Endbericht

Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Projekt Nr. 31/13

Für das
Bundesministerium
für Wirtschaft und
Energie

Ansprechpartner

Dr. Christian Lutz (GWS)
PD Dr. Dietmar
Lindenberger (EWI)
Dr. Andreas Kemmler
(Prognos)

Osnabrück/Köln/Basel
September 2014

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS)

Geschäftsführer
Dr. Christian Lutz

Osnabrück

Heinrichstr. 30
D-49080 Osnabrück
Telefon +49 541 40933-100
Telefax +49 541 40933-110
info@gws-os.de
www.gws-os.com

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Geschäftsführer
Prof. Dr. Marc O. Bettzüge

Köln

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Str. 321
50827 Köln
Tel.: ++ 49 (0) 221 27729-0
Fax: ++ 49 (0) 221 27729-400
monika.deckers@uni-koeln.de
www.ewi.uni-koeln.de

Prognos AG

CEO
Christian Böllhoff

Basel

Henric Petri-Strasse 9
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

Endbericht

Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Projekt Nr. 31/13 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin

Autoren

GWS – Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH:
Dr. Christian Lutz (Projektleitung)
Anett Großmann
Dr. Ulrike Lehr

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln:
PD Dr. Dietmar Lindenberger (Leitung)
Andreas Knaut
Raimund Malischek
Simon Paulus
Christian Tode
Johannes Wagner

Prognos AG:
Dr. Andreas Kemmler (Leitung)
Andrea Ley
Dr. Alexander Piégsa
Dr. Michael Schlesinger
Samuel Straßburg
Sylvie Koziel

Osnabrück/Köln/Basel, September 2014

© GWS mbH 2014

© GWS mbH 2014

INHALT

ABBILDUNGEN V

TABELLEN X

ABKÜRZUNGEN XV

1 EINLEITUNG 1

2 BESTANDSAUFNAHME VORLIEGENDER RELEVANTER ARBEITEN ZU DEN GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTEN DER ENERGIEWENDE 3

2.1 INDIKATORENANALYSE 3

2.1.1 Wesentliche Eigenschaften 4

2.1.2 Auswertung relevanter vorliegender Studien 6

2.1.3 Verknüpfung von gesamtwirtschaftlicher Modellstudie und Indikatoranalyse 8

2.2 PARTIALMODELLE UND STATISCHE MODELLE IN EX POST-ANALYSEN 9

2.2.1 Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland 10

2.2.2 Weitere Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien 10

2.2.3 Ex post-Evaluation der KfW-Programme 11

2.3 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE MODELLANALYSEN 11

2.3.1 Abschätzung von Einzelmaßnahmen als Ausgangspunkt 12

2.3.2 Kategorisierung 12

2.3.3 Vorgehensweise 14

2.3.4 Überblick über ausgewählte gesamtwirtschaftliche Modellanalysen 15

2.3.4.1 VCI-Studie von IHS 16

2.3.4.2 Gesamtwirtschaftliche Analysen mit SEEEM (DIW) 17

2.3.4.3 Energieszenarien 2010 18

2.3.4.4 „Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012“ 19

2.3.5 Einordnung 19

2.4 EINFACHE KOSTENABSCHÄTZUNGEN 20

2.5 ZUSAMMENFASSENDE BEURTEILUNG 21

3 SZENARIENDEFINITION 22

3.1 VORGEHENSWEISE 22

3.2 STROMMARKT 24

3.2.1 Brennstoff- und CO_2-Preise 24

3.2.1.1 Rohöl 24

3.2.1.2 Kesselkohle 25

3.2.1.3 Erdgas ... 26
3.2.1.4 Braunkohle ... 28
3.2.1.5 CO_2-Zertifikate ... 28
3.2.2 Kernenergie ... 29
3.2.3 Erneuerbare Energien ... 30
3.2.4 Abgeleitete Parameter ... 32
3.2.4.1 Konventioneller Kraftwerkspark ... 32
3.2.4.2 Stromaußenhandelssaldo ... 33
3.2.4.3 Technologiekosten ... 33
3.2.4.4 Stromnachfrage ... 34
3.2.5 Zusammenfassung ... 34
3.3 KONKRETISIERUNG DER MODELLIERUNG DER ENERGIENACHFRAGE ... 36
3.3.1 Energiewendeszenario (EW) ... 36
3.3.2 Kontrafaktisches Szenario (KS) ... 37
4 QUANTITATIVE EX POST- UND EX ANTE-ANALYSE DES ENERGIEWENDESZENARIOS UND DES KONTRAFAKTISCHEN SZENARIOS ... 40
4.1 RAHMENDATEN ... 40
4.2 ENERGIEVERBRAUCH UND EMISSIONEN ... 47
4.2.1 Primärenergieverbrauch ... 48
4.2.2 Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe ... 50
4.2.3 Endenergieverbrauch ... 52
4.3 STROM- UND FERNWÄRMEERZEUGUNG ... 59
4.3.1 Stromerzeugung ... 59
4.3.2 Strombilanz ... 63
4.3.3 Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung ... 64
4.3.4 Entwicklung des Kraftwerksparks ... 66
4.3.5 Endverbraucherpreise ... 69
4.4 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE ... 74
4.4.1 Generelle Wirkungszusammenhänge ... 74
4.4.1.1 Energieeffizienz ... 75
4.4.1.2 Erneuerbare Energien ... 77
4.4.2 Vorgehensweise und Primärimpulse aus dem Modellverbund ... 79
4.4.3 Energiewendeszenario vs. kontrafaktisches Szenario ... 82
5 SENSITIVITÄTEN ... 90
5.1 SENSITIVITÄT EEG-NOVELLE: EE ZUBAU IM ENERGIEWENDESZENARIO EX ANTE NACH DER EEG-NOVELLIERUNG 2014 ... 90

5.1.1 *Szenario-Annahmen* 90
5.1.2 *Strommarkt* 91
5.1.3 *Gesamtwirtschaftliche Effekte im Vergleich zum EW-Szenario* 93
5.2 SENSITIVITÄT EE-„FREEZE“ IM VERGLEICH ZUM ENERGIEWENDESZENARIO 97
5.2.1 *Szenario-Annahmen* 97
5.2.2 *Strommarkt* 97
5.2.3 *Gesamtwirtschaftliche Effekte* 100
5.3 SENSITIVITÄTEN ZUR ZERLEGUNG DER PRIMÄRIMPULSE 105
5.4 SENSITIVITÄT: VOLLSTÄNDIGES CROWDING OUT 108
5.4.1 *Szenario-Annahmen* 108
5.4.2 *Gesamtwirtschaftliche Effekte* 108
5.5 SENSITIVITÄT: HÖHERES BIP-WACHSTUM 110
5.5.1 *Szenario-Annahmen* 110
5.5.2 *Energiewirtschaftliche Effekte* 110
6 ANSÄTZE ZUR ABBILDUNG VON TECHNOLOGIEENTWICKLUNG UND INNOVATION 112
6.1 INDIKATOREN ZUR MESSUNG VON INNOVATION IM RAHMEN DES ENERGIEWENDE-MONITORINGS 112
6.2 STROMSEKTOR 114
6.2.1 *Erneuerbare Energien* 114
6.2.2 *Konventionelle Stromerzeugung* 119
6.2.3 *Dezentrale Stromerzeugung und Lastmanagement* 122
6.2.4 *Energiespeicher* 125
6.2.5 *Netze* 128
6.3 ENERGIEEFFIZIENZ – BETRACHTUNG DER MARKTDIFFUSION 131
6.3.1 *Raumwärme: Gebäudehülle* 131
6.3.2 *Fenster* 134
6.3.3 *Heizungen* 135
6.3.4 *Warmwasser – solarthermische Anlagen* 136
6.3.5 *Elektrogeräte – Weiße Ware* 137
6.3.6 *Beleuchtung – effiziente Lampen* 142
6.3.7 *Pkw – alternative Antriebe* 144
7 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE IN VORTEILE- UND KOSTEN- BZW. CHANCEN- UND RISIKEN-KATEGORIEN 146
7.1 BEWERTUNG NACH VOLKSWIRTSCHAFTLICHEN KRITERIEN 146

7.1.1 Effektivität: Vergleich der Ergebnisse mit den Zielgrößen des Energiekonzepts der Bundesregierung ... 146
7.1.2 Wirkung auf wichtige gesamtwirtschaftliche Zielgrößen ... 148
7.1.3 Kosteneffizienz ... 149
7.2 BCOT-ANALYSE ... 150
7.2.1 Energieangebot/Strommarkt ... 150
7.2.1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse ... 150
7.2.1.2 Förderung erneuerbarer Energien ... 152
7.2.1.3 KWK Förderung ... 156
7.2.1.4 Speicherförderung ... 157
7.2.1.5 Netzausbau ... 159
7.2.1.6 Sicherung langfristig ausreichend gesicherter Erzeugungskapazität ... 161
7.2.1.7 Smart Meter Rollout ... 163
7.2.2 Energienachfrage ... 164
7.2.2.1 Gebäudedämmung ... 164
7.2.2.2 Solarthermische Anlagen für die Erzeugung von Warmwasser ... 167
7.2.2.3 Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen ... 168
7.2.2.4 Energieeffizienzmonitoring ... 170
7.2.2.5 Verkehr ... 172
7.3 EINORDNUNG IN DIE ENERGIEWENDEDISKUSSION ... 177
7.4 ZUKÜNFTIG VERBESSERTE DATEN- UND INFORMATIONSGRUNDLAGEN NOTWENDIG ... 182
LITERATUR ... 184
ANHANG ... I

ABBILDUNGEN

Abbildung 2-1: Energiepolitische Ziele, Dimensionen und Indikatoren nach Flues et al. (2012) 5

Abbildung 2-2: Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse 15

Abbildung 3-1: Umfang der THG-Minderung in Mio. t CO_2-Äquivalenten im Zeitraum 2010 bis 2020, der in den Berechnungen erfasst wird 23

Abbildung 3-2: Reale Preisentwicklung für Rohöl, 2010–2020, in USD/bbl, Basis 2011 25

Abbildung 3-3: Reale Preisentwicklung für Kesselkohle, 2010–2020, in USD/t, Basis 2011 26

Abbildung 3-4: Reale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2010–2020, in EUR/MWh, Basis 2011 27

Abbildung 3-5: Reale CO_2-Zertifikatspreise, 2010–2020, in EUR/t CO_2, Basis 2011 29

Abbildung 3-6: Entwicklung der installierten Leistung von Kernkraftwerken nach AtG 2011, 2010–2020, in GW 30

Abbildung 3-7: Differenz der Ausbaupfade für erneuerbare Energien zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW 32

Abbildung 4-1: Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen den Szenarien, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ 50

Abbildung 4-2: Zusätzlich vermiedene Treibhausgasemissionen im EW-Szenario, nach Sektoren, 2009–2020, in Mio. t CO_2-Äquivalenten 52

Abbildung 4-3: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ 54

Abbildung 4-4: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in PJ 57

Abbildung 4-5: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ 59

Abbildung 4-6: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh 62

Abbildung 4-7: Absolute Differenz bei den Kraftwerkskapazitäten zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW 69

Abbildung 4-8: Differenz des Großhandelspreises und der EEG-Umlage zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2011}/MWh 73

Abbildung 4-9: Differenz der Endverbraucherpreise zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2011}/MWh 74

Abbildung 4-10: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie 76

Abbildung 4-11: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung 78

Abbildung 4-12: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR 80

Abbildung 4-13: Investitionsdifferenzen im Strommarkt im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR 81

Abbildung 4-14: Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Energiewende- und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR 83

Abbildung 4-15: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in % 84

Abbildung 4-16: Fossile Energieimportdifferenzen im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR 87

Abbildung 4-17: Abweichung der Beschäftigung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in 1.000 88

Abbildung 4-18: Abweichung der Beschäftigung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in % 89

Abbildung 5-1: Investitionsdifferenzen am Strommarkt in der Sensitivität EEG-Novellierung im Vergleich zum EW-Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR 94

Abbildung 5-2: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in % 95

Abbildung 5-3: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in 1.000 96

Abbildung 5-4: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in %..... 97

Abbildung 5-5: Investitionsdifferenzen am Strommarkt in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in Mrd. EUR..... 101

Abbildung 5-6: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der EE-„Freeze“-Sensitivität im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %..... 102

Abbildung 5-7: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in 1.000..... 104

Abbildung 5-8: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in % 105

Abbildung 5-9: Zerlegung der BIP-Effekte, 2010–2020, in Mrd. EUR 106

Abbildung 5-10: Zerlegung der Beschäftigungseffekte, 2010–2020, in 1.000 107

Abbildung 5-11: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität vollständiges crowding out im Vergleich zum EW-Szenario, 2010–2020, in %..... 109

Abbildung 5-12: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität vollständiges crowding out im Vergleich zum Szenario KS, 2010–2020, in %..... 110

Abbildung 5-13: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen in der BIP-Sensitivität im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %..... 111

Abbildung 6-1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm, 2006–2012, in Mio. EUR..... 112

Abbildung 6-2: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich erneuerbare Energien, 2006–2012, in Mio. EUR..... 115

Abbildung 6-3: Anzahl deutscher Patente in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik und Biomasse, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011..... 116

Abbildung 6-4: Weltweite Lernkurve der Photovoltaik 118

Abbildung 6-5: Entwicklung der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen im Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in EUR/kW 119
Abbildung 6-6: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich konventionelle Erzeugung, 2006–2012, in Mio. EUR 121
Abbildung 6-7: Anzahl deutscher Patente zu konventioneller Erzeugung, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011 122
Abbildung 6-8: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich dezentrale Erzeugung und Lastmanagement, 2006–2012, Mio. EUR 125
Abbildung 6-9: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich Energiespeicher, 2006–2012, in Mio. EUR 127
Abbildung 6-10: Anzahl deutscher Patente zu Energiespeichern, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011 128
Abbildung 6-11: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich Netze, 2006–2012, in Mio. EUR 130
Abbildung 6-12: Marktanteile von Fenstergläsern und mittlerer U-Wert der abgesetzten Gläser, 1971–2012 134
Abbildung 6-13: Marktentwicklung der Wärmeerzeuger, 2005–2012, in % 136
Abbildung 6-14: Jährlich neu installierte Solarkollektorfläche, 2000–2013, in 1000 m^2 137
Abbildung 6-15: Geschirrspüler – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in % 139
Abbildung 6-16: Waschmaschinen – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in % 139
Abbildung 6-17: Wäschetrockner – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in % 140
Abbildung 6-18: Kühlgeräte, inkl. Kühl-Gefrier-Kombigeräte – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in % 140
Abbildung 6-19: Gefriergeräte – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002-2011, in % 141
Abbildung 6-20: Bestand an Waschmaschinen in privaten Haushalten nach Effizienzklassen, 2002 – 2011, in % 142
Abbildung 6-21: Absatz an Lampen nach Lampentypen, 2000 – 2011, in % 143
Abbildung 7-1: Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien 178
Abbildung 7-2: Struktur des deutschen Außenhandels mit Gütern zur Nutzung von erneuerbaren Energien 181

TABELLEN

Tabelle 2-1: Übersicht über ausgewählte Indikatorensysteme 7

Tabelle 2-2: Kosten der Energiewende nach Altmaier und FÖS 20

Tabelle 3-1: Reale Preisentwicklung für Rohöl, 2010–2020, in USD/bbl, Basis 2011 25

Tabelle 3-2: Reale Preisentwicklung für Kesselkohle, 2010–2020, in USD/t, Basis 2011 26

Tabelle 3-3: Reale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2010–2020, in EUR/MWh, Basis 2011 27

Tabelle 3-4: Reale CO_2-Zertifikatspreise, 2010–2020, in EUR/t CO_2, Basis 2011 28

Tabelle 3-5: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im Energiewendeszenario, 2009–2020, in MW 31

Tabelle 3-6: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in MW 32

Tabelle 3-7: Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien in Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2010}/kW 34

Tabelle 3-8: Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios für den Strommarkt 35

Tabelle 3-9: Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios für die Energienachfrage 38

Tabelle 4-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2009–2020, in Mio. 41

Tabelle 4-2: Entwicklung der Wohnfläche, 2009–2020, in Mio. m^2 41

Tabelle 4-3: Gradtagszahlen – Mittelwerte für Deutschland, davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren und Klimakorrekturfaktoren, 2009–2020 42

Tabelle 4-4: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR 43

Tabelle 4-5: Erwerbstätige nach Sektoren, 2009–2020, in Mio. 43

Tabelle 4-6: Bruttowertschöpfung im Sektor GHD, nach Branchen, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR 44

Tabelle 4-7: Bruttowertschöpfung nach Branchen in der Industrie, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR 44

Tabelle 4-8: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2009–2020, in Mrd. Personenkilometern 45
Tabelle 4-9: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2009–2020, in Mrd. Tonnenkilometern 45
Tabelle 4-10: Preise für Energieträger und CO_2-Zertifikate, 2009–2020, in USD bzw. EUR 46
Tabelle 4-11: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2009–2020, in EUR 47
Tabelle 4-12: Primärenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ 49
Tabelle 4-13: Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in Mio. t CO_2-Äquivalente 51
Tabelle 4-14: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ 53
Tabelle 4-15: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in PJ 56
Tabelle 4-16: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ 58
Tabelle 4-17: Bruttostromerzeugung im Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh 60
Tabelle 4-18: Bruttostromerzeugung im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh 61
Tabelle 4-19: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh 62
Tabelle 4-20: Strombilanz im Energiewendeszenario, 2009–2020, TWh 63
Tabelle 4-21: Strombilanz im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh 64
Tabelle 4-22: Absolute Differenz in der Strombilanz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh 64
Tabelle 4-23: Bruttostromerzeugung aus KWK im Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh 65
Tabelle 4-24: Nettostromerzeugung aus KWK im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh 66

Tabelle 4-25: Absolute Differenz in der Nettostromerzeugung aus KWK zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh 66

Tabelle 4-26: Kraftwerkskapazitäten im Energiewendeszenario, 2009–2020, in GW 67

Tabelle 4-27: Kraftwerkskapazitäten im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in GW 68

Tabelle 4-28: Absolute Differenz bei den Kraftwerkskapazitäten zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW 68

Tabelle 4-29: Reale Strompreise im Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR/MWh 71

Tabelle 4-30: Nominale Strompreise im Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR/MWh 71

Tabelle 4-31: Reale Strompreise im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh 72

Tabelle 4-32: Absolute Differenz in den realen Strompreisen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh 72

Tabelle 4-33: Nominale Strompreise im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh 73

Tabelle 4-34: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen 85

Tabelle 4-35: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in % 86

Tabelle 5-1: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien in der Sensitivität EEG-Novellierung, 2009–2020, in MW 91

Tabelle 5-2: Ergebnisse der Sensitivität EEG-Novellierung für den Strommarkt im Überblick, absolute Abweichungen von Bruttostromerzeugung, Kraftwerkspark und Strombilanz zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh bzw. GW 92

Tabelle 5-3: Ergebnisse der Sensitivität EEG-Novellierung für den Strommarkt, absolute Abweichungen der Strompreise zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR_{2011}/MWh 93

Tabelle 5-4: Ergebnisse der Sensitivität EE-„Freeze“ für den Strommarkt im Überblick, absolute Abweichungen von Bruttostromerzeugung, Kraftwerkspark und Strombilanz zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh bzw. GW 99

Tabelle 5-5: Ergebnisse der Sensitivität EE-„Freeze“ für den Strommarkt, absolute Abweichungen der Strompreise zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR_{2011}/MWh 100

Tabelle 5-6: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in absoluten Größen 102

Tabelle 5-7: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in % 103

Tabelle 6-1: Entwicklung der deutschen und weltweit installierten Kapazitäten für PV, Onshore-Windenergie und Biomasse, 2000–2012, in GW 117

Tabelle 6-2: Altbauten mit nachträglicher Außendämmung der Außenwand: Mittlere Dämmstoffdicken abhängig vom Zeitpunkt der Modernisierung 132

Tabelle 6-3: Anteile verschiedener Wärmeleitfähigkeitsgruppen bezogen auf die Anzahl der Fälle, in denen die entsprechenden Dämmmaßnahmen durchgeführt wurden, 2006–2012 133

Tabelle 6-4: Marktentwicklung Solarthermie (Kollektorfläche), 2005–2013 137

Tabelle 6-5: Pkw-Neuzulassungen 2005–2013 nach Antriebssystem, 2005–2013, in Tsd. 144

Tabelle 7-1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse des EW-Szenario mit den Zielen der Bundesregierung, Angaben 2011 und 2012 gemäß dem zweiten Monitoring-Bericht (blau hinterlegte Felder) 147

Tabelle 7-2: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020 in absoluten Größen 149

Tabelle 7-3: BCOT-Analyse zur Förderung erneuerbarer Energien 155

Tabelle 7-4: BCOT-Analyse zur KWK Förderung 157

Tabelle 7-5: BCOT-Analyse zur Förderung von Energiespeichern 158

Tabelle 7-6: BCOT-Analyse zum Netzausbau 161

Tabelle 7-7: BCOT-Analyse zur Sicherung langfristig ausreichend gesicherter Erzeugungskapazität 162

Tabelle 7-8: BCOT-Analyse zum Rollout von Smart Metern 164

Tabelle 7-9: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Dämmstoffhersteller/Handwerker 165

Tabelle 7-10: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Endkunde/Eigentümer 166

Tabelle 7-11: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Staat 167
Tabelle 7-12: BCOT-Analyse Ausbau der Solarthermie, Sicht Endkunde 168
Tabelle 7-13: BCOT-Analyse Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen, Sicht Hersteller 169
Tabelle 7-14: BCOT-Analyse Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen, Sicht Endkunde 169
Tabelle 7-15: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Hersteller/Maschinenbauer 170
Tabelle 7-16: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Endkunde/Maschinenanwender 171
Tabelle 7-17: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Staat 172
Tabelle 7-18: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Hersteller 173
Tabelle 7-19: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Endkunde 174
Tabelle 7-20: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Staat 174
Tabelle 7-21: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Hersteller 175
Tabelle 7-22: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Endkunde 175
Tabelle 7-23: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Staat 176
Tabelle 7-24: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Kraftstoffhersteller 176
Tabelle 7-25: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Pkw-Hersteller 177
Tabelle 7-26: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Endkunde 177

ABKÜRZUNGEN

bbl	Barrel
BCOT	Benefits, Costs, Opportunities, Threats
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucher-schutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bspw	beispielsweise
BW	Brennwertsysteme
CCS	Carbon Capture and Storage
CO_2	Kohlendioxid
COORETEC	CO_2 reduction technologies for fossil-fired power plants
Ct	Cent
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EnEV	Energie-Einspar-Verordnung
ETS	Emission Trading System
EUR	Euro
EW	Energiewende
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
F&E	Forschung und Entwicklung
FÖS	Forum für Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
ggü	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gt	Gigatonnen

GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
KS	Kontrafaktisches Szenario
MWh	Megawattstunden
NT	Niedertemperatursysteme
PHH	Private Haushalte
PCT	Patent Cooperation Treaty
PV	Photovoltaik
StaBu	Statistisches Bundesamt
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunden
USD	US-Dollar
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen
WP	Wärmepumpen
WsVO	Wärmeschutzverordnung

1 EINLEITUNG

Ziel der Energiewende, definiert als Energiekonzept des Jahres 2010 plus Beschlüsse vom Sommer 2011, ist die Gewährleistung einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung. Während für die physischen Ziele klare und messbare Indikatoren mit quantifizierten Zwischenzielen im Energiekonzept hinterlegt sind, ist dies für die wirtschaftliche Dimension nicht der Fall. Die Messung gesamtwirtschaftlicher Kosten und Vorteile der Energiewende ist deshalb methodisch deutlich schwieriger. Einen einzelnen statistisch erfassbaren Indikator gibt es dafür nicht.

Grundsätzlich gibt es zwei Vorgehensweisen, die Informationslücke bei der Erfassung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und Vorteile der Energiewende zu schließen.

Die erste Möglichkeit ist die Betrachtung von in der Regel kurzfristig verfügbaren statistischen Indikatoren, die die ökonomische Dimension für Teilbereiche der Energiewende beschreiben. Eine Gesamtbewertung und -steuerung der Energiewende ist anhand dieser Indikatoren allerdings nicht möglich. Hohe Investitionen im Bereich Energieeffizienz sind nicht notwendigerweise ein Zeichen für große gesamtwirtschaftliche Vorteile der damit verbundenen Energieeinsparungen.

Die zweite Möglichkeit sind gesamtwirtschaftliche Kosten-/Nutzenberechnungen, die in der Regel auf komplexen Modellanalysen beruhen. Dabei gehen Daten aus technisch orientierten Bottom-up-Modellen als Inputgrößen in gesamtwirtschaftliche Top-down-Analysen ein. Mit der Szenariotechnik werden dann Differenzen von gesamtwirtschaftlichen Modellgrößen zwischen unterschiedlichen Szenarien als gesamtwirtschaftliche Effekte interpretiert. Diese Herangehensweise wird hier verfolgt. Die entsprechende modellgestützte Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende bildet den Kern des Vorgehens.

Eine Zwischenstufe sind partialanalytische Studien, die sich regelmäßig und zeitnah mit wichtigen Teilbereichen der Energiewende befassen. Sie liefern mit Bruttoeffekten wie jährlichen Investitionen, Beschäftigungseffekten und Energieeinsparungen wichtige Ausgangsinformationen für gesamtwirtschaftliche Modellanalysen.

Kapitel 2 liefert eine Bestandsaufnahme vorliegender relevanter Arbeiten zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Energiewende. Ganz entscheidend für die Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Effekte sind die Definition der Energiewende und die Entwicklung ohne Energiewende, an der sie gespiegelt wird. Hierzu zeigt die Bestandsaufnahme je nach Fokus unterschiedliche Vorgehensweisen.

In Kapitel 3 der Studie ist der zentrale Gedanke, dass ex post die historische Entwicklung und für die Zukunft die derzeit absehbare Entwicklung die Umsetzung der Energiewende darstellen. Die so definierte Energiewende wird an den Erwartungen und teilweise politischen Setzungen gespiegelt, die in die Energieszenarien 2010 eingegangen sind. Auf Basis der Energieszenarien erfolgten dann im Herbst 2010 die Beschlüsse zur Energiewende.

Konkret wird für die Ex post-Modellrechnungen der Jahre 2010 bis 2013 im Energiewendeszenario weitgehend auf die historische Entwicklung bis 2013 zurückgegriffen, die als Umsetzung der Energiewende interpretiert wird. Dabei ist zu beachten, dass noch nicht alle statistischen Datendetails bis 2013 endgültig vorliegen. Die erwartete Entwicklung im Energiewendeszenario bis 2020 erfolgt in Anlehnung an die Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014). Die verwendeten Annahmen zur BIP-Entwicklung weichen leicht von der aktuellen Mittelfristprojektion (2014-2018) der Bundesregierung ab (vgl. Kapitel 4.1), die von etwas höherem Wirtschaftswachstum ausgeht. Die tatsächliche bzw. erwartete Entwicklung der Energiewende wird ex post und ex ante mit einem kontrafaktischen Szenario verglichen, das eine Entwicklung ohne Energiewende unterstellt.

Das kontrafaktische Szenario beruht teils auf Annahmen der Referenzentwicklung der Energieszenarien 2010 (Prognos, EWI, GWS 2010) und beschreibt eine Entwicklung ohne Umsetzung der Energiewende bzw. auf Basis der Erwartungen des Frühjahrs 2010.

Im 4. Kapitel folgt dann die eigentliche quantitative Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Dazu wird der Modellverbund der beteiligten Institute eingesetzt.

Aufgrund der großen Bandbreiten des möglichen Vorgehens zu Definition der Energiewende werden in Kapitel 5 zusätzlich verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt.

In Kapitel 6 folgt eine kurze Einordnung zur Entwicklung von Innovationen und neuen Technologien im Rahmen der Energiewende.

Abschließend werden in Kapitel 7 die Ergebnisse in verschiedene Vorteils- und Kosten- bzw. Chancen- und Risiken-Kategorien eingeordnet. Während die Messung des Zielerreichungsgrad anhand der verschiedenen Ziele des Energiekonzepts erfolgen kann, ist die Messung von Kosteneffizienz für die Energiewende insgesamt nicht möglich. Auf der Ebene von Einzelmaßnahmen ist eine Einordnung in die verschiedenen Kategorien leichter möglich.

Da nach den Ergebnissen der Ex ante-Analysen die Energiewende in den kommenden Jahren nur geringe gesamtwirtschaftliche Effekte hervorrufen wird, gleichzeitig aber deutliche Verteilungseffekte auftreten und einzelne Bestandteile der Energiewende durchaus unterschiedliche Effekte hervorrufen, gilt es zukünftig, diese Entwicklungen stärker zu betrachten und Politik so zu gestalten, dass Chancen genutzt und Risiken reduziert werden können.

In verschiedenen Bereichen sind bisher weder die Aktualität noch, mit Blick auf die Energiewende, der spezifische Detailgrad der volkswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Statistik ausreichend für eine zeitnahe und gesicherte Analyse der Effekte. Möglicherweise ergeben sich aus einer verbesserten Datenbasis, die für ein zeitnahes Monitoring zentral ist, auch Erkenntnisse zu stärkeren gesamtwirtschaftlichen Effekten.

2 Bestandsaufnahme vorliegender relevanter Arbeiten zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Energiewende

Die folgende Bestandsaufnahme liefert einen Überblick über relevante wissenschaftliche Ansätze zur Messung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende bzw. bisheriger vergleichbarer energiepolitischer Maßnahmenbündel in Deutschland. Die Bestandsaufnahme setzt einerseits auf einem knappen Überblick über nationale Studien zu gesamtwirtschaftlichen Effekten mit Schwerpunkt Energieeffizienz und erneuerbaren Energien auf (Lutz et al. 2012). Daneben wird auf eine aktuelle Studie zu vergleichbaren Arbeiten im Bereich Klimaschutz zurückgegriffen (Lehr et al. 2014a). Ein umfassender Ergebnisvergleich ist im Rahmen des Vorhabens nicht möglich, weil unterschiedliche, teils implizite Annahmen einen Vergleich sehr aufwändig machen würden.

Wie im ersten Monitoring-Bericht (BMWi, BMU 2012) dargelegt, gibt es im Wesentlichen zwei Methoden zum Energiewende-Monitoring. Die **Indikatorenanalyse**, die auf deskriptiver Analyse historischer Daten beruht, ist insbesondere dafür geeignet, die Zielerreichung ex post und zeitnah zu analysieren. **Modellgestützte gesamtwirtschaftliche Analysen** sind dagegen deutlich aufwändiger. Sie werden bisher überwiegend für Ex ante-Abschätzungen eingesetzt. Die Ergebnisse sind vom eingesetzten Modell und der verwendeten Methodik abhängig.

Eine Zwischenstellung nehmen bereits komplexe Ex post-Untersuchungen ein, die beispielsweise auf dem statischen offenen Mengenmodell der Input-Output-Analyse basieren. Diese Untersuchungen haben überwiegend die durch bestimmte Maßnahmen ausgelösten Beschäftigungseffekte im Blick. Beispiele sind die Untersuchungen zur Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien (O'Sullivan et al. 2009, fortlaufend) und die Untersuchungen zu den Wirkungen der KfW-Gebäudeprogramme (Diefenbach et al. 2011, 2012, 2013). Rückkopplungseffekte beinhalten diese Betrachtungen nicht.

Im Folgenden werden die Ansätze beschrieben und relevante Studien analysiert. Die gesamtwirtschaftlichen Modellanalysen werden unterschiedlichen Methoden zugeordnet und ausgewählte Ergebnisse kurz verglichen.

Daneben werden auch sehr einfache Kostenabschätzungen durchgeführt, die in der Öffentlichkeit teils hohe Aufmerksamkeit erreicht haben. Auf sie wird kurz in Abschnitt 2.4 eingegangen.

2.1 Indikatorenanalyse

Im Kabinettsbeschluss vom 19. Oktober 2011 wurde festgehalten, dass zur Überprüfung der Zielerreichung des Energiekonzepts und des Maßnahmenprogramms im Rahmen des Monitoring-Prozesses der Bundesregierung ein jährlicher faktenbasierter Indikatorenbericht verfasst werden soll (BMWi, BMU 2012, BMWi 2014 b).

Die ausgewählten Indikatoren sollen durch Transparenz die Akzeptanz der Energiewende erhöhen und die Öffentlichkeit über die Erreichung der Ziele im energiepolitischen Zieldreieck Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit informieren. Das Ziel ist es, einen Überblick über die aktuelle Lage im Energiebereich zu geben, Entwicklungsrichtungen darzulegen sowie den Zielerreichungsgrad abzubilden und die Notwendigkeit weiterer energiepolitischer Anstrengungen aufzuzeigen.

Um die Ziele des jährlichen Monitoring-Berichts zu erreichen, sollten die Indikatoren wesentliche Eigenschaften aufweisen, die in Kapitel 2.1.1 diskutiert werden. Anschließend werden relevante vorliegende Studien ausgewertet (Kapitel 2.1.2). Schließlich kann die Indikatorenanalyse teilweise mit gesamtwirtschaftlichen Modellierungen verknüpft werden. Ein Beispiel wird in Abschnitt 2.1.3 kurz dargestellt.

2.1.1 Wesentliche Eigenschaften

Indikatoren (-sets) beruhen im Wesentlichen auf historischen Daten. Das Monitoring stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Fakten (BMWi, BMU 2012, S. 17, BMWi 2014 b, S. 12). Nachvollziehbarkeit, Intersubjektivität, Vergleichbarkeit, Verlässlichkeit und Validität sind wichtige Eigenschaften (Löschel et al. 2012, Flues et al. 2012).

Die Aussagekraft der Indikatoren sollte klar und explizit sein. Die Veränderung eines Indikators muss eindeutig interpretierbar sein in Bezug auf die Verbesserung oder Verschlechterung des Zielerreichungsgrades (Flues et al. 2012). Manche Indikatoren (z. B. Treibhausgas (THG)-Emissionen, Primärenergieverbrauch) stellen ein ausdrückliches Ziel des Energiekonzeptes dar und haben somit einen eindeutigen Zusammenhang zum Indikator. Andere Indikatoren lassen sich einer Dimension der drei energiepolitischen Ziele zuordnen. Im ersten Monitoring-Bericht haben 13 von 49 Indikatoren einen direkten Bezug zu den quantitativen Zielen der Energiewende (BMWi, BMU 2012, S.17). Im zweiten Monitoringbericht wurden weitere Indikatoren (z. B. Stromproduktivität der Gesamtwirtschaft, SAIDI-Strom) aufgenommen, die einen Bezug zur Energiewende aufweisen (BMWi 2014 b, S. 12). Basierend auf Flues et al. (2012) zeigt Abbildung 2-1 eine Auswahl an den Zielen zugeordneten Dimensionen und zugehörigen Indikatoren.

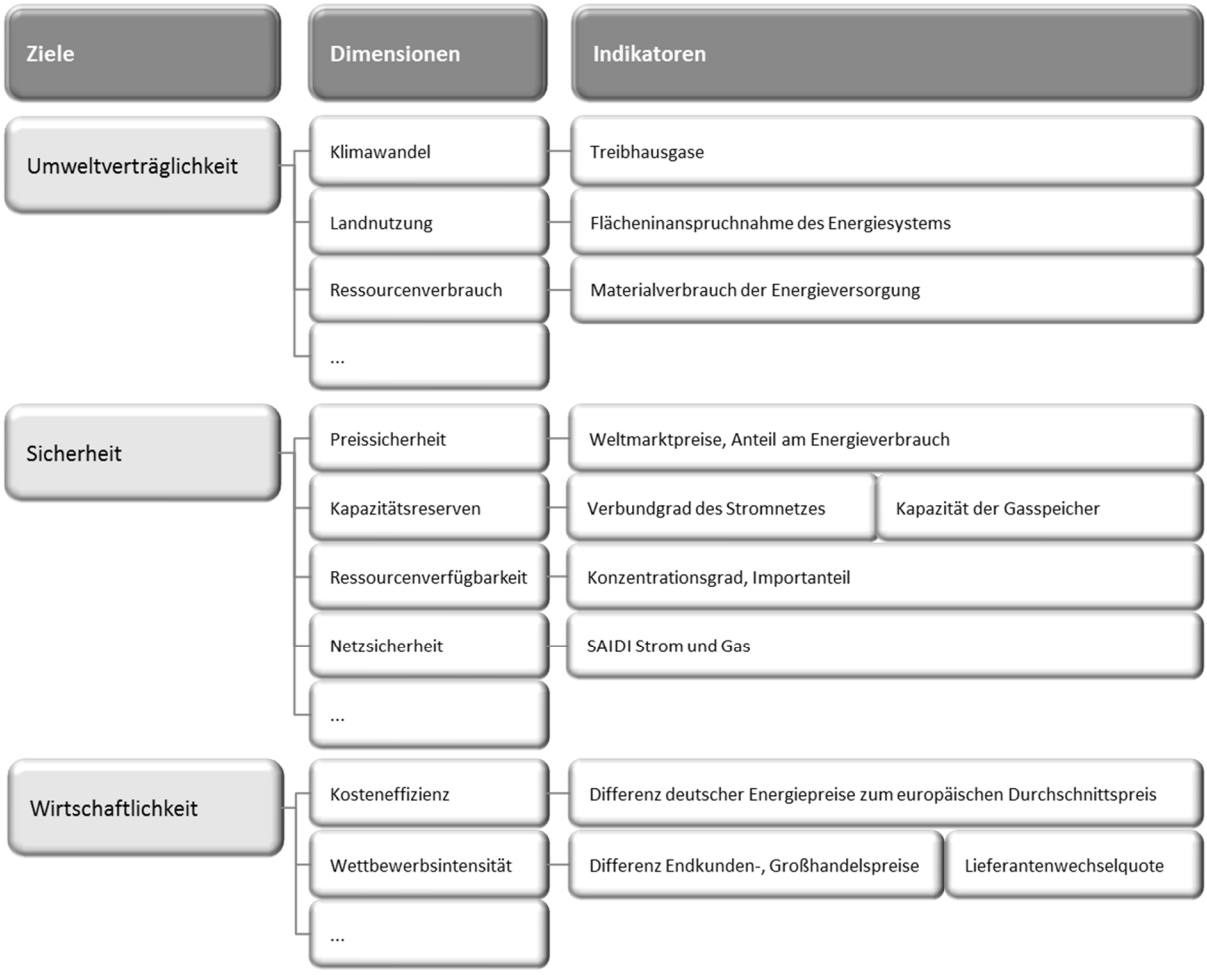
Die Dimensionen des energiepolitischen Ziels **Umweltverträglichkeit** bestimmen sich aus der möglichen Einflussnahme des Menschen auf seine natürliche Umgebung. Die bekanntesten Indikatoren sind die THG-Emissionen und der Materialverbrauch des Energiesystems. Die Datenlage der Indikatoren ist stark unterschiedlich. Während die Informationsbasis für die THG-Emissionen recht zeitnah und international abgestimmt verfügbar ist, gibt es z. B. für die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems bisher keine umfassende Datenbasis.

Das Ziel der **Sicherheit** wird von Flues et al. (2012) im Sinne von Versorgungssicherheit interpretiert. Die Unfallsicherheit ist eine weitere Dimension, kann aber nicht zweifelsfrei quantifiziert werden. Die Versorgungssicherheit hat mehrere Dimensionen, z. B. die Netzsicherheit, Ressourcenverfügbarkeit und Preissicherheit (Abbildung 2-1), denen teilweise mehrere Indikatoren zugeordnet werden können. Die Quantifizierung der Netzsicherheit

kann z. B. durch den SAIDI (System Average Interruption Duration Index) vorgenommen werden, der die Dauer der Trennung vom Strom- und Gasversorgungsnetz misst.

Für das energiepolitische Ziel **Wirtschaftlichkeit** wird vorzugsweise die Kosteneffizienz herangezogen, die misst, wie hoch die Kosten für die Erreichung eines volkswirtschaftlichen Ergebnisses sind. Energieverbrauchspreise können eingeschränkt als ein erster, schnell verfügbarer Indikator für die Kosteneffizienz herangezogen werden, weil sich die Energieverbrauchsmengen über die Jahre nur langsam ändern. Wenn sie in Relation zu den europäischen Durchschnittspreisen gesetzt werden, kann zumindest der Einfluss der Weltmarktpreise auf den inländischen Energieverbrauchspreis eliminiert werden. Die Kosteneffizienz verbessert sich bei sinkenden Preisen.

Abbildung 2-1: Energiepolitische Ziele, Dimensionen und Indikatoren nach Flues et al. (2012)



Quelle: Flues et al. (2012)

Anhand der Dimension Wettbewerbsintensität kann die Messung der Wirtschaftlichkeit indirekt erfolgen. Messbare Indikatoren sind nach Flues et al. (2012) z. B. die Lieferantenwechselquote und Differenzen zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen.

Bereits bei der Entwicklung der Indikatoren muss soweit möglich die Verfügbarkeit und Aktualisierbarkeit der Datenbasis geprüft werden, um die Kontinuität des Monitorings zu wahren. Differenzen in der statistischen Datenverfügbarkeit zeigen weiteren Erhebungsbedarf zusätzlicher Daten aber auch in der Datenqualität auf.

2.1.2 Auswertung relevanter vorliegender Studien

Der Monitoring-Bericht (BMWi, BMU 2012) stellt Indikatoren dar, um erste Hinweise auf die Entwicklungen hauptsächlich im energetischen Bereich aufzuzeigen, aber auch um auf richtungsweisende gesamtwirtschaftliche Entwicklungen einzugehen. Die Indikatoren werden in zehn Bereiche untergliedert:

- Energieversorgung
- Energieeffizienz
- Erneuerbare Energie
- Kraftwerke
- Netze
- Gebäude
- Verkehr
- Treibhausgasemissionen
- Energiepreise und Kosten
- Gesamtwirtschaftliche Effekte

Sieben dieser Bereiche sind quantifizierbare Indikatoren zugeordnet, die eine richtungsweisende Aussage über die energiepolitische Zielerreichung ermöglichen. Für die Bereiche Netze und die für die gesamtwirtschaftliche Betrachtung besonders wichtigen Bereiche Energiepreise und Kosten sowie gesamtwirtschaftliche Effekte liegen keine entsprechenden Ziele im Energiekonzept vor.

Nach Meinung der Expertenkommission, die den Monitoring-Prozess begleitet, sind nicht alle Bereiche des Zieldreiecks ausreichend berücksichtigt worden. Sie kritisiert, dass die Dimension der Umweltverträglichkeit nur mit einem Indikator (THG-Emissionen) erfasst wird und beispielsweise die Ressourcennutzung und Flächeninanspruchnahme nicht betrachtet werden (Löschel et al. 2012). Basierend auf ihrer Kritik wurden von der Expertenkommission gleichzeitig Vorschläge für die Behebung der Mängel unterbreitet, die auch auf den Arbeiten für ein energiepolitisches Indikatorenset des ZEW beruhen (Flues et al. 2012).

