>58</sup> Großbritannien, der zweitgrößte Fahrzeugmarkt in der EU, plant ein Verkaufsverbot für Autos mit Verbrennungsmotoren (auch Hybridfahrzeuge sind betroffen) ab 2040. Auch Frankreich plant ein Verkaufsverbot von Fahrzeugen mit Otto- und Dieselmotoren ab 2040 [111].

kennen schon seit längerer Zeit Fahrverbote, um die Entwicklung in eine solche Richtung zu bringen.

### **Phase-Out der fluorierten Kohlenwasserstoffe**

Im Oktober 2016 wurde in Kigali, Nairobi, der zügige Ausstieg aus den fluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW) beschlossen [114]. Kern der Entscheidung ist der weitgehende Verzicht auf HFKW, die hauptsächlich in Kälte- und Klimaanlage sowie Wärmepumpen eingesetzt werden und stark klimawirksam sind, bis zur Mitte des Jahrhunderts. Auch hier handelt es sich um einen Wachstumsmarkt gerade in Schwellenländern mit sehr warmem Klima. Schon zuvor bestand in der EU ein ambitionierter Ausstiegspfad für die HFKW, der im Markt erhebliche Wirkung zeigt. Die Preise für HFKW haben sich durch die bevorstehenden Engpässe 2017 um bis zu 30 % erhöht [115].

Somit besteht in den nächsten Jahren wachsende Nachfrage nach alternativen Technologien, zunächst in Europa, aber durch den weltweiten HFKW-Ausstieg mittelfristig auch im Weltmarkt. Es besteht noch Verbesserungspotential sowohl bei den Möglichkeiten, bestehende Anlagen für den Betrieb mit weniger klimaschädlichen oder ohne HFKW umzurüsten als auch bei den Leistungsdaten von Anlagen mit nicht-fluorierten Kältemitteln. Hier bestehen Chancen vor allem für den Maschinenbau bei der weiteren Verbesserung von Energieeffizienz und Dichtheit der Komponenten, aber auch für die chemische Industrie bei der Entwicklung von Ersatzstoffen.

### **Wachsender Bedarf nach Energieeffizienz: Dienstleistungen als neuer Markt**

Wer in energieeffiziente Anlagen investiert, steht häufig vor dem Problem, dass eine energieeffiziente Anlage in der Anschaffung wesentlich teurer als ein Standardmodell sein kann. Die höhere Investition muss sich durch geringere Betriebskosten amortisieren. Hinzu kommt, dass die hohe Effizienz und damit der günstige Betrieb durch regelmäßige Wartung gesichert werden muss: die Aufwendungen hierfür lassen Betriebe oft vor der Investition zurückschrecken, weil Unsicherheit über die Anforderungen im Betrieb besteht und eine schnelle Amortisation der Ausgaben gefordert wird. Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass Investitionsentscheidungen in Deutschland und international immer noch stark von den Kapitalkosten geprägt sind und eine Gesamtkostenrechnung über die Lebensdauer entweder nicht ausreichend gewürdigt oder von formalen Entscheidungskriterien sogar ausgeschlossen wird.

Die Hersteller solcher Maschinen (und natürlich auch Dienstleistungsbetriebe) können sich diese Unsicherheit jedoch zu Nutze machen, indem sie mit einem langfristigen Vertrag die Einsparungen sichern und das Risiko ihrer Kunden verringern. Hier entstehen bereits heute erste Geschäftsmodelle. Etabliert ist beispielsweise das „Energieliefer-Contracting“, bei dem der Vertragspartner sich um Bau, Betrieb und Vermarktung eines Wärmeerzeugers im Betrieb kümmert und die Wärme günstig, aber dennoch gewinnbringend, an den Auftraggeber abgeben kann. Vergleichbare Modelle ist das „Energie-Einspar-Contracting“ nach dem ähnlichen Prinzip, wobei der Vertragspartner Effizienzmaßnahmen gegen Festpreis umsetzt, so dass das unternehmerische Risiko für den Industriebetrieb entfällt [116].

## **Klimaschutz im Gebäudesektor**

Wie in Baden-Württemberg wird die Dekarbonisierung der Gebäudeheizungen auch in anderen Teilen der Welt ein wichtiger Bestandteil des Klimaschutzes sein (müssen). Neben wirkungsvollen und umweltfreundlichen Baumaterialien ist also eine Steigerung der Nachfrage nach effizienten Heizsystemen, möglicherweise Blockheizkraftwerken, und Wärmepumpen abzusehen. Während Baden-Württemberg über Betriebe und Technologie verfügt, ist noch fraglich, ob die Fertigungskapazität für eine zukünftig stark wachsende Nachfrage ausreicht [117].

## **Sektorenkopplung und Wachstum des Strombedarfs**

Während die Sektorenkopplung, d. h. die Elektrifizierung von Verkehrs- und Gebäudesektor, in diesen Sektoren umfassende wirtschaftliche Veränderungen nach sich ziehen wird, ist heute schon absehbar, dass der Strombedarf steigen wird. Diese Entwicklung zieht sich durch die meisten bekannten Studien und Szenarien zum Klimaschutz in Deutschland, Europa und weltweit (z. B. [1], aber auch die Ergebnisse des vorliegenden Projektes, vgl. Kapitel 7.2.1, Tab. 26). Der Ausbau muss, um den Klimaschutz zu gewährleisten, möglichst aus erneuerbaren Energien erfolgen.

Hier ergibt sich eine weitere Chance vor allem für die Hersteller elektrischer Anlagen, deren Produkte mit Stromerzeugung und -verteilung befasst sind. Die erneuerbaren Energien erhöhen nicht nur die Nachfrage nach diesen Produkten im Allgemeinen, sondern verlangen auch nach Innovationen durch ihre dezentrale Struktur und die anspruchsvollere Netzintegration der fluktuierenden Stromerzeuger in einem flexiblen Stromsystem. Technologieführer in elektrischer Regelungs- und Steuertechnik können davon profitieren, auch hier ist absehbar, dass sich Bedarf für Beratungs- und Regelungsdienstleistungen entwickelt. Das Know-how aus Deutschland bei der Integration erneuerbarer Energien kann dann zum Katalysator für die globale Energiewende werden.

## **20.3 Antizipation ermöglicht Wettbewerbschancen**

### **20.3.1 Bestehende Aktivitäten in Baden-Württemberg**

Grundsätzlich ist die Wirtschaft in Baden-Württemberg in einer vorteilhaften Ausgangslage, weil sie nicht nur in vielen Märkten vertreten ist, in denen Veränderung und Wachstumschancen durch Klimapolitik zu erwarten sind (Fahrzeugbau, Maschinenbau, elektrische Anlagen), sondern vielfach noch stärker als in anderen Bundesländern frühzeitig auf Hochtechnologie und Effizienz gesetzt hat. Dies ist auch erkennbar am Umsatz der umweltbezogenen Wirtschaft, der stetig wächst, etwa zur Hälfte aus Export besteht und vom verarbeitenden Gewerbe (über 90 % der Umsätze) dominiert wird (siehe Abb. 57). Sogar tendenziell kritische Quellen stellen fest, dass diese Anforderungen bereits „zu einem hohen Grad bedient“ werden [118]. Jedoch wird auch festgestellt, dass in bestimmten Bereichen wie z. B. bei den Wärmepumpen Fertigungskapazitäten fehlen, um einen wachsenden Markt bedienen zu können [117].

Die Wirtschaftsstruktur Baden-Württembergs ist auch vorteilhaft, weil der Maschinenbau und seine Zulieferbetriebe bei der Steigerung der Energieeffizienz eine Schlüsselstellung einnehmen (vgl. [103], [119], [120]). Neben der eigenen effizienten Produktionsmethode sind dies die Branchen, die Maschinen, Werkstoffe und Know-how bereitstellen, mit denen andere Branchen ihre Energieeffizienz überhaupt erst steigern können. Damit können sie auch dann noch profitieren, wenn sie als Lieferanten von Komponenten und Werkstoffen an Innovatoren im Ausland auftreten. Diesen Technikvorsprung gilt es auszuspielen, auszubauen und mit Dienstleistungen zu flankieren, so dass auch weiterhin (zumindest im Grundsatz) gelten kann, dass globale Klimaschutzpolitik die Nachfrage nach Produkten innovativer Firmen aus Baden-Württemberg erhöht.

In Sektoren, in denen die Klimapolitik noch nicht so aktiv geworden ist wie bei der Energieeffizienz wird deutlich, dass starke Anreize bis jetzt gefehlt haben. Herausforderungen ergeben sich für den Fahrzeugbau, der zwar technologisch führend im Bereich konventioneller Antriebe ist, aber bis jetzt eher zurückhaltend in Richtung der Elektromobilität investiert. Die Wertschöpfung in Baden-Württemberg ist hier stark auf den Antriebsstrang und insbesondere auf den Verbrennungsmotor konzentriert [119], eine Verschiebung des Marktes hin zur Elektromobilität wäre für die Branche eine erhebliche Veränderung. Festzustellen ist eine „eher abwartende Haltung“ [112] in Bezug auf Innovationen im Antriebsstrang. Wenn Klimapolitik in den Absatzmärkten, v. a. USA und China, dazu führt, dass ein schneller Technologiewechsel gefordert wird, wird ein Beibehalten des Schwerpunkts Verbrennungsmotors eine Herausforderung bei der Erhaltung der gewohnten Wertschöpfungs-niveaus darstellen. Die Fahrzeughersteller nehmen diese Herausforderungen inzwischen ernster und auf dem „strategischen Dialog“ mit der Landesregierung im Mai 2017 angekündigt, eine „gemeinsame Arbeitsstruktur“ [121] zur Bewältigung des Strukturwandels aufzubauen.

### **20.3.2 Strategische Vorteile durch Vorreiterrolle**

Frühes Handeln birgt nicht nur wirtschaftliche, sondern auch politisch-strategische Vorteile. Firmen, die frühzeitig auf strenge Regulierung im Weltmarkt reagieren, genießen einen Vorsprung, wenn auch im Heimatmarkt eine vergleichbare Klimaschutzpolitik eingeführt werden soll. Das ist dann der Fall, wenn die Regulierung im Ausland früher erfolgt oder strenger ist als in der EU bzw. in Deutschland – wie beispielsweise bei der Elektroauto-Quote in China. Wenn die lokale Gesetzgebung mit den Vorbildern aus dem Ausland vergleichbar ist, können diese Firmen ihre Transaktionskosten senken, weil sie bereits mit den benötigten Methoden vertraut sind und die Marktfolgen einschätzen können. Die Chancen dafür sind relativ gut, weil es auch im Interesse der deutschen bzw. europäischen Gesetzgebung ist, die Transaktionskosten ihrer eigenen Politik gering zu halten [122].

Diese Tendenz der umweltpolitischen Regulierung, sich nach und nach in ähnlicher Form auszubreiten, können sich Firmen ebenfalls proaktiv zu Nutze machen. Unternehmen, die bereits in einem bestimmten Markt mit den Wirkungen einer bestimmten Politik konfrontiert waren und Kunden betreut haben können glaubwürdiger als Berater auftreten, wenn eine

vergleichbare Regelung in einem neuen Markt eingeführt wird. Auch hier können Aktivitäten vom Verkauf von Produkten über Wartungsverträge oder Energiedienstleistungen reichen.

Eine Schwierigkeit bleibt aber die anhaltende Unsicherheit darüber, ob ambitionierte klimapolitische Maßnahmen global tatsächlich umgesetzt werden und in welcher Form das geschehen wird. Vorausschauendes Handeln erfordert eine gewisse Sicherheit darüber, mit welchen politischen Maßnahmen und Veränderungen im Markt zu rechnen ist, um nicht beim unverbindlichen Gedankenexperiment zu bleiben. Um von Klimaschutzpolitik zu profitieren, sind neben aufgeschlossenen Wirtschaftsteilnehmern auch klare und effektive politische Entscheidungen notwendig, damit Investitionen mit vertretbarem Risiko umgesetzt werden können. Wenn ein derart einschätzbare politisches Umfeld von Dienstleistungen und Finanzierungsoptionen flankiert wird, die Risiken und Unsicherheiten effektiv begrenzen, hat die Wirtschaft Baden-Württembergs erstklassige Voraussetzungen, um als Gewinner aus der Transformation hervorzugehen und zum globalen Klimaschutz beizutragen.

## Anhang

### 21 Ergebnistabellen

#### 21.1 Emissionsentwicklung

Tab. 59: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Referenzszenario<sup>59</sup>

	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>]</b>							
Haushalte	13,7	10,5	9,5	8,4	7,6	5,6	4,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	7,0	5,0	5,2	5,1	5,0	4,3	3,6
Verkehr	21,0	22,5	21,4	20,4	19,2	16,4	14,1
Industrie (energiebedingt)	10,6	6,5	6,3	5,8	5,4	4,8	4,5
Stromerzeugung	17,5	16,6	19,3	19,4	18,1	11,2	9,0
Fernwärme	2,0	2,6	2,7	2,5	2,5	2,3	1,9
Raffinerien	2,5	2,4	2,1	1,8	1,7	1,3	1,1
Zwischensumme	74,3	66,1	66,4	63,4	59,4	45,9	38,6
<b>Energiebedingte Treibhausgasemissionen * [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Summe	75,0	66,6	67,0	64,0	59,9	46,3	39,0
<b>Nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Landwirtschaft	5,9	4,8	4,5	4,4	4,2	4,2	4,2
Industrie (prozessbedingt)	3,3	2,9	2,9	2,9	2,7	2,5	2,4
Abfall- und Abwasserwirtschaft	4,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Energiegewinnung und -verteilung	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Zwischensumme	14,2	9,3	8,8	8,4	8,0	7,6	7,3
<b>Nachrichtlich: Landnutzung, Landnutzungsänderung &amp; Forstwirtschaft (LULUCF) [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
	-8,4	-5,5	-14,1	-16,2	-13,9	-11,7	-7,9
<b>Treibhausgasemissionen, ohne LULUCF [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Gesamtsumme	89,2	75,9	75,8	72,4	67,9	54,0	46,3

\* Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen

<sup>59</sup> Nicht berücksichtigt sind die fluorierten Treibhausgase (sog. F-Gase) siehe hierzu auch Abschnitt 2.5

Tab. 60: Überblick über die Entwicklung der sektoralen Emissionen im Zielszenario<sup>60</sup>

	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>]</b>							
Haushalte	13,7	10,5	9,1	7,5	5,9	2,5	0,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	7,0	5,0	5,2	4,6	3,9	2,2	0,3
Verkehr	21,0	22,5	20,5	17,9	14,9	8,6	2,5
Industrie (energiebedingt)	10,6	6,5	5,8	4,8	4,0	2,6	0,3
Stromerzeugung	17,5	16,6	16,7	15,5	12,2	6,3	0,3
Fernwärme	2,0	2,6	2,8	2,4	2,3	1,9	0,9
Raffinerien	2,5	2,4	2,0	1,6	1,3	0,8	0,4
Zwischensumme	74,3	66,1	62,0	54,5	44,5	24,9	5,0
<b>Energiebedingte Treibhausgasemissionen * [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Summe	75,0	66,6	62,5	55,0	44,9	25,1	5,0
<b>Nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Landwirtschaft	5,9	4,8	4,3	3,9	3,5	3,3	3,1
Industrie (prozessbedingt)	3,3	2,9	2,7	2,3	2,0	1,1	0,6
Abfall- und Abwasserwirtschaft	4,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Energiegewinnung und -verteilung	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,0
Zwischensumme	14,2	9,3	8,4	7,5	6,5	5,0	3,9
<b>Nachrichtlich: Landnutzung, Landnutzungsänderung &amp; Forstwirtschaft (LULUCF) [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
	-8,4	-5,5	-18,5	-21,3	-19,5	-16,6	-13,2
<b>Treibhausgasemissionen, ohne LULUCF [Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.]</b>							
Gesamtsumme	89,2	75,9	70,9	62,5	51,4	30,1	8,9

\* Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen

<sup>60</sup> Nicht berücksichtigt sind die fluorierten Treibhausgase (sog. F-Gase) siehe hierzu auch Abschnitt 2.5

## 21.2 Primärenergieverbrauch

Tab. 61: Primärenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle	473	459	407	361	323	257	216
Steinkohle	168	172	197	198	187	96	70
Braunkohle	4	4	3	2	2	2	2
Erdgas	273	246	283	290	287	288	256
Kernenergie	345	236	118	0	0	0	0
Stromimport	56	47	67	96	101	125	133
Biomasse	125	121	128	118	103	94	94
Andere EE	38	51	69	82	96	132	164
Abfall und Sonstiges <sup>1</sup>	16	18	19	18	17	18	18
<b>Gesamt</b>	<b>1497</b>	<b>1355</b>	<b>1290</b>	<b>1166</b>	<b>1118</b>	<b>1012</b>	<b>952</b>

<sup>1</sup>Nicht-Biogene Abfälle und Abwärme Industrie

Tab. 62: Primärenergieverbrauch im Zielszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle	473	459	389	316	246	129	41
Steinkohle	168	172	171	143	93	33	0
Braunkohle	4	4	2	1	0	0	0
Erdgas	273	246	275	288	290	195	15
Kernenergie	345	236	118	0	0	0	0
Stromimport	56	47	68	76	61	74	126
Biomasse	125	121	137	134	131	124	111
Andere EE	38	51	71	102	146	228	299
Abfall und Sonstiges <sup>1</sup>	16	18	19	17	16	16	16
PtL	0	0	0	0	2	21	51
EE-Methan	0	0	0	0	1	10	54
<b>Gesamt</b>	<b>1497</b>	<b>1355</b>	<b>1249</b>	<b>1077</b>	<b>984</b>	<b>829</b>	<b>713</b>

<sup>1</sup>Nicht-Biogene Abfälle und Abwärme Industrie

## 21.3 Endenergieverbrauch

Tab. 63: Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern<sup>61</sup>

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle	430	422	375	333	301	239	200
Steinkohle	6	4	4	4	4	3	3
Braunkohle	4	4	3	2	2	2	2
Erdgas	225	203	231	242	241	218	190
Biomasse	67	59	65	62	59	57	57
Andere EE	7	11	17	22	28	45	54
Strom	262	237	244	243	246	260	275
Fernwärme	52	38	39	38	38	41	40
Abfall (nicht biogen)	6	7	7	6	5	5	5
<b>Gesamt</b>	<b>1059</b>	<b>986</b>	<b>986</b>	<b>953</b>	<b>924</b>	<b>869</b>	<b>825</b>

Tab. 64: Endenergieverbrauch im Zielszenario nach Energieträgern (siehe Hinweis Fußnote 61)

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle	430	422	359	292	229	119	34
Steinkohle	6	4	3	3	2	1	0
Braunkohle	4	4	2	1	0	0	0
Erdgas	225	203	224	220	198	118	10
Biomasse	67	59	73	75	78	78	68
Andere EE	7	11	16	20	26	46	63
Strom	262	237	239	235	239	268	315
Fernwärme	52	38	42	43	47	50	45
PtL	0	0	0	0	2	21	51
EE-Methan	0	0	0	0	0	7	37
Abfall (nicht biogen)	6	7	6	5	4	3	2
<b>Gesamt</b>	<b>1059</b>	<b>986</b>	<b>964</b>	<b>893</b>	<b>825</b>	<b>709</b>	<b>627</b>

<sup>61</sup> Abweichend zur Energiebilanz wird der Energieverbrauch des internationalen Flugverkehrs entsprechend der Abgrenzung der Emissionsbilanzierung des Statistischen Landesamts Baden-Württembergs nicht berücksichtigt. Außerdem wird der Off-road Verkehr (u.a. landwirtschaftliche Zugmaschinen, Baumaschinen und militärischer Verkehr) ebenfalls entsprechend der Vorgehensweise der Landes-Emissionsbilanz dem Verkehr zugerechnet.

