

Erste Abschätzung ausgewählter ökonomischer Wirkungen der Umsetzung des Energieszenarios Baden- Württemberg 2050

**Kurzgutachten im Auftrag des
Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg**

**Maike Schmidt
Tobias Kelm
Andreas Püttner
Frithjof Staiß**

Juli 2012



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



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestraße 6, D-70565 Stuttgart

Ansprechpartnerin:

Dipl.-Wirt.-Ing. Maike Schmidt

E-Mail: maike.schmidt@zsw-bw.de

Telefon: +49-(0)711-7870-232

www.zsw-bw.de

Projektteam:

Dipl.-Wirt.-Ing. Maike Schmidt

M.Sc. Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Tobias Kelm

Dipl.-Volksw. Andreas Püttner

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	1
1 Einleitung und Auftrag.....	14
2 Kostenwirkungen.....	19
2.1 Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien (Stromerzeugung und Wärmebereitstellung)	19
2.2 Wirkungen der Umstrukturierung im Stromsektor bis 2020.....	27
2.2.1 Systemanalytische Differenzkosten der erneuerbaren Stromerzeugung	27
2.2.2 EEG-Umlageverfahren und Entwicklung der EEG-Differenzkosten durch den im Energieszenario 2050 bis 2020 vorgesehenen Zubau in Baden-Württemberg	34
2.2.3 Merit-Order-Effekt und Verschiebung des Peak-Base-Preis-Verhältnisses durch die Photovoltaik	43
2.2.4 Investitionen in die Netzinfrastruktur	46
2.2.5 Investitionen in die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks	51
2.2.6 Zusammenfassung der sektorspezifischen Wirkungen bis 2020 anhand von ausgewählten Beispielen.....	55
2.3 Wirkungen des Energieszenarios 2050 in der Wärmebereitstellung bis 2020	58
2.3.1 Systemanalytische Differenzkosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung.....	58
2.3.2 Verbrauchsreduzierung im Wärmesektor.....	72
2.3.3 Zusammenfassung der sektorspezifischen Wirkungen bis 2020	80
2.4 Wirkung des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energien im Verkehr	81
3 Anwendungsübergreifende Darstellung der Nutzenwirkungen.....	84
3.1 Durch Effizienzmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Energieimporte bis 2020.....	84
3.2 Vermeidung externer Kosten durch Effizienzmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien bis 2020.....	87
3.3 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.....	90
3.3.1 Inländische Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg.....	92
3.3.2 Inländische Beschäftigungseffekte durch die Gebäudesanierung in Baden-Württemberg.....	98
3.3.3 Zusammenfassung der Beschäftigungswirkungen.....	99
Literatur	102

Obwohl aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren und komplexen Wirkungszusammenhänge eine Detailanalyse im Rahmen des Kurzgutachtens nicht möglich ist, lassen sich die wesentlichen Trends anhand einiger Hauptfaktoren heraus arbeiten. Dafür werden die systemanalytischen Kosten- und Nutzeneffekte, Verteilungseffekte und ausgewählte makroökonomische Effekte herangezogen, die jeweils eine direkte Gegenüberstellung sowohl positiver als auch negativer Wirkungen erlauben. **Die Ergebnisse stellen keine Prognose dar, sondern sind als mögliche Entwicklung auf Basis plausibler Randbedingungen und Annahmen zu betrachten.**

Grundlage sind Analysemethoden zur Bewertung von Kosten- und Nutzenwirkungen im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen ebenso wie im Bereich der Energieeffizienz im Wohngebäudesektor. Die Eingrenzung auf diese beiden Bereiche ergibt sich daraus, dass ihnen die größte Bedeutung für das Erreichen der Zielsetzungen des Klimaschutzgesetzes bis 2020 zukommt.

Für den Ausbau erneuerbarer Energien sind bis 2020 insgesamt rund 18,3 Mrd. € zu investieren. Davon entfallen 11,5 Mrd. € (63 %) auf Anlagen zur Stromerzeugung und 6,8 Mrd. € auf Anlagen zur erneuerbaren Wärmebereitstellung. Der Anteil der Ersatzinvestitionen für außer Betrieb gehende Anlagen ist dabei mit 5 % noch relativ gering (vgl. Abbildung B), da erst nach 2020 ein zunehmend größerer Teil der heutigen Bestandsanlagen ersetzt werden muss. Im Kraftstoffbereich wird das Ziel weitestgehend über die Beimischung von biogenen Kraftstoffen erreicht, so dass strukturelle Veränderungen auf der Bereitstellungsseite hier nicht zum Ansatz kommen.

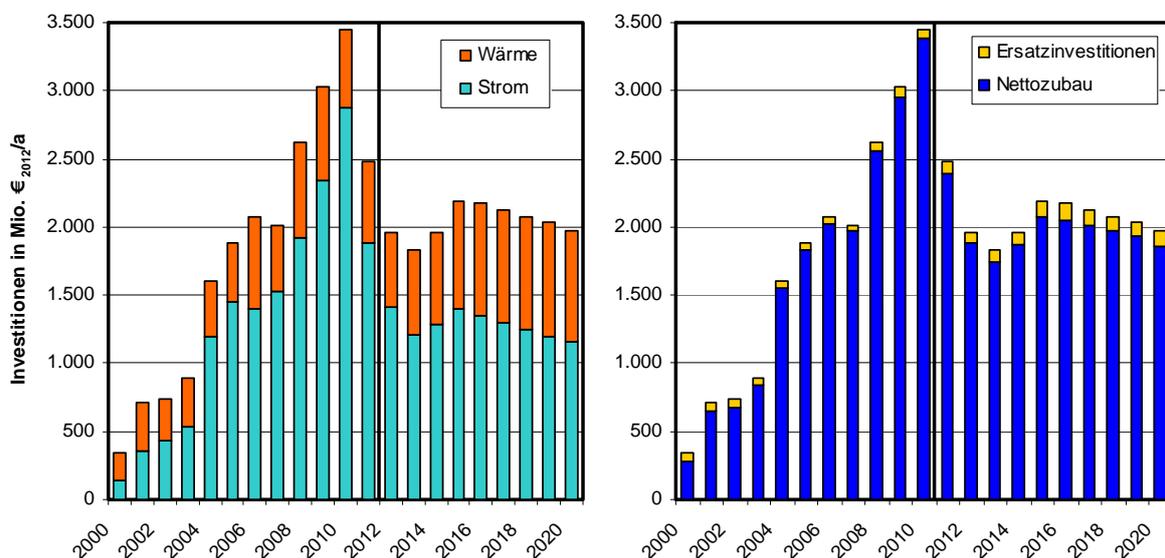


Abbildung B: Entwicklung des jährlichen Investitionsvolumens (ohne MwSt.) in erneuerbare Energien aufgeteilt nach Strom und Wärme sowie nach Netto-Anlagenzubau und Ersatzinvestitionen.

Den positiven Wirkungen der Investitionen (z. B. auf die Beschäftigung) stehen aber auch negative Wirkungen gegenüber, die aus höheren Energiekosten resultieren. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind dabei die sog. systemanalytischen Differenzkosten von

Bedeutung. Sie ergeben sich aus einer Gegenüberstellung der Vollkosten der erneuerbaren Energiebereitstellung und einer konventionellen Energiebereitstellung. Damit wird eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht einheitliche Vergleichsbasis geschaffen, die unabhängig von Preisen am Energiemarkt ist, die durch viele andere Faktoren beeinflusst werden. Aus den Anfangsinvestitionen werden dazu die jährlichen Kapitalkosten ermittelt, die zusammen mit den jährlichen Betriebskosten, zu denen auch die Brennstoffkosten zählen, die jeweiligen jährlichen Gesamtkosten ergeben. Letztere sind vor allem für den Bereich fossiler Energieträger relevant. Dazu wurde auf das Preisszenario A der „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ für das Bundesumweltministerium zurück gegriffen [4], das für die verschiedenen Energieträger bis zum Jahr 2020 zum Teil von deutlichen Preisanstiegen ausgeht. So steigt beispielsweise der Rohölpreis in Preisen von 2012 um rund 37% bzw. von 70 US\$ je barrel auf 109 US\$ je barrel im Jahr 2020.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg führt bis 2015 in der Summe noch zu positiven Differenzkosten, d.h. gesamtwirtschaftlich betrachtet zu Mehrkosten gegenüber den konventionellen Alternativen. Wie Abbildung C verdeutlicht, steigen die Differenzkosten der Bestandsanlagen inkl. der Neuanlagen (ab 2012) bis 2015 auf ein Maximum von rund 2 Mrd. €/a. Danach weisen sie eine stetig fallende Tendenz auf, was insbesondere im Anlagenbestand auf steigende Brennstoffkosten für fossile Energieträger zurückzuführen ist. Im Jahr 2020 wird dann wieder das Niveau des Jahres 2010 erreicht. Die sinkenden Investitionskosten für erneuerbare Energien entfalten ihre Wirkung vor allem hinsichtlich der Differenzkosten der ab 2012 neu hinzukommenden Erzeugungsanlagen². Trotz einer weiterhin hohen Ausbaudynamik erreichen die Differenzkosten der Neuanlagen in der Summe nur ein Maximum von etwas mehr als einer halben Milliarde Euro pro Jahr in 2017. Die einzelnen Sektoren weisen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Maximalwerte auf. Während die Differenzkosten im Stromssektor noch bis 2019 ansteigen (420 Mio. €/a), wird bei der Wärmebereitstellung das Maximum mit 45 Mio. €/a bereits 2015 erreicht und fällt bis 2020 bereits wieder auf 10 Mio. €/a ab. Im Kraftstoffbereich erfolgt ebenfalls bis 2015 ein Anstieg (rund 120 Mio. €/a). Durch deutlich steigende Kosten für fossile Kraftstoffe gehen die Mehrkosten aber bereits bis 2020 auf ca. 20 Mio. €/a zurück.

² Im Kraftstoffbereich werden ausschließlich die Kraftstoffkosten angesetzt.

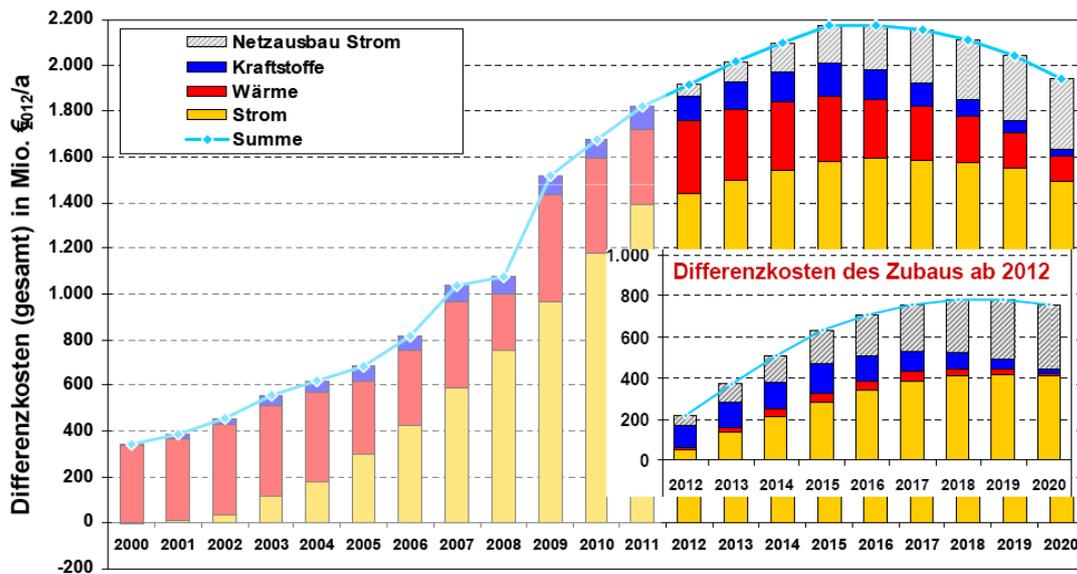


Abbildung C: Entwicklung der systemanalytischen Differenzkosten erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie Kraftstoffanwendung bis 2020 bei Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050.

Um ein vollständiges Bild der systemanalytischen Kosten zu erhalten, müssen im Stromsektor zusätzlich indirekte Kosten berücksichtigt werden, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht werden. Für Baden-Württemberg sind dies insbesondere die Netzausbaukosten. Belastbare Aussagen dazu sind bisher nicht möglich, weil für die zur Einspeisung von Photovoltaik- und Windstrom relevanten Nieder- und Mittelspannungsnetze keine integrierten Untersuchungen vorliegen. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird deshalb davon ausgegangen, dass für den gesamten Netzausbau bis zum Jahr 2020 Investitionen von rund 4,6 Mrd. € erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit im Land sicherzustellen. Die hieraus erwachsende Kostenbelastung steigt im Betrachtungszeitraum von 49 Mio. €_{2012/a} in 2012 auf 315 Mio. €_{2012/a} in 2020, in Summe ergeben sich rund 1,7 Mrd. €₂₀₁₂ (Abbildung C).

In diesem Zusammenhang steht auch die **Flexibilisierung des bestehenden fossilen Kraftwerksparks** durch den Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten, deren gute Regelbarkeit wichtig für den Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen ist. Für den Ausbau von Gaskraftwerken werden im Energieszenario Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 neue Kapazitäten mit einer Leistung von 1.200 MW geschaffen, die mit Investitionen in Höhe von rund 1 Mrd. € verbunden sind. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für diese Investitionen nicht der Ausbau erneuerbarer Energien entscheidend ist, sondern die Substitution der wegfallenden Leistung aus Kernkraftwerken. Die Alternative dazu wäre - neben einem zunehmenden Stromimport - der Bau von Steinkohlekraftwerken, der wirtschaftlich aber nicht vorteilhaft ist. In sofern ergibt sich aus der guten Regelbarkeit von Erdgaskraftwerken ein positiver technischer Effekt

für das Zusammenwirken mit erneuerbaren Energien, jedoch kein nennenswerter negativer Kosteneffekt.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien, setzt das Energieszenario Baden-Württemberg sehr stark auf Maßnahmen zur Energieeinsparung und -effizienz. Von zentraler Bedeutung ist dabei die Wohngebäudesanierung. Von der in Abbildung A dargestellten Reduzierung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 entfällt darauf allein fast ein Viertel. Um die Zielsetzungen des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 zu erreichen, ist es erforderlich bis 2020 eine Wohnfläche von 130 Mio. m² zu sanieren, wenn hierdurch im Mittel eine Minderung des spezifischen Wärmebedarfs um 100 kWh/m²a erreicht wird. Dies entspricht der Sanierung von etwa 1,4 Mio. Wohnungen oder 28 % aller Wohnungen in Baden-Württemberg. Die Zunahme der jährlich zu sanierenden Fläche (**von 9 auf 20 Mio. m²/a**) zeigt Abbildung D. Bei durchschnittlichen Sanierungskosten von 270 €/m² ergibt sich ein Investitionsbedarf von insgesamt ca. 35 Mrd. €₂₀₁₂. Den daraus resultierenden Kosten von 6,75 Mrd. €₂₀₁₂ im Zeitraum von 2012 bis 2020 stehen Energieeinsparungen in der Größenordnung von 5,6 Mrd. €₂₀₁₂ gegenüber.

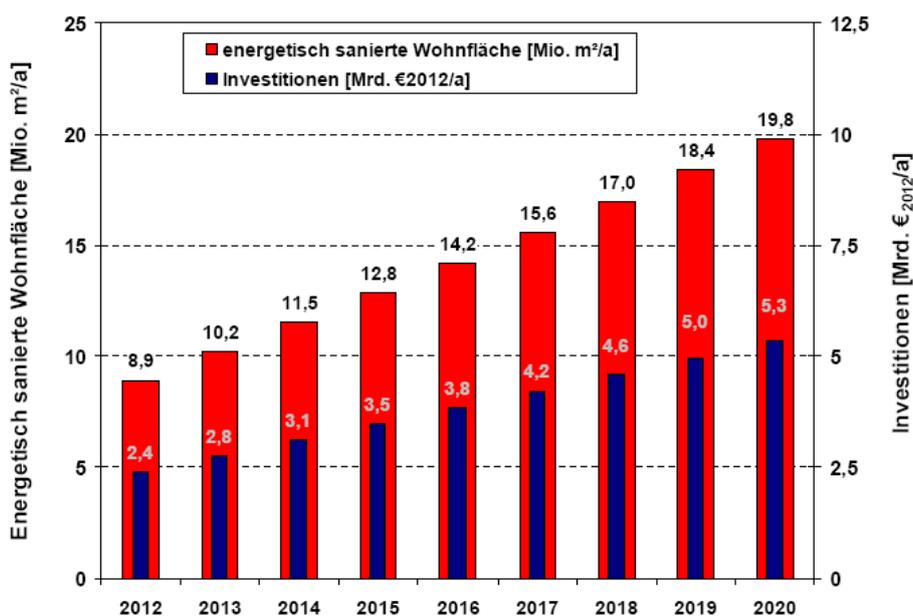


Abbildung D: Entwicklung der energetischen Sanierung von Wohngebäuden im Zeitraum 2012-2020 und zugehörige Investitionsvolumina.

Für die Gesamtbilanz der systemanalytischen Differenzkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien und die energetische Sanierung von Wohngebäuden ergibt sich das in Abbildung E gezeigte Bild.

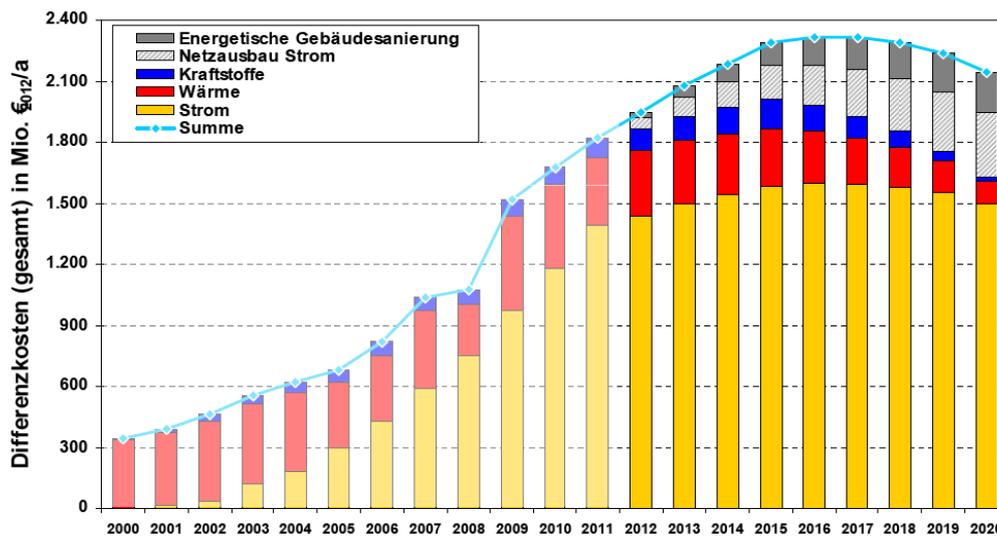


Abbildung E: Entwicklung der Gesamtdifferenzkosten von 2000 bis 2020 (im Bereich des Netzausbaus und der energetischen Gebäudesanierung können nur die Kosten aus dem Zubau ab 2012 einbezogen werden).

Die **Gesamtdifferenzkosten steigen noch bis 2016 auf ein Maximum von etwa 2,1 Mrd. €₂₀₁₂/a**. Ein **rüchläufiger Trend** setzt somit **bereits deutlich vor 2020** ein, insbesondere durch den Verlauf im Bereich der erneuerbaren Wärme und der Kraftstoffe. Über 2020 hinaus wird dies zunehmend der Fall sein, da dann die Differenzkosten des erneuerbaren Stroms ebenso wie die der Gebäudesanierung rüchläufig werden.

Die Entwicklung ist dabei mit verschiedenen **Unsicherheitsgraden** verbunden. Am besten vorhersehbar ist sicherlich die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien. Mit größeren Unsicherheiten ist bereits die Projektion der **Preise für fossile Energieträger** behaftet. Im zugrunde gelegten Preisszenario steigt der Rohölpreis von 70 US\$ je barrel im Jahr 2010 auf 109 US\$ je barrel im Jahr 2020. Wie sich der Preis tatsächlich verhalten wird, ist nicht belastbar vorherzusehen. Allein die vergangenen vier Jahre zeigen, dass der Preis im Zuge der Finanzkrise von ca. 90 US\$/b im Jahr 2008 im Folgejahr fast auf 60 US\$/b zurückging, im Jahresmittel 2011 aber 107 US\$/b erreichte. Die **Netzausbaukosten** im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien sind heute kaum abschätzbar, weil konkrete Planungen noch nicht vorliegen. Die angesetzten Investitionen dürften eine Obergrenze darstellen, die ggf. sehr deutlich unterschritten werden kann (schätzungsweise um bis zu 50 %), wenn Alternativen zum klassischen Netzausbau zum Einsatz kommen (z. B. Blindleistungsbereitstellung aus Photovoltaik-Anlagen, regelbare Ortsnetztransformatoren) und sog. „**Sowieso-Kosten**“ bei ggf. ohnehin stattfindenden Investitionen in Netze angerechnet werden. Starke Abweichungen können sich auch bei den Kosten der energetischen Sanierung von Wohngebäuden ergeben. Dabei spielen die Entwicklung der spezifischen Sanierungskosten und die Höhe der erzielbaren Verbrauchsreduktion eine Rolle, aber auch die Zinsen für das eingesetzte Kapital. Ein Prozentpunkt

Zinsdifferenz gegenüber dem Referenzfall erhöht/reduziert die angegebenen Differenzkosten beispielsweise um 84 %.

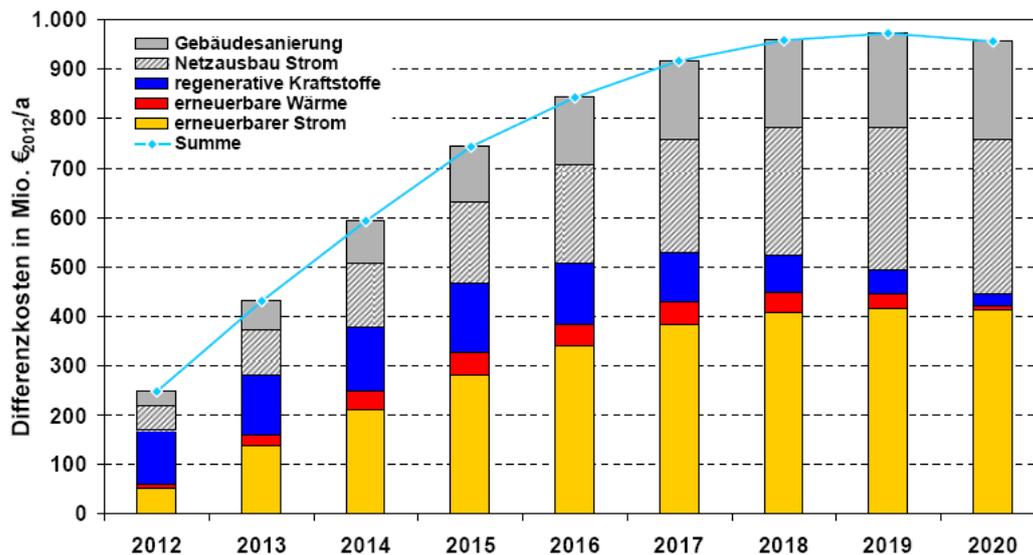


Abbildung F: Entwicklung der gesamten systemanalytischen Differenzkosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Bereich Strom, Wärme und Kraftstoffe, des Netzausbaus im Strombereich sowie der energetischen Sanierung von Wohngebäuden im Zeitraum 2012-2020.

Mit dem verwendeten Ansatz der systemanalytischen Differenzkosten werden die wesentlichen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Wohngebäudesanierung dem jeweils anlegbaren Wert gegenübergestellt. Allerdings ist unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes darauf hinzuweisen, dass hier eine CO₂-Pönalisierung fossiler Energieträger für die Stromerzeugung angesetzt wurde, die in der laufenden Dekade von 14,5 €₂₀₁₂/t CO₂ auf 28 €₂₀₁₂/t CO₂ ansteigt und damit dem von der EU-Kommission angestrebten Wert der CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel entspricht. Zahlreiche Untersuchungen weisen jedoch darauf hin, dass die tatsächlichen marginalen Kosten einer emittierten Tonne Kohlendioxid aus gesamtwirtschaftlicher Sicht deutlich höher liegen. In der Literatur wird häufig ein Orientierungswert im Bereich von etwa 75 €₂₀₁₂/t CO₂ angegeben. Dies bedeutet, dass bei der dargestellten Differenzkostenbetrachtung erhebliche externe Kosten von CO₂-Emissionen unberücksichtigt bleiben. Werden sie in dieser Höhe in die Betrachtung - auch für die Wärme- und Kraftstoffbereitstellung - einbezogen, lassen sich für den Zeitraum von 2012 bis 2020 neben den bereits berücksichtigten Kosten von 0,4 Mrd. € zusätzliche vermiedene Schadenskosten in Höhe von 4,5 Mrd. € ansetzen. **Aus der Einbeziehung der externen Kosten folgt dann, dass sich die kumulierten Differenzkosten des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Wohngebäudesanierung im Betrachtungszeitraum 2012 bis 2020 auf 2,1 Mrd. €₂₀₁₂ reduzieren (siehe auch Tabelle A).**

Während die systemanalytische Betrachtungsweise auf gesamtwirtschaftlicher Ebene ansetzt, können die **Be- und Entlastungen einzelner Akteursgruppen** erst über eine

Analyse der Verteilungswirkungen ermittelt werden. Ein Beispiel hierfür ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf Bundesebene gefördert wird. Im Unterschied zu den systemanalytischen Differenzkosten, die die Mehr- bzw. Minderkosten der Nutzung erneuerbarer Energien durch den Vergleich der Vollkosten mit der konventionellen Stromerzeugung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ermitteln, entsprechen die EEG-Differenzkosten den Mehrkosten der vergüteten EEG-Strommengen im Vergleich zu den durchschnittlichen Strombezugskosten im Strommarkt. Die EEG-Differenzkosten sind somit im Unterschied zu den systemanalytischen Differenzkosten per Definition immer positiv. Sie werden, solange sie anfallen, über einen Wälzungsmechanismus bundesweit auf den Stromverbrauch umgelegt, so dass Anlagen, die in Baden-Württemberg gebaut werden und eine EEG-Vergütung erhalten, durch die Stromletzverbraucher auf Bundesebene mitfinanziert werden. Im Gegenzug finanzieren die Stromverbraucher Baden-Württembergs auch den Ausbau der erneuerbaren Energien in anderen Bundesländern mit (z. B. Offshore-Windenergie).

In der Vergangenheit war der Saldo von EEG-Zahlungsflüssen nach und aus Baden-Württemberg weitgehend ausgeglichen und 2011 erstmals negativ. **Je nach Entwicklung der absoluten Höhe der EEG-Umlage auf Bundesebene verhindert deshalb der verstärkte Zubau von EEG-Anlagen in Baden-Württemberg, dass Baden-Württemberg bereits ab 2012 zunehmend zum „EEG-Geberland“ wird.** Steigt die EEG-Umlage bundesweit ab 2016 weniger stark an als im Trendszenario des IE Leipzig [9] unterstellt, - sei es weil der Letztverbrauch weniger stark sinkt, der Börsenpreis stärker steigt oder mehr EEG-Anlagen aus dem Vergütungssystem in die Direktvermarktung wechseln - und läge sie in 2020 auf einem 25% niedrigeren Niveau, profitiert Baden-Württemberg erheblich durch kontinuierlich positive Zahlungssaldi (Abbildung G).

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nach dem Energieszenario Baden-Württemberg wird anteilig zur Erhöhung der bundesweiten EEG-Umlage beitragen. Jedoch ist diese Wirkung vergleichsweise gering. Im Zeitraum von 2012 bis 2020 werden die Stromverbraucher in Baden-Württemberg aufgrund der Steigerung der erneuerbaren Stromerzeugung im Land insgesamt 460 Mio. € aufwenden müssen. In 2020 werden 0,18 ct₂₀₁₂/kWh der EEG-Umlage, die bundesweit gemäß dem Trendszenario [9] bei 5,42 ct₂₀₁₂/kWh liegen wird, auf den Anlagenzubau in Baden-Württemberg von 2012 bis 2020 zurückzuführen sein. Berücksichtigt ist dabei bereits, dass die energieintensive Industrie nach der sog. besonderen Ausgleichsregelung von der EEG-Umlage weitestgehend entlastet wird. Daneben entstehen durch den EEG-Wälzungsmechanismus weitere Entlastungen: Der Merit-Order-Effekt senkt die Großhandelspreise und die Angleichung von Peak- und Base-Preis durch die Photovoltaik führt zu niedrigen Preisen für Spitzenlaststrom. Von beiden Effekten profitieren alle Verbraucher, insbesondere aber die energieintensive Industrie bei direkter Strombeschaffung.

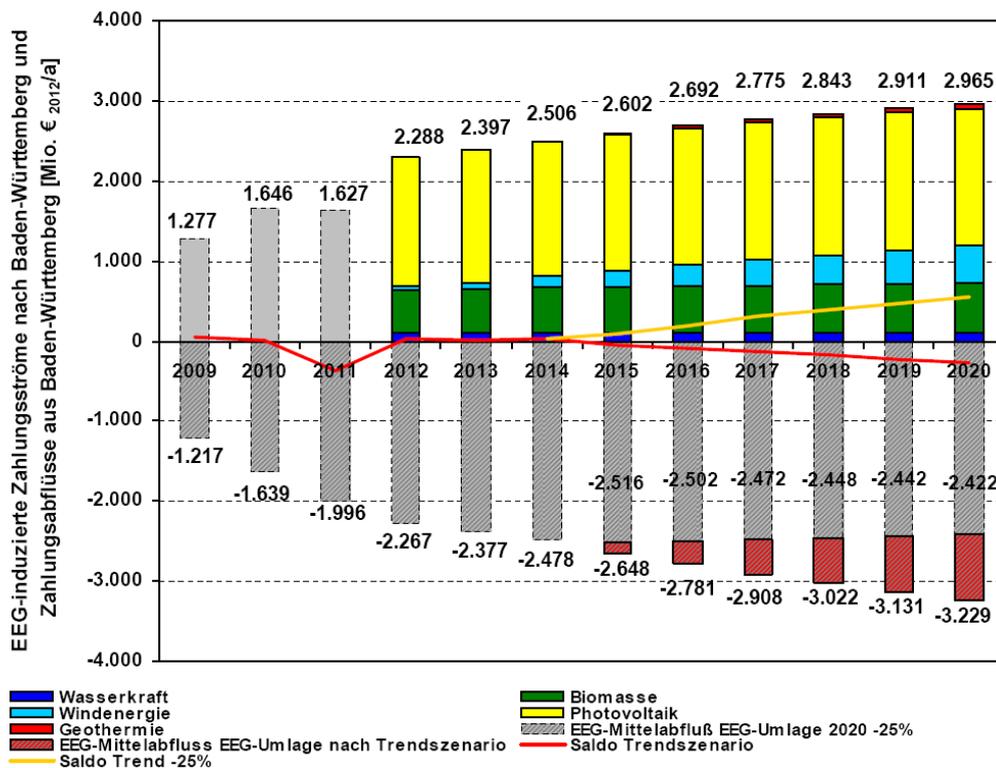


Abbildung G: Entwicklung der EEG-induzierten Zahlungsströme nach Baden-Württemberg (positiv) sowie der EEG-bedingten Zahlungsabflüsse aus Baden-Württemberg (negativ).

Ein ähnliches Umlageverfahren besteht auch für die **Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)**. Da der Zubau der Gaskraftwerke diese Förderung zumindest teilweise in Anspruch nehmen wird, werden Baden-Württembergs Stromverbraucher hierfür im Zeitraum von 2012 bis 2020 ca. 120 Mio. € aufwenden müssen. Bundesweit kann die KWK-Umlage bei voller Ausschöpfung des jährlichen Förderbudgets maximal 0,19 ct₂₀₁₂/kWh betragen. Hier von entfallen maximal 0,05 ct₂₀₁₂/kWh auf den Anlagenzubau in Baden-Württemberg.

Die insgesamt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß Energieszenario Baden-Württemberg 2050 bis 2020 entstehenden **direkten und indirekten Wirkungen** im Stromsektor (Netzausbau und teilweise Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung) bewirken eine **spezifische Erhöhung des Strompreises um 0,09 ct₂₀₁₂/kWh in 2012**, die bis **2020 auf 0,71 ct₂₀₁₂/kWh** ansteigt.

Die Nutzung erneuerbarer Wärme führt bei einer sektorspezifischen Betrachtung zu unterschiedlichen Effekten. So führt sie in den Sektoren Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) bereits heute zu Einsparungen gegenüber einer konventionellen Wärmebereitstellung, da die Unternehmen sowie die Landwirtschaft als Teil des GHD-Sektors hauptsächlich Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung nutzen. Im Unterschied dazu hat der Haushaltssektor noch erhebliche Mehrkosten zu tragen. Dies ist letztlich auf den hohen Anteil der Solarthermie in diesem Sektor zurückzuführen. Eine Umlage dieser

Summen auf den einzelnen Haushalt bzw. das einzelne Unternehmen ist im Fall der Wärme derzeit nicht möglich, da es kein dem Stromsektor vergleichbares Umlageverfahren gibt. Die Mehrkosten trägt stets der Investor, ebenso wie er auch individuell von den Einsparungen profitiert.

Neben den systemanalytischen Kosten- und Nutzenaspekten und den Verteilungswirkungen werden durch die direkten und indirekten Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien einerseits und der Gebäudesanierung andererseits **weitere makroökonomische Effekte** ausgelöst. Zu nennen ist hier zunächst die **Verringerung der Abhängigkeit von den Importen fossiler Energieträger**. Im Zeitraum von 2012 bis 2020 ergeben sich für Baden-Württemberg kumulierte Einsparungen in Höhe von rund 9 Mrd. €, die bereits bei der Differenzkostenermittlung berücksichtigt wurden. Dadurch werden vor allem Risiken volatiler Preisentwicklungen bei fossilen Energieträgern reduziert (Portfolio-Effekt). Ein weiterer wichtiger makroökonomischer Effekt sind die **Beschäftigungswirkungen**. Aus der beschriebenen Entwicklung ergeben sich sowohl positive Wirkungen aus Investitionen und dem Betrieb von Anlagen (Bruttoeffekt) usw., aber auch negative Wirkungen aus der Substitution fossiler Energieträger, den Mehrkosten der erneuerbaren Energien (sog. Budgeteffekt) usw. Eine Nettobetrachtung ist an dieser Stelle nicht möglich, zumindest kann aber der Bruttobeschäftigungseffekt ausgewiesen werden: Die Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg führt bis 2020 zu mehr Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien, dem Netzausbau ebenso wie im Bereich der Gebäudesanierung. Wie Abbildung I zeigt, wird **durch die ab 2012 durchgeführten Investitionen in die Gebäudesanierung sowie durch die Investitionen in bzw. den Betrieb von erneuerbare Energien-Anlagen und Stromnetzen eine (Brutto-)Beschäftigung von knapp 34.000 Personenjahren im Jahr 2012 und etwa 74.000 Personenjahren in 2020 ausgelöst**. Der überwiegende Teil hiervon ist auf die energetische Gebäudesanierung zurückzuführen. Dabei wurde nur die in Baden-Württemberg induzierte Beschäftigung betrachtet, d.h. nicht die mit der Umsetzung des Energieszenarios in anderen Bundesländern oder im Ausland induzierten Beschäftigungseffekte, aber auch keine Exporte der in Baden-Württemberg ansässigen Unternehmen.

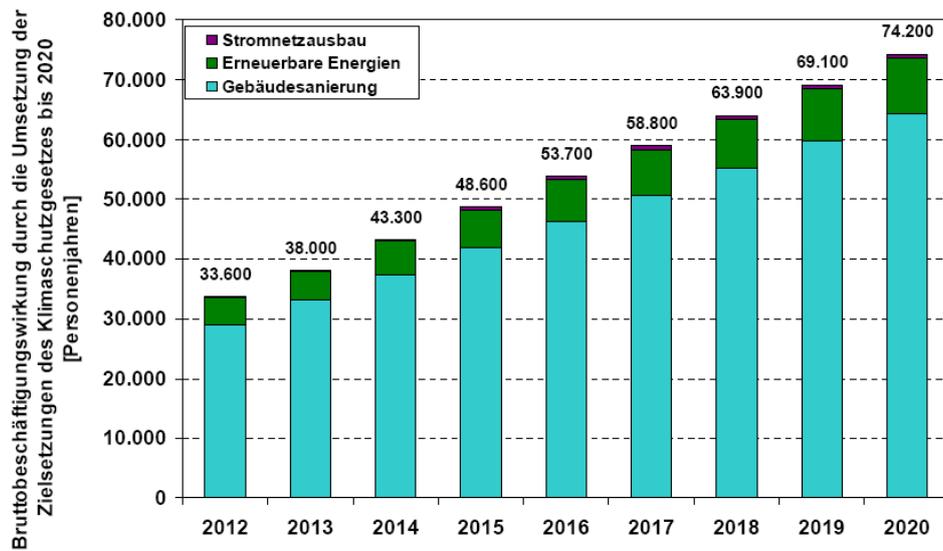


Abbildung I: Bruttobeschäftigungseffekte durch die Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 bis 2020.

In Tabelle A sind nochmals alle untersuchten ökonomischen Wirkungen zusammengefasst, die mit der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 auf den unterschiedlichen Betrachtungsebenen entstehen. Interessant ist dabei auch, welche Entwicklungen dem direkten **Einfluss der Landesgesetzgebung** unterliegen, denn die maßgeblichen Rahmenbedingungen ergeben sich aus der europäischen und nationalen Energiepolitik (Abbildung J).

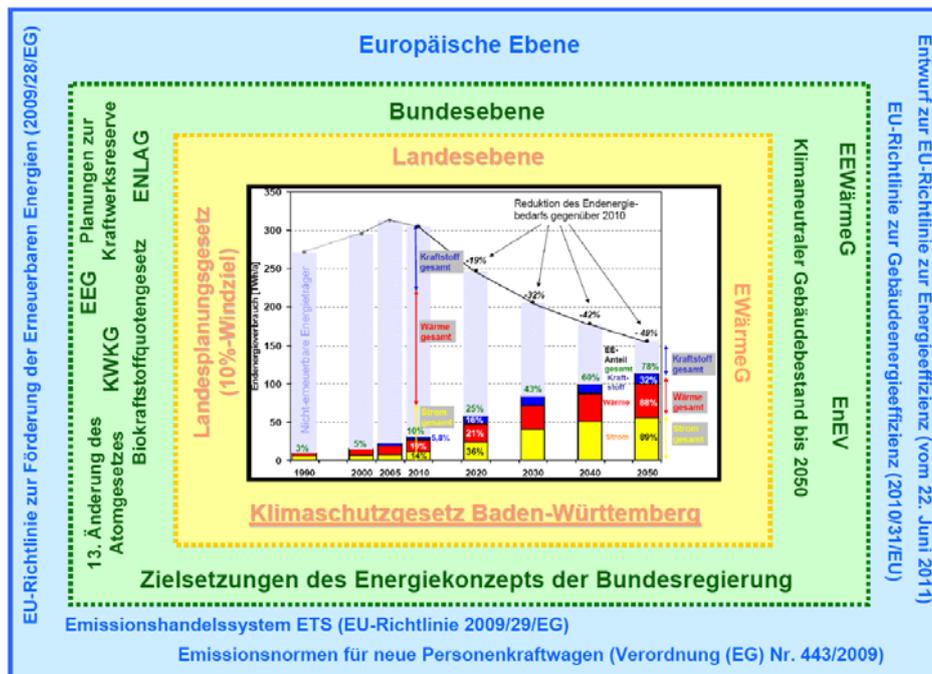


Abbildung J: Das geplante Klimaschutzgesetz Baden-Württembergs im Kontext der bundesdeutschen und europäischen Klimaschutzmaßnahmen.

In diesem Sinne kann im Wesentlichen der Ausbau der Windenergie genannt werden, weil hier durch gesetzgeberische (Änderung des Landesplanungsrechtes) und flankierende Maßnahmen zentrale Hemmnisse aus der Vergangenheit beseitigt werden können. Die o.g. Investitionen von 4,3 Mrd. € stellen in diesem Sinne eine Obergrenze dar ebenso wie die aus der Nutzung der Windenergie entstehenden Mehrkosten (zuzüglich der zurechenbaren Anteile für den Ausbau der Stromnetze) von 568 Mio. € im Zeitraum 2012 bis 2020 bzw. der Maximalwert von 96 Mio. € im Jahr 2018. Eine weitere direkt zurechenbare Wirkung ergibt sich aus dem bereits im Jahr 2008 in Kraft getretenen Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg, das als einziges Gesetz in Deutschland die Verpflichtung zur Nutzung von regenerativer Wärme im Wohngebäudebestand bei Erneuerung der Heizungsanlage vorsieht. Der der Entwicklung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt dadurch zurechenbare Anteil dürfte sich jedoch nur in der Größenordnung von 7 % bewegen. **Somit ist die zusätzliche Kostenwirkung des Klimaschutzgesetzes insgesamt als gering einzustufen.** Mit dem geplanten Klimaschutzgesetz werden jedoch die anerkannten nationalen und internationalen Klimaschutzziele für Baden-Württemberg konkretisiert sowie ein verlässlicher Rahmen für die Erreichung dieser Ziele geschaffen. Die gesetzliche Regelung von Klimaschutzziele, Umsetzungsrahmen und Monitoring bilden die Basis für einen wirksamen Beitrag zum Klimaschutz sowie zur Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung.

Tabelle A: Überblick über die untersuchten Effekte auf den verschiedenen Ebene, die im Zeitraum 2012 bis 2020 in Baden- Württemberg durch die Umsetzung des Energieszenarios 2050 entstehen und somit im Zusammenhang mit dem Klimaschutzgesetz stehen (Ergebnisse für den Preisfad A für fossile Energieträger). Eine Saldierung der Wirkungen ist nicht zulässig.