Graichen et al. (2011) haben ein Indikatorensystem entwickelt, dass sich auf die Energieeffizienz auf Makroebene und auf sektoraler Ebene bezieht. Das Ziel ist die Überprüfung des Zielerreichungsgrades der Energieproduktivitäts- und Energieeinsparziele auf den Ebenen der Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Somit können unterschiedliche Entwicklungen bei den Energieverbrauchern aufgedeckt und Hinweise auf politischen Nachsteuerungsbedarf gegeben werden. Das entwi-

ckelte Indikatorenset dient in erster Linie der Überprüfung der Erreichung des Ziels Umweltverträglichkeit im energiepolitischen Zieldreieck.

Neben den Indikatoren auf sektoraler Ebene werden auch aggregierte Indikatoren ausgewiesen, um insbesondere wichtige Treiber (u. a. demografische Kennzahlen) des Energieverbrauchs zu identifizieren und nationale Entwicklungstendenzen der Energieeffizienz im Überblick aufzuzeigen. Der ODEX, der die Energieeffizienz der Gesamtwirtschaft erfasst, ist ein Beispiel für einen Makro- bzw. Leitindikator, der auch für andere EU-Länder erhoben wird (http://www.odyssee-indicators.org). Für die Bildung der Indikatoren auf Makro- und Sektorebene wird auf die Energie- und CO_2-Statistiken zurückgegriffen. Für die Erhöhung der Aussagefähigkeit werden zusätzlich weitere Einflussfaktoren wie z. B. Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum sowie die Wohnfläche berücksichtigt. Bei der Betrachtung der langfristigen Entwicklung wird besonderer Wert auf die regelmäßige Aktualisierbarkeit und Dokumentation der statistischen Datengrundlagen gelegt.

Ein aggregierter Indikator ist der „Energiewende-Index Deutschland 2020“, der seit dem Jahr 2012 von McKinsey & Company (http://www.mckinsey.de/energiewendeindex) ermittelt wird. Ziel ist eine „objektive, quantifizierbare Gesamtperspektive“ der Energiewende aufzuzeigen. Der Index umfasst jeweils fünf Indikatoren, die einem der drei energiepolitischen Ziele zugeordnet werden können. Für jeden Indikator wurde ein Start- und Zielwert definiert. Die Zielwerte basieren auf den Zielen der Bundesregierung. Der Zielerreichungsgrad wird dann als prozentuale Differenz zwischen dem Zielwert und dem aktuellen Wert angegeben (Vahlenkamp, Gohl 2012). Der „Energiewende-Index Deutschland 2020“ wird alle drei Monate veröffentlicht und liefert damit zeitnah Informationen zum Stand der Energiewende. Die folgende Tabelle 2-1 liefert einen Überblick über wichtige Indikatorensysteme.

Tabelle 2-1: Übersicht über ausgewählte Indikatorensysteme

Autoren/ Institutionen	Ziel(e), Eigenschaften	Klassifizierung
BMWi, BMU	Darstellung der Ex post-Entwicklungen in 10 Bereichen (u.a. Energieeffizienz, Energiepreise etc.)	Deskriptive Indikatoren, Einzelindikatoren
Graichen et al. (Öko-Institut, FhG-ISI)	Überprüfung von Energieproduktivitäts- und Energieeinsparzielen auf sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Ebene	Deskriptive Indikatoren, Einzelindikatoren
Mc Kinsey & Company	Aggregierten Energiewende-Index für einen objektiven Gesamtüberblick über die Energiewende (1 Gesamtindex bestehend aus 5 Teilindikatoren)	Deskriptiver Indikator, Gesamtindex
Flues et al. (ZEW)	Indikatorensystem zur Evaluation der drei energiepolitischen Ziele	Deskriptive Indikatoren, Einzelindikatoren
http://www.odyssee-mure.eu/	26 Einzelindikatoren (7 im Transport, 9 für Haushalte und Industrie, 1 im tertären Sektor), Gesamtindikator ODEX	Deskriptive Indikatoren
Ernst & Young, DENA	Erfassung der allgemeinen Stimmungslage im Hinblick auf die Energiewende	Befragungsgestützter Indikator

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Zu trennen von den Indikatoren, die auf Basis deskriptiver Statistik die Vergangenheit beschreiben, sind befragungsgestützte Indizes, die vor allem ein Stimmungsbild vermitteln. Sie sind für einen Monitoring-Prozess ungeeignet. Ein Beispiel für befragungsgestützte Indizes ist der DEX von Ernst & Young und der DENA (Ernst & Young, DENA 2013[1]), der die allgemeine Stimmungslage der von der Energiewende betroffenen Akteure wiedergibt. Dieser Index stützt sich auf subjektives Empfinden und ist für die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Energiewende nicht direkt nutzbar. Der DEX kann aber Hinweise auf die Akzeptanz bzw. Hemmnisse oder unterstützende Faktoren der Energiewende geben.

Die in diesem Kapitel dargestellten Indikatorensysteme bzw. Energiewende-Indizes haben gemeinsam, dass sie nur zur Ex post-Analyse eingesetzt bzw. im Vergleich zu einem langfristigen Zielerreichungspfad betrachtet werden und demnach keine Aussagen darüber treffen, wie energiepolitische Maßnahmen in Zukunft wirken könnten.

Ein wesentlicher Vorteil von Indikatoren ist, dass sie zumeist schnell statistisch verfügbar sind. Sie „können einen informativen Überblick über den ‚Stand der Dinge' zur energiepolitischen Zielerreichung" (Flues et al. 2012, S. 2) vermitteln, sofern sie quantifizierbar sind.

Aufgrund der Datenlage gibt es für einzelne zielpolitische Dimensionen mehrere Indikatoren. Diese Häufung kann zu Redundanzen führen. Grundsätzlich ist es sinnvoll, ein umfassendes Indikatorensystem zur Bewertung der Energiewende zu haben. Jedoch kann die Komplexität eines solchen Systems sehr groß werden und nicht zielführend im Hinblick auf die Nachvollziehbarkeit sein (Löschel et al. 2012). Daher bietet es sich an, eine Hierarchisierung vorzunehmen und Leitindikatoren zu definieren.

Ein Nachteil von Indikatoren ist, dass sie die Energiewende in ihrer Gesamtheit nicht umfassend zu bewerten vermögen. Gründe und Kausalzusammenhänge für bestimmte Entwicklungen sind in Indikatorensystemen nicht abbildbar. Indikatoren können nur einen informativen Überblick geben.

2.1.3 Verknüpfung von gesamtwirtschaftlicher Modellstudie und Indikatoranalyse

Grundsätzlich können Indikatorenanalyse und gesamtwirtschaftliche Modellanalysen verknüpft werden. Ein Beispiel, das methodisch für den weiteren Monitoring-Prozess durchaus interessant sein könnte, ist der Ansatz von Doll et al. (2012), der aktuell im Auftrag des UBA weitergeführt wird.

In den Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm wurde bestimmt, dass die Erreichung der Klimaziele und die kosteneffiziente Ausgestaltung der dafür notwendigen Maßnahmen durch ein Monitoring überprüft werden sollen (IEKP 2007). Neben

[1] http://www.ey.com/DE/de/Industries/Power---Utilities/Deutscher-Energiewende-Index---DEX

der Ex ante-Analyse soll auch eine Folgenabschätzung der geplanten Maßnahmen (Ex post-Analyse) durchgeführt werden. Die Evaluierung des IEKP wird zwar z. B. in den Dokumentationen der Politikszenarien vorgenommen (Schade et al. 2009, BSR et al. 2008), jedoch stellt sich die Frage der Machbarkeit einer zeitnäheren (vereinfachten) Wirkungsschätzung von einzelnen Maßnahmen. Die Konzeption eines solchen Monitorings wurde vom Umweltbundesamt in Auftrag gegeben und von Fraunhofer ISI, Ökoinstitut, FZ Jülich und IREES entwickelt. Im Ergebnis entstand ein Monitoringtool, das die IEKP-Maßnahmen „maßnahmenscharf" bewertet (Doll et al. 2012).

Für jede der 26 Maßnahmen wurden Informationen für die Bewertung des Instruments gesammelt und die Verfügbarkeit der Daten und die Überschneidung mit anderen Maßnahmen geprüft. Die sogenannten „Treiber" einer Maßnahme (z. B. Zuschüsse zur Gebäudesanierung, Neuzulassungen an Pkw) können variiert werden. Über die Verknüpfung mit aggregierten spezifischen Kenngrößen (z. B. Kosten pro Smart Meter, Energieeinsparung pro m^2) werden dann die Zielgrößen bestimmt (Investitionen, Energieverbrauch, CO_2-Emissionen etc.). Der Nachteil dieser Methode sind die fixen Kenngrößen, die sich insbesondere bei einer längerfristigen Fortschreibung nachteilig auswirken und dann im Zeitablauf angepasst werden sollten.

Die Nettokosten für die Volkswirtschaft können in diesem Ansatz nicht berücksichtigt werden, da sich die Effekte überlagern und die Wirkungsrichtung von der Verwendung frei gewordener Mittel abhängt. Zur Beantwortung dieser Frage sind makroökonomische Modelle besser geeignet (Doll et al. 2012).

2.2 Partialmodelle und statische Modelle in Ex post-Analysen

Die Begleitforschung zum Ausbau erneuerbarer Energien hat zunächst die Messung und jährliche Veröffentlichung physischer Größen wie der neu installierten Leistung, der gesamten installierten Leistung und die Strom- und Wärmeerzeugung zum Monitoring herangezogen. Zur Abschätzung der durch den Ausbau erneuerbarer Energien verringerten Emissionen ist bereits der Vergleich zweier Szenarien zur Strom- und Wärmeerzeugung notwendig. Diese Daten werden jährlich in der Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen" (BMU 2013 und frühere Jahrgänge; neu BMWi 2014 c) veröffentlicht.

Seit 2004 wird darüber hinaus die Bruttobeschäftigung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien mittels des statischen offenen Mengenmodells der Input-Output-Analyse abgeschätzt. Ergänzt wird die Wirkungsanalyse des Ausbaus erneuerbarer Energien seit 2010 jährlich durch das Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien, in dem verschiedene gesamtwirtschaftliche Kenngrößen für das jeweils vergangene Jahr geschätzt werden.

Die Ex post-Evaluation der KfW-Programme im Gebäudebereich folgt einem ähnlichen Ansatz wie die Abschätzung der Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien. Die Studien geben in der Zusammenschau ein erstes Ex post-Bild der Investitionsimpulse und dadurch ausgelösten Beschäftigungswirkungen dieser beiden wichtigen Säulen der Ener-

giewende. Es ist immer zu berücksichtigen, dass bei einer aufwändigeren modellgestützten Betrachtung gegenläufige Rückkopplungseffekte zu erwarten sind.

2.2.1 Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland

Die Abschätzung der Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland basiert auf eigens für diese Untersuchungsreihe entwickelten Inputvektoren für zehn Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei unterscheidet das Untersuchungskonzept zwischen den Herstellern von Anlagen, die sowohl inländische als auch ausländische Umsätze erzielen, inländische und importierte Vorleistungen nachfragen und so zur direkten und indirekten Beschäftigung beitragen sowie dem Betrieb und der Wartung der Anlagen und der Bereitstellung von Biomasse (O'Sullivan et al. 2013, 2014).

Offensichtlich steigt die Beschäftigung in Betrieb und Wartung mit den installierten Anlagen. Darüber hinaus spiegelt sich die Marktdynamik auf dem heimischen Markt und weltweit in den Umsätzen der Hersteller und somit in der Beschäftigung wider. Die daraus errechnete Bruttobeschäftigung gibt einen Beleg für die Bedeutung des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE), zumal die Ergebnisse auch regional ausgewiesen werden und sich somit die durchaus unterschiedliche Relevanz des EE-Ausbaus für die Bundesländer ablesen lässt (Ulrich, Lehr 2013).

2.2.2 Weitere Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

Ein Bericht von ISI, GWS, IZES, DIW (2010) zeichnet ein umfassenderes Bild der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die quantitativen Schätzungen basieren auf Ex post-Analysen und gehen von der gesamtwirtschaftlichen Perspektive aus. Die makroökonomische Sichtweise wird bei der Berechnung der systemanalytischen Differenzkosten und der monetären Bewertung der vermiedenen Schäden durch geringere THG-Emissionen angewendet. Zur Berechnung von Differenzkosten und verringerten Schäden wird dem tatsächlichen Energiesystem ein kontrafaktisches, fossil basiertes Energiesystem gegenübergestellt. Somit handelt es sich hier um eine – statische – Nettobetrachtung.

Ferner geht das jährliche Monitoring der Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien auf die einzelwirtschaftliche Perspektive mit dem Merit-Order Effekt, Transaktionskosten und der EEG-Umlage ein. Der Abschätzung der verringerten fossilen Importe liegt dasselbe Mengengerüst zugrunde, auf denen die Schätzungen verringerter THG-Emissionen basieren. Hier wie dort wird dem existierenden Energiesystem ein hypothetisches gegenübergestellt. Zur Schätzung der verringerten fossilen Importe werden die mengenmäßigen Differenzen mit den jeweiligen Importpreisen der Energieträger bewertet.

2.2.3 Ex post-Evaluation der KfW-Programme

Ex post-Analysen im Auftrag der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wurden u. a. von Kuckshinrichs, Hansen, Kronenberg (2009) für das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm (2005–2007) durchgeführt und im Jahr 2012 die Analyse für die Jahre 2008–2010 erweitert (Kronenberg, Kuckshinrichs, Hansen 2012).

Ausgehend von den induzierten Investitionen durch das KfW-CO_2-Gebäudesanierungsprogramm wurden die Energie- und CO_2-Einsparungen sowie CO_2-Vermeidungskosten und Energiekosteneinsparungen berechnet und Beschäftigungseffekte ermittelt. Die Betrachtung erfolgt auf Investorenebene und gesamtwirtschaftlicher Ebene. Zur Bestimmung der Effekte wurde ein statisches Input-Output-Modell eingesetzt und um den Staatshaushalt erweitert.

Die Autoren gelangen zu dem Ergebnis, dass das KfW-Programm aus beiden Perspektiven Vorteile mit sich bringt. Neben positiven Beschäftigungseffekten in Höhe von 27.000 bis 65.000 Personen erzielt auch der Staat höhere Einnahmen durch mehr Einkommensteuern und Sozialabgaben. Negative Effekte auf die Steuereinnahmen infolge geringeren Energieverbrauchs werden nicht berücksichtigt.

Diefenbach et al. (2011, 2012, 2013) haben die Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren für die Jahre 2005–2012 analysiert. In diesen Studien wurden die Bruttoeffekte ebenfalls mithilfe eines statischen Input-Output-Modells ermittelt. Mögliche Verdrängungseffekte werden nicht thematisiert. Zentrale Ergebnisse sind, dass die durch die KfW-Förderung angestoßenen Investitionen in Höhe von 54 Mrd. EUR über den Zeitraum 2005–2010 bzw. ca. 19 Mrd. EUR allein im Jahr 2011 zu positiven Beschäftigungseffekten (ca. 738 Tsd. Beschäftigten im Zeitraum 2005–2010, bzw. 252 Tsd. Beschäftigten im Jahr 2011) führen. Im Jahr 2012 wird der Gesamtbeschäftigungseffekt mit 347 Tsd. angegeben. Positive Effekte ergeben sich auch für die Umwelt und die Heizkostenbelastung.

Es handelt sich bei diesen Rechnungen um Partialmodellierungen, die letztlich Bruttoeffekte ausweisen und keine negativen Rückkopplungseffekte z. B. in Form steigender Lohnkosten oder Verdrängung anderer geplanter Investitionen enthalten. Entsprechende Rechnungen können keine negativen Effekte ergeben und sind daher vorsichtig zu interpretieren. Die Rechnungen sind aber sicherlich ein Beleg dafür, dass der KfW-finanzierte Teil der Gebäudesanierungsmaßnahmen derzeit gesamtwirtschaftlich positiv wirkt.

2.3 Gesamtwirtschaftliche Modellanalysen

Die zweite grundlegende Vorgehensweise zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende sind umfassende gesamtwirtschaftliche Modellanalysen, die Rückkopplungen zwischen dem Energiesystem und der Gesamtwirtschaft abbilden und Nettoeffekte auf gesamtwirtschaftlicher und sektoraler Ebene ermitteln können.

Solche gesamtwirtschaftlichen Berechnungen wurden beispielsweise bei der Erstellung der Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung ebenso wie vor der Verabschiedung des Energie- und Klimapakets der EU im Jahr 2007 eingesetzt. Im Monitoring-Prozess sind entsprechende tiefergehende Modellanalysen im Rahmen der Fortschrittsberichte vorgesehen, die alle drei Jahre erstellt werden.

2.3.1 Abschätzung von Einzelmaßnahmen als Ausgangspunkt

Voraussetzungen für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung sind technologie- oder prozessorientierte Abschätzungen von Veränderungen der Indikatoren, die durch die Umsetzung einzelner Maßnahmen oder Maßnahmenbündel ausgelöst werden. Diese umfassen insbesondere Investitionsdifferenzen inkl. der Unterschiede bei den Kosten für Betrieb und Wartung sowie Änderungen der Energieverbräuche und damit -kosten sowie ggfs. Veränderungen auf ganzen Teilmärkten (vgl. Prognos, EWI, GWS 2010, S. 148). Im Rahmen der Energieszenarien 2010 wurde die gesamte Strommarktentwicklung in einem differenzierten europäischen Strommarktmodell abgeschätzt und anschließend zentrale Ergebnisparameter in das gesamtwirtschaftliche Modell übertragen.

Ein Problem stellt die intertemporale Zurechnung von Kosten und Einsparungen dar. Während die Investitionskosten sofort anfallen, verteilen sich Energiekosteneinsparungen durch Effizienzmaßnahmen über einen langen Zeitraum. Die Vorteilhaftigkeit einer Maßnahme hängt von angenommenem Zinssatz und Entscheidungskalkül ab. Auch das zeitliche Abschneiden der Betrachtung, bevor der für den Investor relevante Zeitraum abgelaufen ist, ist problematisch.

Die Analysen erfolgen im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) der amtlichen Statistik, die einerseits umfassend ist und Ergebnisse in den aktuell relevanten Kategorien liefert, die andererseits aber auch Grenzen hat. Z. B. sind sogenannte externe Kosten – etwa in Form des Klimawandels –, die dem Verursacher nicht zugerechnet werden können und deren Vermeidung eine wichtige Motivation der Energiewende darstellt, in den untersuchten Studien meist nicht oder allenfalls indirekt über CO_2-Marktpreise berücksichtigt (z. B. Prognos, EWI, GWS 2010).

2.3.2 Kategorisierung

Gesamtwirtschaftliche Modellanalysen lassen sich anhand verschiedener Kriterien einordnen. Diese Einordnungen sind zwangsläufig von subjektiven Einschätzungen der Modellentwickler und -anwender geprägt. Es gibt aber sowohl in Deutschland als auch international eine lange Tradition der Einordnung, auf die zurückgegriffen werden kann. Für Deutschland sind hier die Arbeiten im Forum für Energiemodelle (1999), das vom BMWi in den Jahren 1997 bis 2006 gefördert wurde, und Vergleichungsstudien etwa von Koch et al. (2003) zu nennen. Auf internationaler Ebene nimmt z. B. das Energy Modeling Forum eine entsprechende Funktion ein (vgl. http://emf.stanford.edu/docs/about_emf/).

In einer aktuellen Metastudie von Lehr et al. (2014a, S.13) werden die folgenden zentralen Kategorien für eine gute Praxis der Kosten- und Nutzenbewertung von Klimaschutzmaßnahmen aufgeführt, die mit gewissen Abstrichen auf die Maßnahmen der Energiewende übertragen werden können:

Aktualität: Analysen sind im Wesentlichen durch die genutzten Daten bestimmt. Dies gilt u. a. für die Rahmendaten. Wenn sich z. B. das internationale Energiepreisniveau wie zwischen 2005 und 2010 fundamental verändert, entwertet allein dieser Zusammenhang ältere Studien. Ähnliches gilt auch für technologische Entwicklungen wie die dramatischen Kostenreduktionen bei erneuerbaren Energien und insbesondere bei der PV in den letzten Jahren. Auch der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie stellt einen vergleichbaren Einschnitt dar.

Transparenz: Transparenz bedeutet zunächst Nachvollziehbarkeit für Dritte. Experten sollten durch eine umfassende Dokumentation in der Lage sein, Unterschiede zu anderen Berechnungen und Modellen zu erkennen. Zentral ist die Dokumentation wichtiger Grundannahmen wie Energiepreise oder Technologieentwicklung. Es muss klar sein, welche Zusammenhänge in der Analyse als exogen betrachtet werden.

Modelltyp: Der verwendete Modelltyp bzw. die Methodik allgemein sollte der Fragestellung angemessen sein. Grundsätzlich können technologiebasierte Bottom-up-Modelle von gesamtwirtschaftlichen Top-down-Modellen abgegrenzt werden. Eine Verknüpfung beider Ansätze verbindet die Vorteile der Energiesystemmodelle (bottom-up) mit den Energiewirtschaftsmodellen (top-down), wie sie in Forum für Energiemodelle (1999) auch klassifiziert werden. Bei gesamtwirtschaftlichen Betrachtungen mit komplexen Rückkopplungsprozessen ist die Verwendung von gesamtwirtschaftlichen Top-down-Ansätzen notwendig, weil Bottom-up-Ansätze nur eine technisch orientierte Optimierung vornehmen und volkswirtschaftliche Rückkopplungen nicht betrachten. Zur technischen Fundierung der Top-down-Modelle sind Ergebnisse von Bottom-up-Untersuchungen mit einzubeziehen.

Referenz: Die Wahl der Referenzentwicklung ist entscheidend für die Bewertung von Maßnahmen. Je ambitionierter die technische Entwicklung in der Referenz verläuft, desto geringer fallen die möglichen Vorteile oder die auftretenden Kosten bei Umsetzung der Maßnahmen aus. Verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass die zuerst ergriffenen Maßnahmen in der Regel kostengünstiger sind, d.h. ceteris paribus zunächst ergriffene (Klimaschutz-) Maßnahmen volkswirtschaftlich vorteilhafter sind.

Zeitliche und räumliche Abgrenzung: Beides muss der Fragestellung angemessen sein. Wenn z. B. Maßnahmen betrachtet werden, bei denen das einzelwirtschaftliche Entscheidungskalkül über Jahrzehnte läuft (bei Gebäuden, Infrastruktur oder Deichen), ist auch ein entsprechend langer Zeitraum zu betrachten. Die Analyse zukünftiger Klimaschutzmaßnahmen sollte deshalb wenigstens bis zum Jahr 2030 reichen, weil die Nutzungsdauer vieler Effizienzmaßnahmen so lange reicht.

Beim letzten Punkt ist für ein Monitoring der Energiewende zu konkretisieren: Die Analysen lassen sich in Ex post- und Ex ante-Studien einordnen. Ex ante-Analysen können weiterhin in Studien mit kurz-, mittel-, und langfristigem Zeithorizont unterschieden werden. Die zeitliche Abgrenzung ist insbesondere bei Maßnahmen relevant, deren wirtschaftliches Entscheidungskalkül über mehrere Jahre oder Jahrzehnte (z. B. Gebäude, Infrastruktur) läuft. Die Nutzungsdauer von Effizienzmaßnahmen und die finanzielle Belastung haben unterschiedliche zeitliche Fristen. Diese sollten bei einem Vergleich von Kosten und Vorteilen berücksichtigt werden, damit die Ergebnisse nicht verzerrt sind. Mit Blick auf die räumliche Abgrenzung können (Bündel) nationale(r) Politikmaßnahmen in einem nationalen Rahmen betrachtet werden. Allerdings dürfen diese Maßnahmen nicht im engen Zusammenhang bzw. Wechselwirkung mit internationalen Entwicklungen stehen (wie z. B. im Strommarkt). Dann ist auch die Modellierung entsprechend international notwendig.

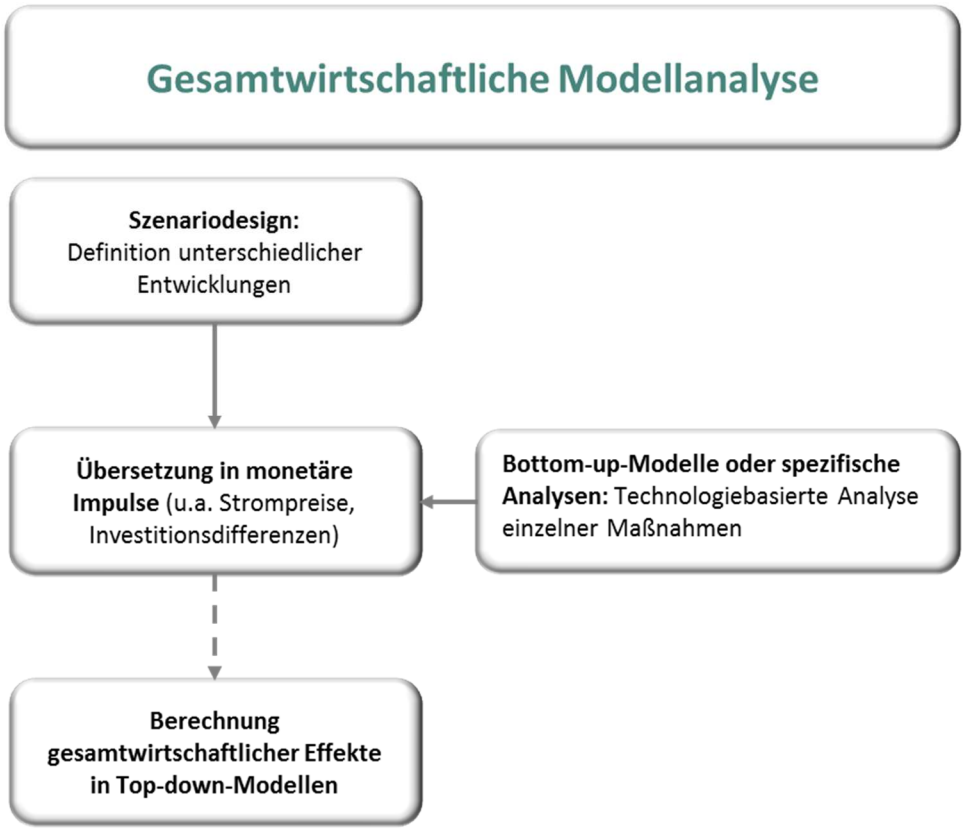
2.3.3 Vorgehensweise

Für eine gesamtwirtschaftliche Modellanalyse müssen die einzelwirtschaftlichen Effekte einer Maßnahme ermittelt werden wie in Abschnitt 2.3.1 dargestellt. Hierfür werden häufig spezifische Bottom-up-Modelle eingesetzt, die die hinter den Maßnahmen stehenden Technologien und ihren Einsatz detailliert abbilden. Anschließend werden die Ergebnisse aller zu betrachteten Maßnahmen in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, um volkswirtschaftliche Wirkungen (Beschäftigung, Wertschöpfung etc.) zu berechnen. Einen Überblick zum Vorgehen gibt Abbildung 2-2.

Bei der Verknüpfung von Bottom-up- und Top-down-Modellen werden die Vorteile beider Modelltypen genutzt. Bottom-up-Modelle bilden die Maßnahmen auf einzelwirtschaftlicher Ebene ab. Die Ergebnisse der Energiesystemmodelle (bottom-up) gehen als Input in die gesamtwirtschaftlichen Energiewirtschaftsmodelle (top-down) ein, sodass unter Berücksichtigung der vielfältigen Rückkopplungseffekte die gesamtwirtschaftlichen (Netto-) Effekte berechnet werden können. Dieses Vorgehen wird für alle Simulationen angewendet und der Vergleich der Berechnungen führt dann zu Differenzen in den Modellvariablen. Entsprechend wurde beispielsweise bei den Energieszenarien für die Energiewende (Prognos, EWI, GWS 2010, 2011) und im Rahmen der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) vorgegangen.

Die Ergebnisse der Modelle beruhen auf den Modellannahmen, den Wirkungskanälen und den berücksichtigten energiepolitischen Maßnahmen. Viele Studien betrachten je nach politischer Fragestellung bisher meist entweder die Steigerung der Energieeffizienz, den Ausbau erneuerbarer Energien oder den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Energiewende als Ganzes wurde bisher nur in wenigen Fällen betrachtet.

Abbildung 2-2: Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Wichtig für die Einordnung der Ergebnisse ist neben dem Vergleich der untersuchten Teilbereiche der Energiewende die Berücksichtigung und Abgrenzung der Investitionsimpulse. Partialanalysen stellen häufig auf Bruttoeffekte ab, während gesamtwirtschaftliche Modelle meist indirekte Rückkopplungseffekte wie Verdrängungseffekte berücksichtigen und Nettoeffekte ausweisen. Das führt dazu, dass die ökonomischen (Brutto-) Effekte wie Beschäftigungszahlen bei Partialmodellen in der Regel höher ausfallen als die Nettoeffekte bei gesamtwirtschaftlichen Analysen.

2.3.4 Überblick über ausgewählte gesamtwirtschaftliche Modellanalysen

Im Rahmen der Energieszenarien 2010 und 2011 sowie der Energiereferenzprognose 2014 ist der Modellverbund der Auftragnehmer eingesetzt worden. Daneben liegt eine ganze Reihe weiterer Studien vor, die sich mit vergleichbaren Fragestellungen beschäftigt haben.

Im Folgenden werden beispielhaft vier Studien kurz beschrieben, um die Bandbreite der gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse aufzuzeigen. Ein umfassenderer Überblick findet sich im Anhang von Lehr et al. (2014a). Nach der ersten von IHS im Auftrag des Verbandes der Chemischen Industrie (VCI) sind die Effekte der Energiewende stark negativ, die zweite des DIW berichtet dagegen sehr positive Effekte von verstärkten Energieeffizienzmaß-

nahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien. Die gesamtwirtschaftlichen Rechnungen im Rahmen der Energieszenarien 2010 werden als drittes kurz dargestellt. Danach wird eine Analyse der energie- und klimapolitischen Maßnahmen ab 1995 betrachtet. Schließlich lässt die KfW regelmäßig ex post die Gebäudesanierungsprogramme evaluieren, was für die Ex post-Betrachtung der Energiewende ebenfalls spannend ist und einen wichtigen Ausgangspunkt darstellt (vgl. Abschnitt 2.2.3).

2.3.4.1 VCI-Studie von IHS

Die IHS Global GmbH (Wiegert, Hounsell 2013) hat im Auftrag des VCI die Auswirkungen der Energiewende auf Energiekosten, Wettbewerbsfähigkeit und Wirtschaftswachstum untersucht. Dazu werden ein Hochpreisszenario und ein wettbewerbsfähiges Energieszenario verglichen. Das Hochpreisszenario nimmt einen weiterhin starken Zubau an erneuerbaren Energien und eine Abschaffung der Ausnahmenregelungen für energieintensive Industrien an. Das wettbewerbsfähige Energieszenario unterstellt einen weniger schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Beibehaltung der Ausnahmeregelungen für die energieintensiven Industriebetriebe sowie den verstärkten Einsatz von Erdgas anstelle von Kohle in der Wärmebereitstellung. Weitere, noch nicht detailliert beschriebene Annahmen führen dazu, dass die Gesamtkosten für das Stromsystem in diesem Szenario deutlich geringer sind. Die CO_2-Emissionen liegen höher als im Hochpreisszenario.

Der Vergleich beider Szenarien zeigt unter den gesetzten Annahmen die Vorteilhaftigkeit des wettbewerbsfähigen Energieszenarios bzw. hohe Kosten des Hochpreisszenarios. Sowohl das Bruttoinlandsprodukt (211 Mrd. EUR bzw. 6,2 % im Jahr 2030) als auch die Beschäftigungseffekte sind deutlich höher als im Hochpreisszenario bzw. im wettbewerbsfähigen Energieszenario deutlich niedriger als im Hochpreisszenario. Im Vergleich beider Szenarien zeigt sich, dass höhere Energiekosten vor allem der energieintensiven Industrie (Hochpreisszenario) sich negativ auf die Wettbewerbsfähigkeit und das Wirtschaftswachstum auswirken. Aus der Szenarienbeschreibung ist allerdings nicht eindeutig erkennbar, in welcher Größenordnung die Investitionen in erneuerbare Energien und auch die Beschäftigung im Bereich erneuerbare Energien sich in beiden Szenarien unterscheiden und damit das BIP beeinflussen.

Ein entscheidender Faktor für die Ergebnisse ist die Annahme, dass steigende Energiepreise sich in geringeren Investitionen niederschlagen und damit das Wirtschaftswachstum dämpfen. Höhere Energiepreise lösen demnach keine zusätzlichen Investitionen in lohnende Energieeffizienzmaßnahmen aus. Es bleibt unklar, welchen Anteil an den Gesamteffekten z. B. die Abschaffung der Ausnahmeregelungen für die Industrie hat. Insgesamt wird die Energiewende sehr umfassend definiert – das Hochpreisszenario als Referenz berücksichtigt verschiedene Entwicklungen und Annahmen, die nicht unbedingt der Energiewende zuzurechnen sind – und es wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Maßnahmen dämpfend auf die gesamtwirtschaftliche Aktivität wirkt. Dies erklärt, dass die negativen gesamtwirtschaftlichen Effekte des Hochpreisszenarios im Vergleich zum sehr positiv definierten wettbewerbsfähigen Energieszenario sehr hoch ausfallen.

Der Modellansatz verknüpft verschiedene Modelle. Wie genau das stochastische Industriesektormodell, eine Sozialrechnungsmatrix – es dürfte sich dabei um eine konstante Social Accounting Matrix handeln, die eine Erweiterung der Input-Output-Tabelle darstellt – sowie das makroökonomische IHS-Modell für Deutschland miteinander verbunden sind, bleibt unklar.

2.3.4.2 Gesamtwirtschaftliche Analysen mit SEEEM (DIW)

Das Modell SEEEM (Sectoral Energy-Economic Econometric Model) wurde vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) auf Basis des makroökonometrischen Mehrländermodell NiGEM (National Institute Global Econometric Model) entwickelt und um ein sektorales Teilmodul für Deutschland erweitert. Eine kurze Modellbeschreibung findet sich in Blazejczak et al. (2014, S. 50). SEEEM ist ein top-down Modell und wird von den Autoren als neokeynesianisches Modell klassifiziert.

Deutlich positive Auswirkungen ergeben sich bei einer gesamtwirtschaftlichen Analyse des Energiekonzepts der Bundesregierung im Jahr 2013 (Blazejczak et al. 2013). Zur Erreichung der im Energiekonzept definierten Ziele der Bundesregierung sind umfangreiche Investitionen sowohl zur Verbesserung der Energieeffizienz als auch bei der Umstellung der Energieerzeugung auf erneuerbare Energien notwendig. Das DIW geht von einem Investitionsbedarf in Höhe von 31–38 Mrd. EUR p.a. aus. Die durchgeführten Modellrechnungen beschränken sich allerdings auf den Bereich der erneuerbaren Energien. Basierend auf weiteren Annahmen, die der Leitstudie 2011 (DLR, IWES, IfnE 2012) entnommen wurden (z. B. Minderimporte fossiler Energieträger, Exporte von EE-Anlagen), errechnet das DIW für das Jahr 2030 ein um knapp drei Prozent höheres Bruttoinlandsprodukt im Politikszenario als im NULL-Szenario. Die Energiewende wird durch die Spiegelung an einem NULL-Szenario ohne jeglichen Ausbau erneuerbarer Energien seit 2000 sehr umfassend definiert. Die gesamtwirtschaftlichen Effekte fallen dadurch tendenziell höher aus.

Für das Umweltbundesamt werden mit SEEEM auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte von Energieeffizienzmaßnahmen berechnet (Blazejczak, Edler, Schill 2014). Im Fokus steht die energetische Sanierung des Wohnungsbestandes. Es wird unterstellt, dass sich die Sanierungsrate im Vergleich zu einem Basisszenario verdoppelt. Die dafür notwendigen energiebedingten Mehrinvestitionen werden in Höhe von 7,4 Mrd. EUR (2020) bis 14 Mrd. EUR (2050) spezifiziert. Die Energiekosteneinsparungen werden mit 3,8 Mrd. EUR (2020) bis 32 Mrd. EUR (2050) beziffert, basierend auf dem Energiepreispfad des Szenarios A der Langfristszenarien 2011 (DLR, IWES, IfnE 2012). Dahinter steht die Annahme starker Energiepreissteigerungen, was die positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte begünstigt. Weitere Effizienzmaßnahmen in den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie sind zusätzlich in die Analyse einbezogen worden. Diese Maßnahmen umfassen z. B. die energetische Sanierung in Nichtwohngebäuden und technische Verbesserungen in Querschnittstechnologien sowie branchenspezifischen Technologien (z. B. Grundstoffchemie). Die zusätzlichen Investitionen in diesen Bereichen werden nach den Berechnungen des DIW zwischen 4,2 Mrd. EUR (2020) und 4,7 Mrd. EUR (2050) betragen.

Die Energiekosteneinsparungen werden mit 6,4 Mrd. EUR (2020) bis 14,5 Mrd. EUR (2050) geschätzt (Blazejczak, Edler, Schill 2014).

Die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen vermehrter Energieeffizienzmaßnahmen sind durchweg positiv. Verglichen mit dem Referenzszenario liegt das BIP um bis zu ein Prozent p.a. höher. Die Beschäftigungseffekte können sich in einer Größenordnung von bis zu 340.000 Personen bewegen, wenn geeignete Arbeitskräfte zur Verfügung stehen und keine negativen Effekte infolge von Lohnsteigerungen entstehen. Die Beschäftigungseffekte des Modells sind stark von bestimmten Annahmen abhängig. Gesamtwirtschaftlich positive Effekte wurden auch bei den Alternativszenarien ermittelt, die Variationen bezüglich der Inputs (höhere spezifische Investitionskosten, geringere Energieeinsparerfolge und kürzere Amortisationszeiten) abbilden.

2.3.4.3 Energieszenarien 2010

Mit dem energie- und umweltökonomischen Top-down-Modell PANTA RHEI wird geprüft, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte in den Zielszenarien von einer weitgehenden Reduktion der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um vier bis 28 Jahre bis zum Jahr 2050 in Deutschland ausgehen (Prognos, EWI, GWS 2010). Dazu werden die Primärimpulse, die einzelwirtschaftlich aus den Bottom-up-Nachfrage- und Strommarktmodellen abgeleitet worden sind, in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, in dem sie zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen führen. In den Zielszenarien werden die Unterschiede zu einer Entwicklung abgebildet, wie sie durch das Referenzszenario beschrieben ist.

In Szenario IA, das eine geringe Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke von vier Jahren unterstellt, ergibt sich in den Jahren 2020 und 2030 nur ein sehr geringer BIP-Effekt. Die Beschäftigungswirkungen sind allerdings im Jahr 2030 mit einem Rückgang von knapp 63.000 gegenüber der Referenz deutlich negativ. Einem zusätzlichen Investitionsbedarf von rund 15 Mrd. EUR jährlich, der sich kurzfristig zumindest teilweise auch in höherer Nachfrage niederschlägt, stehen auf dem Strommarkt höhere Großhandelspreise gegenüber, die vor allem stromintensive Industriekunden prozentual am stärksten belasten.

Die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse sind von einigen Annahmen abhängig, die insbesondere die internationale Entwicklung (internationales Klimaschutzabkommen) und die kostengünstige Umsetzung der notwendigen Maßnahmen betreffen. Sonst wären die gesamtwirtschaftlichen Effekte negativer ausgefallen.

PANTA RHEI ist ein zur Analyse umweltökonomischer Fragstellungen entwickeltes Simulations- und Prognosemodell für die Bundesrepublik Deutschland. Das Modell erfasst den langfristigen Strukturwandel in der wirtschaftlichen Entwicklung sowie in den energie- und umweltökonomischen Interdependenzen. Mengen- und Preisentwicklungen werden simultan bestimmt. Verhaltensparameter werden auf Basis der Vergangenheitsentwicklung ökonometrisch geschätzt. Es verbindet Ansätze aus verschiedenen Theorierichtungen und ist offen für Informationen aus spezifischen Bottom-up-Modellen.

2.3.4.4 „Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012“

Das Modell PANTA RHEI ist auch eingesetzt worden, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte der zwischen 1995 und 2012 umgesetzten Maßnahmen in den Bereichen, Energieeffizienz sowie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu ermitteln (Lehr et al. 2013). Hierbei ging es besonders darum aus den in der Vergangenheit durchgeführten Maßnahmen Schlüsse auf die Effekte der Energiewende zu ziehen, da für eine umfassende gesamtwirtschaftliche Modellanalyse der Energiewende die vorliegenden Daten noch zu lückenhaft sind.

Im Bereich der Energieeffizienz liefert der zweite Nationale Energieeffizienz-Aktionsplan NEEAP (BMWi 2011) der Bundesregierung die Inputdaten. Er enthält Angaben zu den nach Top-down- und Bottom-up-Ansätzen ermittelten Energieeinsparungen für die folgenden Sektoren bzw. Anwendungsbereiche: Gebäude und Anlagen, Geräte und Beleuchtung, Industrie und Gewerbe, Verkehr, Querschnitt und Öffentlicher Sektor. Viele dieser Maßnahmen sind längst abgeschlossen und finanziert, während die Energieeinsparungen von Dauer sind. Entsprechend ist es nicht verwunderlich, dass die gesamtwirtschaftlichen Effekte in den Jahren 2010 bis 2012 positiv sind und mit den deutlich steigenden Energieimportpreisen bis 2012 die Vorteilhaftigkeit deutlich zunimmt. Die gesamtwirtschaftlichen Effekte im Jahr 2012 betragen knapp 18 Mrd. EUR (BIP) bzw. gut 230 Tausend zusätzlich Beschäftigte. Die Analyse zeigt auch, dass der autonome bzw. marktgetriebene Fortschritt bei der Energieeffizienz im Zeitraum 1995 bis 2012 zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten in ähnlicher Größenordnung geführt hat.

Die Analyse, die sich im Wesentlichen auf den Zeitraum vor der Energiewende bezieht, zeigt, dass die Entwicklung einer Referenzentwicklung, an der energie- und klimapolitische Maßnahmen gespiegelt werden, wesentlich für die Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Effekte ist. Das Vorgehen verdeutlicht auch die Bedeutung von marktgetriebenen Entwicklungen und technischem Fortschritt.

2.3.5 Einordnung

Allein die Auflistung der vier ausgewählten Modellierungsstudien sowie die Evaluation der KfW-Programme in Abschnitt 2.2.3 zeigt eine große Bandbreite möglicher Effekte der Energiewende. Der Vergleich der Ergebnisse wird durch die Wahl unterschiedlicher Referenzen, unterschiedlicher unterstellter Maßnahmenkombinationen und unterschiedlicher Wirkungsmechanismen der eingesetzten gesamtwirtschaftlichen Modelle erschwert. Ganz zentral ist es vor diesem Hintergrund, die Definition der Energiewende und der Maßnahmen, die zu ihrer Erreichung gegenüber einer angemessenen Referenzentwicklung notwendig sind, transparent zu beschreiben.