Tab. 65: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Referenzszenario nach Energieträgern (siehe Hinweis Fußnote 61)

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Ottokraftstoff	111	106	89	79	70	58	49
Diesekraftstoff	168	196	198	193	185	161	140
Flugzeugkraftstoff	1	2	2	2	2	2	2
Erdgas	0	1	1	1	1	0	0
Flüssiggas	2	1	1	2	2	1	1
Strom	6	5	6	7	11	19	27
davon Straße (Elektromobilität)	0	0	0	2	5	13	21
Biokraftstoff	16	16	25	24	22	19	16
<b>Gesamt</b>	<b>306</b>	<b>327</b>	<b>322</b>	<b>308</b>	<b>293</b>	<b>260</b>	<b>235</b>

Tab. 66: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Zielszenario nach Energieträgern (siehe Hinweis Fußnote 61)

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Ottokraftstoff	111	106	84	67	50	26	8
Diesekraftstoff	168	196	191	174	149	88	25
Flugzeugkraftstoff	1	2	2	2	2	2	1
Erdgas	0	1	1	1	1	0	0
Flüssiggas	2	1	1	1	1	1	0
Strom	6	5	7	12	19	41	59
davon Straße (Elektromobilität)	0	0	1	5	11	33	51
Biokraftstoff	16	16	25	24	22	19	16
PtL	0	0	0	0	2	21	51
EE-Methan	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>306</b>	<b>327</b>	<b>311</b>	<b>279</b>	<b>246</b>	<b>197</b>	<b>162</b>

Tab. 67: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Referenzszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle <sup>1</sup>	111	78	56	36	24	8	3
Braunkohle	1	1	0	0	0	0	0
Erdgas	106	85	98	105	105	91	76
Biomasse	28	19	17	16	16	19	21
Andere EE	6	10	16	20	25	37	43
Strom	73	59	61	61	63	70	74
Fernwärme	13	13	14	13	13	14	14

<b>Gesamt</b>	<b>339</b>	<b>265</b>	<b>261</b>	<b>251</b>	<b>246</b>	<b>239</b>	<b>232</b>
---------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

<sup>1</sup> Einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas

Tab. 68: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Zielszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle <sup>1</sup>	111	78	53	31	17	1	0
Braunkohle	1	1	0	0	0	0	0
Erdgas	106	85	94	95	85	44	4
Biomasse	28	19	24	27	32	33	25
Andere EE	6	10	15	18	22	39	53
Strom	73	59	60	58	59	66	70
Fernwärme	13	13	15	16	19	21	19
EE-Methan	0	0	0	0	0	3	16
<b>Gesamt</b>	<b>339</b>	<b>265</b>	<b>260</b>	<b>245</b>	<b>234</b>	<b>207</b>	<b>187</b>

<sup>1</sup> Einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas

Tab. 69: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Referenzszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle <sup>1</sup>	19	29	22	15	12	5	2
Erdgas	47	50	65	71	74	71	61
Biomasse	9	8	6	4	3	3	3
Andere EE	1	1	2	2	4	8	10
Strom	82	76	76	76	76	79	81
Fernwärme	25	10	10	9	8	8	8
<b>Gesamt</b>	<b>183</b>	<b>173</b>	<b>180</b>	<b>178</b>	<b>177</b>	<b>173</b>	<b>166</b>

<sup>1</sup> Einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas

Tab. 70: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Zielszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Mineralöle <sup>1</sup>	19	29	22	14	8	1	0
Erdgas	47	50	64	65	60	38	5
Biomasse	9	8	6	4	4	5	4
Andere EE	1	1	1	2	3	7	9
Strom	82	76	72	69	67	67	68
Fernwärme	25	10	11	10	11	11	9
EE-Methan	0	0	0	0	0	3	18

<b>Gesamt</b>	<b>183</b>	<b>173</b>	<b>176</b>	<b>164</b>	<b>153</b>	<b>131</b>	<b>115</b>
---------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

<sup>1</sup> Einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas

Tab. 71: Endenergieverbrauch der Industrie im Referenzszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Heizöl leicht	12	7	6	5	4	3	2
Heizöl schwer	3	1	1	1	0	0	0
Sonstige Mineralöle	2	2	2	1	1	1	1
Steinkohle	6	4	4	4	4	3	3
Braunkohle	3	3	3	2	2	2	2
Erdgas	71	68	68	65	61	56	53
Biomasse	14	16	17	17	17	17	17
Andere EE	0	0	0	0	0	0	0
Strom	101	97	100	98	96	93	92
Fernwärme	14	15	16	17	17	18	18
Abfall (nicht biogen)	6	7	7	6	5	5	5
<b>Gesamt</b>	<b>231</b>	<b>221</b>	<b>223</b>	<b>216</b>	<b>208</b>	<b>197</b>	<b>192</b>

Tab. 72: Endenergieverbrauch der Industrie im Zielszenario nach Energieträgern

[PJ]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Heizöl leicht	12	7	5	3	2	1	0
Heizöl schwer	3	1	1	0	0	0	0
Sonstige Mineralöle	2	2	1	1	1	0	0
Steinkohle	6	4	3	3	2	1	0
Braunkohle	3	3	2	1	0	0	0
Erdgas	71	68	66	59	53	36	1
Biomasse	14	16	18	19	20	21	23
Andere EE	0	0	0	0	1	1	1
Strom	101	97	99	97	94	94	118
Fernwärme	14	15	16	17	17	17	17
EE-Methan	0	0	0	0	0	0	2
Abfall (nicht biogen)	6	7	6	5	4	3	2
<b>Gesamt</b>	<b>231</b>	<b>221</b>	<b>218</b>	<b>205</b>	<b>193</b>	<b>174</b>	<b>164</b>

Tab. 73: Entwicklung der Kollektorfläche von Solarthermieanlagen im Referenz- und Zielszenario

	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Referenzszenario [1.000 m<sup>2</sup>]</b>						
Gebäude	5.400	7.060	7.880	8.610	9.230	9.630
Industrie	-	-	-	-	-	-
Fernwärme	20	50	170	290	720	1.420
<b>Insgesamt</b>	<b>5.420</b>	<b>7.110</b>	<b>8.050</b>	<b>8.900</b>	<b>9.950</b>	<b>11.050</b>
<b>Zielszenario [1.000 m<sup>2</sup>]</b>						
Gebäude	5.400	7.270	8.340	9.570	16.340	29.090
Industrie	-	90	320	400	520	620
Fernwärme	20	130	600	1.080	2.810	5.620
<b>Insgesamt</b>	<b>5.420</b>	<b>7.490</b>	<b>9.260</b>	<b>11.050</b>	<b>19.670</b>	<b>35.330</b>

## 21.4 Bruttostromverbrauch

Tab. 74: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Referenzszenario

[TWh]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Industrie</b>	<b>28,1</b>	<b>27,0</b>	<b>27,9</b>	<b>27,3</b>	<b>26,6</b>	<b>25,7</b>	<b>25,6</b>
<b>Haushalte</b>	<b>20,3</b>	<b>16,4</b>	<b>17,0</b>	<b>17,0</b>	<b>17,5</b>	<b>19,5</b>	<b>20,7</b>
davon Gebäude	6,0	3,7	4,7	5,4	6,2	8,2	9,4
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,5	0,6	1,1	1,5	2,0	3,2	3,4
davon Geräte und Prozesse	14,3	12,7	12,3	11,6	11,3	11,3	11,2
<b>GHD</b>	<b>22,7</b>	<b>21,0</b>	<b>21,2</b>	<b>21,1</b>	<b>21,2</b>	<b>21,9</b>	<b>22,6</b>
davon Gebäude	8,0	3,8	3,2	2,9	2,9	3,1	3,4
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,9	1,0
davon Geräte und Prozesse	14,7	17,2	18,0	18,2	18,4	18,7	19,2
<b>Verkehr</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>	<b>1,6</b>	<b>2,1</b>	<b>2,9</b>	<b>5,2</b>	<b>7,4</b>
davon Straßenverkehr	0,0	0,0	0,1	0,6	1,5	3,7	5,9
<b>Endenergieverbrauch Strom</b>	<b>72,7</b>	<b>65,8</b>	<b>67,7</b>	<b>67,5</b>	<b>68,3</b>	<b>72,2</b>	<b>76,3</b>
Änderung ggü. 2010		-10 %	-7 %	-7 %	-6 %	-1 %	5 %
<b>Verbrauch im Umwandlungssektor</b>	<b>8,7</b>	<b>8,3</b>	<b>8,2</b>	<b>7,6</b>	<b>7,5</b>	<b>7,1</b>	<b>7,3</b>
Power to Heat	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,7	1,1
Stromspeicher	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Netzverluste	1,5	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
Raffinerien und sonstige Energieerzeuger	0,8	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
Eigenbedarf Kraftwerke	3,9	3,6	3,4	2,8	2,7	1,9	1,7
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81,4</b>	<b>74,0</b>	<b>75,9</b>	<b>75,1</b>	<b>75,8</b>	<b>79,3</b>	<b>83,5</b>
Änderung ggü. 2010		-9 %	-7 %	-8 %	-7 %	-3 %	3 %

Tab. 75: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Zielszenario

[TWh]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Industrie</b>	<b>28,1</b>	<b>27,0</b>	<b>27,6</b>	<b>26,9</b>	<b>26,1</b>	<b>26,2</b>	<b>32,7</b>
davon neue Verbraucher (PtH, Wärmepumpen)	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	2,3	9,5
<b>Haushalte</b>	<b>20,3</b>	<b>16,4</b>	<b>16,8</b>	<b>16,1</b>	<b>16,4</b>	<b>18,3</b>	<b>19,6</b>
davon Gebäude	6,0	3,7	4,6	5,4	6,4	8,6	10,0
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,5	0,6	1,0	1,4	1,9	3,0	3,2
davon Geräte und Prozesse	14,3	12,7	12,1	10,7	10,0	9,6	9,5
<b>GHD</b>	<b>22,7</b>	<b>21,0</b>	<b>20,0</b>	<b>19,1</b>	<b>18,5</b>	<b>18,6</b>	<b>18,9</b>
davon Gebäude	8,0	3,8	3,3	3,0	3,1	3,4	3,7
davon neue Verbraucher (Wärmepumpen)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	0,8
davon Geräte und Prozesse	14,7	17,2	16,7	16,1	15,4	15,3	15,2
<b>Verkehr</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>	<b>2,0</b>	<b>3,3</b>	<b>5,3</b>	<b>11,3</b>	<b>16,5</b>
davon Straßenverkehr	0,0	0,0	0,3	1,4	3,2	9,0	14,3
<b>Endenergieverbrauch Strom</b>	<b>72,7</b>	<b>65,8</b>	<b>66,3</b>	<b>65,4</b>	<b>66,4</b>	<b>74,4</b>	<b>87,6</b>
Änderung ggü. 2010		-10 %	-9 %	-10 %	-9 %	2 %	20 %
Strom-Endenergie „klassisch“	72,2	65,0	64,7	62,0	60,3	59,4	59,8
Änderung ggü. 2010		-10 %	-10 %	-14 %	-16 %	-18 %	-17 %
Strom-Endenergie „neue“ Verbraucher	0,6	0,8	1,6	3,4	6,1	15,0	27,8
<b>Verbrauch im Umwandlungssektor</b>	<b>8,7</b>	<b>8,3</b>	<b>7,8</b>	<b>7,1</b>	<b>6,8</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>
Power to Heat	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	1,0	1,4
Stromspeicher	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Netzverluste	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,4	1,6
Raffinerien und sonstige Energieerzeuger	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Eigenbedarf Kraftwerke	3,9	3,6	3,1	2,3	2,0	1,3	0,8
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81,4</b>	<b>74,0</b>	<b>74,1</b>	<b>72,4</b>	<b>73,2</b>	<b>81,1</b>	<b>94,4</b>
Änderung ggü. 2010		-9 %	-9 %	-11 %	-10 %	0 %	16 %

## 21.5 Verkehr

Tab. 76: Bestand nach Fahrzeugtyp und Antriebsart im Referenzszenario

		Referenzszenario [1000 Fahrzeuge]					
Fahrzeugtyp	Antrieb	2015	2020	2025	2030	2040	2050
BUS	CNG	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BUS	Diesel	8,5	9,1	9,6	10,0	10,5	10,7
LNF	BEV	0,6	1,4	5,3	12,7	34,3	61,5
LNF	Bifuel CNG/Benzin	0,8	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0
LNF	CNG	1,1	1,2	1,3	1,1	0,5	0,1
LNF	Diesel	247,0	267,4	274,7	269,4	225,9	137,4
LNF	H2-Brennstoffzelle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2
LNF	Hybrid CNG/elektrisch	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9
LNF	Hybrid Diesel/elektrisch	0,1	3,4	11,0	22,2	49,0	78,9
LNF	Hybrid Benzin/elektrisch	0,0	0,3	0,9	1,8	3,2	3,9
LNF	LPG	1,1	1,0	0,9	0,7	0,5	0,3
LNF	Benzin	12,9	10,5	8,3	6,1	2,6	1,0
LNF	PHEV Diesel/elektrisch	0,0	0,0	1,6	8,1	35,5	73,8
LNF	PHEV Benzin/elektrisch	0,0	0,0	0,5	2,7	11,8	24,6
PKW	BEV	5,8	21,5	88,1	213,7	586,7	1009,4
PKW	Bifuel CNG/Benzin	3,7	2,9	1,8	0,9	0,2	0,0
PKW	CNG	7,6	11,8	14,4	13,7	6,3	1,6
PKW	Diesel	2067,8	2210,3	2160,3	1993,4	1404,6	786,6
PKW	Hybrid CNG/elektrisch	0,0	0,0	0,1	1,0	4,4	7,2
PKW	Hybrid Diesel/elektrisch	0,6	21,0	66,8	131,4	316,5	461,0
PKW	Hybrid Benzin/elektrisch	18,6	71,3	178,8	333,3	695,5	945,5
PKW	LPG	39,9	42,5	47,7	53,4	42,6	28,8
PKW	Benzin	3960,1	3666,3	3319,7	2887,6	2011,9	1149,8
PKW	PHEV Diesel/elektrisch	0,1	7,6	38,6	93,4	238,7	393,0
PKW	PHEV Benzin/elektrisch	0,5	23,8	125,2	316,6	879,3	1514,2
SNF	Diesel	81,8	84,7	87,3	91,7	100,6	109,9
<b>Insgesamt</b>		<b>6459,0</b>	<b>6458,6</b>	<b>6443,3</b>	<b>6465,2</b>	<b>6661,8</b>	<b>6815,5</b>