Systemanalytische Kosten- und Nutzenaspekte			
Kosten		Nutzen	
Differenzkosten Strom aus Erneuerbaren Energien	2,6 Mrd. € ₂₀₁₂		
Netzausbaukosten	1,7 Mrd. € ₂₀₁₂		
Gesamtkosten Strom	4,3 Mrd. €₂₀₁₂		
Differenzkosten Wärme aus erneuerbaren Energien	0,3 Mrd. € ₂₀₁₂		
Mehrkosten Gebäudesanierung	1,2 Mrd. € ₂₀₁₂		
Differenzkosten regenerativer Kraftstoffe	0,9 Mrd. € ₂₀₁₂		
		4,6 Mrd. € ₂₀₁₂	Vermiedene externe Kosten
GESAMT	6,7 Mrd. €₂₀₁₂	4,6 Mrd. €₂₀₁₂	GESAMT

Verteilungswirkungen			
	Gesamthöhe	Begünstigte	Belastete
EEG-Umlageerhöhung	460 Mio. € ₂₀₁₂	Anlagenbetreiber	Alle Stromkunden außer Nutznießer der besonderen Ausgleichsregelung bzw. der Sonderregelung im KWKG
KWK-Umlageerhöhung	120 Mio. € ₂₀₁₂		
GESAMT	580 Mio. €₂₀₁₂		
Merit-Order-Effekt Base-Peak-Ausgleich	Keine Ausweisung bis 2020 möglich <i>Spezifisch für 2011</i> 0,5 ct/kWh 0,11 – 0,18 ct/kWh	Stromkunden oder Stromlieferanten je nach Weitergabe, insb. stromintensive Sondervertragskunden	Konventionelle Stromerzeuger
Besondere Ausgleichsregelung	Unternehmensspezifische Reduktion der EEG-Umlage auf 10%, 1% bzw. 0,05 ct/kWh	Stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen	Nicht-Privilegierte Letztverbraucher (alle übrigen Stromverbraucher)

Makroökonomische Effekte (Auswahl)	
Bruttobeschäftigungswirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien	2020: ca. 10.000 Arbeitsplätze (Stand 2011: ca. 5.000 Arbeitsplätze)
Bruttobeschäftigungswirkung Netzausbau	2020: ca. 500- 1.000 Arbeitsplätze
Bruttobeschäftigungswirkung Gebäudesanierung	2020: ca. 64.000 Arbeitsplätze (Stand 2011: ca. 29.000 Arbeitsplätze)
Bruttobeschäftigungswirkungen Gesamt	2020: 74.000 Arbeitsplätze (Stand 2011: ca. 34.000 Arbeitsplätze)
Vermiedene Energieimporte	9 Mrd. €₂₀₁₂

1 Einleitung und Auftrag

Die baden-württembergische Landesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag vom 27. April 2011 zur Verabschiedung eines Klimaschutzgesetzes mit verbindlichen Reduktionszielen verpflichtet [1]. Die Herausforderung bestand zunächst darin, ambitionierte, aber realistische Reduktionsziele festzulegen. Da in Baden-Württemberg mit rund 89 % der weitaus überwiegende Teil der gesamten Treibhausgasemissionen energiebedingt ist, wovon wiederum 99,5 % auf CO₂-Emissionen entfallen, wurde im Rahmen der Vorbereitung des Klimaschutzgesetzes vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in enger Zusammenarbeit mit Dr. Joachim Nitsch ein Energieszenario Baden-Württemberg 2050 entwickelt [2]. Es bildet sowohl kurz- als auch langfristig die Entwicklungen in allen Bereichen des Endenergieverbrauchs - Strom, Wärme und Kraftstoffe - ebenso wie im Strombereitstellungssektor ab, die erforderlich sind, damit Baden-Württemberg seinen Beitrag zur Erreichung der nationalen und internationalen Klimaschutzziele leisten kann. Dabei stellt die Einleitung der Energiewende auf Bundesebene und insbesondere der mit dem 13. Änderungsgesetz zum Atomgesetz beschlossene, beschleunigte Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie Baden-Württemberg vor die zentrale Herausforderung, den erforderlichen strukturellen Wandel im Stromerzeugungssektor so zu gestalten, dass es langfristig weder zu steigenden CO₂-Emissionen noch zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Land kommt. Das Energieszenario Baden-Württemberg 2050 zeigt hier einen gangbaren Entwicklungspfad auf.

Das Einschlagen dieses Pfads wird sowohl strukturelle als auch ökonomische Auswirkungen auf Baden-Württemberg haben – sowohl gesamtwirtschaftlich betrachtet als auch auf der Ebene der einzelnen Verbrauchssektoren Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr. Aufgabe des vorliegenden Kurzgutachtens ist es daher, eine erste Quantifizierung der ökonomischen Haupteffekte vorzunehmen, die mit der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 kurzfristig, d.h. bis zum Jahr 2020 verbunden sein werden. Zurückgegriffen wird hierzu auf Analysemethoden zur Bewertung von Kosten- und Nutzenwirkungen im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen ebenso wie im Bereich der Energieeffizienz im Wohngebäudesektor.

Die vielfältigen Kosten- und Nutzeneffekte rufen Wirkungen auf unterschiedlichen Ebenen hervor, betreffen aber nicht alle Verbrauchergruppen bzw. Akteure gleichermaßen. Daher ist eine nach folgenden Wirkungskategorien bzw. Dimensionen differenzierte Betrachtung erforderlich:

- Systemanalytische Kosten- und Nutzeneffekte

Der systemanalytische Ansatz wird für die Wirkungsanalyse der erneuerbaren Energien sowohl im Strom-, im Wärme- als auch im Kraftstoffbereich angewandt. Dabei werden auf der Kostenseite die Erzeugungskosten der erneuerbaren Technologien mit alternativ verfügbaren, fossilen Optionen verglichen. Werden die so ermittelten di-

rekten Mehr- bzw. Minderkosten um weitere indirekte Kosten ergänzt (z. B. Netzausbaukosten im Stromsektor), ergibt sich eine Kostengröße, die auf dieser Betrachtungsebene grundsätzlich auch speziellen Nutzenwirkungen gegenübergestellt werden kann. Dabei handelt es sich um monetarisierbare Nutzenwirkungen wie die durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedenen Umweltschäden bzw. die Vermeidung von externen Kosten der CO₂-Emissionen. Nicht monetarisierbare Nutzenwirkungen werden als makroökonomische Effekte erfasst.

- Verteilungseffekte

Verteilungseffekte zeigen auf, welche Wirtschaftsakteure oder Verbrauchssektoren durch die Transformation des Energiesystems belastet oder entlastet werden. Der Betrachtungsschwerpunkt liegt hier auf dem Förderinstrument der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und der resultierenden EEG-Umlage. Begünstigter dieser Regelung sind die Anlagenbetreiber, die in der Regel über 20 Jahre eine Festvergütung für ihren erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom erhalten. Belastet werden hingegen die Stromverbraucher, wobei hier durch die sog. Besondere Ausgleichsregelung einzelne Letztverbrauchergruppen weitgehend von dieser Belastung befreit werden. Ebenfalls zu den Verteilungseffekten gehört der sog. Merit-Order-Effekt, der den Strombeschaffungspreis an der Börse deutlich senkt, wovon vor allem die (energieintensive) Industrie profitiert.

- Makroökonomische Effekte

Makroökonomische Effekte weisen gesamtwirtschaftliche oder sektorale Wachstums- bzw. Schrumpfungseffekte aus, die durch die Umstrukturierungen im Energiesektor ausgelöst werden. Hier werden insbesondere Beschäftigungswirkungen analysiert, die durch jene Umsätze der im Land ansässigen Unternehmen ausgelöst werden, die auf den Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien, auf den Netzausbau im Strombereich sowie die Gebäudesanierung zurückzuführen sind. Hinzu kommen die vermiedenen Importe fossiler Energieträger.

Im Rahmen der vorliegenden ersten Abschätzung ist eine umfassende Analyse aller eintretenden Wirkungen nicht möglich. Die Analyse beschränkt sich deshalb auf die Betrachtung der **systemanalytischen Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus der Nutzung der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Kraftstoff-Sektor** und die Erfassung der indirekt durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung **ausgelösten Stromnetzausbaueffekte**. Weiterhin werden die Wirkungen des flankierenden Ausbaus flexibler Gaskraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit trotz des Ausstiegs aus der Kernenergie erfasst. Wirkungen durch die Erfüllung von Effizienzanforderungen und die resultierende Senkung des Energiebedarfs werden hier nur exemplarisch für den **Bereich der Wohngebäudesanierung** erfasst, der aber gerade im Haushaltssektor eine Schlüsselrolle zukommt. Hiermit ist ein wichtiger Teil im Bereich der

Verbrauchsreduktionen erfasst. Weiterführende Analysen der Wirkungen, die durch die Erfüllung der sektorspezifischen Treibhausgasemissionsziele, die aktuell im integrierten Energie- und Klimakonzept (IEKK) für Baden-Württemberg formuliert werden, insbesondere die Erfassung der sektorspezifischen Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen sind nach Vorlage des IEKK erforderlich, um eine umfassende Bewertung zu ermöglichen. In dieser ersten Abschätzung werden zudem keine sonstigen Effekte erfasst, zu denen beispielsweise die durch die Umstrukturierung des Energiesektors ausgelösten Innovationsimpulse gehören, die gerade für einen Innovationsstandort wie Baden-Württemberg eine sehr große Bedeutung haben dürften. Ebenfalls nicht erfasst sind Effekte wie die Reduktion politischer Risiken, die in Verbindung mit Energieimporten bestehen.

Abbildung 1 verdeutlicht die Einteilung in Kategorien sowie die innerhalb der Kategorien vorgenommene Unterscheidung nach Wirkungstyp und die zuzuordnenden Analysebereiche. Die folgende Abschätzung der Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Kraftstoff-Sektor, damit verbundener indirekter Effekte wie Netzausbau und Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks sowie der energetischen Sanierung von Wohngebäuden wurde nach diesem Schema erarbeitet.

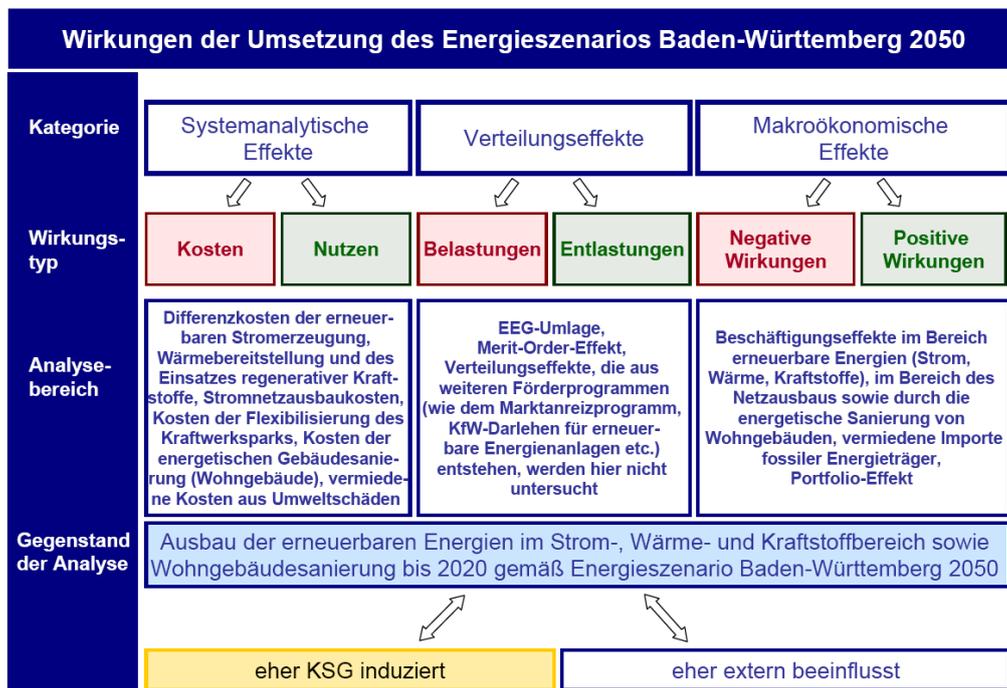


Abbildung 1 Schematische Darstellung der Wirkungsanalyse nach Kategorien, Wirkungstyp, Analysebereich und dem Gegenstand der Analyse, sowie eine ergänzende Analyse des wirkungsauslösenden Moments.

Die auf diese Weise bis 2020 quantifizierten Wirkungen der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 können nicht allein der Klimaschutzpolitik der baden-

Klimaschutzkonzept 2010, das Klimaschutzkonzept 2020plus etc.). In die Darstellung der Kosten-Nutzen-Wirkungen werden deshalb auch die seit 2000 eingetretenen Entwicklungen einbezogen. Das Jahr 2000 wird als Basisjahr verwendet, da es mit dem Inkrafttreten des EEG im Strombereich ebenso wie infolge des Marktanzreizprogramms des Bundes im Bereich der erneuerbaren Wärmebereitstellung als der Beginn einer starken Beschleunigung der Entwicklung der erneuerbaren Energien gesehen werden kann.

Gegliedert ist das vorliegende Kurzgutachten nach den verschiedenen Anwendungsfeldern für Energie – Strom, Wärme und Kraftstoffe. Innerhalb der jeweiligen Kapitel erfolgt zunächst die Betrachtung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, um dann die Wirkungen auf die einzelnen Verbrauchssektoren zu konkretisieren.

2 Kostenwirkungen

2.1 Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien (Stromerzeugung und Wärmebereitstellung)

Die Verminderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 kann nur über einen deutlich forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl in der Strom- als auch in der Wärmebereitstellung erreicht werden, wie Abbildung 3 klar unterstreicht.

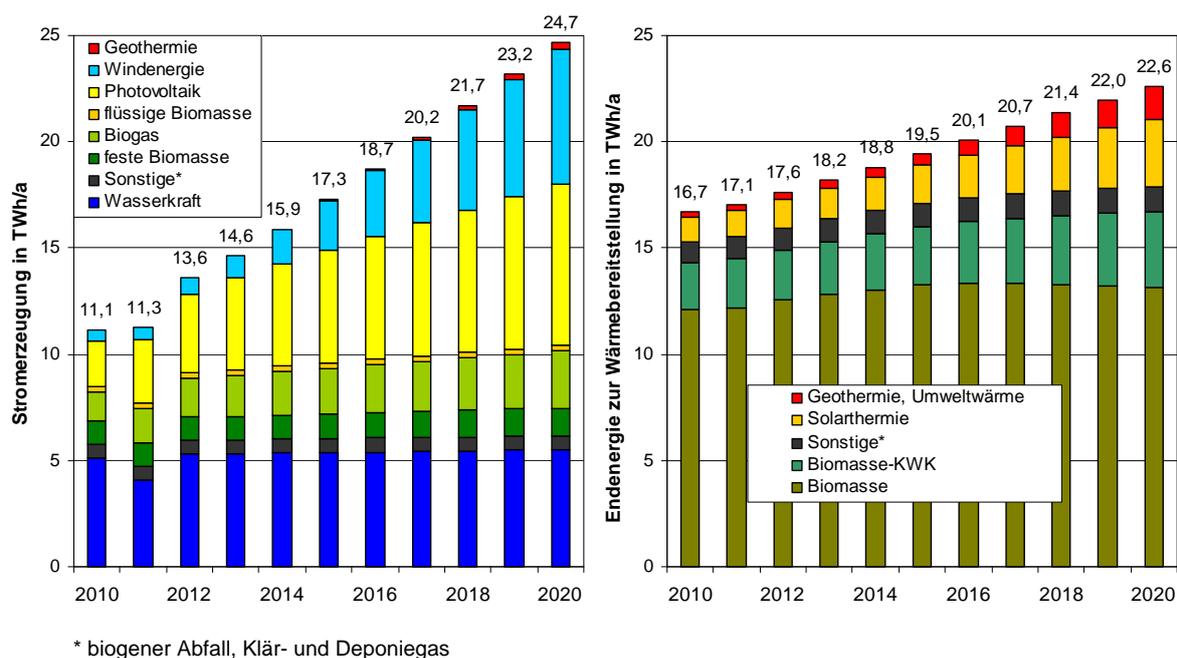


Abbildung 3: Energieszenario Baden-Württemberg 2050 - Entwicklung der erneuerbaren Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2020.

Dieser notwendige Ausbau wird im vorliegenden Kurzgutachten hinsichtlich verschiedener Kosten- und Nutzenwirkungen analysiert. Die Ausgangsbasis dafür stellt der erforderliche Zubau von Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung dar³. Die Bestimmung des Investitionsbedarfs auf Basis des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 zum Klimaschutzgesetz [2] bedarf zahlreicher Annahmen. Relevant ist insbesondere die **Aufteilung der Ziele zur Biomassenutzung im Strom- und Wärmesektor** auf die unterschiedlichen Anlagentypen. Die entsprechenden Setzungen werden im Folgenden dargestellt.

Für die Ermittlung der Investitionen werden vom Zielwert 2020 zunächst die sonstigen erneuerbaren Energieträger (biogener Abfall, Klär- und Deponiegas) abgezogen, da bei diesen Energieträgern davon auszugehen ist, dass in Summe die Strom- bzw. Wärmebereitstellung weitgehend konstant bleibt und daher keine Investitionen in den Ausbau die-

³ Für Biokraftstoffe werden i.d.R. keine Investitionen, sondern Kraftstoffpreise angegeben. Die Ermittlung der Differenzkosten von Biokraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen erfolgt in Kapitel 2.4.

ser Anlagen erfolgen. Hinsichtlich der Erzeugung sind geringe Steigerungen bei Klärgas-BHKW und biogenem Abfall zu erwarten, die jedoch voraussichtlich von der mit sinkenden Deponiegaserträgen geringer werdenden Stromerzeugung aus Deponiegas kompensiert werden.

Neuanlagen zur Verstromung von Pflanzenöl erhalten keine EEG-Einspeisevergütung mehr und sind außerhalb des EEG nicht rentabel. Somit wird für Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke angesetzt, dass kein weiterer Zubau erfolgt. Im Bereich der Holzheizkraftwerke wird ein moderates Wachstum mit einem Zubau von rund 5 MW_{el} pro Jahr fortgeschrieben. Die verbleibende Mehrerzeugung beim Biomasse-Strom wird den Biogasanlagen zugerechnet, für die somit ein Nettozubau (berücksichtigt nicht den erforderlichen Ersatz von Altanlagen) von durchschnittlich rund 15 MW_{el} pro Jahr erforderlich ist. In Summe werden damit im Jahr 2020 rund 4,9 TWh Strom aus Bioenergieträgern erzeugt, davon 55 % aus Biogasanlagen (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: angesetzte Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

Strom [TWh/a]	2010	2015	2020
Biogas	1,38	2,16	2,68
Holz	1,09	1,16	1,30
Pflanzenöl	0,29	0,25	0,25
Sonstige*	0,66	0,67	0,67
Summe	3,42	4,23	4,90

* biogener Abfall, Klär- und Deponiegas

Die Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen muss bei der Verteilung des Zielwerts im Wärmesektor berücksichtigt werden. Für die Stromerzeugung aus Biogas, Holz und Pflanzenöl wurden steigende KWK-Anteile für den gesamten Anlagenbestand angesetzt⁴, womit der Beitrag der KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung stärker ansteigt, als auf der Stromseite. Wie im Stromsektor wurde die Wärmeerzeugung aus sonstigen erneuerbaren Energien (biogener Abfall, Klär- und Deponiegas) bis 2020 konstant gesetzt. Im Bereich der Einzelfeuerstätten wurden die Anforderungen der 1. BImSchV in Form einer Außerbetriebnahme eines Teils des Altanlagenbestands umgesetzt. Der restliche Differenzbetrag zum Zielwert wurde als weiteres Wachstum im Bereich der Zentralheizungen und Heizwerke angenommen (vgl. Tabelle 2).

⁴ Setzungen zu den KWK-Anteilen: Biogas 34 % (2011) → 40 % (2020); Holzheizkraftwerke 32 % (2011) → 40 % (2020); Pflanzenöl-BHKW 85 % (2011) → 90 % (2020). Das EEG 2012 stellt für Neuanlagen hohe Anforderungen hinsichtlich der Wärmenutzung. Diese gelten für Anlagenbetreiber, die ihren Strom innerhalb des Marktprämienmodells direkt vermarkten jedoch nicht, weshalb in diesen Fällen der KWK-Anteil geringer ausfallen dürfte.

Tabelle 2: angesetzte Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Biomasse

Endenergie [TWh/a]	2010	2015	2020
Biogas KWK	0,52	0,91	1,23
Holz KWK	1,41	1,65	2,08
Pflanzenöl KWK	0,25	0,22	0,23
Einzelfeuerstätten	8,91	8,67	7,81
Zentralheizungen, Heizwerke	3,38	4,76	5,56
Sonstige*	0,98	1,00	1,00
Summe	15,45	17,21	17,90

* biogener Abfall, Klär- und Deponiegas

Insgesamt wachsen die erneuerbaren Energien im Stromsektor ausgehend von rund 11 TWh im Jahr 2011 auf mehr als das Doppelte mit knapp 25 TWh im Jahr 2020 (Abbildung 4 links). Einen maßgeblichen Anteil am Zuwachs wird insbesondere in der zweiten Hälfte der Dekade die Windenergie leisten, die bis zum Jahr 2020 auf einen Anteil von rd. 10 % an der Bruttostromerzeugung ansteigt. Einen weiteren Wachstumstreiber stellt die Photovoltaik dar, die im Jahr 2020 mit knapp 12 % zur Stromerzeugung im Land beiträgt. Insgesamt erreichen die erneuerbaren Energien im Energieszenario Baden-Württemberg 2050 einen Anteil von 38,5 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020.

Die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien wächst, ausgehend von rund 17 TWh im Jahr 2011, im Energieszenario Baden-Württemberg 2050 auf ca. 22,6 TWh bis zum Jahr 2020. Maßgeblich zum Wachstum trägt die zunehmende Nutzung von KWK-Wärme bei, die gegenüber 2011 um mehr als 50 % bis zum Jahr 2020 wächst. Zusätzliche Wachstumsbeiträge liefern Wärmepumpen und die Nutzung von Tiefengeothermie sowie insbesondere die Solarthermie, deren Beitrag zur Wärmeversorgung um den Faktor 2,5 höher liegt als im Jahr 2011. Der zum Erreichen dieser Zielsetzungen erforderliche Leistungszubau, der die Grundlage für die Abschätzung des Investitionsbedarfs bildet, ist in Abbildung 4 dargestellt.

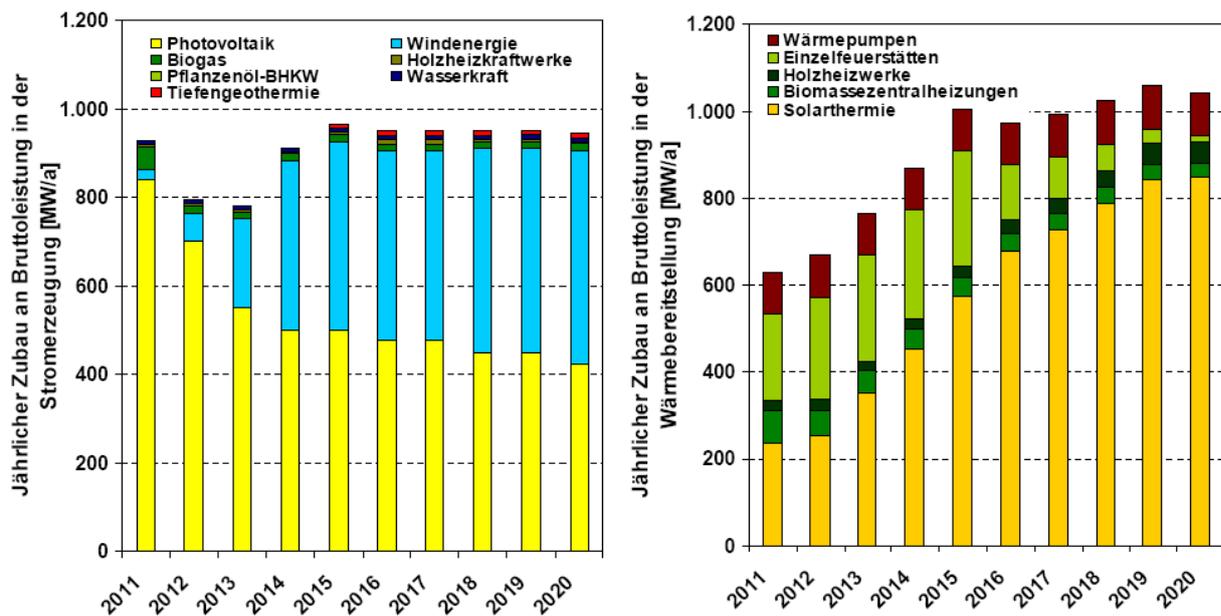


Abbildung 4: Entwicklung des Leistungszubaus (brutto) der erneuerbaren Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2011 bis 2020.

Dieser Ausbaupfad erfordert insbesondere im Bereich der Windenergie hohe Zubauraten von Neuanlagen (>400 MW/a ab 2014). Auch der Ausbau der Solarenergie muss weiterhin erfolgen. Insbesondere die thermische Nutzung von Solarenergie muss zukünftig deutlich höhere Zuwachsraten aufweisen (bis 2020 Verdreifachung des jährlichen Zubau-niveaus gegenüber 2011). Im Folgenden wird näher analysiert, welche Investitionen mit dem in Abbildung 4 dargestellten Ausbau der erneuerbaren Energien verbunden sind.

Die Entwicklung der zukünftigen Investitionen in erneuerbare Energien ist stark technologieabhängig und kann deshalb vergleichsweise gut prognostiziert werden. Die Bildung von Szenarien zur Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien kann damit entfallen. Dagegen ist die Prognose von Energiepreisen - insbesondere die der fossilen Energieträger - mit starken Unsicherheiten behaftet. Für fossile Energieträger müssen deshalb Preisszenarien angesetzt werden und damit ein Korridor der zu erwartenden Preisentwicklung aufgespannt werden. Dies ist relevant für die Abschätzung der Differenzkosten der erneuerbaren Energien im Vergleich zur konventionellen Erzeugung (vgl. Kapitel 2.3.1), den Energiekosteneinsparungen durch Gebäudesanierung (vgl. Kapitel 2.3.2) sowie zur monetären Bewertung der vermiedenen fossilen Energieimporte (vgl. Kapitel 3.1).

Die Betrachtung der **Investitionen** in erneuerbare Energien erfolgt auf der Basis von Netto-Werten, berücksichtigt also **keine Mehrwertsteuer**. Zur besseren Vergleichbarkeit der Investitionen von 2000 bis 2020 erfolgt eine **Inflationsbereinigung** der nominalen Jahreswerte. Die Kostenangaben werden als reale Größen mit dem Bezugsjahr 2012 angegeben. Als Orientierungswerte für die Kostenentwicklung wurden die Angaben in der sog.

Leitstudie für das Bundesumweltministerium herangezogen [3], [4], die mit eigenen landesspezifischen Daten ergänzt wurden.

Für den Großteil der erneuerbaren Energieträger kann für Neuanlagen von weitgehend konstanten spezifischen Preisen ausgegangen werden. Die Investitionen werden in manchen Bereichen durch die Verteuerung insbesondere von baulichen Leistungen insgesamt leicht ansteigen (z. B. Wasserkraftanlagen), in anderen Fällen inflationsbereinigt in geringem Maße kostengünstiger (z. B. Holzpelletkessel). Kostensenkungen und damit zunehmend geringere spezifische Investitionen werden insbesondere bei jenen Technologien erwartet, für die zukünftig von hohen Ausbauraten bzw. technologischem Fortschritt ausgegangen werden kann. In erster Linie ist hier die **Photovoltaik** zu nennen, die - wie im Folgenden gezeigt werden wird - in den Jahren 2000 bis 2011 für einen Großteil der im Land in erneuerbare Energien getätigten Investitionen steht. Sie ist durch technologischen Fortschritt, jedoch seit 2009 hauptsächlich bedingt durch weltweite Überkapazitäten und starken Wettbewerbsdruck, in ihren spezifischen Kosten massiv günstiger geworden - auf ein Niveau von nominal rund 40 % in 2011 gegenüber der spezifischen Kosten im Jahr 2006. Durch den mit der EEG-Novelle 2012 absehbaren, auch zukünftig starken Kosten- und Preissenkungsdruck wird für die Berechnungen der Investitionen bis zum Jahr 2014 von jährlichen Kostenreduktionen von nominal rund 11 % p.a. ausgegangen. Da diese hohe Kostensenkungsrate durch den immer geringer werdenden Anteil der Module am Systempreis überaus ambitioniert ist, ist ab 2015 von einer verminderten Kostendegression von nominal 5 % p.a. auszugehen. Dies entspricht in 2020 nominalen Preisen von rd. 1.020 €/kW (netto) als Durchschnitt über alle Anlagengrößen (inflationsbereinigt entspricht dies in heutigen Preisen rd. 870 €₂₀₁₂/kW). Gegenüber den durchschnittlichen Preisen des Jahres 2011 entspricht dies nominal einer weiteren Halbierung der Systempreise (inflationsbereinigt mehr als 55 %).

Im Bereich der thermischen Nutzung von Solarenergie ist in den kommenden Jahren eine deutliche Kostensenkung umzusetzen, die mit dem Erfordernis eines hohen Zubaus einhergeht. Im Gegensatz zur Photovoltaik ist die **Solarthermie** in den vergangenen zehn Jahren im Kleinanlagensegment nicht günstiger für den Endkunden geworden - und in den Jahren 2008 bis 2010 sogar spezifisch teurer [5]. Gegenüber dem Jahr 2010 wird für 2020 eine nominale Kostensenkung von rund 15 % angesetzt. Da im Vergleich zur Photovoltaik die Kollektoren einen deutlich geringeren Anteil am gesamten Systempreis ausmachen, sind die von der Industrie umsetzbaren Kostensenkungen bezogen auf den Systempreis entsprechend geringer. Darüber hinaus tragen die Strukturen im Kleinanlagensegment nicht zu einer Senkung der Endkundenpreise bei, wie die Entwicklung in den vergangenen Jahren gezeigt hat. Großanlagen machen heute erst einen vernachlässigbar geringen Anteil an den Solarwärmeanlagen im Land aus. Um die Solarthermie zukünftig kostengünstiger zu nutzen, ist es unerlässlich, bereits in den kommenden Jahren bis 2020 Großanlagen in Verbindung mit Wärmenetzen in großem Umfang zu errichten. Anders als im Kleinanlagensegment hat das Land im Bereich der Großanlagen deutlich

bessere Gestaltungsmöglichkeiten, beispielsweise über eigene Förderinstrumente, die über die Bundesförderung im Marktanzreizprogramm hinausgehen.

Des Weiteren sind im Hinblick auf zukünftige Kostensenkungen die **Windenergie** und die **tiefengeothermische** Stromerzeugung zu nennen. Für beide Energieträger wird in den Szenarien zum Klimaschutzgesetz von einem starken Wachstum ausgegangen, was sich in perspektivisch geringeren spezifischen Investitionskosten niederschlägt. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die der Berechnung zugrundeliegende Entwicklung der spezifischen Investitionen für die einzelnen Technologien.

Tabelle 3: Entwicklung der inflationsbereinigten spezifischen Investitionen (ohne Wärmenetze) im Zeitraum von 2000 bis 2020.

[\u20ac ₂₀₁₂ /kW]*	2000	2005	2010	2015	2020
Photovoltaik	7.255	6.701	2.743	1.233	873
Windenergie	1.746	1.479	1.535	1.352	1.195
Wasserkraft	2.285	2.622	2.751	3.733	4.542
Biogas	4.380	4.214	4.178	4.001	3.903
feste Biomasse	5.284	4.661	4.700	4.798	4.916
flüssige Biomasse	2.282	2.176	2.131	-	-
Tiefengeothermie	-	-	14.275	12.469	11.014
Solarthermie*	843	765	828	722	583

* bei Solarthermie: \u20ac₂₀₁₂/m²

Wärmenetze werden in der vorliegenden Betrachtung nicht separat ausgewiesen, sondern den entsprechenden Wärmeerzeugungstechnologien zugeordnet. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse berücksichtigen somit auch die Wärmeverteilungskosten in den Bereichen Biomasse-KWK, Geothermie, Solarwärme und größeren Biomasseheizungen.

Der Rückblick auf das Jahr 2000 zeigt, dass die **Investitionen in erneuerbare Energien in der Dekade ab 2000 stark angestiegen** sind (vgl. Abbildung 5). In den Jahren 2000 bis 2011 wurden insgesamt rund 22 Mrd. \u20ac₂₀₁₂ in erneuerbare Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung in Baden-Württemberg investiert. Davon entfielen 62 % auf die Photovoltaik, die insbesondere nach der EEG-Novelle 2004 stark nachgefragt wurde. Die jährlichen Investitionen erreichten im Jahr 2010 mit rund 3,4 Mrd. \u20ac₂₀₁₂ ihren Höhepunkt und sind im Jahr 2011 aufgrund des Preisverfalls von Photovoltaikanlagen bei vergleichbarer Zubauleistung um fast eine Milliarde Euro zurückgegangen. In den Jahren 2012 bis 2020 wird sich der Schwerpunkt der Investitionen voraussichtlich sehr stark weg von der Photovoltaik in Richtung der bislang unterrepräsentierten Windenergie verschieben. Auch die Investitionen in Solarthermieranlagen müssen deutlich gesteigert werden, um die gesetzten Ziele 2020 zu erreichen. Insgesamt betrachtet wird das Niveau der ab 2012 erforderlichen jährlichen Investitionen voraussichtlich das Niveau des Jahres 2011 nicht überschreiten und sich in einem Bereich von 1,8 bis 2,2 Mrd. \u20ac₂₀₁₂ pro Jahr bewegen.

Somit ist in Baden-Württemberg für die Jahre 2012 bis 2020 von einem Investitionsvolumen in erneuerbare Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung in Höhe von rd. 18 Mrd. €₂₀₁₂ zu rechnen.

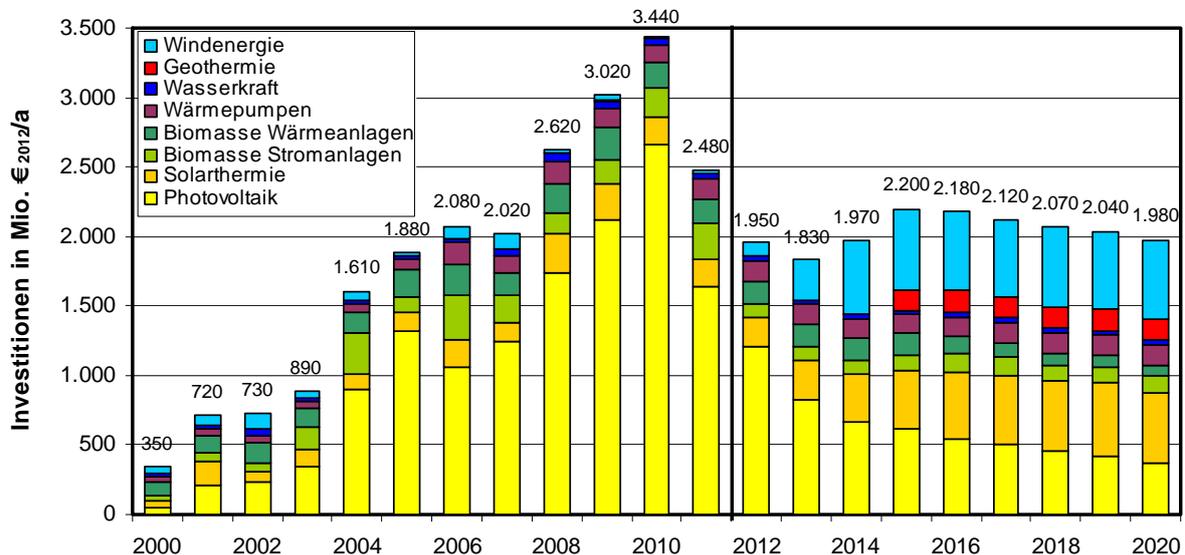


Abbildung 5: Entwicklung des jährlichen Investitionsvolumens (ohne MwSt.) für die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Der Rückgang der jährlichen Investitionen in PV-Anlagen wird durch die Windenergie kompensiert, deren Ausbau in der Dekade bis 2020 gegenüber dem heutigen Stand stark erhöht werden muss. Ab 2014 ist für die Windenergie von jährlichen Investitionen im Bereich von etwa 0,6 Mrd. €₂₀₁₂ auszugehen, sofern Zubauraten von jährlich 400 MW und mehr erreicht werden. Ein deutlich stärkerer Ausbau als in den vergangenen Jahren ist auch im Bereich der Solarthermie erforderlich. Hier wachsen die Investitionen von etwa 200 Mio. € im Jahr 2011 auf rund 500 Mio. € ab 2016 an. Damit steigt die **Relevanz des Wärmemarkts**, auf den in den Jahren 2000 bis 2011 lediglich ein Viertel, von 2012 bis 2020 jedoch rd. 37 % der Gesamtinvestitionen entfallen (vgl. Abbildung 6 links). Die Investitionen in Biomasse-KWK-Anlagen und Stromerzeugung aus Tiefengeothermie mit Wärmeauskopplung wurden im Verhältnis 70 zu 30 auf die Bereiche Strom bzw. Wärme aufgeteilt. Insgesamt werden damit in den Jahren 2012 bis 2020 rund 6,8 Mrd. € im EE-Wärmemarkt investiert. Mit 3,8 Mrd. € entfällt dabei mehr als die Hälfte auf die Solarthermie. Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Entwicklung der Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Wärme ist somit das Erreichen der erforderlichen Zubauraten ebenso wie die Realisierung der entsprechenden Preissenkungen für die zuzubauenden Solarwärmeanlagen.

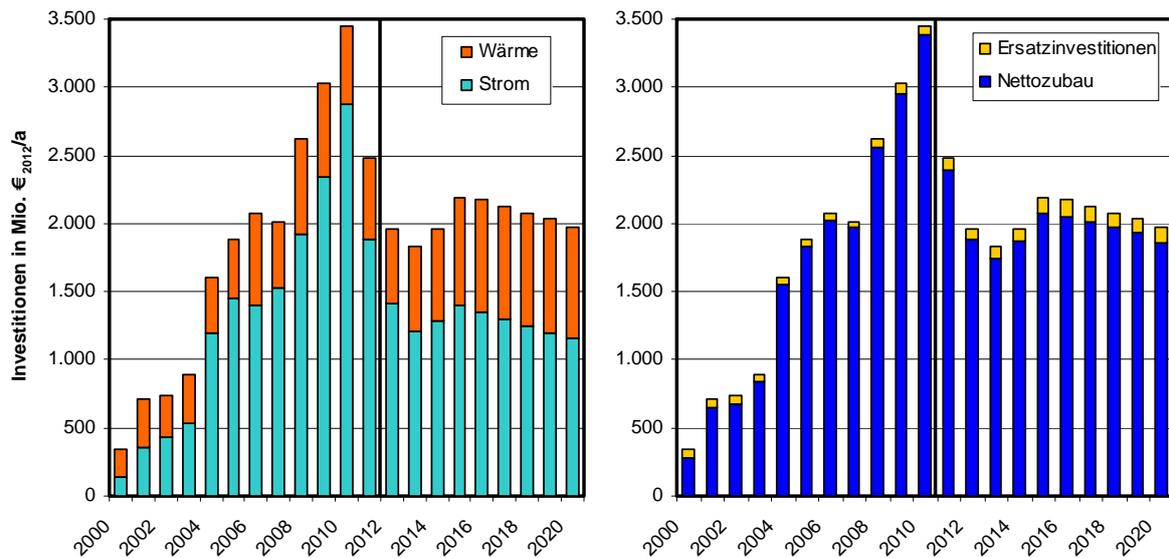


Abbildung 6: Entwicklung des jährlichen Investitionsvolumens (ohne MwSt.) in erneuerbare Energien aufgeteilt nach Strom und Wärme sowie nach Netto-Anlagenzubau und Ersatzinvestitionen.

Bislang macht der **Ersatz von außer Betrieb gehenden EE-Anlagen nur einen geringen Anteil** an den jährlichen Investitionen aus (vgl. Abbildung 6 rechts). Die Ersatzinvestitionen vor dem Jahr 2010 sind zu einem großen Teil der Wasserkraft sowie Holz-Einzelfeuerstätten zuzurechnen. Ab dem Jahr 2020 werden die Ersatzinvestitionen einen größeren Anteil einnehmen, da in zunehmendem Maße Altanlagen außer Betrieb gehen. Dann werden jedoch insbesondere die älteren Photovoltaikanlagen zu einem Bruchteil der ursprünglichen Kosten ersetzt werden können.

Die gezeigten **Investitionen dürfen nicht für sich alleine betrachtet als Kostenwirkungen angesehen werden**, da die Investitionen in erneuerbare Energien über die Einsparungen fossiler Energieträger im Wärmemarkt bzw. den EEG-Umlagemechanismus refinanziert werden. Es wird deshalb auf die folgenden Kapitel verwiesen.

Kurzübersicht Investitionsbedarf erneuerbare Energien (€₂₀₁₂ ohne MwSt.):

- Gesamtinvestitionen 2000-2020: 40 Mrd. €, davon 27,5 Mrd. € (69%) im Strombereich.
- Investitionen in erneuerbare Energien (Strom, Wärme) 2012-2020: rd. 18,3 Mrd. €, davon 11,5 Mrd. € (63%) im Strombereich.
- Anteil der Ersatzinvestitionen in außer Betrieb gehende Anlagen rd. 5 %.
- Weitergehende Betrachtungen erforderlich (vgl. Differenzkosten in Abschnitt 2.2.2, 2.3.1, Importminderung in Abschnitt 3.1).

2.2 Wirkungen der Umstrukturierung im Stromsektor bis 2020

2.2.1 Systemanalytische Differenzkosten der erneuerbaren Stromerzeugung

Der **systemanalytischen Differenzkostenansatz** ermittelt die gesamtwirtschaftlichen Kostenwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Hierzu werden die Vollkosten der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien mit denen anderer Energieträger verglichen. Der Vorteil dieses Ansatzes besteht also zum einen darin, dass die **Vollkostenbasis einen direkten Vergleich zulässt, zum anderen können damit neben den Mehrkosten (positive Differenzkosten) der erneuerbaren Energien auch Kostenvorteile (negative Differenzkosten)** ermittelt werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass längerfristig davon auszugehen ist, dass die Kosten für regenerative Energien sinken, während sie für fossile Energieträger steigen. Somit lässt sich auf der Zeitachse der Kostenschnittpunkt bestimmen und die bis dahin aufgelaufenen gesamtwirtschaftlichen Kosten im Sinne von Vorleistungen lassen sich den längerfristigen volkswirtschaftlichen Gewinnen gegenüberstellen (Abbildung 7).

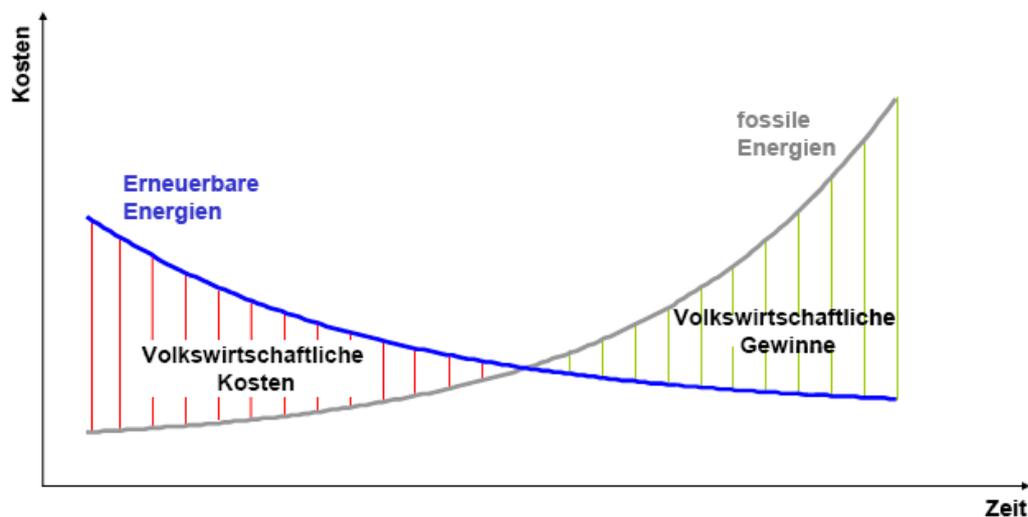


Abbildung 7: Qualitative Darstellung der Differenzkosten (rot schraffiert = positive Differenzkosten = Mehrkosten, grün schraffiert = negative Differenzkosten = Minderkosten).

Bei der Abschätzung der Stromerzeugungskosten ist zwischen den brennstofffreien Technologien wie Windenergie, solare Strahlungsenergie, Wasserkraft und Geothermie und den mit einem Brennstoffeinsatz verbundenen Erzeugungstechnologien der Biomassenutzung zu unterscheiden. Bei ersteren sind somit die Höhe der Investition und die daraus resultierenden Kapitalkosten maßgeblich für die Stromerzeugungskosten, bei der Nutzung von Biomasse vor allem die Brennstoffkosten.