Zentraler Vorteil der gesamtwirtschaftlichen Modelle ist die vollständige Abbildung aller Rückkopplungseffekte im konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmen. Dem stehen als Nachteil aufwändige Erstellungs- und Aktualisierungsprozesse gegenüber. Außerdem sind die amtlichen Strukturdaten teils erst mit größerer zeitlicher Verzögerung verfügbar. Dass

alle für die Energiewende wichtigen Entwicklungen darin an der richtigen Stelle verbucht sind, ist eher nicht zu erwarten (vgl. auch Kapitel 7).

2.4 Einfache Kostenabschätzungen

Einfache Kostenabschätzungen erreichen in der Öffentlichkeit oft eine hohe Aufmerksamkeit. Bei den Kostenrechnungen von Altmaier (FAZ vom 19.02.2013) und dem Forum für Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) handelt es sich nicht um gesamtwirtschaftliche Analysen. Transparenz, etwa mit Blick auf die unterstellte Referenz, fehlt, Systemgrenzen bleiben unklar. Eher sind es einfache Gegenüberstellungen von Kosten- und Kostenvermeidungskategorien, die zumindest teilweise auf Analysen Dritter basieren und nicht unbedingt konsistent sein müssen. Der Kostenbegriff ist problematisch, weil eher die Höhe des energiepolitischen Eingriffs gemeint ist.

Tabelle 2-2: Kosten der Energiewende nach Altmaier und FÖS

Kostenkategorie	Altmaier	FÖS
Differenzkosten EE Bestandsanlagen	317 Mrd. EUR	203 Mrd. EUR
Davon bereits bezahlt (bis 2012)	67 Mrd. EUR	
Davon noch zu zahlen (2013 bis 2022)	250 Mrd. EUR	
Differenzkosten EE Neuanlagen bis 2040	360 Mrd. EUR	
Vermiedene Investitionen in konventionelle Energien	k. A.	
Merit-Order-Effekt	k. A.	
Vermiedene Kosten durch Umweltschäden (nur Strom)	k. A.	-362 Mrd. EUR
Kosten für Netzausbau, Energiespeicher etc.	300 Mrd. EUR	k. A.
Summe	**977 Mrd. EUR**	**-159 Mrd. EUR**

Quelle: Reuster, Küchler 2013

Der Vergleich der Kostenrechnung von Altmaier und FÖS in Tabelle 2-2 zeigt deutlich die Bandbreite, die sich durch eine unterschiedliche Kostendefinition bei einfachen Abschätzungen ergeben kann. Nach Altmaier kostet die Energiewende ca. eine Billion Euro, während die Berechnungen des FÖS sogar einen Vorteil in Höhe von 159 Mrd. EUR ergeben (Reuster, Küchler 2013).

Der Großteil der Kostendifferenz zwischen beiden Ansätzen ergibt sich durch die Berücksichtigung der vermiedenen Investitionen in konventionelle Energietechnologien (ca. 76 Mrd. EUR), vermiedene externe Kosten durch Umweltschäden (-362 Mrd. EUR) in den

Berechnungen des FÖS sowie die Berücksichtigung der Kosten für Netzausbau und Energiespeicher bei Altmaier (300 Mrd. EUR).

2.5 Zusammenfassende Beurteilung

Zur Beurteilung der Energiewende können grundsätzlich zwei Methoden, Indikatorenanalyse und gesamtwirtschaftliche Modellanalyse, angewendet werden. Während die Indikatorenanalyse vor allem zeitnah mögliche Zielverfehlungen aufzeigen kann, zeigt die gesamtwirtschaftliche Modellanalyse die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewendemaßnahmen auf. Als Zwischenstufe sind regelmäßige Politikevaluationen zentraler Maßnahmenbereiche wie der Gebäudesanierung zu sehen, die keine gesamtwirtschaftlichen Rückkopplungseffekte enthalten, aber zum einen zeitnah erste Informationen liefern und zum zweiten wichtigen Grundlage der umfassenden Modellanalysen sind. Dabei handelt es sich um Partialmodelle und teils statische Input-Output-Modelle.

Eine Gesamtbewertung und -steuerung der Energiewende ist anhand von Indikatoren nicht möglich. Sie können Rückkopplungen, Überschneidungen, verstärkende und gegenläufige Effekte nicht abbilden.

Für entsprechende Betrachtungen wurde in den letzten Jahren deshalb vor allem auf gesamtwirtschaftliche Modellanalysen zurückgegriffen. In Modellanalysen können auch Indikatoren integriert und fortgeschrieben werden. Bottom-up-Analysen erfassen maßnahmenscharf Effekte auf einzelwirtschaftlicher Ebene. Gesamtwirtschaftliche Modellansätze können die Detailinformationen verdichten und in einem konsistenten Modellrahmen analysieren. Als vorteilhaft erweist sich insbesondere die Kombination von beiden Ansätzen.

Sowohl die Indikatorenanalyse als auch die verschiedenen Formen der komplexeren Modellanalyse habe ihre Bedeutung für die Evaluation der Energiewende. Sie ergänzen sich zu einem Gesamtbild. Dagegen ist bei einfachen Kostenschätzungen große Vorsicht geboten, wenn sie von der Öffentlichkeit unreflektiert als Kosten oder Vorteile der Energiewende interpretiert werden.

3 SZENARIENDEFINITION

3.1 VORGEHENSWEISE

Im Kern des Projekts „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ steht der Vergleich zweier Szenarien. Das Szenario **Energiewende (EW)** basiert ex post auf den Ist-Werten. Die tatsächliche Entwicklung bis zum Jahr 2013 wird als Umsetzung der Energiewende interpretiert. Für den Zeitraum 2014 bis 2020 wird die aus Sicht der Gutachter wahrscheinliche Entwicklung als Energiewende interpretiert. Sie entspricht der bis Anfang 2014 entwickelten Energiereferenzprognose der Gutachter (Prognos, EWI, GWS 2014).

Das **kontrafaktische Szenario (KS)** dient dazu, Wirkungszusammenhänge der Energiewende zu untersuchen. Durch Betrachtung von Differenzen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario lassen sich Effekte der bislang vollzogenen Energiewende ex post (Zeitraum 2010–2013) sowie der absehbaren Energiewende ex ante (2014–2020) aufzeigen.

Die Analyse von kontrafaktischem Szenario und Energiewendeszenario soll somit den Monitoring-Prozess der Bundesregierung unterstützen. Sie kann einen Beitrag dazu leisten, eventuelle Defizite in der Umsetzung zu identifizieren und möglichen Nachsteuerungsbedarf festzustellen.

Die Szenarien werden für die Bereiche Rahmendaten, Strommarkt und Energienachfrage definiert. Die getroffenen Annahmen bestimmen die Modellergebnisse. Die Plausibilität der Szenariendefinition ist damit wesentlich für die Akzeptanz der Ergebnisse.

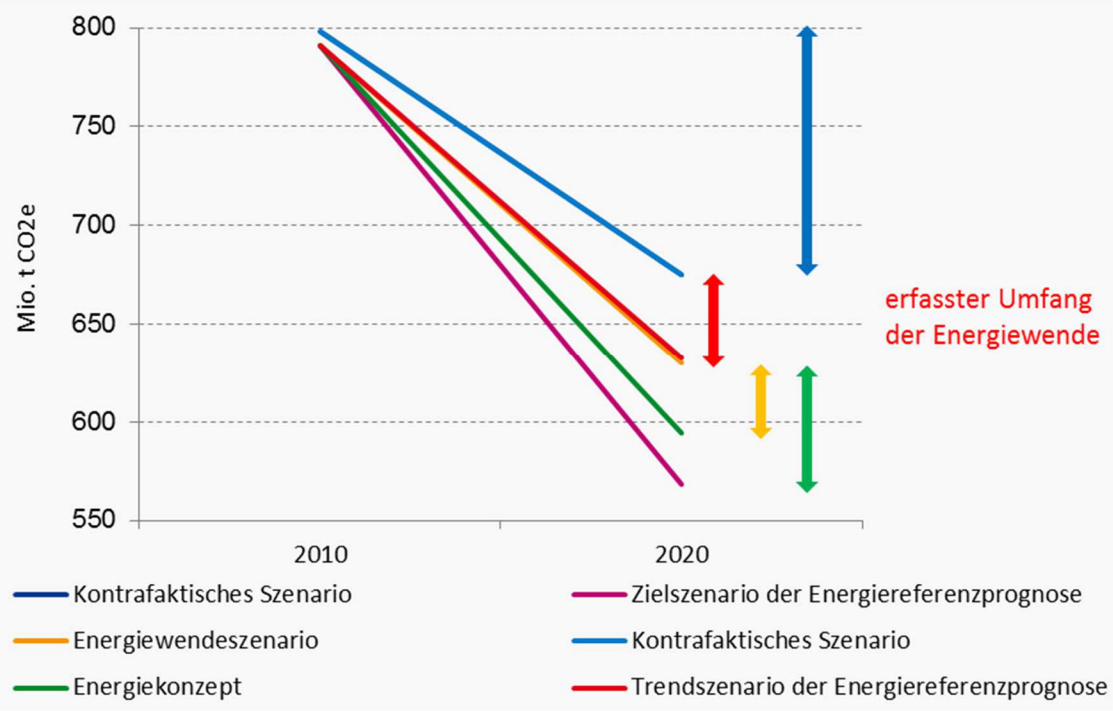
Die Szenariendefinition orientiert sich an folgender Grundidee: Als Rahmendaten insbesondere zu Bevölkerung, Wirtschaft und internationalen Energiepreisen werden die in der Vergangenheit beobachteten und aktuell für die mittlere Frist erwarteten Größen einheitlich für beide Szenarien verwendet. Sie entsprechen der aktuellen Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014). Das kontrafaktische Szenario stützt sich auf den Wissensstand und die Erwartungen des Frühjahrs 2010, die in die Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos, EWI, GWS 2010) eingegangen sind. Als Alternative wird eine Sensitivität „Freeze“ gerechnet, die den Politikstand auf der Maßnahmenebene im Jahr 2010 einfriert.

Die zentrale Funktionsfähigkeit des Modellverbundes zur endogenen Erfassung unterschiedlicher Entwicklungen auf den Energiemärkten und den damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Differenzen zwischen den beiden Szenarien wie in früheren Projekten bleibt selbstverständlich erhalten.

An dieser Stelle ist es wichtig, auf die zentrale Bedeutung der hier getroffenen Szenarioannahmen für die ermittelten gesamtwirtschaftlichen Effekte der so definierten Energiewende einzugehen. Grundsätzlich sind verschiedene Optionen denkbar und mit dem

Auftraggeber zu Projektbeginn diskutiert worden. So könnten die Szenarien bereits zu einem deutlich früheren Zeitpunkt auseinanderlaufen, wenn in die Energiewende auch umgesetzte Maßnahmen seit dem Jahr 1995 oder 1998 enthalten sein sollen. Auch könnte das Szenario Energiewende in Anlehnung an das Zielszenario, das im Rahmen der Energiereferenzprognose entwickelt wurde, definiert werden. In beiden Fällen wäre die Energiewende umfassender definiert und würden entsprechend größere Effekte betrachtet.

Abbildung 3-1: Umfang der THG-Minderung in Mio. t CO_2-Äquivalenten im Zeitraum 2010 bis 2020, der in den Berechnungen erfasst wird



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-1 verdeutlicht den Umfang, in dem hier die Energiewende in den Berechnungen erfasst wird. Der rote Pfeil zeigt den Umfang der THG-Minderung in den Jahren 2010 bis 2020 als Differenz von EW-Szenario zu kontrafaktischem Szenario. Der blaue Pfeil beschreibt den größten Teil der THG-Minderung, der sich bereits im kontrafaktischen Szenario ergeben würde. Darin sind sowohl Minderungen im Rahmen des (autonomen) technischen Fortschritts als auch durch das EU-ETS enthalten, auf die die deutsche Politik direkt keinen Einfluss hat. Der orange Pfeil verdeutlicht die THG-Minderung, die im EW-Szenario noch fehlt, um das THG-Minderungsziel nach Energiekonzept zu erreichen (zu den Gründen für die erwartete Zielverfehlung vgl. Prognos, EWI, GWS 2014). Im Rahmen dieses Gutachtens werden die, bis 2020 insgesamt geringen, gesamtwirtschaftlichen Effekte dargestellt, die sich ergeben würden, wenn nicht nur das THG-Minderungsziel, sondern auch die übrigen Ziele des Energiekonzepts bis zum Jahr 2020 erreicht werden und damit das THG-Minderungsziel sogar übererfüllt würde (grüner Pfeil).

Da die politischen Entscheidungen zur Energiewende und zum Monitoring aber in den Jahren 2010 und 2011 getroffen worden sind, erscheint eine Einbeziehung zeitlich früherer Entwicklungen nicht angemessen. In Kapitel 7 wird auf die Bedeutung dieser Annahmen für die Ergebnisse eingegangen.

3.2 STROMMARKT

Im Bereich Strommarkt sind insbesondere die nachfolgenden Parameter für das kontrafaktische Szenario zu definieren: i) Brennstoff- und CO_2-Preise, ii) Kernenergie, iii) erneuerbare Energien, iv) abgeleitete Parameter.

3.2.1 Brennstoff- und CO_2-Preise

Brennstoffpreise und CO_2-Preise unterliegen globalen und europaweiten Einflüssen und werden durch die Energiewende nur vergleichsweise wenig beeinflusst. Daher werden für diese Rahmendaten im kontrafaktischen Szenario und im Energiewendeszenario die gleichen Annahmen getroffen.

Die Dynamiken der Brennstoff- und CO_2-Zertifikatpreise sind komplex. Aus einer Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren, die sich auf Angebots- und Nachfrageeffekte zurückführen lassen, bilden sich Öl-, Kohle- und Gaspreise auf internationalen Märkten. Ähnliches gilt für die Preise der CO_2-Zertifikate, welche vor allem durch Vermeidungskosten und die europäische Nachfrage nach Emissionszertifikaten bestimmt werden.

Gegenüber den Annahmen der Energieszenarien 2010 haben sich einige Determinanten der Brennstoff- und CO_2-Preise weiterentwickelt. Beispielsweise sind die Auswirkungen der Wirtschaftskrise in Europa stärker als erwartet, was u. a. zu einem deutlichen Abflachen der CO_2-Zertifikatspreise geführt hat. Auch führt der Shale-Gas-Boom in den USA zu deutlichen Effekten, nicht nur auf globalen Erdgas-, sondern auch Kesselkohlemärkten. Daher orientieren wir uns an den Preisannahmen der Energiereferenzprognose 2014. Dabei wird unter Berücksichtigung vergangener und erwarteter zukünftiger Preise die jährliche Entwicklung bis 2020 bestimmt.

3.2.1.1 Rohöl

Mittelfristig wächst die Rohölnachfrage vor allem durch einen deutlichen Verbrauchsanstieg im Verkehrssektor der Entwicklungs- und Schwellenländer. Dieser preistreibende Effekt wird durch geopolitische Risiken sowie den zunehmenden Reifegrad europäischer und sibirischer Rohölfelder verstärkt. In der kurzen Frist wirken allerdings Ausweitungen der Förderkapazitäten und daraus resultierende Überkapazitäten der OPEC preisdämpfend. Daraus ergibt sich ein moderater Anstieg des realen Rohölpreises bis 2020 auf 117 USD_{2011}/bbl. Der angenommene Preisverlauf ist in Tabelle 3-1 und Abbildung 3-2 dargestellt.

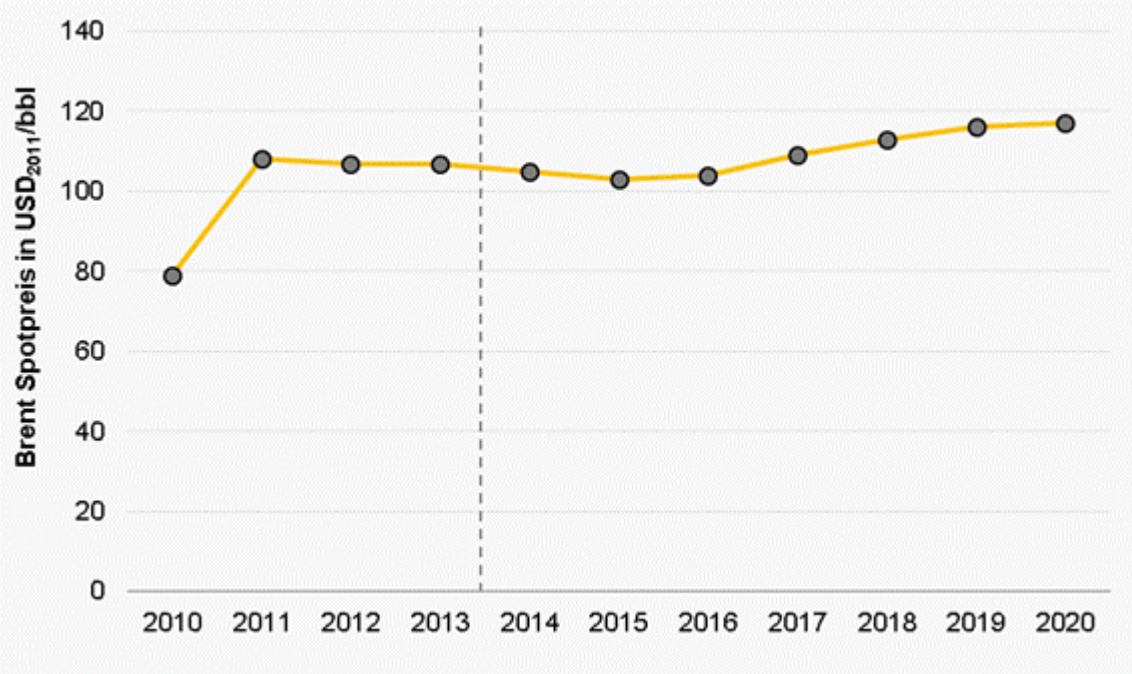
Tabelle 3-1: Reale Preisentwicklung für Rohöl, 2010–2020, in USD/bbl, Basis 2011

Ex post	2010	2011	2012	2013
Brent Spotpreis USD_{2011}/bbl	79	108	107	107

Ex ante	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Brent Spotpreis USD_{2011}/bbl	105	103	104	109	113	116	117

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-2: Reale Preisentwicklung für Rohöl, 2010–2020, in USD/bbl, Basis 2011



Quelle: GWS/Prognos/EWI2014

3.2.1.2 Kesselkohle

Die Entwicklung des globalen Marktes für Kesselkohle ist bestimmt von steigender Nachfrage in Asien. Diese wirkt sich zum einen direkt auf der Nachfrageseite aus, zum anderen wird das Potential für Steigerungen der Exporte in asiatischen Ländern, z. B. in Indonesien und Vietnam, aufgrund der steigenden inländischen Nachfrage beschränkt. Hinzu kommen niedrige Preise für CO_2-Zertifikate in Europa in der mittleren Frist, was die Stromerzeugung aus Kohlen und damit die europäische Nachfrage nach Kesselkohle stützt. Vor diesem Hintergrund und verbunden mit der Erwartung steigender Förderkosten in wesentlichen Exportländern sowie steigenden seewärtigen Transportkosten nehmen wir bis 2020 einen realen Preisanstieg für nordwesteuropäische Kesselkohleimporte (ARA) um

rund 20 % gegenüber 2012 an. Der Preisverlauf ist in Tabelle 3-2 und Abbildung 3-3 dargestellt.

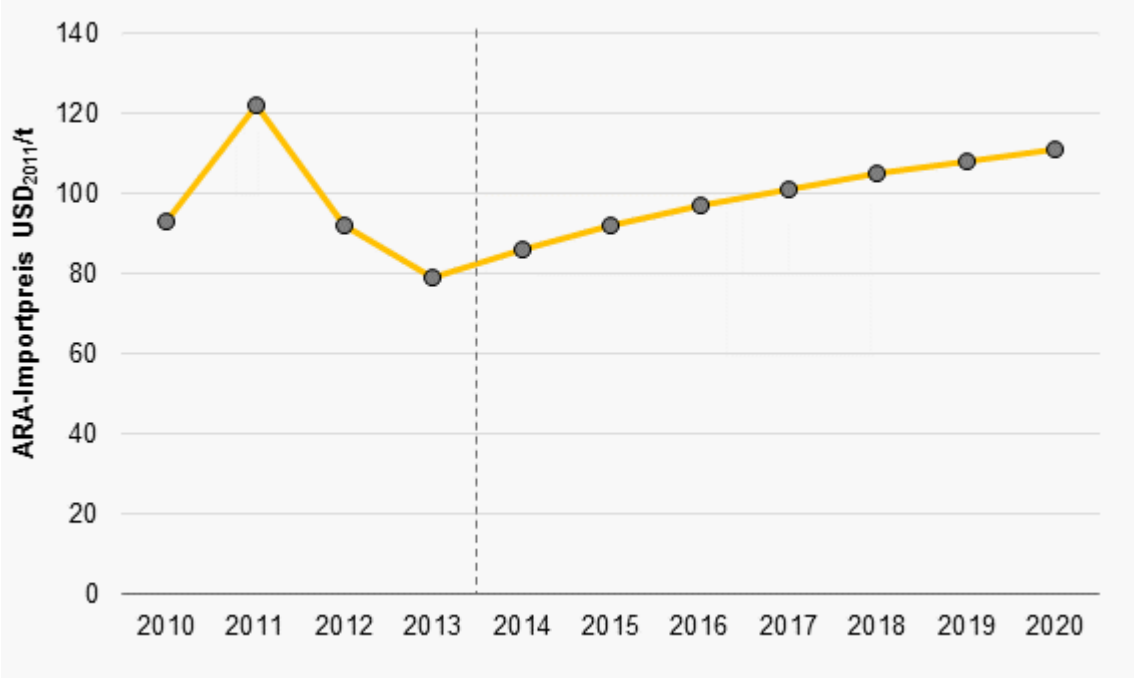
Tabelle 3-2: Reale Preisentwicklung für Kesselkohle, 2010–2020, in USD/t, Basis 2011

Ex post	2010	2011	2012	2013
ARA-Importpreis USD_{2011}/t	93	122	92	79

Ex ante	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ARA-Importpreis USD_{2011}/t	86	92	97	101	105	108	111

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-3: Reale Preisentwicklung für Kesselkohle, 2010–2020, in USD/t, Basis 2011



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.2.1.3 Erdgas

In der europäischen Erdgasversorgung wird mittelfristig u. a. durch zunehmende Energieeffizienzverbesserungen und alternative Heizungssysteme eine abnehmende Nachfrage vor allem im Raumwärmesektor erwartet. Hinsichtlich des europäischen Erdgasangebots wird angenommen, dass die Fördermengen aus den Niederlanden und Großbritannien rückläufig sind. Bis 2020 wird der globale Erdgasmarkt maßgeblich durch eine zunehmende Preiskonvergenz der drei globalen Marktregionen (Nord-) Amerika, Europa und Asien geprägt. Ursache hierfür ist der Anstieg des globalen LNG-Handels als Form der regiona-

len Preisarbitrage. Während in den USA der Erdgasverbrauch aufgrund des dort niedrigen Gaspreisniveaus weiter wächst, was CO_2-Minderungen zukünftig erleichtern wird, steigt die Erdgasnachfrage in Asien vor allem durch zunehmende Klimaschutzanstrengungen in China, welche sich unter anderem an der Diskussion um eine CO_2-Steuer in China veranschaulichen lassen. Unter Berücksichtigung dieser Trends gehen wir bis 2020 von einem Anstieg des realen Erdgaspreises in Deutschland um rund 20 % gegenüber 2012 aus. Tabelle 3-3 und Abbildung 3-4 zeigen die angenommene Preisentwicklung.

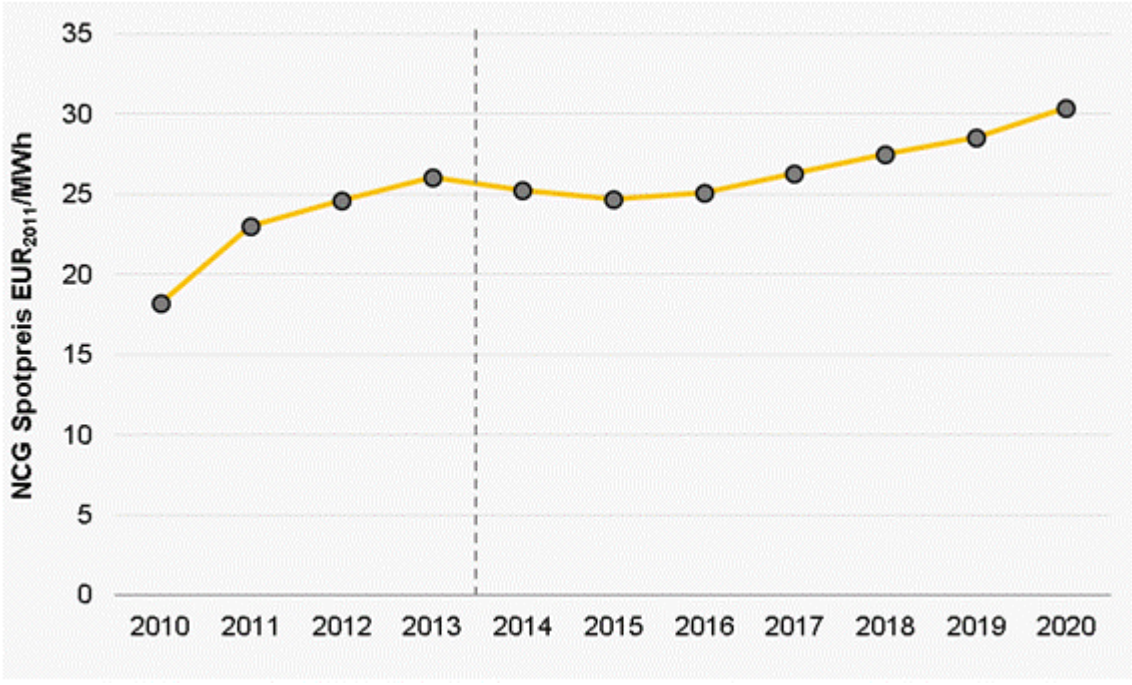
Tabelle 3-3: Reale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2010–2020, in EUR/MWh, Basis 2011

Ex post	2010	2011	2012	2013
NCG Spotpreis EUR_{2011}/MWh	18	23	25	26

Ex ante	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NCG Spotpreis EUR_{2011}/MWh	25	25	25	26	28	29	30

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-4: Reale Entwicklung des deutschen Großhandelspreises für Erdgas, 2010–2020, in EUR/MWh, Basis 2011



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.2.1.4 Braunkohle

Braunkohle wird aufgrund des vergleichsweise niedrigen Energiegehalts grubennah verstromt und somit nicht international gehandelt. Folglich sind für die Kosten der Braunkohle in der Stromerzeugung die lokalen Förderkosten relevant. Für den Kraftwerkseinsatz sind weiterhin die kurzfristigen variablen Kosten der Braunkohleförderung, die etwa 30 % der Braunkohlevollkosten ausmachen, entscheidend. Diese werden für den Zeitraum bis 2020 als real konstant zu 0,4 EUR_{2011}/GJ angenommen.

3.2.1.5 CO_2-Zertifikate

Die Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2007 und die damit verbundene Dämpfung des Energieverbrauchs sowie eine zunehmende Anrechnung von internationalen Emissionsrechten (nach den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls Joint Implementation (JI), Clean Development Mechanism (CDM) und International Emission Trading (IET)) führen absehbar zu einem Überschuss an Emissionsrechten in der aktuellen Handelsperiode des EU-ETS bis 2020 in Höhe von geschätzt 1,8 Milliarden Tonnen CO_2 (1,8 Gt CO_2 – zum Vergleich betrugen die gesamten gemeldeten Emissionen im Jahr 2011: 1,9 Gt CO_2). Dieser Überschuss resultierte in einem deutlichen Rückgang des Zertifikats-Preisniveaus.

Vor diesem Hintergrund wurde auf europäischer Ebene eine Entscheidung zur Zurückhaltung von insgesamt 900 Millionen Zertifikaten in den Jahren 2014 bis 2016 getroffen (Backloading). Diese zurückgehaltenen Zertifikate werden planmäßig in den Jahren 2019 und 2020 wieder versteigert.

Ausgehend von dieser Situation gehen wir trotz des Backloadings von einem geringen Anstieg des Preisniveaus von ungefähr vier Euro pro Tonne CO_2 Mitte 2013 auf zehn Euro pro Tonne CO_2 im Jahr 2020 aus. Hierbei wurde die Möglichkeit eines Übertrages von Emissionsrechten in die Folgeperiode des ETS nach 2020 (das sogenannte Banking) berücksichtigt. Der Preisverlauf in den einzelnen Stichjahren bis 2020 orientiert sich an aktuellen Marktergebnissen auf den Future-Märkten für Emissionsrechte. Tabelle 3-4 und Abbildung 3-5 stellen die angenommene Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise dar.

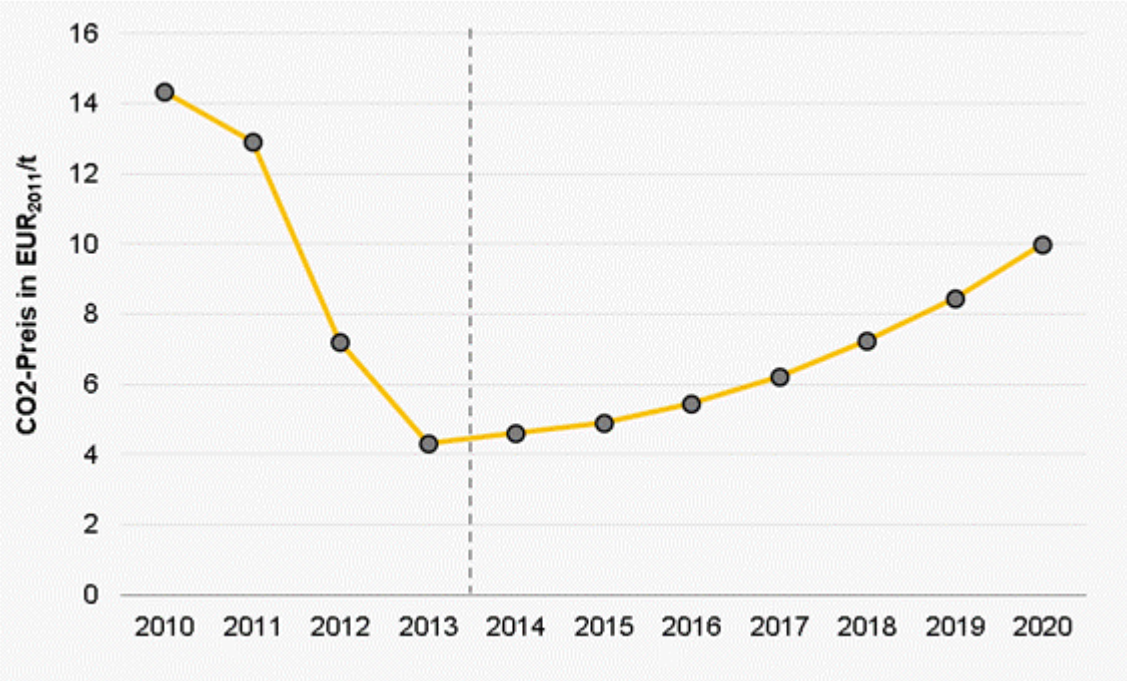
Tabelle 3-4: Reale CO_2-Zertifikatspreise, 2010–2020, in EUR/t CO_2, Basis 2011

Ex post	2010	2011	2012	2013
CO_2-Preis in EUR_{2011}/t CO_2	14,3	12,9	7,2	4,3

Ex ante	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO_2-Preis in EUR_{2011}/t CO_2	4,6	4,9	5,5	6,2	7,2	8,5	10,0

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-5: Reale CO_2-Zertifikatspreise, 2010–2020, in EUR/t CO_2, Basis 2011



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

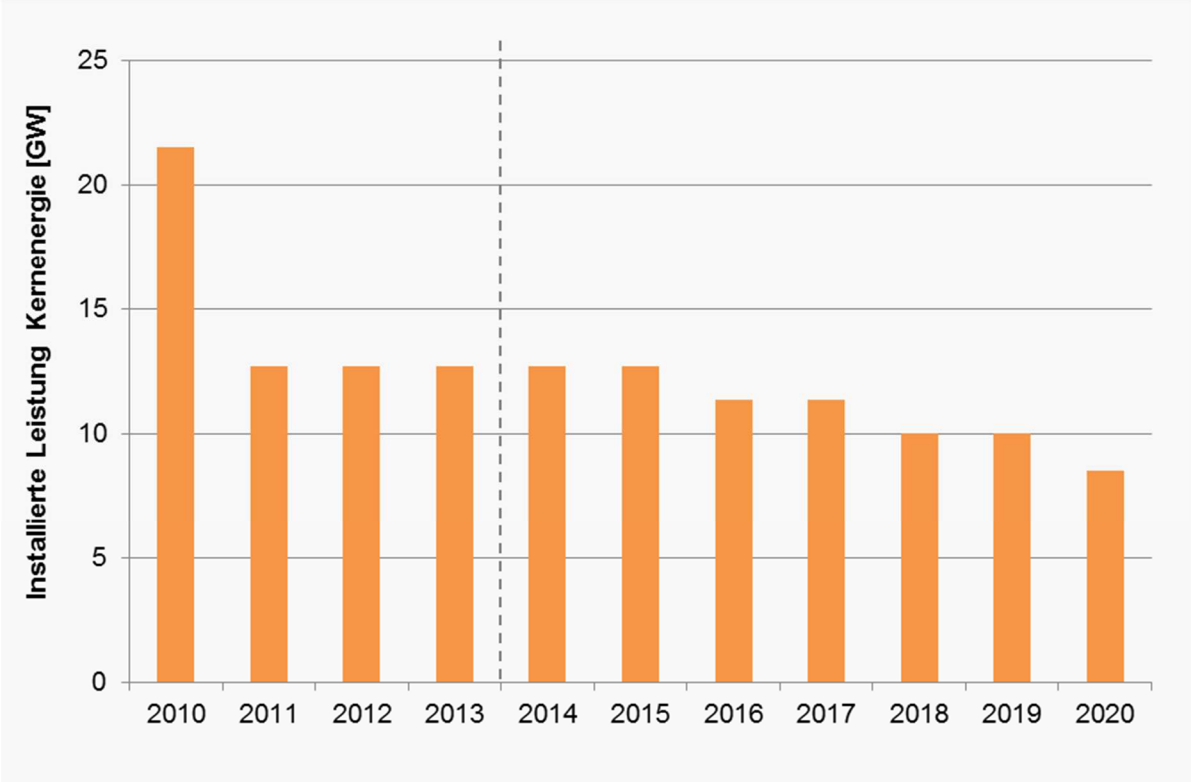
3.2.2 Kernenergie

Der Kernenergieausstieg in Deutschland wurde erstmals durch die Novellierung des Atomgesetzes (AtG) 2002 gesetzlich festgelegt. Im Jahr 2010 wurde die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke verlängert und somit der ursprüngliche Ausstiegspfad modifiziert. Infolge der Unfälle in Fukushima wurde das Atomgesetz im Jahr 2011 erneut novelliert. Dabei wurden die sofortige Stilllegung von acht Kernreaktoren sowie der schrittweise vollständige Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 festgelegt.

Vor diesem Hintergrund ist zu beachten, dass der Begriff der Energiewende im öffentlichen und politischen Verständnis stark mit dem Atomausstieg verbunden ist, der als integraler Bestandteil der Energiewende gesehen wird. Gleichzeitig besteht ein breiter politischer Konsens für den Atomausstieg, der somit aktuell nicht zur Disposition steht. Mit Blick auf das Ziel des Monitorings, politischen Nachsteuerungsbedarf zu identifizieren, ist es daher zweckmäßig, den Effekt alternativer Kernkraftwerkslaufzeiten nicht zu betrachten, d.h. die Laufzeiten der Kernenergie im kontrafaktischem Szenario und Energiewendeszenario identisch abzubilden. Ansonsten würden die zu untersuchenden Effekte der Energiewende von den nicht interessierenden Wirkungen alternativer Kernkraftwerkslaufzeiten überlagert und die Interpretation der Ergebnisse erschwert. Grundlage

für den Atomenergieausstiegspfad in beiden betrachteten Szenarien bildet folglich das AtG 2011. Dies entspricht den Annahmen der Energiereferenzprognose 2014. Abbildung 3-6 stellt den Ausstiegspfad nach AtG 2011 bis 2020 grafisch dar.[1]

Abbildung 3-6: Entwicklung der installierten Leistung von Kernkraftwerken nach AtG 2011, 2010–2020, in GW



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.2.3 Erneuerbare Energien

Im **Energiewendeszenario** werden die zu erwartenden Entwicklungen der erneuerbaren Energien für Deutschland bis 2020 abgebildet. Dies erfolgt auf Basis der Rahmenergebnisse aus der Energiereferenzprognose 2014.

Im Energiewendeszenario werden die erneuerbaren Energien ex post durch historische Erzeugungswerte sowie installierte Kapazitäten abgebildet. Für den Zeitraum von 2013 bis 2020 wird eine vereinfachte Entwicklung für die installierte Kapazität der erneuerbaren

[1] Es wird angenommen, dass das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld Ende 2015 vom Netz geht. Eine aktuell diskutierte vorzeitige Abschaltung durch den Kraftwerksbetreiber wird damit nicht berücksichtigt.

Energien unterstellt. Die installierten Kapazitäten für Onshore- und Offshore-Windenergie, Biomasse sowie Geothermie werden fortgeschrieben und erreichen im Jahr 2020 die Werte der Energiereferenzprognose. Für die Offshore-Windenergie in Deutschland wird im Jahr 2020 eine installierte Kapazität von fünf Gigawatt angenommen. Damit liegt die gesamte installierte Wind offshore Kapazität um 1,5 GW unter den aktuellen Annahmen des Koalitionsvertrags, was größtenteils auf Verzögerungen beim Netzanschluss zurückzuführen ist. Die Kapazität Wind onshore wird bis 2020 jährlich um ca. 0,9 GW ausgebaut. Der Zubau von Biomasse ist relativ gering und erfolgt größtenteils aufgrund von Abfall- oder Reststoffen. Für PV bleibt das Instrument des „atmenden Deckels" bestehen. Zwischen 2018 und 2019 wird dieser 52 GW Deckel erreicht, danach werden PV Anlagen nicht mehr gefördert. Darüber hinaus gehender PV-Zubau erfolgt ohne Förderung durch das EEG, vornehmlich für die Eigenerzeugung. Bis 2020 werden PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 2,9 GW pro Jahr installiert. Dieser jährliche PV-Zubau liegt damit etwa 0,3 GW über den Annahmen des Eckpunktepapiers für die EEG-Reform. Tabelle 3-5 zeigt die für das EW-Szenario unterstellten Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien.

Tabelle 3-5: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im Energiewendeszenario, 2009–2020, in MW

	Energiewendeszenario											
	Ex post					Ex ante						
Installierte Leistung [MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind offshore	78	285	330	435	1.006	1.576	2.147	2.718	3.288	3.859	4.429	5.000
Wind onshore	25.614	26.895	28.730	30.869	31.729	32.589	33.449	34.310	35.170	36.030	36.890	37.750
PV	10.566	17.554	25.039	32.643	35.987	38.854	41.721	44.587	47.454	50.321	53.187	56.054
Biomasse	4.327	4.483	5.913	7.144	7.354	7.564	7.774	7.985	8.195	8.405	8.615	8.825
Geothermie	8	8	8	12	23	34	45	56	66	77	88	99

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios im Bereich der erneuerbaren Energien richtet sich nach dem Referenzszenario der Energieszenarien 2010 (Prognos, EWI, GWS 2010). Dieses wurde in Abstimmung mit BMWi, BMU und Bundeskanzleramt im Jahr 2010 entwickelt. Der tatsächliche Ausbau der erneuerbaren Energien, der über die in diesem Referenzszenario („ohne Energiewende") definierten Ausbaupfade hinaus stattgefunden hat, wird somit der Energiewende zugerechnet.

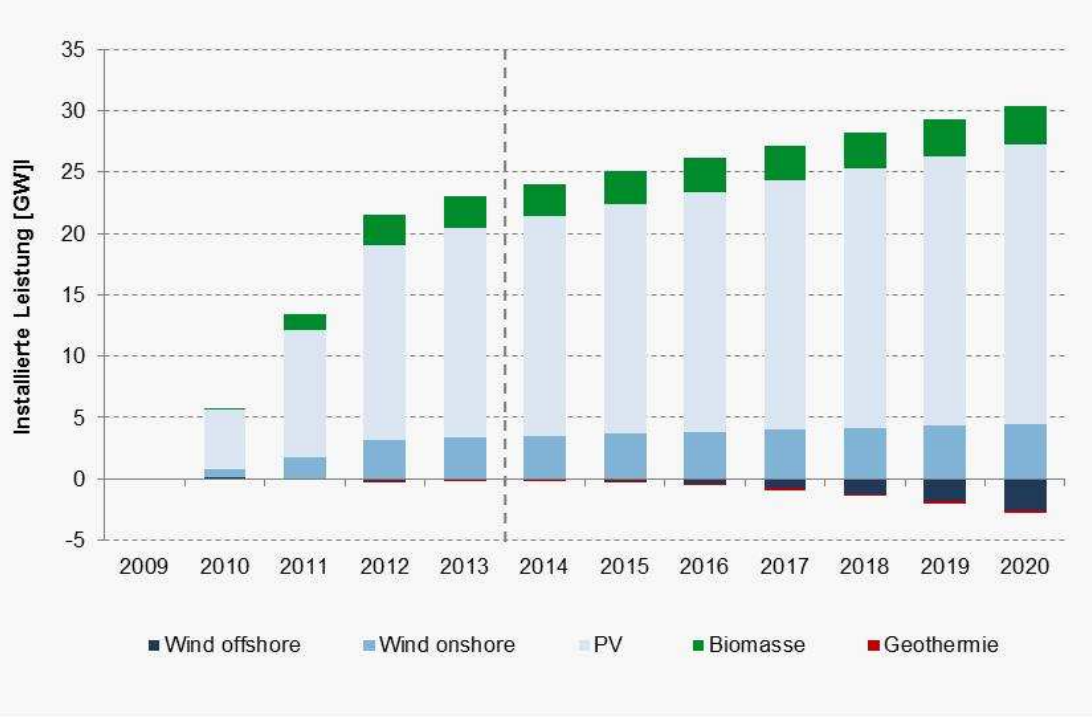
Im kontrafaktischen Szenario sind bei den meisten EE-Technologien geringere Werte für die installierte Kapazität bis 2020 unterstellt. Dennoch wird auch im kontrafaktischen Szenario von einer gewissen Ausbaudynamik bei den erneuerbaren Energien ausgegangen. Dies gilt insbesondere für die Photovoltaik und die Onshore-Windenergie. Die Entwicklung der Offshore-Windenergie wurde im Rahmen der Energieszenarien 2010 bis zum Jahr 2020 optimistischer gesehen. Der Effekt der Energiewende ergibt sich folglich aus der Differenz zwischen den angenommenen Ausbaupfaden in den beiden Szenarien. Die exakten Ausbaupfade der erneuerbaren Energien im kontrafaktischen Szenario sind in Tabelle 3-6 dargestellt. Abbildung 3-7 zeigt zudem die Differenzen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario grafisch.