Tab. 77: Bestand nach Fahrzeugtyp und Antriebsart im Zielszenario

		Zielszenario [1000 Fahrzeuge]					
Fahrzeugtyp	Antrieb	2014	2020	2025	2030	2040	2050
BUS	CNG	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BUS	Diesel	8,5	9,1	9,8	11,6	17,5	20,9
LNF	BEV	0,8	3,6	8,2	14,0	32,8	61,0
LNF	Bifuel CNG/Benzin	0,8	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0
LNF	CNG	1,1	1,6	2,3	3,2	4,3	4,2
LNF	Diesel	246,5	255,9	244,7	221,6	160,5	85,7
LNF	H2-Brennstoffzelle	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	22,1
LNF	Hybrid CNG/elektrisch	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	11,1
LNF	Hybrid Diesel/elektrisch	0,0	6,6	22,2	43,3	66,1	57,7
LNF	Hybrid Benzin/elektrisch	0,0	0,5	1,8	3,5	5,0	3,8
LNF	LPG	1,1	1,2	1,5	2,1	3,1	3,6
LNF	Benzin	12,9	9,7	7,2	5,1	2,3	0,9
LNF	PHEV CNG/elektrisch	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	15,5
LNF	PHEV Diesel/elektrisch	0,0	2,8	9,3	18,2	48,2	94,7
LNF	PHEV Benzin/elektrisch	0,0	0,3	0,9	1,8	3,0	3,5
PKW	BEV	5,9	73,7	328,7	799,1	2065,2	2965,6
PKW	Bifuel CNG/Benzin	3,7	2,9	1,8	0,9	0,2	0,0
PKW	CNG	7,6	11,7	13,9	12,7	5,5	1,4
PKW	Diesel	2067,8	2167,4	1949,4	1503,3	545,0	134,0
PKW	Hybrid CNG/elektrisch	0,0	0,0	0,1	0,8	3,4	3,7
PKW	Hybrid Diesel/elektrisch	0,6	20,5	61,0	111,1	147,3	84,6
PKW	Hybrid Benzin/elektrisch	18,6	70,1	165,6	286,8	404,8	260,3
PKW	LPG	38,3	32,3	28,4	27,6	30,7	23,9
PKW	Benzin	3960,1	3621,9	3087,5	2321,2	886,3	203,4
PKW	PHEV Diesel/elektrisch	0,0	3,4	15,2	35,7	84,4	109,4
PKW	PHEV Benzin/elektrisch	0,4	33,1	156,1	382,8	991,9	1421,2
SNF	BEV	0,0	0,1	0,6	2,5	13,6	26,3
SNF	Diesel	81,8	84,7	85,2	82,2	59,0	24,0
SNF	Hybrid Oberleitung	0,0	0,0	0,0	0,3	6,2	24,2
SNF	PHEV Diesel/elektrisch	0,0	0,0	0,6	2,7	11,9	20,8
<b>Insgesamt</b>		<b>6446,6</b>	<b>6400,5</b>	<b>6184,0</b>	<b>5868,4</b>	<b>5562,0</b>	<b>5605,6</b>

## 21.6 Erneuerbare und fossile Stromerzeugung

Tab. 78: *Installierte Netto-Leistungen in Baden-Württemberg im Referenzszenario*

[MW]	2014	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	2.710	2.710	1.310	0	0	0	0
Steinkohle	4.840	5.030	4.580	4.580	4.550	2.710	1.940
Erdgas	1.040	1.040	690	680	710	2.170	2.880
Mineralöl	280	280	70	70	0	0	0
Abfall	100	100	100	100	100	100	100
KWK fossil 1-10 MW	370	370	360	350	310	230	30
KWK fossil < 1 MW	270	310	400	450	440	320	150
Pumpspeicher	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870
Windenergie	550	700	1.830	2.070	2.250	2.560	3.180
Photovoltaik	5.010	5.170	5.940	7.160	8.550	9.790	12.160
davon FFA	380	400	660	970	1.270	2.070	2.560
Biomasse	540	550	550	530	420	300	300
davon Biogas	320	320	340	330	230	110	110
Wasserkraft	870	880	880	890	890	890	890
Geothermie	0	0	0	0	0	30	50
<b>Gesamt</b>	<b>18.450</b>	<b>19.000</b>	<b>18.580</b>	<b>18.750</b>	<b>20.090</b>	<b>20.970</b>	<b>23.550</b>

Tab. 79: Installierte Netto-Leistungen in Baden-Württemberg im Zielszenario

[MW]	2014	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	2.710	2.710	1.310	0	0	0	0
Steinkohle	4.840	5.030	4.580	4.550	2.760	2.280	0
Erdgas	1.040	1.040	710	1.640	2.330	2.310	2.240
Mineralöl	280	280	70	70	0	0	0
Abfall	100	100	100	80	70	30	30
KWK fossil 1-10 MW	370	370	380	530	570	430	180
KWK fossil < 1 MW	270	310	440	540	580	440	140
Pumpspeicher	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870
Windenergie	550	700	2.130	3.880	5.490	7.930	9.240
Photovoltaik	5.010	5.170	6.350	8.380	10.980	15.380	20.550
davon FFA	380	400	830	1.330	1.830	3.350	4.540
Biomasse	540	550	560	550	540	540	540
davon Biogas	320	320	340	340	340	340	340
Wasserkraft	870	880	880	890	890	890	890
Geothermie	0	0	0	10	50	100	150
<b>Gesamt</b>	<b>18.450</b>	<b>19.000</b>	<b>19.380</b>	<b>22.990</b>	<b>26.130</b>	<b>32.210</b>	<b>35.850</b>

Tab. 80: Entwicklung der erdgas- und mineralölbetriebenen KWK-Leistungen im Referenz- und Zielszenario

	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Referenzszenario [MW]</b>						
bis 1 MW	310	400	450	440	320	150
1 bis 10 MW <sup>1</sup>	340	350	350	310	230	30
> 10 MW <sup>2</sup>	480	480	470	430	1.010	1.420
<b>Gesamt</b>	<b>1.120</b>	<b>1.230</b>	<b>1.270</b>	<b>1.180</b>	<b>1.560</b>	<b>1.600</b>
<b>Zielszenario [MW]</b>						
bis 1 MW	310	440	540	580	440	140
1 bis 10 MW <sup>1</sup>	340	380	530	570	430	180
> 10 MW <sup>2</sup>	480	500	530	1.150	1.160	1.090
<b>Gesamt</b>	<b>1.120</b>	<b>1.310</b>	<b>1.600</b>	<b>2.300</b>	<b>2.030</b>	<b>1.410</b>

<sup>1</sup> Dabei wurden 40 MW (4 Anlagen) zusätzlich zu denen im KWKG hinterlegten Leistungen im Bereich 1-10 MW berücksichtigt, die nach KWKG im Leistungsbereich > 10 MW verortet wären. Aufgrund der Angaben der BNetzA in der Kraftwerksliste konnte eine elektrische Leistung > 10 MW jedoch ausgeschlossen werden.

<sup>2</sup> maximal auskoppelbare KWK-Leistung.

Tab. 81: Nettostromerzeugung in Baden-Württemberg im Referenzszenario

[TWh]	2014	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	20,4	21,3	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	16,5	17,9	19,5	19,8	18,7	9,9	7,2
Erdgas <sup>1</sup>	3,3	3,5	4,2	4,3	4,1	7,6	7,9
Mineralöl	0,5	0,5	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
Abfall (nicht-biogen)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Windenergie	0,7	0,8	3,1	4,1	4,9	7,0	9,2
Photovoltaik	4,8	5,0	5,6	6,7	7,9	9,1	11,3
Biomasse	3,7	3,9	3,6	3,1	2,1	1,6	1,6
davon Biogas	2,5	2,8	2,4	2,0	1,1	0,7	0,6
Wasserkraft	4,8	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3
Andere EE	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Pumpstrom	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
<b>Gesamt</b>	<b>57,5</b>	<b>60,1</b>	<b>53,8</b>	<b>45,6</b>	<b>45,1</b>	<b>42,7</b>	<b>44,9</b>

<sup>1</sup> Einschließlich Netzeinspeisung Anlagen < 1MW

<sup>2</sup> Biogene Anteil des Abfalls, Klär- und Deponiegas

Tab. 82: Nettostromerzeugung in Baden-Württemberg im Zielszenario

[TWh]	2014	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kernenergie	20,4	21,3	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	16,5	17,9	16,8	14,4	9,6	3,5	0,0
Erdgas <sup>1</sup>	3,3	3,5	4,4	8,0	11,6	10,1	2,6
Mineralöl	0,5	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Abfall (nicht-biogen)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,1	0,1
Windenergie	0,7	0,8	3,7	8,3	13,0	21,5	27,0
Photovoltaik	4,8	5,0	5,9	7,7	10,1	14,2	19,1
Biomasse	3,7	3,9	3,6	3,2	2,7	2,5	2,4
davon Biogas	2,5	2,8	2,5	2,1	1,7	1,5	1,4
Wasserkraft	4,8	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0
Andere EE <sup>2</sup>	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3
Pumpstrom	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
<b>Gesamt</b>	<b>57,5</b>	<b>60,1</b>	<b>52,2</b>	<b>49,0</b>	<b>54,4</b>	<b>59,2</b>	<b>58,7</b>

<sup>1</sup> Einschließlich Netzeinspeisung Anlagen < 1MW

<sup>2</sup> Biogene Anteil des Abfalls, Klär- und Deponiegas

Tab. 83: Entwicklung der Nettostromerzeugung aus KWK in Baden-Württemberg im Referenz- und Zielszenario

	2014	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Referenzszenario [GWh]</b>							
Steinkohle	2.630	2.020	2.430	2.760	2.720	1.870	1.240
Erdgas (> 1 MW)	2.610	2.570	2.720	2.570	2.410	3.680	3.770
Mineralöl	270	260	270	270	10	0	0
Biomasse	1.370	1.410	1.280	1.100	750	580	570
Abfall	390	390	520	520	520	520	520
Erdgas (< 1 MW) <sup>1</sup>	1.010	1.120	1.420	1.610	1.570	1.160	540
<b>Gesamt</b>	<b>8.270</b>	<b>7.770</b>	<b>8.630</b>	<b>8.830</b>	<b>7.980</b>	<b>7.810</b>	<b>6.650</b>
<b>Zielszenario [GWh]</b>							
Steinkohle	2.630	2.020	2.950	3.170	2.360	1.110	0
Erdgas (> 1 MW)	2.610	2.570	2.790	3.680	5.750	4.710	1.820
Mineralöl	270	260	190	120	10	0	0
Biomasse	1.370	1.410	1.370	1.390	1.620	2.010	2.110
Abfall	390	390	520	430	400	190	140
Erdgas (< 1 MW) <sup>1</sup>	1.010	1.120	1.580	1.930	2.090	1.230	290
<b>Gesamt</b>	<b>8.270</b>	<b>7.770</b>	<b>9.400</b>	<b>10.740</b>	<b>12.210</b>	<b>9.260</b>	<b>4.360</b>

<sup>1</sup> Die gesamte Nettostromerzeugung beinhaltet entsprechend der amtlichen Statistik nur die Netzeinspeisung der fossilen KWK-Anlagen < 1 MW. Hier dargestellt ist die gesamte Stromerzeugung der Anlagen < 1 MW einschließlich Eigenverbrauch.

Tab. 84: Strombilanz im Referenzszenario

[TWh]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	73	66	68	68	68	72	76
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	9	8	8	8	8	7	7
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81</b>	<b>74</b>	<b>76</b>	<b>75</b>	<b>76</b>	<b>79</b>	<b>84</b>
Veränderung ggü. 2010		-9 %	-7 %	-8 %	-7 %	-3 %	3 %
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>66</b>	<b>61</b>	<b>57</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>45</b>	<b>47</b>
Konventionelle Stromerzeugung	55	46	40	29	28	21	19
Erneuerbare Energien (ohne EE-Methan, Pumpstromerzeugung)	11	15	18	19	20	23	28
<b>Import (Import-Export-Saldo)</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>37</b>
<b>Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung</b>							
<b>Direkt</b>	17 %	24 %	31 %	40 %	42 %	52 %	60 %
Gesamt <sup>62</sup>	17 %	25 %	32 %	41 %	44 %	54 %	62 %

<sup>62</sup> Die Pumpstromerzeugung wird anteilig aus dem direkten EE-Anteil der Stromerzeugung (inkl. Import) angerechnet. Dabei wird für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport die Angaben der EU aus dem EU 28: Reference scenario [53] herangezogen.

Tab. 85: Strombilanz im Zielszenario

[TWh/a]	2010	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	73	66	66	65	66	74	88
Stromverbrauch im Umwandlungssektor	9	8	8	7	7	7	7
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>81</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	<b>72</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>94</b>
Veränderung ggü. 2010		-9 %	-9 %	11 %	10 %	0 %	16 %
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>66</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>51</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>60</b>
Konventionelle Stromerzeugung	55	46	37	27	25	16	5
Erneuerbare Energien (ohne EE-Methan, Pumpstromerzeugung)	11	15	19	25	31	44	55
<b>Import (Import-Export-Saldo)</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>35</b>
<b>Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung</b>							
<b>Direkt</b>	17 %	24 %	34 %	48 %	56 %	73 %	92 %
Gesamt <sup>63</sup>	17 %	25 %	35 %	49 %	57 %	75 %	97 %

<sup>63</sup> EE-Methan wird vollständig als erneuerbarer Brennstoff und die Pumpstromerzeugung anteilig aus dem direkten EE-Anteil der Stromerzeugung (inkl. Import) angerechnet. Dabei wird für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromimport die Angaben der EU aus dem EU 28: Reference scenario (REF2016) [53] herangezogen.

## 21.7 Fernwärme

Tab. 86: Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme in Baden-Württemberg im Referenzszenario

[TWh]	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Solarthermie	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5
Umweltwärme	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,6
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6
Biomasse	2,2	2,2	2,1	1,8	1,7	1,7
Andere EE *	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Abwärme Industrie	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5
Steinkohle	3,9	4,3	4,5	4,4	2,9	1,9
Erdgas	4,6	5,1	4,4	4,5	6,0	5,2
Abfall	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Strom	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	0,8
<b>Gesamt</b>	<b>12,2</b>	<b>13,4</b>	<b>13,1</b>	<b>13,1</b>	<b>13,8</b>	<b>13,2</b>

\* Klär- und Deponiegas

Tab. 87: Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme in Baden-Württemberg im Zielszenario

[TWh]	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Solarthermie	0,0	0,0	0,2	0,4	1,1	2,2
Umweltwärme	0,0	0,1	0,2	0,2	0,5	0,9
Geothermie	0,0	0,2	0,3	0,5	0,8	1,2
Biomasse	2,2	2,6	2,9	3,1	2,7	3,1
Andere EE *	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Abwärme Industrie	0,0	0,2	0,2	0,3	0,7	1,0
Steinkohle	3,9	5,0	4,8	3,5	1,6	0,0
Erdgas	4,6	4,6	3,9	5,2	5,0	0,5
EE-Methan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,7
Abfall	1,3	1,3	1,8	2,2	3,2	3,2
Strom	0,0	0,1	0,2	0,3	0,8	1,1
<b>Gesamt</b>	<b>12,2</b>	<b>14,2</b>	<b>14,5</b>	<b>15,9</b>	<b>16,7</b>	<b>15,0</b>

\* Klär- und Deponiegas

## 21.8 Industrieprozesse und Produktverwendung

Tab. 88: THG-Emissionen der Industrieprozesse und Produktverwendung im Referenz- und Zielszenario

Referenzszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Zementklinker		2,10	2,11	2,04	1,94	1,75	1,60
Kalk		0,21	0,21	0,20	0,19	0,18	0,16
Andere CO <sub>2</sub>		0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Zwischensumme CO <sub>2</sub>	3,02	2,87	2,88	2,80	2,69	2,48	2,32
Lachgas	0,25	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
<b>Insgesamt</b>	<b>3,27</b>	<b>2,92</b>	<b>2,93</b>	<b>2,85</b>	<b>2,74</b>	<b>2,53</b>	<b>2,37</b>
Änderung ggü. 1990		-11 %	-10 %	-13 %	-16 %	-23 %	-28 %
Änderung ggü. 2014			1 %	-2 %	-6 %	-13 %	-19 %
Zielszenario [Mio. t CO <sub>2</sub> -Äqu.]							
	1990	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Zementklinker		2,10	1,95	1,68	1,42	0,77	0,37
Kalk		0,21	0,19	0,17	0,14	0,08	0,04
Andere CO <sub>2</sub>		0,56	0,52	0,45	0,38	0,20	0,10
Zwischensumme CO <sub>2</sub>	3,02	2,87	2,66	2,30	1,94	1,05	0,50
Lachgas	0,25	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
<b>Insgesamt</b>	<b>3,27</b>	<b>2,92</b>	<b>2,71</b>	<b>2,35</b>	<b>1,99</b>	<b>1,10</b>	<b>0,55</b>
Änderung ggü. 1990		-11 %	-17 %	-28 %	-39 %	-66 %	-83 %
Änderung ggü. 2014			-7 %	-20 %	-32 %	-62 %	-81 %

## 21.9 Abfall- und Kreislaufwirtschaft

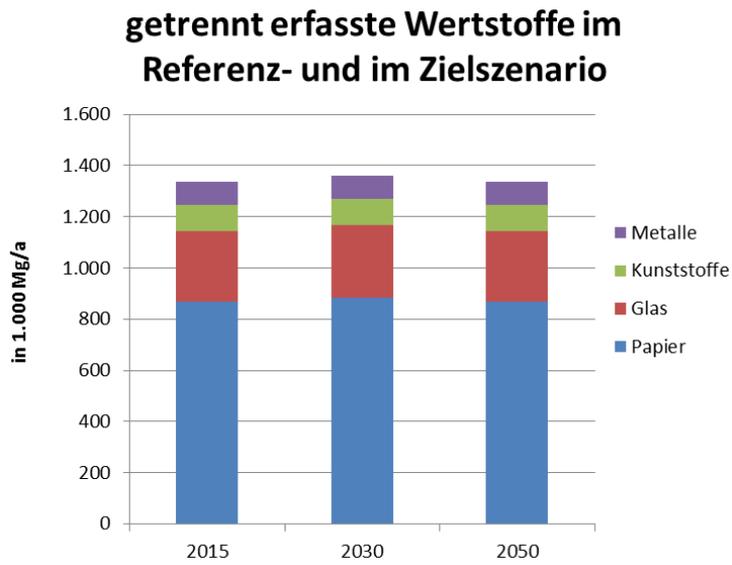


Abb. 59: Getrennt erfasste Wertstoffmengen zur Verwertung in Referenz- und Zielszenario

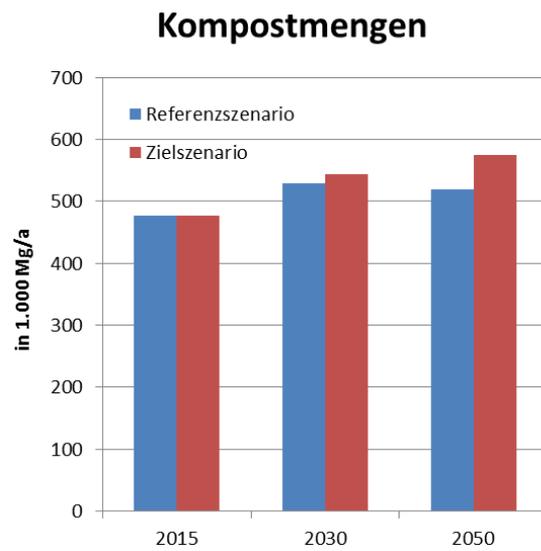


Abb. 60: Erzeugbare Kompostmengen aus Kompostierung und Vergärung getrennt erfasster Bio- und Grünabfälle

## 22 Einordnung der Ergebnisse der Stromerzeugung anhand anderer Szenarien

Das Zielszenario wird im folgenden Exkurs den Ergebnissen des Szenarios B (Transformationsszenario) und dem Szenario C (Innovationsszenario) des im ersten Entwurf vorliegenden Netzentwicklungsplans Strom 2030 [38] sowie dem damaligen Energieszenario Baden-Württemberg 2050 [39] gegenübergestellt. Die Szenarien des Netzentwicklungsplans setzen ein Erreichen der Treibhausgasminderungsziele auf Bundesebene voraus, dazu wird in der Stromerzeugung entsprechend der Gesamtminderung eine Reduktion um 55 % erreicht<sup>64</sup>. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im mittleren Korridor des EEG 2017, eine Regionalisierung erfolgt u.a. unter Berücksichtigung des zur Verfügung stehenden Potenzials. Für KWK-Anlagen kleiner 10 MW wird ein Zubau von 4,5 GW bundesweit unterstellt.