Beim systemanalytischen Differenzkostenansatz werden die Stromerzeugungskosten mit einem Verfahren der klassischen, dynamischen Investitionsrechnung, der Annuitäten-

methode⁵ ermittelt. **Aus den Anfangsinvestitionen werden entsprechend der Nutzungsdauer der Anlagen und unter Berücksichtigung der Kapitalverzinsung jährliche Kapitalkosten ermittelt, die zusammen mit den jährlichen Betriebskosten, zu denen auch die Brennstoffkosten zählen, die Kosten pro Jahr ergeben.** Auf Seiten der konventionellen Kraftwerke werden die Stromerzeugungskosten ebenfalls aus den jährlichen Kapitalkosten aus den Investitionen in den Kraftwerkspark, den Preisen und Mengen für den jeweiligen Brennstoffeinsatz und allen weiteren Betriebskosten errechnet. Daraus ergibt sich der sog. anlegbare Wert bzw. – rechnerisch ermittelte – anlegbare Preis für Strom aus erneuerbaren Energien.

Die Differenzkosten ergeben sich dann allgemein als:

$$\text{Systemanalytische Differenzkostensystem} = \text{Jahreskosten für erneuerbare Energien} - \text{anlegbare Preise} \times \text{erneuerbare Energiemenge}$$

Zur Ermittlung der Jahreskosten der regenerativen Stromerzeugung sind zunächst die **Anfangsinvestitionen** erforderlich (siehe Abschnitt 2.1). Für die ab 2012 neu hinzu kommenden Anlagen gibt Tabelle 4 einen detaillierten Überblick über die angenommene Entwicklung der spezifischen Investitionen für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Stromerzeugung.

Tabelle 4: Entwicklung der spezifischen Investitionen für Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung im Zeitraum von 2012 bis 2020 (für Photovoltaik und Wasserkraft nach Größenklassen gewichtete Mittelwerte).

Spezifische Investitionen € ₂₀₁₂ /kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Photovoltaik	1.728	1.511	1.321	1.233	1.151	1.074	1.003	936	873
Windenergie	1.456	1.421	1.386	1.352	1.319	1.287	1.256	1.225	1.195
Biogas	4.060	4.040	4.020	4.001	3.981	3.961	3.942	3.923	3.903
Holzheizkraftwerke	4.728	4.751	4.774	4.798	4.821	4.845	4.869	4.892	4.916
Wasserkraft	3.150	3.214	3.279	3.345	3.413	3.481	3.552	3.624	3.697
Geothermie	13.433	13.103	12.782	12.469	12.163	11.865	11.574	11.291	11.014

Um aus den Anfangsinvestitionen die jährliche Kapitalkosten abzuleiten, werden die in Tabelle 5 aufgeführten **Nutzungs- bzw. Abschreibungsdauern** sowie die **kalkulatorischen Zinssätze** herangezogen. Ebenso erfolgt die Bestimmung der jährlichen **Betriebskosten** (ohne die Brennstoffkosten der Biomasseanlagen) für die einzelne Technologie über den angegebenen Prozentsatz der jeweiligen Anfangsinvestition.

⁵ Die Annuitätenmethode im finanzmathematischen Sinn ist eine Variante der Kapitalwertmethode und somit eine dynamische Investitionsrechnung bei der Ein- und Auszahlungsbarwerte in gleiche Jahresbeträge (Annuitäten) überführt werden. Für die Ermittlung der spezifischen Stromerzeugungskosten werden diese Jahresbeträge dann durch die durchschnittliche Jahresstromerzeugung geteilt (vgl. auch <http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/annuitaetenmethode/annuitaetenmethode.htm>).

Tabelle 5: Parameter zur Bestimmung der jährlichen Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung für Neuanlagen die zwischen 2012 und 2020 in Betrieb genommen werden.

	Nutzungs- dauer	Abschreibungs- dauer	Kalk. Zins- satz	Betriebskosten	Äquivalente Volllaststunden
	A	a	%	% der Investition	h/a
Photovoltaik	25	20	5	1,5	950-980
Windenergie	20	20	6	4	1.855
Biogas	20	20	6	7	7.000
Holzheizkraftwerke	20	20	6	6	5.800
Wasserkraft	50	30	6	5	6.300
Geothermie	20	20	6	4	5.000

Da für **Biomasseanlagen die Brennstoffkosten** die entscheidende Größe für die Stromerzeugungskosten sind, zeigt Abbildung 8 die zur Ermittlung der Differenzkosten verwendete Entwicklung der Kosten für Biobrennstoffe bis 2020. Für Biomasseanlagen kommen sie zu den regulären Betriebskosten hinzu. Auf dieser Basis werden die jeweiligen Jahreskosten zur Bestimmung der Differenzkosten technologiespezifisch bestimmt.

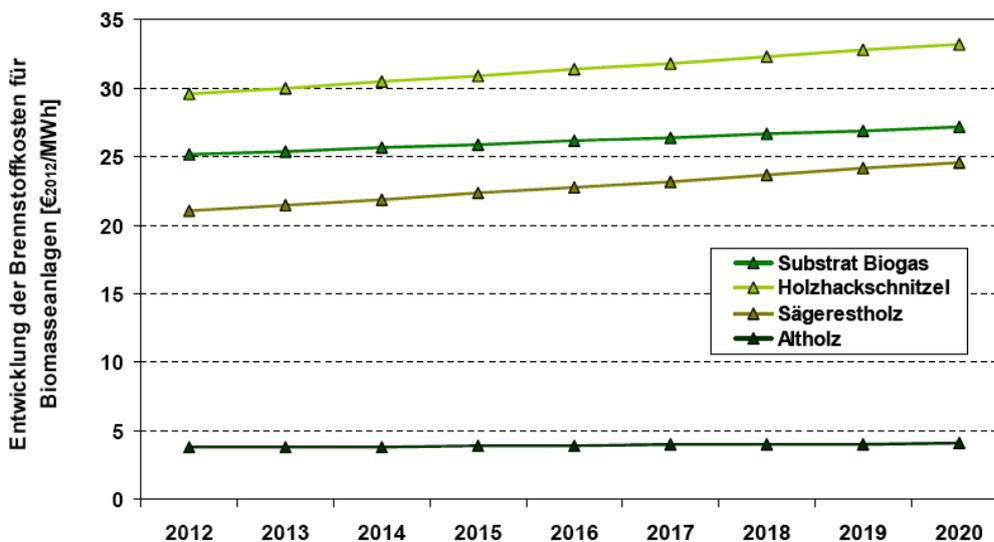


Abbildung 8: Entwicklung der Brennstoffkosten für Biomasseanlagen im Zeitraum von 2012 bis 2020.

In Tabelle 5 sind des Weiteren die **äquivalenten Volllaststunden** der einzelnen Technologien aufgeführt. Diese werden benötigt, um die jährlich erzeugten Strommengen zu ermitteln.

Die anlegbaren Preise für Strom aus erneuerbaren Energien hängen sehr stark von der **Preisentwicklung für fossile Energieträger** ab. Im Weiteren werden deshalb zwei Preisszenarien für die fossilen Energieträger aus der Untersuchung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ des Bundesministeriums für Umwelt

Naturschutz und Reaktorsicherheit [4] verwendet. Die Grenzübergangspreise steigen im Preispfad A („deutlich“) für Rohöl zwischen 2010 und 2020 von 10,9 auf 14,6 €₂₀₁₂/GJ (dies entspricht einem Preis von 108 \$₂₀₁₂/b), für Erdgas von 6,0 auf 8,4 €₂₀₁₂/GJ (dies entspricht 3,04 ct/kWh) und für Steinkohle von 3,0 auf 5,0 €₂₀₁₂/GJ. Im Preispfad B („mäßig“) liegen die Preise im Jahr 2020 zwischen 10 und 18 % niedriger. Mit diesen Brennstoffkosten, den Kapitalkosten und den sonstigen Betriebskosten ergeben sich für den fossilen Kraftwerkspark die in Abbildung 9 als anlegbaren Preise ausgewiesenen **Vollkosten der Stromerzeugung des fossilen Kraftwerksparks** [3;4].

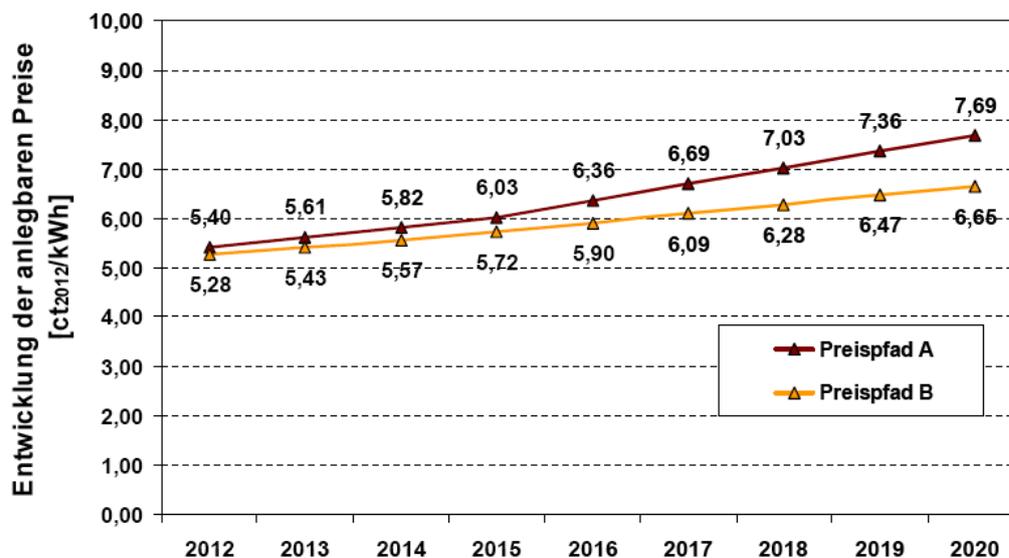


Abbildung 9: Entwicklung der anlegbaren Preise unter Verwendung der fossilen Brennstoffkosten nach Preispfad A und Preispfad B.

Die Abschätzung der systemanalytischen Differenzkosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg im Zeitraum von 2000 bis 2020 zeigt, dass die **volkswirtschaftlichen Mehrkosten in den kommenden Jahren nur noch in geringem Maße ansteigen** (Abbildung 10). Deutlich zu erkennen sind hier einerseits die negativen Differenzkosten der Wasserkraft mit den Auswirkungen der beiden schlechten Wasserjahre 2003 und 2011, vor allem aber ist der ab 2017 einsetzende **zunehmend rückläufige Trend der Summenkurve** entscheidend.

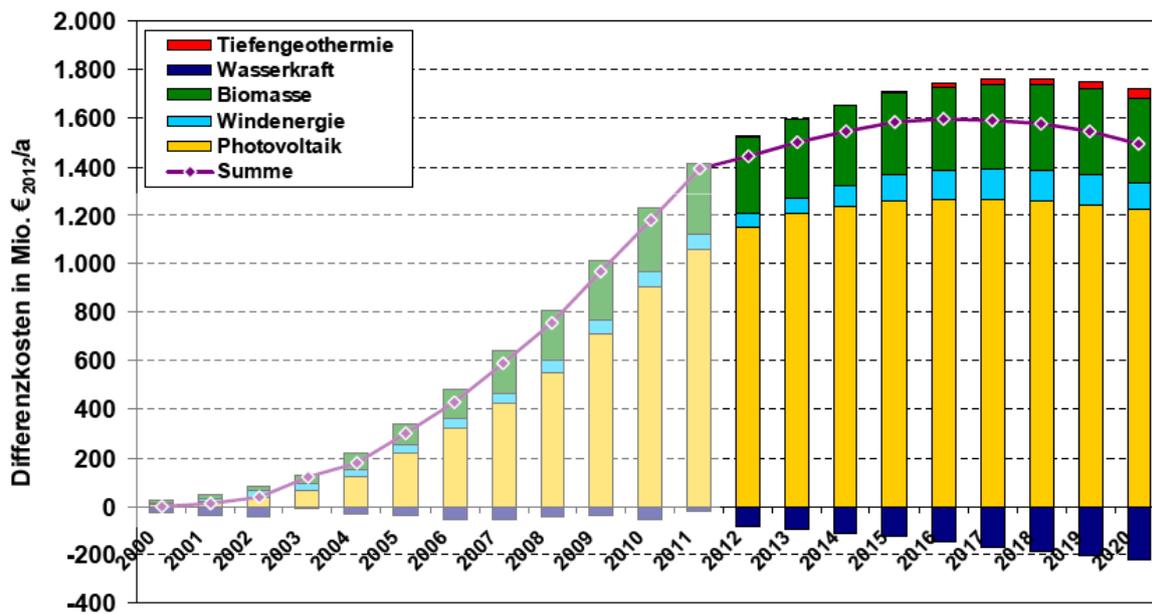


Abbildung 10: Entwicklung der Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg von 2000 bis 2020 (Preisfad A).

Somit beginnt bereits deutlich vor 2020 die Gesamtsumme der Differenzkosten wieder abzusinken. **Das Maximum liegt mit 1,6 Mrd. €₂₀₁₂ im Jahr 2016.** liegen Die Ursachen sind insbesondere steigende Brennstoffkosten der fossilen Kraftwerke, die deren Stromerzeugungskosten ansteigen lassen. Gleichzeitig sinken die spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren Energien durch den technischen Fortschritt bzw. technologische Weiterentwicklung (Tabelle 4 und Abschnitt 2.1). Beide Effekte zusammen führen so zu stetig sinkenden Belastungen für die Volkswirtschaft. Es ist absehbar, dass nach 2030 durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine positiven Differenzkosten mehr entstehen. Bezieht man die absolute Differenzkostensumme eines Jahres auf die Bruttostromerzeugung im Land erhält man die spezifischen systemanalytischen Differenzkosten. Diese liegen in 2012 bei 2,18 ct₂₀₁₂/kWh. Da die Bruttostromerzeugung als Bezugsgröße bis 2020 leicht zurück gehen wird, steigen die spezifischen Differenzkosten bis 2017. Sie erreichen dann ein Maximum von 2,44 ct₂₀₁₂/kWh. Danach sind auch sie bereits deutlich rückläufig. In 2020 liegen sie noch bei 2,33 ct₂₀₁₂/kWh.

Zu dieser Entwicklung tragen schon die ab 2012 neu hinzukommenden Anlagen bei: **Trotz des erheblichen zusätzlichen Ausbaus - nicht zuletzt im Bereich der Photovoltaik - steigen die Differenzkosten der Neuanlagen auf maximal rund 420 Mio. €₂₀₁₂/a in 2019** und gehen danach bereits zurück (Abbildung 11). Dies ist auch bei einer spezifischen Betrachtung der Fall. Hier liegen die spezifischen Differenzkosten in 2019 bei rund 0,65 ct₂₀₁₂/kWh.

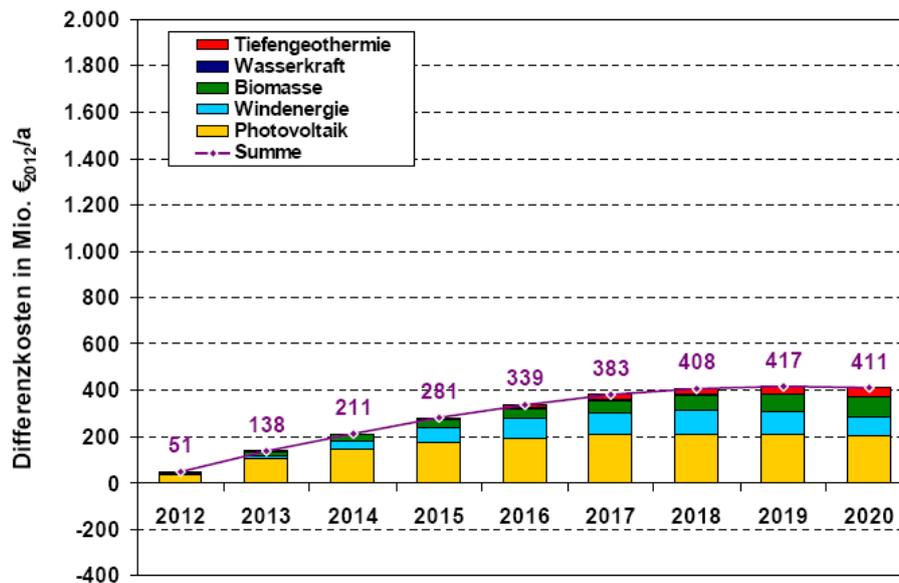


Abbildung 11: Entwicklung der Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien der ab 2012 neu hinzukommenden Anlagen (Preisfad A).

Auf den Ausbau der Windenergie, der maßgeblich durch die Entscheidungen auf Landesebene zum Klimaschutzgesetz bzw. zur Änderung des Landesplanungsgesetzes beeinflusst wird, entfallen dabei im Maximum 96 Mio. €_{2012/a} (2018). Insgesamt verursacht das Windziel, in 2020 einen Anteil von 10% an der Stromerzeugung zu erreichen, eine Differenzkostensumme von 568 Mio. €_{2012/a} (2012 bis 2020 kumuliert). Damit macht die Windenergie etwa 22 % der insgesamt im Zeitraum von 2012 bis 2020 durch den Anlagenausbau entstehenden kumulierten Differenzkosten von 2.640 Mio. €₂₀₁₂ aus. Spezifisch betrachtet führt das **Erreichen des 10%-Windziels zu spezifischen Differenzkosten von maximal 0,15 ct₂₀₁₂/kWh** in 2018.

Abbildung 12 verdeutlicht noch einmal, dass insbesondere durch die deutlich gesunkenen spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren Energien die noch hinzu kommenden Differenzkosten der Neuanlagen kaum noch ins Gewicht fallen.

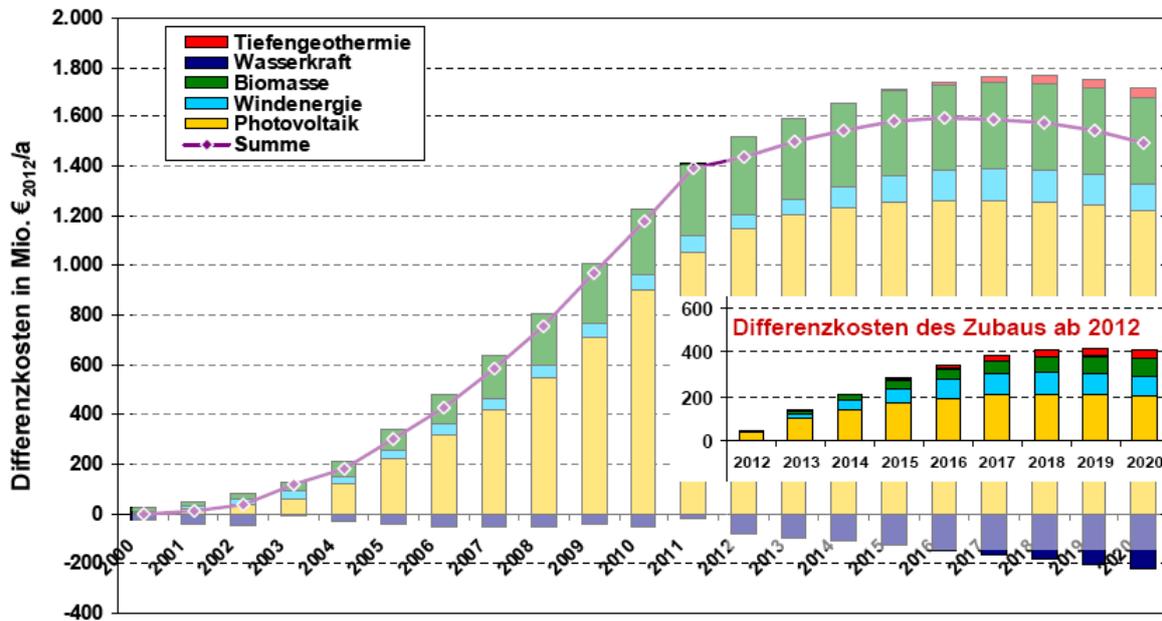


Abbildung 12: Differenzkosten durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg von 2000 bis 2020 und speziell durch die im Rahmen des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 ab 2012 neu hinzukommenden Anlagen (Preispfad A).

Während in Abbildung 10, Abbildung 11 und Abbildung 12 stets die Differenzkostenentwicklung unter Verwendung des Preispfads A dargestellt ist, da dieser Preispfad angesichts der Nachfrage nach Energie auf den Weltmärkten die plausibelste Entwicklung darstellt, sind in Tabelle 6 auch die Differenzkosten ausgewiesen, die anfallen, wenn die zukünftige Preisentwicklung für fossile Energieträger dem niedrigeren Preispfad B folgen sollte. **In der Gesamtsumme würden die Differenzkosten etwa 350 Mio. €₂₀₁₂ - für die Neuanlagen ab 2012 ca. 120 Mio. €₂₀₁₂ - höher ausfallen, wenn Preispfad B angelegt wird.**

Tabelle 6: Übersicht zur Entwicklung der Differenzkosten für erneuerbaren Strom zwischen 2000 und 2020 für die Preispfade A und B; in Klammern die davon auf die ab 2012 neu installierten Anlagen entfallenden Differenzkosten.

	[Mio. € _{2012/a}]	Photo-voltaik	Wind-energie	Biomasse	Wasser-kraft	Tiefen-geothermie	Summe
	2000	4	9	10	-26	0	-3
	2005	217	39	82	-38	0	299
	2010	902	63	262	-50	1	1.178
Preispfad A	2015	1.255 (175)	107 (63)	342 (34)	-126 (3)	6 (6)	1.584 (281)
	2020	1.221 (205)	112 (85)	344 (82)	-222 (1)	39 (39)	1.494 (411)
Preispfad B	2015	1.272 (181)	114 (67)	353 (36)	-110 (4)	6 (6)	1.636 (294)
	2020	1.300 (247)	178 (142)	388 (95)	-165 (6)	42 (42)	1.744 (532)

Kurzübersicht Differenzkosten der regenerativen Stromerzeugung (€₂₀₁₂):

- Jährliche Differenzkostensumme von Anlagenbestand und Neubau (ab 2012): max. 1,6 Mrd. €/a in 2016.
- Jährliche Differenzkostensumme der Neuanlagen (ab 2012): max. 420 Mio. €/a in 2019 davon Windenergie max. 96 Mio. €/a.
- Kumulierte Differenzkosten der Neuanlagen (ab 2012) bis 2020 2,6 Mrd. €, davon 568 Mio. € für die Windenergie.
- Spezifische Gesamtdifferenzkosten von max. 2,44 ct/kWh (2017), für den Neubau ab 2012 erreichen diese max. 0,65 ct/kWh (2019).
- Das Erreichen des 10%-Windziels in 2020 kostet max. 0,15 ct/kWh.

2.2.2 EEG-Umlageverfahren und Entwicklung der EEG-Differenzkosten durch den im Energieszenario 2050 bis 2020 vorgesehenen Zubau in Baden-Württemberg

Während sich mit dem systemanalytischen Differenzkostenansatz insbesondere die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien abbilden lassen, ist zur **Ermittlung der Kostenbelastung der Wirtschaftssubjekte ein anderer Ansatz** erforderlich: auf Bundesebene ist seit dem Jahr 2000 das Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) in Kraft. Durch den im EEG geregelten garantierten Netzanschluss, die Abnahmeverpflichtung seitens des Netzbetreibers sowie die kostendeckende Ausgestaltung der Vergütung für den eingespeisten Strom bietet das EEG seit seinem ersten Inkrafttreten im Jahr 2000 einen erheblichen Anreiz zum Bau und Betrieb neuer Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung. Das EEG-Vergütungssystem gewährt feste Vergütungssätze, in der Regel über einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme.

Hier setzt die **EEG-Differenzkosten-Analyse** an. Die EEG-Differenzkosten entsprechen dabei den Mehrkosten der vergüteten EEG-Strommengen im Vergleich zu den durchschnittlichen Strombezugskosten im Strommarkt. Maßgeblich ist dafür der Börsenpreis für Grundlaststrom an der europäischen Strombörse EEX.

$$\text{Differenzkosten}_{\text{EEG}} = (\text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{durchschnittliche Strombezugskosten}) \times \text{EEG-Strommenge}$$

Die EEG-Differenzkosten spiegeln die Summe der Belastungen aller Akteursgruppen durch die EEG-Förderung wider. Sie werden über einen gesetzlich festgelegten Wälzungsmechanismus bundesweit in Form der EEG-Umlage auf den Letztverbrauch von Strom umgelegt. Als Letztverbrauch wird dabei die Strommenge bezeichnet, die von den

Netzbetreibern an die Endverbraucher abgegeben wird. Die Differenzkosten nach EEG beziffern somit letztendlich Verteilungseffekte.

Die Differenzkosten nach EEG unterscheiden sich damit sehr grundsätzlich von den systemanalytischen Differenzkosten:

1. Bezugsgröße für den anlegbaren Wert des EEG-Stroms sind nicht die Vollkosten von Kraftwerken, sondern der Börsenpreis.
2. Die EEG-Differenzkosten sind per Definition stets positiv, da nur Verteilungseffekte durch Mehrbelastungen ausgewiesen werden können, gesamtwirtschaftliche Entlastungen dagegen nicht darstellbar sind. Gesamtwirtschaftliche Auswirkung bereits wirtschaftlicher erneuerbarer Technologien können mit diesem Ansatz demzufolge nicht abgebildet werden.

Da das EEG als zentrales Förderinstrument auf Bundesebene einerseits auch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg maßgeblich beeinflusst, andererseits die EEG-Umlage auch den baden-württembergischen Letztverbrauch belastet, wird an dieser Stelle auch auf die aus diesem Instrument erwachsenden Verteilungseffekte eingegangen. Es wird insbesondere untersucht, welchen Einfluss der im Rahmen des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 vorgesehene Zubau bis 2020 auf die Höhe der bundesweiten EEG-Umlage haben wird und welche Mehrkosten für die Stromverbraucher hiermit verbunden sind.

Dabei ist zu beachten, dass **die Höhe der EEG-Umlage nicht nur vom fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien, der Höhe der Vergütungssätze für neu hinzukommenden Anlagen sowie den für den Anlagenbestand bis zu ihrem Ausscheiden aus dem EEG-Vergütungssystem zu tragenden Vergütungssummen abhängt, sondern in erheblichem Maße auch von der Entwicklung des Stromletzverbrauchs.** Denn für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie für Schienenbahnen existiert bei Erfüllung bestimmter Kriterien eine Sonderregelung: die sogenannte Besondere Ausgleichsregelung (§§ 40-44 EEG). Sie reduziert die zu tragende EEG-Umlage für die unter diese Regelung fallenden Unternehmen erheblich. Unternehmen mit einer Stromabnahme von mehr als 1 GWh/a und einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 14 % können eine Begrenzung der EEG-Umlage in Anspruch nehmen. Dabei nimmt der zu tragende Anteil der EEG-Umlage mit zunehmendem Stromverbrauch ab (siehe Abbildung 13 „Stufenweise Umlagereduktion“): Für den Stromanteil bis zu 1 GWh/a muss die jeweils geltende EEG-Umlage vollständig übernommen werden, für den Stromanteil von 1 bis 10 GWh/a 10 % der jeweils geltenden EEG-Umlage, für den Stromanteil von 10 bis 100 GWh/a 1 % der jeweils geltenden EEG-Umlage und für den Stromanteil über 100 GWh/a ein Fixbetrag von 0,05 ct/kWh. Beträgt die Stromabnahme eines Unternehmens mehr als 100 GWh/a und beträgt das

Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mehr als 20 % ist die EEG-Umlage für die gesamte Stromabnahmemenge auf 0,05 ct/kWh begrenzt (siehe Abbildung 13 „sofortige Reduktion“). Der Teil des Stromverbrauchs, der unter die Besondere Ausgleichsregelung fällt, wird auch als privilegierter Letztverbrauch bezeichnet.

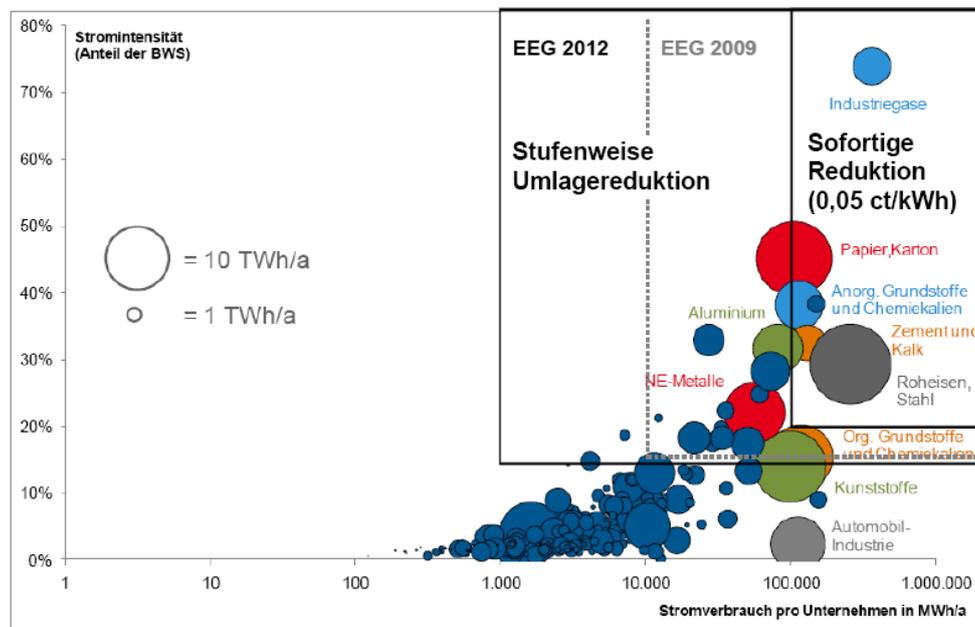


Abbildung 13: Durchschnittlicher branchenspezifischer Stromverbrauch der deutschen Industrie in Abhängigkeit von der Stromintensität für 2009. (Darstellung: Prognos [6] basierend auf Daten des statistischen Bundesamts).

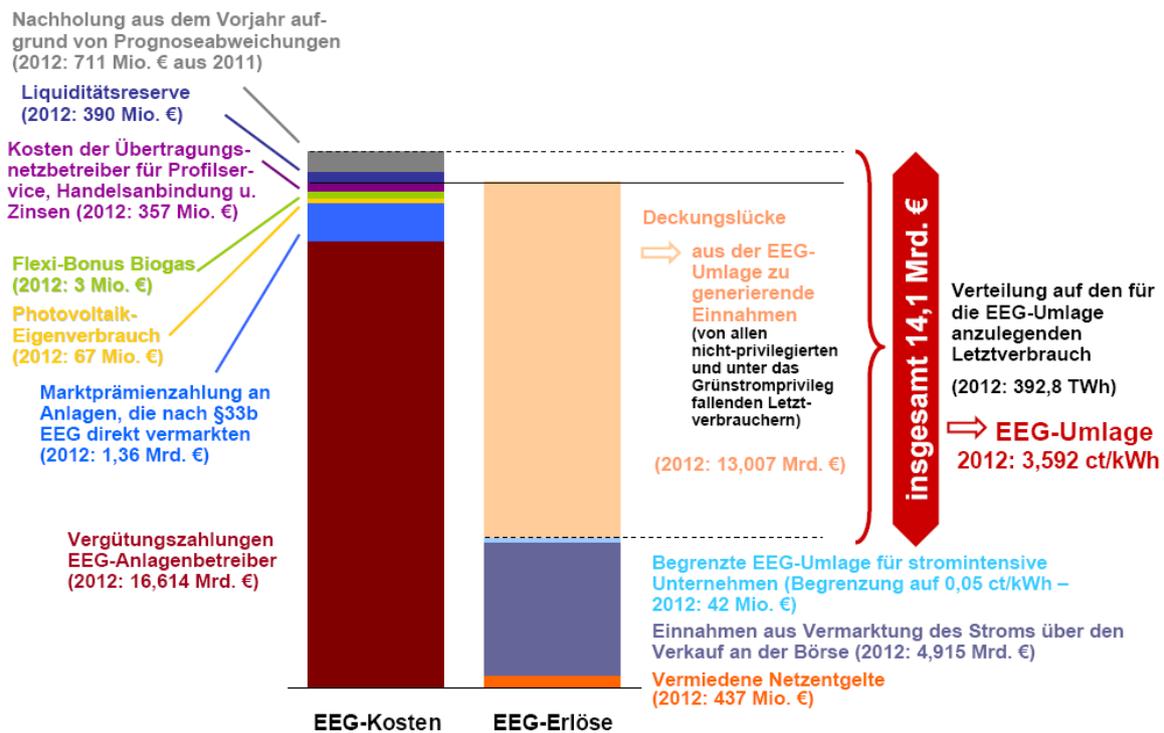
Wie aus Abbildung 13 hervorgeht, sind diesem privilegierten Letztverbrauch insbesondere die Branchen Industriegasproduktion, Papierherstellung, Chemische Industrie, Zementherstellung, Stahlproduktion, Aluminiumherstellung, Nichteisenmetallproduktion und teilweise die Kunststoffherstellung zuzuordnen. Die Automobilindustrie hingegen weist zwar einen hohen Stromverbrauch auf, erreicht aber den erforderlichen Stromkostenanteil von 14 % an der Bruttowertschöpfung nicht. Sie fällt somit nicht unter die Besondere Ausgleichsregelung und muss daher die EEG-Umlage in voller Höhe tragen.

Die Höhe der jeweiligen EEG-Umlage wird gemäß Ausgleichsmechanismusverordnung aus der Prognose der Einnahmen und Ausgaben des EEG-Kontos für das Folgejahr bestimmt, deren Zusammensetzung in Abbildung 14 exemplarisch am Beispiel der EEG-Umlage-Prognose für 2012 dargestellt ist. Auf der Kostenseite des Kontos sind als größter Posten die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber zu verzeichnen. Diese werden durch den fortgesetzten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zunächst weiter ansteigen. Erst ab etwa 2015 werden die ersten Windenergieanlagen in die Phase der sog. Grundvergütung eintreten, die deutlich unter der sog. erhöhten Anfangsvergü-

tung⁶ liegt. Für die Betreiber dieser Anlagen kann es attraktiver sein, den Strom zukünftig außerhalb des EEG zu vermarkten, so dass die EEG-Vergütungszahlungen entsprechend der Stromerzeugung dieser Anlagen reduziert werden. Die Wahl des Vergütungswegs der im EEG 2012 neu geschaffenen Marktprämie hat auf das EEG-Konto nahezu keine Auswirkungen. Zwar ist die zu zahlende Vergütung auf der Kostenseite des Kontos im Vergleich zur Festvergütung um die durchschnittlichen Markterlöse (entsprechend dem durchschnittlichen Börsenpreis bzw. Marktwert des Stroms) reduziert. Diese fehlen aber auf der Habenseite des EEG-Kontos (Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms über die Börse), da dieser Strom vom Anlagenbetreiber selbst und nicht von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der EEG-Wälzung über die Börse vermarktet wird. Die Marktprämie führt tendenziell eher zu leicht erhöhten Kosten, da den Anlagenbetreibern neben der Marktprämie auch noch eine Managementprämie gewährt wird, die die durch den Börsenhandel entstehenden Zusatzkosten des Anlagenbetreibers decken sollen. Auf die absolute Höhe der EEG-Umlage hat der Grad der Nutzung der Marktprämie insgesamt voraussichtlich einen eher vernachlässigbaren Einfluss. Ein weiterer Kostenposten des EEG-Kontos ist die Vergütung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom, der unter dem EEG 2009 gezielt gefördert wurde. Dieser Kostenblock wird voraussichtlich nicht weiter steigen, da im Rahmen der aktuellen Änderungen der Photovoltaikvergütung im EEG diese Eigenverbrauchsvergütung abgeschafft werden soll. Zukünftig wird ein steigender Photovoltaikeigenverbrauch sich somit nicht mehr auf der Kostenseite des EEG-Kontos niederschlagen, sondern vielmehr den anzusetzenden Letztverbrauch reduzieren, weil der steigende Eigenverbrauchsanteil die aus dem Netz bezogene Strommenge reduziert. Somit kann ein wachsender Photovoltaikeigenverbrauch aber indirekt eine steigende Wirkung auf die EEG-Umlage haben.

Weitere Kostenfaktoren sind der Flexi-Bonus Biogas sowie die den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Verpflichtung zur Vermarktung des EEG-Stroms entstehenden Kosten für Profilservice, Handelsanbindung, Zinsen etc. In 2012 neu hinzu gekommen ist die Verpflichtung zur Vorhaltung einer Liquiditätsreserve, um den Zahlungsverpflichtungen gegenüber den Anlagenbetreibern (monatliche Abschlagszahlungen auf die EEG-Vergütung) jederzeit nachkommen zu können. In 2012 kommt auf der Kostenseite noch eine Nachholung von Fehlbeträgen aus dem Vorjahr hinzu. Weil die EEG-Umlage für 2011 zu niedrig kalkuliert war, ist eine Nachholung erforderlich, um das EEG-Konto bilanziell auszugleichen. Sollte die EEG-Umlage-Prognose einmal zu hoch ausfallen, würde statt der Nachholung auf der Sollseite des EEG-Kontos ein Guthaben auf der Habenseite stehen, was letztlich eine Minderung des über die EEG-Umlage zu erwirtschaftenden Fehlbetrags bewirken würde (Abbildung 14).

⁶ Nach dem EEG wird Windstrom mit einer Grundvergütung und einer erhöhten Anfangsvergütung vergütet. Der Zeitraum, für den die erhöhte Anfangsvergütung gewährt wird, richtet sich nach der individuellen Standortqualität der Windenergieanlage an Land und beträgt zwischen 5 und 20 Jahren.



Quelle: Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH (<http://www.eeg-kwk.net>)

Abbildung 14: Schematische Bestimmung der EEG-Umlage für das Folgejahr über die Einnahmen und Ausgaben des EEG-Kontos am Beispiel der EEG-Umlageprognose des Jahres 2012 (nach [7]).

Den EEG-Kosten auf der Sollseite stehen die EEG-Erlöse auf der Habenseite des EEG-Kontos gegenüber. Diese bestehen zum Einen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten für die Übertragungsnetze bei dezentraler, verbrauchsnahe Einspeisung des Stroms in das Verteilnetz. Der größte Teil der Erlöse fließt jedoch in Form der Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms über den Verkauf an der Börse auf das EEG-Konto. Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur unmittelbaren Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse zum Zeitpunkt der Einspeisung führt zu preissenkenden Effekten an der Börse (Merit-Order-Effekt siehe Abschnitt 2.2.3). **Paradoerweise steigt durch diesen börsenpreissenkenden Effekt die EEG-Umlage: Die Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms sinken und die Deckungslücke, die über die EEG-Umlage geschlossen werden muss, wird größer.**

Der privilegierte Letztverbrauch trägt jeweils nur anteilig zur Schließung der Deckungslücke bei (bei vollständiger Befreiung mit 0,05 ct/kWh, bei teilweiser Befreiung zwischen 1 % und 10 % der tatsächlichen Umlage). In der Kalkulation der Übertragungsnetzbetreiber hat dies 2011 die EEG-Umlage des sonstigen, nicht privilegierten Letztverbrauchs um etwa 0,9 ct/kWh erhöht. Durch die Erweiterung der Kreises der Anspruchsberechtigten für die Besondere Ausgleichsregelung im EEG 2012 kommen ab 2013 nochmals etwa 0,1 ct/kWh hinzu [8]. Dieser Trend wird sich - auch bedingt durch andere Faktoren wie Effizienzmaßnahmen oder die Selbstnutzung von Solarstrom - weiter fortsetzen. Die Mit-

telfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber [6] geht davon aus, dass bundesweit der nicht-privilegierte Letztverbrauch von knapp 390 TWh in 2012 auf 360 TWh in 2016 sinkt. Diese Entwicklung wurde fortgeschrieben, so dass in 2020 noch von 340 TWh ausgegangen wird.

Der sich ergebende Fehlbetrag auf der Habenseite des EEG-Kontos muss auf den nicht-privilegierten Letztverbrauch umgelegt werden, um das EEG-Konto auszugleichen. Dieser Mechanismus wird auf Bundesebene angewandt und im Ergebnis steht die EEG-Umlage. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg wird somit gleichermaßen von allen Stromverbrauchern in Deutschland getragen wie beispielsweise der Ausbau der Offshore-Windnutzung vor den deutschen Küsten.

Um den Anteil der baden-württembergischen erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen an der EEG-Umlage für den Zeitraum von 2012 bis 2020 zu ermitteln, werden zunächst von den zu erwartenden EEG-Vergütungssätzen (Tabelle 7), die durchschnittlichen Strombezugskosten in Form der prognostizierte Börsenpreise (Abbildung 15) subtrahiert. Diese spezifischen EEG-Differenzkosten werden mit den prognostizierten Regenerativstrommengen multipliziert und auf den deutschlandweiten nicht-privilegierten Letztverbrauch umgelegt. Für die Entwicklung der EEG-Vergütungssätze, die im Gesetz als nominale Werte ausgewiesen werden, wurde eine Inflationsbereinigung vorgenommen. Sie sind ebenso wie die systemanalytischen Differenzkosten in Abschnitt 2.2.1 in realen Preisen von 2012 angegeben.

Tabelle 7: *Entwicklung der inflationsbereinigten EEG-Vergütungssätze⁷ gemäß EEG 2012 (Inflationsrate 2%/a) (für Photovoltaik und Wasserkraft nach Anlagenzubau gewichtete Durchschnittsvergütung).*

EEG-Vergütungssätze ct ₂₀₁₂ /kWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Photovoltaik	19,80	15,42	13,20	12,30	11,45	10,51	9,79	9,12	8,49
Windenergie	8,93	8,63	8,33	8,05	7,77	7,50	7,25	7,00	6,76
Biogas	20,00	19,22	18,46	17,74	17,04	16,38	15,73	15,12	14,53
Holzheizkraftwerke	14,40	13,83	13,29	12,77	12,27	11,78	11,32	10,88	10,46
Wasserkraft	9,40	11,26	10,93	10,61	10,30	10,00	9,70	9,42	9,14
Geothermie	25,00	24,51	24,03	23,56	23,10	22,64	21,09	19,64	18,29

⁷ Es wurden die Vergütungssätze des EEG 2012 unter Berücksichtigung der jeweiligen Degressionsrate fortgeschrieben. Eine Ausnahme bildet die Photovoltaik, da sich hier aktuell die EEG-Vergütung in der Diskussion befindet. Hier wurde eine Aufteilung des Zubaus nach Anlagengrößen vorgenommen und der Gesetzesentwurf des Bundestags vom 29. März 2012 verwendet. Die hier vorgesehenen Vergütungssätze wurden bis 2015 fortgeschrieben. Ab 2015 wird nur noch eine Degression von 5%/a berücksichtigt, da eine Fortführung der hohen jährlichen Degression (11,4%/a) kostenseitig voraussichtlich nicht darstellbar ist.

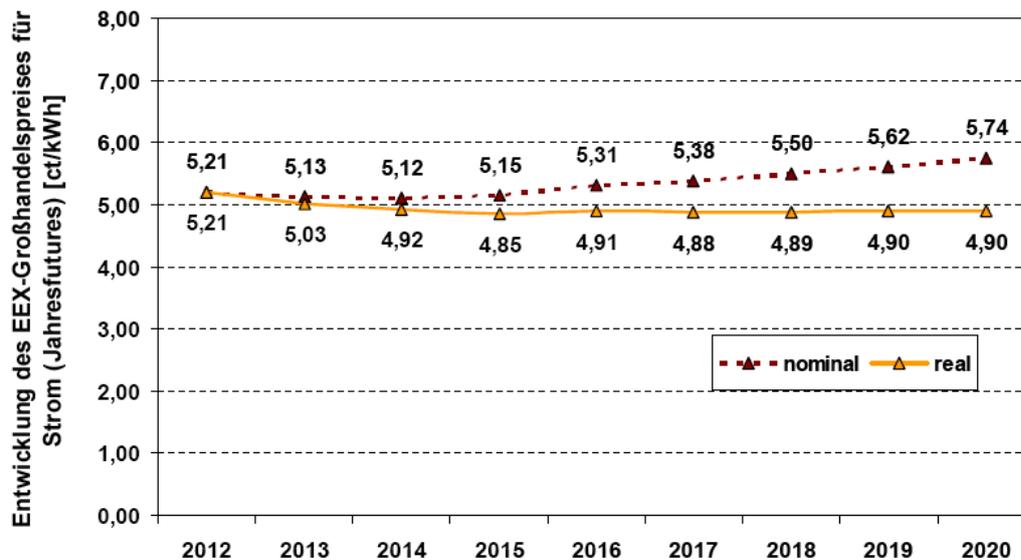


Abbildung 15: Entwicklung des EEX-Großhandelspreises anhand der Jahresfutures nach [9].