Tabelle 3-6: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in MW

	Kontrafaktisches Szenario											
	Ex post					Ex ante						
Installierte Leistung [MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind offshore	78	140	327	637	1.073	1.632	2.316	3.124	4.057	5.113	6.295	7.600
Wind onshore	25.614	26.313	27.011	27.710	28.409	29.108	29.806	30.505	31.204	31.903	32.601	33.300
PV	10.566	12.633	14.699	16.766	18.833	20.900	22.966	25.033	27.100	29.167	31.233	33.300
Biomasse	4.327	4.452	4.577	4.701	4.826	4.951	5.076	5.201	5.326	5.450	5.575	5.700
Geothermie	8	8	37	66	95	125	154	183	212	242	271	300

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 3-7: Differenz der Ausbaupfade für erneuerbare Energien zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.2.4 Abgeleitete Parameter

3.2.4.1 Konventioneller Kraftwerkspark

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks erfolgt marktgetrieben und wird im Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario maßgeblich durch die unterschiedlichen Ausbaupfade der erneuerbaren Energien bestimmt. Um ein insgesamt konsistentes Gesamtergebnis für das kontrafaktische Szenario zu erhalten, werden die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten sowie deren Auslastung durch das Strommarktmodell DIMENSION ermittelt.

Für das Energiewendeszenario werden für den Ex post-Zeitraum historische Zu- und Rückbauten bei der Modellierung berücksichtigt. In dem folgenden Zeitraum der Ex ante-Analyse erfolgt der Zu- und Rückbau auf Basis der Modellierung.

Das Strommarktmodell DIMENSION ist ein Investitionsmodell für den europäischen Strommarkt und bildet den Zu- und Rückbau von konventionellen Kraftwerkstechnologien sowie den Einsatz der Kraftwerke in einem kostenminimalen Gesamtsystem ab. Die Investitionen in den bestehenden Kraftwerkspark sind zunächst versunkene Kosten und ein Betrieb der Kraftwerke erfolgt solange die Kraftwerke ihre Betriebskosten decken können. Ist der Betrieb eines Kraftwerks aus Sicht des Gesamtsystems unwirtschaftlich, können im Modell Stilllegungsentscheidungen getroffen werden. Unterstellt wird bei der Modellierung ein funktionierender Strommarkt, der in der Lage ist die Versorgungssicherheit des Stromversorgungssystems zu gewährleisten. Dieser Markt kann hinsichtlich des konkreten Marktdesigns in der Realität unterschiedliche Ausgestaltungsformen annehmen (sowohl ein Energy-Only-Markt, als auch ein nicht-diskriminierender Kapazitätsmechanismus könnten zu diesen Ergebnissen führen).

3.2.4.2 Stromaußenhandelssaldo

Analog zum konventionellen Kraftwerkspark wird die Entwicklung des Außenhandelssaldos als Marktergebnis durch das verwendete Strommarktmodell bestimmt. Dies gilt sowohl für die Betrachtung des Ex ante- und des Ex post-Zeitraums für das Energiewendeszenario als auch für das kontrafaktische Szenario. Der Außenhandelssaldo bezieht sich in Bezug auf die Modellierung im Strommarktmodell DIMENSION ausschließlich auf den Stromhandel. Insgesamt wird somit die Konsistenz mit den Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien sowie mit den Modellergebnissen für den konventionellen Kraftwerkspark gewährleistet.

3.2.4.3 Technologiekosten

Die Technologiekosten der erneuerbaren Energien werden durch die globale Nachfrage getrieben. Aufgrund des im internationalen Vergleich starken Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland ist dabei eine Rückwirkung der deutschen Maßnahmen auf die Technologiekosten in bestimmten Maßen zu erwarten. Deshalb werden die Technologiekosten im kontrafaktischen Szenario auf Basis der Ausbaudifferenzen zwischen kontrafaktischem und Energiewendeszenario ermittelt.

Für die Bestimmung der technologiespezifischen Lernkurven wurden basierend auf historischen Entwicklungen und abgeleiteten Lernkurven Technologiekostenverläufe erarbeitet. Ein solcher Ansatz berücksichtigt die technologiespezifischen Entwicklungen der Kapazitäten im Energiewendeszenario und im kontrafaktischen Szenario. Der Verlauf der Lernkurven ist wesentlich durch den globalen Ausbau der Technologien getrieben. Im Bereich Windenergie, Geothermie und Biomasse ist der Anteil Deutschlands an den weltweit installierten Kapazitäten im betrachteten Zeitraum vergleichsweise gering und ein alternativer Ausbaupfad hat vernachlässigbaren Einfluss auf den Verlauf der Lernkurve. Für diese Technologie sind folglich gleiche Technologiekostenentwicklungen in den Szena-

rien unterstellt. Der Unterschied bei den Technologiekosten der PV zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario ist deutlicher. Hier leistete Deutschland einen merklichen Beitrag beim internationalen Ausbau der Anlagen. Die Kostendegression im kontrafaktischen Szenario unterscheidet sich somit von dem beobachteten Verlauf im Energiewendeszenario. Tabelle 3-7 stellt die Kostenverläufe für alle erneuerbaren Erzeugungstechnologien in beiden Szenarien dar.

Tabelle 3-7: Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien in Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2010}/kW

	Energiewendeszenario / kontrafaktisches Szenario										
Investitionskosten in	**Ex post**				**Ex ante**						
€$_{2010}$/kW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind onshore	1.300	1.295	1.291	1.286	1.281	1.277	1.272	1.267	1.262	1.258	1.253
Wind offshore (<20m)	3.500	3.430	3.360	3.290	3.220	3.150	3.080	3.010	2.940	2.870	2.800
Wind offshore (>20m)	3.800	3.728	3.656	3.584	3.512	3.440	3.368	3.296	3.224	3.152	3.080
Biomasse (gas)	2.400	2.400	2.400	2.399	2.399	2.399	2.399	2.399	2.398	2.398	2.398
Biomasse (fest)	3.300	3.300	3.299	3.299	3.299	3.299	3.298	3.298	3.298	3.297	3.297
Biomasse (gas, KWK)	2.600	2.600	2.599	2.599	2.599	2.599	2.598	2.598	2.598	2.597	2.597
Biomasse (fest, KWK)	3.500	3.500	3.499	3.499	3.499	3.499	3.498	3.498	3.498	3.497	3.497
Geothermie	15.000	14.403	13.805	13.208	12.610	12.013	11.416	10.818	10.221	9.623	9.026

	Energiewendeszenario										
Investitionskosten in	**Ex post**				**Ex ante**						
€$_{2010}$/kW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV (Dach)	3.170	2.462	2.087	1.878	1.699	1.547	1.417	1.303	1.288	1.270	1.257
PV (Fläche)	3.020	2.312	1.937	1.728	1.549	1.397	1.267	1.153	1.138	1.120	1.107

	Kontrafaktisches Szenario										
Investitionskosten in	**Ex post**				**Ex ante**						
€$_{2010}$/kW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV (Dach)	3.361	2.645	2.253	2.003	1.795	1.623	1.477	1.352	1.337	1.320	1.301
PV (Fläche)	3.211	2.495	2.103	1.853	1.645	1.473	1.327	1.202	1.187	1.170	1.151

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.2.4.4 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ergibt sich auf Basis der Modellergebnisse zur Modellierung der Energienachfrage (vgl. Abschnitt 3.3).

3.2.5 Zusammenfassung

In Tabelle 3-8 ist die in den vorigen Abschnitten erläuterte Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios zusammengefasst. Die Brennstoff- und CO_2-Preise sind auf Basis der Werte der Energiereferenzprognose 2014 im kontrafaktischen Szenario und im Energiewendeszenario identisch. Auch der Kernenergieausstieg wird in beiden Szenarien gleich abgebildet. Somit wird die Interpretation der Ergebnisse des Berichts im Rahmen des

Monitorings der Energiewende erleichtert, da die Berücksichtigung des politisch nicht zur Disposition stehenden Atomausstiegs vermieden wird. Zentraler Unterschied zwischen kontrafaktischem Szenario und Energiewendeszenario ist die Spezifizierung im Bereich erneuerbarer Energien, die im Energiewendeszenario der aktuellen Energiereferenzprognose 2014 entspricht. Für das kontrafaktische Szenario wird der Ausbaupfad des Referenzszenarios der Energieszenarien 2010 gewählt, das eine Referenzentwicklung vor der Energiewende 2011 darstellt. Darüber hinaus existieren verschiedene abgeleitete Parameter, die auf Basis von Modellergebnissen ermittelt werden, um ein konsistentes Gesamtergebnis im kontrafaktischen Szenario zu gewährleisten.

Tabelle 3-8: Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios für den Strommarkt

Dimension		„Freeze“	Referenz-szenario 2010	Referenz-prognose 2014	Modell-ergebnis
Rahmendaten	Brennstoff- und CO_2-Preise			X	
Kernenergie	Ausstiegspfade			X (AtG 2011)	
Erneuerbare Energien	Wind onshore		X		
	Wind offshore		X		
	PV		X		
	Biomasse		X		
Abgeleitete Parameter	Konventioneller Kraftwerkspark				X
	Außenhandelssaldo				X
	Technologiekosten EE				X
	Stromnachfrage				X

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

3.3 KONKRETISIERUNG DER MODELLIERUNG DER ENERGIENACHFRAGE

3.3.1 Energiewendeszenario (EW)

Die Modellierung der Energienachfrage im EW-Szenario basiert bis 2012 auf den effektiven Gegebenheiten. Die Zahl der Bevölkerung, Haushalte, Wohnungen und Wohnflächen werden den Angaben des Statistischen Bundeamtes entnommen (siehe Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2). Zudem werden die effektiven jährlichen Witterungswerte berücksichtigt. Anhand von Temperaturdaten von über 30 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) wurden gemittelte Gradtagswerte für Deutschland berechnet und daraus Witterungskorrekturfaktoren für die Nachfrage nach Raumwärme abgeleitet (siehe Tabelle 4-3).

Die verwendeten Angaben der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) zur Bruttowertschöpfung und Zahl der Erwerbstätigen nach Branchen basieren auf Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes (siehe Tabelle 4-4 und fortfolgende). Die im Vorhaben verwendeten VGR-Daten wurden auf dem Stand März 2013 belassen, da mit der Aktualisierung dieser Statistiken zum September 2013 zum Teil deutliche Korrekturen der Ex post-Werte vorgenommen wurden. Die neuen Werte vom September 2013 sind mit den verwendeten Ex ante-Daten nicht kompatibel und hätten zu Differenzen gegenüber der Energiereferenzprognose geführt, entweder im Niveau oder in den Wachstumsraten. Die Ex ante-Daten bilden einen mittelfristigen Wachstumspfad ab. Auch in den Jahren ab 2013 (für das zum Zeitpunkt der Modellrechnungen noch keine detaillierten Informationen vorliegen) sind konjunkturell bedingte Abweichungen vom mittelfristigen Wachstumstrend wahrscheinlich. Nach unserer Einschätzung werden sich die kurzfristigen Abweichungen vom mittelfristigen Trend in etwa kompensieren, zurzeit sind keine Anzeichen für systematische Abweichungen erkennbar. Deshalb dürfte die Nutzung der Daten mit Stand März 2013 die Analyse nicht verzerren.

In den Energiebilanzen der „AG Energiebilanz“ werden das jährliche Energieaufkommen, die Energieumwandlung und die Energieverwendung nach Energieträgern bilanziert. Die Energiebilanztabellen liegen vor für die Jahre 1990 bis 2012 (für 2012 vorläufige Angaben). Die modellierte Entwicklung der Energienachfrage wird bis und mit dem Jahr 2012 auf die Energiebilanz kalibriert. Dadurch entspricht bis und mit 2012 der abgebildete Endenergieverbrauch nach Verbrauchsektoren und Energieträgern den Angaben der AG Energiebilanzen.

Ein „Sonderfall“ bilden die Ergebnisse des letzten Jahres des Ex post-Zeitraums. Für das Jahr 2013 lagen zum Zeitpunkt der Projekterstellung erst einzelne Statistikwerte vor. Verwendet wurden die Angaben zur Jahreswitterung 2013 (vgl. Tabelle 4-3). Die Angaben der aktuellsten VGR des Statistischen Bundesamtes konnten aus den oben erwähnten Gründen nicht verwendet werden. Für jene Inputwerte, für die keine Statistikwerte vorlagen, wurden die Annahmen der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) verwendet.

Bei den Ergebnissen des Ex ante-Zeitraums 2014 bis 2020 handelt es sich um ein Szenario. Dieses basiert auf den Rahmendaten und Annahmen der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014). Die verwendeten Inputwerte sind Durchschnittswerte mit Norm-Witterung und einer mittelfristigen Wirtschaftsentwicklung (ohne Berücksichtigung kurzfristiger Konjunkturschwankungen). Die zentralen Annahmen sind in Kapitel 4.1 beschrieben.

3.3.2 Kontrafaktisches Szenario (KS)

Die Differenzen zwischen EW-Szenario und KS-Szenario bei der nachgefragten Energie ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen bei der Energieeffizienz und dem Mix der eingesetzten Energieträger. Die Energieeffizienzentwicklung wird im Wesentlichen bestimmt durch die bestehenden Anreize (u. a. Energiepreise, Förderprogramme), durch gesetzliche Regelungen (z. B. Normen, Vorschriften), aber auch durch den autonomen technischen Fortschritt.

Für die Konstruktion des KS-Szenarios wird auf das Referenzszenario der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010“ (Prognos, EWI, GWS, 2010) zurückgegriffen. Dieses Referenzszenario ist eine mögliche Abbildung der damaligen „weiter-wie-bisher-Politik “ ohne Energiewende. Für die Berechnung der Energieeffizienz und der Energieträgerstruktur im KS-Szenario werden aus dem Referenzszenario der Energieszenarien 2010 die entsprechenden Modell-Inputwerte übernommen. Die im KS-Szenario verwendeten Rahmendaten sind hingegen identisch mit denjenigen des EW-Szenarios, darunter Bevölkerung, Wohnfläche, Bruttowertschöpfung, Branchenstruktur, Fahrleistung, Beschäftigte und Witterung (vgl. Kapitel 4.1 zu den Rahmendaten). Der gewählte Ansatz zur Berechnung des Energieverbrauchs im KS-Szenario ist konsistent und kann in allen vier Verbrauchssektoren gleichermassen angewandt werden. Die Tabelle 3-9 stellt die Spezifikation des KS-Szenarios für die Energienachfrage zusammengefasst dar.

Beim gewählten Ansatz zur Modellierung des KS-Szenarios ist keine detaillierte Betrachtung der einzelnen energiepolitischen Instrumente notwendig. Es ist nicht notwendig, explizite Aussagen zur Wirkung einzelner Instrumente zu treffen, welche im Rahmen der Energiewende implementiert wurden. Da im EW-Szenario diese energiepolitischen Instrumente berücksichtigt sind, ergibt sich jedoch die Summe der Wirkungen dieser Instrumente implizit aus der Differenz zwischen EW-Szenario und KS-Szenario.

Tabelle 3-9: Spezifikation des kontrafaktischen Szenarios für die Energienachfrage

Dimension	„Freeze“	Referenzszenario 2010	Referenzprognose 2013		Modellergebnis
Rahmendaten			X		
Preise			X		
Förderprogramme		X			
gesetzliche Regelungen		X			
(autonome) Effizienzentwicklung		X			
Substitutions-beziehungen		X			

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Beim gewählten Ansatz zur Modellierung des KS-Szenarios werden die Inputwerte zur Berechnung der Effizienzentwicklung aus dem Referenzszenario der Energieszenarien 2010 verwendet. Für die Entwicklung der Energieeffizienz im Bereich Gebäude werden beispielsweise die baualtersabhängigen Gebäudesanierungsraten und Sanierungseffizienzen[1], die energetische Qualität der Neubauten (Energieverbrauch je Quadratmeter Gebäudefläche) sowie die Jahresnutzungsgrade der Heizungsanlagen aus dem Referenzszenario der Energieszenarien übernommen. Bei den Elektrogeräten sind es die spezifischen Verbräuche der Neugeräte und deren mittlere Lebensdauer. Im Bereich der industriellen und gewerblichen Prozesse werden die jährlichen prozentualen Verbesserungen der Wirkungsgrade und im Verkehrssektor unter anderem die Entwicklung der spezifischen Verbräuche der Neuwagen aus dem Referenzszenario 2010 übernommen.

Die Übernahme der Energieeffizienzentwicklung des Referenzszenarios der Energieszenarien 2010 bezieht sich soweit wie möglich auf die Modell-Inputwerte. Die daraus resultierenden durchschnittlichen Verbrauchswerte, z. B. der mittlere Verbrauch im Gebäudebestand, können im KS-Szenario von den Werten des Referenzszenarios der Energieszenarien 2010 abweichen.

Die Berechnung der Energieträgerstruktur im KS-Szenario basiert ebenfalls auf den Modell-Inputwerten des Referenzszenarios der Energieszenarien 2010. So geht das KS-Szenario von identischen Annahmen zur Energieträgersubstitution im Anlagenbestand

[1] Alte Gebäude werden in der Regel häufiger energetisch saniert als vergleichsweise neue Gebäude. Im verwendeten Gebäudemodell wird dies durch baualtersabhängige Sanierungsraten berücksichtigt. Diese Sanierungsraten beziehen sich auf Vollsanierungsäquivalente – Teilsanierungen werden zu synthetischen Vollsanierungen aggregiert. Die Sanierungseffizienz gibt an, um wie viel der Energieverbrauch bei einer energetischen Sanierung gegenüber dem unsanierten Zustand reduziert wird.

aus. Mit der Inputgröße **Substitutionsmenge** wird in den Modellen die Energiemenge eines Energieträgers bestimmt, welche durch andere Energieträger ersetzt wird. Die Umsetzung in den Sektor-Modellen ist unterschiedlich. Entweder geschieht dies über eine Vorgabe des zu substituierenden Verbrauchsanteils, oder es wird der Anteil der Anlagen festgelegt, bei denen am Ende der Lebensdauer beim Ersatz der Energieträger gewechselt wird. Die ersetzten Anlagen können Heizungsanlagen, Warmwasseranlagen und Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme umfassen.

Die Modell-Inputgröße **Substitutionsbeziehung** bestimmt, wie sich die ausgetauschten Mengen (Anlagen, Energie) auf die Ersatzsysteme verteilen. Beispielsweise wie sich die abgehenden Ölheizungen auf die aufnehmenden Heizungssysteme Gas, Fernwärme, Holz oder Wärmepumpen verteilen.

Nebst der Energieträgersubstitution im Bestand spielen auch die Beheizungsstruktur der neu gebauten Gebäude und die eingesetzten Energieträger in neuen Produktionsanlagen eine Rolle. Diese Inputwerte werden ebenfalls dem Referenzszenario der Energieszenarien 2010 entnommen.

Wie bei der Energieeffizienzentwicklung gilt: Die Übernahme der Modell-Inputwerte aus dem Referenzszenario der Energieszenarien 2010 zur Modellierung der Energieträgerstruktur im KS-Szenario führt hier nicht zwangsläufig zum gleichen Energieträgermix wie dort. Ursächlich hierfür sind die teilweise unterschiedlichen Rahmendaten, z. B. die Produktionsmengen, die Zahl der neu gebauten Wohnungen oder die Zahl der neu zugelassenen Pkw.

4 Quantitative Ex post- und Ex ante-Analyse des Energiewendeszenarios und des kontrafaktischen Szenarios

Im Rahmen dieser Studie beginnt die Energiewende mit dem Jahr 2010. Ab dem Jahr 2010 trennen sich die Energieverbrauchspfade von EW-Szenario und KS-Szenario. Das Jahr 2009 ist das letzte Jahr, in dem beide Szenarien einen identischen Verbrauch aufweisen; es bildet das Basisjahr der Analyse. In den nachfolgenden Abschnitten 4.1 bis 4.3 wird deshalb der Betrachtungszeitraum um ein Jahr ausgedehnt und die Jahre 2009–2020 abgebildet. In Abschnitt 4.4 werden dann die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende beschrieben.

4.1 Rahmendaten

Das EW-Szenario geht in Anlehnung an Prognos, EWI, GWS (2014) von den gleichen Rahmenbedingungen aus wie das KS-Szenario. Die Bevölkerung verringert sich im Betrachtungszeitraum 2009–2020 geringfügig von 80,3 Mio. im Jahr 2009 auf 79,4 Mio. im Jahr 2020 (-1,1 %; Tabelle 4-1). Dabei sind die Ergebnisse des Zensus 2011 berücksichtigt und es wurde angenommen, dass im Betrachtungszeitraum im Jahresdurchschnitt 200.000 Personen mehr nach Deutschland zuwandern als von hier fortziehen.

Der Trend zu kleineren Haushalten hält an. Die mittlere Haushaltsgröße verringert sich von 2,04 Personen je Haushalt im Jahr 2009 auf 1,95 Personen je Haushalt im Jahr 2020. Dies führt dazu, dass trotz rückläufiger Bevölkerung die Zahl der privaten Haushalte ansteigt. Bis ins Jahr 2020 erhöht sich die Zahl der Haushalte um 1,4 Mio. auf 40,7 Mio. (+3,6 % gegenüber 2009).

Tabelle 4-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2009–2020, in Mio.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Bevölkerung (in Mio.)												
im Alter von												
0-14	10,9	10,8	10,7	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,1	10,0	10,0	10,0
15-24	9,1	9,0	8,9	8,8	8,6	8,4	8,3	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7
25-34	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,0	10,0	9,9	9,9	9,8	9,7
35-44	12,1	11,6	11,1	10,7	10,3	10,0	9,7	9,6	9,6	9,6	9,7	9,8
45-54	12,7	12,9	13,2	13,4	13,5	13,5	13,4	13,2	12,9	12,5	12,0	11,6
55-64	9,5	9,7	10,1	10,4	10,6	10,8	11,0	11,3	11,5	11,8	12,1	12,4
65-74	9,4	9,3	9,0	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,3	8,4	8,5	8,8
75+	7,0	7,3	7,5	7,8	8,1	8,5	8,8	9,1	9,3	9,4	9,5	9,5
Insgesamt	**80,3**	**80,1**	**80,2**	**80,1**	**80,0**	**79,9**	**79,8**	**79,7**	**79,6**	**79,5**	**79,5**	**79,4**
Private Haushalte (in Mio.)												
Haushalte mit												
1 Person	15,5	15,7	15,9	16,0	16,2	16,3	16,4	16,5	16,7	16,8	16,9	17,0
2 Personen	13,4	13,5	13,6	13,8	13,9	14,0	14,2	14,3	14,5	14,6	14,7	14,9
3 Personen	5,2	5,2	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	4,6	4,5	4,5	4,4
4 Personen	3,9	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3
5 und mehr Personen	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
Insgesamt	**39,3**	**39,5**	**39,7**	**39,8**	**39,9**	**40,0**	**40,1**	**40,2**	**40,3**	**40,5**	**40,6**	**40,7**
Mittlere Haushaltsgröße	**2,04**	**2,03**	**2,02**	**2,01**	**2,01**	**2,00**	**1,99**	**1,98**	**1,97**	**1,97**	**1,96**	**1,95**

Quellen: StaBu 2013 a, GWS/Prognos/EWI 2014

Die bewohnte Wohnfläche hat sich im Ex post-Zeitraum vom 3.544 Mio. m^2 im Jahr 2009 auf 3.625 Mio. m^2 im Jahr 2013 ausgeweitet (Tabelle 4-2). Bis ins Jahr 2020 erhöht sich die bewohnte Wohnfläche auf 3.744 Mio. m^2 (+5,7 % gegenüber 2009). Der Flächenzuwachs ist bei den Ein- und Zweifamilienhäusern größer als bei den Mehrfamilienhäusern und der Wohnfläche in Nichtwohngebäuden. Die bewohnte Wohnfläche pro Kopf stieg von 44,2 m^2 im Jahr 2009 auf 45,3 m^2 im Jahr 2013; bis zum Jahr 2020 steigt sie weiter auf 47,2 m^2.

Tabelle 4-2: Entwicklung der Wohnfläche, 2009–2020, in Mio. m^2

Wohnfläche in Mio. m^2	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Insgesamt	3.685	3.702	3.720	3.738	3.757	3.775	3.793	3.810	3.826	3.841	3.857	3.872
Bewohnt	3.544	3.567	3.589	3.607	3.625	3.643	3.656	3.672	3.688	3.708	3.726	3.744
davon in EZFH	2.140	2.153	2.167	2.181	2.196	2.210	2.224	2.238	2.251	2.264	2.276	2.289
davon in MFH/NWG	1.404	1.414	1.422	1.426	1.429	1.433	1.431	1.434	1.437	1.444	1.450	1.456

Quelle: StaBu 2013 b, GWS/Prognos/EWI 2014

Die Witterungsbedingungen beeinflussen die Nachfrage nach Raumwärme und in geringerem Ausmaß auch nach Klimakälte. Sie sind entscheidend für das Verständnis von Energieverbrauchsschwankungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren. Der Witte-

rungseffekt wirkt überwiegend in denjenigen Sektoren, in denen Energie zur Erzeugung von Raumwärme eingesetzt wird.

Im Ex post-Zeitraum schwankte die Witterung stark. Ausgesprochen kühl war das Jahr 2010 mit 4.203 Gradtagen (Tabelle 4-3)[1]. Mild war das nachfolgende Jahr 2011 mit lediglich 3.476 Gradtagen (-17 % ggü. 2010).

Für den Ex ante-Zeitraum wird grundsätzlich von einer Normwitterung ohne jährliche Witterungsschwankungen ausgegangen (Witterungskorrekturfaktor=1). Berücksichtigt wird jedoch eine langfristige Klimaerwärmung. Bei der Umsetzung der Klimaerwärmung in den Modellrechnungen wird vereinfacht von einer linearen Erwärmung ausgegangen. Diese reduziert die jährliche Gradtagszahl um 0,4 % pro Jahr. Bis ins Jahr 2020 verringert sich dadurch der Raumwärmebedarf um rund vier Prozent gegenüber dem Ex post-Zeitraum.

Tabelle 4-3: Gradtagszahlen – Mittelwerte für Deutschland, davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren und Klimakorrekturfaktoren, 2009–2020

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Gradtagszahlen - Mittelwert für D	3655	4203	3476	3692	3837	3668	3652	3636	3620	3604	3589	3573
Witterungskorrekturfaktoren	0,983	1,131	0,935	0,993	1,032	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Klimakorrekturfaktoren	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,987	0,983	0,978	0,974	0,970	0,965	0,961

Quelle: DWD 2014, eigene Berechnungen

Gemessen am Bruttoinlandsprodukt erhöhte sich die Wirtschaftsleistung im Ex post-Zeitraum 2009–2013 um 8,5 % auf 2.479 Mrd. EUR (real in Preisen von 2005). In den Jahren 2013 und 2014 sind die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts gering, ab 2015 wächst das Bruttoinlandsprodukt stärker. Für den Ex ante-Zeitraum 2014–2020 ergibt sich eine mittlere Wachstumsrate von 1,2 %. Das Bruttoinlandsprodukt steigt auf 2.688 Mrd. EUR (Tabelle 4-4). Es wird darauf hingewiesen, dass die hier verwendeten Annahmen zur BIP-Entwicklung von denjenigen der Bundesregierung abweichen. Die Bundesregierung geht in ihrer aktuellen Mittelfristprojektion

[1] Heiztage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur eine äussere Grenztemperatur (Heizgrenze) nicht überschreitet. Bei den Heizgradtagen werden diese Heiztage gewichtet mit der Differenz der Innentemperatur zur mittleren Tagestemperatur. Heizgradtage sind in verschiedenen Definitionen gebräuchlich: mit Innentemperaturen von 20°C oder 18° C und verschiedenen äusseren Grenztemperaturen für die Inbetriebnahme der Heizanlage. Bei den hier verwendeten Gradtagen wird von einer Heizgrenztemperaturen und einer Innentemperatur von jeweils 20°C ausgegangen.

(2014-2018) von einem jährlichen Zuwachs von rund 1,6 % p.a. aus.[1] In Abschnitt 5.5 wird in einer Sensitivitätsrechnung der Einfluss eines entsprechend höheren Wachstumspfades untersucht.

Tabelle 4-4: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Bruttowertschöpfung nach Sektoren												
Produzierendes Gewerbe	529	606	644	632	632	636	644	653	663	673	682	691
Dienstleistungen	1.513	1.528	1.557	1.569	1.577	1.586	1.599	1.616	1.633	1.652	1.671	1.690
Land- und Forstwirtschaft	23	20	18	17	17	17	16	16	16	16	16	16
Insgesamt	**2.065**	**2.154**	**2.218**	**2.218**	**2.226**	**2.238**	**2.259**	**2.285**	**2.312**	**2.341**	**2.369**	**2.397**
Bruttoinlandsprodukt in Mrd. EUR	**2.284**	**2.379**	**2.452**	**2.468**	**2.479**	**2.495**	**2.521**	**2.554**	**2.587**	**2.621**	**2.655**	**2.688**

Quellen: StaBu 2013 c, GWS/Prognos/EWI 2014

Die Zahl der Erwerbstätigen erhöhte sich im Ex post-Zeitraum 2009–2013 von 40,3 Mio. auf 41,1 Mio. Im Ex ante-Zeitraum geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück, im Jahr 2020 liegt sie bei 39,7 Mio. (Tabelle 4-5). Ursächlich hierfür ist hauptsächlich die demografische Entwicklung. Die Zahl der Personen im Erwerbsalter (15–64 Jahre) liegt 2020 um 1,7 Mio. niedriger als 2013. Auch hier wird darauf hingewiesen, dass die getroffenen Annahmen von der aktuellen Mittelfristprojektion der Bundesregierung (2014–2018) abweichen. Die Mittelfristprojektion geht von einem jährlichen Zuwachs an Erwerbstätigen von 0,2 % p.a. aus.

Tabelle 4-5: Erwerbstätige nach Sektoren, 2009–2020, in Mio.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Erwerbstätige												
Produzierendes Gewerbe	10,1	10,0	10,1	10,0	9,9	9,7	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3
Dienstleistungen	29,6	29,9	30,4	30,6	30,6	30,4	30,2	30,0	29,9	29,8	29,8	29,9
Land- und Forstwirtschaft	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Insgesamt	**40,3**	**40,6**	**41,1**	**41,3**	**41,1**	**40,8**	**40,4**	**40,1**	**39,9**	**39,8**	**39,7**	**39,7**

Quellen: StaBu 2013 c, GWS/Prognos/EWI 2014

Die Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Branchen ist in Tabelle 4-6 (Sektor GHD) und Tabelle 4-7 (Industrie) beschrieben.

[1] Vgl. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-fruehjahrsprojektion-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

Tabelle 4-6: Bruttowertschöpfung im Sektor GHD, nach Branchen, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR

Branche	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Landwirtschaft	18	20	18	17	17	17	16	16	16	16	16	16
Kleinbetriebe/Handwerk	54	57	55	58	58	59	59	60	61	62	63	63
Baugewerbe	85	81	85	83	81	79	79	80	81	82	83	83
Handel	201	232	239	240	240	240	241	243	244	246	248	250
Kredit/Versicherung	109	201	205	207	210	212	215	218	221	225	228	232
Verkehr/Nachrichten	166	114	115	115	116	117	118	120	121	123	124	126
sonst. private Dienstleistungen	561	595	607	612	617	623	631	640	650	659	669	678
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwe	135	160	162	165	165	166	167	168	169	171	173	174
Erziehung/Unterricht	93	94	94	97	96	96	97	98	99	100	101	102
öffentl. Verwaltung	108	116	118	118	118	117	117	116	116	116	116	116
Militär	17	17	16	16	14	14	14	13	13	13	13	13
Insgesamt	**1.547**	**1.685**	**1.715**	**1.728**	**1.733**	**1.740**	**1.753**	**1.772**	**1.791**	**1.811**	**1.832**	**1.853**

Quellen: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-7: Bruttowertschöpfung nach Branchen in der Industrie, 2009–2020, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR

Branche	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
Gewinnung von Steinen, Erden u. Berg	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Ernährung u. Tabak	30	30	31	31	31	31	31	32	32	32	32	32
Papier	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Chemie	42	46	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
Gummi- u. Kunststoffwaren	18	20	21	21	21	22	22	22	23	23	24	24
Glas, Keramik u. Ziegel	5	5	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Metallerzeugung u. -bearbeitung	16	19	21	21	20	20	21	21	21	21	21	21
Metallerzeugnisse	29	33	37	37	37	37	37	37	38	38	39	39
Elektrotechnik	60	69	80	79	79	80	81	83	84	86	87	89
Maschinenbau	52	57	65	65	65	66	67	69	71	72	74	75
Fahrzeugbau	63	75	85	86	88	89	91	94	96	98	100	102
Sonstige Wirtschaftszweige	24	25	25	26	26	26	26	26	26	27	27	27
Energieintensive Branchen	50	58	61	59	59	59	59	59	59	60	60	60
Nicht energieintsive Branchen	305	340	376	378	381	385	392	399	406	413	421	427
Insgesamt	**356**	**398**	**436**	**437**	**439**	**444**	**451**	**458**	**466**	**473**	**481**	**487**

Quellen: GWS/Prognos/EWI 2014

Im Ex post-Zeitraum 2009 bis 2013 erhöhte sich die Personenverkehrsleistung um 1,4 % auf 1.133 Mrd. Personenkilometer (Tabelle 4-8). Im Ex ante-Zeitraum nimmt die Personenverkehrsleistung pro Kopf von 14.180 Tsd.-Kilometer im Jahr 2013 auf 14.410 Tsd.-Kilometer im Jahr 2020 (+1,6 %) zu. Zusammen mit dem Rückgang der Einwohnerzahl in

Deutschland führt dies zu einer annähernd stabilen Entwicklung der Verkehrsleistung. Im Jahr 2020 liegt die Personenverkehrsleistung bei 1.143 Mrd. Personenkilometern (+0,9 % gegenüber 2013).

Die Güterverkehrsleistung ist eng verbunden mit der Wirtschaftsentwicklung. Im Ex post-Zeitraum (ab 2010) stieg die Güterverkehrsleistung vom niedrigen Niveau des Krisenjahres 2009 an und lag 2013 bei 627 Mrd. Tonnenkilometern (+10,5 % gegenüber 2009; Tabelle 4-9). Infolge der zunehmenden Globalisierung und der weiter steigenden Arbeitsteilung in Europa erhöht sich die Güterverkehrsleistung zwischen 2013 und 2020 um 74 Mrd. Tonnenkilometer auf 702 Mrd. Tonnenkilometer (+11,8 % gegenüber 2013).

Tabelle 4-8: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2009–2020, in Mrd. Personenkilometern

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Verkehrszweig	Ex post					Ex ante						
Motorisierter Individualverkehr	899	902	917	916	915	915	914	915	917	918	920	921
Pkw	881	884	898	898	897	896	896	897	899	900	902	903
Motorisierte Zweiräder	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Busse	62	62	61	60	58	57	55	55	55	55	54	54
Schienenverkehr	99	100	102	102	103	104	104	105	105	105	106	106
Straßen-, Stadt-, U-Bahnen	16	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17	17
Eisenbahnnahverkehr	47	48	50	50	50	51	51	51	51	52	52	52
Eisenbahnfernverkehr	35	36	36	36	36	36	37	37	37	37	37	38
Luftfahrt	58	53	55	56	57	58	59	59	60	61	61	62
Insgesamt	**1.118**	**1.117**	**1.134**	**1.134**	**1.133**	**1.133**	**1.132**	**1.135**	**1.137**	**1.139**	**1.141**	**1.143**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-9: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2009–2020, in Mrd. Tonnenkilometern

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Verkehrszweig	Ex post					Ex ante						
Straßengüterverkehr	415	436	459	449	455	462	468	476	485	493	502	510
Eisenbahnverkehr	96	107	113	110	112	115	117	120	124	127	130	134
Binnenschifffahrt	55	62	55	59	58	57	56	56	56	56	56	55
Luftfracht	1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Insgesamt	**568**	**607**	**629**	**620**	**627**	**635**	**643**	**654**	**666**	**678**	**690**	**702**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Infolge der Weltwirtschaftskrise sind im Jahr 2009 die Weltmarktpreise für Energierohstoffe eingebrochen. In den Jahren 2010 bis 2013 haben sich die Energiepreise wieder deutlich erhöht und lagen ab 2011 über dem Preisniveau vor der Wirtschaftskrise. Im Ex ante-Zeitraum steigen die Energiepreise moderat an (Tabelle 4-10).

Die Grenzübergangspreise für Energieträger werden auch vom Wechselkurs beeinflusst. Wegen günstigerer Wachstumsaussichten und höherer Zinsen in den USA im Vergleich

zum Euroraum sinkt der Wechselkurs im Betrachtungszeitraum 2009–2020 von 1,39 USD/EUR auf 1,32 USD/EUR.

Der Preis für CO_2-Zertifikate ist im Ex post-Zeitraum stark gesunken, von 13 EUR/t CO_2 im Jahr 2009 auf rund vier Euro pro Tonne CO_2 im Jahr 2013 (real, Preisbasis 2011). Der Preis bleibt bis 2020 vergleichsweise niedrig. Er liegt dann bei real zehn Euro pro Tonne CO_2.

Tabelle 4-10: Preise für Energieträger und CO_2-Zertifikate, 2009–2020, in USD bzw. EUR

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
reale Preise, Preisbasis 2011												
Ölpreis (USD/bbl)	63	79	108	107	107	105	103	104	109	113	116	117
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t)	13,4	14,3	12,9	7,2	4,3	4,6	4,9	5,5	6,2	7,2	8,5	10,0
Grenzübergangspreise												
Rohöl (EUR/t)	330	450	593	630	584	586	566	569	609	645	677	697
Erdgas (Cent/kWh)	2,1	2,1	2,6	2,8	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	80	86	107	91	76	82	88	90	94	97	99	107
nominale Preise												
Ölpreis (USD/bbl)	61	77	108	109	111	112	113	117	126	135	142	148
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t)	13,2	14,2	12,9	7,4	4,5	4,9	5,4	6,2	7,1	8,4	10,2	12,2
Grenzübergangspreise												
Rohöl (EUR/t)	324	446	593	643	612	629	621	638	697	755	810	853
Erdgas (Cent/kWh)	2,1	2,1	2,6	2,9	2,8	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	79	85	107	93	80	88	96	101	107	113	119	131

Quelle: BMWi 2014 a, GWS/Prognos/EWI 2014

Die Entwicklung der Verbraucherpreise ist in Tabelle 4-11 dargestellt. Im Ex ante-Zeitraum 2014–2020 steigen die Verbraucherpreise an: Heizöl extra-leicht +18 %, Erdgas +12 %, Benzin +13 % und Diesel +15 %. Die Preise für Industriekunden liegen unter den Preisen für Haushalte. Die prozentualen Zunahmen im Ex ante-Zeitraum fallen höher aus. Die Entwicklung der Strompreise für die einzelnen Kundengruppen wird in Abschnitt 4.3 beschrieben. Bei der Entwicklung der Energiepreise wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2020 eine CO_2-Abgabe in der Höhe von zehn Euro je Tonne CO_2 eingeführt wird (entspricht in etwa 2,6 Cent je Liter Heizöl).

Tabelle 4-11: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2009–2020, in EUR

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post					Ex ante						
reale Preise, Preisbasis 2011												
Haushalte (inkl. MwSt.)												
Heizöl leicht (Cent/l)	54,4	66,0	81,6	86,9	79,6	79,8	77,9	78,2	82,2	85,9	89,1	93,8
Erdgas (Cent/kWh)	7,1	6,4	6,7	6,9	6,8	6,6	6,6	6,7	6,9	7,1	7,2	7,6
Verkehr (inkl. MwSt.)												
Benzin (EUR/l)	1,29	1,42	1,54	1,60	1,51	1,47	1,54	1,53	1,55	1,57	1,58	1,71
Diesel (EUR/l)	1,11	1,24	1,42	1,46	1,36	1,38	1,40	1,39	1,42	1,45	1,47	1,57
Industrie (ohne MwSt.)												
Heizöl leicht (EUR/t)	498	633	798	857	778	799	773	769	802	832	857	902
Heizöl schwer (EUR/t)	311	399	513	556	483	512	492	495	530	562	589	636
Erdgas (Cent/kWh)	3,3	3,0	3,2	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1
Steinkohle (EUR/t SKE)	84	112	160	136	118	120	123	123	123	123	122	155
nominale Preise												
Haushalte (inkl. MwSt.)												
Heizöl leicht (Cent/l)	53,4	65,5	81,6	88,8	83,4	85,7	85,5	87,6	94,1	100,5	106,6	114,9
Erdgas (Cent/kWh)	7,0	6,4	6,7	7,0	7,1	7,1	7,2	7,5	7,9	8,2	8,7	9,3
Verkehr (inkl. MwSt.)												
Benzin (EUR/l)	1,27	1,41	1,54	1,63	1,58	1,58	1,69	1,71	1,77	1,83	1,89	2,09
Diesel (EUR/l)	1,09	1,23	1,42	1,49	1,43	1,48	1,54	1,56	1,63	1,70	1,76	1,92
Industrie (ohne MwSt).												
Heizöl leicht (EUR/t)	490	628	798	875	816	858	848	862	918	973	1'025	1'104
Heizöl schwer (EUR/t)	306	396	513	567	506	549	540	554	607	658	705	778
Erdgas (Cent/kWh)	3,2	3,0	3,2	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	5,0
Steinkohle (EUR/t SKE)	82	112	160	138	123	129	135	138	141	144	146	190

Quelle: BMWi 2014 a, GWS/Prognos/EWI 2014

4.2 Energieverbrauch und Emissionen

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in der Abgrenzung der Energiebilanz nach den Kategorien Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch. Zusätzlich werden die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe ausgewiesen.

Die Endenergieverbrauchswerte im EW-Szenario sind bis 2012 auf die Energiebilanz kalibriert, nicht jedoch der Energieträgereinsatz im Umwandlungssektor. Deshalb ergeben sich auf Ebene der Primärenergie und der THG-Emissionen kleine Differenzen gegenüber der Energiebilanz und dem THG-Inventar. Die Ergebnisse für die einzelnen Endverbrauchssektoren finden sich im Anhang.