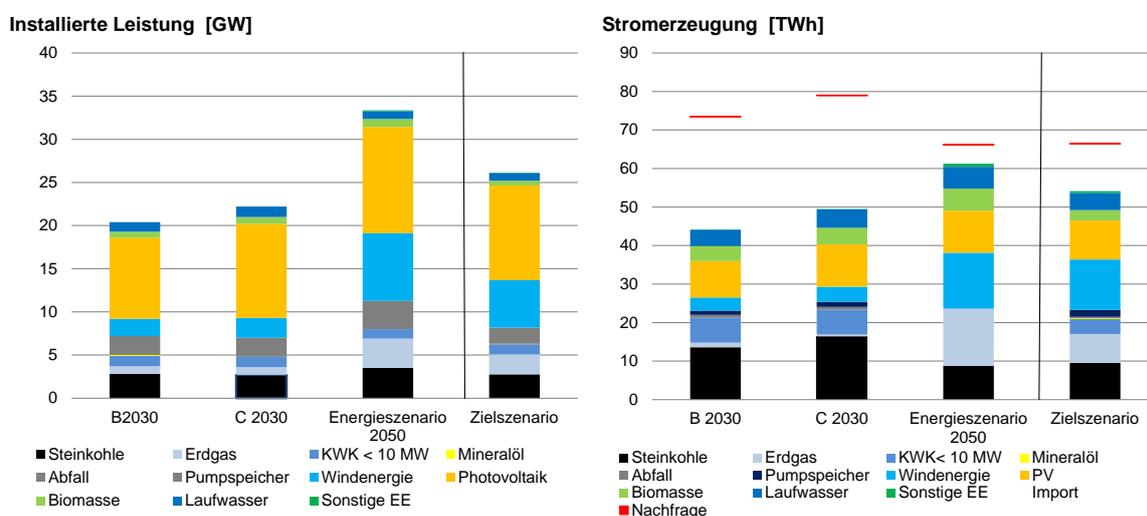


Abb. 61: *Installierte Leistung und Stromerzeugung im Jahr 2050 für die Szenarien B 2030 und C 2030 des Netzentwicklungsplans, das damalige Energieszenario 2050 im Vergleich zum Zielszenario (Nettostromerzeugung, davon abweichend Bruttostromerzeugung im Energieszenario 2050; Nachfrage bezieht sich auf Endenergieverbrauch Strom, da im NEP kein Bruttostromverbrauch ausgewiesen ist).*

Wie Abb. 61 (links) zeigt, bestehen wesentliche Unterschiede leistungsseitig im Bereich der Anlagen zu Stromerzeugung aus Erdgas größer 10 MW, dem Ausbau von Windkraftanlagen, dem Bestand an Kohlekraftwerken und weniger deutlich im Ausbau der Photovoltaik, Biomasse und Laufwasserkraftwerke<sup>65</sup>. Im Bereich Erdgas größer 10 MW erfolgt kein Neubau im Szenario B und C in Baden-Württemberg bis 2030. Erst in der Fortschreibung des Szenarios B bis 2035 (B 2035) erfolgt ein Neubau von 1,2 GW, so dass die Gesamtleistung aus Erdgas auf 2,1 GW wächst. Im Zielszenario beträgt die Erdgasleistung

<sup>64</sup> Mit Emissionen von 165 Mio. t CO<sub>2</sub> aus der Stromerzeugung im Jahr 2030 liegt das Transformations- und Innovationsszenario hinter den Forderungen des Klimaschutzplans für das Jahr 2030 mit 175- 183 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. für die gesamte Energiewirtschaft (Stromerzeugung zuzüglich Fernwärme, Raffinerien,...)

<sup>65</sup> Der Ausbau von Speicherkapazitäten wurde im vorliegenden Vorhaben nicht betrachtet, sondern nur bestehende Kapazitäten berücksichtigt. In den Szenarien des Netzentwicklungsplans steigt die Leistung ausgehend von 1,9 MW im Jahr 2014 um 0,2 MW und im Energieszenario 2050 um 1,4 MW.

2,3 MW im Jahr 2030, im Energieszenario 2050 erfolgt ein Zubau an Anlagen > 10 MW auf 3,4 GW bis 2030. Der Ausbau von Windenergieanlagen fällt im Zielszenario mit einer Leistung von 5,5 GW in Baden-Württemberg mehr als doppelt so hoch im Vergleich zu den Szenarien B 2030 und C 2030 des Netzentwicklungsplans aus. Im Szenario 2050 ist eine Leistung von 7,9 GW im Jahr 2030 vorgesehen. Abweichend von den anderen drei Szenarien steht im Energieszenario 2050 eine höhere Kohleleistung von 3,5 GW zu im Vergleich 2,7 bzw. 2,8 GW bereit.

Stromerzeugungs- und -verbrauchsseitig zeigen sich deutlichere Unterschiede in den Szenarien: So gehen die Szenarien des Netzentwicklungsplans von einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage<sup>66</sup> bis 2030 aus. Ausgehend von einem Endenergieverbrauch von 68,3 TWh im Jahr 2015 in Baden-Württemberg wächst diese um 5,1 TWh auf 73,4 (B 2030) bzw. um 10,7 TWh auf 79 TWh (C 2030) an. Demgegenüber steht ein Anstieg des Endenergieverbrauchs im vorliegenden Zielszenario um 0,7 TWh im Jahr 2030 ggü. 2014. Im damaligen Energieszenario 2050 ist die Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmebereitstellung weniger stark ausgeprägt, weshalb 2030 eine Verbrauchsminderung um 6,6 TWh ausgewiesen ist.

Im Zielszenario beträgt die Nettostromerzeugung 54,7 TWh im Jahr 2030 in Baden-Württemberg, die Szenarien des Netzentwicklungsplans gehen einer Erzeugung von 44,1 TWh (B 2030) bzw. 49,5 TWh (C 2030) aus, im Energieszenario 2050 wird eine höhere Bruttostromerzeugung von 61,2 TWh erreicht. Wesentliche Unterschiede bestehen in der Stromerzeugung aus Steinkohle, Erdgas, KWK < 10 MW und Windenergie. Im Zielszenario Baden-Württemberg wird mit 7,5 TWh im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Strom mit 1,2 bzw. 0,5 TWh deutlich mehr Strom aus Erdgas (> 10 MW) erzeugt. Zum einen steht eine höhere Erzeugungsleistung bereit, außerdem liegen die Volllaststunden von Erdgaskraftwerken in den Zielszenarien des Netzentwicklungsplans bei lediglich 1300 bzw. 560 h während im Zielszenario 3200 Volllaststunden erreicht werden. Die Stromerzeugung aus KWK Anlagen < 10 MW ist in den Szenarien des Netzentwicklungsplans mit 6,5 TWh um 2,4 TWh höher, der Unterschied liegt primär in den durchschnittlichen Volllaststunden. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen hier von Volllaststunden im Bereich von 5400 h im Jahr 2030 aus während im Zielszenario die durchschnittlichen Volllaststunden 4050 h betragen. Im Energieszenario 2050 ist eine Bruttostromerzeugung aus Erdgas (berücksichtigt Anlagen > 10 MW sowie KWK <10 MW)<sup>67</sup> von 14,8 TWh hinterlegt, die das Zielszenario um 3,2 TWh bzw. die Szenarien des Netzentwicklungsplans um 7,1/7,8 TWh übersteigt. Windenergie trägt im Zielszenario mit 13 TWh Stromerzeugung bei während in den Szenarien B 2030 und C 2030 lediglich 3,4 bzw. 3,9 TWh erreicht werden. Neben der der Anlagenleistung (Delta von 3,5 bzw. 3,2 GW) werden die Volllaststunden der Anlagen deutlich niedriger bewertet. Demnach stehen den durchschnittlichen Volllaststunden von 2400 h im Jahr

<sup>66</sup> Dabei unterscheidet sich das Ausgangsniveau: Im Netzentwicklungsplan beträgt der Endenergieverbrauch von Strom in Baden-Württemberg 68,3 TWh, während vom Statistischen Landesamt 65,8 TWh angegeben werden. Hintergrund ist die unterschiedliche methodische Herangehensweise (NEP: Angaben der Übertragungsnetzbetreiber; Statistisches Landesamt: Erhebung über Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie Stromhändler).

<sup>67</sup> Angaben für KWK < 10 MW liegen im Energieszenario 2050 nicht separat vor.

2030 im Zielszenario rd. 1700 h in den Szenarien des Netzentwicklungsplans gegenüber. Der Windkraftausbau war im Energieszenario 2050 ambitionierter vorgesehen: So wurde hier bereits 2020 eine Erzeugung von 6,3 TWh erreicht, 2030 von 14,5 TWh.

## 23 Modellbeschreibungen

### 23.1 Raumwärme- und Warmwasser

Für die Berechnung des Verlaufs des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser wurde der Gebäudebestand in Baden-Württemberg mit 143 Gebäudetypen nachgebildet. Diese ergeben sich aus vier Größenklassen für Wohngebäude und sieben Nutzungsklassen für Nichtwohngebäude in jeweils 13 Baualtersklassen:

Nutzungsart		
Wohngebäude	Einfamilienhäuser	
	Reihenhäuser	
	Mehrfamilienhäuser	
	große Mehrfamilienhäuser	
Nicht- wohngebäude	Büro-, Verwaltungsgebäude	
	Anstaltsgebäude	
	Hotels, Gaststätten	
	Handels-, Lagergebäude	
	Fabrik-, Werkstattgebäude	
	Landwirtsch. Betriebsgebäude	
	sonstige NWG	
Baualtersklasse	Baubeginn	Bauende
A	-	1859
B	1860	1918
C	1919	1948
D	1949	1957
E	1958	1968
F	1969	1978
G	1979	1983
H	1984	1994
I	1995	2001
J	2002	2011
K	2012	2020
L	2021	2035
M	2036	2050

Abb. 62: Baualtersklassen und Gebäudearten in GEMOD für Baden-Württemberg

Der Gebäudebestand wird „bottom-up“ bauteilscharf abgebildet, d.h. die spezifischen energetischen Eigenschaften der Bauteile in den jeweiligen Errichtungszeiträumen der Gebäude werden in technischen Nutzungszyklen verändert. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten gedämmter und ungedämmter Bauteile werden dabei berücksichtigt.

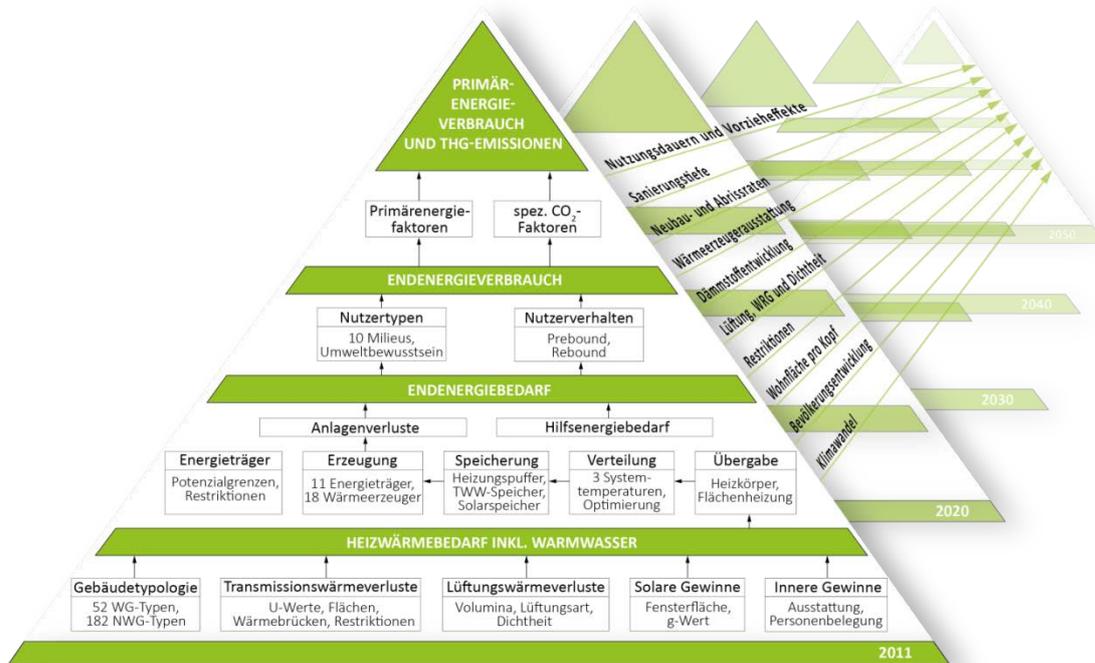


Abb. 63: Struktureller Aufbau des Gebäudemodell GEMOD mit symbolischer Darstellung von Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie parametrisierten Randbedingungen

## Gebäudebestand

Die Gebäudetypologie für Wohn- und Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg wurde aus [26] übernommen. Die Wohn- und Nutzflächen der Gebäudetypen sowie die Altersverteilung wurden ebenfalls dort entnommen.

In einem zusätzlichen Schritt wurden sie mit der statistischen Summe der beheizten Wohnfläche in Baden-Württemberg abgeglichen und die Gebäudetypologie somit top-down angepasst. Die Flächen und Volumina der Typgebäude wurden mit Hilfe der Anzahl der einzelnen Typen auf ein durchschnittliches Maß umgerechnet.

## Thermische Eigenschaften

Die Wärmedurchgangskoeffizienten der Bauteile entsprechen weitgehend der IWU-Gebäudetypologie [123]. Sie wurden durch Informationen aus anderen Quellen [124] und [26] ergänzt. Sanierungen, die bereits vor dem Startjahr durchgeführt wurden, werden gebäudetypscharf berücksichtigt. Neben den Anteilen der nachträglich gedämmten Bauteilflächen und den typischen U-Werten früherer Sanierungen gehen auch die unterschiedlichen Maßnahmenkombinationen in die Berechnung ein (z.B. Dach und Außenwand saniert, Dach, Außenwand und Fenster saniert, Außenwand und Keller saniert, u.a.m.). Die Angaben fußen auf den Daten der Datenbasis des IWU [125] und des [26].

## Berechnung des Heizwärmebedarfs

Der Heizwärmebedarf wird bauteilscharf berechnet. Grundlage der Berechnung ist das Monatsbilanzverfahren in DIN V 4108-6. Dieses Verfahren wird in der Praxis für Nachweise im Wohngebäudebereich überwiegend angewandt. Der Norm-Berechnungsgang wird in GEMOD – mit gewissen Vereinfachungen – vollständig umgesetzt. Die Vereinfachungen betreffen insbesondere die Orientierung der Fensterflächen, die Nachtabsenkung und die Fugenlüftung. Das Modell rechnet grundsätzlich mit Standardrandbedingungen gemäß EnEV. Andere Randbedingungen – wie z.B. regionale Klimabedingungen – können aber auch vorgegeben werden. Der Heizwärmebedarf wird aus den Transmissionswärmeverlusten, dem Lüftungswärmeverlust, den internen und den solaren Gewinnen bilanziert. Die so ermittelten Energiebedarfswerte werden mit Hilfe von empirischen Verbrauchsfaktoren, die gesondert ermittelt wurden, korrigiert, so dass der tatsächliche Energieverbrauch sowohl für Einzelgebäude als auch für den Gesamtbestand dargestellt werden kann.

### **Lüftungswärmeverluste**

Lüftungswärmeverluste werden in Gebäuden, die nicht über eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung verfügen, mit Hilfe der pauschalen Luftwechselraten gemäß Energieeinsparverordnung (EnEV) in Abhängigkeit von der Luftdichtheit der Gebäudehülle berechnet. Die Luftdichtheit der Gebäudehülle wird in GEMOD in Abhängigkeit vom Transmissionswärmeverlust angesetzt. Dahinter steht die Grundannahme, dass Gebäude mit einem besseren Wärmeschutz grundsätzlich auch über eine dichtere Hülle verfügen.