Durch den bundesweiten Wälzungsmechanismus ergibt sich hiermit die Belastung pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms – in Baden-Württemberg ebenso wie in allen anderen deutschen Bundesländern. Abbildung 16 links zeigt den Gesamtanteil von Baden-Württembergs EEG-Anlagen an der EEG-Umlage. Berücksichtigt werden alle im Zeitraum von 2000 bis 2020 installierten Anlagen. Klar zu erkennen ist hier die Dominanz der Photovoltaikanlagen. Deutlich wird aber auch, dass der Zubau ab 2012 nur noch geringfügig zur Erhöhung der EEG-Umlage beiträgt. Die Vergütungssätze insbesondere die der Photovoltaik sind deutlich gesunken, so dass die EEG-Differenzkosten trotz nur geringfügig steigender Börsenstrompreise (Abbildung 15) nur moderat ansteigen. Ein Teil dieser Steigerung ist wiederum auf den sinkenden nicht-privilegierten Letztverbrauch und somit eine immer schmalere Basis, auf die die Umlage verteilt werden kann, zurückzuführen. **Unter Einbeziehung des Anlagenbestands steigt Baden-Württembergs Anteil an der EEG-Umlage von 0,46 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 auf 0,58 ct₂₀₁₂/kWh in 2020. Die Neuanlagen machen hiervon lediglich 0,013 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 und 0,132 ct₂₀₁₂/kWh in 2020 aus.** Auf die Windenergie, deren Ausbau vollständig der Landesgesetzgebung zugeschrieben werden kann, entfallen hiervon im Maximaljahr 2020 lediglich 0,035 ct₂₀₁₂/kWh (26,5%).

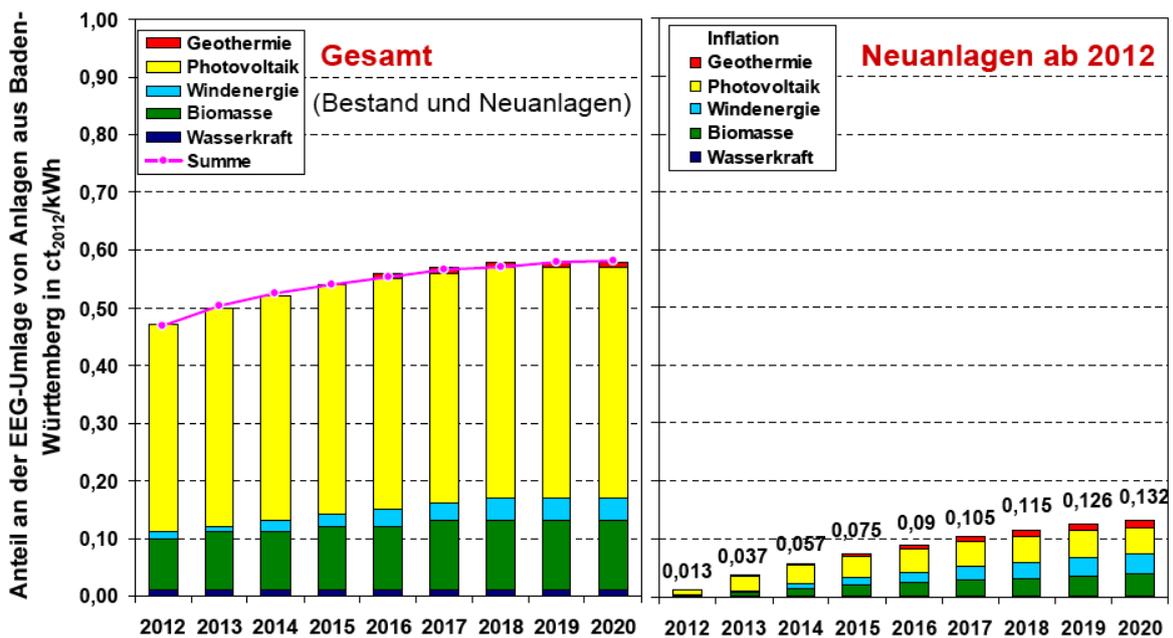


Abbildung 16: Entwicklung des Anteils baden-württembergischer EEG-Anlagen an der EEG-Umlage im Zeitraum von 2012 bis 2020.

Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden einerseits die Stromletztverbraucher durch die EEG-Umlage belastet, andererseits fließen den Betreibern der Anlagen in Baden-Württemberg die EEG-Vergütungen zu. Eine Gegenüberstellung der Gesamtsummen der durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß Energieszenario 2050 bis 2020 jährlich nach Baden-Württemberg fließenden Zahlungsströme mit den durch den EEG-Umlagemechanismus aus Baden-Württemberg abfließenden Zahlungsströmen zeigt Abbildung 17. Hier ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Schätzung der abfließenden Zahlungsströme mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet ist (siehe auch [8]). Daher wurden hier zwei mögliche Pfade für die EEG-Umlage dargestellt. Als Berechnungsbasis diente einerseits die in einer aktuellen Studie zur Strom- und Gaspreisentwicklung für Baden-Württemberg bis 2020 des IE-Leipzig [9] angegebene Entwicklung der EEG-Umlage⁸ im Trendszenario sowie ein ab 2015 abgeschwächtes Ansteigen der EEG-Umlage, die dann in 2020 um 25% niedriger ausfällt als im Trendszenario (Tabelle 8).

Tabelle 8: Entwicklung der EEG-Umlage im Trendszenario nach [9] sowie in Trendszenario -25% in ct₂₀₁₂/kWh (Inflation 2%/a).

EEG-Umlage ct ₂₀₁₂ /kWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trendszenario	3,59	3,83	4,01	4,28	4,53	4,77	4,99	5,21	5,42
Trendszenario -25%	3,59	3,83	4,01	4,07	4,08	4,05	4,04	4,06	4,06

⁸ Zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit aller Werte im vorliegenden Kurzgutachten wurden die in [9] angegebenen Werte an dieser Stelle inflationsbereinigt und in Preisen von 2012 ausgedrückt.

Ob die Zahlungsflüsse nach Baden-Württemberg die Abflüsse übersteigen oder umgekehrt, hängt sehr stark von der absoluten Höhe der EEG-Umlage ab. Durch den weiteren starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg wird jedoch verhindert, dass sich der in den Jahren 2009 bis 2011 zu beobachtende Trend vom „Nehmerland“ zum „Geberland“, sehr stark fortsetzt. **Der Saldo in Abbildung 17 zeigt, dass die von den Stromletztverbrauchern in Baden-Württemberg zu tragende Nettobelastung aus dem EEG bis 2020 maximal 270 Mio. €₂₀₁₂ pro Jahr und bleibt damit noch deutlich unter der Belastung von 2011.** Insbesondere wenn die EEG-Umlage nicht so stark ansteigt, wie im Trendszenario in [9] angenommen, wird Baden-Württembergs Bilanz weitgehend ausgeglichen bleiben bzw. kann sich sogar dauerhaft ein positiver Saldo einstellen, weil die Zuflüsse die Zahlungsabflüsse übersteigen.

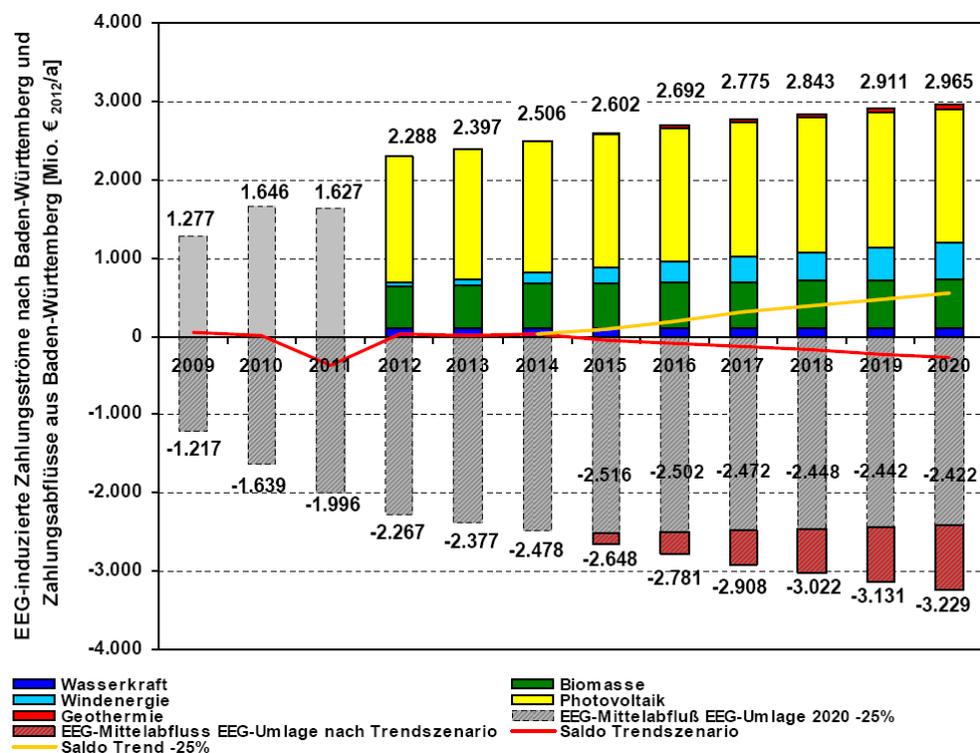


Abbildung 17: Entwicklung der EEG-induzierten Zahlungsströme (positive Werte) nach Baden-Württemberg sowie der EEG-bedingten Zahlungsabflüsse (negative Werte) aus Baden-Württemberg.

Kurzübersicht über die durch die Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 entstehenden Verteilungswirkungen der regenerativen Stromerzeugung (€₂₀₁₂):

- Baden-Württembergs Anteil an der deutschlandweiten EEG-Umlage, die in 2012 bei 3,59 ct₂₀₁₂/kWh liegt und nach [9] im Trendszenario 2020 auf 5,42 ct₂₀₁₂/kWh ausmacht, steigt von 0,46 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 auf 0,58 ct₂₀₁₂/kWh in 2020.
- Die Neuanlagen machen hiervon lediglich 0,013 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 und 0,132 ct₂₀₁₂/kWh in 2020 aus.
- Das Erreichen des 10%-Windziels in 2020 führt zu lediglich 0,035 ct₂₀₁₂/kWh (26,5% des Anteils der Neuanlagen ab 2012).

2.2.3 Merit-Order-Effekt und Verschiebung des Peak-Base-Preis-Verhältnisses durch die Photovoltaik

Ein weiterer Verteilungseffekt, der auf die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien und auf den im EEG-geregelten Wälzungsmechanismus bzw. die Vermarktungsvorgaben für den EEG-Strom zurückzuführen ist, ist der sogenannte Merit-Order-Effekt. Die Vermarktung des EEG-Stroms über die Strombörse durch die Übertragungsnetzbetreiber senkt die Strompreise an der Börse. Denn der deutsche Kraftwerkspark setzt sich aus konventionellen und erneuerbarer Erzeugungseinheiten mit jeweils unterschiedlichen Stromerzeugungskosten und unterschiedlichen Charakteristika bezüglich ihrer Einsatzflexibilität zusammen. Der zur Deckung der Nachfrage notwendige Kraftwerkseinsatz wird durch Preissignale an der Börse gesteuert. Die Abrufreihenfolge der Kraftwerke orientiert sich dabei an der sogenannten Merit-Order. **Diese ergibt sich nach aufsteigenden Grenzkosten** (siehe Abbildung 18 oben). Die Grenzkosten sind die variablen Kosten der Erzeugung und sie bemessen sich im Wesentlichen aus den Brennstoffkosten inklusive der Kosten für CO₂-Zertifikate und dem jeweiligen Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat nun einen entscheidenden Einfluss auf die Merit-Order und somit auf die Börsenpreise: Die Betreiber entsprechender Anlagen erhalten die EEG-Vergütung für ihren eingespeisten Strom von den Netzbetreibern. Diese Strommengen werden dann von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse im Day-Ahead-Markt vollständig und ohne Preisvorgabe vermarktet. Hierzu sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet. Auf diese Weise werden die erneuerbaren Energien zu Grenzkosten von Null an der Börse angeboten, so dass sie die Merit-Order nach rechts verschieben (Abbildung 18 unten).

Die **erneuerbare Stromerzeugung senkt** somit bei unveränderter Stromnachfrage/Last den **erzielbaren Börsenpreis** für alle anderen Erzeugungsanlagen, da **zuerst die jeweils teuersten** noch benötigten Erzeugungsanlagen aus der Merit-Order „**herausfallen**“. Die Höhe des preissenkenden Effekts hängt vom Schnittpunkt der Nachfragekurve mit der Merit-Order-Kurve ab.

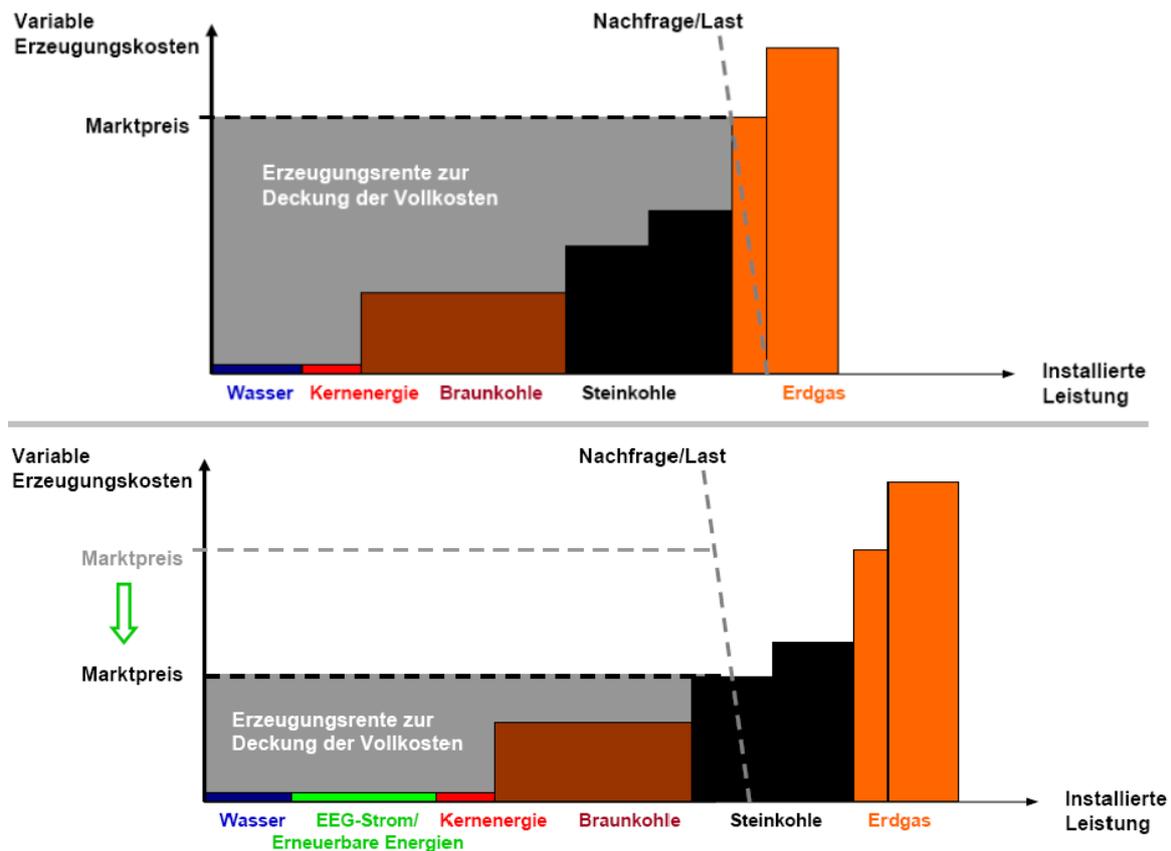


Abbildung 18: Schematische Darstellung des durch erneuerbare Energien an der Börse ausgelösten Merit-Order-Effekts.

Nach wissenschaftlichen Studien für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (u.a. [10]) nahm dieser strompreisdämpfende Effekt in den letzten Jahren jeweils eine Höhe von **mindestens 0,5 ct/kWh** [8] ein. Hieraus resultieren geringere Beschaffungskosten für konventionell erzeugten Strom, die der Ermittlung der EEG-Umlage zugrunde liegen. Da der durchschnittliche Börsenpreis im Sinne eines Preisbarometers auch die Preise für außerbörslich geschlossene Stromlieferverträge maßgeblich beeinflusst, **profitiert von diesen Preissenkungen vor allem die energieintensive Industrie**, die von der EEG-Umlage bis auf 0,05 ct/kWh befreit ist.

Ein weiterer Börsenpreiseffekt tritt zunehmend durch den erheblichen Zubau der Photovoltaik in den Jahren 2009, 2010 und 2011 ein: eine Verschiebung des Base (0:00 bis 24:00 Uhr)-Peak (8:00 bis 20:00 Uhr)-Preis-Verhältnisses. Da die Menge an Photovol-

taikstrom, die insbesondere zur Mittagszeit in das Netz eingespeist wird und somit gerade zur Deckung der sogenannten Mittagsspitze beiträgt, sprunghaft angestiegen ist, hat das Einspeisemuster der Photovoltaik den Verlauf der Preiskurven nach jüngsten Analysen des Instituts für Zukunftsenergien (IZES) [11] deutlich verändert (Abbildung 19). Dabei ist der preissenkende Effekt in den Mittagsstunden am größten, wenngleich die Börsenpreise während der letzten Jahre in den Peak-Stunden generell gesunken sind. Somit geht das IZES davon aus, dass der preissenkende Effekt der Photovoltaik über den gesamten Tag Wirkung zeigt. Mit steigender installierter Photovoltaikleistung stehen die Peak-Preise im Verhältnis zu den Base-Preisen systematisch unter Druck. Neben dem in Abbildung 19 deutlich zu erkennenden Abflachen der Mittagsspitze ist die preisdämpfende Wirkung auch in den Nachmittagsstunden zu beobachten, wo der durchschnittliche Peak-Preis kaum mehr über dem Base-Preis, also dem durchschnittlichen Preis über 24 Stunden inklusive der Nachtstunden, liegt.

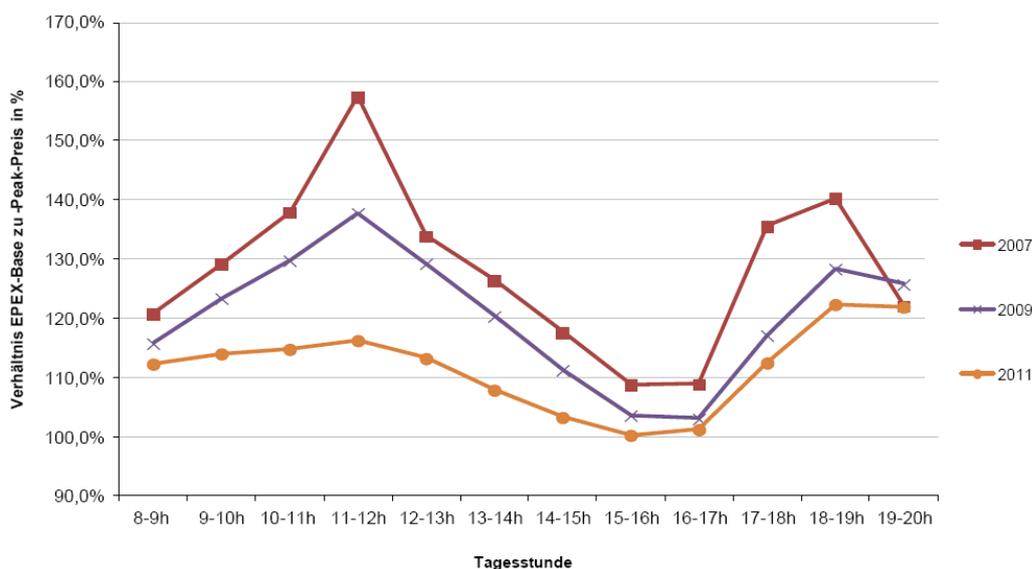


Abbildung 19: Verhältnis der Stundenmittelwerte der Peak-Stunden-Preise zum jährlichen Durchschnittswert des EEX-Spotmarktpreises in den Jahren 2007, 2009 und 2011 (Quelle: IZES [11]).

In [11] wird der zusätzlich zum bekannten Merit-Order-Effekt **eintretende Preissenkungseffekt der Photovoltaikeinspeisung für 2011 mit 0,11 bis 0,175 ct/kWh** beziffert. Eine Prognose für die Zukunft gibt es bislang nicht.

Von besonderer Bedeutung ist dieser Effekt für Stromeinkäufer an der Börse, wie Stromlieferanten oder industrielle Großverbraucher. Für sie sind die Peak-Preise deshalb von besonderer Bedeutung, weil der Strombedarf für die Produktion und sonstige Wirtschaftsprozesse in der Peak-Phase besonders hoch ist. Traditionell waren die Preise in den Peak-Stunden deutlich höher als der Base-Preis und die Stromkäufe wurden von den Akteuren häufig durch Peak-Bänder im Voraus eingekauft. Sinken die Peak-Preise, profi-

tieren vor allem die Akteure, die vorwiegend in den Peak-Stunden Strom benötigen und diesen an der Börse beschaffen. Dies dürfte wiederum **besonders für die energieintensive Industrie** zutreffen.

2.2.4 Investitionen in die Netzinfrastruktur

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung verursacht nicht nur direkte Kosten in Form Erzeugungsmehrkosten, sondern auch **indirekte Kosten**. Hierunter fallen insbesondere die durch die Dezentralität und gleichzeitige Standortgebundenheit der erneuerbaren Stromerzeugung entstehenden Kosten für den erforderlichen **Netzausbau**. Der notwendige Leitungsausbau auf Höchst- und Hochspannungsebene durch die Denanetzstudien I und II ist bereits gut erfasst. Da er aber zu schleppend voran geht, wurde auf Bundesebene das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) verabschiedet und die Erarbeitung eines Netzentwicklungsplans gemäß Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) für 2012 angekündigt. Dies betrifft auch drei Trassen in Baden-Württemberg (siehe Abbildung 20).

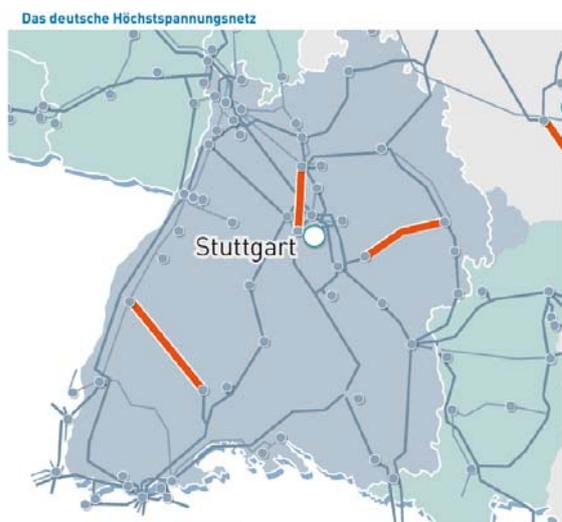


Abbildung 20: Geplante Ausbautrassen im deutschen Hochspannungsnetz in Baden-Württemberg (nach Frieß, [12]).

Wie jedoch aus Tabelle 9 hervorgeht, macht das Höchstspannungsnetz nur rund 2,5% der gesamten in Baden-Württemberg vorhandenen Stromnetze aus. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung findet bis 2020 aber in erster Linie dezentral im Land statt und erfordert daher auch eine deutliche Verstärkung und Erweiterung der Verteilnetze (Mittel- und Niederspannungsebene).

Tabelle 9: Vorhandene Stromnetze in Baden-Württemberg (Quelle: Frieß [12]).

Leitungsart	Höchstspannungs- ebene (380 / 220 kV)	Hochspannungs- ebene (110 kV)	Mittelspannungs- ebene (10, 20 ,30 kV)	Niederspannungs- ebene (0,4 kV)
Freileitung	4.760 km	8.090 km	18.330 km	31.880 km
Kabel	3,0 km	680 km	40.700 km	134.850 km
SUMME	4.763 km	8.770 km	59.030 km	166.740 km

Bislang liegt für diesen Bereich relativ **wenig belastbares Datenmaterial** vor. Für eine grobe Abschätzung des Ausbau- und Investitionsbedarfs auf Mittel- und Hochspannungsebene wurde auf die Verteilnetzstudie des Bundes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [13,14], die lediglich Aussagen anhand einer Reihe vereinfachender Annahmen und nur für typische Modellregionen trifft, zurückgegriffen. Detaillierter und belastbarere Ergebnisse werden erst nach Abschluss einer laufenden Untersuchung der Deutschen Energieagentur (dena-Verteilnetzstudie) für Ende des Jahres 2012 erwartet. Nach dem BDEW-Ansatz stellt Baden-Württemberg eine Mischregion aus der Region Süd und der Region Mitte dar, für diese Mischregion liegen jedoch keine spezifischen Modellannahmen vor. Daher wird für die Abschätzung des Ausbaubedarfs der Hoch- und Mittelspannungsnetze vereinfachend davon ausgegangen, dass die Werte der Region Süd (Bayern) übertragbar sind. Anhand des in der BDEW-Studie [13] abgeleiteten modellregionenspezifischen Ausbaubedarfs bei Umsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß Leitszenario 2010 des Bundesumweltministeriums [3], der angegebenen Anzahl an Modellregionen pro Region sowie der in Tabelle 10 dargestellten Investitionskosten **wurde für Baden-Württemberg bis 2020 ein Gesamtinvestitionsbedarf von 2,76 Mrd. €₂₀₁₂ abgeleitet.**

Tabelle 10: Investitionskosten in Stromnetze nach [13].

Investitionskosten Stromnetze (Spezifische Errichtungskosten) nach [13]		
Hochspannung Leitungen	Freileitungen inkl. Gestänge (2 Stromkreise)	410.000 €/km
Mittelspannung Leitungen	Kabel inkl. Graben ländlich	50.000-80.000 €/km
Niederspannung Leitungen	Kabel inkl. Graben ländlich	40.000-50.000 €/km

Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass der Netzausbau im Zeitraum von 2012 bis 2020 in allen Jahren gleich verteilt stattfindet. Aus den Investitionen lassen sich jährliche Kosten ableiten (Abschreibungszeit 40 Jahre, nominaler Zins 9,05%, Inflation 2%/a). Diese steigen sukzessive von 23 Mio. €₂₀₁₂ in 2012 auf 178 Mio. €₂₀₁₂ in 2020 an. Kumuliert über den Gesamtzeitraum ergeben sich für das **Hoch- und Mittelspannungsnetz Ausbaukosten von 0,9 Mrd. €₂₀₁₂.**

Hinzu kommt der Ausbau des Niederspannungsnetzes, wo die Wirkung nahezu vollständig auf die Photovoltaik zurückgeführt werden kann. Für diesen Bereich gibt es zwei ak-

tuelle Studien [15], [16], die sich mit dem erforderlichen Netzausbau sowie den zugehörigen Kosten befassen. Im Gegensatz zur BDEW-Studie gehen sie davon aus, dass das bestehende Netz noch bis zu einem gewissen Grad Photovoltaikzubau aufnehmen kann, erst bei Überschreiten der zulässigen Maximalbelastung des Netzes ist der Ausbau erforderlich. Diese Herangehensweise erscheint plausibler, als der in der BDEW-Studie verwendete Ansatz, der unterstellt, dass bereits heute jedes zugebaute Kilowatt Photovoltaik Leistung unmittelbar Netzausbau auslöst. Daher wird für den Niederspannungsbereich im vorliegenden Kurzgutachten der Ansatz von Ecofys/IWES verwendet. Hier werden unterschiedliche Netze modelliert und mittels Simulation der Ausbaubedarf ermittelt. Für die Abschätzung Ausbaubedarfs wurde davon ausgegangen, dass Anlagen einer Leistung unter 10 kW im Modell „städtisches Netz“ stattfindet, für den Zubau von Anlagen einer Leistung über 10 kW wird das Modell „reales Netz“ herangezogen. Die spezifischen Investitionskosten sind in Tabelle 11 aufgeführt. Zur Festsetzung der spezifischen Kosten wurde beim städtischen Netz Kosten für eine Steigerung der PV-Leistung um 50 % angesetzt. Beim realen Netz wurde von 150% ausgegangen.

Für Baden-Württemberg entstehen im Fall des **klassischen Netzausbaus ein Gesamtinvestitionsbedarf in Höhe von 1,8 Mrd. €₂₀₁₂ bis 2020**. Der Ausbau erfolgt steigend mit dem zunehmenden Ausbau der Photovoltaikleistung. Die aus den Investitionen erwachsenden jährlichen Kosten (Abschreibungszeitraum 40 a, nominaler Zinssatz 9,05%, Inflation 2 %/a) steigen somit von 26 Mio. €₂₀₁₂ in 2012 auf 146 Mio. €₂₀₁₂ in 2020. Kumuliert über den gesamten Zeitraum von 2012 bis 2020 ergeben sich 785 Mio. €₂₀₁₂. **Zusammen** mit dem Ausbau auf Hoch- und Mittelspannungsebene **ergeben sich somit Kosten von insgesamt 1,7 Mrd. €₂₀₁₂**.

Tabelle 11: Investitionskosten für den Ausbau des Niederspannungsnetzes nach [15].

Investitionskosten Niederspannungsnetz nach [15] - Städtisches Netz					
Steigerung der Photovoltaikleistung	50%	100%	150%	200%	
Klassischer Netzausbau	90	79	66	60	€/(kW*a)
Blindleistung	38	21	24	24	€/(kW*a)
Regelbarer Ortsnetztrafo (oberes Szenario)	50	27	21	20	€/(kW*a)
Investitionskosten Niederspannungsnetz nach [15] – Reales Netz					
Steigerung der Photovoltaikleistung	50%	100%	150%	200%	
Klassischer Netzausbau	52	38	20	18	€/(kW*a)
Blindleistung	25	13	9	7	€/(kW*a)
Regelbarer Ortsnetztrafo (oberes Szenario)	38	18	14	10	€/(kW*a)

Das IWES analysiert auch verschiedene Alternativen zum klassischen Netzausbau. Eine bereits mit dem heutigen gesetzlichen Regelwerk und den technischen Voraussetzungen der Wechselrichter umsetzbare Möglichkeit stellt die statische Blindleistungsbereitstel-

lung dar. Würde diese flächendeckend angewandt, **könnte der Netzausbaubedarf um etwa 60 % verringert werden**. Eine Absenkung des klassischen Netzausbaubedarfs in gleicher Größenordnung ließe sich auch durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren erreichen. Letztere sind allerdings heute noch nicht auf dem Markt verfügbar. Bis zur Marktreife werden noch Entwicklungszeiträume von etwa zwei bis vier Jahren erwartet. Dies bedeutet, sie werden innerhalb des Zeitraums bis 2020 zur Verfügung stehen und zum Einsatz gebracht werden können, was ggf. den hier ausgewiesenen Investitionsbedarf erheblich senken würde. Die heute schon verfügbare Option der statischen Blindleistungsbereitstellung durch die Photovoltaikanlagen bzw. Wechselrichter sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht in jedem Fall umgehend zur Anwendung kommen. Denn hierdurch werden zunächst die Investitionen in den Netzausbau vermieden bzw. auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Dies ist auch deshalb sinnvoll, weil heute noch nicht absehbar ist, wie sich der Photovoltaikeigenverbrauch entwickeln wird. Ein mögliches Szenario wäre hier, dass durch die weiter sinkenden Stromerzeugungskosten der Photovoltaik, diese in Kombination mit Batteriespeichern für Haushalte die ökonomisch günstigste Form der Strombeschaffung darstellen. In diesem Fall werden Anlagen, Wechselrichter und Batterie dahingehend optimiert werden, einen möglichst vollständigen Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms zu erreichen. Der Netzanschluss wäre dann nur noch für die Zeiten belastet, in denen die Stromerzeugung der Photovoltaikanlage und die Ausspeisung aus der Batterie nicht ausreichen, um den Bedarf des Haushalts zu decken. Durch die Speicherung vor Ort könnte in diesem Szenario der Netzausbaubedarf zukünftig deutlich zurückgehen. Über die Blindleistungsbereitstellung ließe sich somit die Zeit bis der Eigenverbrauch großflächig zur Anwendung kommt auch ohne große Netzausbauaktivitäten überbrücken. Da dies jedoch nur einen von vielen möglichen Entwicklungspfaden darstellt, wurde an dieser Stelle im Sinne einer konservativen Herangehensweise von der Notwendigkeit des Netzausbaus nach heutigem Stand ausgegangen und die Investitionen für den klassischen Netzausbau berücksichtigt.

Abbildung 21 zeigt die aus dem Netzausbau auf Mittel-/Hochspannungsebene ebenso wie auf Niederspannungsebene resultierende **Erhöhung der Netznutzungsentgelte**, wenn die jährlichen Kosten auf den Letztverbrauch in Baden-Württemberg⁹ umgelegt werden. Netznutzungsentgelte werden regional abhängig vom jeweiligen Netz erhoben. Ein bundesweiter Ausgleich erfolgt hier nicht. Die Erhöhung der Netznutzungsentgelte entspricht **0,08 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 und steigt bis 2020 auf 0,53 ct₂₀₁₂/kWh**. Gemäß den Angaben des Versorgerportals Baden-Württemberg [17] lagen liegen die durchschnittlichen Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg aktuell bei 4,91 ct/kWh. Ausgehend vom heutigen Stand ergäbe sich somit eine Erhöhung **um rund 9 %**.

⁹ Hier wurde als Ausgangsgröße der Letztverbrauch der EnBW-Regelzone des Jahres 2010 in Höhe von 63,1 TWh/a herangezogen [23]. Bis 2020 wurde ein Rückgang entsprechend der im Energieszenario Baden-Württemberg 2050 bis 2020 angesetzten Reduktion des Endenergieverbrauchs für Strom angenommen.

Weiterhin ist zu beachten, dass es auch zur Instandhaltung des heutigen Netzes gewisser Investitionen bedarf, die als „**Sowieso-Kosten**“ unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen. Aus den von der Bundesnetzagentur erhobenen Daten für die Bundesebene [18] kann ein spezifischer Investitionsbedarf zur Netzinstandhaltung von 900 €/km Netz pro Jahr abgeleitet werden. Für Baden-Württemberg lässt sich so bis 2020 ein Investitionsbedarf für die reine Instandhaltung des Netzes von etwa 200 Mio. €₂₀₁₂/a oder kumuliert 1,8 Mrd. €₂₀₁₂ abschätzen. Um die Investitionen in jährliche Kosten zu überführen, werden die in [13] und [16] als für Netze üblich beschriebene Abschreibungsdauer von 40 Jahren ebenso wie der dort angegebene nominale Zinssatz von 9,05 %/a unter Berücksichtigung einer Inflation von jährlich 2 % verwendet. So ergeben sich jährlich durch die **Netzinstandhaltung neu hinzukommende Kosten von 68 €₂₀₁₂/km_{Netz}**. Bezogen auf Baden-Württembergs Gesamtnetz ergeben sich so in 2012 15 Mio. €₂₀₁₂. Bis 2020 steigen die durch die Instandhaltung ab 2012 entstehenden Netzkosten auf 138 Mio. €₂₀₁₂. Die daraus entstehende Belastung pro kWh Letztverbrauch ist in Abbildung 21 als „Sowieso-Kosten“ der Netzinstandhaltung angegeben. Wenn die ohnehin notwendigen Arbeiten zur Instandhaltung des Netzes mit den entsprechenden Ausbaumaßnahmen verknüpft werden können, kann die Gesamtsumme des aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien resultierenden Netzausbaus maximal um die Höhe der „Sowieso-Kosten“ reduziert werden. **Je nachdem wie stark diese Optimierungsmöglichkeiten genutzt werden können, beträgt die Erhöhung der Netznutzungsentgelte in 2012 0,06 bis 0,08 ct₂₀₁₂/kWh und in 2020 0,33 bis 0,53 ct₂₀₁₂/kWh.**

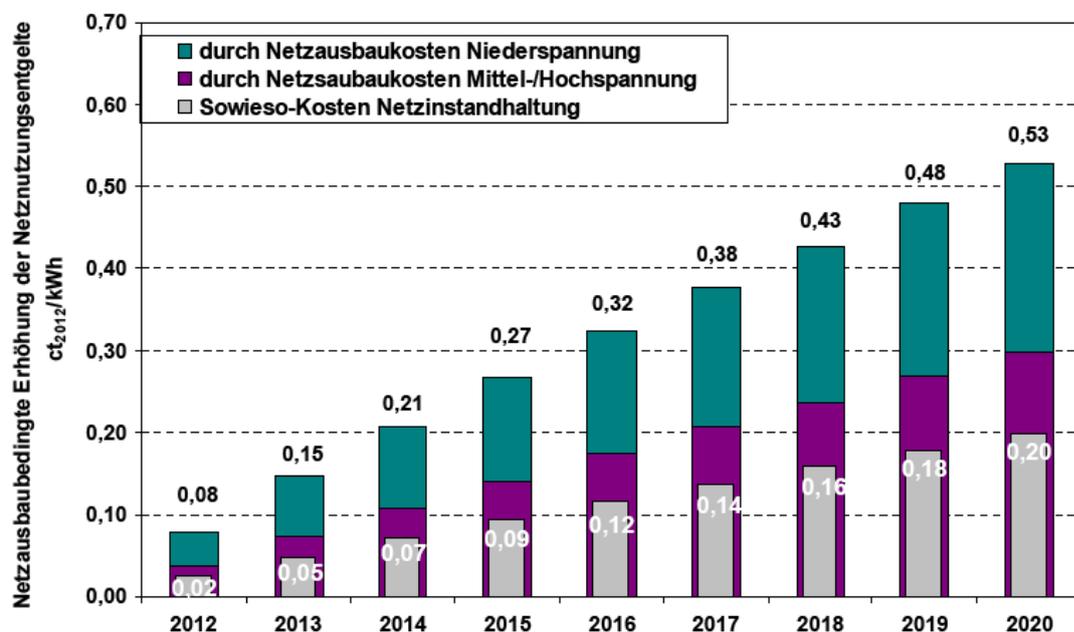


Abbildung 21: Entwicklung der netzausbaubedingten Erhöhung der Netznutzungsentgelte sowie der „Sowieso-Kosten“ der Netzinstandhaltung bis 2020.

Weitere Kosten für den Ausbau auf Höchstspannungsebene kommen ggf. hinzu, sofern sie für die laufenden EnLAG-Projekte nicht bereits in den heutigen Netznutzungsentgelten enthalten sind und ein darüber hinausgehender Ausbau des Höchstspannungsnetzes bis 2020 erforderlich werden sollte. Da hierzu keine Angaben vorliegen, war eine Abschätzung nicht möglich.

Kurzübersicht über die Wirkungen der Investitionen in die Stromnetzinfrasturktur:

- Auf Mittel- und Hochspannungsebene sind bis 2020 Investitionen in den Netzausbau in Höhe von 2,76 Mrd. €₂₀₁₂ erforderlich. Hinzu kommen 1,81 Mrd. €₂₀₁₂ auf Niederspannungsebene.
- Die „Sowieso“-Investitionen in die Netzinstandhaltung belaufen sich auf ca. 200 Mio. €₂₀₁₂/a. Wenn Netzausbaubedarf und Netzinstandhaltungsbedarf räumlich und zeitlich zusammenfallen, reduzieren sich die zusätzlich erforderlichen Investitionen für den Netzausbau um die Sowieso-Investitionen.
- Ungeachtet der möglichen Anrechenbarkeit der Sowieso-Kosten entstehen bis 2020 Gesamtnetzausbaukosten in Höhe von rund 1,7 Mrd. €₂₀₁₂.
- Dies erhöht die Netznutzungsentgelte in 2012 um 0,08 ct₂₀₁₂/kWh. Bis 2020 steigt der Zuschlag auf 0,53 ct₂₀₁₂/kWh. Können alle Instandhaltungs- und Ausbaumaßnahmen kombiniert durchgeführt werden beträgt die zusätzliche Erhöhung der Netznutzungsentgelte durch den Ausbau lediglich 0,33 ct₂₀₁₂/kWh.

2.2.5 Investitionen in die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks

Die Umstrukturierung des Stromsektors ist nicht allein auf den Ausbau der erneuerbaren Energien beschränkt. Der im 13. Änderungsgesetz zum Atomgesetz im Juni 2011 festgelegte endgültige Ausstieg aus der Kernenergienutzung verlangt den Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten im Land, um die **Versorgungssicherheit** nicht zu gefährden. Bereits getroffenen Investitionsentscheidungen in den Aufbau neuer Kohlekraftwerkskapazitäten sowie die Stilllegung fossiler Altkraftwerke müssen für die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die neuen Gegebenheiten ebenso berücksichtigt werden, wie der deutlich forcierte Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung. Da diese zu großen Teilen über die fluktuierende Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik erfolgen wird, ist unter strategischen Gesichtspunkten auch die Notwendigkeit einer zunehmenden Flexibilität des fossilen Kraftwerksparks zu beachten.

Daher benötigt Baden-Württemberg bis 2020 vor allem einen deutlichen **Zubau von Kapazitäten zur flexiblen Verstromung von Erdgas**. Denn nur Gaskraftwerke weisen die erforderliche kurzfristige Verfügbarkeit, die hohe Regelbarkeit während des Betriebs, eine insgesamt flexible Fahrweise und nicht zuletzt eine geringere CO₂-Intensität im Vergleich

zur kohlebasierten Stromerzeugung auf und erfüllt somit die Kriterien zur Sicherung von Baden-Württembergs Stromversorgung nicht nur bis 2020, sondern auch darüber hinaus (Abbildung 22)¹⁰. Weiterhin sind auch unter ökonomischen Gesichtspunkten neue Erdgaskraftwerke gegenüber neuen Kohlekraftwerken bereits heute zu bevorzugen, da sie insbesondere aufgrund der niedrigeren CO₂-Emissionen und der deutlich geringeren resultierenden Belastung mit aus dem europäischen Emissionshandelssystem erwachsenden CO₂-Kosten, je nach Höhe des Zertifikatspreises, schon heute niedrigere Stromerzeugungskosten aufweisen.

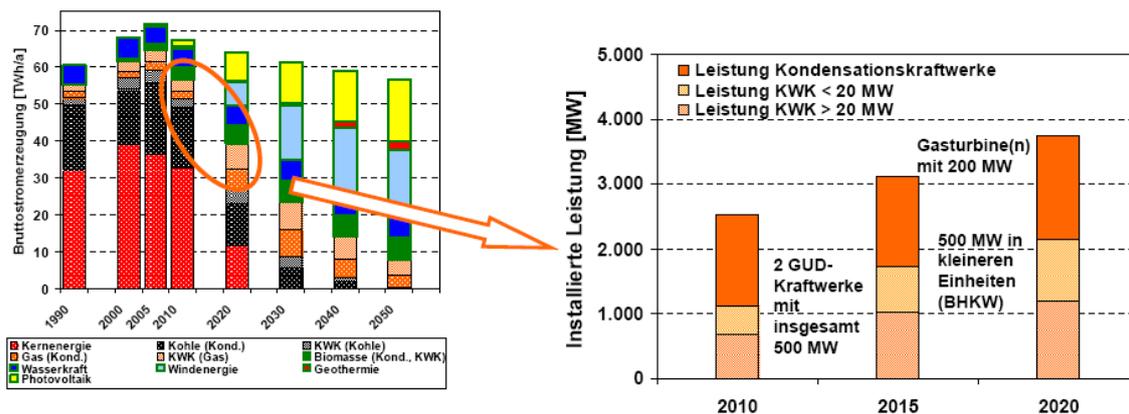


Abbildung 22: Erforderlicher Kapazitätswachstum und mögliche Struktur im Bereich der Erdgasverstromung bis 2020 gemäß Energieszenario Baden-Württemberg 2050.