4.2.1 Primärenergieverbrauch

Im Ex post-Zeitraum unterscheidet sich der Primärenergieverbrauch der beiden Szenarien nur wenig. Im EW-Szenario verringert sich der Verbrauch von 2009 bis 2013 um einen Prozentpunkt auf 13.395 PJ. Im KS-Szenario verändert sich der Verbrauch nicht wesentlich (+6 PJ) und liegt 2013 um 140 PJ über dem Verbrauch des EW-Szenarios (Abbildung 4-1 und Tabelle 4-12).

Bei einzelnen Energieträgern zeigen sich bis ins Jahr 2013 zwischen den Szenarien größere Differenzen, insbesondere bei der Steinkohle (-212 PJ) und den erneuerbaren Energien (+256 PJ). Bei den Erneuerbaren entfällt der Großteil der zusätzlichen Verwendung auf die Biomasse (+197 PJ) und die Photovoltaik (+51 PJ). Deutliche Unterschiede zeigen sich auch bei den Nettoimporten von Strom. Im EW-Szenario steigen die Exporte bis 2013 auf 121 PJ (2009: 52 PJ). Im KS-Szenario verbleiben die Nettostromexporte in etwa auf dem Niveau der Jahre 2009 und 2010 und betragen im Jahr 2013 56 PJ.

Bis ins Jahr 2020 erhöht sich die Differenz des Primärenergieverbrauchs zwischen den beiden Szenarien. Im KS-Szenario verringert sich der Primärenergieverbrauch auf 12.137 PJ (-10,3 % gegenüber 2009). Im EW-Szenario sinkt der Verbrauch um zusätzliche 344 PJ auf 11.792 PJ. Gegenüber dem KS-Szenario bedeutet dies einen zusätzlichen Verbrauchsrückgang um 2,5 Prozentpunkte (gegenüber 2009).

Unterschiede zeigen sich auch beim Energiemix. Im KS-Szenario verändert sich der Anteil der fossilen Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch nur wenig, er geht von rund 80 % im Jahr 2009 auf 78,8 % im Jahr 2020 zurück. Im EW-Szenario verringert sich der Anteil bis 2020 auf 76,5 %. Am größten sind die zusätzlichen Reduktionen bei der Steinkohle (-307 PJ) und den Mineralölen (-191 PJ).

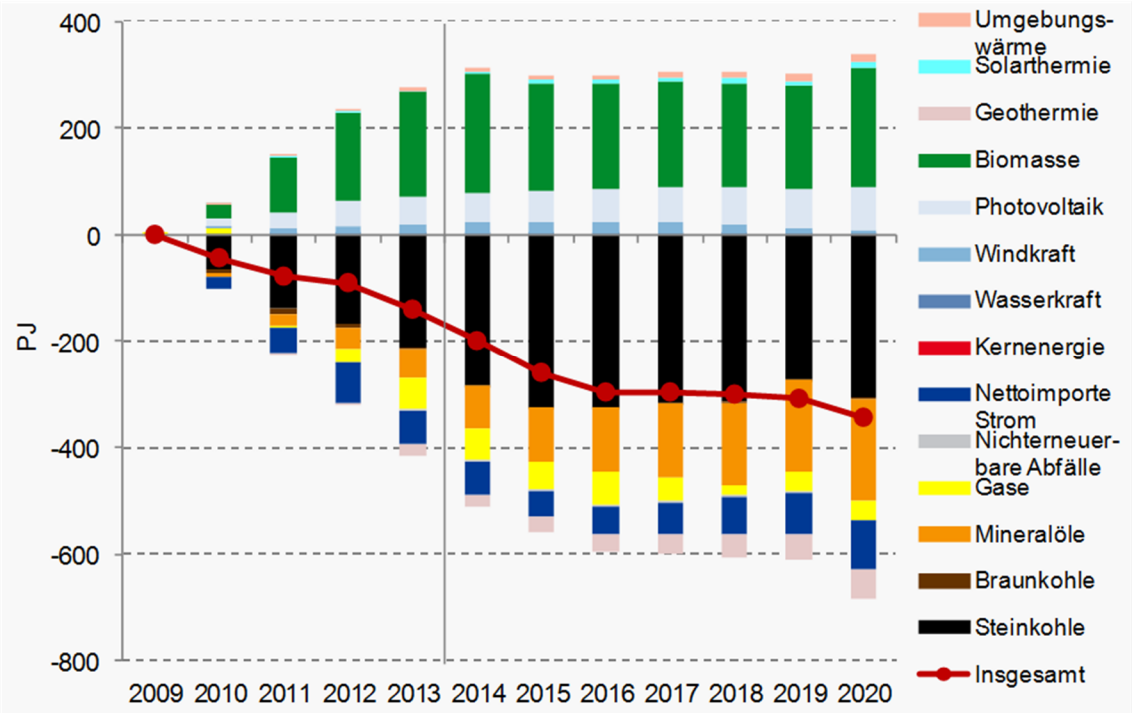
Die erneuerbaren Energien übernehmen eine zunehmend wichtige Rolle in der Energieversorgung. Im KS-Szenario erhöht sich der Verbrauch an erneuerbaren Energien zwischen 2009 und 2020 um 701 PJ (+58 % gegenüber 2009). Im EW-Szenario nimmt der Verbrauch an Erneuerbaren im gleichen Zeitraum um 986 PJ zu (+82 % gegenüber 2009). Ihr Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs erhöht sich im KS-Szenario von knapp neun Prozent im Jahr 2009 auf 15,7 % im Jahr 2020. Im EW-Szenario steigt der Anteil auf 18,6 %.

Tabelle 4-12: Primärenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	1.496	1.717	1.713	1.792	1.785	1.832	1.732	1.649	1.598	1.521	1.464	1.363
Braunkohle	1.507	1.507	1.562	1.640	1.627	1.551	1.512	1.493	1.475	1.459	1.441	1.422
Mineralöle	4.635	4.673	4.516	4.533	4.337	4.229	4.144	4.070	3.984	3.909	3.831	3.762
Gase	3.046	3.139	2.938	2.955	2.799	2.655	2.539	2.499	2.474	2.451	2.416	2.396
Nichterneuerbare Abfälle	224	206	215	205	211	207	198	187	183	177	167	155
Nettoimporte Strom	-52	-71	-35	-93	-121	-154	-108	-109	-97	-114	-106	-144
Kernenergie	1.472	1.537	1.180	1.088	1.053	1.027	909	901	785	778	657	650
Erneuerbare Energien	1.201	1.421	1.462	1.610	1.704	1.776	1.801	1.851	1.920	1.993	2.063	2.188
Wasserkraft	69	74	63	77	73	67	67	67	67	67	67	67
Windkraft	139	136	176	182	192	210	229	251	274	299	326	362
Photovoltaik	24	42	71	95	108	120	132	144	157	170	184	198
Biomasse	936	1.129	1.110	1.209	1.267	1.305	1.286	1.291	1.312	1.335	1.354	1.416
Geothermie	0	1	1	1	6	9	12	15	18	21	23	26
Solarthermie	17	19	20	21	27	32	37	42	47	52	57	62
Umgebungswärme	17	19	22	24	31	33	37	41	45	48	52	56
Insgesamt	**13.530**	**14.127**	**13.550**	**13.729**	**13.395**	**13.122**	**12.727**	**12.542**	**12.322**	**12.174**	**11.933**	**11.792**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	1.496	1.779	1.850	1.957	1.997	2.117	2.055	1.973	1.915	1.835	1.736	1.670
Braunkohle	1.507	1.514	1.573	1.648	1.631	1.551	1.513	1.494	1.476	1.461	1.442	1.424
Mineralöle	4.635	4.681	4.539	4.576	4.392	4.310	4.246	4.192	4.124	4.066	4.004	3.953
Gase	3.046	3.126	2.941	2.977	2.857	2.713	2.593	2.561	2.517	2.469	2.451	2.432
Nichterneuerbare Abfälle	224	207	216	206	212	208	200	189	185	179	169	158
Nettoimporte Strom	-52	-50	13	-17	-56	-92	-61	-56	-37	-44	-28	-53
Kernenergie	1.472	1.537	1.180	1.088	1.053	1.027	909	901	785	778	657	650
Erneuerbare Energien	1.201	1.376	1.317	1.380	1.448	1.487	1.532	1.586	1.654	1.730	1.810	1.902
Wasserkraft	69	73	62	76	72	66	66	66	66	66	66	66
Windkraft	139	132	165	165	173	189	207	228	253	282	315	352
Photovoltaik	24	30	41	49	57	64	73	81	90	99	108	118
Biomasse	936	1.102	1.005	1.044	1.070	1.079	1.084	1.094	1.115	1.139	1.162	1.194
Geothermie	0	1	3	5	25	33	41	49	57	64	72	80
Solarthermie	17	18	19	19	24	28	32	36	40	44	47	51
Umgebungswärme	17	19	21	21	26	27	29	32	34	36	39	41
Insgesamt	**13.530**	**14.171**	**13.628**	**13.819**	**13.536**	**13.322**	**12.987**	**12.839**	**12.619**	**12.475**	**12.242**	**12.137**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	-63	-137	-165	-212	-284	-323	-323	-317	-314	-272	-307
Braunkohle	0	-8	-11	-8	-4	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2
Mineralöle	0	-9	-23	-43	-55	-81	-102	-122	-140	-157	-174	-191
Gase	0	13	-3	-22	-58	-58	-54	-62	-42	-18	-36	-36
Nichterneuerbare Abfälle	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-3
Nettoimporte Strom	0	-21	-48	-76	-65	-63	-47	-53	-60	-71	-78	-91
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	0	45	145	230	256	289	269	265	265	263	253	286
Wasserkraft	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Windkraft	0	4	11	17	19	21	22	22	21	17	11	10
Photovoltaik	0	12	30	46	51	55	59	63	67	71	76	80
Biomasse	0	27	104	165	197	226	202	197	197	196	192	222
Geothermie	0	0	-3	-4	-19	-24	-29	-34	-39	-44	-49	-54
Solarthermie	0	0	1	2	2	4	5	7	8	9	10	11
Umgebungswärme	0	0	1	3	5	6	8	9	11	12	14	15
Insgesamt	**0**	**-44**	**-78**	**-90**	**-140**	**-199**	**-260**	**-297**	**-297**	**-301**	**-309**	**-344**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 4-1: Differenz im Primärenergieverbrauch zwischen den Szenarien, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.2.2 Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe

Im EW-Szenario verringern sich die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe ab dem Jahr 2011, bis 2020 um 15 % gegenüber 2009 (Tabelle 4-13 und Abbildung 4-2). Die Reduktion der Emissionen beruht hauptsächlich auf dem rückläufigen Primärenergieverbrauch. Die abnehmende Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs verstärkt die Reduktion der THG-Emissionen. Die Veränderung der Emissionsintensität zeigt sich vor allem im steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Energieträgermix. Zwischen 2009 und 2020 verringert sich die THG-Intensität im EW-Szenario um 2,4 %. Die Reduktion der THG-Intensität verläuft nicht linear: Zu Beginn des Betrachtungszeitraums steigt die Emissionsintensität noch an und erst ab 2016 liegt sie unter dem Wert des Jahres 2009.

Im KS-Szenario nehmen die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zwischen 2009 und 2020 um 8,9 % ab, das sind 45 Mio. t CO_2-Äquivalente weniger als im EW-Szenario. Die Differenz ist auf den geringeren Rückgang des Primärenergieverbrauchs und auf die Entwicklung der THG-Intensität des Primärenergieverbrauchs zurückzuführen. Die THG-Intensität steigt im Ex post-Zeitraum an (+5,4 %), im Ex ante-Zeitraum ist sie rückläufig. Im Jahr 2020 ist die THG-Intensität im KS-Szenario noch 1,6 % größer als 2009.

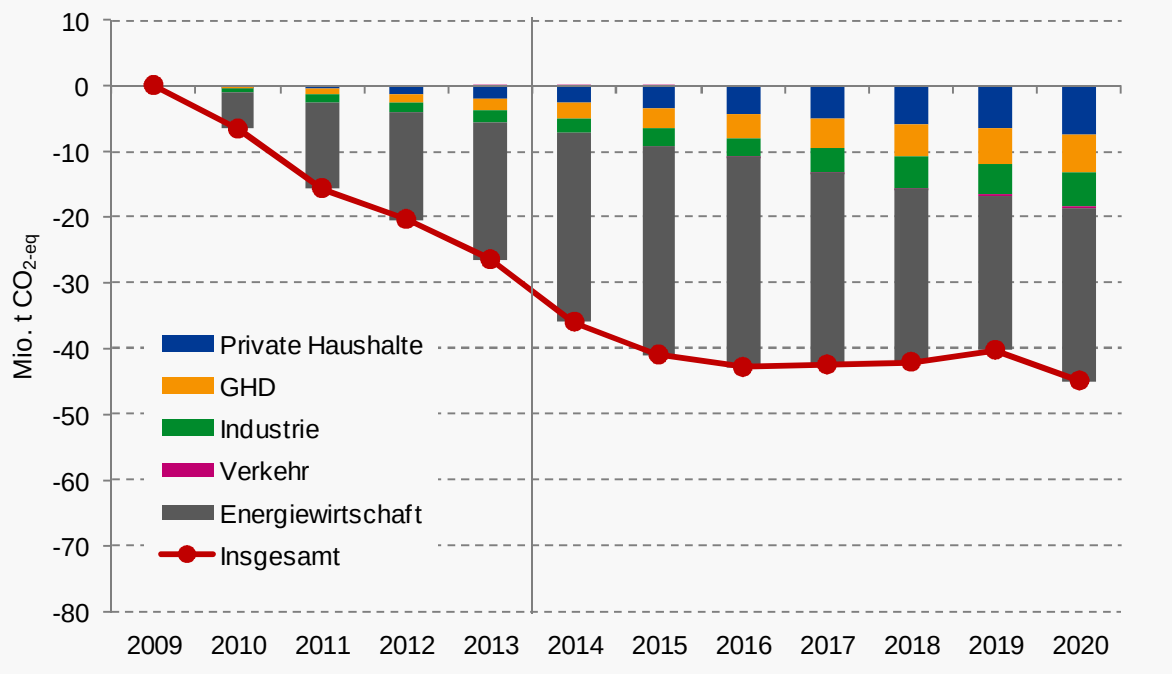
Tabelle 4-13: Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in Mio. t CO_2-Äquivalente

	Energiewende Szenario											
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
CO_2-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in Mio. t)	733	783	761	759	749	728	702	685	672	656	642	624
CH_4-Emissionen (in CO_{2eq})	2,6	3,2	3,2	3,4	3,4	3,4	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	3,1
N_2O-Emissionen (in CO_{2eq})	5,1	5,0	3,1	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8
THG-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in CO_{2eq})	**741**	**791**	**768**	**766**	**755**	**734**	**708**	**691**	**678**	**662**	**648**	**630**
Private Haushalte	99	107	91	94	94	88	85	83	80	78	76	73
GHD	45	50	46	48	42	39	37	36	34	33	32	30
Industrie	101	120	121	117	116	113	111	110	109	108	107	105
Verkehr	154	151	153	151	146	143	140	139	137	135	133	131
Energiewirtschaft	342	363	358	355	358	351	334	323	317	309	300	290
	Kontrafaktisches Szenario											
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
CO_2-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in Mio. t)	733	790	777	780	776	765	744	728	715	699	683	670
CH_4-Emissionen (in CO_{2eq})	2,6	3,1	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7
N_2O-Emissionen (in CO_{2eq})	5,1	5,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
THG-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in CO_{2eq})	**741**	**798**	**783**	**786**	**782**	**771**	**749**	**734**	**720**	**705**	**688**	**675**
Private Haushalte	99	107	91	96	96	91	89	87	85	84	82	81
GHD	45	51	47	50	44	42	41	40	39	38	37	36
Industrie	101	121	122	118	118	115	114	113	113	113	112	111
Verkehr	154	151	153	151	146	143	140	139	137	135	133	132
Energiewirtschaft	342	369	371	371	379	380	365	355	346	335	324	316
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
CO_2-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in Mio. t)	0	-7	-16	-21	-27	-37	-41	-43	-43	-43	-41	-46
CH_4-Emissionen (in CO_{2eq})	0,0	0,1	0,3	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
N_2O-Emissionen (in CO_{2eq})	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
THG-Emissionen aus Verbrennung fossiler Brennstoffe (in CO_{2eq})	**0**	**-7**	**-16**	**-20**	**-27**	**-36**	**-41**	**-43**	**-43**	**-42**	**-40**	**-45**
Private Haushalte	0,0	-0,1	-0,5	-1,3	-2,0	-2,6	-3,4	-4,2	-5,1	-5,9	-6,6	-7,4
GHD	0,0	-0,5	-0,9	-1,4	-1,8	-2,5	-3,2	-3,8	-4,4	-4,9	-5,3	-5,7
Industrie	0,0	-0,6	-1,0	-1,4	-1,8	-2,1	-2,5	-2,7	-3,7	-4,7	-4,7	-5,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2
Energiewirtschaft	0,0	-5,5	-13,3	-16,4	-21,1	-28,7	-31,9	-32,1	-29,4	-26,6	-23,7	-26,6

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die zusätzlichen THG-Reduktionen im EW-Szenario entfallen zu knapp 60 % auf die Energiewirtschaft (Umwandlungssektor). Die Anteile der Sektoren private Haushalte (16 %), GHD (13 %) und Industrie (12 %) an der zusätzlichen Reduktion sind vergleichsweise gering. Im Verkehrssektor ergeben sich keine nennenswerten zusätzlichen Einsparungen (0,4 %).

Abbildung 4-2: Zusätzlich vermiedene Treibhausgasemissionen im EW-Szenario, nach Sektoren, 2009–2020, in Mio. t CO_2-Äquivalenten



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.2.3 Endenergieverbrauch

Im EW-Szenario steigt der Endenergieverbrauch im Ex post-Zeitraum 2009–2013 um 2,1 % an (+179 PJ). Im KS-Szenario erhöht sich der Endenergieverbrauch um zusätzliche 71 PJ (+2,9 % gegenüber 2009).

Im Ex ante-Zeitraum 2014 bis 2020 verringert sich der Endenergieverbrauch, im EW-Szenario sinkt der Verbrauch auf 8.157 PJ. Gegenüber dem Jahr 2009 bedeutet dies eine Reduktion um 5,9 %. Im KS-Szenario sinkt der Verbrauch weniger stark als im EW-Szenario. Im Jahr 2020 liegt der Endenergieverbrauch bei 8.384 PJ. Das sind 227 PJ mehr als im EW-Szenario (Tabelle 4-14 und Abbildung 4-3).

Tabelle 4-14: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

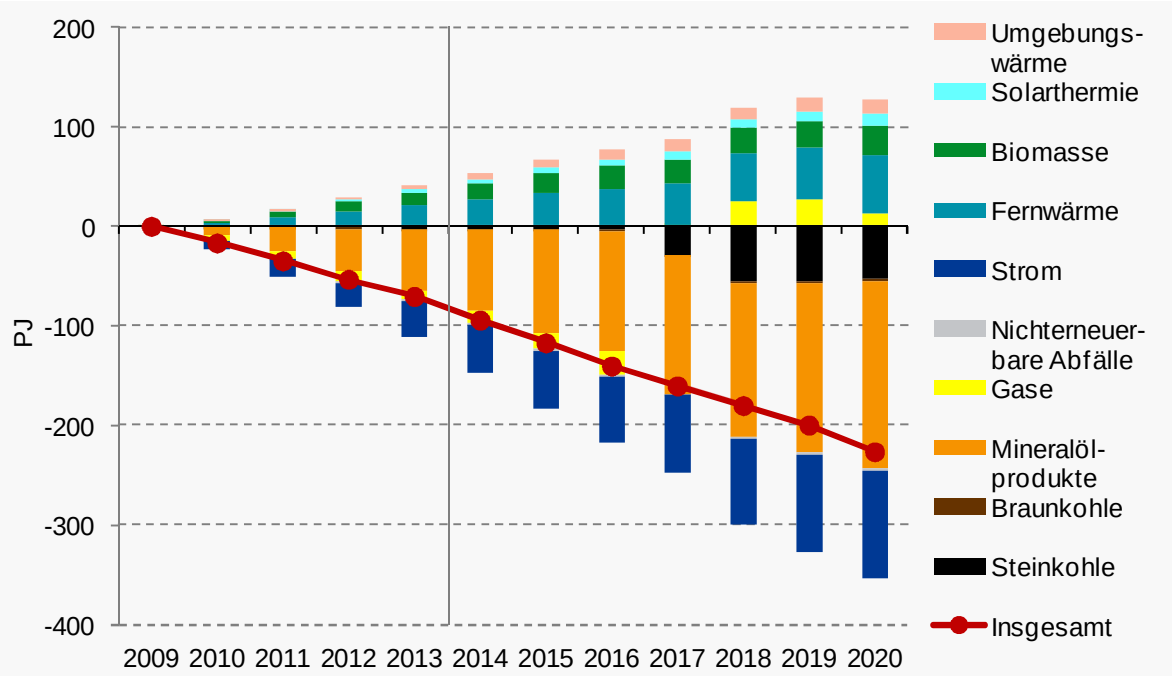
	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	285	375	387	345	352	342	336	325	314	306	305	291
Braunkohle	79	89	94	91	87	84	78	75	73	71	68	66
Mineralölprodukte	3.421	3.431	3.298	3.335	3.192	3.092	3.017	2.957	2.898	2.838	2.779	2.719
Gase	2.116	2.352	2.149	2.235	2.184	2.097	2.054	2.033	2.009	1.985	1.957	1.938
Nichterneuerbare Abfälle	76	74	99	89	95	93	92	90	91	90	89	86
Elektrischer Strom u.a. Energieträger	2.210	2.370	2.297	2.309	2.287	2.255	2.245	2.238	2.231	2.224	2.217	2.210
Strom	1.783	1.899	1.876	1.869	1.849	1.830	1.822	1.818	1.813	1.809	1.805	1.802
Fernwärme	428	472	420	440	438	425	422	420	417	415	412	408
Erneuerbare Energien	477	617	557	595	646	665	699	731	760	789	817	847
Biomasse	443	579	516	550	589	600	624	648	668	688	708	729
Solarthermie	17	19	20	21	27	32	37	42	47	52	57	62
Umgebungswärme	17	19	22	24	31	33	37	41	45	48	52	56
Insgesamt	**8.664**	**9.310**	**8.881**	**8.998**	**8.844**	**8.627**	**8.521**	**8.449**	**8.375**	**8.304**	**8.231**	**8.157**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	285	376	389	347	354	345	339	329	343	361	360	344
Braunkohle	79	89	95	92	88	85	79	76	74	72	70	68
Mineralölprodukte	3.421	3.440	3.321	3.379	3.254	3.174	3.119	3.078	3.036	2.994	2.950	2.906
Gase	2.116	2.357	2.157	2.244	2.193	2.110	2.071	2.055	2.009	1.960	1.929	1.925
Nichterneuerbare Abfälle	76	75	100	90	97	94	94	92	93	92	91	88
Elektrischer Strom u.a. Energieträger	2.210	2.374	2.305	2.320	2.302	2.275	2.270	2.267	2.264	2.262	2.263	2.261
Strom	1.783	1.906	1.893	1.895	1.885	1.877	1.880	1.885	1.890	1.895	1.904	1.911
Fernwärme	428	468	411	425	417	398	390	382	374	367	359	350
Erneuerbare Energien	477	615	550	581	626	639	665	692	717	742	767	792
Biomasse	443	578	510	540	576	584	603	625	643	662	681	699
Solarthermie	17	18	19	19	24	28	32	36	40	44	47	51
Umgebungswärme	17	19	21	21	26	27	29	32	34	36	39	41
Insgesamt	**8.665**	**9.326**	**8.916**	**9.051**	**8.914**	**8.721**	**8.638**	**8.590**	**8.535**	**8.484**	**8.431**	**8.384**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-29	-55	-55	-53
Braunkohle	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2
Mineralölprodukte	0	-9	-23	-43	-62	-82	-102	-121	-139	-155	-171	-187
Gase	0	-5	-8	-9	-9	-12	-18	-23	0	26	27	14
Nichterneuerbare Abfälle	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-3
Elektrischer Strom u.a. Energieträger	0	-3	-8	-11	-15	-21	-25	-29	-33	-38	-46	-51
Strom	0	-7	-17	-25	-36	-47	-58	-67	-76	-86	-98	-109
Fernwärme	0	4	9	15	21	27	32	38	43	48	52	58
Erneuerbare Energien	0	2	7	14	20	26	34	39	43	47	49	56
Biomasse	0	1	5	10	13	16	21	23	25	26	26	30
Solarthermie	0	0	1	2	2	4	5	7	8	9	10	11
Umgebungswärme	0	0	1	3	5	6	8	9	11	12	14	15
Insgesamt	**0**	**-17**	**-35**	**-53**	**-71**	**-94**	**-117**	**-140**	**-160**	**-180**	**-200**	**-227**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Unterschiede zeigen sich auch bei der Energieträgerstruktur. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Mineralölprodukte, fossile Gase und nicht erneuerbare Abfälle geht im EW-Szenario von 69 % im Jahr 2009 auf 62,5 % im Jahr 2020 zurück. Im KS-Szenario sinkt der Anteil auf 63,6 %. Der zusätzliche Rückgang der fossilen Energieträger ist hauptsächlich auf die Entwicklung bei den Mineralölprodukten (vor allem Heizöl extra-leicht) zurückzuführen. Der Verbrauch an Mineralölprodukten verringert sich im EW-Szenario im Zeitraum 2009–2020 um 702 PJ (-20,5 %). Der Anteil der Mineralölprodukte am Endenergieverbrauch verringert sich um 6,1 %-Punkte auf 33,3 %. Im KS-Szenario nimmt der Verbrauch an Mineralölprodukten um 514 PJ ab (-15,0 %), der Anteil am Endenergieverbrauch sinkt um 4,8 %-Punkte auf 34,7 %.

Ein deutlicher Unterschied zwischen den Szenarien zeigt sich auch bei der Steinkohle, insbesondere ab 2017. Im Jahr 2020 liegt die Differenz beim Steinkohleverbrauch bei 53 PJ. Ursache für den höheren Verbrauch im KS-Szenario sind die industriellen KWK-Anlagen, welche im KS-Szenario häufiger als im EW-Szenario auf Basis von Steinkohle betrieben werden. Im Vergleich dazu werden im EW-Szenario in den industriellen KWK-Anlagen mehr fossile Gase eingesetzt. Der Gasverbrauch ist deshalb im EW-Szenario ab 2017 leicht höher als im KS-Szenario (Differenz im Jahr 2020: 14 PJ). In beiden Szenarien verringert sich jedoch im Zeitraum 2009–2020 der Einsatz fossiler Gase, im EW-Szenario um 178 PJ, im KS-Szenario um 192 PJ.

Abbildung 4-3: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ



Quelle: GWS/Prognos/EW 2014

Der Stromverbrauch nimmt im EW-Szenario im Ex post-Zeitraum um 66 PJ zu. Im Ex ante-Zeitraum nimmt der Stromverbrauch ab, liegt aber im Jahr 2020 immer noch 1,1 % über dem Verbrauch des Jahres 2009 (+19 PJ). Im KS-Szenario nimmt der Stromverbrauch stärker zu, bis 2013 erhöht sich der Verbrauch gegenüber 2009 um 102 PJ (+5,7 %). Im Ex ante-Zeitraum erhöht sich der Stromverbrauch weiter, im Jahr 2020 ist er 128 PJ höher als im Jahr 2009 (+7,2 %).

Deutliche Differenzen zwischen den Szenarien zeigen sich auch bei der Fernwärme. Im EW-Szenario steigt der Anteil der Fernwärme an der Raumwärme im Zeitraum 2009–2020. Fernwärme ersetzt dabei fossile Energieträger, insbesondere Heizöl. Aufgrund der Effizienzfortschritte bei der Gebäudedämmung sinkt jedoch der Energieverbrauch. Zwischen 2009 und 2020 verringert sich der Verbrauch an Fernwärme um 4,5 % auf 408 PJ. Im Gegensatz dazu nimmt im KS-Szenario der Anteil der Fernwärme an der Raumwärme ab: Es werden weniger neue Fernwärmenetze gebaut und die Erweiterung der bestehenden Netze fällt geringer aus als im EW-Szenario. Auch im KS-Szenario führt die Effizienzsteigerung bei der Gebäudedämmung zur Abnahme des Fernwärmeverbrauchs. Insgesamt verringert sich der Fernwärmeverbrauch im KS-Szenario zwischen 2009 und 2020 um 18,1 % auf 350 PJ (zusätzliche 58 PJ gegenüber dem EW-Szenario).

Die erneuerbaren Energieträger Biomasse, Solarthermie und Umgebungswärme übernehmen in den Szenarien eine zunehmend wichtige Rolle in der Energieversorgung. Im EW-Szenario erhöht sich der Verbrauch der erneuerbaren Energien bis 2013 um 169 PJ, bis 2020 um 370 PJ (+78 % gegenüber 2009). Im KS-Szenario nimmt die Verwendung der Erneuerbaren bis 2020 um 314 PJ (+66 %) zu, das sind 56 PJ weniger als im EW-Szenario. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch steigt im EW-Szenario von 5,5 % im Jahr 2009 auf 10,4 % im Jahr 2020. Im KS-Szenario erhöht sich der Anteil auf 9,4 %. Der zusätzliche Verbrauch der Erneuerbaren ist hauptsächlich auf die Biomasse zurückzuführen und dabei insbesondere auf die Energieträger Biogas und Klärgas.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren ist in Tabelle 4-15 dargestellt. Im Ex post-Zeitraum 2009–2013 nahm der Energieverbrauch im EW-Szenario in den Sektoren private Haushalte (-12 PJ), GHD (-59 PJ) und Verkehr (-24 PJ) ab, einzig im Industriesektor nahm der Verbrauch zu (+274 PJ). Im Ex ante-Zeitraum 2014 bis 2020 sinkt der Verbrauch in allen Sektoren: private Haushalte -294 PJ, GHD -175 PJ, Industrie -98 PJ und Verkehr -119 PJ. Über den gesamten Zeitraum 2009–2020 betrachtet, nimmt der Energieverbrauch nur im Industriesektor zu (+176 PJ). Es wird darauf hingewiesen, dass diese Verbrauchsentwicklungen auf einer BIP-Entwicklung basieren, die etwas geringer ist als diejenige, die in der aktuellen Mittelfristprojektion (2014–2018) der Bundesregierung verwendet wird (vgl. Kommentare in Kapitel 4.1).

Im KS-Szenario ist der Verbrauch in allen Sektoren höher. Bis 2013 ergibt sich eine Differenz von 71 PJ. Bis ins Jahr 2020 erhöht sich der Mehrverbrauch im KS-Szenario auf 227 PJ (Abbildung 4-4). Der höhere Verbrauch im KS-Szenario im Jahr 2020 verteilt sich hauptsächlich auf die Sektoren private Haushalte (88 PJ), GDH (80 PJ) und Industrie (56 PJ). Im

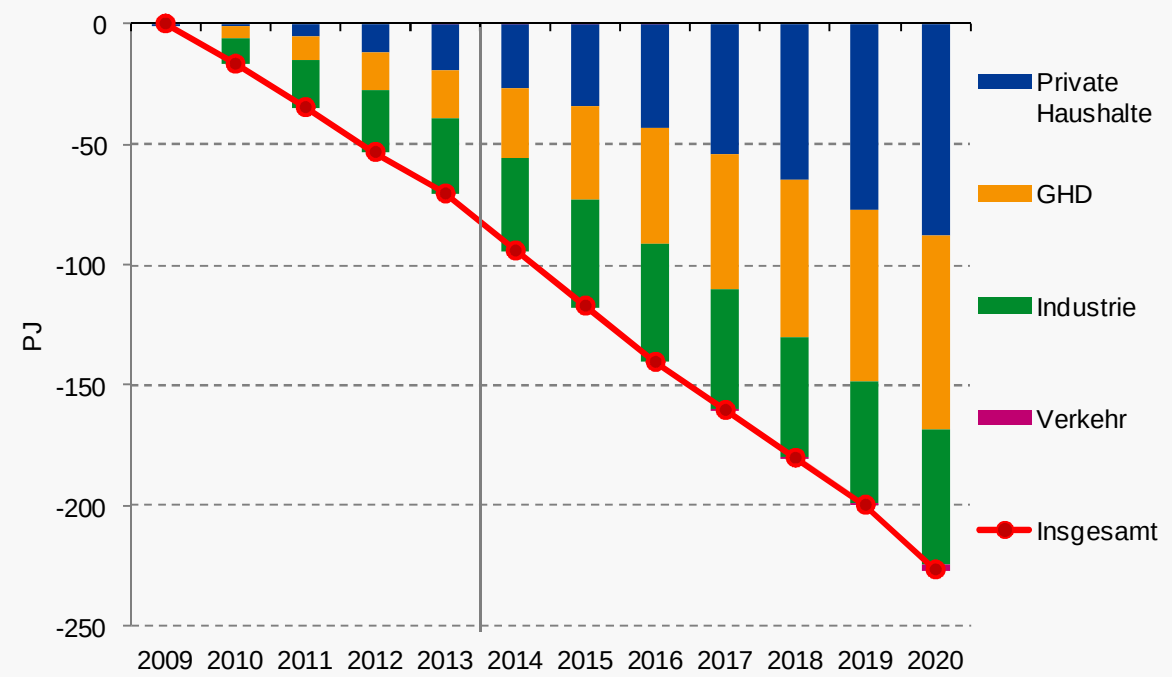
Verkehrssektor ist der Unterschied zwischen den Szenarien gering, im Jahr 2020 beläuft er sich auf zwei Petajoule.

Tabelle 4-15: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Sektor	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Private Haushalte	2.478	2.676	2.333	2.431	2.465	2.356	2.324	2.293	2.261	2.231	2.201	2.171
GHD	1.355	1.483	1.346	1.397	1.296	1.252	1.221	1.198	1.176	1.156	1.139	1.121
Industrie	2.291	2.592	2.634	2.599	2.565	2.526	2.508	2.501	2.493	2.485	2.477	2.467
Verkehr	2.540	2.559	2.568	2.571	2.517	2.492	2.468	2.458	2.445	2.431	2.415	2.398
Insgesamt	**8.664**	**9.310**	**8.881**	**8.998**	**8.844**	**8.627**	**8.521**	**8.449**	**8.375**	**8.304**	**8.231**	**8.157**
	Kontrafaktisches Szenario											
Sektor	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Private Haushalte	2.478	2.677	2.339	2.443	2.485	2.383	2.358	2.336	2.315	2.296	2.278	2.260
GHD	1.355	1.488	1.357	1.412	1.316	1.282	1.259	1.245	1.232	1.222	1.210	1.201
Industrie	2.291	2.603	2.653	2.625	2.597	2.565	2.552	2.550	2.543	2.534	2.527	2.523
Verkehr	2.540	2.559	2.568	2.571	2.516	2.492	2.468	2.458	2.446	2.432	2.416	2.400
Insgesamt	**8.665**	**9.326**	**8.916**	**9.051**	**8.914**	**8.721**	**8.638**	**8.590**	**8.535**	**8.484**	**8.431**	**8.384**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Sektor	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Private Haushalte	0	-1	-5	-12	-19	-26	-34	-44	-54	-64	-77	-88
GHD	0	-5	-10	-16	-20	-30	-39	-48	-56	-65	-71	-80
Industrie	0	-10	-19	-26	-32	-39	-44	-49	-50	-50	-51	-56
Verkehr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-2
Insgesamt	**0**	**-17**	**-35**	**-53**	**-71**	**-94**	**-117**	**-140**	**-160**	**-180**	**-200**	**-227**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 4-4: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Sektoren, 2009–2020, in PJ



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Verbrauchszunahme im EW-Szenario im Ex post-Zeitraum um 179 PJ ist hauptsächlich auf den Anwendungsbereich Prozesswärme (+209 PJ) zurückzuführen (Tabelle 4-16). Der Anstieg steht in engem Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Erholung nach der Weltwirtschaftskrise 2009. Der Verbrauch für Raumwärme hat sich im Zeitraum 2009 bis 2013 um 30 PJ verringert (-1,1 %), der Verbrauch für die Beleuchtung um 14 PJ (-4,9 %). Bei den übrigen Anwendungsbereichen veränderte sich die Verbrauchsmenge im Ex post-Zeitraum nicht wesentlich.

Im Ex ante-Zeitraum 2014–2020 sinkt der Endenergieverbrauch im EW-Szenario um 687 PJ. Hauptursächlich für den Rückgang sind die Anwendungen Raumwärme (-414 PJ), Mechanische Energie (-140 PJ) und Prozesswärme (-88 PJ). Der Bereich Kühlen, Lüften und übrige Haustechnik ist der einzige Anwendungsbereich mit einem steigenden Verbrauch im Zeitraum 2014–2020 (+15 PJ).

Im KS-Szenario stieg der Endenergieverbrauch im Ex post-Zeitraum um 250 PJ an, im Ex ante-Zeitraum verringert er sich um 531 PJ. Insgesamt nimmt der Verbrauch im Zeitraum 2009–2020 im KS-Szenario um 281 PJ ab (-3,2 %), im EW-Szenario um 508 PJ (-5,9 %).

Die zusätzliche Verbrauchsreduktion im EW-Szenario um 227 PJ ist zu großen Teilen auf die Anwendungsbereiche Raumwärme (82 PJ), Mechanische Energie (68 PJ) und Prozesswärme (32 PJ) zurückzuführen (Tabelle 4-16 und Abbildung 4-5). Die zusätzlichen Einsparungen bei der Raumwärme werden überwiegend im Sektor private Haushalte erzielt. Im EW-Szenario werden mehr Gebäude saniert und die sanierten Gebäude weisen einen

höheren Effizienzstandard auf. Die mittlere Sanierungsrate des Wohngebäudebestands im Zeitraum 2009–2020 liegt im EW-Szenario bei 1,2 %, im KS-Szenario bei 0,8 %.

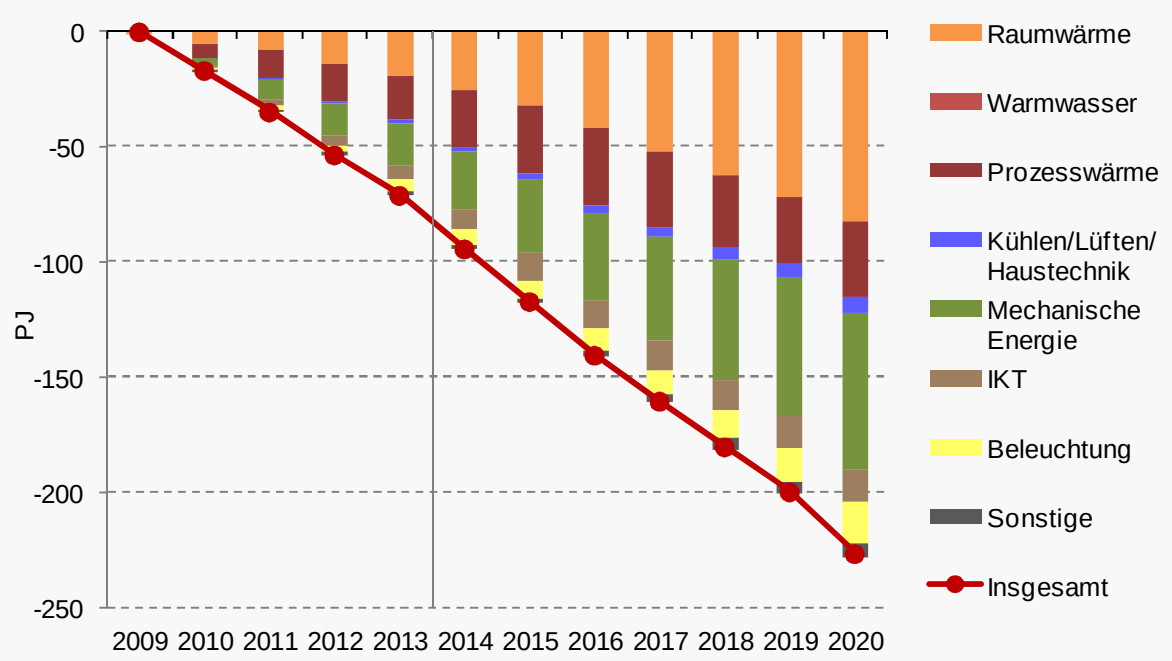
Die zusätzlichen Einsparungen bei der Mechanischen Energie und der Prozesswärme sind im Wesentlichen auf die Effizienzentwicklung in den Sektoren GHD und Industrie zurückzuführen.

Tabelle 4-16: Endenergieverbrauch im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	2.718	3.013	2.577	2.724	2.688	2.545	2.497	2.450	2.404	2.360	2.317	2.274
Warmwasser	276	270	272	273	271	270	269	269	267	267	267	266
Prozesswärme	1.698	1.953	1.963	1.942	1.907	1.874	1.852	1.846	1.839	1.832	1.826	1.819
Kühlen/Lüften/Haustechnik	75	81	75	76	81	82	84	87	89	91	94	96
Mechanische Energie	3.364	3.434	3.455	3.446	3.382	3.353	3.326	3.313	3.297	3.281	3.262	3.242
IKT	178	186	180	179	174	170	167	165	164	163	162	161
Beleuchtung	292	310	294	294	278	270	263	257	252	247	241	236
Sonstige	63	63	64	64	63	63	63	63	62	62	62	61
Insgesamt	**8.664**	**9.310**	**8.881**	**8.998**	**8.844**	**8.627**	**8.521**	**8.449**	**8.375**	**8.304**	**8.231**	**8.157**
	Kontrafaktisches Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	2.718	3.018	2.586	2.739	2.708	2.570	2.529	2.492	2.456	2.423	2.389	2.357
Warmwasser	276	270	272	273	271	270	269	268	266	266	265	265
Prozesswärme	1.698	1.959	1.975	1.958	1.925	1.899	1.881	1.879	1.871	1.864	1.855	1.851
Kühlen/Lüften/Haustechnik	75	81	75	77	82	84	87	90	93	96	100	103
Mechanische Energie	3.364	3.438	3.464	3.460	3.400	3.378	3.358	3.351	3.342	3.333	3.322	3.310
IKT	178	187	182	183	180	179	178	177	177	177	176	176
Beleuchtung	292	311	297	297	283	277	271	267	263	259	256	254
Sonstige	63	63	65	65	65	65	65	66	66	67	67	67
Insgesamt	**8.665**	**9.326**	**8.916**	**9.051**	**8.915**	**8.721**	**8.638**	**8.590**	**8.535**	**8.484**	**8.431**	**8.384**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	0	-5	-9	-14	-20	-26	-32	-42	-52	-63	-72	-82
Warmwasser	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2
Prozesswärme	0	-6	-12	-16	-19	-25	-30	-33	-32	-31	-28	-32
Kühlen/Lüften/Haustechnik	0	0	-1	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-5	-6	-7
Mechanische Energie	0	-3	-9	-14	-18	-25	-32	-38	-45	-53	-60	-68
IKT	0	-1	-2	-4	-6	-9	-12	-12	-13	-13	-14	-14
Beleuchtung	0	-1	-2	-3	-5	-7	-8	-9	-11	-12	-15	-18
Sonstige	0	0	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-6
Insgesamt	**0**	**-17**	**-35**	**-53**	**-71**	**-94**	**-117**	**-140**	**-160**	**-180**	**-200**	**-227**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 4-5: Zusätzlich eingesparte Endenergie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.3 Strom- und Fernwärmeerzeugung

4.3.1 Stromerzeugung

Tabelle 4-17 zeigt die Bruttostromerzeugung im Energiewendeszenario differenziert nach Energieträgern. In der Ex post-Betrachtung zeigt sich der starke Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zwischen 2009 und 2013 um zehn Prozentpunkte von 16 % auf 26 %. Dieser Anstieg wurde durch den starken Zuwachs der Stromerzeugung aus Windkraft, Photovoltaik und Biomasse verursacht. Im konventionellen Kraftwerkspark standen dieser Entwicklung eine steigende Kohleverstromung sowie eine sinkende Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und Kernkraftwerken gegenüber. Gleichzeitig stiegen die Stromexporte von 14 TWh im Jahr 2009 auf 34 TWh im Jahr 2013 stark an.