### **Maschinelle Lüftung mit Wärmerückgewinnung**

Wenn eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung vorhanden ist, so wird der Lüftungswärmeverlust aus dem Wärmerückgewinnungsgrad, dem Nennluftwechsel und dem  $n_{50}$ -Wert berechnet.

Der Nennluftwechsel wird für Wohngebäude nach DIN V 4701-10:2003-08 mit  $0,4 \text{ h}^{-1}$  angesetzt. Der Nennluftwechsel hängt bei Nichtwohngebäuden von deren Nutzung ab. Der geforderte Nennluftwechsel sowie die Betriebsdauer der Lüftungsanlagen werden aus den Standardnutzungsprofilen der DIN V 18599-10:2011-12 entnommen.

Der  $n_{50}$ -Wert, der ein Maß für die gemessene Dichtheit der Gebäudehülle ist, wird in Abhängigkeit vom Transmissionswärmeverlust der Gebäude ermittelt. Auch hier gilt, dass gut gedämmte Gebäude grundsätzlich auch luftdichter sind als schlecht oder nicht gedämmte Gebäude.

### **Trinkwasserwärmebedarf**

Der Trinkwasserwärmebedarf wird gemäß den Regelungen der EnEV berechnet. Zusätzlich werden die Vorgaben aus DIN V 18599 für Wohn- und Nichtwohngebäude verwendet.

### **Verbrauch/Bedarf**

Die Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Verbrauch und dem Verfahren nach DIN V 4108-6 / DIN V 4701-10 wurden in mehreren empirischen Studien untersucht [126,

127]. Die Untersuchung des IWU basiert auf dem Vergleich der Verbrauchs- und Bedarfs- werte von 1.800 Gebäuden. Mit diesen Daten wurde das Verhältnis von Verbrauch zu Bedarf als Funktion des Heizwärmebedarfs ermittelt. Mit Hilfe dieses empirischen Verbrauchsfaktors werden auch die Verbrauchswerte für künftige Gebäudezustände voraus- berechnet.

### **Entwicklung des Gebäudebestands**

Der Gebäudebestand entwickelt sich durch Sanierungstätigkeit, Neubau und Abriss. Das Gebäudemodell GEMOD berücksichtigt, dass Gebäude bzw. ihre Komponenten eine typi- sche Nutzungsdauer aufweisen, während der weder eine weitere Sanierung noch ein Ab- riss ansteht. Um eine möglichst realistische Abbildung der zeitlichen Verteilungsbreite der Nutzungsdauern zu erreichen, berechnet GEMOD die Verteilung der Nutzungsdauern nach einer Weibull-Verteilung. Diese beschreibt typische Verläufe von Ausfallraten techni- scher Produkte und besagt, dass zum Zeitpunkt der höchsten Austauschrate einer Kom- ponente 60 % der Gesamtanzahl dieser Komponente saniert wurden.

Wenn Bauteile als sanierungsbedürftig eingestuft werden, können sie drei verschiedenen Sanierungsoptionen zugeordnet werden:

#### **Pinselsanierung**

Das Bauteil wird saniert ohne die energetischen Eigenschaften zu verändern – es steht für die Nutzungsdauer der Sanierung nicht für weitere Sanierungen zur Verfügung

#### **Konventionelle Sanierung**

Das Bauteil wird in Anlehnung an die rechtlichen Mindestanforderungen saniert – diese können in der Zukunft verschärft werden. Die Mindestanforderungen entsprechen hier den maximalen U-Werten aus Anlage 3 der EnEV. Sie werden um einen Zuschlag erhöht, um nicht EnEV-konforme Sanierungen ebenfalls abzubilden.

#### **Ambitionierte Sanierung**

Das Bauteil wird auf einen besonders hochwertigen Dämmstandard saniert - dieser orien- tiert sich am technisch Machbaren und entwickelt sich im Modell in Zukunft weiter. Im Start- jahr entspricht dies dem Standard der KfW-Einzelmaßnahmenförderung.

Jedes Bauteil jedes Gebäudes wird nach Ablauf seiner vorzugebenden Nutzungsdauer, die sich durch die Weibull-Verteilung zeitlich entzerrt, nach bestimmten Kriterien moderni- siert. Es wird dabei wie oben beschrieben zwischen der so genannten Pinselsanierung (ausschließlich ästhetisch oder bauerhaltungstechnische Maßnahmen), der konventionel- len Sanierung (gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen) und der ambitionierten Sa- nierung (besonders hohe Anforderungen an die Wärmedämmung) unterschieden. Dabei werden energetische Sanierungen erst ab der ersten Ölkrise im Jahr 1973 berücksichtigt. Die Sanierungszyklen und der Anteil der Sanierungsarten sind in Abb. 64 exemplarisch für ein bestimmtes Bauteil, hier das Dach von Einfamilienhäusern der Baualtersklasse 1919 - 1948, dargestellt (EFH\_C gemäß IWU-Gebäudetypologie). Die Sanierungsanteile wurden dabei frei angenommen und dienen hier nur der Erläuterung des Vorgehens. Der erste Sanierungszyklus erstreckt sich hier über einen Zeitraum von rund 40 Jahren. Die

energetischen Sanierungen haben zunächst nur einen geringen Anteil. In den folgenden zwei Sanierungszyklen steigt zunächst der Anteil der konventionellen, später der ambitionierten Sanierungen stark an.

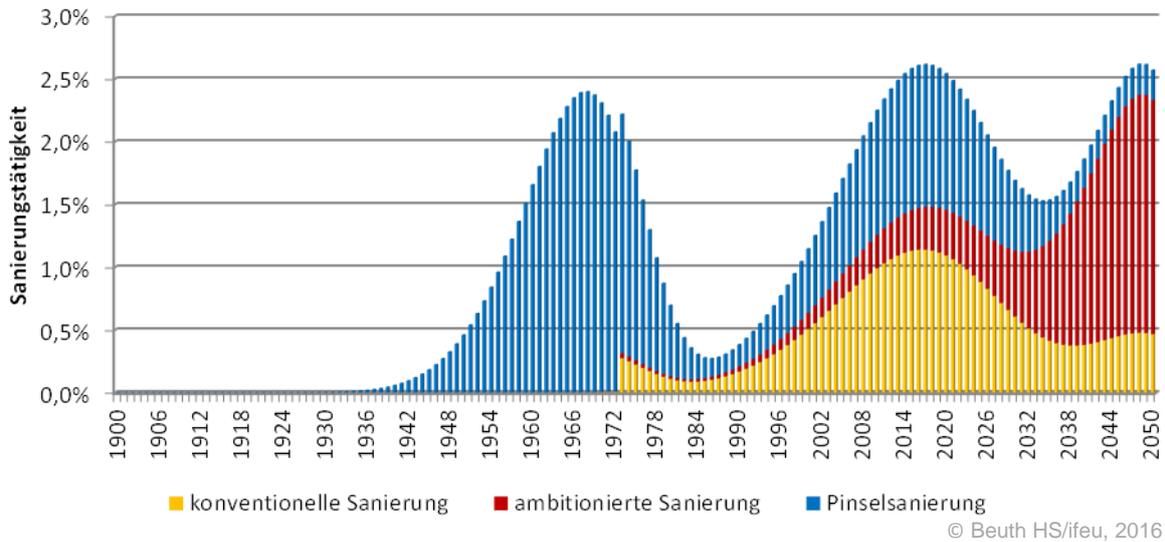


Abb. 64: Sanierungszyklen für den Gebäudetyp EFH\_C nach Art der Sanierung

In Abb. 65 ist dargestellt, wie sich der gesamte Bestand dieses Bauteils für diesen Gebäudetyp entwickelt. Während des Errichtungszeitraums von 1919 - 1948 wird ein linearer Zubau angenommen. Nach Ablauf einer Mindestnutzungsdauer setzt eine Abrisstätigkeit mit einer vorgegebenen Quote ein (hier 0,1 % ab 1989).

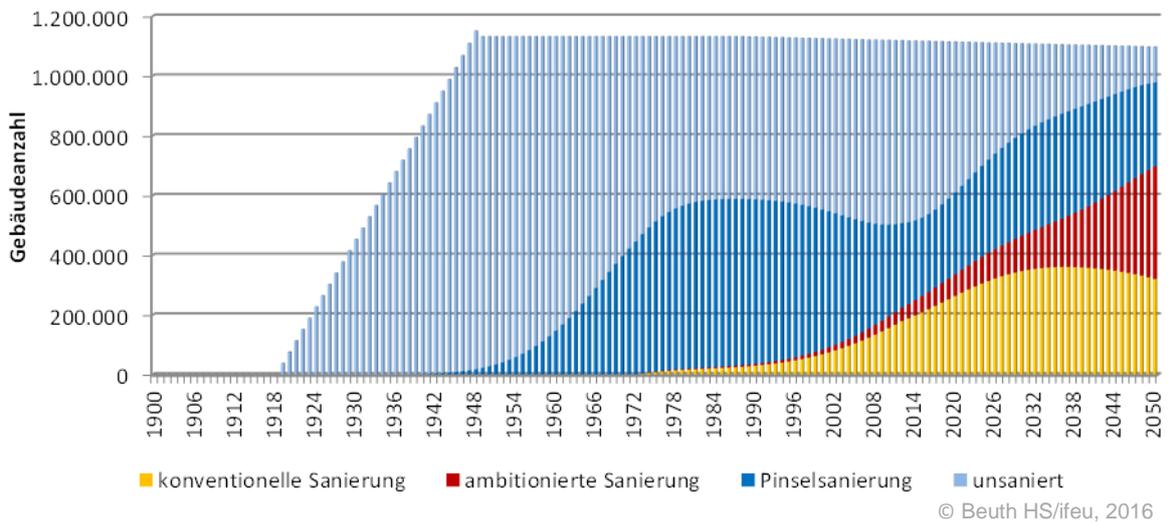


Abb. 65: Entwicklung des Bestands an EFH\_C nach Art der Sanierung

Die gezeigte Methodik wird für sämtliche Bauteile an allen Gebäudetypen des Mengengerüsts analog angewandt.

Wenn die Bauteile in einen zweiten Sanierungszyklus kommen, stehen je nach der gewählten Option im ersten Sanierungszyklus nicht alle Optionen zur Verfügung. So können Bauteile nicht hinter einen bereits erreichten Standard zurückfallen (Verschlechterungsverbot).

### **Wärmeerzeugerbestand**

Das Gebäudemodell GEMOD wurde so erweitert, dass es den Bestand der Wärmeerzeuger in Gebäuden in Baden-Württemberg für Wohn- und Nichtwohngebäude abbildet. Dazu wurde einerseits der Ist-Zustand des Anlagenbestands sowie seine Verteilung auf die Gebäudetypen erfasst und andererseits dessen Entwicklung in der Vergangenheit analysiert und für die Extrapolation in die Zukunft handhabbar gemacht.

Der Bestand der Wärmeerzeuger für die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser wird für das Startjahr 2014 ermittelt und in dem Mengengerüst der Gebäudetypen anteilig verteilt. Somit ist für das Startjahr bekannt, in welchen Gebäudetypen welcher Wärmeerzeugermix vorhanden ist. Die Wärmeerzeuger werden in mehreren Ebenen unterschieden nach den zum Einsatz kommenden Energieträgern und Wärmeerzeugertyp wie Konstanttemperaturkessel, Niedertemperaturkessel, Brennwertkessel etc. Ferner wird nach zentraler und dezentraler Brauchwassererwärmung, Solarthermie für Trinkwasser oder Heizungsunterstützung, hoher und niedriger Vorlauftemperatur sowie herkömmlichem und optimiertem Verteilsystem unterschieden.

### **Sanierungskosten**

In GEMOD werden die Investitionskosten für energetische Sanierungen erfasst. Sie können nach beliebigen Kriterien geclustert und ausgewertet werden (z.B. nach Gebäudetyp, Bauteilen, Art der Sanierung u.a.m.). Es werden sowohl die Gesamtkosten für energetisch relevante Gebäudekomponenten angegeben als auch die energiebedingten Mehrkosten. Die Kostenangaben basieren überwiegend auf der Erhebung des Instituts Wohnen und Umwelt [128]. Hierin wurden 1177 Gebäudesanierungen analysiert, die im CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm der KfW gefördert wurden. Die angegebenen Kosten erlauben eine Korrelation mit der Leistungsfähigkeit der Komponenten: Die Kostenfunktionen für Dämmschichten sind mit einem Grundpreis und einem Preis je Zentimeter Dämmstoff angegeben; Kosten für Wärmeerzeuger beziehen sich auf deren Nennleistung.

Bei der Fortschreibung der Investitionskosten in GEMOD werden die Lernkurven für die einzelnen Komponenten individuell vorgegeben. Sie entsprechen den Lernkurven auf Bundesebene.

Die Investitionen werden als Annuitäten dargestellt, die mit den vorgegebenen Zinssätzen gebildet werden.

## **24 Annahmen zur Kostenberechnung**

Im Folgenden werden die wesentlichen Eingangsparameter der Kostenberechnung in Kapitel 19 dargestellt.

### **24.1 Anmerkungen zur Kostenbewertung in den Sektoren**

#### **Strom- und Fernwärmeerzeugung:**

Kosten für Stromnetzausbau, Stromspeicher, Netzstabilitätsanlagen und Reservekraftwerke wurden nicht berücksichtigt.

#### **Industrie:**

Emissionsvermeidung durch Steigerung der Materialeffizienz und -substitution werden in der Modellierung des Industriesektors nicht mit zusätzlichen Kosten belegt.

#### **Landwirtschaft:**

Im Zielszenario werden ca. 24 Mio. kg Mineraldünger weniger eingesetzt als im Referenzszenario. Bei durchschnittlichen Kilogramm Kosten für reinen Stickstoff (2016) von 0,8 Euro/kg N lassen sich dadurch knapp 19 Mio. Euro einsparen. Eine Reduktion des Mineraldüngereinsatzes erfordert allerdings einen optimierten Wirtschaftsdüngereinsatz der zum richtigen Zeitpunkt pflanzenverfügbar zur Verfügung stehen muss. Das könnte weitere Investitionen in Ausbringungstechnik und Lagerraum für Wirtschaftsdünger erfordern. Zudem könnte zusätzliche Arbeitsbelastung durch eine veränderte Wirtschaftsdüngerausbringung benötigt werden. Dadurch würde eine Anrechnung der reduzierten Mineraldüngereinsätze nicht die Realität abbilden, da ggf. andere Kosten entstehen und wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

#### **Wärme (GHD + HH):**

Kosten für Lüftungsanlagen werden nur berücksichtigt, wenn diese eine Wärmerückgewinnung haben. Ebenfalls nicht bilanziert werden Kosten für Planung und Beratung sowie Kosten für die Optimierung und den Abgleich von Heizungsanlagen.

#### **LULUCF:**

Bei den Maßnahme im LULUCF-Sektor handelt es sich vorrangig um „Unterlassungsmaßnahmen“ (verringerte Holznutzung, kein Grünlandumbruch, reduzierte/keine Nutzung nach Wiedervernässung), d.h. es treten keine bzw. lediglich vernachlässigbare Investitionen und laufende Kosten auf die für Sektorergebnisse nicht ergebniswirksam wären.

Die Maßnahme zum Grünlandumbruchverbot führt zu keinen Verlusten, da bereits im Referenzszenario bei Umbruch direkt eine Neuanlage von Grünland stattfinden muss.

#### **Strom (HH):**

Es wurden keine zusätzlichen Maßnahmen abgebildet, die nicht Teil der Kostenbewertung sind.

**Strom (GHD):**

Es wurden keine zusätzlichen Maßnahmen abgebildet, die nicht Teil der Kostenbewertung sind.

**Abfall:**

Es wird von einem Nutzungszwang der Biotonne ausgegangen. Da davon auszugehen ist, dass die Biotonne schon jetzt flächendeckend eingeführt wurde, wird dieser Nutzungszwang nicht mit zusätzlichen Kosten veranschlagt.

**Verkehr:**

Kosten für Maßnahmen zur Förderung von Verkehrsvermeidung und -verlagerung sind nicht berücksichtigt. Ebenso sind mögliche Kosten für durch die Elektromobilität bedingten zusätzlichen Netzausbau und Speicher nicht enthalten. Es sind keine Differenzkosten bei Wartungs- und Instandhaltung der Elektrofahrzeuge gegenüber Verbrennerfahrzeugen angenommen. Batterien halten ein Fahrzeugleben lang und haben dann einen Restwert von Null.

**24.2 Stromerzeugung**

Technische Lebensdauern der Anlagen zur Stromerzeugung sind in Kapitel 7.1 dokumentiert. Investitionskosten sowie Betriebskosten von Anlagen zur Stromerzeugung > 10 MW wurden auf Basis von [1] abgeleitet.