Ausgehend von vorhandenen Gaskraftwerken mit einer installierten Leistung von rund 2,5 GW im Jahr 2010 besteht nach dem Energieszenario Baden-Württemberg 2050 bis 2020 Bedarf an **1,2 GW** neuer gasgefeuerter Kraftwerkskapazität. Im Detail setzt sich der Bedarf aus zwei GuD-Blöcken mit insgesamt 500 MW_{el}, 200 MW_{el} Gasturbinen sowie weiteren 500 MW_{el} in Form kleinerer, dezentraler Einheiten zusammen. Somit ergibt sich für die zuzubauende gasgefeuerte Kraftwerksleistung ein Investitionsbedarf von rund **1,05 Mrd. €₂₀₁₂** (Tabelle 12). Die durch diese Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks entstehenden Kosten sind vorrangig durch den auf Bundesebene beschlossenen Kernenergieausstieg und die europäischen Klimaschutzbestrebungen bedingt. Sie flankieren den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, dieser ist jedoch nicht ursächlich. Insofern können diesem keine Zusatzkosten zugerechnet werden, sofern diese überhaupt entstehen (siehe oben).

¹⁰ Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat neben den erhöhten Flexibilitätsanforderungen weitere Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark. Hierzu zählt die sinkende Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken, die einerseits durch den Merit-Order-Effekt (Abschnitt 2.2.3) immer weniger Deckungsbeiträge erwirtschaften können, andererseits zu einer stetig sinkenden Zahl an Stunden pro Jahr zur Produktion benötigt werden. Daneben werden auch Pumpspeicherkraftwerke durch die Angleichung von Peak-Strom-Preis und Base-Strom-Preis (Abschnitt 2.2.3) sowie den Wegfall der Kernenergie als Grundlastlieferant zunehmend unrentabel.

Tabelle 12: Abschätzung des Investitionsbedarfs in neue Gaskraftwerke (ohne MwSt.);
(Quellen für spez. Investitionen: [3], [19])

	Gesamtleistung [MW _{el}]	Spezifische Investi- tion [€ ₂₀₁₂ /kW _{el}]	Gesamtinvestition [Mio. € ₂₀₁₂]
GuD Kombikraftwerke	500	725	363
Gasturbinen	200	415	83
Gas-BHKW (50-100 kW)	500	1.200	600
SUMME	1.200	-	1.046

Die Investitionen in neue Gaskraftwerke werden, wenn es sich um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) handelt, über das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** gefördert. Das KWKG funktioniert ähnlich wie das EEG für die erneuerbaren Energien. Allerdings erhalten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen keine feste Vergütung, sondern nur einen KWK-Zuschlag pro erzeugter Kilowattstunde Strom, der zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Anlage beitragen soll. Um die Vermarktung des erzeugten Stroms muss sich der Anlagenbetreiber in jedem Fall selbst kümmern. Die Höhe des Zuschlags ist nach der Anlagenleistung gestaffelt und wird für 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Die entstehenden Kosten werden wie die EEG-Differenzkosten auf den Letztverbrauch umgelegt, wobei es auch im KWKG einen privilegierten Letztverbrauch (ab 100.000 kWh) gibt, der maximal 0,05 ct/kWh als Umlage tragen muss. Unternehmen der energieintensiven Industrie sind lediglich zur Übernahme von 0,025 ct/kWh verpflichtet. Im Gegensatz zum EEG ist jedoch die jährlich Fördersumme im KWKG auf 750 Mio. € gedeckelt. Sollten mehr zuschlagsberechtigte Anlagen installiert worden sein, wird für Großanlagen die Förderung entsprechend gekappt, um die Gesamtfördersumme nicht zu überschreiten. Wird die Fördersumme voll ausgeschöpft, entsteht für den nicht privilegierten Letztverbraucher in Baden-Württemberg in 2020 eine **Belastung von maximal 0,188 ct₂₀₁₂/kWh**. Für den Zubau von Gaskraftwerken in Baden-Württemberg nach dem in Tabelle 12 angegebenen Kraftwerksmix sind dabei unter der Annahme, dass alle zugebauten Kraftwerke in 2020 noch einen KWK-Zuschlag erhalten, **Mehrkosten in Höhe von etwa 0,05 ct₂₀₁₂/kWh** zu tragen.

Zu erwähnen ist an dieser Stelle, dass der fossile Kraftwerkspark (Anlagen > 20 MW) dem 2005 eingeführten europäischen Emissionshandelssystem (ETS) unterliegt. Die Zertifikate wurden in der laufenden Handelsperiode an die Industriesektoren zunächst vollständig kostenfrei und an den Stromerzeugungssektor zu 90 % kostenfrei abgegeben.

Dennoch wurden die Opportunitätskosten¹¹ der Zertifikate nicht zuletzt aufgrund der geringen Elastizität der Stromnachfrage weitgehend in den Strompreis überwältigt. Obwohl diese Opportunitätskosten bei kostenloser Vergabe der Zertifikate keine tatsächlich anfallenden Kosten darstellen sind sie somit heute schon preisrelevant (vgl. [20]). Die Auswirkung der Zertifikatspreise auf den Börsenstrompreis hängt dabei neben den Zertifikatspreisen selbst auch vom Grad der Überwälzung der Opportunitätskosten für CO₂ ab (Tabelle 13). Bei einem Wälzungsgrad von 80 % (vgl. [20]) und einer durchschnittlichen CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung von 0,575 kg pro kWh (Wert für 2010) würde ein CO₂-Preis von 15 €/t den Strompreis um 0,69 ct/kWh erhöhen, ein CO₂-Preis von 40 €/t hätte eine Strompreiserhöhung von 1,84 ct/kWh zur Folge.

Tabelle 13: Auswirkungen der CO₂-Zertifikatspreise auf den Strompreis in ct/kWh bei unterschiedlichen Überwälzungsgraden nach [20].

CO ₂ -Preis in €/t	Überwälzungsgrad									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
10	0,06	0,12	0,17	0,23	0,29	0,35	0,40	0,46	0,52	0,58
15	0,09	0,17	0,26	0,35	0,43	0,52	0,60	0,69	0,78	0,86
20	0,12	0,23	0,35	0,46	0,58	0,69	0,81	0,92	1,04	1,15
25	0,14	0,29	0,43	0,58	0,72	0,86	1,01	1,15	1,29	1,44
30	0,17	0,35	0,52	0,69	0,86	1,04	1,21	1,38	1,55	1,73
35	0,20	0,40	0,60	0,81	1,01	1,21	1,41	1,61	1,81	2,01
40	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,61	1,84	2,07	2,30

Ab 2013 werden die Emissionsrechte (Zertifikate) im Energiesektor nicht mehr kostenfrei zugeteilt, sondern vollständig versteigert. Aktuell ist unklar, welche Auswirkungen das auf die Zertifikatspreise haben wird, zumal im Mai 2012 mit 6,75 €/t CO₂ [21] erneut ein Tiefstand bei den Zertifikatspreisen erreicht wurde. Aus diesem Grund wird seitens der EU über eine Stilllegung bestimmter Zertifikatsmengen diskutiert, um den Preis auf das ursprünglich angestrebte Niveau von 20 bis 25 €/t CO₂ zu heben [22]. Durch die Umstellung auf vollständige Versteigerung der Zertifikate werden die Zertifikatskosten zukünftig im Kraftwerk tatsächlich als variable Betriebskosten anfallen. Steigende Zertifikatspreise führen somit zu höheren Grenzkosten, zu denen sie ihren Strom an der Börse vermarkten. Im Vergleich zu heute wirkt jedoch nur die Steigerung der Zertifikatspreise auf die

¹¹ Opportunitätskosten sind entgangene Erlöse, die dadurch entstehen, dass vorhandene Möglichkeiten (=Opportunitäten) zur Nutzung von Ressourcen nicht wahrgenommen werden. Opportunitätskosten sind somit keine Kosten im Sinne der Kosten- und Leistungsrechnung, sondern ein ökonomisches Konzept zur Quantifizierung entgangener Alternativen. Im Fall des Zertifikatehandels entstehen Opportunitätskosten aufgrund der Möglichkeit, die Zertifikate zu verkaufen und dafür einen Gegenwert zu erhalten. Denn ein Stromanbieter wird sich generell nur dann für die Erzeugung einer Strommenge entscheiden, wenn der dadurch erzielbare Gewinn mindestens dem Gegenwert der Zertifikate entspricht, die er für die Produktion der Strommenge einsetzen muss und somit nicht an der Börse verkaufen kann. Der Preis, den der Anbieter für seinen Strom verlangt, wird folglich diese Opportunitätskosten in Form des Gegenwerts der Zertifikate beinhalten (vgl. [18]).

Strompreishöhe, denn der heutige Zertifikatspreis ist in Form der Opportunitätskosten in den heutigen Strompreisen bereits weitgehend enthalten (siehe oben).

Gesamtwirtschaftlich betrachtet kann ein **höherer Börsenstrompreis** zwar **negative Auswirkungen auf die energieintensive Industrie** haben, sofern sie ihren Strom zu Großhandelspreisen einkauft und von den Letztverbraucherumlagen weitgehend befreit ist. Andererseits **senkt ein höherer Börsenstrompreis die EEG-Umlage** (siehe Abschnitt 2.2.2), wovon sämtliche anderen **Stromletztverbraucher profitieren**.

2.2.6 Zusammenfassung der sektorspezifischen Wirkungen bis 2020 anhand von ausgewählten Beispielen

Werden die der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 im Bereich der Stromerzeugung potenziell zuzurechnenden Effekte zusammengeführt, erhält man eine Abschätzung der maximal resultierenden Strompreiserhöhung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 (Abbildung 23).

Enthalten sind hierin:

- Die mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg ab 2012 einhergehende Erhöhung der bundesweit gleich verteilten EEG-Umlage, unabhängig von deren absoluter Höhe.
- Der aus der Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks folgende Anstieg der bundesweit gleich verteilten KWK-Umlage, unabhängig von deren absoluter Höhe bzw. der Ausschöpfung der maximalen Fördersumme von 750 Mio. €/a. Aufgrund der hohen Unsicherheiten bezüglich des Zubauzeitpunkts wird hier ab 2016 die mögliche Maximalsumme angesetzt. Dies stellt höchstwahrscheinlich eine Überschätzung dieses Effekts dar, was aber im Sinne einer konservativen Herangehensweise in Kauf genommen wird.
- Die aus dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg bis 2020 resultierenden Netzausbaukosten auf Verteilnetzebene, die mangels bundesweiter Wälzung nur innerhalb Baden-Württembergs auf die Netznutzungsentgelte verteilt werden.

Isoliert betrachtet ergibt sich insgesamt eine **Erhöhung der Strompreise von 0,09 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 auf 0,71 ct₂₀₁₂/kWh (bzw. 0,51 ct₂₀₁₂/kWh** bei vollständiger Anrechnung der „Sowieso-Kosten“ der Netzinstandhaltung) in 2020. Mit bis zu **65 % dominieren hier die indirekten Kosten** des Netzausbaus. Diese können aber ggf. durch technische Optimierungsmaßnahmen (siehe Abschnitt 2.2.4) auch deutlich geringer ausfallen.

Auf die Erhöhung von EEG- und KWK-Umlage allein betrachtet entfallen **0,01 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 bzw. 0,18 ct₂₀₁₂/kWh in 2020**.¹²

Ausschließlich auf den Einfluss des Landes (über Klimaschutzgesetz bzw. Landesplanungsgesetz) ist hierbei an direkten Kosten allein der Ausbau der **Windenergie** zurückzuführen (**0,035 ct₂₀₁₂/kWh in 2020**) sowie ein Teil der indirekt durch den Netzausbau entstehenden Kosten.

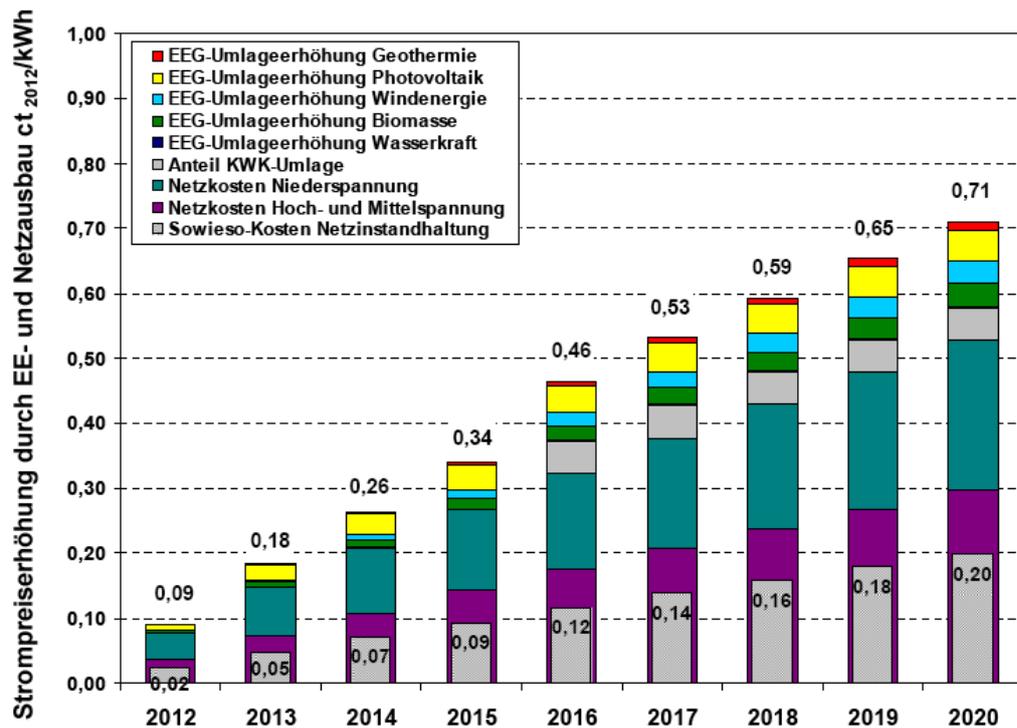


Abbildung 23: Abschätzung der aus der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 resultierenden Strompreissteigerung bis 2020.

Die hieraus erwachsenden sektorspezifischen Zusatzbelastungen (Abbildung 24) ergeben sich aus der Multiplikation der sektorspezifischen Stromverbräuche des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 mit den in Abbildung 23 ausgewiesenen spezifischen Strompreiserhöhungen. Nach dem Energieszenario Baden-Württemberg 2050 verbraucht der Haushaltssektor in 2020 noch etwa 18,2 TWh/a, im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen liegt der Verbrauch bei etwa 20 TWh/a und auf den Industriesektor entfallen etwa 28,2 TWh/a. Im Bereich der Industrie gibt es einerseits eine gewisse Anzahl ein Eigenstromproduzenten, die für den selbst erzeugten Strom nicht umlagepflichtig sind. Andererseits gibt es den Teil der Industrie der dem privilegierten Endverbrauch zuzu-

¹² Wie in Abschnitt 2.2.2 dargestellt ist dies nur die aus der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 bis 2020 resultierende Wirkung auf den Strompreis. Die durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in anderen Bundesländern entstehenden Wirkungen auf die EEG-Umlage sind hierin nicht enthalten. Nach dem Trendszenario des IE Leipzig [9] wird die gesamte EEG-Umlage bis 2020 von 3,59 ct₂₀₁₂/kWh in 2012 auf 5,42 ct₂₀₁₂/kWh ansteigen. Hiervon macht die durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 bis 2020 ausgelöste Umlage-Erhöhung nur einen sehr kleinen Teil aus.

rechnen ist. Für eine verlässliche Abschätzung des Anteils der Eigenstromerzeugung fehlt die Datenbasis. Daher wird unterstellt, dass der gesamte Industriestromverbrauch bis auf den privilegierten Letztverbrauch die Strompreissteigerung trägt. Hiermit wird jedoch die Belastung des Industriesektors systematisch überschätzt. Für den privilegierten Letztverbrauch stand ebenfalls keine Datenbasis für eine verlässliche Prognose der zukünftigen Entwicklung zur Verfügung. Daher wird das Niveau von 2010, 5,9 TWh konstant gehalten [23]. Dies führt voraussichtlich zu einer Unterschätzung der Entlastung der energieintensiven Industrie, so dass für den Industriesektor insgesamt die Belastung geringer ausfallen dürfte als in Abbildung 24 dargestellt.

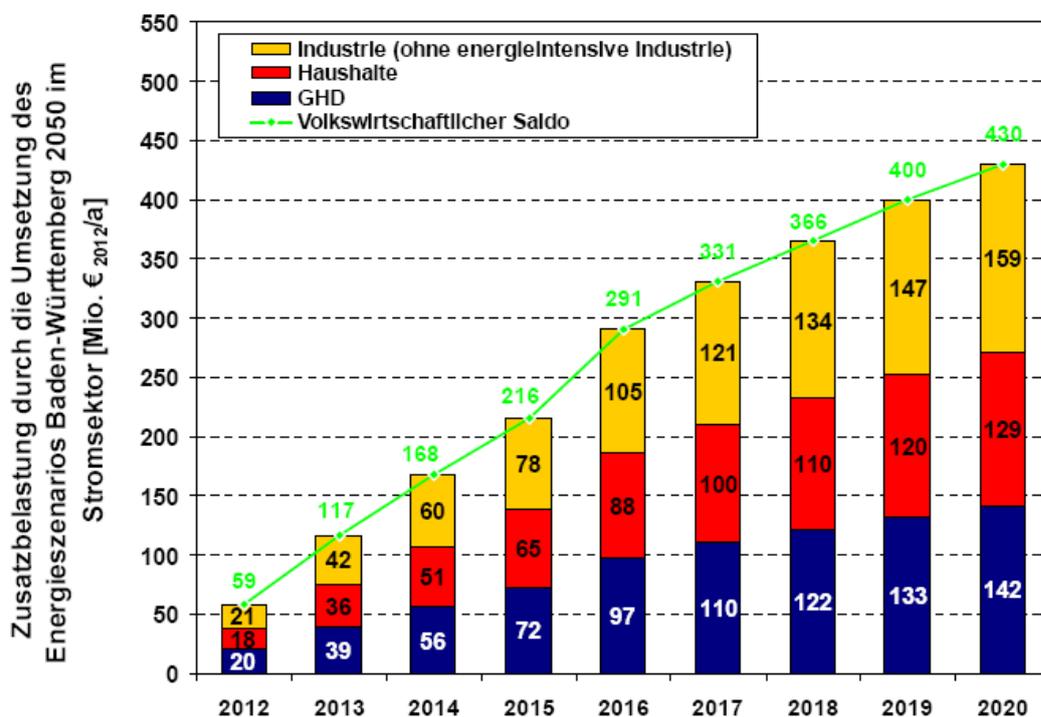


Abbildung 24: Sektorspezifische Zusatzbelastung durch die Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 bis 2020.

Für den Gesamtzeitraum von 2012 bis 2020 ergeben sich im **Haushaltssektor** Zusatzkosten in Höhe von rund **720 Mio. €₂₀₁₂**. Der **Industriesektor** wird Zusatzkosten in Höhe von **870 Mio. €₂₀₁₂** tragen müssen und der **Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen** ca. **790 Mio. €₂₀₁₂**.

2.3 Wirkungen des Energieszenarios 2050 in der Wärmebereitstellung bis 2020

Die Betrachtung der Wirkungen des Energieszenarios konzentriert sich im vorliegenden Kurzgutachten auf zwei Bereiche der Wärmebereitstellung, denen eine zentrale Rolle zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Land zukommt. In Kapitel 2.3.1 werden zunächst die Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 quantifiziert. Die Differenzkosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung kennzeichnen die Mehr- oder Minderkosten gegenüber einer auf fossilen Energieträgern basierenden Wärmeversorgung. Sie werden im Rückblick für die Jahre 2000 bis 2011 und mit besonderem Fokus auf die Jahre 2012 bis 2020 dargestellt und bewertet. Der zweite zentrale Bereich innerhalb der Wärmebereitstellung ist die Bedarfsseite, die im vorliegenden Kurzgutachten für Wohngebäude bzw. Haushalte analysiert wird. Ausgehend von den Zielwerten 2020 des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 werden die erforderlichen Investitionen in die Gebäudesanierung ermittelt. Auf Basis der damit verbundenen Energieeinsparung wird abgeschätzt, mit welchen Energiekosteneinsparungen über die Nutzungsdauer der Maßnahmen zu rechnen ist.

Ein weiterer Bereich Wärmeversorgung, auf den im vorliegenden Kurzgutachten aber nicht eingegangen werden kann, ist die Prozesswärmeversorgung in der Industrie und im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Hier können die wirtschaftlichen Auswirkungen erst quantifiziert werden, wenn im Zuge des integrierten Energie- und Klimaschutz-Konzepts konkrete Maßnahmen definiert wurden.

2.3.1 Systemanalytische Differenzkosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung

Im Gegensatz zum Stromsektor werden die mit dem Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien verbundenen Mehrkosten im Wärmesektor nicht über einen Umlagemechanismus verteilt. Sämtliche Mehrkosten, die in Baden-Württemberg durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor anfallen, sind somit direkt von den Nutzern in Baden-Württemberg zu zahlen. Im Folgenden werden für den Wärmesektor die als systemanalytische Differenzkosten bezeichneten Mehr- bzw. Minderkosten der Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich zum Einsatz konventioneller Energieträger ermittelt. Anschließend wird abgeschätzt, wie sich die Differenzkosten auf die Sektoren verteilen und welcher Anteil den Maßnahmen des Landes zuzurechnen ist.

Die Ermittlung der Differenzkosten erfolgt auf gesamtwirtschaftlicher Basis und wird ohne die Einbeziehung der Mehrwertsteuer durchgeführt. Die so genannten **systemanalytischen Differenzkosten werden auf Vollkostenbasis** berechnet, berücksichtigen also sowohl für die erneuerbaren Energien als auch für die fossilen Referenzen die Kosten für die Anlageninvestitionen sowie die Brennstoff- und Betriebskosten (vgl. dazu auch die Ausführungen im Zusammenhang mit den systemanalytischen Differenzkosten zur

Strombereitstellung in Abschnitt 2.2.1). Fördermittel werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Eine grobe Abschätzung des Einflusses der Förderung nach dem Marktanzreizprogramm des Bundes erfolgt jedoch am Ende des vorliegenden Kapitels. Die Berechnung der Differenzkosten berücksichtigt, dass z.B. Holz-Zentralheizungen oder Wärmepumpen eine fossile Anlage i.d.R. vollständig ersetzen, während Solarwärmanlagen und Holzeinzelfeuerstätten zu einer Minderung des Brennstoffbedarfs der weiterhin erforderlichen Zusatzheizung führen.

Die **Holzeinzelfeuerstätten** wirken sich aufgrund ihres hohen Anteils an den erneuerbaren Energien im Wärmesektor je nach Berechnungsansatz deutlich auf das Ergebnis aus. Daher werden die Kosten für die Holzeinzelfeuerstätten weitgehend in die Berechnung einbezogen. Dazu werden – mit der Zielrichtung einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung – für das in diesen Anlagen genutzte Scheitholz Marktpreise angesetzt, auch wenn schätzungsweise die Hälfte des Brennstoffes nicht über den Handel bezogen wird (dies ist jedoch nicht damit gleichzusetzen, dass das Holz kostenlos bezogen wird). Weiterhin wird als konservativer Ansatz berücksichtigt, dass Einzelfeuerstätten zu einem Teil Komfortwärme liefern, mit der über die übliche Raumtemperatur hinaus geheizt wird. Die anlegbaren Preise der konventionellen Wärmeerzeugung werden deshalb nur auf 90 % der Wärmeerzeugung aus Einzelfeuerstätten bezogen.

Die Wärmebereitstellung aus **Klär- und Deponiegas sowie dem biogenen Anteil des Abfalls** wird für die Differenzkostenberechnung aufgrund einer mangelhaften Datengrundlage **nicht berücksichtigt**. Wäre die Einbeziehung möglich, würden diese Bereiche einbezogen, würden sie mit sehr niedrigen Kosten der KWK-Wärme einen zusätzlichen negativen Beitrag zu den Differenzkosten leisten und zu weiteren Einsparungen gegenüber der konventionellen Wärmebereitstellung führen.

Ein wesentlicher Vorteil der Nutzung erneuerbarer Energien ist die bessere **Prognostizierbarkeit der Kosten**: die Wärmekosten auf Basis fossiler Energieträger sind von der Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe dominiert. Abschätzungen zu deren Preisentwicklung sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Wärmekosten der erneuerbaren Energien sind dagegen wesentlich stärker von den Kapitalkosten dominiert. Dies gilt insbesondere für die brennstofffrei arbeitenden Technologien Solarthermie und elektrische Wärmepumpe, aber auch bei mit Biomasse befeuerten Heizsystemen wie Pelletkesseln sind die Anfangsinvestitionen in der Regel höher als die fossilbasierter Heizsysteme, während die Brennstoffkosten im Vergleich zur konventionellen Wärmeerzeugung deutlich geringer sind. Um die Unsicherheiten der Preisentwicklung für fossile Energieträger angemessen abzubilden, werden die Differenzkosten für zwei Preispfade berechnet. Dazu werden die Preispfade A und B der Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit herangezogen [4]. Der Preispfad A geht von höheren Preissteigerungen aus,

wird in den Langfristszenarien jedoch als der relevante Preisfad angesehen, was für die vorliegenden Berechnungen übernommen wird. Tabelle 14 zeigt die angesetzte Entwicklung der anlegbaren Wärmekosten für die konventionelle Wärmeerzeugung. Die Wärmekosten berücksichtigen die Kapitalkosten der Heizungsanlage in Höhe von rund 4 ct/kWh_{th}¹³ für Haushalte (für GHD und Industrie rd. 2 ct/kWh_{th}).

Tabelle 14: Abschätzung zur Entwicklung der anlegbaren Wärmekosten für die konventionelle Wärmebereitstellung (ct₂₀₁₂/kWh ohne MwSt.)

		Haushalte			GHD, Industrie		
		Brennstoffkosten	Wärmekosten (variabler Anteil)*	Wärmekosten (variabler Anteil)*	Brennstoffkosten	Wärmekosten (variabler Anteil)*	Wärmekosten (variabler Anteil)*
	2000	4,3	9,0	5,0	3,2	5,7	3,7
	2005	5,2	10,1	6,2	4,1	6,8	4,8
	2010	5,7	10,7	6,7	4,5	7,3	5,3
Preisfad A	2015	7,4	12,7	8,7	5,1	7,9	6,0
	2020	8,3	13,8	9,8	5,7	8,7	6,8
Preisfad B	2015	6,5	11,6	7,6	4,7	7,5	5,5
	2020	7,1	12,3	8,3	5,2	8,1	6,1

* Wärmekosten ohne Kapitalkosten der Heizungsanlage

Für die weitere Berechnung wurde die in Tabelle 2 angegebene Verteilung der Biomasse auf verschiedene Heizungssysteme zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurde für die **Geothermie** angesetzt, dass aufgrund der ambitionierten Zielsetzungen im Stromsektor bei einer gleichzeitigen Wärmenutzung dieser Anlagen (2.000 Volllaststunden pro Jahr) keine zusätzlichen ausschließlich thermisch genutzten Tiefengeothermieanlagen erforderlich sind. Die ausgekoppelten Wärmemengen aus den Anlagen zur Stromerzeugung aus Tiefengeothermie werden im Folgenden mit der Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen als „KWK“ zusammengefasst¹⁴. Für die KWK-Wärme wurden Kosten in Höhe eines für KWK-Anlagen üblichen Wärmeerlöses, der im Zeitverlauf von 3 auf 4 ct/kWh ansteigt, festgelegt [4]. Zusätzlich werden für KWK-Anlagen und Heizanlagen mit Wärmenetzen Wärmetransportkosten in Höhe von 1,75 ct/kWh eingerechnet.

Zur Ermittlung der Jahreskosten der regenerativen Wärmebereitstellung sind zunächst die **Anfangsinvestitionen** erforderlich (siehe Abschnitt 2.1). Für die ab 2012 neu hinzukommenden Anlagen gibt Tabelle 15 einen detaillierten Überblick über die angenommene Entwicklung der spezifischen Investitionen für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Wärmebereitstellung.

¹³ Annahmen: spezifische Investition 500 €/kW, Wartungs- und Betriebskosten 4 %/a der Investitionskosten, 1.600 Volllaststunden, 20 Jahre Abschreibungsdauer, 6 % kalkulatorischer Zins.

¹⁴ Nutzwärme, die aus Tiefengeothermieanlagen zur Stromerzeugung ausgekoppelt wird, ist keine KWK-Wärme im eigentlichen Sinne. Wärme fällt hier nicht als Koppelprodukt an, sondern es wird entweder Strom oder Wärme, beides aber nicht gleichzeitig bereitgestellt.

Um aus den Anfangsinvestitionen die jährliche Kapitalkosten abzuleiten, werden die in aufgeführten **Nutzungs- bzw. Abschreibungsdauern** sowie die **kalkulatorischen Zinssätze** herangezogen. Ebenso erfolgt die Bestimmung der jährlichen **Betriebskosten** (ohne die Brennstoffkosten der Biomasseanlagen) für die einzelne Technologie über den angegebenen Prozentsatz der jeweiligen Anfangsinvestition.

Tabelle 15: Entwicklung der inflationsbereinigten spezifischen Investitionen für Anlagen zur erneuerbaren Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2012 bis 2020.

Spezifische Investitionen € ₂₀₁₂ /kW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solarthermie [€₂₀₁₂/m²]	816	784	752	722	692	664	636	609	583
Holzheizkraftwerke	4.728	4.751	4.774	4.798	4.821	4.845	4.869	4.892	4.916
Scheitholz(kessel)	486	484	483	481	479	476	474	472	469
Pelletkessel	1.082	1.063	1.045	1.026	1.008	990	973	956	939
Pelletöfen	350	343	336	330	323	317	311	305	299
Hackgutkessel	444	442	440	438	436	434	432	429	427
Holzheizwerke (Pellets)	744	724	704	685	667	649	631	614	597
Holzheizwerke (Hackgut)	508	497	486	476	466	456	446	436	427
Einzelfeuerstätten	260	260	260	259	259	258	258	257	256
Wärmepumpen	1.537	1.528	1.519	1.509	1.500	1.491	1.482	1.473	1.463
Geothermie	13.433	13.103	12.782	12.469	12.163	11.865	11.574	11.291	11.014

Tabelle 16: Parameter zur Bestimmung der jährlichen Kosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung für Neuanlagen die zwischen 2012 und 2020 in Betrieb genommen werden.

	Nutzungs- dauer	Abschreibungs- dauer	Kalk. Zins- satz	Betriebs- kosten	Volllast- stunden
	a	a	%	% der Investition	h/a
Solarthermie	25	20	5	1,5	
Holzheizkraftwerke	20	20	6	6	5.800
Scheitholz(kessel)	20	20	6	5	1.600
Pelletkessel	20	20	6	5	1.500
Pelletöfen	20	20	6	5	800
Hackgutkessel	20	20	6	5	1.600
Holzheizwerke (Pellets)	20	20	6	5	1.800
Holzheizwerke (Hackgut)	20	20	6	5	2.000
Einzelfeuerstätten	30	20	6	3	675-697
Wärmepumpen	20	20	6	4	1.950
Geothermie	20	20	6	4	

Da für **Biomasseanlagen die Brennstoffkosten** eine entscheidende Größe für die Wärmegestehungskosten darstellen, zeigt Abbildung 25 die zur Ermittlung der Differenzkosten verwendete Entwicklung der Kosten für Biobrennstoffe bis 2020. Für Biomassean-

lagen kommen sie zu den regulären Betriebskosten hinzu. Auf dieser Basis werden die jeweiligen Jahreskosten zur Bestimmung der Differenzkosten technologiespezifisch berechnet.

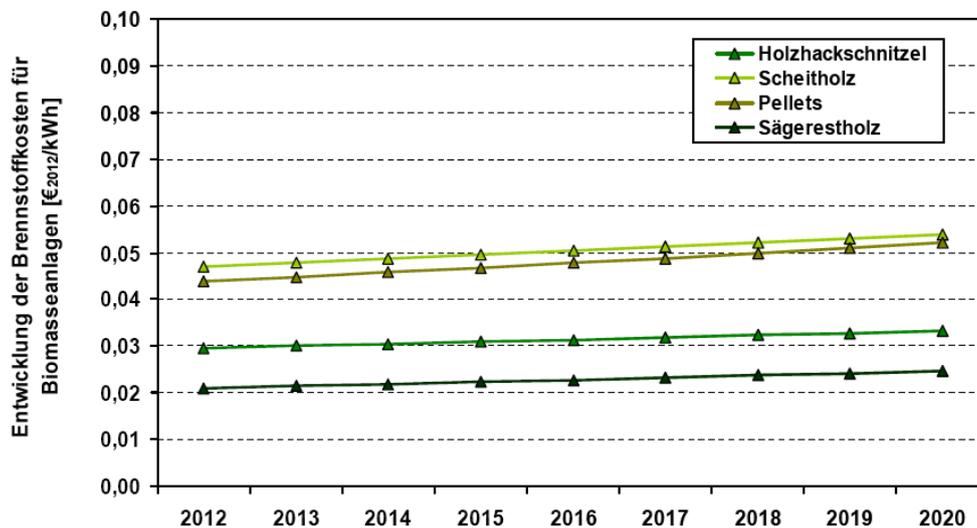


Abbildung 25: Entwicklung der Brennstoffkosten für Biomasseanlagen im Zeitraum von 2012 bis 2020.

In Tabelle 16 sind des Weiteren die **äquivalenten Volllaststunden** der einzelnen Technologien aufgeführt. Diese werden benötigt, um die jährlich erzeugten Wärmemengen zu ermitteln.

Insgesamt zeigen sich in den Jahren 2000 bis 2011 für die Wärme aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg Differenzkosten in einem Bereich von jährlich 300 bis 400 Mio. €₂₀₁₂. Im Jahr 2008 wurde dieser Bereich mit rd. 250 Mio. € aufgrund der hohen Preise für fossile Energieträger deutlich unterschritten, während im Jahr 2009 durch geringe fossile Energiepreise ein Maximum von 470 Mio. € zu verzeichnen war. Bis zum Jahr 2011 sind die Differenzkosten wieder auf ein Niveau von 320 Mio. € gesunken. Insgesamt sind in den Jahren 2000 bis 2011 Mehrkosten gegenüber der konventionellen Wärmeversorgung in Höhe von rund 4,4 Mrd. €₂₀₁₂ angefallen (vgl. Abbildung 26).

In den Jahren 2000 bis 2011 entfiel ein großer Teil der Differenzkosten auf die Wärmebereitstellung aus Biomasse. Die spezifischen, also auf die Energiemengen bezogenen Differenzkosten sind für die Biomasse jedoch vergleichsweise gering. Anders formuliert liegen die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten von Biomasseheizungen nur wenig über den anlegbaren Preisen für die konventionelle Wärmeversorgung¹⁵. Trotz des großen Anteils der Biomasse an der gesamten EE-Wärme (ohne Biomasse-KWK-Anteil rd. 73 % im Jahr 2011) steht die Biomasse nur für 44 % der positiven Differenzkosten im

¹⁵ Durchschnittliche Wärmekosten des Anlagenbestands an Biomasseheizungen 2011 (ohne KWK): 10,5 ct/kWh_{th}. Entsprechender anlegbarer Preis für konventionelle Wärme: 8,2 ct/kWh_{th}. Zum Vergleich: durchschnittliche Wärmekosten des Solarthermie-Bestands 2011: rd. 19,5 ct/kWh_{th}, anlegbarer Preis: 7,6 ct/kWh_{th}. Alle Angaben ohne MwSt.

Jahr 2011. Darüber hinaus sind die negativen und als „KWK“ benannten Differenzkosten im Jahr 2011 fast ausschließlich auf die KWK-Wärme aus Biomasseanlagen zurückzuführen. Die Nutzung von KWK-Wärme, die vergleichsweise geringe Kosten aufweist, trug im Jahr 2011 zu einer Verminderung der Differenzkosten um rund 70 Mio. € bei.

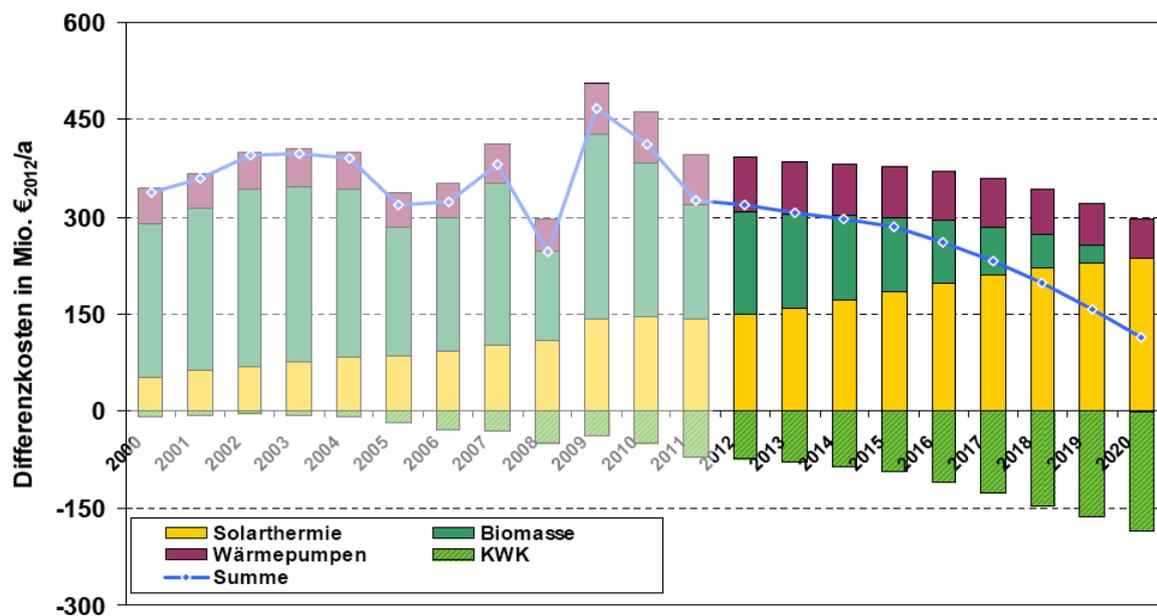


Abbildung 26: Entwicklung der Differenzkosten für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preispfad A).

Die Differenzkosten für solarthermische Anlagen haben sich ausgehend von rund 50 Mio. € im Jahr 2000 bis zum Jahr 2011 fast verdreifacht. Der Anlagenbestand der Solarthermie-Anlagen erreicht damit in 2011 Differenzkosten von etwa 140 Mio. €/a. Durch die Preissteigerungen fossiler Energieträger sinken die Differenzkosten dieses Anlagenbestandes ohne die Berücksichtigung von Neuanlagen auf rund 100 Mio. € im Jahr 2020, der Zubau von Neuanlagen erhöht die Differenzkosten bis zum Jahr 2020 jedoch auf insgesamt 240 Mio. €. Die Aufgliederung der Differenzkosten in Neuanlagen und Bestandsanlagen in Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigt, dass der weitere Ausbau der Solarthermie ab 2012 zunächst mit erhöhten Differenzkosten verbunden ist. Die Kosten für Solarwärmeanlagen werden bis zum Jahr 2020 zwar absinken, die Wärmekosten erreichen jedoch noch nicht das Niveau der anlegbaren Preise. Anzulegen sind im Falle der Solarthermie die verdrängten Brennstoffpreise unter Berücksichtigung des Jahresnutzungsgrades der Zusatzheizung, jedoch nicht die Kapitalkosten der Zusatzheizung (vgl. Tabelle 14). Diese anlegbaren Preise liegen niedriger als die anlegbaren Vollkosten wie beispielsweise für Biomasse-Zentralheizungen und Wärmepumpen, die eine konventionelle Heizung vollständig ersetzen und nicht nur deren Brennstoffbedarf mindern wie die Solarthermie. Die steigenden anlegbaren Preise führen zwar zu einer Minderung der spezifischen Differenzkosten im Bereich der Solarthermie. Dieser Effekt wird jedoch von dem

bis 2020 zur Zielerreichung erforderlichen Wachstum überlagert und führt insgesamt zu steigenden Differenzkosten für neue Solarwärmeanlagen.

Neue Biomasseheizungen (Einzelfeuerungen, Zentralheizungen und Heizwerke) tragen ab 2012 nur in sehr geringen Maße zur Steigerung der Differenzkosten bei (max. 8 Mio. €/a), ab 2016 werden negative Differenzkosten erreicht und damit Einsparungen gegenüber einer auf fossilen Energieträgern basierenden Wärmeversorgung. Auch der Anlagenbestand der Biomasseanlagen erreicht im Jahr 2020 fast das Kostenniveau der konventionellen Erzeugung. Die Nutzung von KWK-Wärme trug im Jahr 2011 zu einer Verminderung der Differenzkosten um rund 70 Mio. € bei. Durch den weiteren Ausbau der KWK- und Nahwärmenutzung steigt dieser Minderungsbetrag bis zum Jahr 2020 voraussichtlich auf 180 Mio. € an. Trotz dieser Zahlen wird der weitere Ausbau von KWK und Wärmenetzen kein Selbstläufer sein, da hier vielfältige andere Hemmnisse bestehen. Das Land sollte deshalb aktiv den Ausbau von Wärmenetzen und KWK begleiten (vgl. Maßnahmen in [24]).

Im Bereich der Wärmepumpen ist von Differenzkosten in Höhe von rund 80 Mio. € in 2012 auszugehen, die sich bis 2020 auf einen Jahreswert von etwa 60 Mio. € vermindern werden.

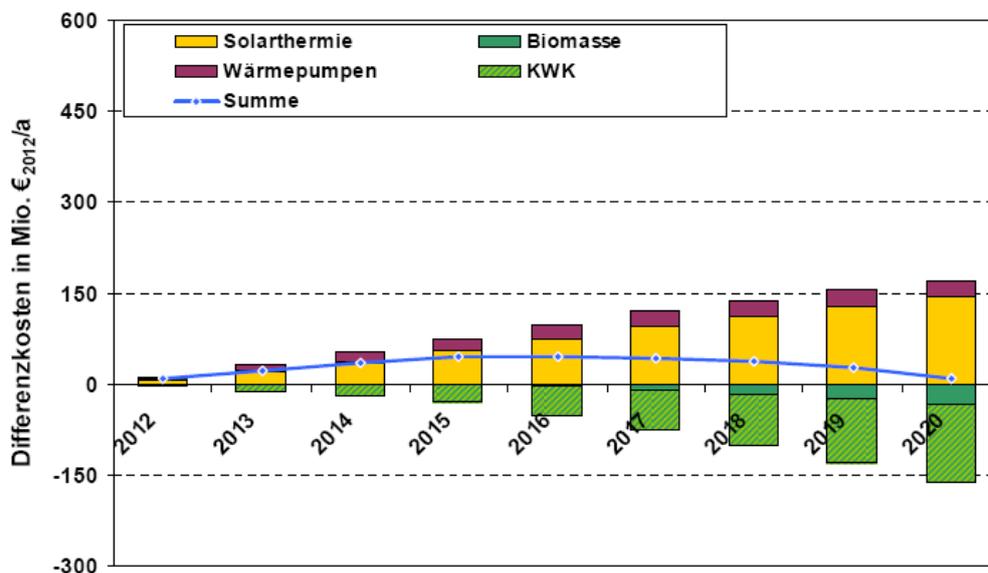


Abbildung 27: Entwicklung der Differenzkosten für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien für Neuanlagen ab 2012 (Preisfad A).