In der Ex ante-Analyse setzt sich diese Entwicklung bis 2020 mit einem Anstieg des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 40 % weiter fort. Die Erzeugung aus Windenergie verdoppelt sich dabei gegenüber 2013 auf etwa 100 TWh. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik steigt bis 2020 auf 55 TWh an, was ebenfalls fast einer Verdopplung gegenüber 2013 entspricht. Auch die Stromerzeugung aus Biomasse steigt im Zeitverlauf weiter leicht an. Im konventionellen Kraftwerkspark steht dieser Entwicklung eine durch den Atomausstieg sinkende Erzeugung aus Kernenergie gegenüber. Gleichzeitig steigt die Erzeugung aus Steinkohle weiter an, um bis zum Jahr 2020 wieder etwa auf das

Niveau von 2009 abzusinken. Auch die Stromerzeugung von Gaskraftwerken nimmt bis 2020 weiter deutlich auf 47 TWh ab. Die gesamte Erzeugung aus konventionellen Energieträgern sinkt bis 2020 somit aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der abnehmenden Stromnachfrage um etwa 100 TWh gegenüber 2009. Die Stromexporte steigen bis 2020 weiter auf 40 TWh an.

Tabelle 4-17: Bruttostromerzeugung im Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh

	Energiewendeszenario											
	Ex post					Ex ante						
Bruttostromerzeugung [TWh]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	108	119	114	119	127	137	135	128	125	119	114	107
Braunkohle	146	146	151	162	163	159	156	155	154	154	156	156
Gas	81	88	84	74	65	59	53	49	48	48	47	47
Heizöl	10	7	6	7	6	6	6	5	3	2	1	1
Kernenergie	135	141	108	100	97	95	85	85	74	74	63	63
Speicher	6	8	7	7	5	5	6	6	6	6	6	5
Lauf- und Speicherwasser	19	21	18	22	20	19	19	19	19	19	19	19
Windkraft	39	38	49	51	53	58	64	70	76	83	91	100
onshore	39	38	48	50	53	56	60	64	68	73	77	83
offshore	0	0	1	1	1	2	4	5	8	11	14	17
PV	7	12	20	26	30	33	37	40	44	47	51	55
Biomasse	26	29	34	41	44	46	45	46	46	47	48	52
Sonstige Brennstoffe	20	25	23	22	21	21	19	18	17	16	15	14
Gesamtsumme	**596**	**633**	**614**	**631**	**633**	**639**	**624**	**619**	**612**	**615**	**610**	**617**
Importsaldo [TWh]	**-14**	**-18**	**-8**	**-25**	**-34**	**-43**	**-30**	**-30**	**-27**	**-32**	**-29**	**-40**
Bruttostromverbrauch [TWh]	**581**	**614**	**606**	**606**	**599**	**596**	**593**	**589**	**585**	**583**	**580**	**577**
Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]	**16%**	**18%**	**22%**	**25%**	**26%**	**28%**	**29%**	**31%**	**33%**	**35%**	**37%**	**40%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-18 stellt die Stromerzeugung im kontrafaktischen Szenario dar. Tabelle 4-19 zeigt zudem die Differenz zwischen den Szenarien für die verschiedenen Energieträger, wobei positive Werte eine höhere Stromerzeugung im Energiewendeszenario bedeuten.

Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im kontrafaktischen Szenario ex post deutlich weniger ansteigt als im Energiewendeszenario. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung liegt dabei im Jahr 2013 im Energiewendeszenario um sechs Prozentpunkte höher als im kontrafaktischen Szenario. Mit jeweils knapp 15 TWh weniger Erzeugung im kontrafaktischen Szenario wird diese Differenz hautsächlich durch die unterschiedliche Erzeugung aus Biomasse und Photovoltaik verursacht. Zudem ist die Stromerzeugung aus Windenergie im kontrafaktischen Szenario um fünf Terawattstunden niedriger als im Energiewendeszenario. Im konventionellen Kraftwerkspark steigt im kontrafaktischen Szenario in der Ex post-Betrachtung die Stromerzeugung aus Steinkohle bis 2013 um mehr als 20 TWh stärker an als im Energiewendeszenario. Gleichzeitig sinkt die Stromerzeugung von Gaskraftwerken im kontrafaktischen Szenario bis 2013 weniger stark ab als im Energiewendeszenario, sodass die Erzeugung aus Gas im Jahr 2013 im kontrafaktischen Szenario um fünf Terawattstunden größer als im Energiewendeszenario ist. Bei der Stromerzeugung aus den übrigen konventionellen Energieträgern ergeben sich bis 2013 keine Unterschiede zwischen den beiden Szenarien. Die Stromexporte sind im

kontrafaktischen Szenario ex post in allen Jahren deutlich geringer als im Energiewendeszenario, wobei Deutschland im Jahr 2011 sogar Nettostromimporteur ist.

In der Ex ante-Analyse steigt der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im kontrafaktischen Szenario bis 2020 von 20 % auf 32 % an. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist somit im kontrafaktischen Szenario im Jahr 2020 um neun Prozentpunkte niedriger als im Energiewendeszenario. Dabei steigt vor allem der Unterschied in der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Zeitverlauf weiter auf 22 TWh im Jahr 2020 an. Die Differenz in der Erzeugung aus Biomasse bleibt dagegen in der Ex ante-Betrachtung relativ konstant bei etwa 15 TWh. Die Verstromung von Onshore-Windenergie steigt ex ante im Energiewendeszenario weiter stärker an als im kontrafaktischen Szenario. Dieser stärkere Anstieg wird jedoch ab 2016 zunehmend durch eine höhere Stromerzeugung in Offshore-Windparks im kontrafaktischen Szenario kompensiert, sodass die gesamte Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 in beiden Szenarien annähernd gleich ist. Die Stromexporte sind bis 2020 im kontrafaktischen Szenario weiterhin deutlich kleiner als im Energiewendeszenario.

Tabelle 4-18: Bruttostromerzeugung im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh

Kontrafaktisches Szenario												
	Ex post					Ex ante						
Bruttostromerzeugung [TWh]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	108	122	123	133	149	166	168	162	158	151	145	142
Braunkohle	146	146	151	162	163	159	156	155	154	154	156	156
Gas	81	88	87	78	70	65	60	58	57	57	58	57
Heizöl	10	7	6	7	6	6	6	5	3	2	1	1
Kernenergie	135	141	108	100	97	95	85	85	74	74	63	63
Speicher	6	8	7	7	5	5	6	6	6	6	6	7
Lauf- und Speicherwasser	19	21	18	21	20	18	18	18	18	18	18	18
Windkraft	39	37	46	46	48	52	58	63	70	78	88	98
onshore	39	37	45	45	47	50	54	57	61	64	68	71
offshore	0	0	1	1	1	2	4	6	10	14	19	26
PV	7	8	11	13	16	18	20	23	25	27	30	33
Biomasse	26	27	27	29	29	30	30	31	32	33	34	35
Sonstige Brennstoffe	20	25	23	23	22	21	20	19	18	18	17	15
Gesamtsumme	**596**	**629**	**606**	**618**	**625**	**636**	**627**	**624**	**617**	**618**	**615**	**624**
Importsaldo [TWh]	**-14**	**-13**	**4**	**-5**	**-15**	**-26**	**-17**	**-16**	**-11**	**-12**	**-8**	**-15**
Bruttostromverbrauch [TWh]	**581**	**616**	**610**	**613**	**610**	**610**	**610**	**609**	**606**	**606**	**607**	**609**
Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]	**16%**	**17%**	**18%**	**20%**	**20%**	**21%**	**22%**	**24%**	**26%**	**27%**	**29%**	**32%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

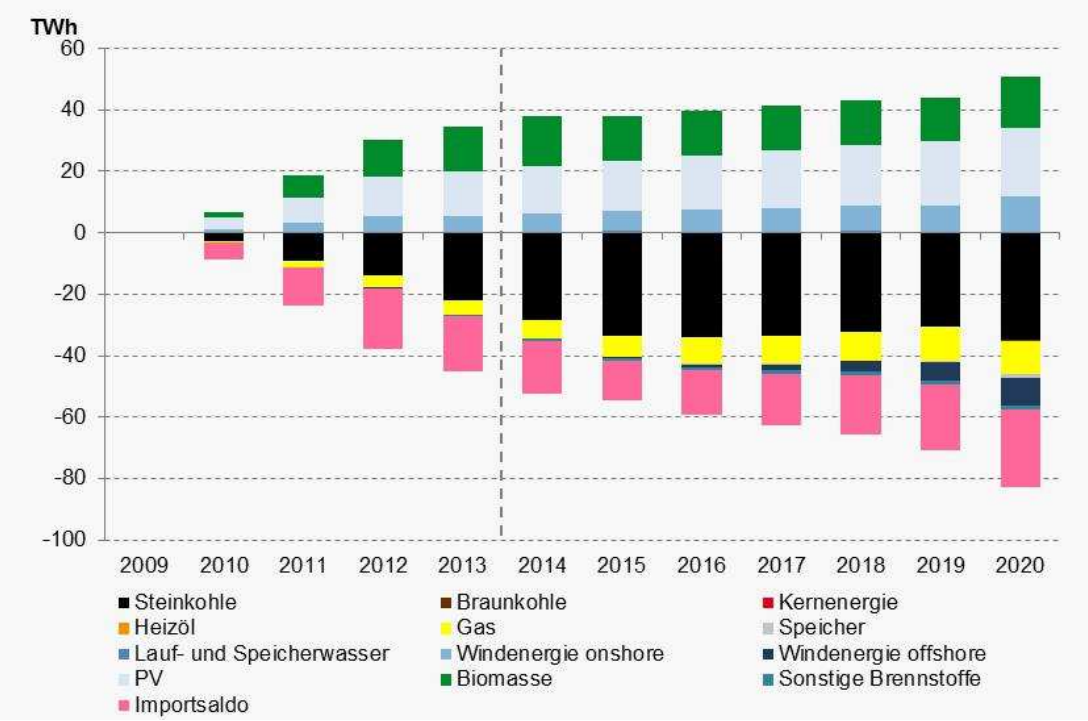
Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Energiewendeszenario hauptsächlich zu weniger Verstromung von Steinkohle und Gas führt. Weiterhin resultieren aus der erhöhten Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich höhere Nettostromexporte. Dies liegt vor allem an der volatilen und wetterabhängigen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie, die nur eingeschränkt zur Bereitstellung von gesicherter Leistung geeignet ist und somit konventionelle Kraftwerke praktisch nicht ersetzen kann. Abbildung 4-6 stellt abschließend die Differenzen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario grafisch dar.

Tabelle 4-19: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh

Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario												
	Ex post					Ex ante						
Bruttostromerzeugung [TWh]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	-3	-9	-14	-22	-29	-34	-34	-33	-32	-30	-35
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	0	0	-2	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-9	-11	-11
Heizöl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Speicher	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0	-1
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Windkraft	0	1	3	5	5	6	6	6	6	5	3	3
onshore	0	1	3	5	5	6	6	7	8	8	9	12
offshore	0	0	0	0	0	0	0	-1	-2	-3	-6	-9
PV	0	3	8	13	14	15	16	18	19	20	21	22
Biomasse	0	2	7	12	15	17	15	15	14	14	14	17
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Gesamtsumme	**0**	**4**	**7**	**12**	**8**	**3**	**-3**	**-5**	**-5**	**-3**	**-5**	**-7**
Importsaldo [TWh]	**0**	**-6**	**-12**	**-20**	**-18**	**-17**	**-13**	**-15**	**-17**	**-19**	**-21**	**-25**
Bruttostromverbrauch [TWh]	**0**	**-2**	**-5**	**-7**	**-11**	**-14**	**-16**	**-20**	**-21**	**-23**	**-27**	**-32**
Anteil erneuerbarer Energien am BSV [%]	**0%**	**1%**	**3%**	**5%**	**6%**	**7%**	**7%**	**7%**	**7%**	**8%**	**8%**	**9%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 4-6: Absolute Differenz in der Bruttostromerzeugung zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.3.2 Strombilanz

Tabelle 4-20 zeigt die Strombilanz im Energiewendeszenario. Der Endenergieverbrauch Strom (EEV Strom) steigt in der Ex post-Betrachtung von 2009 auf 2010 zunächst stark an und sinkt danach bis 2013 auf 514 TWh ab. Der starke Anstieg im Jahr 2010 ist dabei auf die Nachwirkungen der Finanzkrise zurück zu führen, die zu einem vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch im Jahr 2009 führte. Im Zuge der Erholung der Märkte stieg der Endenergieverbrauch Strom wieder an. Bis 2020 sinkt der Endenergieverbrauch Strom aber wieder auf 500 TWh, was etwa dem Niveau von 2009 entspricht. Es ist zu beachten, dass der Rückgang des EEV Strom bis 2020 nicht durch geringere Wirtschaftsaktivität, sondern durch die Realisierung von Effizienzmaßnahmen verursacht wird. Der Pumpstrom ist im betrachteten Zeitraum etwa konstant. Die Leitungsverluste steigen dagegen bis 2020 auf 38 TWh an. Dieser Anstieg ist im zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie in der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien begründet. Weiterhin führen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der entsprechende Rückgang von konventioneller Erzeugung zu einem im Zeitverlauf sinkenden Verbrauch im Umwandlungsbereich. Der Bruttostromverbrauch ist folglich im betrachteten Zeitraum von 614 TWh im Jahr 2010 zu 577 TWh im Jahr 2020 leicht rückläufig. Das Exportsaldo ist wie im vorigen Abschnitt beschrieben über den gesamten Betrachtungszeitraum positiv und steigt im Zeitverlauf an. In Summe ergibt sich gegenüber 2010 somit eine bis 2020 leicht rückläufige Bruttostromerzeugung.

Tabelle 4-20: Strombilanz im Energiewendeszenario, 2009–2020, TWh

	Energiewendeszenario											
	Ex post					Ex ante						
Strombilanz [TWh]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bruttostromverbrauch	581	614	606	606	599	596	593	589	585	583	580	577
EEV Strom	495	527	521	519	514	508	506	505	504	503	502	500
Pumpstrom	7	10	9	9	6	7	7	7	7	8	8	7
Leitungsverluste	25	24	25	26	29	32	34	35	36	36	37	38
Verbrauch im Umwandlungsbereich	54	53	50	52	50	49	46	42	39	37	34	33
Kraftwerkseigenverbrauch	36	39	36	38	37	37	34	31	27	26	24	22
übrige Umwandlung	18	14	14	14	12	12	12	12	11	11	11	10
Exportsaldo	14	18	8	25	34	43	30	30	27	32	29	40
Bruttostromerzeugung	596	633	614	631	633	639	624	619	612	615	610	617

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

In Tabelle 4-21 und Tabelle 4-22 sind die Strombilanz für das kontrafaktische Szenario sowie die absoluten Differenzen zwischen den beiden Szenarien dargestellt. Es wird deutlich, dass der Endenergieverbrauch Strom im kontrafaktischen Szenario höher ist. Gleichzeitig sind die Leitungsverluste aufgrund der niedrigeren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Energiewendeszenario kleiner. Weiterhin sind die Verluste im Umwandlungsbereich aufgrund der stärkeren Nutzung konventioneller Energiequellen im Stromsektor größer. Insgesamt ergibt sich somit ein höherer Bruttostromverbrauch im kontrafaktischen Szenario. Diese Differenz steigt im Zeitverlauf kontinuierlich auf elf Terawattstunden im Jahr 2013 und über 32 TWh im Jahr 2020. Wie bereits im vorigen Abschnitt erläutert, sind die Stromexporte im kontrafaktischen Szenario in allen Jahren

geringer. Für die Bruttostromerzeugung ergibt sich somit zunächst in der Ex post-Analyse ein deutlich höherer Wert im Energiewendeszenario. Aufgrund des sinkenden Bruttostromverbrauchs ist die Bruttostromerzeugung anschließend in der Ex ante-Analyse in beiden Szenarien zunächst etwa gleich. Ab 2015 überkompensiert der geringere Bruttostromverbrauch die höheren Stromexporte im Energiewendeszenario, sodass sich eine geringere Bruttostromerzeugung ergibt.

Tabelle 4-21: Strombilanz im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh

	Kontrafaktisches Szenario											
	Ex post					Ex ante						
Strombilanz [TWh]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bruttostromverbrauch	581	616	610	613	610	610	610	609	606	606	607	609
EEV Strom	495	529	526	526	524	521	522	524	525	527	529	531
Pumpstrom	7	10	9	9	6	6	7	8	8	7	8	8
Leitungsverluste	25	24	24	24	27	30	31	31	32	32	33	35
Verbrauch im Umwandlungsbereich	54	53	52	54	52	52	50	46	42	40	37	36
Kraftwerkseigenverbrauch	36	40	38	40	40	40	38	34	31	29	27	25
übrige Umwandlung	18	14	14	14	12	12	12	11	11	11	11	10
Exportsaldo	14	13	-4	5	15	26	17	16	11	12	8	15
Bruttostromerzeugung	596	629	606	618	625	636	627	624	617	618	615	624

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-22: Absolute Differenz in der Strombilanz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh

	Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario											
	Ex post					Ex ante						
Strombilanz [TWh]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bruttostromverbrauch	0	-2	-5	-7	-11	-14	-16	-20	-21	-23	-27	-32
EEV Strom	0	-2	-5	-7	-10	-13	-16	-19	-21	-24	-27	-30
Pumpstrom	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0	-2
Leitungsverluste	0	0	1	2	2	2	3	3	4	4	4	3
Verbrauch im Umwandlungsbereich	0	0	-1	-2	-3	-3	-4	-4	-3	-3	-3	-3
Kraftwerkseigenverbrauch	0	0	-1	-2	-3	-3	-4	-4	-3	-3	-3	-3
übrige Umwandlung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exportsaldo	0	6	12	20	18	17	13	15	17	19	21	25
Bruttostromerzeugung	0	4	7	12	8	3	-3	-5	-5	-3	-5	-7

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.3.3 Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeerzeugung

In Tabelle 4-23 ist die Entwicklung der Nettostromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Energiewendeszenario dargestellt. In der Ex post-Betrachtung steigt die Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen von 91 TWh im Jahr 2010 auf 98 TWh im Jahr 2013 leicht an. Gleichzeitig findet dabei eine Verschiebung der Erzeugung von Erdgaskraftwerken hin zu Biomasse und Steinkohlekraftwerken statt, die sich aufgrund der Brennstoffpreise und des Zubaus von Biomassekraftwerken in diesem Zeitraum ergibt. Die Stromerzeugung in KWK-Anlagen steigt in der Ex ante-Analyse zunächst bis 2018 weiter an und geht anschließend leicht zurück. Dieser Rückgang bis 2020 ist vor allem auf ein Auslaufen alter Steinkohlekraftwerke für die gekoppelte Stromerzeugung zurückzuführen. Teilweise wird dieser Rückgang durch eine gesteigerte Stromerzeugung in Biomasseanlagen ausgeglichen. Der Anteil der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen an der

gesamten Nettostromerzeugung befindet sich über den betrachteten Zeitraum zwischen 16 % und 17 %.

Tabelle 4-23: Bruttostromerzeugung aus KWK im Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh

Energiewendeszenario												
Nettostromerzeugung in KWK Anlagen [TWh]	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Steinkohle	14	15	13	14	18	20	20	21	21	21	19	16
Braunkohle	4	6	6	6	7	6	8	8	8	7	7	7
Erdgas	52	57	56	54	49	47	47	45	45	44	42	42
Biomasse	10	10	14	16	19	19	18	18	18	18	19	20
Sonstige	5	2	2	3	4	6	7	8	10	11	12	12
Gesamtsumme	**85**	**91**	**91**	**94**	**98**	**98**	**101**	**101**	**102**	**102**	**99**	**97**
Anteil an der Nettostromerzeugung [%]	**15%**	**15%**	**16%**	**16%**	**16%**	**16%**	**17%**	**17%**	**17%**	**17%**	**17%**	**16%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im kontrafaktischen Szenario ist in Tabelle 4-24 zusammengefasst. Auch hier steigt die Erzeugung in den Ex post-Jahren leicht an. Es kommt jedoch nicht zu der erwähnten Verschiebung zwischen den Energieträgern von Gaskraftwerken zu Biomasse- und Kohlekraftwerken, da der Zubau an Biomassekapazitäten für die gekoppelte Erzeugung geringer als im Energiewendeszenario ist. In der Ex post-Betrachtung liegt der Anteil der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen an der gesamten Nettostromerzeugung damit bei 15% bis 17%. Auch in der Ex ante-Analyse liegt dieser Anteil über den gesamten betrachteten Zeitraum auf einem ähnlichen Niveau zwischen 17 % und 18 %. Insgesamt ist die Stromerzeugung in KWK-Anlagen im kontrafaktischen Szenario damit in allen Jahren leicht höher als im Energiewendeszenario. Dies ist auch in Tabelle 4-25 zu erkennen, in der die absoluten Differenzen in der KWK-Stromerzeugung zwischen den beiden Szenarien dargestellt sind. Dieser Unterschied ist vor allem auf eine höhere Auslastung der Anlagen im kontrafaktischen Szenario zurückzuführen, welche aufgrund der niedrigeren Einspeisung von erneuerbaren Energien mehr Volllaststunden aufweisen. Im Vergleich zum Energiewendeszenario führt dies zu einer höheren Stromproduktion in Gas- und Steinkohlekraftwerken. Die gekoppelte Erzeugung in Biomassekraftwerken ist dagegen im kontrafaktischen Szenario aufgrund der niedrigeren installierten Kapazitäten geringer.

Tabelle 4-24: Nettostromerzeugung aus KWK im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in TWh

Kontrafaktisches Szenario												
Nettostromerzeugung in KWK Anlagen [TWh]	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Steinkohle	14	17	18	19	23	28	28	29	27	28	24	23
Braunkohle	4	8	9	8	8	7	9	9	8	7	7	6
Erdgas	52	56	55	54	53	51	48	47	47	46	49	49
Biomasse	10	9	9	10	10	10	11	11	12	12	13	15
Sonstige	5	2	2	3	4	6	7	8	10	12	12	12
Gesamtsumme	**85**	**92**	**93**	**95**	**99**	**101**	**102**	**103**	**104**	**105**	**105**	**105**
Anteil an der Nettostromerzeugung [%]	**15%**	**16%**	**16%**	**16%**	**17%**	**17%**	**17%**	**17%**	**18%**	**18%**	**18%**	**18%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-25: Absolute Differenz in der Nettostromerzeugung aus KWK zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in TWh

Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario												
Nettostromerzeugung in KWK Anlagen [TWh]	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Steinkohle	0	-2	-4	-5	-4	-8	-8	-8	-7	-7	-5	-7
Braunkohle	0	-2	-3	-2	-2	0	-1	0	0	0	0	0
Gas	0	1	1	-1	-4	-4	0	-1	-2	-2	-7	-7
Biomasse	0	2	4	6	9	9	8	7	7	6	6	5
Sonstige	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamtsumme	**0**	**-1**	**-2**	**-1**	**-1**	**-3**	**-1**	**-2**	**-2**	**-3**	**-6**	**-8**
Anteil an der Nettostromerzeugung [%]	**0%**	**0%**	**-1%**	**-1%**	**0%**	**-1%**	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**	**-1%**	**-1%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.3.4 Entwicklung des Kraftwerksparks

Tabelle 4-26 zeigt den Kraftwerkspark des deutschen Stromversorgungssystems im Energiewendeszenario. In der Ex post-Betrachtung wird der starke Zubau an Erzeugungskapazitäten auf Basis von erneuerbaren Energien deutlich. Insbesondere die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen hat sich im Zeitraum zwischen 2009 und 2013 mehr als verdreifacht. Im gleichen Zeitraum stiegen die installierten Kapazitäten von Windkraftanlagen von 26 GW im Jahr 2009 auf 33 GW im Jahr 2013. Auch bei den Biomassekapazitäten fand zwischen 2009 und 2013 ein deutlicher Ausbau der Kapazitäten von vier Gigawatt auf acht Gigawatt statt. Im konventionellen Kraftwerkspark ist in der Ex post-Analyse vor allem der Rückgang der installierten Leistung von Kernkraftwerken aufgrund des Atomausstiegs zu erkennen. Der Kraftwerksbestand der übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien blieb zwischen 2009 und 2013 weitgehend unverändert.

In der Ex ante-Analyse setzt sich der beschriebene Trend bei den erneuerbaren Energien bis 2020 weiter fort. So werden bis 2020 mehr als zehn Gigawatt an zusätzlichen Windkapazitäten zugebaut. Etwa vier Gigawatt dieses Zubaus wird durch Offshore-Windparks realisiert. Weiterhin steigt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen bis 2020 um 20 GW auf 56 GW. Damit erfolgt auch nach Erreichen der 52 GW-Grenze eine weiterer Zubau von PV-Anlagen, die vornehmlich für die Eigenerzeugung von Strom genutzt wer-

den. Im konventionellen Kraftwerkspark sinkt die installierte Leistung der Kernkraftwerke bis 2020 entsprechend des im Atomgesetz 2011 beschlossenen Ausstiegspfades auf acht Gigawatt. Die installierte Leistung von Gas- und Steinkohlekraftwerken ist im gleichen Zeitraum ebenfalls rückläufig.

Tabelle 4-26: Kraftwerkskapazitäten im Energiewendeszenario, 2009–2020, in GW

Energiewendeszenario												
	Ex post					Ex ante						
Bruttoleistung [GW]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	29	30	30	29	29	27	26	25	25	25	25	24
Braunkohle	22	22	23	23	22	22	21	21	21	21	22	21
Gas	23	23	24	25	25	23	20	18	18	18	18	17
Heizöl	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Kernenergie	22	22	16	13	13	13	11	11	10	10	8	8
Speicher	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8
Lauf- und Speicherwasser	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Windkraft	26	27	29	31	33	34	36	37	38	40	41	44
onshore	26	27	29	31	32	33	33	34	35	36	37	39
offshore	0	0	0	0	1	2	2	3	3	4	4	5
PV	10	18	25	33	36	39	42	45	47	50	53	56
Biomasse	4	5	6	7	8	8	8	8	8	8	9	9
Sonstige Brennstoffe	5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2
Gesamtsumme	**157**	**166**	**172**	**182**	**185**	**184**	**183**	**184**	**186**	**190**	**193**	**199**
Anteil erneuerbarer Energien [%]	**28%**	**32%**	**37%**	**41%**	**43%**	**46%**	**49%**	**51%**	**53%**	**54%**	**55%**	**57%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

In Tabelle 4-27 und Tabelle 4-28 sind die Kraftwerkskapazitäten des deutschen Kraftwerksparks im kontrafaktischen Szenario sowie die absoluten Differenzen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario dargestellt. In der Ex post-Betrachtung ergeben sich ausschließlich bei den installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien Differenzen zwischen den beiden Szenarien, während der konventionelle Kraftwerkspark in beiden Szenarien gleich ist. Dabei ist insbesondere der Zubau von Photovoltaikanlagen bis 2013 im kontrafaktischen Szenario deutlich schwächer.

In der Ex ante-Analyse bis 2020 zeigen sich weiterhin deutliche Differenzen bei den installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien. Der Zubau an Photovoltaikanlagen ist auch zukünftig im Energiewendeszenario deutlich stärker. So steigt die installierte Leistung von PV-Anlagen im kontrafaktischen Szenario bis 2020 auf 33 GW, was einer Differenz von 23 GW gegenüber dem Energiewendeszenario entspricht. Die installierte Kapazität von Onshore-Windkraftanlagen liegt im kontrafaktischen Szenario bis 2020 um sechs Gigawatt unterhalb der Werte des Energiewendeszenarios. Umgekehrt verhält es sich bei der Offshore-Windenergie, die im Jahr 2020 eine um drei Gigawatt höhere installierte Leistung im kontrafaktischen Szenario hat. Im konventionellen Kraftwerkspark ergeben sich zwischen den beiden Szenarien bis 2020 Unterschiede bei den installierten Kohle- und Gaskapazitäten. Die Kapazitäten der Steinkohlekraftwerke bleiben im kontrafaktischen Szenario bis 2020 weitgehend konstant und liegen damit etwa drei Gigawatt oberhalb der Werte des Energiewendeszenarios. Die Kapazität von Gaskraftwerken sinkt im kontrafaktischen Szenario bis 2020 leicht auf 22 GW und liegt damit um fünf Gigawatt höher als im Energiewendeszenario.

Tabelle 4-27: Kraftwerkskapazitäten im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in GW

Kontrafaktisches Szenario												
	Ex post					Ex ante						
Bruttoleistung [GW]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	29	30	30	29	29	30	29	29	29	29	29	27
Braunkohle	22	22	23	23	22	22	21	21	21	20	21	21
Gas	23	23	24	25	25	24	21	20	20	20	21	22
Heizöl	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Kernenergie	22	22	16	13	13	13	11	11	10	10	8	8
Speicher	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8
Lauf- und Speicherwasser	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Windkraft	26	26	27	28	29	31	32	34	35	37	39	41
onshore	26	26	27	28	28	29	30	30	31	32	33	33
offshore	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	6	8
PV	10	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33
Biomasse	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6
Sonstige Brennstoffe	5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Gesamtsumme	**157**	**160**	**158**	**160**	**161**	**163**	**161**	**164**	**166**	**169**	**173**	**178**
Anteil erneuerbarer Energien [%]	**28%**	**29%**	**32%**	**33%**	**35%**	**37%**	**40%**	**41%**	**43%**	**44%**	**46%**	**47%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

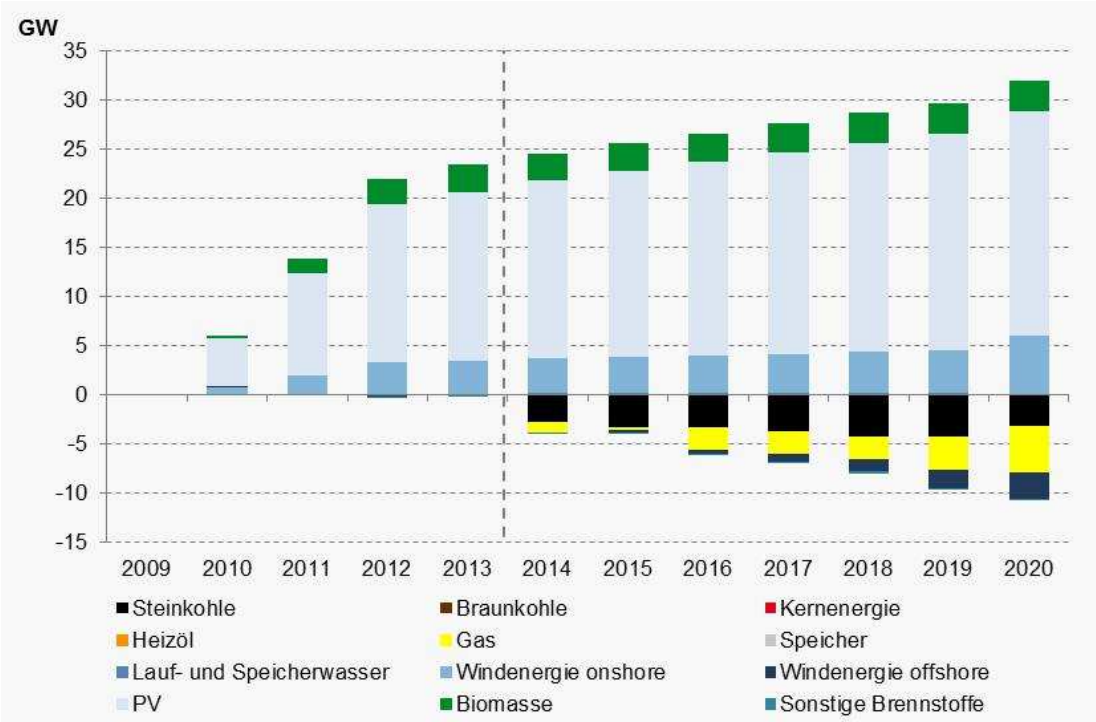
Tabelle 4-28: Absolute Differenz bei den Kraftwerkskapazitäten zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW

Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario												
	Ex post					Ex ante						
Bruttoleistung [GW]	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	0	0	0	0	-3	-3	-3	-4	-4	-4	-3
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	0	0	0	0	0	-1	0	-2	-2	-2	-3	-5
Heizöl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Speicher	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Windkraft	0	1	2	3	3	3	4	3	3	3	2	3
onshore	0	1	2	3	3	4	4	4	4	4	4	6
offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-3
PV	0	5	10	16	17	18	19	20	20	21	22	23
Biomasse	0	0	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sonstige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamtsumme	**0**	**6**	**14**	**22**	**23**	**21**	**22**	**20**	**21**	**21**	**20**	**21**
Anteil erneuerbarer Energien [%]	**0%**	**3%**	**5%**	**8%**	**8%**	**9%**	**9%**	**10%**	**9%**	**9%**	**9%**	**10%**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Es kann festgestellt werden, dass mit dem zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Energiewendeszenario ein im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario stärkerer Rückgang der Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks verbunden ist. Insgesamt ist der Kraftwerkspark im Energiewendeszenario trotz der geringeren Stromnachfrage um 21 GW größer. Diese Differenz ergibt sich daraus, dass Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Solarenergie praktisch keine gesicherte Leistung bereitstellen. Abbildung 4-7 stellt abschließend die Unterschiede in den installierten Kraftwerkskapazitäten zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario grafisch dar.

Abbildung 4-7: Absolute Differenz bei den Kraftwerkskapazitäten zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in GW



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.3.5 Endverbraucherpreise

In Tabelle 4-29 sind neben der Entwicklung der EEG-Umlage und des Großhandelsstrompreises die Endverbraucherpreise der einzelnen Verbrauchergruppen für den Ex post- und Ex ante-Zeitraum im Energiewendeszenario dargestellt. Die Höhe der Endverbraucherpreise hängt insbesondere von der Entwicklung der Großhandelspreise sowie der Steuern und Abgaben ab. Bis 2013 sinkt der Großhandelspreis vor allem aufgrund der vorrangigen Stromeinspeisung von erneuerbaren Energien. Der anschließende Anstieg des Großhandelspreises wird primär durch steigende CO_2- und Brennstoffpreise getrieben.

Die Höhe der ausgewiesenen EEG-Umlage bis 2013 ist auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Dieser Ausbau hat eine reduzierende Wirkung auf die Großhandelspreise und erhöht daher die Differenzkosten zwischen der Einspeisevergütung und dem Großhandelspreis. Diese Differenzkosten werden anschließend mittels der EEG-Umlage auf die entsprechenden Endverbrauchergruppen umgelegt. Ausgehend von einer Umlagenhöhe von 21 EUR/MWh im Jahr 2010 steigt die berechnete Umlage real auf 51 EUR/MWh im Jahr 2013.

Bis 2019 steigt die EEG-Umlage im Energiewendeszenario weiter real auf einen Wert von 69 EUR/MWh an. Der Großhandelspreis steigt im gleichen Zeitraum ebenfalls an, allerdings nur leicht. Neben PV und Onshore-Windkraftanlagen gewinnen darüber hinaus ex ante zunehmend teurere Offshore-Windkraftanlagen an Bedeutung, deren Kosten auf

den Letztverbraucher umlegt werden müssen. Nach 2019 sinkt die Umlage wieder leicht ab.

Aufgrund von unterschiedlich hohen Jahresstromverbräuchen und Verbrauchsprofilen werden die Verbrauchergruppen Haushaltskunden, Handel und Gewerbe, Industrie und stromintensive Industrien differenziert (vgl. Prognose, EWI, GWS 2014). Für die Haushaltskunden setzt sich der Strompreis aus Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, EEG-Umlage, Netzentgelten, KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, §19-Umlage, Konzessionsabgabe sowie Strom- und Mehrwertsteuer zusammen. Für die restlichen Verbrauchergruppen sind die Entgelte entsprechend angepasst und die Preise werden ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen.

Die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden steigen über den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2020 an. Bis 2013 ist dies primär auf den starken Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen. Das Niveau von 263 EUR/MWh im Jahr 2013 wird bis 2020 nicht mehr unterschritten, da sowohl die Großhandelspreise für Strom als auch die EEG-Umlage steigen. Der Verlauf der Preise für Handel und Gewerbe hängt von den gleichen Faktoren wie die Preise für Haushaltskunden ab, jedoch in gedämpfter Form. So entfallen auf Handel und Gewerbe reduzierte Abgaben, beispielsweise niedrigere Konzessionsabgaben. Die Strompreise für die Industrie fallen im Vergleich dazu nochmals geringer aus.

Die Preise für die stromintensive Industrie werden vornehmlich durch den Großhandelspreis bestimmt. Daher sinkt der Preis für stromintensive Industrien von 46 EUR/MWh im Jahr 2010 bis 2013 auf 38 EUR/MWh ab. Danach steigt er bis 2020 wieder an und erreicht mit einem Wert von 47 EUR/MWh ein nur leicht höheres Niveau als im Jahr 2010. Die bereits reduzierten Konzessionsabgaben für Handel und Gewerbe werden von stromintensiven Industrien nicht erhoben. Zudem sind die betroffenen Industrien von der EEG-Umlage größtenteils befreit, sie zahlen aktuell für den größten Teil des Stroms nur 0,05 ct/kWh. Weitere Reduktionen ergeben sich durch niedrigere KWK-Umlagen im Zeitverlauf. Diese Sonderregelungen für die energieintensive Industrie werden angesichts der politischen Unsicherheiten zu Beginn des Jahres 2014 annahmegemäß fortgeschrieben.

Tabelle 4-29: Reale Strompreise im Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR/MWh

Energiewendeszenario	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Real (Preisbasis 2011), in EUR/MWh												
Großhandel - Base	40	44	49	41	35	36	38	38	39	40	40	43
EEG-Umlage	11	21	35	35	51	58	59	62	64	66	69	67
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	237	236	260	251	263	273	272	277	282	284	288	289
Handel und Gewerbe	181	167	187	180	190	199	199	203	207	209	213	214
Industrie	102	110	130	123	132	141	143	145	149	151	155	156
stromintensive Industrie	45	46	52	44	38	40	41	42	43	44	44	47

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Neben den realen Strompreisen im Energiewendeszenario wurden die nominalen Strompreise anhand von Erwartungen über die zukünftige Inflation ermittelt.[1] Tabelle 4-30 zeigt die nominalen Strompreise.

Tabelle 4-30: Nominale Strompreise im Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR/MWh

Energiewendeszenario	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nominal, in EUR/MWh												
Großhandel - Base	39	44	49	42	36	39	41	42	45	46	47	52
EEG-Umlage	11	21	35	36	53	62	65	69	73	77	83	82
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	232	233	260	255	273	291	297	309	321	331	343	352
Handel und Gewerbe	177	165	187	182	197	212	217	226	235	243	253	260
Industrie	100	109	130	125	137	150	156	162	170	176	184	190
stromintensive Industrie	44	46	52	45	40	43	45	46	49	51	52	58

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-31 und Tabelle 4-32 zeigen die Endverbraucherpreise im kontrafaktischen Szenario sowie die absoluten Differenzen zwischen den beiden Szenarien. Im kontrafaktischen Szenario liegt die EEG-Umlage im Jahr 2013 etwa 18 EUR/MWh unter der EEG-Umlage des Energiewendeszenarios. Dies ist insbesondere auf den im Vergleich zum Energiewendeszenario reduzierten Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. So liegt die installierte Leistung der Wind onshore im kontrafaktischen Szenario für den Zeitraum zwischen 2010 und 2013 unter der des Energiewendeszenarios. Für die installierten Leistungen von PV Anlagen sind abermals reduzierte Ausbaupfade erkennbar (vgl. Tabelle 4-12). im Jahr 2013 beträgt die Differenz der PV Kapazitäten zwischen den beiden Szenarien 17 GW.

Nach 2013 wird die Höhe der EEG-Umlage weiter durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmt. Im kontrafaktischen Szenario steigt die EEG-Umlage bis 2019 auf

[1] Die Inflationsrate für den Ex ante-Zeitraum wurde auf Basis eines Makromodells ermittelt und entspricht bis 2020 im Mittel 2,3 % pro Jahr.

einen Wert von 45 EUR/MWh an. Dies ist vor allem auf den höheren Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen zurückzuführen. Allerdings wird der umlageerhöhend wirkende Ausbau der erneuerbaren Energien durch den leichten Anstieg des Großhandelspreises gedämpft, da die Differenzkosten durch letzteren Effekt sinken.

Die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden liegen im kontrafaktischen Szenario aufgrund der deutlich geringeren EEG-Umlage unterhalb der Werte des Energiewendeszenarios. Im Jahr 2013 liegt der Preis für deutsche Haushalte bei 247 EUR_{2011}/MWh. Bis 2020 wird der starke Anstieg des Strompreises für Haushaltskunden durch den ebenfalls ansteigenden Großhandelspreis bestimmt. Auch die Strompreise für Handel und Industriekunden steigen bis 2020 im kontrafaktischen Szenario an. Allerdings fallen die Strompreise im Vergleich zum Energiewendeszenario für die Industrie geringer aus, da die anfallenden Abgaben geringer sind. Für die stromintensive Industrie ergeben sich Anstiege entsprechend des Großhandelspreises. Durch die leicht höheren Großhandelspreise liegen die Endverbraucherpreise hier im kontrafaktischen Szenario in 2020 bei 51 EUR/MWh und damit um drei Euro pro Megawattstunde höher als im Energiewendeszenario.