Tab. 89: Entwicklung der Investitionskosten der Anlagen zur Stromerzeugung

[Euro <sub>2013</sub> /kW]	2017	2020	2030	2040	2050
PV-Dach	1.030	870	650	490	410
PV-Freifläche	720	580	460	360	280
Windenergie	1.500	1.460	1.400	1.350	1.290
Biogas	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Holzheizkraftwerk	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Holzvergaser	6.750	6.750	6.750	6.750	6.750
Wasserkraft < 1 MW	5.800	5.800	5.800	5.800	5.800
Geothermie	13.550	13.100	12.140	11.420	10.700
KWK (< 1 MW)	1.680	1.680	1.680	1.680	1.680
KWK (1-10 MW)	720	720	720	720	720

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [129–133]

Tab. 90: Betriebskosten der Anlagen zur Stromerzeugung (ohne Brennstoffkosten)

Anteil an Investitionskosten		Euro <sub>2013</sub> /MWh	
Photovoltaik	2,0 %	KWK (< 1 MW)	16,6
Windenergie	3,5 %	KWK (1-10 MW)	7,7
Biogas	1,5 %		
Holzheizkraftwerk	2,0 %		
Holzvergaser	2,5 %		
Geothermie	2,0 %		

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [129, 130, 132, 134]

### 24.3 Fernwärme

Tab. 91: Technische Lebensdauer von Anlagen zur Fernwärmeerzeugung

	Solarthermie	Großwärmepumpe	Geothermie	Heizwerk	Wärmenetz
Jahre	25	15	30	20	40

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [27, 135]

Tab. 92: Entwicklung der Investitionskosten zur Fernwärmeerzeugung

	Einheit	2017	2020	2030	2040	2050
Solarthermie	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	400	390	360	330	300
Großwärmepumpe	Euro <sub>2013</sub> /kW <sub>th</sub>	350	350	350	350	350
Geothermie	Euro <sub>2013</sub> /Dublette	17.000	17.000	17.000	17.000	17.000
Heizwerk (Erdgas)	Euro <sub>2013</sub> /kW <sub>th</sub>	100	100	100	100	100
Heizwerk (Biomasse)	Euro <sub>2013</sub> /kW <sub>th</sub>	440	440	440	440	440
Wärmenetz	Euro <sub>2013</sub> /(MWh*a)	420	420	420	420	420

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [27, 135–137]

Tab. 93: Betriebskosten anteilig an Investitionskosten der Fernwärmebereitstellung (ohne Brennstoffkosten)

Solarthermie	Geothermie	Heizwerk (Erdgas)	Heizwerk (Biomasse)
1,5 %	5,0 %	2,0 %	5,0 %

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [27, 135, 137]

## 24.4 Verkehr

### 24.4.1 Fahrzeugkosten

#### Investitionskosten

Die Mehrkosten für BEVs (d.h. der Kostenunterschied zwischen konventionellen Fahrzeugen und Elektrofahrzeugen) wurden mittels folgender Parameter ermittelt:

- Batteriekosten (abhängig von der Fahrzeuggröße)
- EV Antriebssystem: 280 Euro pro Fahrzeug
- Andere EV Systeme (Steuerelektronik, Lader): 740 Euro pro Fahrzeug
- Elektrischer Motor inklusive Leistungselektronik: 1.790 Euro pro Fahrzeug
- Wegfall Verbrennungsmotor („ICE-Credits“): -3.160 Euro pro Fahrzeug

Für PHEVs fallen als Differenzkosten zum herkömmlichen Verbrenner Kosten für die „anderen EV Systeme“ (740 Euro pro Fahrzeug), Elektromotor (1.370 Euro pro Fahrzeug) und Batterie an. Die Batteriekosten entwickeln sich entsprechend Tab. 94. Die Kosten der restlichen Komponenten bleiben konstant.

Tab. 94: Input Kosten Elektromobilität [138]

Realkosten	2017	2020	2025	2030	2040	2050
Batteriekosten (Euro/kWh)*	219	180	150	120	120	120

\* basiert auf Batteriekosten von 250 Euro in 2015 und 180 Euro in 2020. Kosten für Marktführer (mindestens 30 000 Batterien pro Jahr), Kosten analog [139]

Der Fahrzeugkosten hängen zusätzlich von der Batteriekapazität ab. Für die Entwicklung der Batteriekapazität wurde angenommen, dass die durchschnittliche Batteriekapazität je Fahrzeuggröße über die Zeit konstant bleibt.

Tab. 95: Batteriekapazität pro Technologie und Fahrzeuggröße [138], [140] (BEV = Batterieelektrisches Fahrzeug, PHEV = Plug-in Hybrid-Fahrzeug)

		Batteriegröße [kWh]
BEV	Klein	24
	Mittel	36
	Groß	72
PHEV	Klein	5,4
	Mittel	8,2
	Groß	10,9

## 24.4.2 Infrastrukturkosten

### Investitionskosten

Tab. 96: Anzahl Fahrzeuge pro AC Ladesäule [141]

Anzahl Fahrzeuge pro Ladesäule		AC-Ladesäule	DC-Ladesäule
Für BEVs	Klein	9	1.100
	Mittel	9	1.100
	Groß	18	550
Für PHEV		4	550

Tab. 97: Kosten pro Ladesäule [142]

Euro (real)	2017	2020	2030	2050
Smarte Ladebox (privat)*	1.371	1.312	980	860
AC Ladesäule (öffentlich)	8.789	7.500	7.500	7.500
DC Ladesäule (öffentlich)	30.379	25.000	25.000	25.000

\* eigene Annahme: Kostensenkung von 1 % pro Jahr

### Betriebskosten

In den Betriebskosten der Infrastruktur sind enthalten:

- Sondernutzung
- Hotline, Wartungs-, Entstörungskosten
- Kommunikationskosten
- Vertragsmanagement, Abrechnung und IT System.

Das Ergebnis ist in Tab. 98 präsentiert.

Tab. 98: Betriebskosten pro Ladesäule [142]

Euro/Jahr (real)	2017	2020	2030	2050
AC Ladesäule (öffentlich)	1.136	750	750	750
DC Ladesäule (öffentlich)	2.273	1.500	1.500	1.500

## 24.5 Raumwärme und Warmwasser

Die Kosten für die energetische Gebäudesanierung werden bauteilscharf als Vollkosten berechnet. Sie setzen sich zusammen aus Fixkosten, die unabhängig von der Dämmstärke anfallen, und variablen Kosten je Zentimeter Dämmstoff. Die Kosten für Wärmeerzeuger sind abhängig von der benötigten Nennleistung. Die künftige Entwicklung der Kosten wird mit Hilfe von Lernkurven abgebildet. Für die volkswirtschaftliche Betrachtung werden keine

Steuern, Abgaben und Fördermittel berücksichtigt. Da der Lohnkostenanteil an den Sanierungskosten sehr groß ist, wurden Lohnsteuern und Sozialabgaben mit einem pauschalen Faktor aus den Kosten heraus gerechnet.

Tab. 99: Entwicklung ausgewählter Investitionskosten im Gebäudebereich

	Einheit	2017	2020	2030	2040	2050
Dämmung der Außenwand, Fixkosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	70,34	67,18	64,82	63,53	62,89
Dämmung der Außenwand, var. Kosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	2,36	2,26	2,18	2,13	2,11
Dachdämmung, Fixkosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	75,61	72,21	69,68	68,29	67,60
Dachdämmung, var. Kosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	3,45	3,30	3,18	3,12	3,09
Dämmung im KG, Fixkosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	39,39	37,62	36,30	35,57	35,22
Dämmung im KG, var. Kosten	Euro <sub>2013</sub> /m <sup>2</sup>	1,30	1,24	1,20	1,17	1,16

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von [143]

## 24.6 Stromverbrauch

Die Stromnachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor basieren im Wesentlichen auf unterschiedlichen Geräten, die Prozesswärme bereitstellen und Endgeräten im IKT-Bereich. In Tab. 100 ist ein Überblick über die wesentlichen Anwendungen der Modellierung dargestellt.

Tab. 100: Annahmen zu Nutzungsdauern, Investitionen und Kostendegression für ausgewählte Anwendungen

Anwendung	Nutzungsdauer [a]	Investition [Euro]	Kostendegression [%]
Kühlschrank	12	420	1,3
Gefrierschrank	13	380	0,7
Waschmaschine	12	370	1,4
Trockner	12	420	1,5
Spülmaschine	11	450	2,2
Herd	14	610	1,8
Fernseher	6	780	6,5
PC Bildschirm	6	210	5,0
Set-top-Box	5	180	5,1
Laptop	5	890	5,0
Desktop PC	6	720	5,0
Modem/Router	5	80	5,0

## 24.7 Industrie

Die Quantifizierung von Kosten stößt besonders im Industriesektor aufgrund der sehr hohen Heterogenität der Investitionskategorien an ihre Grenzen. Dennoch wurde eine Quantifizierung der wichtigsten Investitionen versucht. Diese beinhalten die Investition in Effizienzmaßnahmen bei Querschnittstechniken und Prozessen sowie die Investition in Techniken zur Raumwärme- und Prozesswärmeerzeugung. Maßnahmen in den Investitionskategorien Materialeffizienz, Recycling und Substitution von Produkten sowie Brennstoffwechsel im Bereich der Industrieöfen konnten mangels Datenverfügbarkeit nicht mit Kosten bewertet werden.

Abb. 66 zeigt die angenommenen spezifischen Investitionen je kW installierter Leistung für ausgewählte Techniken zur Dampferzeugung. Mit steigender installierter Leistung sinken die spezifischen Kosten.

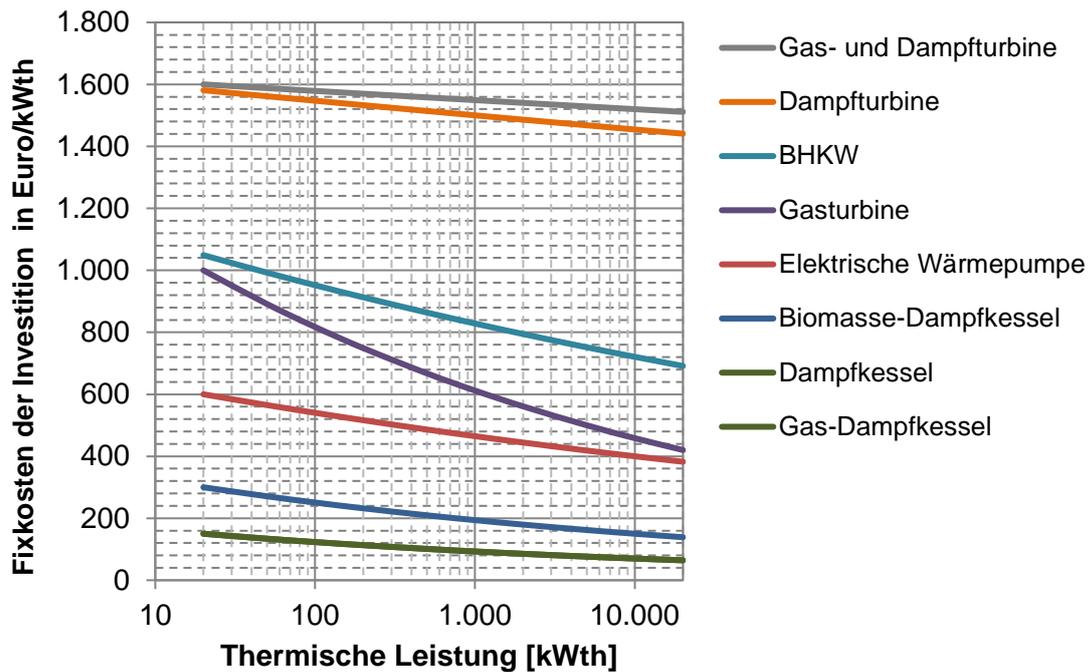


Abb. 66: Annahmen zu den spezifischen Investitionen ausgewählter Technologien zur Dampferzeugung in der Industrie

## 24.8 Landwirtschaft

Als technische Maßnahme zur Minderung der Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung wird die gasdichte Lagerung von Wirtschaftsdüngern, also Gülle und Gärreste betrachtet.

Es wird davon ausgegangen, dass die Lagerstätten mit Folienhauben ausgestattet werden, die etwa eine Lebensdauer von 15 Jahren haben. Es werden Investitionskosten für den Umbau der Lager in Höhe von 50 Euro/m<sup>3</sup> angenommen [144]. Werden jährlich 0,3 Mio m<sup>3</sup> Gülle abgedeckt, führt das zu jährlichen Investitionskosten in Höhe von 15 Mio Euro für den Umbau.

## 24.9 Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

Im LULUCF-Sektor wird für die Wiedervernässung von Moorstandorten angenommen, dass Investitionskosten von 2.000 Euro/ha wiedervernässter Fläche benötigt werden. Dies entspricht bei einem Betrachtungszeitraum von 50 Jahren und bei einem Zinssatz von 4 % Kosten von 93 Euro/ha/a. Bei einem Zinssatz von 1,5 % berechnen sich Kosten von 57 Euro/ha/a. Zudem werden laufende Kosten von 30 Euro/ha/a angenommen. Aufgrund des gewählten ökonomischen Ansatzes gehen in die Kostenbetrachtung keine Verluste, die dem Landwirt durch die geänderte Flächennutzung entstehen, ein. Ebenfalls Verluste, die durch die reduzierte Holzernte im Wald entstehen, werden nicht berücksichtigt.

## **24.10 Abfall- und Kreislaufwirtschaft**

Zur Berechnung der Investitions- und Betriebskosten wurde eine typische Vergärungsanlage mit einer Kapazität von 5.500 t FM/a (entsprechend 500 kWel) angenommen. Diese umfasst Substratlager, Einbringung, Fermenter, Gasverwertung und Steuerung sowie ein Gärrestlager. Des Weiteren wurden Planungs- und Genehmigungskosten in Höhe von 10 % der Anlageninvestition angenommen. Für eine vertiefte Analyse der Berechnung der angenommenen Kostenstruktur sei an dieser Stelle auf [145] verwiesen.

## Literaturverzeichnis

1. ÖKO-INSTITUT E.V. und FRAUNHOFER ISI. *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht* [online]. Berlin, 2015. Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oeko-doc/2451/2015-608-de.pdf>
2. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Erster Monitoring-Kurzbericht 2014 - Klimaschutzgesetz Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg* [online]. Stuttgart, 2015. [Zugriff am: 31. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publicationen/Klima/Klimaschutz\\_Monitoring-Kurzbericht\\_2014.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Klima/Klimaschutz_Monitoring-Kurzbericht_2014.pdf)
3. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Treibhausgas-Emissionen insgesamt (Stand: Frühjahr 2017). [online]. Frühjahr 2017. [Zugriff am: 6. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Umwelt/Luft/Treibhausgase.jsp>
4. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (Stand: Frühjahr 2017). [online]. [Zugriff am: 6. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Umwelt/Luft/Kohlendioxid.jsp>
5. LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. CO<sub>2</sub>-Emissionen im Umwandlungsbereich nach Emittentensektoren. [online]. [Zugriff am: 6. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.lak-energiebilanzen.de/co2-emissionen-im-umwandlungsbereich-nach-emittentensektoren/>
6. SCHMAUZ, Sabine. Bedeutung der fluorierten Treibhausgase in Baden-Württemberg. *Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg*. Jg. 12/2014, S. 37–40.
7. GNIFFKE, Patrick. *Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen* [online]. Umweltbundesamt (Hrsg.), 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2\\_ef\\_nir\\_2017\\_komplett\\_0.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_nir_2017_komplett_0.xlsx)
8. KNÖRR, Wolfram, HEIDT, Christoph, GORES, Sabine und BERGK, Fabian. *Aktualisierung Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2035 (TREMOM) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990-2014); Endbericht 31.01.2016*. Ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2016.
9. MKC CONSULTING GMBH, INSTITUTE FOR INTERNAL COMBUSTION ENGINES AND THERMODYNAMICS (IVT), TU GRAZ und INFRAS. *HBEFA Version 3.3 - Background Documentation* [online]. Bern, 2017. Verfügbar unter: [http://www.hbefa.net/e/documents/HBEFA33\\_Documentation\\_20170425.pdf](http://www.hbefa.net/e/documents/HBEFA33_Documentation_20170425.pdf)
10. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Energiebilanz Baden-Württemberg 2014. [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/>
11. INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU), INFRAS und LBST-LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH. *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050* [online]. Dessau -Roßlau, 2016. Verfügbar unter:

[https://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/texte\\_56\\_2016\\_klimaschutzbeitrag\\_des\\_verkehrs\\_2050.pdf](https://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050.pdf)

12. INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU). *Klimaschutz im Verkehr: Neuer Handlungsbedarf nach dem Pariser Klimaschutzabkommen* [online]. Dessau -Roßlau, 2017. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-07-18\\_texte\\_45-2017\\_paris-papier-verkehr\\_v2.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-07-18_texte_45-2017_paris-papier-verkehr_v2.pdf)
13. ITP, BVU, IVV und PLANCO. *Nachhaltigkeitsszenario BW 2030, Juni 2016*. München, Aachen, Freiburg, Essen, unveröffentlicht.
14. INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU), FRAUNHOFER IWES, PTV GROUP und MFIVE. Roadmap OH-Lkw. [online]. [Zugriff am: 7. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/roadmap-oh-lkw>
15. FRAUNHOFER IWES - INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, FRAUNHOFER IBP - INSTITUT FÜR BAUPHYSIK, IFEU-INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG und STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT. *Interaktion EE Strom, Wärme und Verkehr* [online]. Kassel/Heidelberg/Würzburg : Im Auftrag des BMWi, 2015. [Zugriff am: 1. September 2016]. Verfügbar unter: [https://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/Interaktion\\_EE-Strom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Endbericht.pdf](https://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/Interaktion_EE-Strom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf)
16. LANDTAG VON HESSEN. *Hessisches Energiezukunftsgesetz* [online]. 30. November 2012. Verfügbar unter: [https://www.energieland.hessen.de/pdf/hess\\_energiezukunftsgesetz\\_GVBl.pdf](https://www.energieland.hessen.de/pdf/hess_energiezukunftsgesetz_GVBl.pdf)
17. *Verordnung des Ministeriums für Verkehr und Infrastruktur über Garagen und Stellplätze (Garagenverordnung - GaVO) (GBl. S. 332), zuletzt geändert durch Artikel 131 der Verordnung vom 23. Februar 2017 (GBl. S. 99, 114)*. 7. Juli 1997.
18. BEGLEIT- UND WIRKUNGSFORSCHUNG SCHAUFENSTER ELEKTROMOBILITÄT (BUW). *Rechtliche Rahmenbedingungen für Ladeinfrastruktur im Neubau und Bestand* [online]. 2015. Verfügbar unter: [http://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente\\_der\\_begleit\\_und\\_wirkungsforschung/Ergebnispapier\\_Nr\\_11\\_Rechtliche\\_Rahmenbedingungen\\_fuer\\_Ladeinfrastruktur\\_im\\_Nebau\\_und\\_Bestand.pdf](http://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente_der_begleit_und_wirkungsforschung/Ergebnispapier_Nr_11_Rechtliche_Rahmenbedingungen_fuer_Ladeinfrastruktur_im_Nebau_und_Bestand.pdf)
19. RODI, Michael und HARTWIG, Matthias. Elektromobilität in der Tiefgarage. *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* [online]. Nr. 11/2014. Verfügbar unter: <https://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata/zeits/ZUR/2014/cont/ZUR.2014.592.1.htm>
20. FINANZBEHÖRDE. *Allgemeine Kraftfahrzeugbestimmungen der Freien und Hansestadt Hamburg, Anlage 2* [online]. 1. August 2014. Verfügbar unter: <http://suche.transparenz.hamburg.de/dataset/allgemeine-kraftfahrzeugbestimmungen-der-freien-und-hansestadt-hamburg-vom-1-08-2014-in-01-2015>
21. MINISTERIUM FÜR FINANZEN BADEN WÜRTTEMBERG. *Beteiligungsbericht 2016 des Landes Baden-Württemberg* [online]. 2016. Verfügbar unter: [https://fm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-fm/intern/Publikationen/161206\\_Beteiligungsbericht\\_Endfassung.pdf](https://fm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-fm/intern/Publikationen/161206_Beteiligungsbericht_Endfassung.pdf)