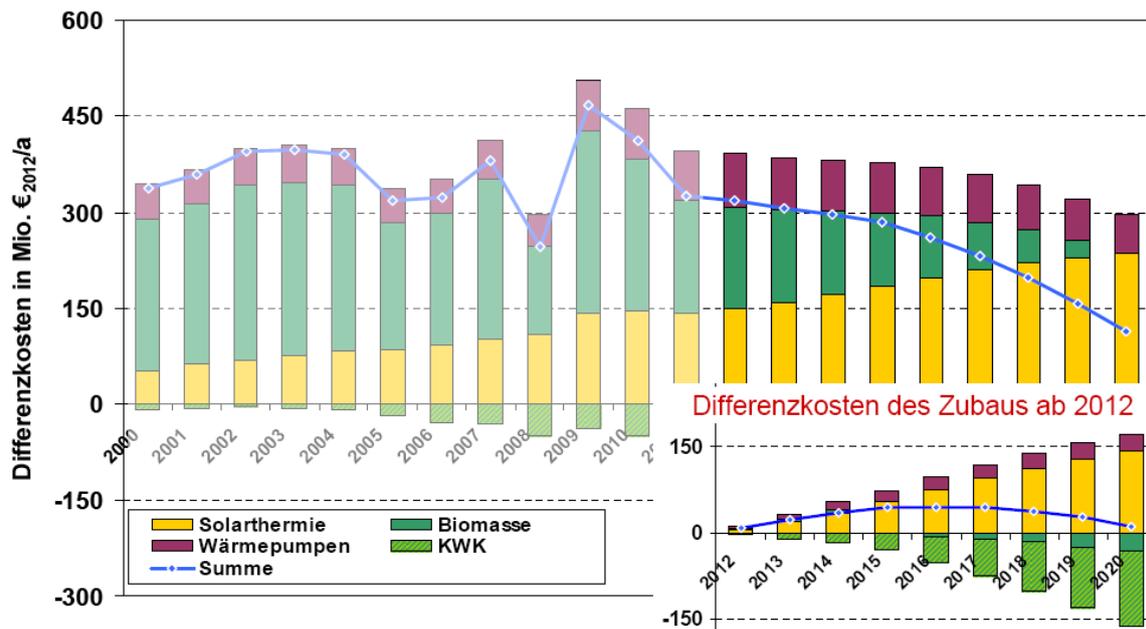


Abbildung 28: Entwicklung der Differenzkosten für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien Gesamtbetrachtung (Preisfad A).

Zur **Abschätzung der weiteren Entwicklung über 2020 hinaus** bietet sich ein Vergleich mit den Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global des Bundesumweltministeriums an [4]. Auf Basis der dort erzielten Ergebnisse kann anhand der obigen landesspezifischen Ergebnisse für Baden-Württemberg qualitativ abgeleitet werden, dass die Differenzkosten für Solarwärmeeinrichtungen nach einem Anstieg in den Jahren nach 2020 bis zum Jahr 2030 durch Mengenwachstum und damit verbundene Kostensenkungen unter das heutige Niveau abgesunken sein werden. Die Differenzkosten der Wärmeerzeugung aus Biomasse werden zunehmend höhere negative Werte annehmen, d.h. dass im Vergleich zur fossilen Erzeugung in zunehmendem Maße Einsparungen erzielt werden. Auch im Bereich der Wärmepumpen ist zu erwarten, dass deutlich vor 2030 die vergleichsweise moderaten Differenzkosten sich ins Negative umkehren und auch damit Einsparungen erzielt werden. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass für die genannten Bereiche der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien auch im Falle einer nur moderaten Preisentwicklung fossiler Energieträger (Preisfad B) spätestens im Jahr 2030 keine weiteren Differenzkosten anfallen. Wird die preisgünstig aus Biomasse-KWK-Anlagen zur Verfügung stehende Wärme mit eingerechnet, werden insgesamt kurz nach dem Jahr 2020 keine weiteren Differenzkosten für die erneuerbare Wärmebereitstellung erwartet.

Tabelle 17 zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der Differenzkostenberechnung für Stützjahre im Zeitraum 2000 bis 2020. Zusätzlich zu den bereits erläuterten Ergebnissen für den Preisfad A der fossilen Energieträger ist ein Vergleich mit den Ergebnissen für

den Preispfad B dargestellt. Im Preispfad B steigen die Differenzkosten zunächst bis zum Jahr 2015 auf rund 440 Mio. € an, um bis 2020 nur geringfügig auf 370 Mio. € zu sinken. Dagegen gehen die Differenzkosten für den Preispfad A von rd. 280 Mio. €/a in 2015 auf 110 Mio. €/a in 2020 zurück (vgl. auch Abbildung 29).

Tabelle 17: Übersicht zur Entwicklung der Differenzkosten für EE-Wärme zwischen 2000 und 2020 für die Preispfade A und B; in Klammern die davon auf die ab 2012 neu installierten Anlagen entfallenden Differenzkosten

[Mio. € _{2012/a}]		Solarthermie	Biomasse	Wärmepumpen	KWK	Summe
	2000	51	239	55	-8	338
	2005	85	201	51	-18	319
	2010	145	239	78	-50	412
Preis- pfad A	2015	185 (55)	114 (1)	79 (18)	-94 (-29)	284 (45)
	2020	236 (143)	-1 (-33)	61 (27)	-184 (-128)	113 (10)
Preis- pfad B	2015	204 (60)	208 (13)	103 (25)	-76 (-15)	439 (84)
	2020	281 (171)	129 (0)	103 (50)	-144 (-72)	369 (149)

Der Blick auf die einzelnen Energieträger zeigt, dass der Preispfad B auf die Differenzkosten der Solarthermie einen deutlich geringeren Einfluss hat, als für die Biomasse. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Solarwärme im Vergleich zur Biomasse bis 2020 deutlich geringere Beiträge zur Wärmeversorgung leistet und deren ohnehin vergleichsweise hohen spezifischen Differenzkosten anteilig weniger stark wachsen, als dies bei Erhöhungen der anlegbaren Preise für die Biomasse der Fall ist.

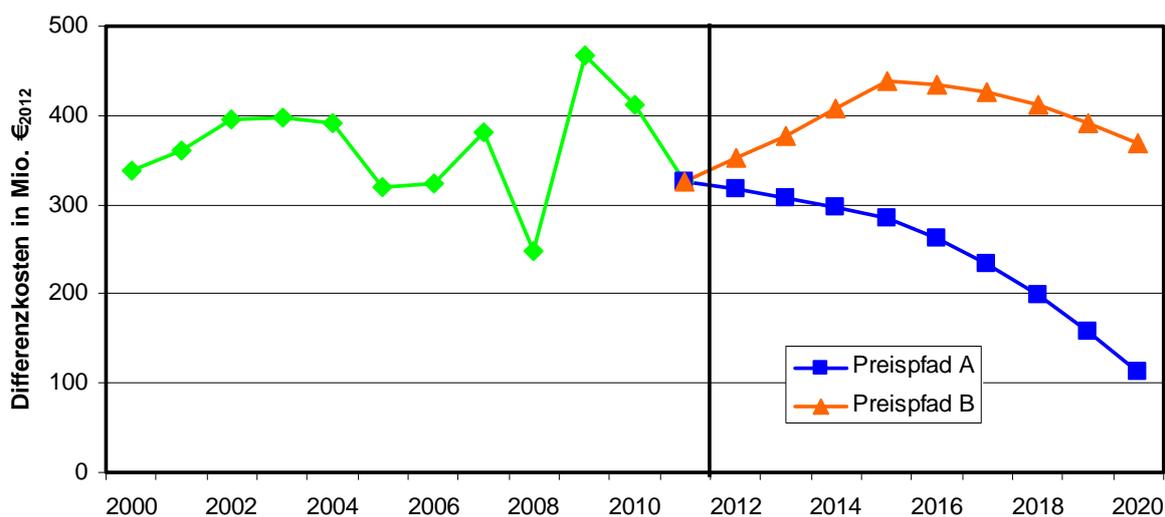


Abbildung 29: Entwicklung der Differenzkosten für EE-Wärme bis 2020 entlang der Preispfade A und B.

Insgesamt sind im Preispfad A für den Zeitraum 2012 bis 2020 Differenzkosten in Höhe von insgesamt rund 2,2 Mrd. € für den gesamten Anlagenbestand der erneuerbaren Wärmebereitstellung zu erwarten. Werden mit dem Preispfad B geringere Preisanstiege

für die fossilen Energieträger angelegt, erhöht sich die Differenzkostensumme für den genannten Zeitraum auf rund 3,6 Mrd. €. Die in 2012 bis 2020 neu installierten Anlagen tragen für den genannten Zeitraum im Preisfad A mit 280 Mio. € zu den Differenzkosten bei (860 Mio. € positive Differenzkosten - Mehrkosten - für Solarwärme und Wärmepumpen abzüglich 580 Mio. € negative Differenzkosten - Minderkosten - für KWK- und Biomassewärme) bzw. im Preisfad B mit 840 Mio. € (1,1 Mio. € Mehrkosten für Solarwärme, Wärmepumpen und Biomasse-Wärme abzgl. 270 Mio. € Minderkosten für EE-KWK-Wärme).

Kostenzurechnung

Im Folgenden wird eine Abschätzung vorgenommen, wie sich die Differenzkosten auf die Sektoren verteilen und dann welcher Anteil der Differenzkosten dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg (EWärmeG) als Landesinstrument zugerechnet werden kann.

Grundlage für die Ermittlung der Differenzkosten ist die Wärmenutzungsstruktur, obwohl die Energiebilanz Baden-Württemberg nicht ausweist, wie sich der Endenergieverbrauch nach Energieträgern auf die Sektoren verteilt, lässt sie sich anhand anderer Quellen und plausibler Setzungen zumindest überschlägig ermitteln.

Tabelle 18 zeigt zunächst die angesetzten Anteile zur Verteilung der erneuerbaren Wärmenutzung nach Sektoren. Von hoher Bedeutung für die Zurechnung ist die Solarthermie, da diese für einen erheblichen und weiter ansteigenden Anteil der Differenzkosten verantwortlich ist. Die Evaluierungen des Marktanzreizprogramms des Bundes, über das der weitaus überwiegende Teil des Solarthermiemarktes in Deutschland abgebildet werden kann, zeigen, dass Solarwärmeeinrichtungen fast ausschließlich im Bereich der Haushalte und zur Warmwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung eingesetzt werden. Kleinere Prozesswärmeeinrichtungen, die am ehesten dem Sektor GHD zuzuordnen sind, sind Einzelfälle. Für die vorliegende Abschätzung wird davon ausgegangen, dass diese Struktur zumindest bis 2020 gegeben ist¹⁶. Weiterhin wird angenommen, dass größere solare Prozesswärmeeinrichtungen in der Industrie erst ab 2020 und damit außerhalb des hier relevanten Betrachtungszeitraums in nennenswerten Umfang nachgefragt werden. Analoge Setzungen wurden für die Nutzung von Wärmepumpen vorgenommen¹⁷. Im Bereich der Holz-Einzelfeuerstätten und –Zentralheizungen wurden 10 % dem Sektor GHD zugerechnet, da insbesondere im landwirtschaftlichen Bereich die energetische Nutzung von

¹⁶ Im Energieszenario Baden-Württemberg 2050 wird dem Ausbau der solaren Nahwärme bereits im Zeitraum bis 2020 eine große Bedeutung beigemessen. Damit würde der Beitrag zur Wärmeversorgung im GHD-Sektor deutlich ansteigen. Die Analyse der Wirkung dieser strukturellen Verschiebung innerhalb der Nutzung der Solarthermie ist nicht Gegenstand dieses Kurzgutachtens, sollte aber in weiterführenden Arbeiten Berücksichtigung finden.

¹⁷ Wärmepumpen werden in Gewerbe und Industrie heute bereits in vielen Fällen eingesetzt. Sie dienen jedoch der Wärmerückgewinnung oder Abwärmennutzung und sind damit als Effizienzmaßnahmen und nicht als EE-Wärmetechnologien zu behandeln.

Holz verbreitet ist. Für Holzheizwerke sowie die Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen wurden höhere Anteile für die Sektoren GHD und Industrie angesetzt.

Tabelle 18: Abschätzung zur Verteilung der erneuerbaren Wärmenutzung nach Sektoren.

	Haushalte	GHD	Industrie
Solarthermie	98%	2%	0%
Einzelfeuerstätten, Holzzentralheizungen	90%	10%	0%
Holzheizwerke	40%	40%	20%
Wärmepumpen	97%	3%	0%
Biogas KWK	55%	40%	5%
Holz KWK	30%	30%	40%
Pflanzenöl-BHKW	70%	15%	15%
Geothermie	70%	15%	15%

Mit den Anteilen aus Tabelle 18 ergibt sich die in Tabelle 19 dargestellte Verteilung der Differenzkosten auf die Sektoren. Diese entfallen in einer Größenordnung von 90 % auf die Haushalte. Knapp 10 % ist dem Sektor GHD zuzurechnen, wobei insbesondere die Nutzung von Biomasse im landwirtschaftlichen Bereich zu nennen ist. In der Industrie führt die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung nicht zu Mehrkosten, sondern sorgt bereits heute für Einsparungen, wenn auch auf noch geringem Niveau.

Tabelle 19: Abschätzung zur sektoralen Verteilung der Differenzkosten für Wärme aus erneuerbaren Energien.

[Mio. € _{2012/a}]		Haushalte	GHD	Industrie	Summe
	2000	306	32	-1	338
	2005	291	31	-3	319
	2010	376	41	-4	412
Preispfad A	2015	253	40	-9	284
	2020	114	20	-21	113
Preispfad B	2015	395	49	-5	439
	2020	345	37	-13	369

Mit steigenden Preisen für fossile Energieträger werden zunehmend höhere Einsparungen bis 2020 generiert. Dies wird auch anhand von Abbildung 30 deutlich, in der die Entwicklung der sektorspezifischen Belastung durch die ab 2012 neu hinzukommenden Anlagen dargestellt ist.

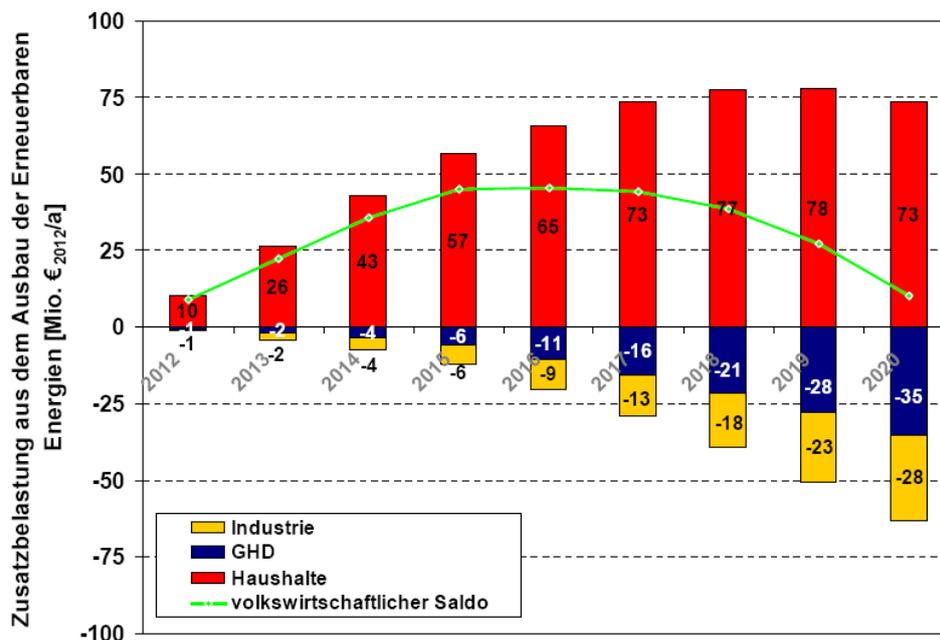


Abbildung 30: Sektorspezifische Be- bzw. Entlastung durch den Zubau von Neuanlagen zur erneuerbaren Wärmebereitstellung ab 2012 bis 2020 (Preispfad A).

Bei der Zurechnung **der Kosten zu Maßnahmen der Landesregierung** ist insbesondere das **EWärmeG** zu nennen. Andere Landesfördermaßnahmen wie das Programm Klimaschutz Plus haben auf die Gesamtnachfrage nach erneuerbarer Wärme einen vergleichsweise geringen Einfluss [35] und können deshalb bei der Betrachtung der Zurechnung vernachlässigt werden.

.Das EWärmeG knüpft an den Austausch einer bestehenden Heizungsanlage an und verpflichtet die Eigentümer, danach mindestens 10 Prozent des Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken. Es kann zunächst festgehalten werden, dass die im Erfahrungsbericht zum EWärmeG [25] für den Gebäudebestand erfassten Maßnahmen, die unter das EWärmeG fielen, nicht alle ausschließlich aufgrund der Nutzungspflicht durchgeführt wurden. Insbesondere bei Maßnahmen mit hohen Investitionen (z. B. Biomasse-Zentralheizungen) ist von einem hohen Anteil Verpflichteter auszugehen, die die Investition ohnehin getätigt hätten (wobei ein gewisser Vorzieheffekt durch das EWärmeG denkbar ist). Im Folgenden wird deshalb eine grobe Abschätzung auf Basis der im Erfahrungsbericht erfassten Erfüllungsarten im Bestand durchgeführt, um einen durchschnittlichen Jahreswert 2012 bis 2020 an Endenergie zu ermitteln, die dem EWärmeG zuzurechnen ist. Insgesamt wird im Folgenden von 30.000 Verpflichteten pro Jahr ausgegangen¹⁸. Nicht dem Bereich zuzurechnen ist das Entfallen der Nutzungspflicht (14,9 %) und die Ersatzweise Erfüllung (3,9%+3,5%). Solarthermieanlagen werden zu 40 %,

¹⁸ Der Erfahrungsbericht zum EWärmeG weist für den Zeitraum Januar bis Ende Juli 2010 ca. 15.000 Heizungserneuerungen aus. Auf dieser Basis wird für den Zeitraum ab 2012 von 30.000 Verpflichteten pro Jahr ausgegangen.

Biogas und Bioöl vollständig dem EWärmeG zugerechnet. Für die feste Biomasse wurden 10 % angesetzt (vgl. Ziffern 3) und 4) zur Erläuterung von Tabelle 20), für Wärmepumpen 20 %.

Tabelle 20: Abschätzung des jährlichen, dem EWärmeG zuzurechnenden Endenergiebeitrags von erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung.

Maßnahmen im Bestand ¹⁾		Schätzung: Verpflichtete pro Jahr	Schätzung: Zurechnung EE zum EWärmeG			
			anteilig	absolut	MWh/a pro Vorhaben ²⁾	Summe GWh/a
Entfallen der Nutzungspflicht	14,9%	4.470	0%	0	0	0
Ersatzweise Erfüllung	7,4%	2.220	0%	0	0	0
Solarthermie	41,9%	12.570	40%	5.028	3,0	15,1
Biogas/Bioöl	14,9%	4.470	100%	4.470	3,0	13,4
Feste Biomasse	17,7%	5.310	10% ³⁾	548	23,0 ⁴⁾	12,6
Wärmepumpen	3,1%	930	20%	186	19,2 ⁵⁾	3,6
Summe	100%	30.000	38%	11.489	-	45

- 1) Modellrechnung zur Verteilung der Anteile der Erfüllungsarten im Erfahrungsbericht EWärmeG [25].
- 2) Im Erfahrungsbericht EWärmeG wurden durchschnittlich 33 MWh/a angesetzt. Zur Berücksichtigung von Verbrauchsminderungen bis 2020 wird hier mit einem Durchschnittswert von 30 MWh/a gerechnet.
- 3) Einzelraumfeuerungen (65 %), davon 90 % fest mit dem Gebäude verbundene Feuerungen (Bestandsanlagen), deshalb keine Zurechnung zum EWärmeG; 10 % Pelletöfen zu 50 % zugerechnet; Zentralheizungen (35 %) zu 20 % dem EWärmeG zugerechnet.
- 4) Mischwert aus Zentralheizungen (30 MWh/a) und Einzelfeuerstätten (25 % von 30 MWh/a).
- 5) Endenergetischer EE-Anteil von 64 % auf Basis einer mittleren Jahresarbeitszahl von 2,8 im Bestand.

Insgesamt kann somit von rund 45 GWh/a ausgegangen werden, die dem EWärmeG zugerechnet werden können. Bezogen auf ein durchschnittliches jährliches Wachstum der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt von ca. 615 GWh/a ab 2012¹⁹, ergibt sich daran ein Anteil des Wärmegesetzes von rund 7 %. Dieser Anteil entspricht kumuliert für die Jahre 2012 bis 2020 Differenzkosten von etwa 20 bis 60 Mio. €. Für den unteren Wert von 20 Mio. € wurde von den Netto-Differenzkosten ausgegangen, d.h. den positiven Differenzkosten (Mehrkosten) für Solarwärme- und Wärmepumpenanlagen abzüglich der negativen Differenzkosten für Biomasse-KWK- und Biomasse-Wärme. Für die Obergrenze von 60 Mio. € wurde der EWärmeG-Anteil nur auf die Mehrkosten der Wärme aus erneuerbaren Energien bezogen (d.h. auf die positiven Differenzkosten von 870 Mio. €).

Diese Schätzung bezieht sich auf das zum Zeitpunkt der Bearbeitung (April 2012) geltende EWärmeG. Änderungen am EWärmeG, wie sie laut Koalitionsvertrag der Landesregierung geplant sind, erfordern dann eine rückblickende Neubewertung der ausschließlich dem Wärmegesetz zuzurechnenden Maßnahmen. Dies gilt insbesondere für die geplante Einbeziehung der Nichtwohngebäude. Dies wird jedoch frühestens dann möglich

¹⁹ Anstieg des Anteils der Erneuerbaren an der Endenergie auf rd. 22,6 TWh in 2020 ausgehend von 17,1 TWh im Jahr 2011.

sein, wenn Erfahrungswerte zur Inanspruchnahme des novellierten EWärmeG für mindestens ein Jahr vorliegen.

Berücksichtigung von Fördermaßnahmen

Die Förderung über das Marktanreizprogramm des Bundes wurde in die Differenzkostenberechnung ausdrücklich nicht integriert. Die Förderung führt – bezogen auf die gesamte Nutzungsdauer der geförderten Solarwärmeanlagen – zu einer Senkung der Wärmekosten um bis zu 10 %. Im Fall von Biomasseanlagen (Zentralheizungen und Heizwerke) sowie Wärmepumpen können die Wärmegegestehungskosten mit Hilfe der Förderung um durchschnittlich bis zu 5 % gesenkt werden. Förderfälle mit höheren Förderquoten (z. B. große Solarthermie-Anlagen) nehmen nur einen sehr geringen Anteil an der gesamten Förderung in Anspruch und sind zurzeit vernachlässigbar. Daraus kann für die gesamte Förderung der erneuerbaren Wärme geschlossen werden, dass 5 bis max. 10 % der Differenzkosten von Zentralheizungen, Heizwerken, Wärmepumpen und Solar Kollektoren über die Förderung abgedeckt sind. In vielen Fällen kann dies bereits ausreichen, um bei einer Investitionsentscheidung den notwendigen Impuls zu geben. Die Nutzung dieses Bundesförderinstruments sollte deshalb auch weiterhin auf Landesebene propagiert und ggf. durch komplementäre Maßnahmen ergänzt werden. Denn um das Wachstum im Solarwärmemarkt bis 2020 bei gleichzeitig zunehmenden Anforderungen potenzieller Anlagenbetreiber an die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen zu sichern, werden zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein. Diese müssen vor allem die verstärkte Nutzung von Großanlagen mit geringeren Wärmekosten adressieren, denkbar wären aber auch Initiativen des Landes auf Bundesebene im Hinblick auf eine deutlich erhöhte und umlagefinanzierte Förderung im Wärmemarkt.

Kurzübersicht zu den Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Zeitraum von 2012-2020 (Preisfad A, €₂₀₁₂):

- Differenzkosten sinken von rd. 318 Mio. €/a im Jahr 2012 auf rd. 110 Mio. €/a im Jahr 2020.
- Kumulierte Differenzkosten des Anlagenbestandes 2000-2020: 6,5 Mrd. €, davon 2,2 Mrd. € ab 2012.
- Kumulierte Netto-Differenzkosten für Neuanlagen 2012-2020: rd. 280 Mio. € (860 Mio. € positive Differenzkosten - Mehrkosten - für Solarwärme und Wärmepumpen abzüglich 580 Mio. € negative Differenzkosten - Minderkosten - für EE-KWK- und Biomassewärme)
- Dem EWärmeG als Landesmaßnahme sind schätzungsweise 7 % des EE-Zubaus im Wärmesektor zuzurechnen; dieser Anteil entspricht etwa einem Anteil von 20 bis 60 Mio. € der Differenzkosten für Neuanlagen im Bereich EE-Wärme von 2012 bis 2020 (60 Mio. € Bezugsgröße nur positive Differenzkosten - Mehrkosten - ; 20 Mio. € Bezugsgröße positive Differenzkosten abzüglich negative Differenzkosten - Minderkosten -).
- Deutlich vor 2025 sind negative Differenzkosten des gesamten Anlagenbestands zu erwarten.

2.3.2 Verbrauchsreduzierung im Wärmesektor

Eine tragende Rolle zur Umsetzung der Klimaschutzziele kommt der Reduzierung des Energiebedarfs im Wärmemarkt zu. Im Folgenden wird mit dem **Schwerpunkt auf Wohngebäude bzw. Haushalte** abgeschätzt, mit welchen Investitionen in energetische Gebäudesanierungsmaßnahmen und damit einhergehenden Energiekosteneinsparungen in den Jahren 2012 bis 2020 gerechnet werden kann. Im vorliegenden Kurzgutachten nicht betrachtet werden können die Ziele zur Emissionsminderung im Bereich Wärmebereitstellung für Nicht-Wohngebäude sowie der Energiebedarf zur Prozesswärmebereitstellung in der Industrie und im GHD-Sektor. Die Quantifizierung ist in diesen Bereichen im Vergleich zu den Gebäudemaßnahmen nicht nur sehr viel aufwändiger, sondern kann auch erst dann erfolgen, wenn im integrierten Energie- und Klimaschutz-Konzept der Landesregierung konkrete Maßnahmen definiert wurden.

Laut der Landtagsdrucksache 15/1127 ist ab 2014 von Investitionen in einer Größenordnung von rund 200 Mio. €/a für **Gebäude des Landes** (ca. 200 Mio. €/a) **und der Landkreise** (ca 3,5 Mio. €/a) zu rechnen [26], was bis 2020 eine Gesamtsumme von rund 1,4 Mrd. € ergibt. Für Gebäude im Besitz von Gemeinden liegen keine Angaben vor. Bei

den genannten Investitionen handelt es sich jedoch nicht ausschließlich um energiebedingte Mehrkosten, sondern auch um Investitionen in Werterhalt bzw. -steigerung. Die entsprechenden Energie- und Energiekosteneinsparungen sind nicht angegeben und können aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsarten nicht auf Basis der im vorliegenden Gutachten für die Wohngebäude erstellen Abschätzung hochgerechnet werden.

Eine Abschätzung der wirtschaftlichen Implikationen der Verbrauchsreduzierung im Wärmesektor ist mit großen Unsicherheiten behaftet: Erstens bestehen im Bereich der Gebäudesanierung eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Reduktion des Energieverbrauchs, die gleichzeitig eine große Kostenbandbreite aufweisen. Ein detaillierter Sanierungsfahrplan liegt derzeit noch nicht vor, so dass für die Berechnung nicht auf einen spezifisch für Baden-Württemberg erarbeiteten Maßnahmen-Mix zurückgegriffen werden kann. Zweitens hat das Zinsniveau, mit dem die Maßnahmen finanziert werden, einen sehr großen Einfluss auf die Kostenberechnung. Zum Bearbeitungsstand April 2012 ist das Zinsniveau vergleichsweise niedrig. Wie sich die Zinsen jedoch in den kommenden Jahren und mittelfristig nach Ablauf der Zinsbindungsfrist entwickeln, ist aber nur mit großer Unsicherheit zu prognostizieren. Drittens weist die monetäre Bewertung der Energieeinsparung mehr noch als im Bereich der regenerativen Energiebereitstellung, durch die langen Wirkungszeiträume (30 Jahre und mehr) eine große Unsicherheit durch die ungewisse Entwicklung der Energiepreise auf.

Da momentan noch kein detaillierter Sanierungsfahrplan vorliegt, wird ein Maßnahmen-Mix zugrunde gelegt, der sich aus den Förderjahren 2005 bis 2010 der **KfW-Gebäudesanierungsprogramme** ergibt. Damit wird bewusst keine Auswahl von einzelnen Gebäudesanierungsmaßnahmen vorgenommen, sondern es werden die in fünf Jahren im bundesweiten Durchschnitt getätigten Effizienzmaßnahmen mit ihren entsprechenden Kosten und Einsparungen herangezogen (Tabelle 21). Aus den Evaluierungen werden Kenngrößen ermittelt, mit denen die Kostenwirkungen berechnet werden. Effizienzmaßnahmen im Neubaubereich werden nicht separat berücksichtigt.

Tabelle 21: Ergebnisse der KfW-Gebäudesanierungsprogramme (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm bzw. das Nachfolgeprogramm Energieeffizient Sanieren); Quellen: [27], [28], [29], [30], [31].

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Summe
Investitionen mit MwSt. [Mio. €]	1.475	3.524	2.139	3.217	6.960	6.919	24.234
Investitionen ohne MwSt. [Mio. €₂₀₁₂]	1.440	3.384	1.957	2.866	6.176	6.073	21.896
Endenergieeinsparung [GWh/a]	670	1.520	940	1.530	2.679	2.450	9.789
Wohnfläche [Mio. m²]	6,4	13,0	7,8	11,6	31,8	29,8	100

Aus Tabelle 21 ergibt sich ein durchschnittlicher, auf die Endenergieeinsparung bezogener spezifischer Investitionsbedarf von 2,7 Mio. €₂₀₁₂/GWh (einschl. MwSt.) bei einer durchschnittlichen **Minderung des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung um etwa 100 kWh/m²a**. Bezogen auf die Wohnfläche ergibt sich eine **durchschnittliche**

Investition von 270 €/m² (einschl. MwSt.), wobei der Wert in den Jahren 2005 bis 2010 zwischen 230 und 310 €/m² schwankt. Der für das vorliegende Gutachten ermittelte Wert von 270 €/m² wird aufgrund der vergleichsweise guten Datenbasis aus den Evaluierungen der KfW-Programme als plausibel eingestuft und für die folgende Abschätzung verwendet. Der angesetzte Wert von 270 €/m² steht für die in den KfW-Evaluierungen zugrunde gelegten „energetisch relevanten Investitionen“.

Mit dem auf die Endenergieeinsparung bezogenen spezifischen Investitionsbedarf wird nun anhand der im Energieszenario Baden-Württemberg 2050 [2] angesetzten Minderung des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung im Bereich Haushalte²⁰ der Brutto-Investitionsbedarf und die zu sanierende Wohnfläche ermittelt. Danach sinkt der Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung in Gebäuden von 238 PJ/a im Jahr 2010 auf 189 PJ/a im Jahr 2020. Dass hierbei der Strom zur Wärmebereitstellung nicht bilanziert wurde, ist für die vorliegende Berechnung nicht relevant, da der Beitrag von Strom im Wärmemarkt voraussichtlich konstant bleiben wird. Denn Einsparungen durch den Austausch von elektrischen Widerstands- und Nachtspeicherheizungen werden durch eine zunehmende Anzahl an elektrischen Wärmepumpen kompensiert. Abweichend von der im Bereich der erneuerbaren Energien angewandten Methodik, die Investitionen ab dem Jahr 2000 in die Differenzkostenbetrachtung einzubeziehen, werden hier ausschließlich die im Zeitraum von 2012 bis 2020 notwendigen Sanierungsaktivitäten berücksichtigt. Grund hierfür ist die fehlende statistische Datenerfassung zur energetischen Gebäudesanierung, ohne die eine Einbeziehung bereits getätigter Vorleistungen nicht möglich ist. Abzüglich eines geschätzten Anteils für das Jahr 2011 verbleiben für die neun Jahre 2012 bis 2020 umzusetzende **Einsparungen in Höhe** von umgerechnet insgesamt **rund 13 TWh für die** Endenergienutzung zur Wärmebereitstellung in **Haushalten**.

Die erforderliche Einsparung von 13 TWh wird mittels der genannten Kennwerte von 270 €/m² (energetisch relevante Brutto-Investition pro m² Wohnfläche) bzw. 2,7 Mio. €/GWh (energetisch relevante Brutto-Investition pro GWh Endenergieeinsparung) auf die Jahre 2012 bis 2020 verteilt. Insgesamt sind **von 2012 bis 2020 insgesamt rund 130 Mio. m² Wohnfläche** energetisch zu sanieren. Bei einer durchschnittlichen Quadratmeterzahl von 92,2 m² je Wohnung entspricht dies **1,4 Millionen Wohnungen oder 28 % des aktuellen Wohnungsbestands** [32]. Im Durchschnitt entspricht dies 14,3 Mio. m² bzw. 155.000 Wohnungen die pro Jahr energetisch saniert werden müssen, um eine Einsparung von rd. 1,43 TWh/a zu erzielen. Bezogen auf die gesamte Wohnfläche in Baden-Württemberg, für die bis 2020 ein Wachstum von 0,7 % p.a. angesetzt wurde (dies ist die mittlere Wachstumsrate für die Jahre 2007 bis 2011), entspricht dies einem wachsenden energetisch zu sanierenden Anteil von jährlich 1,9 % (2012) auf 4,0 % (2020) des Wohnflächenbestands und bildet die notwendige Steigerung der Dynamik im Bereich energetischer Sanierungen ab. Die im Jahr 2020 zu sanierende Wohn-

²⁰ Die Betrachtung erstreckt sich nur Wohngebäude, weshalb hier nur die zu erreichende Reduktion des Endenergiebedarfs der Haushalte als Maßstab verwendet wird.

fläche ist mit rund 20 Mio. m² Wohnfläche mehr als doppelt so hoch wie im Ausgangsjahr 2012 (9 Mio. m²) (Abbildung 31).

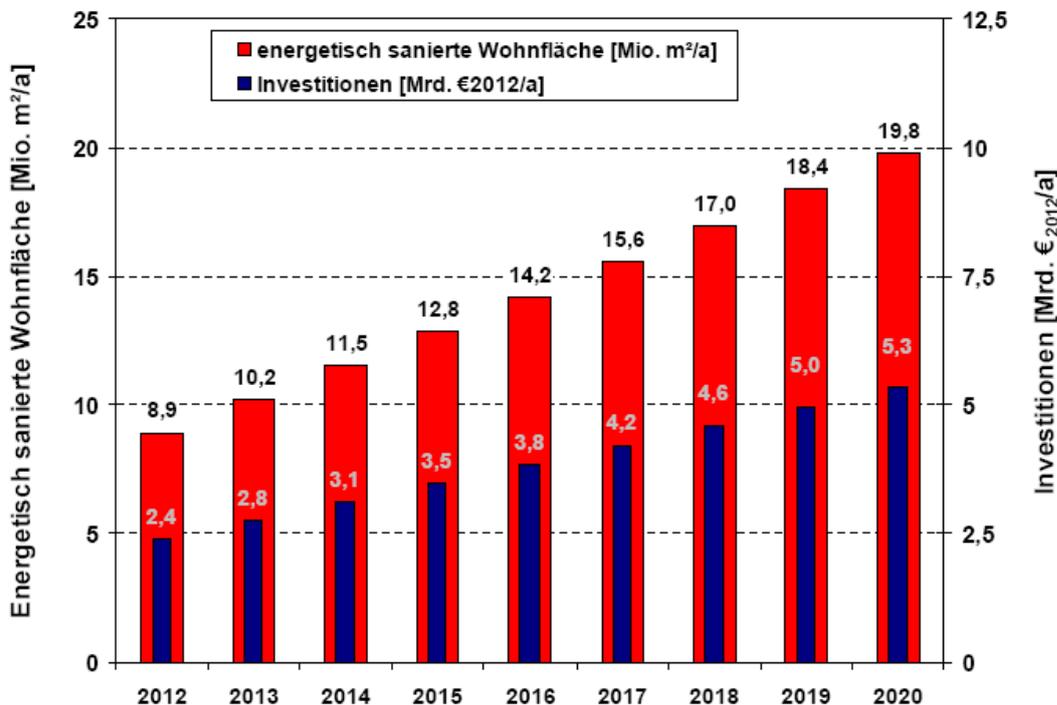


Abbildung 31: Abschätzung der Entwicklung der energetisch sanierten Wohnfläche in Millionen m² pro Jahr sowie der korrespondierenden jährlichen Investitionen in Milliarden €₂₀₁₂.

Da mit dem auf der KfW-Förderung basierten Maßnahmen-Mix auch Teilsanierungen und Maßnahmen an der Heizungstechnik eingeschlossen sind, entsprechen die genannten Anteile des zu sanierenden Wohnflächenbestandes nicht dem allgemein verwendeten (jedoch nicht eindeutig definierten) Begriff „Sanierungsrate“, bei dem von Vollsanierungen ausgegangen werden muss. Insgesamt ergibt sich für die erforderlichen Maßnahmen zur energetischen Sanierung von Wohngebäuden für die Jahre **2012 bis 2020 ein Investitionsbedarf von rund 35 Mrd. €₂₀₁₂** (einschl. MwSt.), wenn von real konstanten spezifischen Preisen für die Investitionen ausgegangen wird.

Die korrespondierenden Kapitalkosten der energetischen Sanierungsmaßnahmen werden mit zwei Mischzinssätzen berechnet, um die Unsicherheiten bezüglich der Zinsentwicklung abzubilden. Derzeit beträgt der Effektivzinssatz im Darlehensteil des KfW-Programms „Energieeffizient sanieren“ zwischen 1,0 und 1,5 % mit einer Zinsbindung von maximal 10 Jahren (Stand 4.4.2012). Unter Berücksichtigung einer Inflationsrate von 2%/a ergeben sich real negative Zinsen von -0,5 bis -1 %. Eine nach 10 Jahren fällige Anschlussfinanzierung dürfte jedoch auch real deutlich positive Zinssätze aufweisen: die Deutsche Energieagentur (dena) geht in ihren Sanierungsstudien von (nominalen) Zinsen in Höhe von 4,6 % nach Ablauf der Zinsbindungsfrist aus [33], [34]. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass im Mietwohnungsbereich das eingesetzte Eigenkapital an-

gemessen verzinst werden muss. Insgesamt wird vor den geschilderten Randbedingungen eine **Spannbreite des Kalkulationszinssatzes** von real 1,5 bis 2,5 % abgeschätzt. Übereinstimmend mit den Evaluierungen der KfW-Gebäudeprogramme wird von einer kalkulatorischen Betrachtungszeit von 30 Jahren ausgegangen. Daraus ergeben sich entsprechend des oben genannten Sanierungsverlaufs Kapitalkosten von 0,1 Mrd. €₂₀₁₂ in 2012 und 1,5 Mrd. €₂₀₁₂ in 2020.

Im Sanierungsmix führen die energetischen Maßnahmen zur Einsparung von fossilen Energieträgern. Häufig geht damit aber auch die Umstellung der Energieversorgung einher. Durch den Energieträgerwechsel entsteht ein Mehrverbrauch im Bereich Biomasse und Fernwärme. Der aus den KfW-Evaluierungen ermittelte durchschnittliche Mix von Einsparungen und Energieträgerwechsel ist in Tabelle 22 dargestellt:

Tabelle 22: Angesetzte Einsparungen (positive Werte) und Energieträgerwechsel (negative Werte) pro Einheit Endenergieeinsparung.

Heizöl	Erdgas	Fernwärme	Biomasse	Kohle	Strom
61%	29%	-4%	-12%	15%	11%

Der Energieträgerwechsel zu Biomasse ist dabei bereits im Abschnitt 2.3.1 im Rahmen der Differenzkosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung berücksichtigt. An dieser Stelle geht es ausschließlich um die Einsparung von Energie, wofür der Zustand vor der Sanierung maßgeblich ist.

Tabelle 23: Preise der verschiedenen Energieträger als Berechnungsbasis für die Energiepreiseinsparungen (ohne MWSt.).

	€ ₂₀₁₂ /kWh	2010	2011	2015	2020
PREISPFAD A					
Heizöl		0,057	0,070	0,079	0,089
Erdgas		0,055	0,057	0,067	0,076
Fernwärme		0,067	0,071	0,083	0,094
Biomasse		0,043	0,043	0,046	0,051
Kohle		0,046	0,046	0,048	0,049
Strom		0,110	0,115	0,121	0,128
PREISPFAD B					
Heizöl		0,057	0,070	0,068	0,075
Erdgas		0,055	0,057	0,060	0,066
Fernwärme		0,067	0,071	0,074	0,082
Biomasse		0,043	0,043	0,046	0,051
Kohle		0,046	0,046	0,046	0,047
Strom		0,11	0,115	0,120	0,124

Mit den in Tabelle 23 dargestellten Energieträgerpreisen gemäß Preispfad A und B aus den Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums [4] (mangels Daten für Fernwär-

me und dem gegenüber dem Haushaltstarif deutlich günstigeren Heizstrom wurden eigene Preispfade in Anlehnung an die Preisentwicklung nach Preispfad A und B angesetzt) ergeben sich anhand des obigen Mixes aus Einsparungen und Energieträgerwechsel für jede Einheit eingesparte Endenergie die folgenden Energiepreise (vgl. Abbildung 32). Dabei wurde der Energieträgermix aus Tabelle 22 über die Betrachtungsdauer konstant gehalten. Den mit Abstand größten Einfluss auf die Entwicklung des mittleren eingesparten Energiepreises haben die Energieträger Heizöl und Erdgas, die zum überwiegenden Teil durch energetische Modernisierungen eingespart werden.

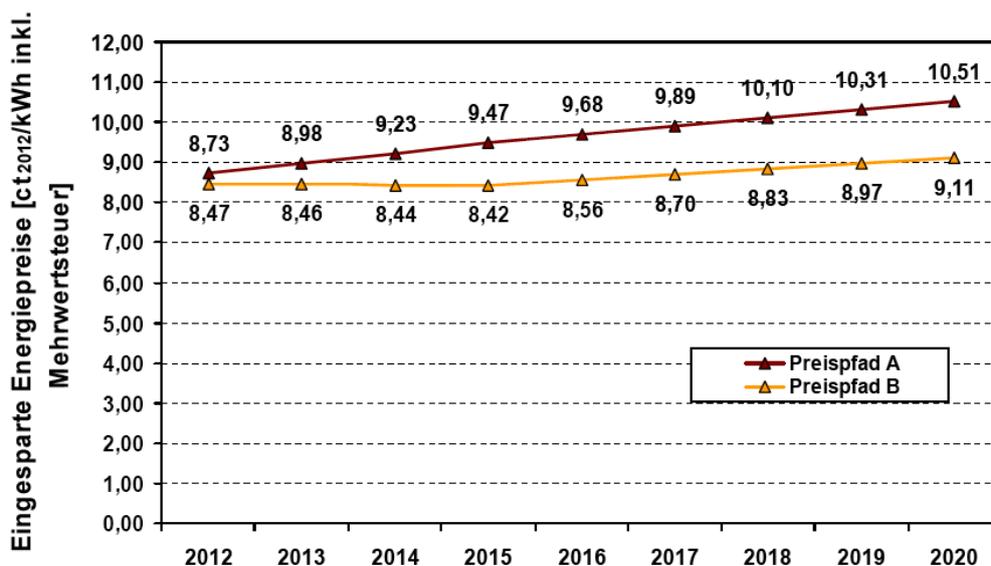


Abbildung 32: Abschätzung der eingesparten Energiepreise (€₂₀₁₂/kWh einschl. MwSt.) unter Berücksichtigung von Einsparungen und Energieträgerwechsel (Tabelle 22).