Tabelle 4-31: Reale Strompreise im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh

Kontrafaktisches Szenario												
	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Real (Preisbasis 2011), in EUR/MWh												
Großhandel - Base	40	45	51	44	39	39	39	40	42	42	43	47
EEG-Umlage	11	21	31	26	33	38	39	40	42	44	45	44
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	237	237	257	242	247	253	251	256	260	263	266	275
Handel und Gewerbe	181	167	185	172	176	181	180	185	188	191	193	201
Industrie	102	110	127	115	118	123	124	126	130	132	135	143
stromintensive Industrie	45	47	53	47	42	43	43	44	46	46	47	51

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 4-32: Absolute Differenz in den realen Strompreisen zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh

Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario												
	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Real (Preisbasis 2011), in EUR/MWh												
Großhandel - Base	0	-1	-2	-2	-4	-3	-1	-2	-2	-3	-3	-4
EEG-Umlage	0	1	4	9	18	21	21	22	22	22	24	23
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	0	-1	3	9	16	20	21	21	21	21	22	14
Handel und Gewerbe	0	-1	2	8	14	17	18	18	18	18	19	13
Industrie	0	0	3	8	14	18	19	19	19	19	20	13
stromintensive Industrie	0	-1	-1	-2	-4	-2	-1	-2	-2	-3	-3	-3

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Eine Umrechnung der Strompreise von real auf nominal erfolgt analog für das kontrafaktische Szenario. In Tabelle 4-33 werden die nominalen Strompreise ausgewiesen.

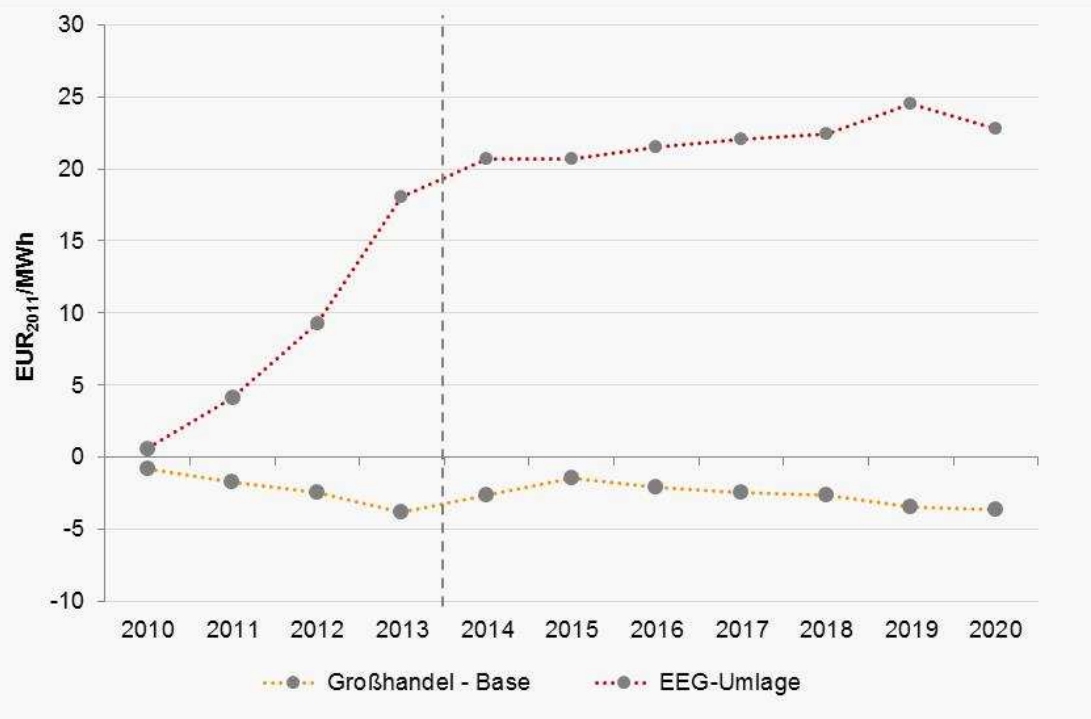
Tabelle 4-33: Nominale Strompreise im kontrafaktischen Szenario, 2009–2020, in EUR/MWh

	Kontrafaktisches Szenario											
	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nominal, in EUR/MWh												
Großhandel - Base	39	44	51	44	40	42	43	44	48	49	51	57
EE-Umlage	11	20	31	26	34	40	42	45	48	51	54	54
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	232	234	257	246	256	270	274	286	296	306	316	334
Handel und Gewerbe	177	165	185	174	183	194	197	206	215	222	230	245
Industrie	100	109	127	117	122	131	135	141	148	154	161	174
stromintensive Industrie	44	47	53	47	44	45	47	49	52	54	56	62

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

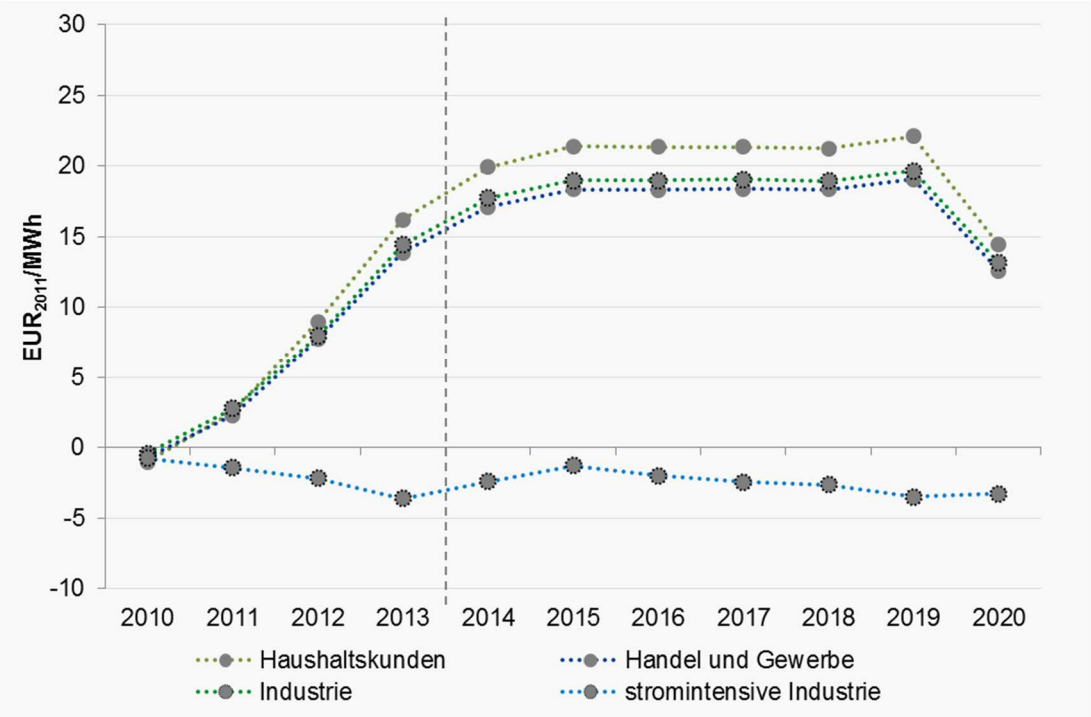
Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9 stellen die Differenzen des Großhandelspreises sowie der EEG Umlage und der Endverbraucherpreise zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario grafisch dar.

Abbildung 4-8: Differenz des Großhandelspreises und der EEG-Umlage zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2011}/MWh



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Abbildung 4-9: Differenz der Endverbraucherpreise zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in EUR_{2011}/MWh



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

4.4 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

4.4.1 Generelle Wirkungszusammenhänge

Gesamtwirtschaftliche Modellanalysen sind eine zentrale Methode zur Beschreibung gesamtwirtschaftlicher Effekte energie- und klimaschutzpolitischer Maßnahmenbündel. Zur Vorbereitung der 20-20-20-Ziele der EU im Jahr 2007 wurden entsprechende Rechnungen durchgeführt und bei der Lastenteilung zwischen den Mitgliedsstaaten berücksichtigt. Auch das Energiekonzept der Bundesregierung wurde im Jahr 2010 mit Modellrechnungen – den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos, EWI, GWS 2010) – unterlegt.

Folgende Arbeitsschritte sind dabei umzusetzen: Ausgehend von einer Referenzentwicklung werden technische Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenbündel definiert, in der Regel auf Basis technisch orientierter sog. Bottom-up-Modelle (Abschnitte 4.2 und 4.3). Im nächsten Schritt werden die Einzelmaßnahmen in ökonomische Impulse übersetzt. Hinter Änderungen im Energieeinsatz und den damit verbundenen technischen Veränderungen stehen monetäre Zahlungsströme. Die Referenzentwicklung und die Impulse werden in einem weiteren Schritt in ein Energiewirtschaftsmodell, ein sog. Top-down-Modell, umgesetzt (im Folgenden das Modell PANTA RHEI). Der Vergleich des Alterna-

tivszenarios mit den Impulsen (Energiewendeszenario) und der Referenzentwicklung (kontrafaktisches Szenario) im gesamtwirtschaftlichen Modellrahmen zeigt dann die Effekte der Maßnahmen inklusive verschiedener Zweitrunden- und Rückkopplungseffekte.

Die Güte der Modellrechnungen ist entscheidend davon abhängig, dass das Modell die gesamtwirtschaftliche und energiewirtschaftliche Entwicklung angemessen erfasst und dass die Impulse durch die Bottom-up-Modelle richtig beschrieben und anschließend passend in die ökonomische Modellwelt überführt werden.

Die Impulse lösen teils gegenläufig wirkende Effekte aus, die einzelne Branchen stärker treffen als andere. Wirkungsrichtung und -stärke sind von verschiedenen Einflussgrößen abhängig und können sich im Zeitverlauf ändern. Die Wirkungszusammenhänge werden im Folgenden anhand der Bereiche Energieeffizienzinvestitionen und Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt genauer beschrieben. Sie lassen sich grundsätzlich auf weitere Bereiche wie erneuerbare Energien im Wärmemarkt oder alternative Antriebe unter Berücksichtigung spezifischer Gesichtspunkte übertragen. Die beiden folgenden Abschnitte basieren wesentlich auf der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) sowie der IEA (2013, S. 257) zur Energieeffizienz.

4.4.1.1 Energieeffizienz

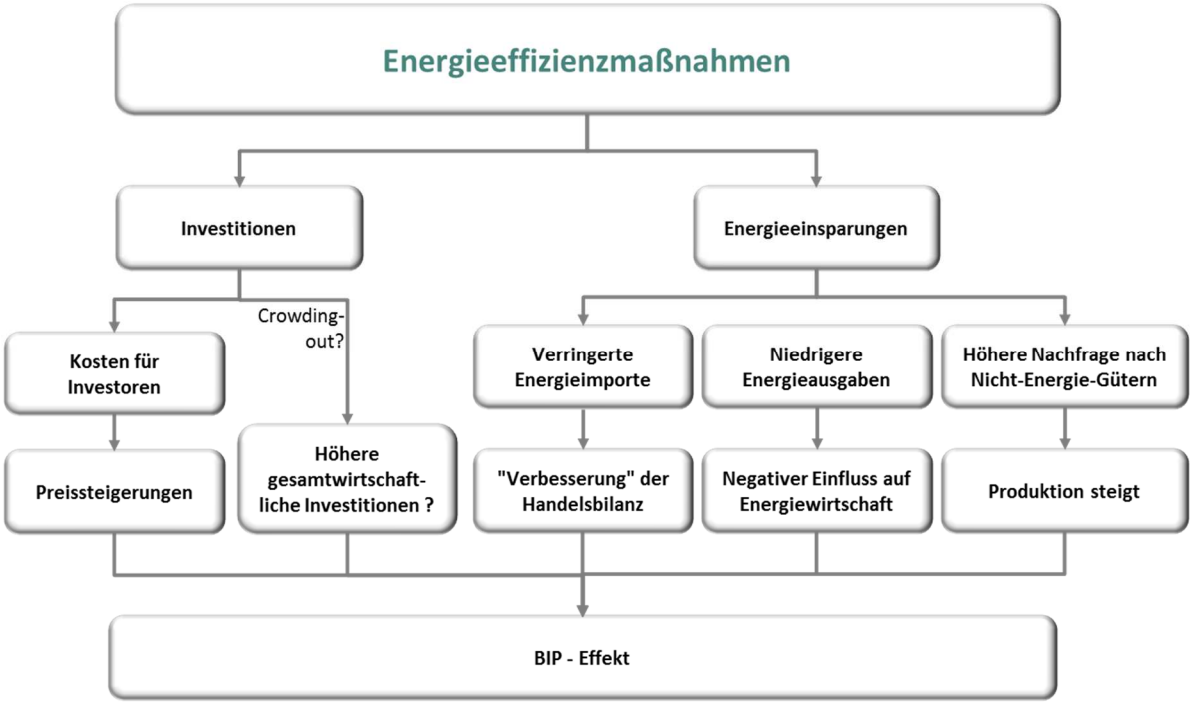
Energieeffizienzmaßnahmen sind zunächst mit Investitionen verbunden. Die Investitionen sind einerseits unmittelbar nachfragewirksam bei den Branchen, die diese Güter herstellen. Andererseits müssen die Investitionen finanziert werden. Die Kapitalkosten führen über höhere Abschreibungen zu steigenden Kosten. Je nach Marktumfeld können die höheren Kosten auf den Absatzpreis überwälzt werden. Sofern dies nicht gelingt, sinken die Gewinne bei den investierenden Branchen.

Tätigen Privathaushalte Investitionen, sind die grundlegenden Zusammenhänge vergleichbar. Die Haushalte müssen für diese entweder auf Ersparnisse zurückgreifen oder ihren aktuellen Konsum einschränken. Eine geringere Nachfrage nach Konsumgütern würde Auswirkungen auf die betroffenen Branchen haben. Abbildung 4-10 beschreibt die grundlegenden Wirkungsmechanismen für den Bereich der Industrie.

Eine wichtige Frage für die gesamtwirtschaftlichen Effekte ist die mögliche Verdrängung anderer Investitionen durch die Verwendung knapper finanzieller Mittel für die Effizienzmaßnahmen, das sog. „crowding out“. Zusätzliche Investitionen erhöhen die gesamtwirtschaftlichen Investitionen und damit auch das Bruttoinlandsprodukt (BIP). Da den Investitionen langfristig nicht nur Kapitalkosten, sondern auch sinkende Energieausgaben gegenüberstehen, ist ein vollständiges „crowding out“ nicht zu erwarten. D.h. durch künftige Ausgabeneinsparungen werden langfristig zusätzliche finanzielle Mittel frei, die dann investiv verwendet werden können. Die Expertenkommission zum Energiewendemonitoring (Löschel et al. 2012, S. Z-9) bezeichnet die Energiewende als „langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet.“ Dabei sind aber auch die langfristigen Wirkungen im Blick zu behalten (Löschel

et al. 2012, S. 108). Die Beschreibung als Investitionsprogramm, die die (teilweise) Zusätzlichkeit der Investitionen hervorhebt, ist kein Freibrief für einzelwirtschaftlich nicht rentable Investitionen.

Abbildung 4-10: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Private Haushalte müssen bei Effizienzmaßnahmen vor allem ihre Budgetrestriktion, d.h. das verfügbare Einkommen, im Blick behalten. Zinsgünstige Förderprogramme, Zuschüsse und Steuererleichterungen verbessern die Einzelwirtschaftlichkeit von Maßnahmen.

Die Energieeinsparungen verschieben in der Volkswirtschaft die Nachfrage weg von Energie hin zu anderen Gütern. Eine zurückgehende Energienachfrage verändert die Absatz- und Gewinnmöglichkeiten für die bisherigen Anbieter, die (nur) Energie verkaufen. Sinkende Gewinne und Arbeitsplatzverluste der Energiewirtschaft können Teil der politisch gewollten Energiewende im Bereich Energieeffizienz sein. Eine eindeutige Zuordnung der Effekte zur Energiewende oder anderen parallel laufenden, von der Energiewende unabhängigen Unternehmensentscheidungen und Strukturwandel ist jedoch schwierig.

Auf der anderen Seite machen die niedrigeren Energieausgaben Mittel für den Kauf anderer Güter frei, deren Produzenten profitieren. Der Gesamteffekt ist abhängig vom Saldo der Mehrbelastung durch Investitionen und deren Finanzierung und Entlastungen durch Energiekosteneinsparungen. Die Gesamtwirkung schwankt im Zeitablauf. Damit ist auch der Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt zunächst offen.

Da Deutschland den Großteil der Energieträger, insbesondere Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Uran, importiert, verbessert sich mit sinkenden Energieausgaben auch die Handelsbilanz. Ein nicht zu unterschätzender Nebeneffekt ist die verringerte Abhängigkeit von internationalen Energiepreissteigerungen oder Lieferengpässen, die angesichts der Ukraine-Krise derzeit verstärkt diskutiert wird. Mit Blick auf die aktuell sehr hohen deutschen Handelsbilanzüberschüsse, die vonseiten der EU wie von internationalen Organisationen teilweise kritisiert werden, ist die Wirkung verringerter Energieimporte als Folge verbesserter Energieeffizienz für Deutschland allerdings differenziert zu betrachten.

Löschel et al. (2012) verweisen mit Recht darauf, dass ein Land, das wie Deutschland von freiem Handel profitiert und aktuell einen Handelsbilanzüberschuss von rund 200 Mrd. EUR aufweist, nicht protektionistisch argumentieren sollte. Energieimporte können die Preise im Inland auch senken und gesamtwirtschaftlich positiv sein.

4.4.1.2 Erneuerbare Energien

Abbildung 4-11 zeigt die gesamtwirtschaftlichen Effekte, die mit dem Umbau der Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Energien verbunden sind.

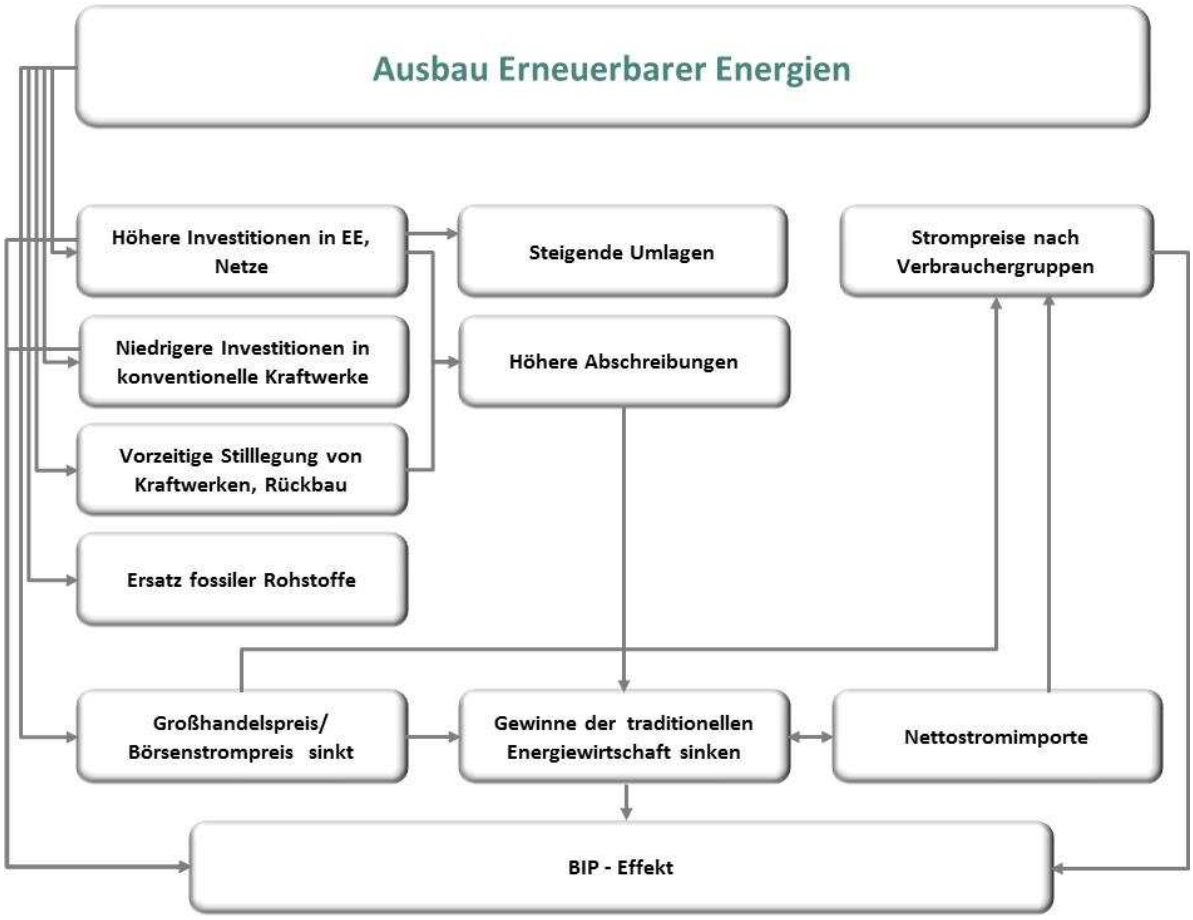
Ein Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu höheren Investitionen in Erzeugungsanlagen. Sofern der Netzausbau dem Ausbau erneuerbarer Energien zugerechnet werden kann, lassen sich auch die damit verbundenen Impulse dem EE-Ausbau anrechnen, etwa in Form von Investitionsimpulsen und steigenden Netzentgelten. Die Refinanzierung der Anlagen erfolgt über die Einspeisevergütung, die derzeit über die EEG-Umlage bezahlt wird. Die EEG-Umlage ist ein Strompreisbestandteil. Seit ihrer Einführung ist sie gestiegen. Vor allem über den Zubau von Speichern wird bisher diskutiert.

Gleichzeitig reduzieren sich die Kosten im konventionellen Erzeugungssystem. Da die fluktuierenden Erneuerbaren (Sonne und Wind) elektrische Arbeit, aber kaum gesicherte Kapazität ins System einbringen, werden durch die zusätzliche Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien im konventionellen Erzeugungssystem zunächst Brennstoffkosten eingespart. Längerfristig werden auch Kapitalkosten eingespart, da infolge der vermehrten Stromerzeugung aus Erneuerbaren weniger in konventionelle kapitalintensive Technologien mit hoher Auslastung (Kohlekraftwerke) investiert wird, zugunsten von kostengünstigerer Kapazität, die höhere variable Kosten aufweist und weniger Stunden im Jahr betrieben wird. Bei diesen Kapazitäten handelt es sich primär um Gasturbinen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigt werden. Die insgesamt, d.h. im konventionellen und im erneuerbaren Kraftwerkspark, höheren Investitionen haben wie oben beschrieben einen kurzfristig positiven Effekt auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage und sind langfristig mit Kapitalkosten (Kapitaldienst) verbunden. Vorzeitige Stilllegungen von Kraftwerken aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit führen über erhöhte Abschreibungen ebenfalls zu höheren Kosten in der Stromwirtschaft.

Die dadurch ausgelösten Effekte auf dem Strommarkt sind vielfältig und werden im Rahmen des Projekts mit einem Strommarktmodell umfassend abgebildet. In den letzten Jahren hat der Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit dem hohen Bestand

an konventionellen Kraftwerken den Großhandelspreis gesenkt, während EEG-Umlage und Verbraucherpreise, mit der Ausnahme weitgehend EEG-befreiter Unternehmen, gestiegen sind. Für die Verbraucher haben sich steigende Preise ergeben, insbesondere da sie typischerweise langfristige Verträge abschließen und nur in geringem Umfang von gesunkenen Börsenpreisen profitieren. Privathaushalte werden im Rahmen ihrer Möglichkeiten den Stromverbrauch reduzieren oder andere Konsumausgaben verringern. Stromintensive Verbraucher sind bei Erfüllung der Voraussetzungen weitgehend von der EEG-Umlage befreit.

Abbildung 4-11: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Produktion, Gewinne und Beschäftigung der traditionellen Energiewirtschaft sind zurückgegangen. Die Investitionseffekte des Ausbaus erneuerbarer Energien hingegen werden in verschiedenen Wirtschaftsbereichen wie dem Maschinenbau (Herstellung von Windenergieanlagen und ihren Komponenten) und seinen Zulieferbereichen, der Bautätigkeit beim Errichten von Anlagen, dem Handwerk in der Installation von PV-Anlagen auch für Privathaushalte, bis hin zum Transport (Kräne, Schiffe für Offshore-Anlagen) sichtbar. Hiermit

verbunden sind Wertschöpfungs- und Einkommenseffekte, die sich im Jahr der Errichtung einer EE-Anlage positiv bemerkbar machen. Ähnliches, allerdings in geringerem Umfang, jedoch dauerhaft in der Wirkung, gilt für die Tätigkeiten in Betrieb und Wartung.

Die Strompreiseffekte sind komplex und können sich auch wegen bestehender Ausnahmeregelungen zwischen Verbrauchergruppen unterscheiden. Auch die Entwicklung der Nettostromimporte spielt hierbei eine Rolle. Höhere Nettostromimporte wirken unter sonst gleichen Bedingungen gesamtwirtschaftlich negativ. Allerdings kommt dem Stromaußenhandel eine große Bedeutung für die Strompreisentwicklung zu, weil Preisspitzen abgefedert werden können.

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte ergeben sich kurzfristig durch veränderte Investitionen. Langfristig werden sie am stärksten von den Änderungen der Strompreise bestimmt. Dabei ist mit Umlagen neben den Reallokationseffekten vor allem ein Umverteilungseffekt verbunden. Der direkte gesamtwirtschaftliche Effekt der Nettostromimporte ist zum Ende des Betrachtungszeitraums leicht negativ. Gleichzeitig wirkt der Stromaußenhandel dämpfend auf den Strompreis und wirkt damit indirekt gesamtwirtschaftlich positiv.

4.4.2 Vorgehensweise und Primärimpulse aus dem Modellverbund

Mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI wird geprüft, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte entstehen, wenn statt der im kontrafaktischen Szenario (KS) dargestellten Entwicklung das Energiewendeszenario (EW) umgesetzt wird. Dazu werden die im Folgenden beschriebenen Primärimpulse, die einzelwirtschaftlich aus den Bottom-up-Nachfragemodellen (Abschnitt 4.2) sowie dem Strommarktmodell (Abschnitt 4.3) abgeleitet worden sind, in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, in dem sie zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen führen.

Die Nutzung eines umfassenden gesamtwirtschaftlichen Modells, das auch die Vorleistungsstruktur der Wirtschaft und die Energiewirtschaft abbildet, hat den Vorteil, dass das komplexe Zusammenwirken verschiedener Effekte vollständig in den Kategorien der amtlichen Statistik erfasst wird, also keine Effekte unberücksichtigt bleiben. Die in den Untersuchungen eingesetzte Szenariotechnik führt dazu, dass die Wirkungen von Entwicklungen oder Maßnahmen, die bereits im kontrafaktischen Szenario erfolgen, in der nachfolgenden Differenzbetrachtung unberücksichtigt bleiben.

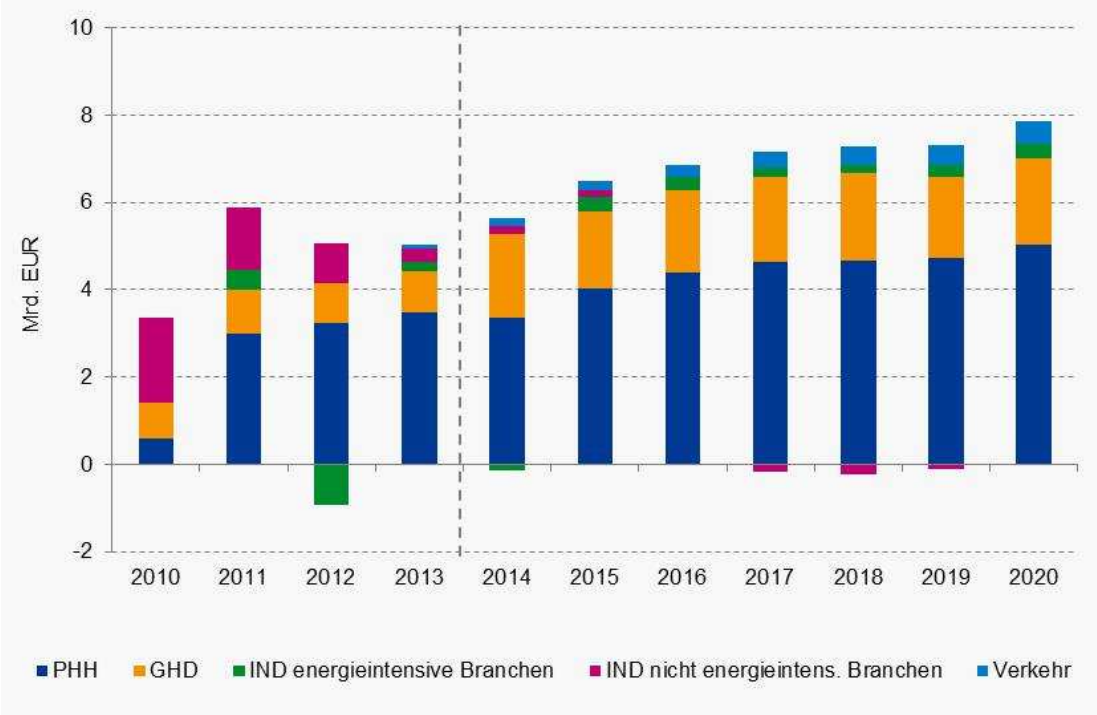
EW-Szenario und kontrafaktisches Szenario gehen grundsätzlich von gleichen sozioökonomischen Vorgaben aus, z. B. zur internationalen wirtschaftlichen Entwicklung, den internationalen Energiepreisen und zur Demografie (vgl. Abschnitt 4.1). Die Szenarien unterscheiden sich aber hinsichtlich der Stromerzeugung und der daraus resultierenden Strompreise sowie durch die im EW-Szenario zusätzlich notwendigen Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien.

Im Rahmen der quantitativen Analyse werden das Energiewendeszenario und das kontrafaktische Szenario miteinander verglichen. Abbildung 4-12 zeigt die monetären Impulse auf der Energienachfrageseite. Insbesondere im Bereich der privaten Haushalte (PHH),

hier vor allem im Bereich der Gebäudesanierung, sind gegenüber der kontrafaktischen Entwicklung zusätzliche Investitionen notwendig, die von etwa 0,6 Mrd. EUR im Jahr 2010 über drei Milliarden Euro im Jahr 2011 auf rund fünf Milliarden Euro im Jahr 2020 ansteigen. Die jährlichen Investitionen im Bereich GHD liegen im Ex post-Zeitraum (2010–2013) bei etwa 0,9 Mio. EUR, um dann ab dem Jahr 2014 auf durchschnittlich 1,9 Mrd. EUR anzusteigen. Die Investitionen betreffen vor allem den Gebäudebereich und verstärken damit den Investitionsimpuls der privaten Haushalte.

Investitionsdifferenzen in der Industrie und im Verkehr sind im Vergleich zu den Gebäudeinvestitionen gering. Lediglich in den Anfangsjahren bis 2012 spielen sie im Bereich Industrie eine größere Rolle. Im Verkehrsbereich treten die langsam wachsenden, aber insgesamt geringen Differenzen fast ausschließlich im Ex ante-Zeitraum auf.

Abbildung 4-12: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

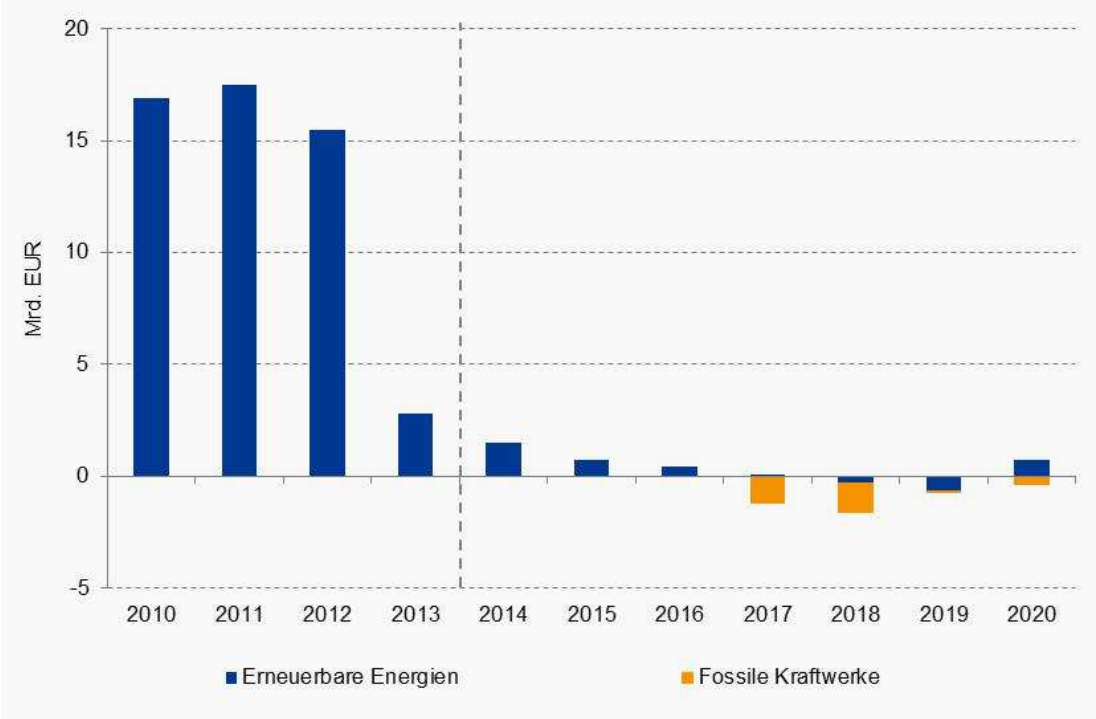
Der Vergleich mit den Investitionsdifferenzen im Strommarkt in Abbildung 4-13 verdeutlicht die große Bedeutung der Entwicklung im Strommarkt für die Ex post-Betrachtung. In den Jahren 2010 bis 2012 dominieren die zusätzlichen Investitionen im Strommarkt mit zwischen 17,5 und 15,5 Mrd. EUR. Ganz überwiegend handelt es sich dabei um den Ausbau von PV-Anlagen. 2011 werden im EW-Szenario fünf Gigawatt PV-Leistung mehr installiert und 2012 sogar sechs Gigawatt. Letztere erforderten durch den starken Preisverfall weniger Investitionen als Erstere. Für 2012 ergibt sich aus der Auswertung des Anlagenregisters (Bundesnetzagentur 2013), dass der Median der Anlagenleistung bei ca. zehn

Kilowatt Peak liegt. Dies deutet darauf hin, dass ein großer Anteil der Anlagen auf privaten Eigenheimen installiert wurde. Im Ex ante-Zeitraum fallen die Investitionsdifferenzen bei unterschiedlichen Vorzeichen nur noch gering aus.

Weitere Investoren sind die Kommunen, private Unternehmen, Schulen, Kirchen und Landwirte. Dem Statistischen Bundesamt zufolge wurden im Jahr 2011 ca. 0,2 Mio. EUR im Verarbeitenden Gewerbe für die Nutzung von EE investiert und 0,9 Mio. EUR in der Energieversorgung (StaBu 2014). Allerdings erfasst diese Quelle nur einen kleinen Teil der insgesamt getätigten Investitionen in erneuerbare Energien.

Für die anderen Sektoren ist eine eindeutige Identifikation der Investitionen in EE schwierig, da die Zuordnung nach der Haupttätigkeit erfolgt. Landwirte, die PV-Anlagen installiert haben, werden daher nicht dem Energiesektor zugeordnet, sondern dem Bereich der Land- und Forstwirtschaft, obwohl sie den von ihnen erzeugten Strom ins Netz einspeisen. Für die Kleinerzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien ist nach Auskunft des Statistischen Bundesamtes im Rahmen der VGR-Generalrevision 2014 eine Veröffentlichung geplant. Damit würden insbesondere die Investitionen der privaten Haushalte in PV-Anlagen statistisch erfasst werden.

Abbildung 4-13: Investitionsdifferenzen im Strommarkt im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Durch die Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage kommen die Kosten der Investitionen verzögert und über den Förderzeitraum von 20 Jahren bei den Endverbrauchern an. Während die Strompreise im Jahr 2011 im EW-

Szenario kaum höher liegen als im kontrafaktischen Szenario, wird das Maximum der Preisdifferenzen mit etwa 2,1 Ct/kWh (1,8 Ct/kWh ohne Mehrwertsteuer) erst im Jahr 2019 erreicht. Auch im Jahr 2020 liegt die Preisdifferenz bei den privaten Haushalten noch bei 1,4 Ct/kWh. Es ist zu berücksichtigen, dass die Preise preisbereinigt sind (in Preisen des Jahres 2011). Der Eindruck rückläufiger Preisdifferenzen spiegelt daher vor allem den allgemeinen Anstieg des Preisniveaus wider.

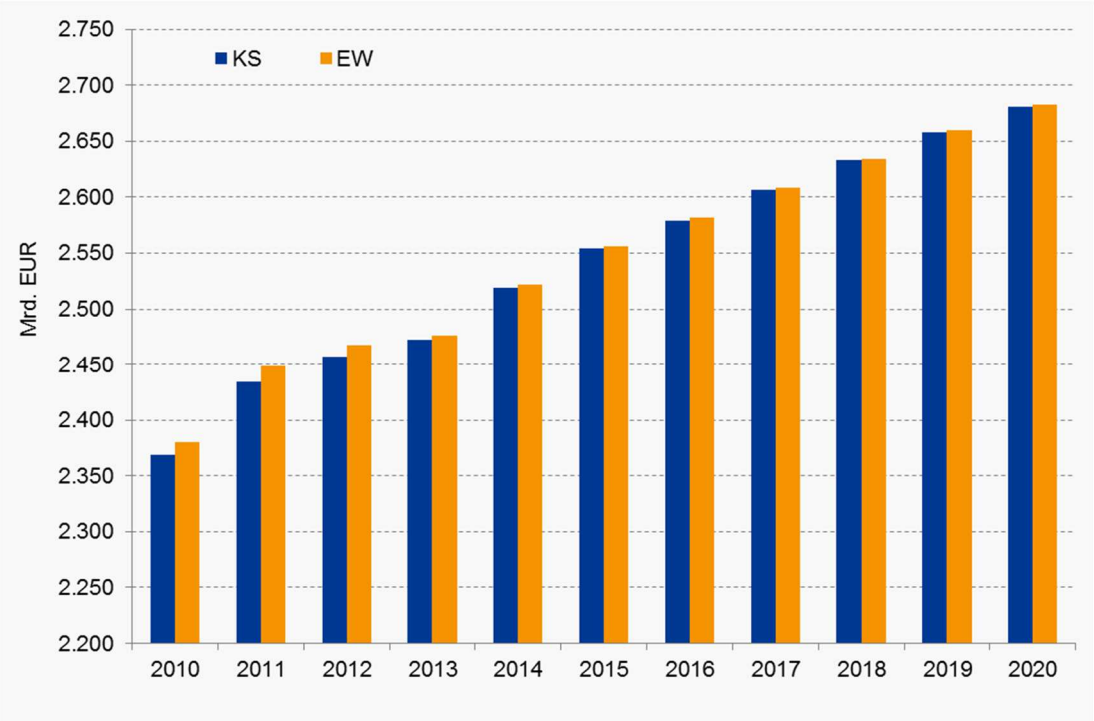
Der direkte gesamtwirtschaftliche Effekt der Nettostromimporte ist zum Ende des Betrachtungszeitraums leicht negativ.

4.4.3 Energiewendeszenario vs. kontrafaktisches Szenario

Das Energiewendeszenario, das bis 2013 weitgehend der Ist-Entwicklung entspricht, wird mit dem kontrafaktischen Szenario verglichen. Grob lassen sich zwei Phasen unterscheiden. Ex post bis 2012 dominiert der Ausbau der erneuerbaren Energien, in monetären Größen vor allem der Ausbau der Photovoltaik. Ex ante ab etwa 2015 prägen dann vor allem zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen sowie das höhere Strompreisniveau im EW-Szenario die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen.

Zunächst bestimmt der starke zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien in den Jahren 2010 bis 2012 die Effekte. Aufgrund der hohen Investitionen in erneuerbare Energien in den Jahren 2010 bis 2012 sind die Wirkungen auf das BIP zunächst deutlich positiv), ohne dass die Energiewende den Wachstumspfad völlig verändert (Abbildung 4-14, Abbildung 4-15).

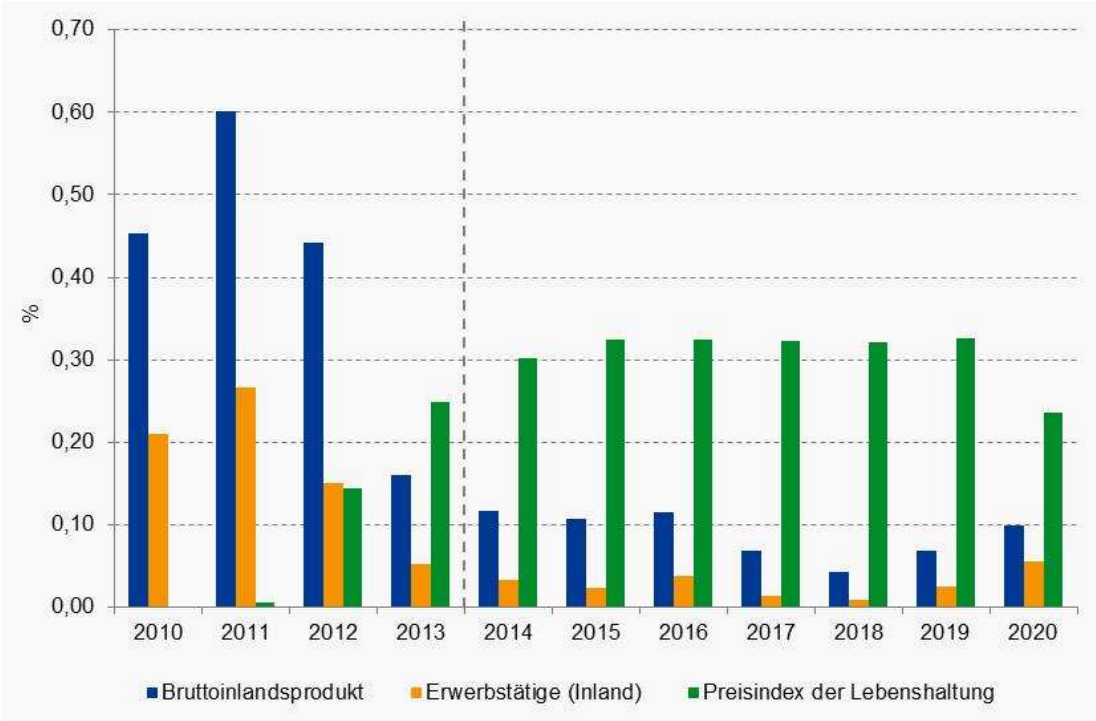
Abbildung 4-14: Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Energiewende- und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Allerdings ergeben sich durch die Umlagefinanzierung in den Folgejahren auch höhere Strompreise für alle Verbrauchergruppen mit Ausnahme der stromintensiven Industrie, die sogar von den sinkenden Großhandelspreisen leicht profitiert. Ausnahmeregelungen sind in beiden Szenarien annahmegemäß gleich. Durch die höheren Strompreise steigt bis 2014 der Preisindex der Lebenshaltung deutlich (Tabelle 4-34, Tabelle 4-35). Auch die Produktionspreise liegen im EW-Szenario höher als im KS-Szenario. Die Beschäftigungseffekte des EW-Szenarios sind in den Jahren 2010 bis 2012 zunächst deutlich positiv. Mit steigenden Preisen, auch steigenden Löhnen und abnehmender Investitionsdynamik, werden die Beschäftigungseffekte im Zeitablauf geringer. Die Bauinvestitionen spielen eine wichtige Rolle für die gesamtwirtschaftlichen Effekte. Dazu tragen insbesondere der Bereich GHD sowie die privaten Haushalte bei. Zusätzliche Investitionen in Effizienzmaßnahmen - vor allem im Gebäudebereich - fördern die Bauwirtschaft und machen sich in den Folgejahren auch in Form niedrigerer Energieausgaben bemerkbar. Im Bereich der privaten Haushalte kommt es teilweise zu einer Verdrängung von privatem Konsum durch Ausgaben zur Gebäudesanierung, die in den Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen als Bauinvestitionen verbucht werden. Deshalb liegt der private Konsum ab dem Jahr 2014 im EW-Szenario niedriger als im kontrafaktischen Szenario.