22. VERKEHRSBETRIEBE HAMBURG-HOLSTEIN GMBH (VHH). Elektromobilität - Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH. [online]. 2017. [Zugriff am: 2. August 2017]. Verfügbar unter: <https://vhbus.de/e-bus/elektromobilitaet/>
23. DEUTSCHES INSTITUT FÜR URBANISTIK. *Umweltfreundlicher, attraktiver und leistungsfähiger ÖPNV – ein Handbuch* [online]. Berlin, 2005. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/480/publikationen/koepnv-kf.pdf>
24. ENERGIE IMPULS OWL E.V. *Elektromobilität und Erneuerbare Energien – eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht* [online]. Bielefeld, 2011. Verfügbar unter: [http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht\\_Endbericht\\_Elektromobilitaet-EE\\_2011.pdf](http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_Endbericht_Elektromobilitaet-EE_2011.pdf)
25. HAMBURG INSTITUT, INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU) und BGG UND PARTNER. *Grundlagenuntersuchung „Instrumente zur Drittnutzerfinanzierung für den ÖPNV in Baden - Württemberg“* [online]. Hamburg, 2016. Verfügbar unter: [https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Grundlagenuntersuchung\\_Instrumente\\_zur\\_Drittnutzerfinanzierung\\_fuer\\_den\\_OEPNV\\_in\\_Baden-Wuerttemberg.pdf](https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Grundlagenuntersuchung_Instrumente_zur_Drittnutzerfinanzierung_fuer_den_OEPNV_in_Baden-Wuerttemberg.pdf)
26. ÖKO-INSTITUT E.V. und FRAUNHOFER ISI. *Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg, Erstellung der Datengrundlage für den Gebäudebereich sowie die Prozessenergien in den Sektoren Industrie und GHD*. Freiburg, 2012.
27. JOCHUM, Patrick, LEMPIK, Julia, BÖTTCHER, Saskia, STELTER, Dennis, KRENZ, Tobias, MELLWIG, Peter, PEHNT, Martin, VON OEHSEN, Amany, BLÖMER, Sebastian und HERLE, Hans. *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich – (Kurztitel: Anlagenpotenzial)* [online]. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Beuth Hochschule für Technik Berlin, 2017. Verfügbar unter: [https://prof.beuth-hochschule.de/fileadmin/prof/jochum/Downloads/Anlagenpotenzial\\_Endbericht.pdf](https://prof.beuth-hochschule.de/fileadmin/prof/jochum/Downloads/Anlagenpotenzial_Endbericht.pdf)
28. LANDESINNUNGSVERBAND DES SCHORNSTEINFEGERHANDWERKS BADEN-WÜRTTEMBERG. *Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für das Jahr 2011*. 2012.
29. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU). *Kurzgutachten zu einem Sanierungsfahrplan im Wohngebäude- Bestand*. 2013.
30. THÜRINGER MINISTERIUM FÜR UMWELT, ENERGIE UND NATURSCHUTZ. Siegesmund: Thüringen wird Vorreiter beim Klimaschutz. [online]. 28. März 2017. Verfügbar unter: <https://www.thueringen.de/th8/tmuen/aktuell/presse/97506/index.aspx>
31. *Hamburgische Klimaschutzverordnung* [online]. 11. Dezember 2007. Verfügbar unter: [http://www.energiecontracting.de/2-politik-recht/gesetze-richtlinien/dokumente/Klimaschutzverordnung\\_HmbKliSchVO.pdf](http://www.energiecontracting.de/2-politik-recht/gesetze-richtlinien/dokumente/Klimaschutzverordnung_HmbKliSchVO.pdf)
32. FRAUNHOFER ISI, IREES und TEP ENERGY GMBH. FORECAST/eLOAD: Forecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool, energy load curve adjustment tool. [online]. Verfügbar unter: <http://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>

33. ÖKO-INSTITUT E.V. und FRAUNHOFER ISI. *Erstellung von Treibhausgas-Emissionsszenarien für den Projektionsbericht 2013*. Berlin, Karlsruhe, 2012.
34. FLEITER, Tobias, SCHLOMANN, Barbara und EICHHAMMER, Wolfgang. *Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente* [online]. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2013. Verfügbar unter: [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-2347196.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2347196.pdf)
35. *Pulp and Paper Mill Asset Database RISI*.
36. *GlassGlobal Datenbank*.
37. *European Union Transaction Log (EUTL)*.
38. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 (Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber)* [online]. 2017. [Zugriff am: 3. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_1\\_Entwurf\\_Teil1\\_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf)
39. SCHMIDT, Maike, STAISS, Frithjof, SALZER, Johannes und NITSCH, Joachim. *Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg - aktualisierte Fassung*. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2012.
40. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand 31.03.2017* [online]. 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste\\_2017\\_1.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2017_1.xlsx?__blob=publicationFile&v=3)
41. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). *Nach KWKG zugelassene KWK-Anlagen in Baden-Württemberg*. Eschborn, 2017.
42. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. *Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k Energiewirtschaftsgesetz* [online]. 2017. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/UeNB\\_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/UeNB_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
43. GÖRNER, Klaus und SAUER, Dirk Uwe. *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* [online]. 2016. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Energiesysteme der Zukunft. Verfügbar unter: [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Konventionelle\\_Kraftwerke.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf)
44. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). *Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand 31.03.2017* [online]. 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachge>

- biete/Energie/Unternehmen\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitäten/Kraftwerksliste/Veroeff\_ZuUndRueckbau\_2017\_1.xlsx;jsessionid=89223E659D8F886A6A771AA30B7026AA?\_\_blob=publicationFile&v=3
45. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). *Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (Bericht wurde ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios)* [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Verfügbar unter: [http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envv\\_vp1a/160928\\_PB2015\\_MWMS.final.pdf](http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envv_vp1a/160928_PB2015_MWMS.final.pdf)
  46. LEIPZIGER INSTITUT FÜR ENERGIE und ENERGY BRAINPOOL. *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021* [online]. Leipzig, 2016. [Zugriff am: 23. Februar 2017]. Verfügbar unter: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/20161006\\_Abschlussbericht\\_EE\\_IE\\_Leipzig.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/20161006_Abschlussbericht_EE_IE_Leipzig.pdf)
  47. *Freiflächenöffnungsverordnung* [online]. 7. März 2017. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/docs/anlage/bw/pdf/VerkB/GBI/GBI-2017+129.pdf;jsessionid=D132B8BE94027707BAC2BC032E1801CC.jp91>
  48. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Windatlas Baden-Württemberg* [online]. 2014. [Zugriff am: 28. Februar 2017]. Verfügbar unter: [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/Windatlas.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Windatlas.pdf)
  49. KOEPP, Marcus, KRAMPE, Leonard, PETER, Frank, WENDRING, Paul, HERBER, Christin, RICHTER, Maik, SCHÄFER-FREY, Jan, UMAÑA-PACKEBUSCH, Marcela und WIEMANN, Jens. *Offshore-Windenergie: Technische Entwicklung und Kostensituation: Kurzpapier zum Workshop am 18. Mai 2017*. Prognos, Fichtner, 2017.
  50. WALLASCH, Anna-Kathrin. *Kostensituation der Windenergie. Workshop Projekt- und Kostenstruktur Windenergie an Land*. Berlin. 26. April 2017.
  51. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und LANDESANSTALT FÜR UMWELT, MESSUNG UND NATURSCHUTZ BADEN-WÜRTTEMBERG (LUBW). *Energieatlas BW - Ermitteltes Wasserkraftpotenzial*. [online]. [Zugriff am: 27. Februar 2017]. Verfügbar unter: <http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/selector/index.xhtml;jsessionid=F65C1B68202391A074EEE924B0384B08>
  52. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). *Netzausbau - BBPIG 3: Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)*. [online]. 11. Juli 2017. Verfügbar unter: [http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/03/de.html?cms\\_vhTab=2](http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/03/de.html?cms_vhTab=2)
  53. E3M LAB und NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF ATHENS. *EU 28: Reference scenario (REF 2016) - Summary report* [online]. 2016. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/AppendixRefSce.xls>

54. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016* [online]. 2016. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2016.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf)
55. STUTTGARTER ZEITUNG. Pumpspeicherkraftwerk Atdorf: Einspruch im Namen der Spanischen Flagge. [online]. 10. Januar 2017. [Zugriff am: 17. Juni 2017]. Verfügbar unter: <http://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.pumpspeicherkraftwerk-atsdorf-einspruch-im-namen-der-spanischen-flagge.ff0e9032-4df7-41e2-95d4-1af07dc2ab9c.html>
56. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Pumpspeicherkraftwerk Forbach - Projektvorstellung - EnBW AG. [online]. [Zugriff am: 17. Juni 2017]. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/pumpspeicherkraftwerk-forbach/index.html>
57. INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR). Stadtwerke Ulm kippen Pläne für Pumpspeicher-Kraftwerk. [online]. 7. Juli 2016. [Zugriff am: 17. Juni 2017]. Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=31616>
58. DONG ENERGY. DONG energy - where we operate. [online]. [Zugriff am: 25. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.dongenergy.com/en/our-business/bioenergy-thermal-power/where-we-operate>
59. *Öffentliche Anhörung zum Gesetzentwurf der Landesregierung – Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg – Drucksache 15/3465* [online]. Stuttgart, 2013. [Zugriff am: 1. August 2017]. Verfügbar unter: [https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/drucksachen/Um-EnA\\_Anh%C3%B6rung\\_Klimaschutzgesetz\\_gesamt.pdf](https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/drucksachen/Um-EnA_Anh%C3%B6rung_Klimaschutzgesetz_gesamt.pdf)
60. SCHINK. NWVBI 41: *Zum Entwurf des nordrhein-westfälischen Klimaschutzgesetzes*. 2012.
61. *Gesetz zur Änderung des Landesplanungsgesetzes - GBl. 285* [online]. 22. Mai 2012. [Zugriff am: 2. August 2017]. Verfügbar unter: [https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/61110/anlage\\_gbi.pdf/8127d8aa-6e3d-4e28-b2df-7447867843e6](https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/61110/anlage_gbi.pdf/8127d8aa-6e3d-4e28-b2df-7447867843e6)
62. LANDTAG VON BADEN-WÜRTTEMBERG. *Novellierung des Landesentwicklungsplans Baden-Württemberg 2002* [online]. 16. April 2014. Verfügbar unter: [http://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP15/Drucksachen/5000/15\\_5098\\_D.pdf](http://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP15/Drucksachen/5000/15_5098_D.pdf)
63. *Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW)* [online]. 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
64. GÖRNER, K. und LINDENBERGER, D. *Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen*. Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, 2015.
65. GERHARDT, Norman. Erneuerbare Energien zur Dekarbonisierung des Verkehrs - Bedarf und Kosten in der Gesamtbetrachtung. In : *Berliner Energietage 2017*

- [online]. 4. Mai 2017. Verfügbar unter: [https://www.energiesage.de/fileadmin/user\\_upload/2017/Vortraege/206\\_02\\_Gerhardt\\_EE\\_zur\\_Dekarbonisierung\\_des\\_Verkehrs.pdf](https://www.energiesage.de/fileadmin/user_upload/2017/Vortraege/206_02_Gerhardt_EE_zur_Dekarbonisierung_des_Verkehrs.pdf)
66. FRONTIER ECONOMICS und AGORA. Die Kosten synthetischer Brenn- und Kraftstoffe bis 2050 . Vorstellung (vorläufiger) Ergebnisse im Rahmen der Berliner Energietage. [online]. Berliner Energietage. 4. Mai 2017. [Zugriff am: 5. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.agora-energie.wende.de/fileadmin/Projekte/2017/VAs\\_sonstige/Waermewende\\_2030\\_BET/05\\_Unterdeutsch\\_Foliensatz\\_PtG\\_BET\\_04052017.pdf](https://www.agora-energie.wende.de/fileadmin/Projekte/2017/VAs_sonstige/Waermewende_2030_BET/05_Unterdeutsch_Foliensatz_PtG_BET_04052017.pdf)
  67. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2016 - Erste Abschätzung Stand April 2017* [online]. 2017. [Zugriff am: 18. Juli 2017]. Verfügbar unter: [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare\\_Energien\\_2016\\_erste\\_Abschaetzung.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare_Energien_2016_erste_Abschaetzung.pdf)
  68. HAENEL, Hans-Dieter, RÖSEMANN, Claus, DÄMMGEN, Ulrich, FREIBAUER, Annette, DÖRING, Ulrike, WULF, Sebastian, EURICH-MENDEN, Brigitte, DÖHLER, Helmut, SCHREINER, Carsten und OSTERBURG, Bernhard. *Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2014 - Report zu Methoden und Daten (RMD) Berichterstattung 2016* [online]. Braunschweig : Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2016. Thünen Report 39. Verfügbar unter: [http://literatur.thuenen.de/digbib\\_extern/dn056460.pdf](http://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn056460.pdf)
  69. ARBEITSGEMEINSCHAFT STICKSTOFFBW. *Ermittlung der in Baden-Württemberg eingesetzten Stickstoff-Mineraldüngermenge. Abgleich von Berechnungen mit Daten auf Bundesebene und Landesebene - Stand 2011*. Karlsruhe. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg & Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg, 2015.
  70. UMWELTBUNDESAMT (UBA) und UNIVERSITÄT GIESSEN. *Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von Nitrateinträgen in die Gewässer auf Basis regionalisierter Stickstoff-Überschüsse Teil 1: Beitrag zur Entwicklung einer ressortübergreifenden Stickstoffstrategie - Zwischenbericht* [online]. Dessau-Roßlau, 2016. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte\\_55\\_2016\\_bewertung\\_von\\_massnahmen\\_zur\\_verminderung\\_von\\_nitrateintraegen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_55_2016_bewertung_von_massnahmen_zur_verminderung_von_nitrateintraegen.pdf)
  71. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. *Prozessbedingte CO2-Emissionen*. 2017.
  72. ATZ ENTWICKLUNGSZENTRUM. *Analyse von Status und Entwicklung der Abfallwirtschaft in Baden-Württemberg zur Fortschreibung des Teilplans Siedlungsabfälle - Studie für das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr*. 2011.
  73. UMWELTBUNDESAMT (UBA). *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Studie* [online]. Dessau - Roßlau, 2014. Verfügbar unter: [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07\\_2014\\_climate\\_change\\_dt.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf)

74. *Mitteilung des Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg; Referat 25 - Kommunale Kreislaufwirtschaft, Abfalltechnik.* 2017.
75. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Abfallbilanz 2015 – Ressourcen aus unserer kommunalen Kreislaufwirtschaft* [online]. Stuttgart, 2016. Verfügbar unter: [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publicationen/Umwelt/Abfallbilanz\\_2015.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Umwelt/Abfallbilanz_2015.pdf)
76. ENERGY BRAINPOOL. *Beitrag thermischer Abfallbehandlungsanlagen zur Energiewende* [online]. Berlin, 2017. Verfügbar unter: <https://www.itad.de/information/studien/EnergyBrainpoolBeitragTABzurEnergiewendeFeb.2017.pdf>
77. INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU). *Beispielhafte Darstellung einer vollständigen, hochwertigen Verwertung in einer MVA unter besonderer Berücksichtigung der Klimarelevanz* [online]. Dessau-Roßlau, 2007. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3445.pdf>
78. *Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.* [online]. Verfügbar unter: <https://www.itad.de/information/abfallverwertungsanlagen/>
79. „Entwicklung des kommunalen Abfallaufkommens (gesamt und getrennt erfasste Grünabfälle)“, „Entwicklung des häuslichen Abfallaufkommens“ „Methan- und Lachgasemissionen“. *Statistisches Landesamt Baden-Württemberg* [online]. Februar 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Umwelt/Abfall/>
80. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Wetlands* [online]. Geneva, Switzerland, 2014. Verfügbar unter: [https://www.transparency-partnership.net/sites/default/files/wetlands\\_supplement\\_entire\\_report.pdf](https://www.transparency-partnership.net/sites/default/files/wetlands_supplement_entire_report.pdf)
81. LANDESAMT FÜR UMWELT, MESSUNGEN UND NATURSCHUTZ (LUBW). *Moorschutzprogramm Baden-Württemberg.* Stuttgart : Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, 2015.
82. BILLEN, N., KALIA, A., STAHR, K., HOLZ, I., BÖCKER, R., PERINGER, A., MARGGRAFF, V., WIEDMANN, K., KAULE, G., SCHWARZ, V. und RAUMER, H.-G. *Ökonomisch – ökologische Bewertung der Klimawirksamkeit von Mooren in Baden-Württemberg (Moore-BW) Teil 1: Ökologische Grundlagen, Entwicklungsoptionen, Landnutzung und THG-Emissionen* [online]. Forschungsbericht BWPLUS. 2015. Verfügbar unter: [http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/114455/bwm10002\\_3.pdf?command=downloadContent&filename=bwm10002\\_3.pdf&FIS=203](http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/114455/bwm10002_3.pdf?command=downloadContent&filename=bwm10002_3.pdf&FIS=203)
83. MINISTERIUM FÜR VERKEHR UND INFRASTRUKTUR BADEN-WÜRTTEMBERG. *Land bei Senkung von Flächenverbrauch auf gutem Weg.* [online]. 6. August 2015. Verfügbar unter: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/land-bei-senkung-von-flaechenverbrauch-auf-gutem-weg/>
84. HOCHSCHULE FÜR FORSTWIRTSCHAFT ROTTENBURG und ALBERT-LUDWIGS-UNIVERSITÄT FREIBURG. *Kleinprivatwald - Energieholzversorgung und regionale Wertschöpfung (KLEN).* 2017.