Werden nun die jährlich anfallenden Kosten (Kapitalkosten inkl. Finanzierungskosten über 30 Jahre, Zinssatz 2 % (real)) den jährlich eingesparten Energiekosten gegenübergestellt, erhält man die Differenzkosten der energetischen Sanierung von Wohngebäuden. Sie steigen von 30 Mio. €₂₀₁₂/a in 2012 auf rund 200 Mio. €₂₀₁₂/a in 2020. Kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben sich positive Differenzkosten - Mehrkosten - in Höhe von 1,15 Mrd. €₂₀₁₂/a (Abbildung 33).

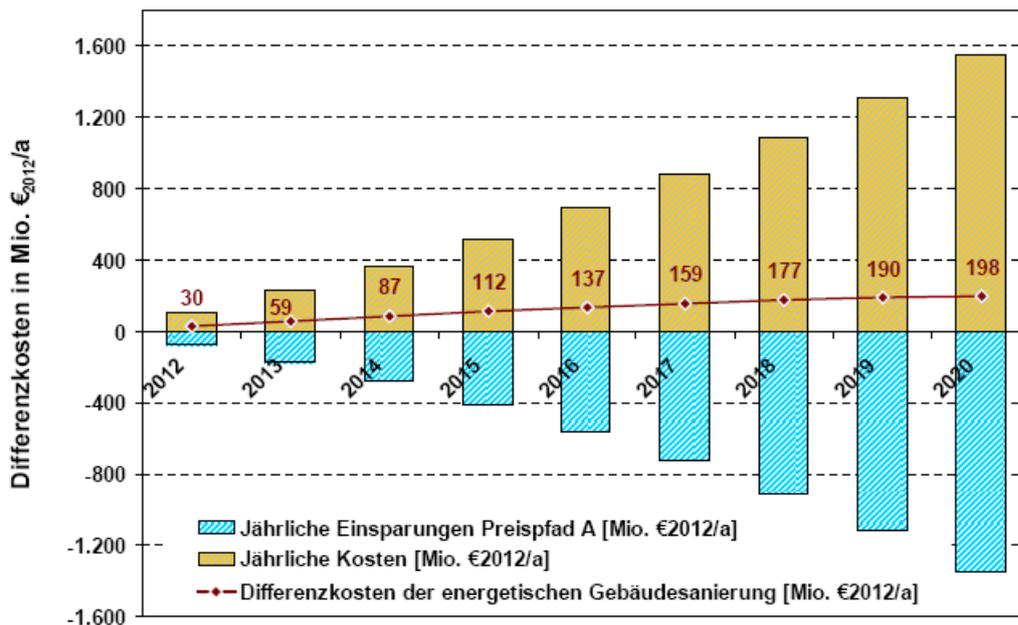


Abbildung 33: Entwicklung der Differenzkosten der energetischen Wohngebäudesanierung im Zeitraum von 2012 bis 2020.

Entwickeln sich die Energiepreise gemäß Preispfad A entstehen bereits ab 2026 keine Mehrkosten mehr. Somit ergeben sich die über den Kalkulationszeitraum von 30 Jahren insgesamt negative Kosten, so dass die Sanierung insgesamt ökonomisch vorteilhaft ist. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass bei der Gesamtbetrachtung der Wirtschaftlichkeit der Investition eine relativ starke Abhängigkeit vom angesetzten Zinssatz besteht. Schon leichte Erhöhungen können hier den ökonomischen Vorteil ins Negative kehren. Auch weniger starke Preissteigerungen der substituierten Energieträger (Preispfad B) führen zu einer Umkehrung des ökonomischen Vorteils.

Die Jahreskosten der zwischen 2012 und 2020 durchgeführten Sanierungen bleiben für die Folgejahre konstant (über den jeweils angesetzten kalkulatorischen Zeitraum von 30 Jahren). Das im Jahr 2020 erreichte Niveau der Energiekosteneinsparungen steigt jedoch gemäß der angesetzten Verteuerung der Energiepreise leicht an. Etwa ab 2027 resultieren dann zunehmend negative Differenzkosten (Einsparungen), deren Wert durch Zinseffekte aufgrund des sehr langen Betrachtungshorizonts bis 2050 aus heutiger Sicht geringer zu bewerten ist, als die heutigen Mehrkosten.

Vergleicht man die Ergebnisse mit anderen Untersuchungen, so weisen die Evaluierungen der **KfW-Gebäudesanierungsprogramme** über die Betrachtungsdauer von 30 Jahren geringere Einsparungen auf, als die Investitionssumme, da mit vergleichsweise geringen Energiepreissteigerungen gerechnet wurde. Allerdings sind dort die Kapitalkosten (Finanzierung) nicht ausgewiesen, diese würden jedoch die Differenz zwischen Einsparungen und Kosten weiter erhöhen. Die im vorliegenden Kurzgutachten überschlägig für Baden-Württemberg ermittelten Ergebnisse weisen etwas höhere Einsparungen im Ver-

gleich zu den Investitionen aus, da gegenüber den Preispfaden A und B [4] in den Evaluierungen der KfW-Gebäudesanierungsprogramme mit sehr geringen Energiepreissteigerungen gerechnet wurde.

Die Frage des ökonomischen Vorteils ist letztlich entscheidend dafür, ob die aus dem Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 abgeleiteten Sanierungen auch tatsächlich umgesetzt werden. Daher wird an dieser Stelle, basierend auf der dargestellten überschlägigen Abschätzung zu den Kosten und Einsparungen der Gebäudesanierung, eine erste Einschätzung gegeben, ob die vom Bund für die Jahre **2012 bis 2014 bereitgestellten Fördermittel von 1,5 Mrd. €/a** für die Sanierungsaktivitäten in den Ländern ausreichend sind. Das BMVBS rechnet mit einem Förderhebel von 1:12, d.h. mit 1,5 Mrd. € könnten jährliche Maßnahmen mit einem Volumen von 18 Mrd. € angestoßen werden. Wird für Baden-Württemberg ein Anteil von etwa 18 % angesetzt²¹, entspräche dies einem jährlichen Fördervolumen von 270 Mio. € bzw. Investitionen von 3,2 Mrd. €. Damit könnten theoretisch – zumindest für die Jahre 2012 bis 2014 – die erforderlichen Maßnahmen im Land mit einer Quote von 8 % gefördert werden (entspricht dem genannten Förderhebel von 1:12). Tendenziell rentieren sich spätere Sanierungen wegen dann höherer Energiepreise bei gleichen oder geringeren flächenbezogenen Sanierungskosten eher als heute. Es stellt sich dann die Frage, ob mit einer Förderquote von 8 % bezogen auf die Investitionen bereits in den Jahren 2012 bis 2014 ein ausreichender Anreiz geschaffen wird, um die Sanierungsquote bis 2014 deutlich zu erhöhen und die Mehrkosten (Investitionen + Finanzierungskosten abzüglich eingesparte Energiekosten) zu kompensieren. Diese Fragestellung sollte auf Basis des Sanierungsfahrplans für das Land thematisiert werden und u.a. eine detaillierte Ermittlung des Förderbedarfs zur Gebäudesanierung für Baden-Württemberg und ein Abgleich mit den vom Bund zur Verfügung gestellten Mitteln erfolgen.

Kurzübersicht zu den Differenzkosten der energetischen Sanierung von Wohngebäuden im Zeitraum von 2012-2020 (Preispfad A, Angaben in €₂₀₁₂ einschl. MwSt.):

- Zu sanierende Wohnfläche: 130 Mio. m², bei einer Minderung von 100 kWh/m²a entspricht dies in 2020 einer Minderung des jährlichen Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung um rund 13 TWh im Vergleich zu 2011.
- Investitionsbedarf ca. 35 Mrd. €.
- Die jährlichen Differenzkosten steigen von 30 Mio. €/a (2012) auf rd. 200 Mio. €/a (2020).
- Für den Gesamtzeitraum ergeben sich kumulierte Differenzkosten in Höhe von 1,15 Mrd. €.

²¹ Entspricht dem Anteil der auf Baden-Württemberg entfallenden Investitionen aus dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm bzw. Energieeffizient sanieren.

2.3.3 Zusammenfassung der sektorspezifischen Wirkungen bis 2020

Als Kosten- und Nutzenwirkungen im Wärmesektor wurden die Differenzkosten der erneuerbaren Wärmebereitstellung sowie der Sanierung von Wohngebäuden in den Mittelpunkt gestellt. Die Berechnung der Differenzkosten zeigt, dass die Nutzung von erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftlich heute noch mit Mehrkosten gegenüber einer auf fossilen Energieträgern basierten Wärmeversorgung verbunden ist. Die Differenzkosten werden jedoch ausgehend von rd. 325 Mio. € im Jahr 2011 bis zum Jahr 2020 aufgrund sinkender Kosten von Neuanlagen und insbesondere der Verteuerung fossiler Energieträger im Preispfad A auf ein Niveau von rund 110 Mio. €/a absinken. Die ab 2012 neu installierten EE-Wärmeanlagen führen im Preispfad A bis zum Jahr 2020 voraussichtlich zu Mehrkosten in Höhe von insgesamt rund 850 Mio. € (Solarthermie und Wärmepumpen), die jedoch verringert werden durch die Minderkosten von KWK- und Biomassewärme und damit gesamtwirtschaftlich betrachtet Netto-Mehrkosten in Höhe von weniger als 300 Mio. € für Neuanlagen im Zeitraum 2012 bis 2020 anfallen. Der Anteil des EWärmeG wird auf 7 % für die Neuanlagen ab 2012 geschätzt. Zusätzlich zu den Differenzkosten für Neuanlagen fallen in den Jahren 2012 bis 2020 Mehrkosten für den Anlagenbestand in Höhe von rd. 1,9 Mrd. € an, so dass **im Preispfad A** für die Jahre 2012 bis 2020 insgesamt von **Differenzkosten in Höhe von knapp 2,2 Mrd. € für EE-Wärme** auszugehen ist.

Die weitere Verteuerung fossiler Energieträger wird ab 2020 zu einem weiteren Absinken der Differenzkosten führen, die voraussichtlich insgesamt deutlich vor 2025 negativ werden und damit in zunehmendem Maße Einsparungen gegenüber der fossilen Wärmeversorgung generieren. Damit wird bis zum Jahr 2030 bereits ein Teil der insbesondere in den Jahren bis 2020 angefallenen Mehrkosten durch Einsparungen kompensiert. Damit diese Entwicklung jedoch eintreten kann, ist insbesondere heute schon von politischer Seite verstärkt die Solarthermie in den Fokus zu rücken, da diese mit äußerst geringen Betriebskosten, jedoch heute noch hohen Investitionen verbunden ist, die mittelfristig deutlich reduziert werden müssen. Auch wenn bis zum Jahr 2020 die Systempreise und damit die Wärmekosten um einen ambitionierten Anteil von etwa 15 % gegenüber 2010 gesenkt werden können, werden die Solarwärmekosten von Neuanlagen in 2020 noch über den substituierten Brennstoffkosten liegen. Angesichts der in den vergangenen Jahren sogar gestiegenen Endkundenpreise für kleine Solarwärmeanlagen [5] muss jedoch zunächst eine Trendumkehr hin zu wieder sinkenden Preisen für Kleinanlagen geschaffen werden. Hier ist von Landesseite auf Bundesebene eine stärker an Solarerträgen fokussierte Förderung von Kleinanlagen im Marktanzreizprogramm einzufordern. Damit kann eine Vergleichbarkeit von Kosten (Angebotspreis) und Nutzen (unter Normbedingungen ermittelter Ertrag) geschaffen werden und damit erstmals die Voraussetzung für Wettbewerb. Darüber hinaus sollten vom Land aktiv Projekte wie in Büsingen (in ein Wärmenetz eingebundene große Solarwärmeanlage mit 1.000 m² Kollektorfläche)

unterstützt und gefördert werden, um solche Projekte in den kommenden Jahren zu multiplizieren.

Die Kosten- und Nutzenwirkungen der **Gebäudesanierung** sind nur mit großen Unsicherheiten zu quantifizieren, da zahlreiche Maßnahmen mit einer hohen Kostenbandbreite möglich sind, das Zinsniveau einen großen Einfluss auf die Finanzierungskosten hat und die Preise zur Ermittlung der Energiekosteneinsparung über einen Zeitraum von 30 Jahren eingerechnet werden müssen (d.h. für Maßnahmen im Jahr 2020 bis zum Jahr 2050). Auf Basis durchschnittlicher Kostenangaben für energetische Sanierungsmaßnahmen, die den Evaluierungen der KfW-Gebäudesanierungsprogramme entnommen wurden, kann ein **Investitionsbedarf von rund 35 Mrd. €₂₀₁₂ für die Jahre 2012 bis 2020** abgeschätzt werden. Werden für die Maßnahmen die Energieeinsparungen und Energieträgerwechsel mit einem Preisszenario bewertet sowie die Finanzierungskosten berücksichtigt, ergeben sich für den Preispfad A kumulierte **Differenzkosten von 1,15 Mrd. €** (Zinssatz 2 % real). Da das Land Baden-Württemberg im Bereich der Gebäudesanierung die Zielsetzungen des Bundes übernimmt, sind Landesmaßnahmen weitgehend keine Kosten der Gebäudesanierung im Bereich der Haushalte zuzurechnen. Ein geringer Anteil von schätzungsweise einem halben Prozent geht auf die Ersatzmaßnahmen zur Übererfüllung der EnEV im EWärmeG zurück.

2.4 Wirkung des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energien im Verkehr

Der Einsatz von Biokraftstoffen erreichte im Jahr 2011 einen Anteil von 5,6 % am Endenergieverbrauch des Verkehrs [35]. Um die Emissionsminderungsziele im Jahr 2020 zu erreichen, ist auch ein weiterer Ausbau der Biokraftstoffnutzung erforderlich, auf die sich bis zum Jahr 2020 der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor fast ausschließlich konzentrieren wird. Elektromobilität auf Basis von zusätzlichen, neuen Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung, die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Methan oder -Wasserstoff können bei dieser Betrachtung zunächst vernachlässigt werden.

Die Nutzung von Biokraftstoffen ist mit Mehrkosten gegenüber dem Einsatz konventioneller fossiler Kraftstoffe verbunden. Sie würden also aus einzelwirtschaftlicher Sicht heute zum überwiegenden Teil nicht nachgefragt werden. Aus diesem Grund wurden von der Bundesregierung **Biokraftstoffquoten** festgelegt, die die Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen regeln. Damit sollen die Ziele verschiedener EU-Richtlinien umgesetzt werden (u.a. 2009/28/EG). Um die **Kostenbelastungen** für die Verbraucher möglichst gering zu halten, wurden Steuererleichterungen eingeführt.

Im Folgenden werden die **systemanalytischen Mehrkosten der Biokraftstoffnutzung** in Baden-Württemberg abgeschätzt. Herangezogen werden dazu die sich aus den Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums [4] ergebenden spezifischen Differenzkostenkosten pro Einheit Biokraftstoffe. Die Differenzkosten kennzeichnen im vorliegenden Fall die Mehrkosten der Biokraftstoffnutzung gegenüber der Nutzung konventioneller fos-

siler Kraftstoffe. Zur Abbildung der Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Preise für biogene und fossile Kraftstoffe wurden die Differenzkosten für zwei Preispfade ermittelt (vgl. Abbildung 34).

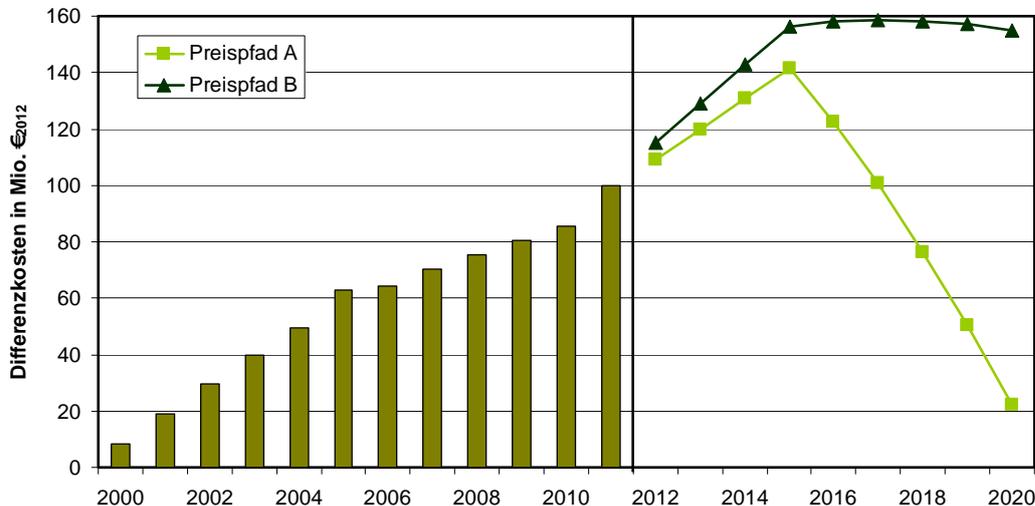


Abbildung 34: Abschätzung der Differenzkosten für Biokraftstoffe.

Die in Abbildung 34 gezeigte Entwicklung der Differenzkosten für Biokraftstoffe ab 2012 läuft für die Preispfade A und B bis 2015 weitgehend parallel, da in der zugrundeliegenden Leitstudie 2011 für beide Preispfade lediglich von moderaten Preissteigerungen für fossile Kraftstoffe ausgegangen wurde (Preissteigerung 2015 zu 2010 real: 10 % im Pfad A bzw. 7 % im Pfad B). Der wesentliche Unterschied in den Preispfaden A und B für fossile Energieträger zeigt sich erst zwischen 2015 und 2020. Im Preispfad B steigen die Preise für fossile Kraftstoffe bis 2020 inflationsbereinigt um insgesamt rund 20 % gegenüber 2015, im Preispfad A geht die Leitstudie von einer Preissteigerung von real 33 % aus. Aus heutiger Sicht ergibt sich damit für das Jahr 2020 eine vergleichsweise große Spannweite der Differenzkosten für die Biokraftstoffnutzung von rund 20 bis ca. 155 Mio. €₂₀₁₂. Für die zukünftige Biokraftstoffnutzung bei ansteigender Biokraftstoffquote können für die Jahre 2012 bis 2020 je nach der Preisentwicklung biogener und fossiler Kraftstoffe weitere Mehrkosten in Höhe von insgesamt 0,9 bis 1,3 Mrd. €₂₀₁₂ erwartet werden. Insgesamt belaufen sich die bisher angefallenen Differenzkosten aus der bisherigen Biokraftstoffnutzung für die Jahre 2000 bis 2011 auf rund 0,7 Mrd. €₂₀₁₂. Die in den kommenden Jahren von **2012 bis 2020 anfallenden Mehrkosten** für die Biokraftstoffnutzung werden aus heutiger Sicht mit **0,9 bis 1,3 Mrd. €₂₀₁₂** die bisher seit 2000 angefallenen Differenzkosten voraussichtlich um knapp 30 % bis maximal das Doppelte übersteigen.

Kostenzurechnung

Die zur Erfüllung der Biokraftstoffquote von 2012 bis 2020 anfallenden Mehrkosten von 0,9 bis 1,3 Mrd. €₂₀₁₂ sind zunächst vollständig dem Sektor Verkehr zuzurechnen. Anga-

ben zur weiteren sektoralen Aufteilung des Verkehrssektors liegen nicht vor, da der Verkehrssektor parallel zu den Haushalten, Industrie und GHD als eigener Sektor behandelt wird. Da aufgrund der Mehrkosten von Biokraftstoffen keine Übererfüllung der von der Bundesregierung vorgegebenen Biokraftstoffquoten zu erwarten ist, können die zur Erfüllung der Biokraftstoffquote in Baden-Württemberg anfallenden **Mehrkosten vollständig der Gesetzgebung des Bundes (bzw. den Richtlinien der EU) zugerechnet** werden.

3 Anwendungsübergreifende Darstellung der Nutzenwirkungen

3.1 Durch Effizienzmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Energieimporte bis 2020

Die Verminderung des Energieverbrauchs sowie die Substitution konventioneller Energieträger durch erneuerbare Energien führen zu einer Verminderung des Bedarfs an konventionellen Energieträgern. Da konventionelle Energieträger in Baden-Württemberg nicht gewonnen werden²², müssen diese aus Deutschland bzw. dem Ausland importiert werden. Eine **Minderung des Verbrauchs konventioneller Energieträger vermindert somit den erforderlichen Import von Primärenergieträgern** und trägt damit zu einer Verminderung des aus Baden-Württemberg abfließenden Kapitals bei. Anhand der im Szenario im Gutachten zum Klimaschutzgesetz angesetzten Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 [2] wird abgeschätzt, wie hoch die vermiedenen Importe und die damit im Land verbleibenden Geldbeträge gegenüber dem Ausgangsjahr 2011 sind.

Grundlage dafür ist die Primärenergieeinsparung, wobei eine Zurechnung auf Effizienz und erneuerbare Energien bzw. Anwendungsbereiche (Strom, Wärme, Verkehr) im vorliegenden Kurzgutachten nicht durchgeführt werden kann²³. Es werden somit nur die einzelnen Energieträger betrachtet, ohne die damit verbundenen vermiedenen Importe im Detail aufzugliedern. Ausgehend von einer ersten Abschätzung zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2011 wird ermittelt, wie hoch für die einzelnen Jahre ab 2012 die jährliche Primärenergieeinsparung nach Energieträgern bis zum Jahr 2020 ist (vgl. Abbildung 35).

²² Die Energiebilanz 2009 für Baden-Württemberg gibt an, dass im Bereich fossiler bzw. nuklearer Energieträger lediglich rd. 0,04 PJ Öl im Inland (BW) gewonnen werden. Insgesamt betrug der Primärenergieverbrauch im Jahr 2009 rund 1.546 PJ.

²³ Dazu müsste eine aufwändige Komponentenzersetzung durchgeführt werden.

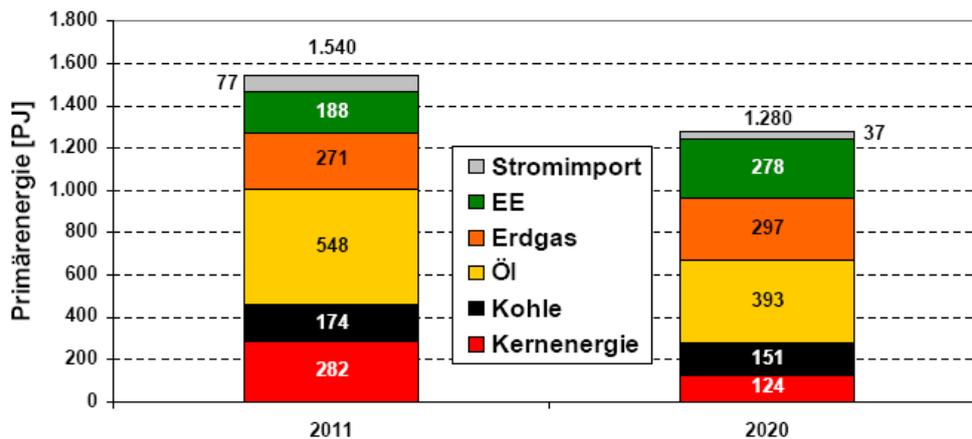


Abbildung 35: Gegenüberstellung der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs der Jahre 2011 und 2020; Quelle Primärenergieverbrauch 2011: Abschätzung ZSW [35]

Die höchste Reduktion in absoluten Werten ist bei der Kernenergie und dem Verbrauch von Mineralöl bis 2020 umzusetzen. Während die Minderung im Bereich der Kernenergie aufgrund des Kernenergie-Ausstiegs als bereits gesichert angesehen werden kann, sind zur Einsparung von **Mineralöl** weitere Anstrengungen erforderlich, insbesondere im **Wärmemarkt** zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Gebäudesanierung, aber auch im **Verkehrssektor** durch effizientere Fahrzeuge und die Substitution von fossilen durch biogene Kraftstoffe. Die erforderliche Einsparung von Mineralöl bis 2020 teilt sich etwa hälftig auf die Bereiche Verkehr und Brennstoffeinsatz (Wärmebereitstellung in Haushalten, GHD und Industrie) auf.

Bei der Kohle ist nur von einem geringen Rückgang auszugehen, da die wegfallende Stromerzeugung aus Kernenergie von Kohlekraftwerken, insbesondere aber von erneuerbaren Energien sowie bestehenden und neuen Gaskraftwerken ersetzt werden muss. Die **Erdgasmengen, die durch erneuerbare Energien und die Verbrauchsreduzierung im Wärmesektor eingespart werden**, gehen somit bilanziell vollständig in die **zusätzliche Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken**. In 2020 wird somit gegenüber dem Jahr 2011 voraussichtlich etwa 10 % mehr Erdgas benötigt.

Als Importpreise wurden die Werte für die Preispfade A und B der Leitstudie angesetzt, die auf das Preisniveau 2012 umgerechnet wurden. Wie aus Tabelle 24 ersichtlich wird, geht im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung bei der Kernenergie lediglich ein sehr geringer Teil der Stromerzeugungskosten auf den Import von Uran als Brennstoff zurück. Darüber hinaus werden innerhalb des Brennstoffkreislaufs Teile des genutzten Brennstoffs wiederaufbereitet, der Anteil liegt bei maximal 10 %, was aufgrund des ohnehin geringen Anteils des Kernbrennstoffs an den eingesparten Importkosten vernachlässigt werden kann.

Tabelle 24: Entwicklung der Importpreise für fossile und nukleare Energieträger (Angaben ohne MwSt.); Angaben auf Basis [4].

	[€ ₂₀₁₂ /GJ]	Kernenergie	Kohle	Öl	Erdgas
Preis- pfad A	2010	0,38	3,0	10,9	6,0
	2015	0,52	4,0	13,0	7,4
	2020	0,65	5,1	14,6	8,4
Preis- pfad B	2010	0,38	3,0	10,9	6,0
	2015	0,47	3,6	12,2	6,6
	2020	0,55	4,1	13,2	7,3

Insgesamt ergeben sich beim Mineralölimport die höchsten Einsparungen, da einerseits in absoluten Werten die Einsparung am höchsten ist, andererseits liegen die Importpreise pro Energieeinheit deutlich über denen der übrigen Importenergieträger (Tabelle 24). Insgesamt ergeben sich für die Jahre 2012 bis 2020 die in Abbildung 36 dargestellten Einsparungen nach Jahren.

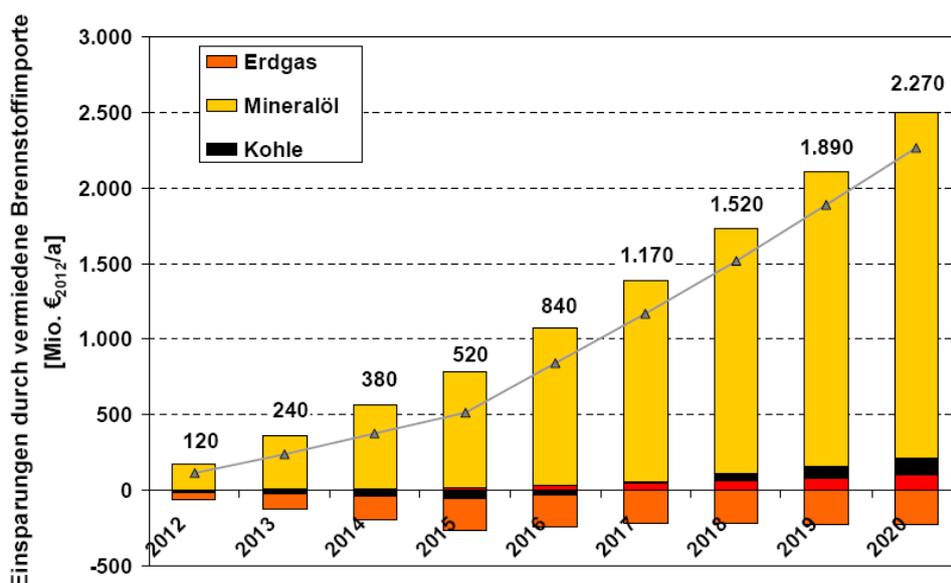


Abbildung 36: Entwicklung der jährlichen Einsparungen aus vermiedenen Energieimporten gegenüber dem Jahr 2011 im Preisfad A (positive Werte = Einsparungen, negative Werte = Mehrverbrauch).

Insgesamt wächst die monetäre Einsparung im Preisfad A auf bis zu 2,3 Mrd. €, wobei der Mehrverbrauch an Erdgas im Jahr 2020 weitgehend von den Einsparungen von Kohle und Kernenergie kompensiert wird. Die kumulierten Einsparungen belaufen sich auf knapp 9 Mrd. € im Zeitraum 2012 bis 2020. Wird der Preisfad B mit weniger stark ansteigenden Energiepreisen angesetzt, wachsen die Einsparungen bis zum Jahr 2020 auf rund 2,0 Mrd. € mit einer kumulierten Einsparung von rd. 8,2 Mrd. €.

Die ermittelten **Einsparungen dürfen jedoch nicht isoliert betrachtet werden**. Einerseits muss die **Theorie des komparativen Vorteils** berücksichtigt werden. Es ist demnach davon auszugehen, dass Energieträger deshalb importiert werden, weil sie eine kostengünstigere Versorgung als mit heimischen Energieträgern erlauben bzw. ein Mehrverbrauch günstiger ist als Einsparmaßnahmen. Für eine Substitution von Importenergien mit heimischer Erzeugung ist somit zunächst von Mehrkosten auszugehen. Diese Kostenunterschiede wurden quantitativ bereits anhand der **Differenzkostenberechnungen** (vgl. Abschnitt 2.2.1, 2.3.1 und 2.4) berücksichtigt. Andererseits sind auch qualitative Faktoren in die Bewertung der Minderung von Importen einzubeziehen. Betrachtet man die Preisentwicklung für Importenergieträger im Jahr 2011 [36], zeigt sich eine erhebliche Verteuerung gegenüber dem Jahr 2010 (Erdgas und Steinkohle > 20 %, Mineralöl > 30 %). In ähnlicher Weise sind die Energiepreise im Jahr 2008 extrem angestiegen, um im Folgejahr wieder das Preisniveau 2007 zu erreichen oder im Falle von Mineralöl sogar unterschreiten. Eine **Minderung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und ihren stark schwankenden Preisen mindert somit auch das Risiko von sog. Energiepreisschocks**. Mit Blick auf das Jahr 2020 trifft dies für Baden-Württemberg insbesondere auf die Abhängigkeit von den Ölpreisen zu. Bis 2020 wird jedoch nach wie vor eine starke Abhängigkeit von Erdgasimporten mit den damit verbundenen Preisrisiken gegeben sein, die sich erst längerfristig vermindern dürfte.

In diesem Zusammenhang zu nennen ist auch der **Portfolio-Effekt**. Der Portfolioeffekt bezeichnet allgemein die Verringerung des Gesamtrisikos durch eine Mischung unterschiedlicher Risiken. Bezogen auf die Energiebereitstellung heißt das, dass erneuerbare Energien aufgrund ihrer Risikostruktur (mit vergleichsweise geringem Brennstoffkostenrisiko) das Energieerzeugungsportfolio diversifizieren und damit effizienter machen können als ein rein auf fossilen Energieträgern basierender Energiemix mit hohem Brennstoffkostenrisiko. Erste quantitative Analysen zur Bewertung des Portfolioeffekts liegen vor, sind aber aufgrund der methodischen Schwächen und vereinfachenden Annahmen noch nicht ausreichend belastbar [41]. Eine Quantifizierung des Portfolioeffekts für Baden-Württemberg kann somit derzeit noch nicht durchgeführt werden.

3.2 Vermeidung externer Kosten durch Effizienzmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien bis 2020

Die Freisetzung von Treibhausgasen und Luftschadstoffen, die insbesondere mit der Nutzung fossiler Energieträger zusammenhängt, geht mit erheblichen Schäden für die Umwelt, die Gesellschaft und die Ökonomie einher. Die Landesregierung hat mit dem Klimaschutzgesetz ambitionierte Emissionsminderungsziele formuliert, um einen Beitrag zur Verminderung des Klimawandels und daraus resultierender Schäden zu leisten. **Durch die Vermeidung von Treibhausgasen und Luftschadstoffen werden Folgekosten vermieden**, die ansonsten von der Allgemeinheit getragen werden müsste, ohne dass die Verursacher für diese Kosten aufkommen müssten. Insbesondere die **Folgekosten**

des Klimawandels machen den Großteil der externen Kosten aus, die heute nur zu einem kleinen Teil internalisiert werden, z. B. durch das europäische Emissionshandelssystem (ETS).

Im Folgenden wird der mit der Vermeidung von CO₂-Emissionen einhergehende monetäre Nutzen des Klimaschutzgesetzes bis zum Jahr 2020 quantifiziert. Hierfür wird ein **Schadenskostenansatz** herangezogen, mit dem der Ausstoß einer Tonne CO₂ monetär bewertet wird. In der Literatur werden unterschiedliche Ansätze und Kosten für diesen CO₂-Schadenswert diskutiert. Im Rahmen dieser Untersuchung wird der als bester Schätzwert titulierte Schadenswert von 70 €/t aus „Externe Kosten der Stromerzeugung“ von W. Krewitt et. al [37] verwendet und bezogen auf das heutige Preisniveau mit 75 €₂₀₁₂/t angesetzt.

Die mit dem Energieszenario Baden-Württemberg 2050 vorgesehene CO₂-Vermeidung bis zum Jahr 2020 ist in Tabelle 22 dargestellt. Danach ist der jährliche CO₂-Ausstoß im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2011 um rund 15 Mio. t/a zu mindern. Hiervon werden durch den Emissionshandel bereits 3,5 Mio. t im Stromerzeugungssektor und der Industrie eingespart. Seit 2012 unterliegt auch der Luftverkehr dem europäischen Emissionshandel. Eine Einbeziehung der Entwicklung des Emissionsausstoßes in diesem Sektor ist aufgrund fehlender Daten im Rahmen dieser Untersuchung jedoch nicht möglich.

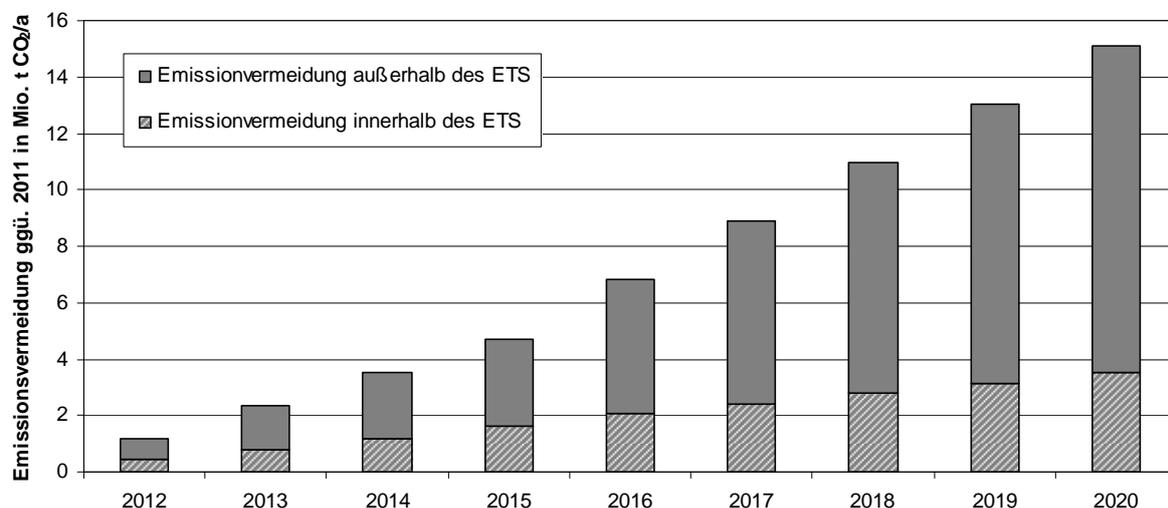


Abbildung 37: Jährliche Emissionsvermeidung gegenüber dem Jahr 2011 sowie Anteil der bereits über den Emissionshandel (ETS) induzierten Emissionsvermeidung für das Szenario Baden-Württemberg 2050.

Anhand der unterstellten Treibhausgasverminderung ist nun mit dem oben beschriebenen Schadenskostenansatz in Höhe von 75 €₂₀₁₂/t CO₂ die Summe an vermiedenen Schadenskosten für das Land abschätzbar. Dabei wird getrennt ausgewiesen, dass ein Teil der Emissionen über die Vorgaben des Emissionshandels vermieden wurde.

Die vorliegende Berechnung der **vermiedenen Schadenskosten bezieht sich rein auf die externen, noch nicht internalisierten Effekte**. Denn für die erneuerbaren Energien wurden die Kosten bereits in Form von Differenzkosten quantifiziert (vgl. Abschnitt 2.2.1, 2.3.1 und 2.4) und für die Wohngebäude für die Verbrauchsreduzierung im Gebäudebestand. Auch für die unter den Emissionshandel fallenden Emissionsminderungen kann die teilweise Internalisierung abgeschätzt werden. Zugrunde gelegt werden hier wiederum die Preispfade der Langfristszenarien des BMU, die bis 2020 von einer Steigerung der CO₂-Zertifikatspreise von heute 14,5 €₂₀₁₂/t CO₂ auf 28 €₂₀₁₂/t CO₂ ausgehen. Die externen, nicht internalisierten Kosten der Einsparungen aus dem Emissionshandelssystem werden über die jährlich eingesparten Emissionen abgeschätzt, indem sie mit der Differenz der potenziellen Schadenskosten (75 €₂₀₁₂/t CO₂) und dem jeweils gültigen Zertifikatspreis bewertet werden. Nicht Bestandteil des vorliegenden Kurzgutachtens sind jedoch die Quantifizierung der Kosten für die Verbrauchsminderung des Stromverbrauchs in Haushalten und im Prozesswärmebereich (außerhalb des ETS) sowie die Kosten der Verbrauchsreduktion des Verkehrs. Die Kosten-Nutzen-Bewertung dieser Maßnahmen kann erst erfolgen, wenn im integrierten Energie- und Klimaschutz-Konzept (IEKK) der Landesregierung ein entsprechender Maßnahmen-Mix zum Erreichen der Emissionsreduktionsziele definiert wird.

Im Jahr 2012 werden mit dem verwendeten Schadenskostenansatz in Baden-Württemberg Schäden in Höhe von rund 81 Mio. € gegenüber dem Emissionsniveau 2011 vermieden. Bis zum Jahr 2020 steigen die jährlichen vermiedenen Schadenskosten bereits auf über 1 Mrd. €/a an (Abbildung 38). **Kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben sich vermiedene Schadenskosten in Höhe von 4,6 Mrd. €₂₀₁₂**. Knapp ein Viertel ist im Jahr 2020 dem ETS zuzurechnen. Der restliche Teil der vermiedenen Schadenskosten resultiert aus der Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen außerhalb des Emissionshandelssektors. Zu nennen sind hier insbesondere die Nutzung erneuerbarer Energien, die Sanierung von Gebäuden, die Verbrauchsreduzierung in den Bereichen Verkehr und Stromverbrauch sowie Emissionsminderungsmaßnahmen (außerhalb des ETS) in der Industrie und im Sektor GHD. Diese außerhalb des Emissionshandels anfallenden Nutzenwirkungen in Form vermiedener Schadenskosten können jedoch in vorliegendem Kurzgutachten nicht weiter den entsprechenden Maßnahmen bzw. Landesmaßnahmen zugerechnet werden, da hierzu eine Komponentenzergliederung der Emissionsminderung auf die Maßnahmen erfolgen müsste (vgl. Abschnitt 3.1).

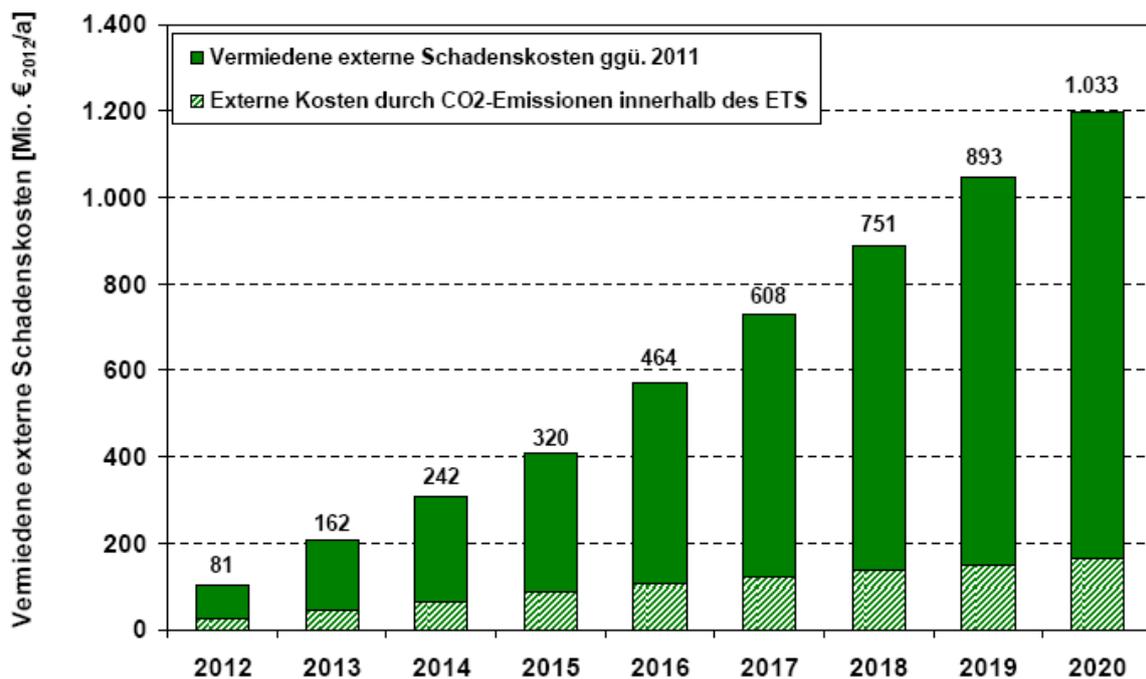


Abbildung 38: Jährliche Vermeidung von externen Schadenskosten gegenüber dem Jahr 2011 für das Szenario Baden-Württemberg 2050

Von den vermiedenen Schadenskosten durch die Minderung von CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg profitiert nicht nur Baden-Württemberg, sondern auch jene Länder, die ohne Klimaschutzmaßnahmen von den Schäden betroffen wären. Gleichmaßen profitiert Baden-Württemberg von den Emissionsminderungsmaßnahmen, die von anderen Ländern und Staaten durchgeführt werden. Dies ist insofern relevant, dass Baden-Württemberg von den deutschen Bundesländern in absoluten Werten mit Kosten von bis zu 130 Mrd. € (kumuliert bis 2050) am stärksten von Klimaschäden betroffen sein dürfte. Im Vergleich zu wirtschaftlich schwächeren Bundesländern wären die relativen, auf die Bruttowertschöpfung bezogenen Kosten im Bundesländervergleich für Baden-Württemberg mit ca. 1,2 % allerdings im Vergleich zu Ländern wie Sachsen-Anhalt (2,7 %) geringer [38].

3.3 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Im vorliegenden Kapitel werden die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie energetische Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand abgeschätzt. Anders als in den Arbeitsplatz-Studien auf Bundes- [39] und Landesebene [40] werden hier **nur die im Land resultierenden Beschäftigungswirkungen durch die Nachfrage im Land** ermittelt, d.h. es werden die Beschäftigungseffekte betrachtet, die sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg für das Land ergeben. Dabei entstehen nicht nur Beschäftigungseffekte durch die Produktion und Installation von EE-Anlagen. Auch der Betrieb, die Wartung

sowie die Bereitstellung von Brennstoffen sind beschäftigungswirksam. Abbildung 39 veranschaulicht die prinzipiellen Zusammenhänge der Beschäftigungswirkung durch Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Da im vorliegenden Kurzgutachten lediglich die inländische Nachfrage in die Berechnung eingeht, entfallen die Beschäftigungswirkungen durch die auslandsinduzierte Nachfrage (d.h. Exporte), in diesem Fall die Nachfrage außerhalb Baden-Württembergs (restliche Bundesländer und Ausland). Für die vorliegende Abschätzung ist somit nur der linke Teil in Abbildung 39 (inländische Nachfrage) relevant.

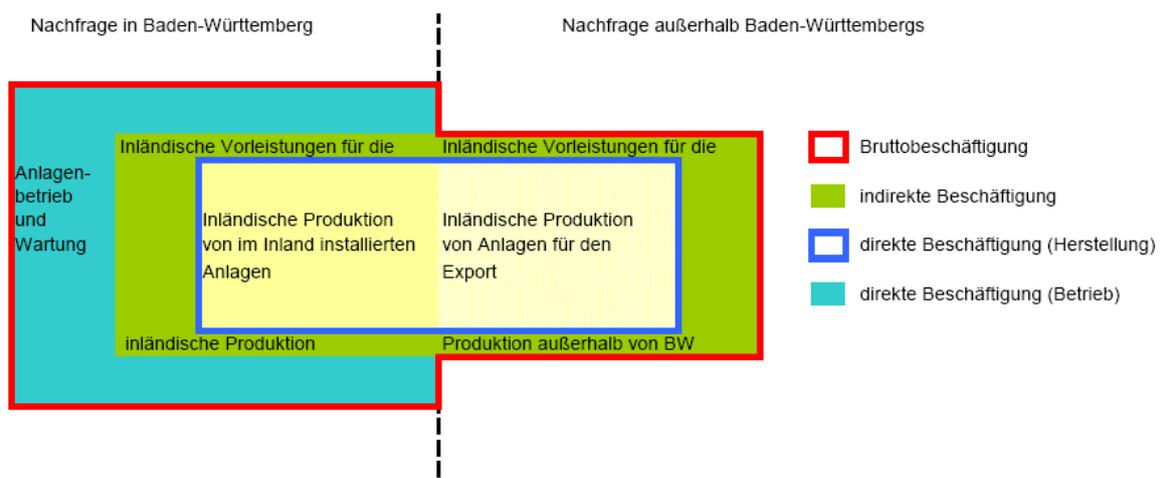


Abbildung 39: Schematische Darstellung der Beschäftigungswirkungen von Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien; eigene Darstellung nach [41].

Mit **Bruttobeschäftigungswirkungen** werden die positiven Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien bzw. der Gebäudesanierung bilanziert. Nicht berücksichtigt werden negative Substitutionseffekte (z.B. geringerer Bedarf an fossiler Kraftwerkskapazität und damit verbundener Investitions- und Beschäftigungswirkungen) sowie negative Budgeteffekte als Folge von Mehrkosten der erneuerbaren Energien. Der Nettoeffekt ist im Gegensatz zum Bruttoeffekt ungleich schwieriger zu ermitteln, da die Differenz zweier Szenarien sowie die genannten negativen Effekte berücksichtigt werden müssen. Diese umfangreiche Quantifizierung kann nicht im Rahmen des vorliegenden Kurzgutachtens erfolgen, weshalb hier ausschließlich die Bruttobeschäftigungseffekte abgeschätzt werden.

Für den Bereich der Gebäudesanierung gelten weitgehend auch die Zusammenhänge in Abbildung 39, wobei in diesem Fall keine Wartungs- und Betriebskosten zu bilanzieren sind, sondern lediglich die inländischen Vorleistungen und Produktion.

Der Bezugszeitraum für die Abschätzung reicht von 2012 bis 2020. Vor diesem Zeitraum ausgelöste Arbeitsplatzeffekte werden für die erneuerbaren Energien lediglich ergänzend gegenübergestellt. Im Bereich der Gebäudesanierung liegen keine Daten vor, um die

derzeit Beschäftigten abzuschätzen, hier erfolgt eine Einordnung anhand von Angaben zum Baugewerbe.

Die abgeschätzten Beschäftigungszahlen bzw. -effekte werden im vorliegenden Kurzgutachten in Form von Personenjahren ausgewiesen. Mit einem Personenjahr (PJ) wird die Beschäftigung einer Person bezeichnet, die ein Jahr lang mit der durchschnittlichen Wochenarbeitszeit der jeweiligen Branche arbeitet.

3.3.1 Inländische Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erwähnt, werden in diesem Kurzgutachten die Beschäftigungswirkungen für Baden-Württemberg abgeschätzt, die sich durch den Zubau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Land ergeben. Grundlage hierfür sind einerseits die Investitionen in den Anlagenzubau aus Abschnitt 2.1 (Seite 25 zur Entwicklung der Investitionen bis zum Jahr 2020). Andererseits entstehen beschäftigungswirksame Effekte aus dem Betrieb der Anlagen sowie der Bereitstellung von Brennstoffen²⁴. Zur Ermittlung der Betriebskosten wurden branchentypische Werte in Anlehnung an die Leitstudie [3], [4] verwendet, die um eigene, landesspezifische Annahmen ergänzt wurden. Im Wärmebereich gingen die ermittelten Betriebs- und Brennstoffkosten bereits in die Ermittlung der Differenzkosten (vgl. Abschnitt 2.3.1) ein. Insgesamt ergeben sich für die Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg folgende Umsätze bis zum Jahr 2020 (Abbildung 40). Wie bei der Differenzkostenberechnung für EE-Wärme wurden alle Biomassebrennstoffe aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu Marktpreisen bewertet, auch wenn ein Teil dieser Brennstoffe (insb. Scheitholz) nicht über den Handel bezogen bzw. selbst bereitgestellt wird. Dass diese Umsätze nicht vollständig beschäftigungswirksam werden, wird anschließend berücksichtigt (vgl. Tabelle 25).

²⁴ Der Posten Brennstoffe enthält im Folgenden sowohl die Bereitstellung von Biomasse (Holz, Pflanzenöl) als auch von Biogassubstraten. Des Weiteren ist in diesem Posten auch die Bereitstellung von Strom für tiefengeothermische Anlagen und Wärmepumpen enthalten, da in diesen Fällen der Strombezug eine wichtige betriebswirtschaftliche Größe für diese Anlagen darstellt und getrennt von den sonstigen Betriebskosten ausgewiesen wird.

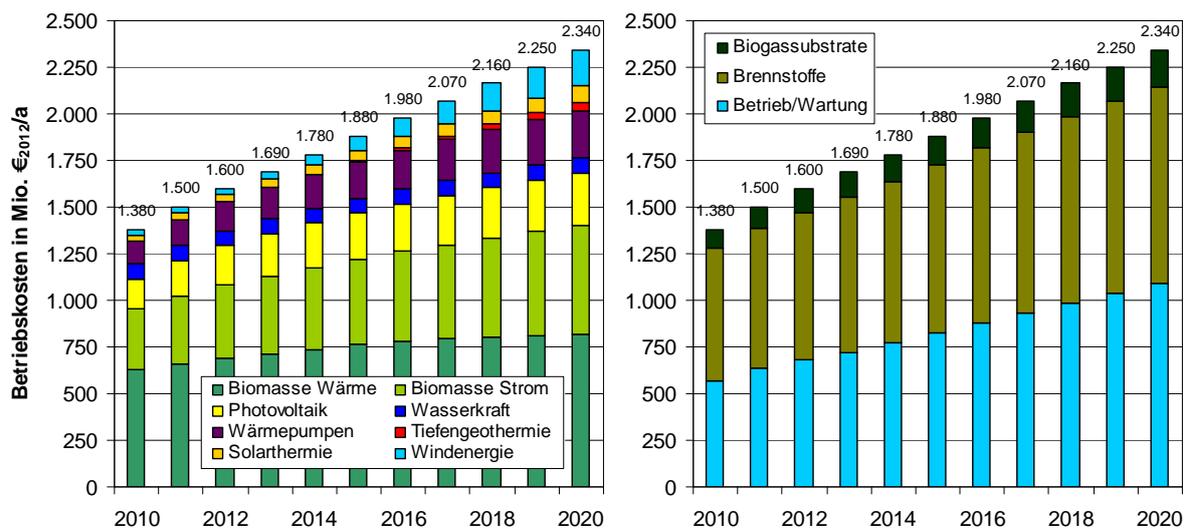


Abbildung 40: Abschätzung zur Entwicklung der Betriebskosten (ohne MwSt.) für EE-Anlagen in Baden-Württemberg nach Technologien (links) und Kostenarten (rechts).

Die Kosten der Nutzung von Biokraftstoffen sind in Abbildung 40 nicht ausgewiesen, da die Arbeitsplatzwirkungen der Biokraftstoffnutzung hier nicht betrachtet werden. Der Anteil Baden-Württembergs an den gesamtdeutschen Produktionskapazitäten für Biokraftstoffe liegt im Jahr 2011 lediglich in einer Größenordnung von 0,4 % (Bioethanol) bis 1,8 % (Biodiesel). Die Biokraftstoffnutzung im Land wird somit zu überwiegendem Teil außerhalb Baden-Württembergs arbeitsplatzwirksam, der geringe Anteil der inländischen Beschäftigungswirkungen wird vernachlässigt.

Zur Ermittlung der im Land beschäftigungswirksamen Umsätze wurde für die einzelnen erneuerbaren Energien abgeschätzt, welcher Anteil der Umsätze aus der Nachfrage im Land auch im Land zu Beschäftigung führt. Tabelle 25 zeigt die angesetzten Anteile für die vorliegende Abschätzung der Arbeitsplätze.

Tabelle 25: Abschätzung des Anteils der in Baden-Württemberg beschäftigungswirksamen Umsätze für das Jahr 2011 (geklammerte Werte: Jahr 2020); Quelle: [40] und eigene Abschätzungen.

	Investitionen	Betriebskosten	Brennstoffkosten*
Windenergie	25 %	60 %	-
Photovoltaik	30 % (41 %)	70 %	-
Wasserkraft	80 %	100 %	-
Biomasse Strom	38 %	81 %	75 %
Biomasse Wärme	20 %	95 %	55 %
Solarthermie	25 %	70 %	-
Tiefengeothermie	9 %	40 %	81 % (83 %)
Wärmepumpen	10 %	90 %	81 % (83 %)

* bei Tiefengeothermie und Wärmepumpen Stromkosten

Die Anteile in Tabelle 25 wurden weitgehend konstant für den Betrachtungszeitraum angesetzt. Eine Ausnahme bilden die Stromkosten für Wärmepumpen und Anlagen zur Nutzung von Tiefengeothermie, für die ein sich bis 2020 ändernder Anteil des Stromimports angesetzt wurde. Darüber hinaus wurde für die Photovoltaik angesetzt, dass der im Land beschäftigungswirksame Anteil in den kommenden Jahren ansteigt. Dies ist auf die Struktur der Systempreise von Photovoltaik-Anlagen zurückzuführen, die in den vergangenen Jahren stark von den Kosten der Module dominiert war. Der Anteil der Module am Systempreis ist jedoch in den vergangenen Jahren aufgrund des Modulpreisverfalls deutlich zurückgegangen. Da im Modulbereich auch zukünftig die größten Kostensenkungen zu erwarten sind, steigen die Anteile von Wechselrichtern, Montage, Unterkonstruktion usw., für die von deutlich höheren inländischen Wertschöpfungsanteilen als für die Module ausgegangen werden kann.

Für die Bereitstellung der Biomasse zur Wärmenutzung wurde angesetzt, dass nur gut die Hälfte der Brennstoffumsätze beschäftigungswirksam werden. Dies ist einerseits auf einen Importanteil von Holzpellets zurückzuführen, andererseits darauf, dass ein großer Teil des Scheitholzes von privaten Selbstwerbern bereitgestellt wird, wofür hier keine zusätzlichen Arbeitsplatzeffekte zugerechnet werden.

Anhand der im Land wirksamen Umsätze kann nun über sog. Arbeitskoeffizienten die aus dem Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen resultierenden Beschäftigungswirkungen ermittelt werden. Die Arbeitskoeffizienten [42], [43] geben dabei die Beschäftigungsstruktur der jeweiligen Branche in Beschäftigten (Personenjahre) pro Million Euro Umsatz wieder. Im Rahmen der Untersuchung wurden die direkten und indirekten Effekte abgeschätzt. Die direkten Effekte berücksichtigen die unmittelbar mit der Produktion und dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen verbundenen Beschäftigungswirkungen. Die indirekten Effekte berücksichtigen zudem diejenigen Beschäftigungswirkungen, die in den vorgelagerten Bereichen (Vorleistungen) entstehen. So weiß ein Schraubenhersteller bspw. In der Regel nicht, dass er Schrauben für eine Windkraftanlage produziert. Dieser Effekt muss jedoch für eine vollständige Abbildung der Beschäftigung berücksichtigt werden.

Mit der Installation und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie der Brennstoffbereitstellung für diese Anlagen war in Baden-Württemberg ein Beschäftigungseffekt in Höhe von rund 16.400 Personenjahren (PJ) im Jahr 2011 verbunden (Abbildung 41). Den Großteil des Arbeitsplatzeffektes machen hierbei der Betrieb und die Wartung von bereits installierten Anlagen sowie die Brennstoffbereitstellung aus. Unter den einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verursacht der Biomassebereich die größte Beschäftigungswirkung (ca. 6.900 PJ). Die Beschäftigungseffekte, die mit dem Betrieb der Anlagen (inkl. Brennstoffbereitstellung) verbunden sind, spielen für das Land eine besondere Rolle. Denn zum einen fallen die daraus resultierenden Umsatz- und Beschäftigungseffekte unabhängig vom weiteren Ausbau erneuer-

barer Energien im Land an. Die Arbeitsplätze, die mit der Produktion und Installation von Erneuerbare-Energien-Anlagen verbunden sind, sind hingegen direkt abhängig von den Zubauzahlen. Außerdem ist der Anteil baden-württembergischer Unternehmen bei der Erbringung von Wartungs- und Betriebsarbeiten sowie bei der Bereitstellung von Brennstoffen wesentlich höher als bei der Produktion von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Lässt man die Brennstoffbereitstellung außen vor, so besitzt die Photovoltaik mit etwa 4.500 PJ den größten Effekt. Aufgrund der derzeit noch geringen Anzahl an Windenergieanlagen im Land, spielt die Windenergie auch noch eine untergeordnete Rolle bei den ermittelten Arbeitsplatzzahlen²⁵. Die Beschäftigung im Bereich der Windkraft wäre deutlich höher, wenn auch Exporte berücksichtigt werden würde (insb. im Bereich der Vorleistungen wie z.B. Getriebe, Hydraulik). Dies ist jedoch ausdrücklich nicht Teil der vorliegenden Analyse, die sich auf Arbeitsplätze beschränkt, die aus der Nachfrage im Land resultieren.

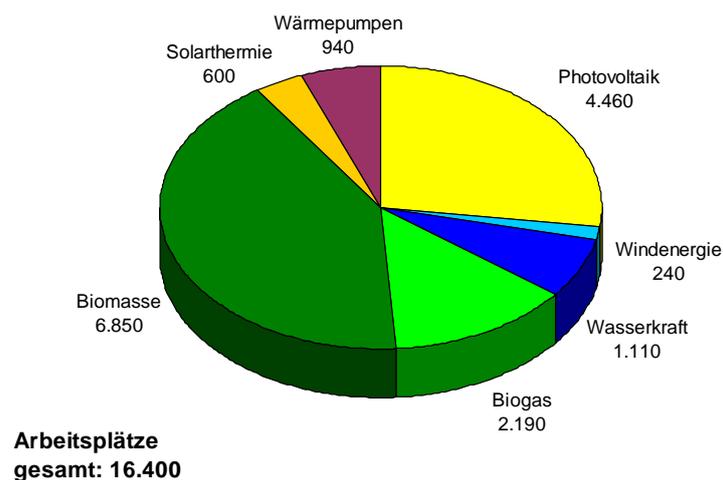


Abbildung 41: Beschäftigungswirkungen im Land durch die Produktion und den Betrieb von EE-Anlagen in Baden-Württemberg im Jahr 2011 (ohne Exporte, d.h. ohne inländische Produktion und Vorleistungen für Nachfrage außerhalb Baden-Württembergs)

Mit den zuvor dargestellten Umsätzen aus der Produktion und dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen können ebenfalls die Beschäftigungswirkungen für die Jahre 2012 bis 2020 für das Land Baden-Württemberg ermittelt werden (Abbildung 42). Mit einbezogen ist hier der Betrieb des Anlagenbestands vor 2011. Eine separate Darstellung der Beschäftigungswirkungen im Zusammenhang mit den neu installierten Anlagen im Zeitraum 2012 bis 2020 erfolgt im Anschluss.

²⁵ Die Arbeitsplätze im Bereich Tiefengeothermie sind derzeit noch sehr gering und werden deshalb in Abbildung 41 nicht dargestellt.

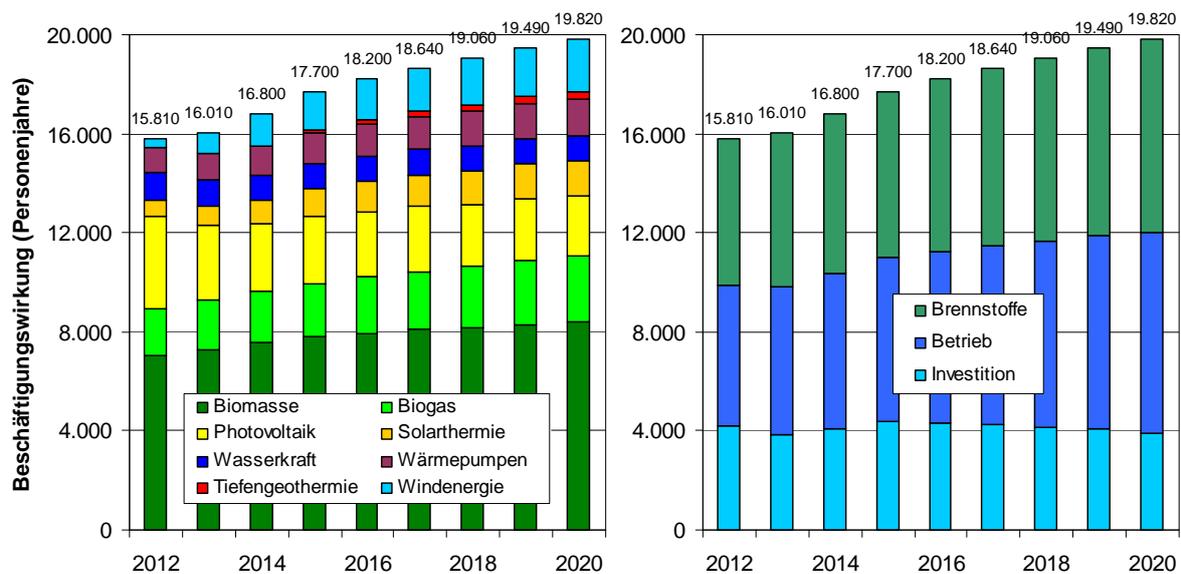


Abbildung 42: Beschäftigungswirkungen im Land durch die Produktion und den Betrieb von EE-Anlagen für den gesamten Anlagenbestand ab 2012 (differenziert nach Technologien und Investition, Betrieb, Brennstoffbereitstellung).

Durch den Zubau und Betrieb von erneuerbaren Energien im Land steigt die Beschäftigung von rund 16.000 Personenjahren im Jahr 2012²⁶ kontinuierlich auf knapp 20.000 Personenjahre im Jahr 2020 an. Den Großteil des Arbeitsplatzeffektes machen in diesem Zeitraum ebenfalls der Betrieb und die Wartung von bereits installierten Anlagen sowie die Brennstoffbereitstellung aus. Die größten Beschäftigungswirkungen entfaltet weiterhin der Biomassebereich. Werden lediglich die Effekte aus der Installation und Betrieb der Erneuerbare-Energien-Anlagen betrachtet, d.h. die Effekte aus der Brennstoffbereitstellung ausgeblendet, so besitzt die Photovoltaik das größte Gewicht im betrachteten Zeitraum. Aufgrund des rückläufig angesetzten Anlagenzubaues bei gleichzeitig sinkenden Anlagenpreisen zeigt sich ein leichter Rückgang bei den Arbeitsplätzen im Zusammenhang mit der Installation und dem Betrieb von Photovoltaikanlagen. Ab 2013 ist jedoch bis 2020 von einer recht konstanten jährlichen Beschäftigtenzahl in der Größenordnung von 2.500 PJ im Bereich Installation und Betrieb von Photovoltaik-Anlagen zu rechnen.

Darüber hinaus leisten sowohl die Solarthermie als auch mit zunehmender Anlagenzahl die Windenergie einen wachsenden Beitrag zu den Beschäftigungseffekten. So kann aufgrund der ambitionierten Ausbauziele der Landesregierung für die Windenergie im Jahr 2020 bereits eine Beschäftigungswirkung in Höhe von ca. 2.100 PJ erzielt werden, die damit fast dem Beschäftigungseffekt für Photovoltaikanlagen entspricht (2020: ca. 2.400 PJ). Ähnliche Effekte können durch die bis 2020 zur Zielerreichung erforderlichen hohen Zubauraten in der baden-württembergischen Solarthermie-Branche erzielt werden (2020: ca. 1.400 PJ).

²⁶ Der Rückgang der Arbeitsplätze in 2012 gegenüber 2011 ist auf die Annahme zurückzuführen, dass der Zubau von Photovoltaikanlagen in 2012 geringer als in 2011 ausfallen wird.

Die ab dem Jahr 2012 neu installierten Anlagen stellen für das Land einen immer wichtiger werdenden wirtschaftlichen Faktor dar (Abbildung 43). Im Jahr 2020 trägt der Beschäftigungseffekt aus diesen Erneuerbare-Energien-Anlagen mit mehr als 9.000 Personenjahren bereits annähernd die Hälfte zum Gesamteffekt bei. Während die Beschäftigungswirkungen aus der Produktion und Installation von im Land errichteten Anlagen im Laufe der Zeit weitgehend konstant bleiben, so wird auch bei Betrachtung der ab dem Jahr 2012 neu errichteten Anlagen deutlich, dass die Effekte aus dem Betrieb der Anlagen sowie aus der Brennstoffbereitstellung eine zunehmende Bedeutung für das Land haben und schließlich im Jahr 2020 die Effekte aus der Installation von Anlagen übersteigen.

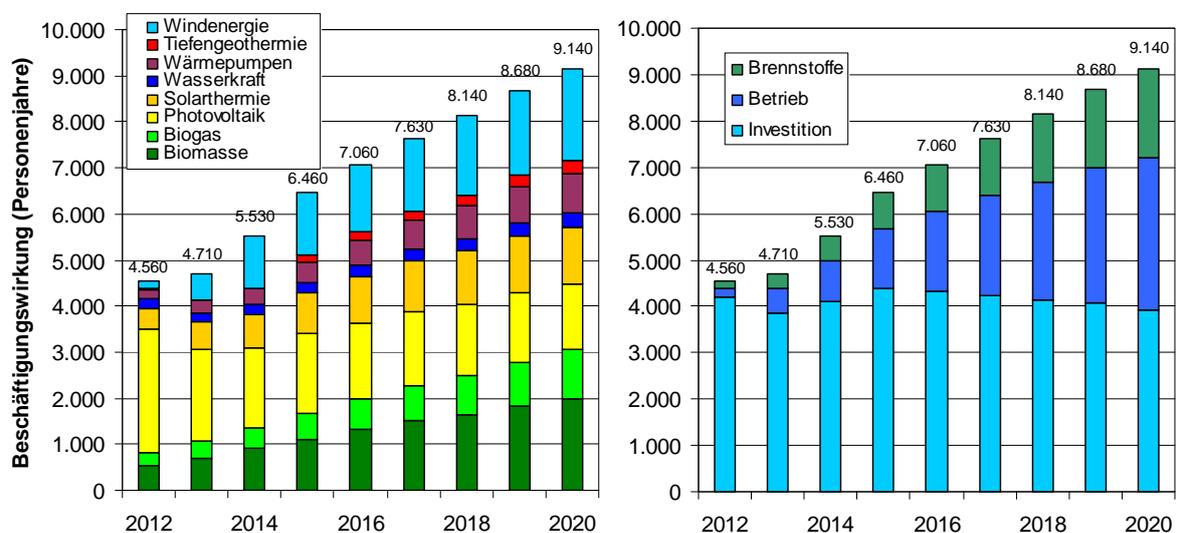


Abbildung 43: Beschäftigungswirkungen im Land durch die Produktion und den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Jahren 2012 bis 2020 durch ab dem Jahr 2012 im Land neu installierte Anlagen nach Technologien (links) und Investition, Betrieb und Brennstoffbereitstellung (rechts) (ohne Exporte, d.h. ohne inländische Produktion und Vorleistungen für Nachfrage außerhalb Baden-Württembergs).

Abbildung 43 verdeutlicht die große Bedeutung des weiteren Ausbaus der Photovoltaik und der noch deutlich zu steigenden Zubaubauraten der Solarthermie für Baden-Württemberg. Können beim Zubau von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg aufgrund der verbesserten Rahmenbedingungen die von der Landesregierung gesetzten Ziele erreicht werden, so wird die Windenergie in Zukunft ein wichtiger Wirtschaftsfaktor für das Land werden. Ausgehend von einem Beschäftigungseffekt für Anlagen, die ab dem Jahr 2012 neu installierten Anlagen in Höhe von ca. 190 Personenjahren im Jahr 2012, erhöhen sich die Beschäftigtenzahlen auf rund 2.000 PJ im Jahr 2020. Die Beschäftigungswirkungen in der Photovoltaik gehen hingegen mit der Zeit allmählich zurück. Gründe hierfür sind im sinkenden Zubau sowie den weiter fallenden Anlagenpreisen zu sehen.

3.3.2 Inländische Beschäftigungseffekte durch die Gebäudesanierung in Baden-Württemberg

Für die Abschätzung der Beschäftigungseffekte im Bereich Gebäudesanierung werden Kenngrößen aus den Evaluierungsjahren 2005 bis 2010 der KfW-Gebäudesanierungsprogramme herangezogen (vgl. Tabelle 26). In den Evaluierungen wurde zugrundegelegt, dass sich die Investitionsmittel auf die Wirtschaftsbereiche Bauinstallations- und sonstige Bauarbeiten (Ausbaugewerbe) sowie Bauplanungs- und Bauleitungsaufgaben verteilen und in diesen Bereichen beschäftigungswirksam werden.

Tabelle 26: Kenndaten zu Beschäftigungswirkungen (PJ = Personenjahre) aus den Evaluierungen der KfW-Gebäudesanierungsprogramme [27], [28], [29], [30], [31]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Summe
Investitionen mit MwSt. [Mio. €]	1.475	3.524	2.139	3.217	6.960	6.919	24.234
Investitionen ohne MwSt. [Mio. € ₂₀₁₂]	1.432	3.374	1.963	2.886	6.079	6.019	21.753
Beschäftigung direkt [PJ]	16.000	39.000	20.500	29.000	60.000	67.500	232.000
Beschäftigung indirekt [PJ]	11.000	26.000	14.500	22.000	51.000	25.000	149.500
Beschäftigung Gesamteffekt [PJ]	27.000	65.000	35.000	51.000	111.000	92.500	381.500

Aus den Angaben für die Jahre 2005 bis 2010 in Tabelle 26 lässt sich ein mittlerer Beschäftigungseffekt von 14,6 Personenjahren (PJ) pro Million Investitionsvolumen (brutto, €₂₀₁₂) ermitteln. Dieser teilt sich in 8,9 PJ direkt Beschäftigte und 5,7 PJ indirekt Beschäftigte auf. Mit den direkt Beschäftigten werden hier jene Arbeitsplatzeffekte bezeichnet, die direkt in dem vom Investor beauftragten Unternehmen entstehen. Die indirekten Beschäftigungswirkungen werden den dadurch bei weiteren Unternehmen ausgelösten Arbeitsplätze bezeichnet.

Weiterhin wurde angenommen, dass ein Großteil der Beschäftigungswirkungen durch die in Baden-Württemberg nachgefragten Maßnahmen zur Gebäudesanierung auch im Land wirksam wird. In der Evaluierung der KfW-Gebäudesanierungsprogramme für das Jahr 2010 [31] wurde angesetzt, dass regionale Unternehmen (bis ca. 50 km vom Ort des Gebäudes entfernt) in 88 % (städtisches Gebiet) bis 96 % (ländliches Gebiet) der Fälle die Gebäudesanierungsmaßnahmen ausführen. Zur Berücksichtigung von Maßnahmen in Gebieten nahe der Landesgrenze wurde für die vorliegende Abschätzung ein konservativer Durchschnittswert von 90 % für die direkten Beschäftigungswirkungen angesetzt. Für die indirekten Beschäftigungswirkungen der Gebäudesanierung, d.h. Vorleistungen wie die Produktion von Dämmmaterial, Fenstern, Heizanlagen, etc. wurde mit 70 % ein geringerer Anteil angesetzt, der in Baden-Württemberg beschäftigungswirksam wird. Insgesamt sind damit rund gut 80 % der Investitionen, die durch Gebäudesanierungsmaßnahmen in Baden-Württemberg ausgelöst werden auch in Baden-Württemberg beschäftigungswirk-

sam. Damit ergeben sich für die Jahre 2012 bis 2020 folgende direkte und indirekte Beschäftigungswirkungen (vgl. Abbildung 44):

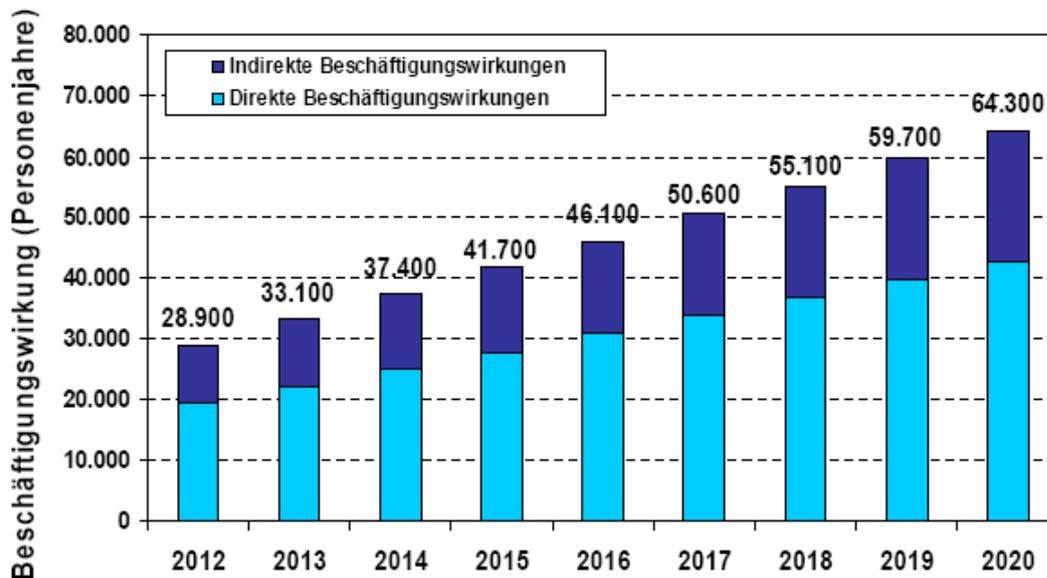


Abbildung 44: Entwicklung der in Baden-Württemberg wirksamen Arbeitsplatzeffekte im Bereich Gebäudesanierung (ohne Exporte, d.h. ohne inländische Produktion und Vorleistungen für Nachfrage außerhalb Baden-Württembergs).

Ausgehend von rund 29.000 Arbeitsplätzen erhöhen sich durch die wachsend angesetzte Sanierungsquote (vgl. Kapitel 2.3.2) die Arbeitsplätze im Bereich der Gebäudesanierung auf ca. 64.000 Personenjahre in 2020.

Zur Einordnung der genannten Beschäftigungswirkungen bietet sich ein Vergleich der direkten Beschäftigungseffekte (d.h. im Handwerk, ohne die indirekten Wirkungen wie beispielsweise der Bezug von Dämmmaterial) mit den im Ausbaugewerbe Beschäftigten an. Nach Angaben des Statistischen Landesamtes arbeiteten im Jahr 2008 insgesamt rund 170.000 Beschäftigte im Ausbaugewerbe [44]. Dem gegenüber steht eine direkte Beschäftigung von rund 20.000 bis gut 40.000 Personenjahren im Bereich Gebäudesanierung bis zum Jahr 2020 (Abbildung 44). Somit dürften im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Fachkräfte keine Einschränkungen bei der Umsetzung der Gebäudesanierung vorliegen.

3.3.3 Zusammenfassung der Beschäftigungswirkungen

Der Vergleich der zu erwartenden Beschäftigungswirkungen, die durch Nachfrage im Land nach erneuerbaren Energien und Gebäudesanierungsmaßnahmen ausgelöst werden, zeigt einen positiven, ansteigenden Trend für beide Bereiche. Der hohe Investitionsbedarf im Bereich Gebäudesanierung ist mit vergleichsweise hohen Beschäftigungseffekten verbunden. Insbesondere die direkten Beschäftigungswirkungen im Handwerk, die einen starken regionalen Bezug haben, sind in diesem Zusammenhang zu nennen. Die Beschäftigtenzahl im Bereich der Gebäudesanierung kann sich im Rahmen der Umset-

zung der Ziele des **Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 von rund 29.000 in 2012 um ca. 35.000 Personen auf etwa 64.000 in 2020 erhöhen**. Mit rund zwei Dritteln entfällt der überwiegende Teil der Arbeitsplatzwirkungen auf die direkten Beschäftigungseffekte im Handwerk. Das restliche Drittel der Arbeitsplätze entsteht im Bereich der Vorleistungen (z.B. Herstellung von Dämmmaterial).

Im Bereich der erneuerbaren Energien nimmt der Anteil der Beschäftigungseffekte im Zusammenhang mit der Installation der Anlagen einen geringeren Anteil ein. Der Betrieb der Anlagen und insbesondere die Bereitstellung der zum Betrieb erforderlichen Brennstoffe, Substrate und Strommengen gewährleistet eine solide Beschäftigungsbasis, die mit zunehmender Installation von Neuanlagen weiter anwächst. Von Landesseite sollte jedoch sichergestellt werden, dass die in den Energieszenarien antizipierte Ausbaudynamik in den kommenden Jahren auch tatsächlich entfaltet wird. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang der weitere Ausbau der Photovoltaiknutzung, insbesondere jedoch der massiv verstärkte Ausbau der Windenergie, aber auch die im Vergleich zu heute deutlich zu erhöhende Dynamik im Bereich der Solarwärme. Wird der Ausbau gemäß des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050 bis 2020 umgesetzt, **können zwischen 2012 und 2020 ca. 4.500 neue Arbeitsplätze** geschaffen werden. Damit würde sich die Gesamtbeschäftigtenzahl landesweit auf **knapp 20.000 Personen** erhöhen.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung werden zudem verstärkte Ausbauaktivitäten im Bereich der Verteilnetze erforderlich. Auch hierdurch entstehen Beschäftigungseffekte, die in einer ersten groben Abschätzung²⁷ mit **500 bis 1.000 Beschäftigten** in 2020 beziffert werden können.

In Abbildung 45 erfolgt eine Zusammenschau der gesamten Bruttobeschäftigungswirkung aller drei genannten Bereiche: Ausbau der erneuerbaren Energien, Ausbau des Stromnetzes auf Verteilnetzebene sowie Gebäudesanierung im Wohngebäudesektor.

²⁷ Im Bereich des Netzausbaus liegen bislang keine Studien zu Arbeitsplatzeffekten, so dass weder ein Vergleich mit Literaturwerten noch eine Übernahme von Arbeitskoeffizienten möglich war. Diese Abschätzung ist somit deutlich weniger belastbar, als die übrigen ermittelten Effekte, sollte hier aber der Vollständigkeit halber erwähnt werden.

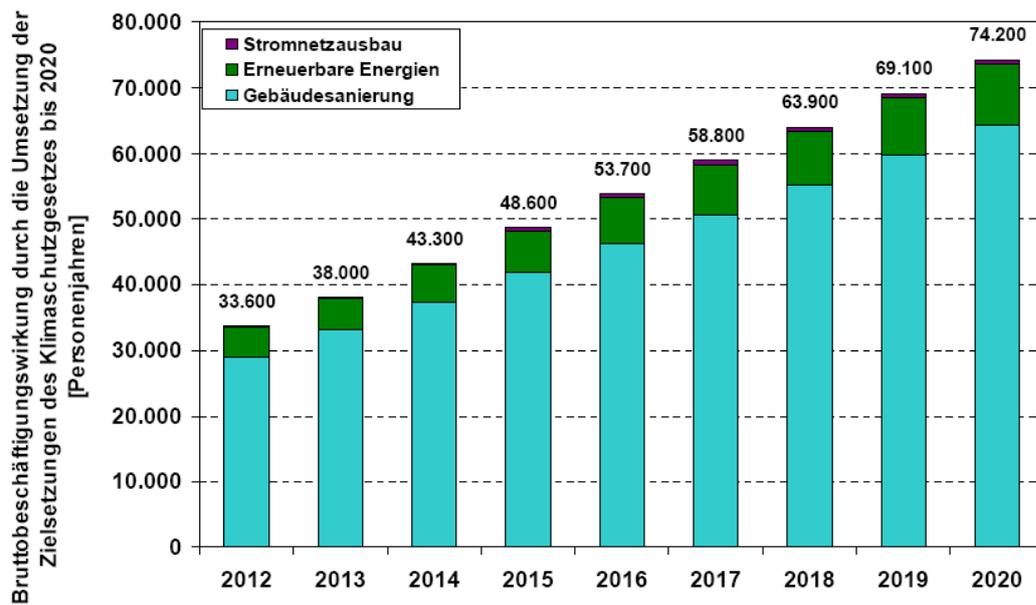


Abbildung 45: Zusammenschau der im Rahmen der Umsetzung des Energieszenarios Baden- Württemberg 2050 bis 2020 entstehenden Beschäftigungswirkungen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Netzausbau und die Wohngebäudesanierung.

Literatur

- [1] Der Wechsel beginnt. Koalitionsvertrag zwischen BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und SPD Baden-Württemberg. Baden-Württemberg 2011 – 2016. Stuttgart, April 2011.
- [2] Schmidt M., Staiß F., Salzer J., Nitsch J.: Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart, Dezember 2011.
- [3] Nitsch J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“. Dezember 2010.
- [4] Nitsch J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. März 2012.
- [5] Fichtner et al.: Evaluierung des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010. Auszug aus dem Gutachten „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanzreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011“. Dezember 2011.
- [6] Koepp, M., Krampe, L., Frank, P.: Letztverbrauch bis 2016 - Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, Prognos AG, Berlin, Oktober 2011.
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011). Berlin. Januar 2012.
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Informationen zur Kalkulation der EEG-Umlage für das Jahr 2012, Berlin, März 2012.
- [9] Reichmuth, M, et.al. : Entwicklung der Preise für Strom und Erdgas in Baden-Württemberg bis 2020; im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, April 2012.
- [10] Sensfuß, F.: Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010, Karlsruhe, November 2011.
- [11] Hauser, E. et al: Kurzstudie: Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft. Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken. Januar 2012.
- [12] Frieß, B.: Energiewende und Netzausbau – Position des BUND, Vortrag im Rahmen der Veranstaltung „Energiewende und Netzausbau – Brauchen wir neue Leitungen?“ des LV Baden-Württemberg BUND, Stuttgart, März 2012.
- [13] E-Bridge et. al: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik und Windeinspeisung bis 2020. Gutachten im Auftrag des BDEW, Bonn/Aachen, März 2011.
- [14] Nissen, J.: Energienetze 2020 - Was kostet die smarte Welt?, RWE Deutschland, Essen, Mai 2011.
- [15] Fraunhofer IWES: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft, Kassel, November 2011.
- [16] Bömer J., et al: Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen, Ecofys, Berlin, März 2012.

- [17] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft; Versorgerportal Baden-Württemberg: Übersicht über den Bereich Strom. Stuttgart, November 2011. Abrufbar unter: <http://www.versorger-bw.de/versorger-in-baden-wuerttemberg/strom/zusammenfassung.html> Stand: 02.05.2012.
- [18] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2011 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. §35 EnWG. Bonn, 2012.
- [19] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2011. Berlin, Juli 2011.
- [20] Frondel, M. et al: Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise. RWI-Position , 45. Essen, April 2011.
- [21] European Energy Exchange (EEX). Abrufbar unter: <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/EU%20Emission%20Allowances%20Spotmarkt/EU%20Emission%20Allowances%20Chart%20|%20Spotmarkt/spot-eua-chart/2012-03-01/0/0/1m> Stand: 07.05.2012.
- [22] van Renssen, S.: The fate of the EU carbon market hangs in a balance. in: European Energy Review, Ausgabe vom 12.04.2012, Gronigen, April 2012.
- [23] TransnetBW GmbH, EEG-Jahresabrechnung. Abrufbar unter: <http://www.transnetbw.de/eeg-and-kwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-jahresabrechnung/> Stand: 02.05.2012.
- [24] Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg: Klimaschutzkonzept 2020PLUS Baden-Württemberg. Stuttgart, Februar 2011.
- [25] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg. Stuttgart, Juli 2011.
- [26] Landtag von Baden-Württemberg: Antrag der Fraktion der FDP/DVP und Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft zur Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie. Drucksache 15/1127 vom 11.01.2012.
- [27] Clausnitzer K.-D. et al.: Effekte des KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms 2005 und 2006. Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe. Juli 2007.
- [28] Clausnitzer K.-D. et al.: Effekte des KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms 2007. Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe. Mai 2008.
- [29] Clausnitzer K.-D. et al.: Effekte des KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms 2008. Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe.
- [30] Clausnitzer K.-D. et al.: Effekte der Förderfälle des Jahres 2009 des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms und des Programms „Energieeffizient Sanieren“. Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe. August 2010.
- [31] Diefenbach N. et al.: Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ 2010 und „Ökologisch / Energieeffizient Bauen“ 2006 - 2010. November 2011.
- [32] Statistisches Bundesamt: Fachserie 5 Reihe 3, Bauen und Wohnen, Bestand an Wohnungen, Wiesbaden. Juli 2011.
- [33] Deutsche Energie-Agentur: dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Berlin, Dezember 2010.
- [34] Deutsche Energie-Agentur: dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbst genutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Berlin, März 2012.

- [35] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011. Erste Abschätzung, Stand März 2012. Erstellt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Stand 25.01.2012.
- [37] Krewitt W., Schломann B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und im Auftrag vom Zentrum Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart, April 2006.
- [38] DIW Wochenbericht Nr. 12-13/2008: Kemfert, C.: Kosten des Klimawandels ungleich verteilt: Wirtschaftsschwache Bundesländer trifft es am härtesten.
- [39] Lehr U. et al.: Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Februar 2011.
- [40] Bickel P., Kelm T., Püttner A.: Verbesserte Abschätzung des in Baden-Württemberg wirksamen Investitionsimpulses durch die Förderung Erneuerbarer Energien. Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg, Zentrum Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart, November 2009.
- [41] Breitschopf B. et al.: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich, Arbeitspaket 1. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, März 2010.
- [42] Distelkamp M. et al.: Projekt: Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb - heute und morgen. Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung. Osnabrück, März 2012.
- [43] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Unternehmen und Betriebe sowie deren Beschäftigte und Umsätze in Baden-Württemberg 2009. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Internetveröffentlichung, Zugriff am 17.04.2012: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/volkswpreise/Landesdaten/UR_WAbteilung_0000.asp.
- [44] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Rund 600 000 tätige Personen im zulassungspflichtigen Handwerk. Ergebnisse der Handwerkszählung für Baden-Württemberg liegen vor. Pressemitteilung Nr. 250/2011 vom 28. Juli 2011.