85. LANDESANSTALT FÜR UMWELT, MESSUNG UND NATURSCHUTZ BADEN-WÜRTTEMBERG (LUBW). *Luftschadstoff-Emissionskataster Baden-Württemberg 2012* [online]. 2015. Verfügbar unter: [https://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/249686/luftschadstoff\\_emissionskataster\\_2012.pdf?command=downloadContent&filename=luftschadstoff\\_emissionskataster\\_2012.pdf](https://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/249686/luftschadstoff_emissionskataster_2012.pdf?command=downloadContent&filename=luftschadstoff_emissionskataster_2012.pdf)
86. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). *Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013* [online]. 2017. [Zugriff am: 27. Juli 2017]. Verfügbar unter: [http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envwqc4\\_g/170426\\_PB\\_2017\\_-\\_final.pdf](http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf)
87. UMWELTBUNDESAMT (UBA), INFRAS und IER UNIVERSITÄT STUTTGART. *Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten Anhang B: Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung* [online]. 2014. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba\\_methodenkonvention\\_2.0\\_-\\_anhang\\_b\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_anhang_b_0.pdf)
88. EUROPEAN COMMISSION. *Better Regulation „Toolbox“* [online]. -. Verfügbar unter: [http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/br\\_toolbox\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/br_toolbox_en.pdf)
89. EUROPEAN COMMISSION. *Better Regulation Guidelines* [online]. Straßburg, 2015. Verfügbar unter: [http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/swd\\_br\\_guidelines\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/swd_br_guidelines_en.pdf)
90. IREES, FREIE UNIVERSITÄT BERLIN, ÖKO-INSTITUT E.V. und UMWELTBUNDESAMT (UBA). *Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts* [online]. Dessau-Roßlau, 2015. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_17\\_2016\\_konzept\\_zur\\_absoluten\\_verminderung\\_des\\_energiebedarfs.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_17_2016_konzept_zur_absoluten_verminderung_des_energiebedarfs.pdf)
91. WORLD BANK, ECOFYS und VIVID ECONOMICS. *State and Trends of Carbon Pricing 2016*. [online]. Washington, DC : World Bank, 2016. Verfügbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25160>
92. MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND WOHNUNGSBAU BADEN-WÜRTTEMBERG. Bericht zur wirtschaftlichen Lage: Land rechnet 2017 mit Wachstum über Bundesdurchschnitt. [online]. 31. Januar 2017. Verfügbar unter: <https://wm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse-und-oeffentlichkeitsarbeit/pressemitteilung/pid/bericht-zur-wirtschaftlichen-lage-land-rechnet-2017-mit-wachstum-ueber-bundesdurchschnitt/>
93. VEREINTE NATIONEN. *Übereinkommen von Paris* [online]. 12. Dezember 2015. Verfügbar unter: [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/paris\\_abkommen\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf)
94. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg seit 1991 nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp>
95. GOETTLE, Richard J. und FAWCETT, Allen A. The structural effects of cap and trade climate policy. *Energy Economics*. 3. Juli 2009. Nr. 31, S. 244–253.

96. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung, Berechnungsstand August 2015/Februar 2016. [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRt-BWSjewPreise.jsp>
97. ÖKO-INSTITUT E.V. und DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG BERLIN. *EKI – Der Energiekostenindex für die deutsche Industrie* [online]. Berlin, 2016. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/oekodoc/2552/2016-077-de.pdf>
98. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Konjunkturdaten nach Wirtschaftszweig. Eckdaten Industrie. [online]. 2016. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Industrie/Konjunktur/>
99. KAYA, Yoichi und YOKOBURI, Keiichi. *Environment, energy, and economy: strategies for sustainability*. Tokio : United Nations Univ. Press, 1997. ISBN 92-808-0911-3.
100. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). Umweltschutzgüter wie abgrenzen? Methodik und Liste der Umweltschutzgüter 2013. *Umwelt, Innovation, Beschäftigung*. Januar 2013. S. 64.
101. UMWELTBUNDESAMT (UBA). *Die Umweltwirtschaft in Deutschland* [online]. Dessau-Roßlau, 2014. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp\\_umweltwirtschaft\\_in\\_deutschland.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_umweltwirtschaft_in_deutschland.pdf)
102. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). *GreenTech made in Germany 4.0 - Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland* [online]. Berlin, 2014. Verfügbar unter: [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Pool/Broschueren/greentech\\_atlas\\_4\\_0\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/greentech_atlas_4_0_bf.pdf)
103. DISPAN, Jürgen. *Greentech im Maschinen- und Anlagenbau Baden-Württembergs* [online]. Stuttgart : IMU-Inst, 2011. Informationsdienst / IMU-Institut. ISBN 978-3-934859-32-6. Verfügbar unter: [http://www.gbv.de/dms/zbw/656510587.pdfC\\_274199](http://www.gbv.de/dms/zbw/656510587.pdfC_274199)
104. UMWELTBUNDESAMT (UBA), BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB), NIEDERSÄCHSISCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG E.V. (NIW) und FRAUNHOFER ISI. *Wirtschaftsfaktor Umweltschutz: Produktion - Außenhandel - Forschung - Patente: Die Leistungen der Umweltschutzwirtschaft in Deutschland* [online]. Dessau-Roßlau, 2014. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/uib\\_01\\_2014\\_wirtschaftsfaktor\\_umweltschutz.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/uib_01_2014_wirtschaftsfaktor_umweltschutz.pdf)
105. DISPAN, Jürgen und SCHWARZ-KOCHER, Martin. *Maschinen- und Anlagenbau in Deutschland* [online]. Stuttgart; Hannover : IMU-Inst, 2014. Informationsdienst / IMU-Institut. ISBN 978-3-934859-47-0. Verfügbar unter: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fn15/824011740.pdf>

106. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Umweltschutzbezogener Umsatz. [online]. 2017. [Zugriff am: 2. August 2017]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Umwelt/Oekonomie/o4c01u03u04.jsp>
107. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable Energy Statistics 2016* [online]. Abu Dhabi, 2016. Verfügbar unter: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Statistics\\_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf)
108. NEWCLIMATE INSTITUTE GGMBH. NewClimate Policy Database. [online]. Verfügbar unter: <http://www.climatepolicydatabase.org/>
109. GIESEN, Christoph und FROMM, Thomas. Deutsche Autohersteller sind entsetzt über chinesische Elektroquote. *Süddeutsche Zeitung* [online]. 30. Oktober 2016. Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/e-autos-deutsche-automobilhersteller-sind-entsetzt-ueber-chinesische-elektroquote-1.3228492>
110. China entschärft seine gefürchtete Elektroauto-Quote. *manager magazin* [online]. 24. Mai 2017. [Zugriff am: 24. Mai 2017]. Verfügbar unter: <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/china-entschaerft-elektroauto-quote-sigmar-gabriel-verkuendet-deal-a-1149054.html>
111. SÜDDEUTSCHE ZEITUNG. Großbritannien verbietet Autos mit Verbrennungsmotoren. [online]. 26. Juli 2017. [Zugriff am: 2. August 2017]. Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/abgas-grossbritannien-verbietet-autos-mit-verbrennungsmotoren-1.3604849#redirectedFromLandingpage>
112. INSTITUT FÜR ANGEWANDTE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG E.V. (IAW) und IMU INSTITUT. *Strukturbericht Region Stuttgart 2015* [online]. Stuttgart; Tübingen, 2015. Verfügbar unter: [http://www.iaw.edu/tl\\_files/dokumente/Strukturbericht\\_Region\\_Stuttgart\\_2015.pdf](http://www.iaw.edu/tl_files/dokumente/Strukturbericht_Region_Stuttgart_2015.pdf)
113. ZIMMERMANN, Jörg-Rainer. Fahren sie uns davon? - Neue Märkte für E-Mobile bieten große Chancen – doch Deutschland schwächelt noch immer. *neue energie*. 2016. Nr. 12/2016, S. 23.
114. UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). *Kigali Amendment Fact Sheet* [online]. Paris, 2016. Verfügbar unter: [http://www.nab.vu/sites/default/files/documents/Kigali\\_Amendment\\_Factsheet2.pdf](http://www.nab.vu/sites/default/files/documents/Kigali_Amendment_Factsheet2.pdf)
115. High GWP gases face 30% price increase. *Cooling Post* [online]. 20. März 2017. [Zugriff am: 20. März 2017]. Verfügbar unter: <http://www.coolingpost.com/world-news/high-gwp-gases-face-30-price-increase/>
116. STAISS, Frithjof. *Energiepolitisches Forum: Geschäftsmodelle für die Energiewende*. 23. März 2017. Haus der Geschichte, Stuttgart.
117. Interview mit Kai Schiefelbein. *neue energie*. 2017. Nr. 02/2017, S. 32–34.
118. Interview mit Constantin Greiner. *neue energie*. 2017. Nr. 02/2017, S. 26.
119. INSTITUT FÜR ANGEWANDTE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG E.V. (IAW) und IMU INSTITUT. *Strukturbericht Region Stuttgart 2011* [online]. Stuttgart; Tübingen, 2011. Verfügbar unter: [https://wrs.region-stuttgart.de/uploads/media/publikationen\\_Strukturbericht\\_202011.pdf](https://wrs.region-stuttgart.de/uploads/media/publikationen_Strukturbericht_202011.pdf)

120. SCHUH, Günther, KAMPKER, Achim, BOOS, Wolfgang, LENDERS, Michael, GAUS, Fabian, BARTOSCHEK, Markus Anton, ALT, Helmut und GEBHART, Peter. *Maschinenbaukompetenz in NRW - Spitze in 2020* [online]. Frankfurt : VDMA Verlag, 2010. Verfügbar unter: <http://nrw.vdma.org/article/-/articleview/2440252>
121. SOLDT, Rüdiger. Kretschmanns Auto-Gipfel im Hochglanzformat. *FAZ* [online]. Stuttgart, 19. Mai 2017. [Zugriff am: 19. Mai 2017]. Verfügbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/politik/inland/winfried-kretschmann-lud-zum-auto-gipfel-in-stuttgart-ein-15024337.html>
122. TEWS, Kerstion, BUSCH, Per-Olof und JÖRGENS, Helge. The diffusion of new environmental policy instruments. *European Journal of Political Research*. 2003. Jg. 42, Nr. 4, S. 569–600. DOI 10.1111/1475-6765.00096.
123. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU). *TABULA Scientific Report Germany* [online]. Darmstadt, 2012. Verfügbar unter: [http://episcope.eu/fileadmin/tabula/public/docs/scientific/DE\\_TABULA\\_ScientificReport\\_IWU.pdf](http://episcope.eu/fileadmin/tabula/public/docs/scientific/DE_TABULA_ScientificReport_IWU.pdf)
124. ZENTRUM FÜR UMWELTBEWUSSTES BAUEN E.V. (ZUB). *Katalog regionaltypischer Materialien im Gebäudebestand mit Bezug auf die Baualterklasse und Ableitung typischer Bauteilaufbauten* [online]. Kassel, 2009. Verfügbar unter: <https://www.zub-systems.de/files/downloads/Deutschlandkarte-2009-10.pdf>
125. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU) und BREMER ENERGIE INSTITUT. *Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand* [online]. Darmstadt, 2010. Verfügbar unter: [http://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht\\_Datenbasis.pdf](http://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht_Datenbasis.pdf)
126. ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR ZEITGEMÄSSES BAUEN E.V. (ARGE). *Wohnungsbau in Deutschland 2011 Modernisierung oder Bestandsersatz* [online]. Kiel, 2011. Verfügbar unter: [http://www.bdb-bfh.de/bdb/downloads/ARGE\\_Kiel\\_-\\_Wohnungsbau\\_in\\_Deutschland\\_2011.pdf](http://www.bdb-bfh.de/bdb/downloads/ARGE_Kiel_-_Wohnungsbau_in_Deutschland_2011.pdf)
127. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU). *Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung Oktober 2013*. 2013.
128. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU). *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten - Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit* [online]. Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2015. Verfügbar unter: [http://t3.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/15\\_08\\_10\\_Kostenstudie\\_Bericht\\_-\\_Barrierefrei\\_-\\_neu.pdf](http://t3.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/15_08_10_Kostenstudie_Bericht_-_Barrierefrei_-_neu.pdf)
129. RECH, Bernd und ELSNER, Peter. *Photovoltaik Technologiesteckbriefe zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* [online]. 2016. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Energiesysteme der Zukunft. Verfügbar unter: [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Photovoltaik.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Photovoltaik.pdf)
130. WEIDNER, Eckhard und ELSNER, Peter. *Bioenergie Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* [online]. 2016. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Energiesysteme der Zukunft. Verfügbar unter:

[http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Bioenergie.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Bioenergie.pdf)

131. CLAUSER, Christoph und ELSNER, Peter. *Geothermische Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* [online]. 2015. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Energiesysteme der Zukunft. Verfügbar unter: [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Geothermische\\_Kraftwerke.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Geothermische_Kraftwerke.pdf)
132. ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH (ASUE). *BHKW-Kenndaten 2014/2015 Module, Anbieter, Kosten*. 2014.
133. NITSCH, Joachim, PREGGER, Thomas, SCHOLZ, Yvonne, NAEGLER, Tobias, STERNER, Michael, GERHARDT, Norman, VON OEHSEN, Amany, PAPE, Carsten, SAINT-DRENAN, Yves-Marie und WENZEL, Bernd. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“* [online]. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2010. Verfügbar unter: <http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/leitstudie2010.pdf>
134. KALTSCHMITT, Martin. *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie* [online]. 2014. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-2b.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-2b.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
135. SOLNETBW. *Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg - Grundlagen Potenziale Strategien* [online]. 2015. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Verfügbar unter: [http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701\\_SolnetBW\\_web.pdf](http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf)
136. KAIL, Christoph, SPAHN, Karsten und GRUPCZYNSKI, Michael. *Die Brennstoff-Frage. BWK Bd.* [online]. 2010. Jg. 62. [Zugriff am: 16. Juni 2017]. Verfügbar unter: [https://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download\\_7/professorinnen/kail\\_1/veroeffentlichungen/BWK62.pdf](https://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download_7/professorinnen/kail_1/veroeffentlichungen/BWK62.pdf)
137. FLECKL, Thomas, WILK, Veronika, WINDHOLZ, Bernd und HARTL, Michael. *Techno-ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwasserwärmepumpen in FW-Netzen*. Austrian Institute of Technology, 2015.
138. THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION (ICCT). *Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions* [online]. 2016. Verfügbar unter: [http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT\\_LitRvw\\_EV-tech-costs\\_201607.pdf](http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LitRvw_EV-tech-costs_201607.pdf)
139. THIELMANN, Axel, SAUER, Andreas und WIETSCHHEL, Martin. *Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030* [online]. Karlsruhe : Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2015. Verfügbar unter: <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/GRM-ESEM.pdf>
140. ADAC. Autodatenbank. [online]. 24. Januar 2016. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/suchergebnis.aspx>

141. UMWELTBUNDESAMT (UBA), INFRAS, DVGW-FORSCHUNGSSTELLE DES KARLSRUHER INSTITUTS FÜR TECHNOLOGIE (KIT) und ÖKO-INSTITUT E.V. *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050* [online]. Dessau-Roßlau, 2016. Verfügbar unter: [http://www.dvgw-ebi.de/download/2016-11-10\\_endbericht\\_energieversorgung\\_des\\_verkehrs\\_2050\\_final.pdf](http://www.dvgw-ebi.de/download/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf)
142. NATIONALE PLATFORM ELEKTROMOBILITÄT. *Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015* [online]. Berlin, 2015. Verfügbar unter: [http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user\\_upload/Redaktion/NPE\\_AG3\\_Statusbericht\\_LIS\\_2015\\_barr\\_bf.pdf](http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_AG3_Statusbericht_LIS_2015_barr_bf.pdf)
143. IWU. *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Sanierung von Altbauten*. Darmstadt, 2015.
144. REINHOLD, Gerd. Das Endlager unter die Haube bringen. *top agrar* [online]. Nr. 06/2012. Verfügbar unter: <https://www.topagrar.com/archiv/Das-Endlager-unter-dieHaube-bringen-848993.html>
145. *Faustzahlen Biogas*. 2. Aufl. KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, Darmstadt, 2009.