Abbildung 4-15: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die höheren Effizienzinvestitionen kompensieren die im Zeitablauf geringer werdenden Investitionen am Strommarkt verglichen mit der kontrafaktischen Situation. Das BIP und die Beschäftigung sind im EW-Szenario durchweg höher als im Szenario KS. Auch das Preisniveau, das wegen der Ausgestaltung der EEG-Umlage verzögert reagiert, bleibt im EW-Szenario wegen der höheren EEG-Umlage dauerhaft höher als im kontrafaktischen Szenario. Da höhere Strompreise und Preise generell vor allem einkommensschwache Haushalte überdurchschnittlich belasten, sind regressive Verteilungseffekte zu erwarten, die hier aber nicht näher betrachtet werden. In den Monitoring-Berichten der Bundesregierung wird auf die Stromkostenbelastung einkommensschwacher Musterhaushalte eingegangen. Auf den Finanzierungssaldo des Staates wirkt sich die Energiewende kaum aus. Der leicht positive Effekt liegt fast durchgehend in einer Größenordnung von 0,5 bis eine Milliarde Euro jährlich. Nur im Jahr 2011 ist der Effekt mit 3,8 Mrd. EUR signifikant höher.

Tabelle 4-34: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen

	Absolute Differenz zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	10,7	14,7	10,9	4,0	3,0	2,7	3,0	1,8	1,1	1,8	2,7
Privater Konsum	0,0	2,7	1,9	0,4	-1,2	-2,0	-2,5	-3,4	-4,4	-5,1	-5,3
Staatskonsum	0,0	-0,3	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Ausrüstungen	9,5	10,1	6,8	1,8	0,7	0,6	0,3	-0,8	-1,2	-0,5	0,2
Bauten	4,5	6,2	5,6	2,8	3,7	3,9	4,7	4,4	4,4	4,8	5,1
Exporte	0,4	0,1	-0,5	-0,9	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,8	-0,6	-0,2
Importe	3,2	3,5	2,3	-0,5	-1,7	-2,1	-2,4	-3,3	-4,0	-4,1	-3,6
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	0,7	3,8	0,3	-0,3	0,3	0,7	1,1	0,5	0,5	0,9	1,3
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	0,01	0,16	0,29	0,35	0,38	0,38	0,39	0,39	0,40	0,29
Produktion	0,01	0,05	0,23	0,34	0,39	0,40	0,39	0,38	0,36	0,34	0,23
Importe	-0,03	-0,11	-0,10	-0,06	-0,09	-0,10	-0,12	-0,15	-0,18	-0,21	-0,27
Arbeitsmarkt (Abweichungen in 1.000)											
Erwerbstätige	85,1	108,8	61,9	21,6	13,6	9,5	15,2	5,5	3,5	9,8	22,2
Erwerbslose	-54,4	-65,8	-36,8	-12,0	-7,0	-4,5	-8,0	-2,0	-0,8	-4,7	-12,3

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Wirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen und damit ihre Exporte sind wegen der weitgehenden Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen sehr gering. Auf mögliche Chancen, die sich für deutsche Unternehmen international durch die Energiewende ergeben können, wird in Kapitel 7 eingegangen.

Es wird bei der Betrachtung das Konzept preislicher Wettbewerbsfähigkeit zugrunde gelegt. Veränderungen zwischen den Produktions- bzw. Exportpreisen deutscher Wirtschaftsbereiche und den Importpreisen beeinflussen auch die jeweiligen Exporte und Importe. Die geschätzten Preiselastizitäten, die die Vergangenheitsentwicklung widerspiegeln, sind kleiner eins, sodass Preisänderungen nur unterproportional zu Mengenänderungen führen, weil auch andere Aspekte wie Qualität oder Kontinuität von Lieferbeziehungen eine Rolle spielen. Einschränkend ist zu betonen, dass internationale Wettbewerbsfähigkeit generell schwierig zu erfassen ist, insbesondere was nicht-preisliche Einflussfaktoren und die langfristige Entwicklung betrifft. Gerade in kapitalintensiven Branchen spielen u.a. auch langfristige Investitionsüberlegungen und die erwartete Verschiebung von Absatzmärkten eine wichtige Rolle bei der Standortwahl.

Aus der höheren Energieeffizienz und dem ambitionierten Ausbau der EE resultiert ein geringerer Bedarf an fossilen Energieimporten. Der Rückgang beläuft sich auf bis zu 534 PJ und entspricht bei den gegebenen Importpreisen der fossilen Energieträger (vgl. Kapitel 3.2.1) im Jahr 2020 3,2 Mrd. EUR (Abbildung 4-16).

Tabelle 4-35: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	0,5	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Privater Konsum	0,0	0,2	0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4
Staatskonsum	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	4,8	4,7	3,3	0,9	0,3	0,3	0,1	-0,4	-0,5	-0,2	0,1
Bauten	2,1	2,8	2,6	1,3	1,7	1,8	2,1	2,0	1,9	2,1	2,2
Exporte	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Importe	0,3	0,3	0,2	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Produktion	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Importe	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	0,2	0,27	0,15	0,05	0,03	0,02	0,04	0,01	0,01	0,02	0,06
Erwerbslose	-1,8	-2,47	-1,47	-0,49	-0,30	-0,19	-0,34	-0,08	-0,03	-0,19	-0,50

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014[1]

Die geringeren Energieimporte im EW-Szenario sind ausschließlich auf die Entwicklung des energetischen Verbrauchs der fossilen Energieträger zurückzuführen. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern für die nicht energetische Verwendung ist an die Industrieproduktion gekoppelt. Diese ist in beiden Szenarien identisch.

Im KS-Szenario wird mehr Steinkohle für die Stromerzeugung eingesetzt als im EW-Szenario. Da sich die Inlandgewinnung zwischen den beiden Szenarien nicht unterscheidet, muss im KS-Szenario mehr Steinkohle importiert werden. Ab 2015 verändert sich die Differenz im Steinkohleverbrauch zwischen den Szenarien nicht mehr wesentlich: Während sie im Umwandlungssektor kleiner wird, nimmt sie im Industriesektor zu (industrielle KWK-Anlagen).

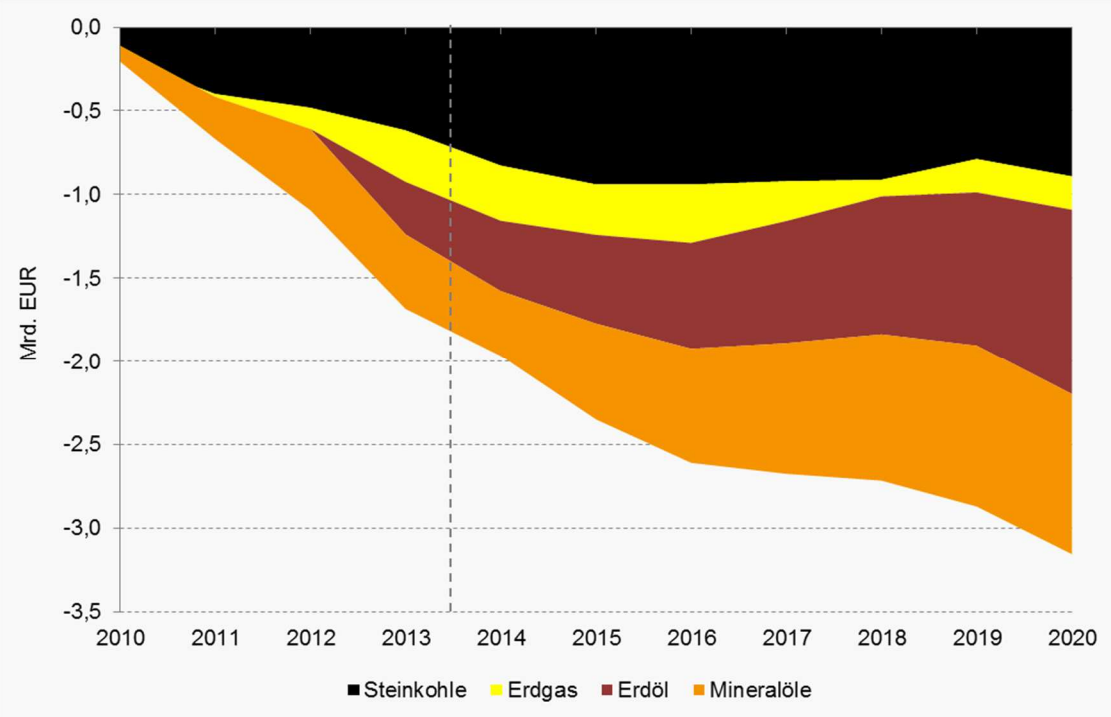
Bei den Erdgasimporten sind die Unterschiede zwischen den Szenarien vergleichsweise gering. Einerseits sind im EW-Szenario die Anteile von Erdgas an der Erzeugung von Strom und Wärme höher. Andererseits führen die zusätzlichen Effizienzanstrengungen im EW-Szenario, insbesondere im Gebäudebereich, zu einer stärkeren Reduktion des Erdgasverbrauchs.

Die Hauptursache für die höheren Importkosten bei den Mineralölen ist die stärkere Nachfrage, insbesondere nach leichtem Heizöl. Im EW-Szenario führen die höhere Sanierungsrate (und Sanierungstiefe) und der zusätzliche Austausch von Ölheizungen zu einer

[1] Auf eine Darstellung des Finanzierungssaldos wird hier bei weiteren vergleichbaren Tabellen verzichtet, weil prozentuale Änderungen nur schwer interpretierbar sind.

weiterführenden Reduktion des Heizölverbrauchs. Die niedrigere Nachfrage verringert die Importmengen der Mineralölprodukte, aber auch den Import von Erdöl für die Verwendung in den Raffinerien.

Abbildung 4-16: Fossile Energieimportdifferenzen im Energiewendeszenario im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

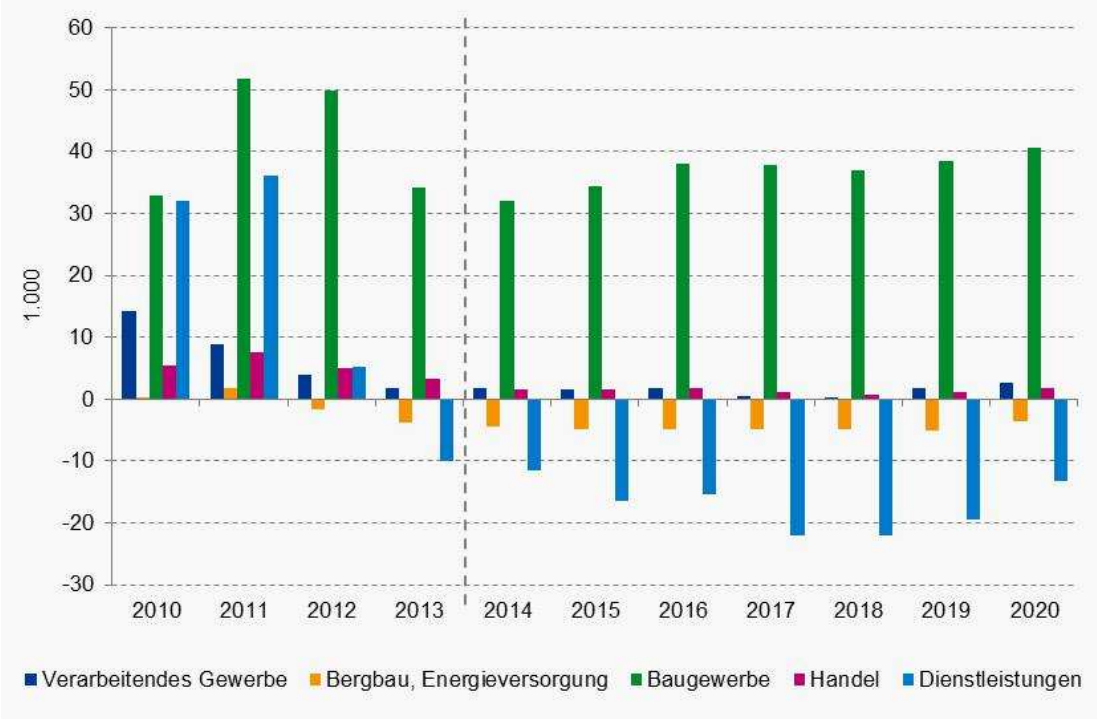
Die Verringerung der Energieimporte trägt zur Stärkung der Energiesicherheit bei. Das Versorgungsrisiko bei fossilen Rohstoffen kann abgebaut werden. Auswirkungen von Preisschwankungen auf die deutsche Wirtschaft können reduziert werden.

Die Nachfrage nach energieeffizienten Gütern und erneuerbaren Energietechnologien im Inland führten zu einer steigenden Produktion.

Die höhere Nachfrage spiegelt sich auch in der Beschäftigung wider. Auf sektoraler Ebene zeigen sich jedoch unterschiedliche Wirkungen auf die Beschäftigung (Abbildung 4-17, Abbildung 4-18), da nicht alle Bereiche vom Nachfrageimpuls profitieren. 2010 und 2011 liegt die Beschäftigung im EW-Szenario in allen Bereichen höher als im Szenario KS. Die größten absoluten Effekte zeigen sich in den Bereichen Bauwirtschaft und Dienstleistungen. Prozentual sind die Abweichungen in den Bereichen Bauwirtschaft und Energieversorgung am größten. Ab dem Jahr 2013 kommt es dann in Bergbau, Energieversorgung und im Dienstleistungssektor zu leichten Beschäftigungsverlusten gegenüber dem Szenario KS. Wirkungen auf das Verarbeitende Gewerbe und den Handel bleiben durchgehend gering. Der positive Effekt in der Bauwirtschaft bleibt durchweg auf einem hohen Niveau, insbesondere durch die höheren Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich. Wertschöp-

fungseffekte werden vor allem durch die Änderungen der Beschäftigung getrieben. Sie liegen im EW-Szenario vor allem für die Bauwirtschaft sowie Bergbau und Energieversorgung sichtbar oberhalb bzw. unterhalb des Niveaus im kontrafaktischen Szenario.

Abbildung 4-17: Abweichung der Beschäftigung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in 1.000



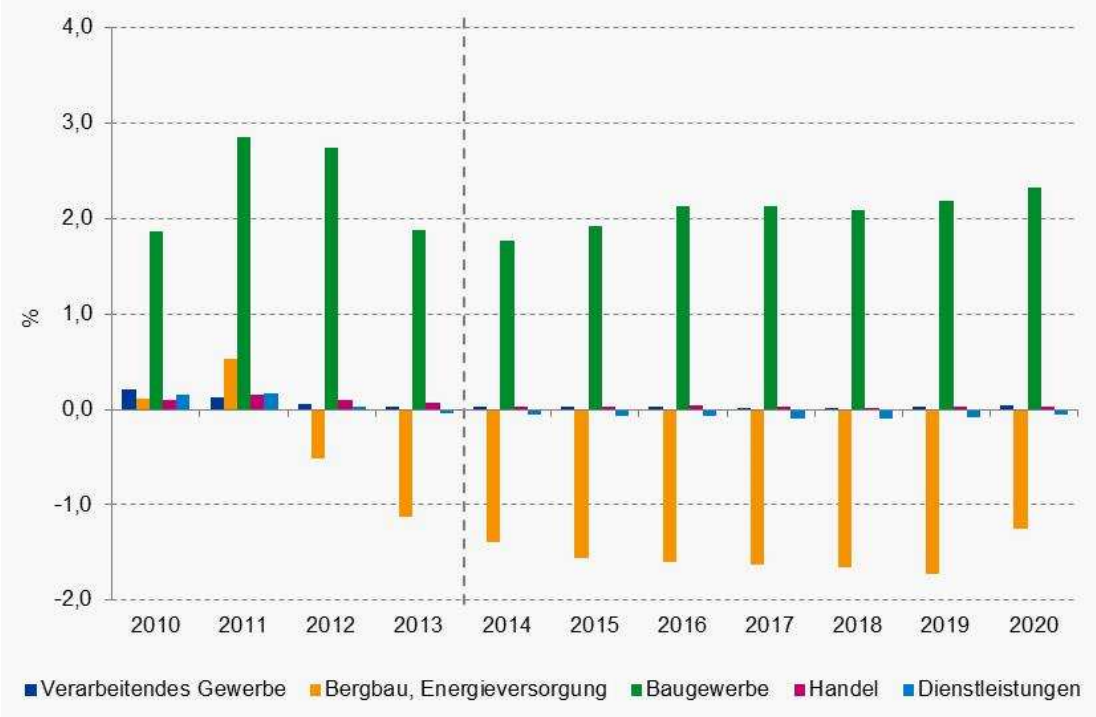
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Auf der Ebene einzelner Wirtschaftsbereiche bleiben die Beschäftigungseffekte überwiegend gering (siehe Anhang 2-11, Anhang 2-12). Dies gilt auch für Wertschöpfung, Bruttoproduktion sowie Güterpreise.[1] Insbesondere in den Bereichen „Maschinenbau“ sowie im „Baugewerbe“ und in geringem Umfang in vorgelagerten Bereichen wie „Keramik, Steine und Erden“, „Holzgewerbe“ sowie „Gummi und Kunststoffe“ entstehen durch die Energiewende zusätzliche Arbeitsplätze. Die Effekte im Dienstleistungsbereich ergeben sich durch leichte Veränderungen der Preisrelationen und leichte Verschiebungen weg vom privaten

[1] Deutlichere Effekte für einzelne Branchen, die vom Ausbau der erneuerbaren Energien profitieren, könnten bei Verwendung technologiespezifischer Inputvektoren auftreten, wie sie derzeit im Forschungsvorhaben „Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb - heute und morgen“ für das BMWi erstellt und aktualisiert werden. Für frühere entsprechende Rechnungen vgl. Lehr et al. (2011).

Konsum. Sie sind im Vergleich zu den absolut sehr hohen Beschäftigtenzahlen in diesem Bereich vernachlässigbar.

Abbildung 4-18: Abweichung der Beschäftigung im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Insgesamt ergibt sich ein durchaus gemischter Befund des Energiewendeszenarios im Vergleich mit dem kontrafaktischen Szenario. In den Jahren 2010 bis 2012 waren die gesamtwirtschaftlichen Effekte durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich positiv. Danach halten sich ansteigende Effizienzinvestitionen und zunehmend Kosten durch die EEG-Umlage weitgehend die Waage.

5 SENSITIVITÄTEN

Die in Kapitel 3 der Studie getroffenen Annahmen zur kontrafaktischen Entwicklung ex post sowie zu Szenarien ex ante sind immer auch mit Unsicherheiten behaftet. Um die Robustheit der Ergebnisse zu untersuchen und die Teileffekte besser zu verstehen, werden im Weiteren verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. In den Sensitivitäten werden einzelne Annahmen oder Parameter variiert. Alle anderen Modellgrößen werden nicht exogen beeinflusst, können sich aber im Modellzusammenhang endogen verändern. Die Sensitivitäten werden auf Basis der in Kapitel 4 dargestellten Modellrechnungen erstellt und unterscheiden sich in ausgewählten, zentralen Parametern von den dort untersuchten Szenarien. Änderungen in den Ergebnisgrößen wie Wirtschaftswachstum und Beschäftigung können mittels der Szenariotechnik auf die geänderten Parameter zurückgeführt werden.

Zwei Sensitivitäten werden zunächst für den Strommarkt gerechnet, einmal die Wirkungen der im Gesetzgebungsverfahren befindlichen EEG-Novelle im Vergleich zum EW-Szenario sowie eine Szenario, das einen Förderstopp für erneuerbare Energien ab dem Jahr 2010 (EE-„Freeze“) betrachtet. Ergebnisse dieser Sensitivitäten auf dem Strommarkt werden dann in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt.

Mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell wird darüber hinaus eine Reihe weitere Sensitivitätsanalysen durchgeführt. So werden die verschiedenen Primärimpulse, die das EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario in den Modellrechnungen unterscheiden, getrennt nach wichtigen Bereichen untersucht. Damit kann insbesondere die unterschiedliche Entwicklung auf dem Strommarkt und in den verschiedenen Endnachfragebereichen dargestellt werden.

Eine weitere Sensitivität untersucht die Bedeutung der Annahme der Zusätzlichkeit von Effizienzinvestitionen im Modellzusammenhang. Abschließend wird ein höherer Wachstumspfad gemäß der aktuellen Mittefristprojektion der Bundesregierung betrachtet.

5.1 SENSITIVITÄT EEG-NOVELLE: EE ZUBAU IM ENERGIEWENDESZENARIO EX ANTE NACH DER EEG-NOVELLIERUNG 2014

5.1.1 Szenario-Annahmen

Der im Energiewendeszenario angenommene Ausbaupfad für erneuerbare Energien orientiert sich in der Ex ante-Betrachtung an der Energiereferenzprognose 2014 (siehe Abschnitt 3.2.3). Am 1. August 2014 ist das überarbeitete Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) in Kraft getreten, sodass sich der gesetzliche Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien geändert hat. Ziel der Novellierung ist es, die Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien umzusetzen und gleichzeitig die Kosten der Förderung

zu begrenzen, sodass ein weiterer starker Anstieg der Stromkosten für die Endverbraucher vermieden werden kann. Ein zentrales Element sind dabei technologiespezifische Ausbaupfade, die die Grundlage für die Steuerung des Zubaus an Erzeugungskapazitäten in den nächsten Jahren bilden sollen. Aus diesem Grund wird in der Sensitivität EEG-Novellierung untersucht, wie sich die Ergebnisse im Energiewendeszenario verändern, wenn bis 2020 ein Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend der Ausbaupfade aus der EEG-Novellierung erfolgt. Die jährlichen Zubauten betragen dabei 2,5 GW (netto) für Onshore-Windenergie, 2,5 GW (brutto) für Photovoltaik sowie 0,1 GW (brutto) für Biomasse. Zusätzlich soll die installierte Leistung der Offshore-Windenergie bis 2020 auf 6,5 GW erhöht werden. Für die Offshore-Windenergie sind in 2020 somit 1,5 GW mehr Leistung installiert als im Energiewendeszenario. Während die installierte Leistung für PV mit 2,6 GW unter dem Wert des Energiewendeszenarios in 2020 liegt, ist die installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen mit 10 GW deutlich höher. Für die Biomasse sind Unterschiede vergleichsweise gering. In Summe resultiert ein höherer Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien in der Sensitivität EEG-Novelle gegenüber dem Energiewendeszenario und der Energiereferenzprognose. Die jährliche installierte Leistung der erneuerbaren Energien, die sich aus den beschriebenen Ausbaupfaden der EEG-Novelle ergibt, ist in Tabelle 5-1 dargestellt. Alle anderen Eingangsparameter sind unverändert im Vergleich zum Energiewendeszenario.

Tabelle 5-1: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien in der Sensitivität EEG-Novellierung, 2009–2020, in MW

	Sensitivität EEG Novellierung											
	Ex post					Ex ante						
Installierte Leistung [MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind offshore	78	285	330	435	1.006	1.692	2.379	3.066	3.753	4.440	5.126	6.500
Wind onshore	25.614	26.895	28.730	30.869	31.729	34.229	36.729	39.229	41.729	44.229	46.729	49.229
PV	10.566	17.554	25.039	32.643	35.987	38.487	40.987	43.487	45.987	48.487	50.987	53.487
Biomasse	4.327	4.483	5.913	7.144	7.534	7.634	7.734	7.834	7.934	8.034	8.134	8.234
Geothermie	8	8	8	12	23	34	45	56	66	77	88	99

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.1.2 Strommarkt

Die Bruttostromerzeugung steigt in Summe aufgrund der zusätzlichen Erzeugungskapazitäten aus Onshore- und Offshore-Windenergie in der Sensitivität bis 2020 um etwa elf Terawattstunden stärker an als im Energiewendeszenario. Die um 22 TWh höhere Erzeugung aus Windenergie wird dabei teilweise durch die annahmegemäß niedrigere Stromerzeugung aus Photovoltaik und Biomasse kompensiert. Gleichzeitig wird die Auslastung im konventionellen Kraftwerkspark aufgrund der insgesamt höheren Einspeisung aus erneuerbaren Energien verringert. Bei der Entwicklung des Kraftwerkparks werden zunächst der stärkere Ausbau der Windenergie sowie der schwächere Ausbau von Biomasse und Photovoltaik im Vergleich zum Energiewendeszenario deutlich. Im konventionellen Kraftwerkspark finden dagegen nur minimale Veränderungen statt, die vor allem auf die niedrigere gesicherte Leistung aus Biomassekraftwerken zurückzuführen ist. Insgesamt

wird aus der Sensitivität deutlich, dass die zusätzliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen zu einer Erhöhung der Stromexporte in das europäische Ausland führt, da zur Sicherung der Versorgungssicherheit ein im Vergleich zum Energiewendeszenario fast unveränderter konventioneller Kraftwerkspark bestehen bleibt. Die Ergebnisse für Bruttostromerzeugung, Kraftwerkspark sowie Strombilanz sind in Tabelle 5-2 als Differenz zum Energiewendeszenario dargestellt.

Tabelle 5-2: Ergebnisse der Sensitivität EEG-Novellierung für den Strommarkt im Überblick, absolute Abweichungen von Bruttostromerzeugung, Kraftwerkspark und Strombilanz zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh bzw. GW

	Sensitivität EEG Novellierung											
	Ex post					Ex ante						
Sensitivität - Referenz	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Bruttostromerzeugung	Abweichungen in TWh											
Gesamt	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**1,4**	**3,1**	**3,9**	**6,0**	**6,2**	**10,3**	**11,3**
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,8	-1,2	-3,0	-2,3	-2,7	-1,8	-2,1
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,9	-0,1	-0,2
Gase	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,8	-0,2	-0,7	-1,2	-1,2	-1,4
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-0,2	0,1	0,1	-0,1	-0,2	1,1
Lauf- und Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Windkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	7,1	9,5	12,1	15,0	18,3	22,1
onshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	6,7	8,8	11,0	13,4	16,1	16,9
offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	1,1	1,6	2,2	5,2
PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,7	-1,0	-1,4	-1,8	-2,2	-2,6
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,9	-1,3	-1,6	-2,1	-2,5	-5,6
Sonstige Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kraftwerksstruktur	Abweichungen in GW											
Gesamt	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**3**	**4**	**6**	**7**	**9**	**9**
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
Gase	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Windkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	3,5	5,3	7,0	8,8	10,5	11,5
onshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	3,3	4,9	6,6	8,2	9,8	10,0
offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	1,5
PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,7	-1,1	-1,5	-1,8	-2,2	-2,6
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6
Sonstige Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Strombilanz	Abweichungen in TWh											
Bruttostromverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,1	-0,1	0,3	0,5	0,2	0,4	2,0
EEV Strom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpstrom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-0,3	0,1	0,1	-0,2	-0,2	1,3
Leitungsverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Verbrauch im Umwandlungsber	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2
Kraftwerkseigenverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2
übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportsaldo Strom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	3,3	3,7	5,6	6,0	9,8	9,3
Bruttostromerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	3,1	3,9	6,0	6,2	10,3	11,3

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Bei den Strompreisen ergeben sich nur geringe Differenzen zwischen der Sensitivität und dem Energiewendeszenario. Die EEG-Umlage steigt aufgrund des zusätzlichen Zubaus an erneuerbaren Energien bis 2020 um zwei Euro pro Megawattstunde stärker an, der Großhandelspreis sinkt dagegen aufgrund des Merit-Order-Effekts im Vergleich zum Energiewendeszenario leicht. Die Veränderungen bei den Endverbraucherpreisen sind entsprechend klein und bewegen sich im Bereich von einen bis zwei Euro pro Megawattstunde. Tabelle 5-3 zeigt die Differenzen bei den Strompreisen zwischen der Sensitivität und dem Energiewendeszenario.

Tabelle 5-3: Ergebnisse der Sensitivität EEG-Novellierung für den Strommarkt, absolute Abweichungen der Strompreise zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR_{2011}/MWh

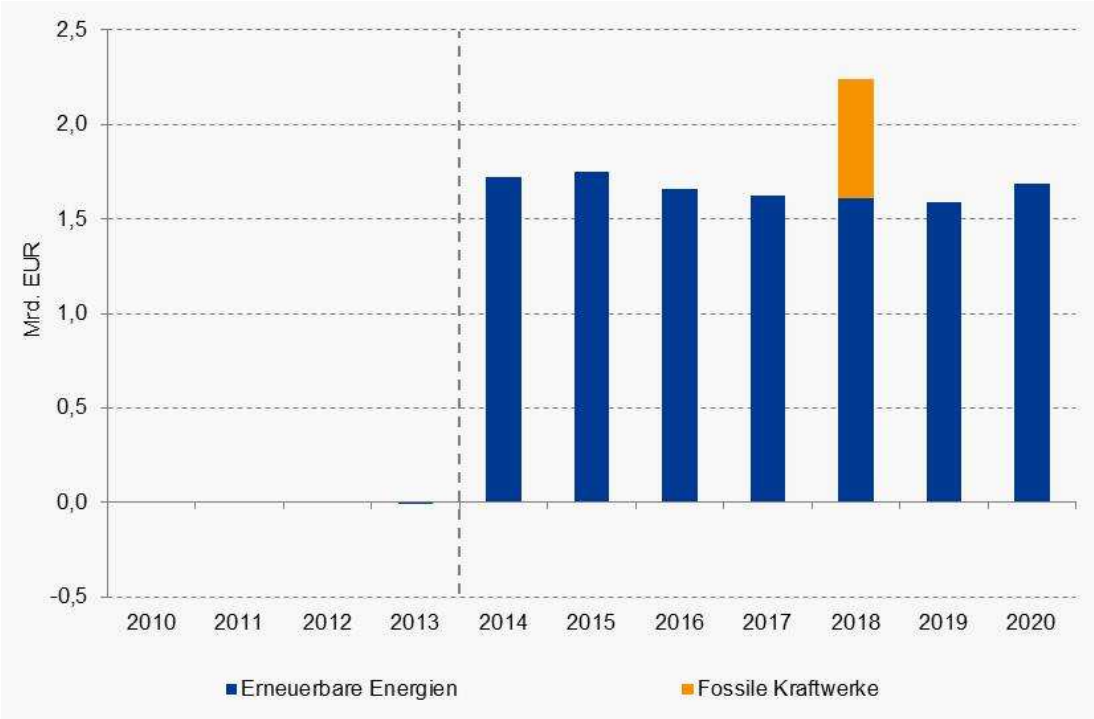
	Sensitivität EEG Novellierung											
Sensitivität - Referenz	**Ex post**					**Ex ante**						
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Real (Preisbasis 2011), in EUR/MWh												
Großhandel - Base	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1
EE-Umlage	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
Handel und Gewerbe	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
stromintensive Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.1.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte im Vergleich zum EW-Szenario

Die Sensitivität EEG-Novellierung, die bis 2013 dem Energiewendeszenario entspricht und damit weitgehend die Ist-Entwicklung darstellt, wird mit dem EW-Szenario verglichen. Im Ex post-Zeitraum sind annahmegemäß keine Differenzen zwischen den beiden Szenarien erkennbar. Ab dem Jahr 2014 sind die jährlichen Investitionen in erneuerbare Energien etwa 1,6 bis 1,7 Mrd. EUR höher als im EW-Szenario (Abbildung 5-1). Im Jahr 2018 kommt es außerdem zu zusätzlichen Investitionen in fossile Kraftwerke in einer Größenordnung von 600 Mio. EUR.

Abbildung 5-1: Investitionsdifferenzen am Strommarkt in der Sensitivität EEG-Novellierung im Vergleich zum EW-Szenario, 2010–2020, in Mrd. EUR



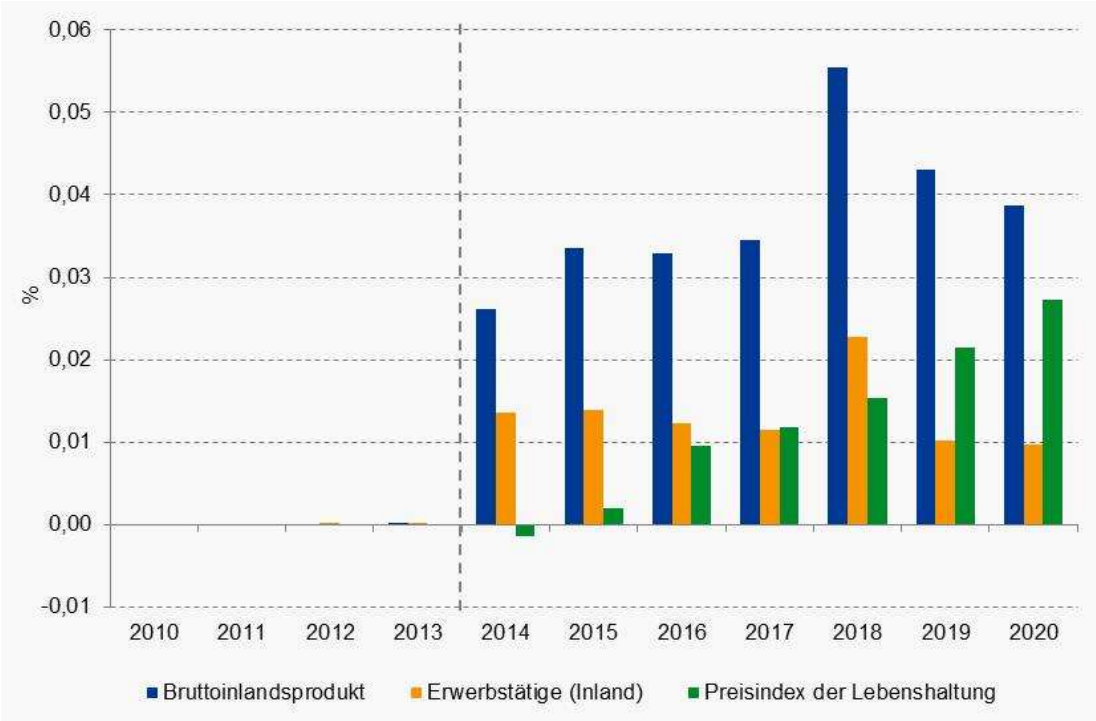
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Investitionsimpulse im Ex ante-Zeitraum (2014–2020) führen zu einem leicht höheren Wirtschaftswachstum und positiven Beschäftigungseffekten im Vergleich zum EW-Szenario (Abbildung 5-2).[1] Die Effekte fallen aber insgesamt sehr gering aus, gerade auch mit Blick auf die Ex post-Entwicklung der Jahre 2010 bis 2012. Ebenso führt der stärkere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Umlagefinanzierung zu steigenden Strompreisen für nicht privilegierte Stromverbraucher. Bis zum Jahr 2020 steigt der Strompreis um ca. 0,2 Ct/kWh (ca. 0,18 Ct/kWh ohne Mehrwertsteuer). Bei etwas niedrigerem Großhandelspreis sind dagegen die Strompreise der stromintensiven Industrie geringfügig niedriger als im EW-Szenario.

Die leicht höheren Strompreise für private Haushalte und andere Verbraucher führen zu einem geringfügig ansteigenden Preisindex der Lebenshaltung. Auch der Produktionspreisindex ist etwas höher als im EW-Szenario.

[1] Bereits vor 2014 treten ganz geringe Abweichungen auf. Grund sind sehr geringe Unterschiede in den Strompreisen, weil im Strommarktmodell eine intertemporale Optimierung bei perfect foresight erfolgt.

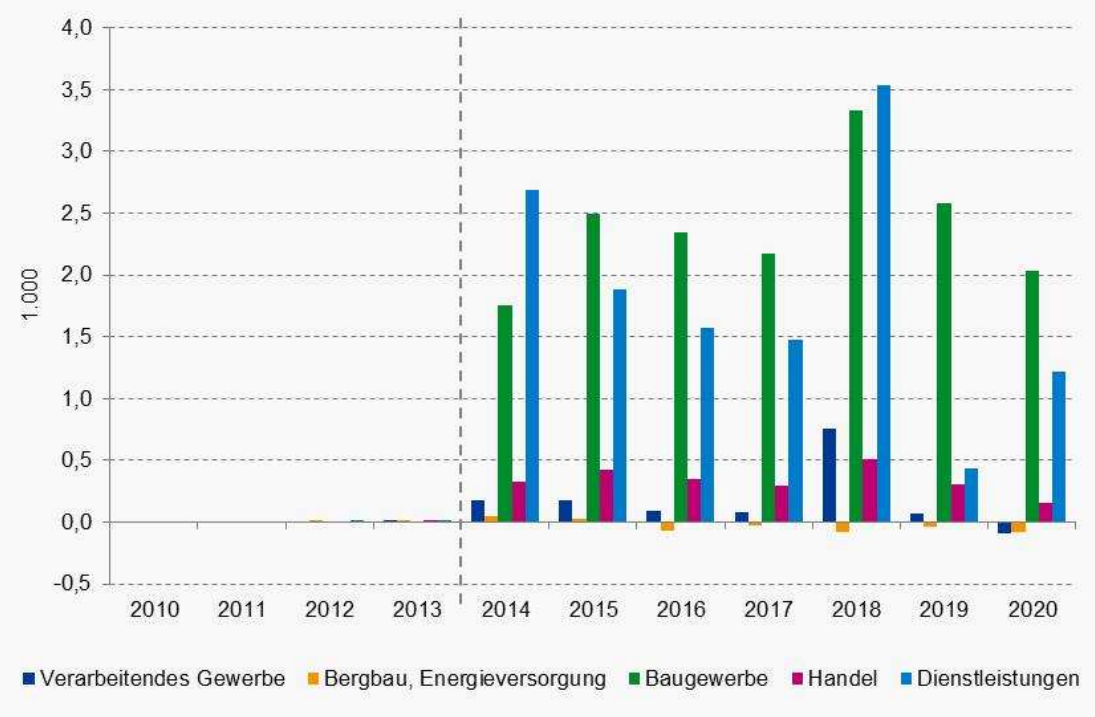
Abbildung 5-2: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die Beschäftigungseffekte auf sektoraler Ebene fallen insbesondere für das Baugewerbe und die Dienstleistungen leicht positiv aus (Abbildung 5-3, Abbildung 5-4). In den anderen Bereichen treten keine nennenswerten Änderungen im Vergleich zum Energiewendeszenario auf.

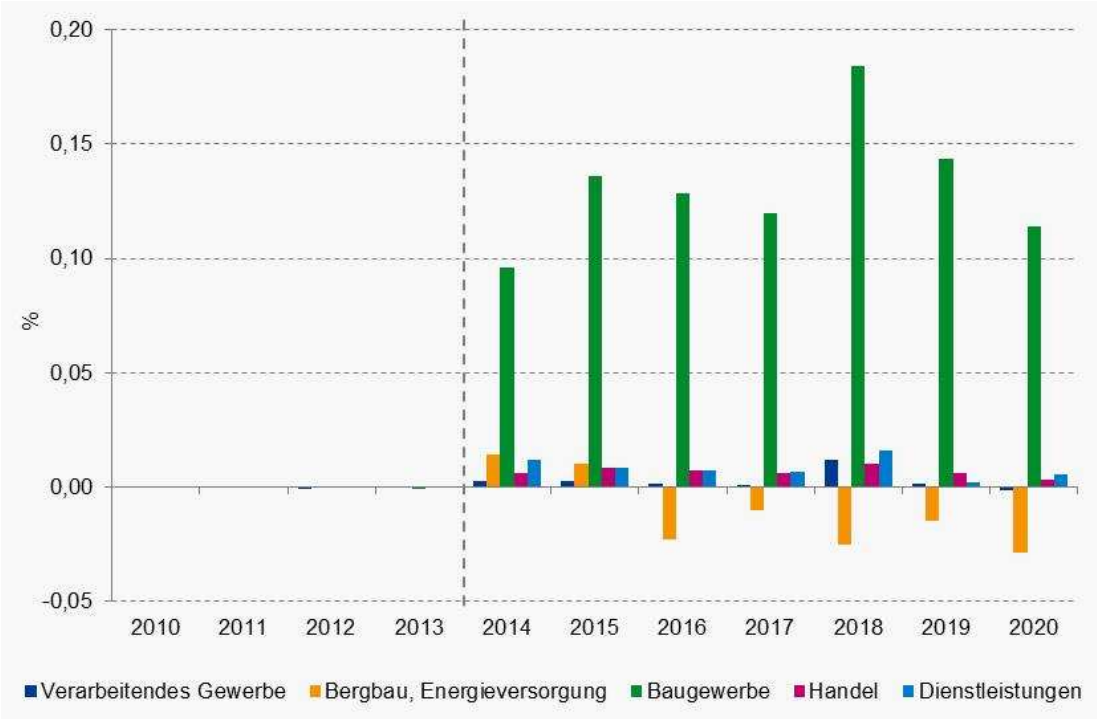
Abbildung 5-3: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in 1.000



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die geringen Primärimpulse der EEG-Novellierung im Vergleich zum EW-Szenario kaum Veränderungen in der Gesamtwirtschaft hervorrufen.

Abbildung 5-4: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EEG-Novellierung vom EW-Szenario, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.2 SENSITIVITÄT EE-„FREEZE“ IM VERGLEICH ZUM ENERGIEWENDESZENARIO

5.2.1 Szenario-Annahmen

Im kontrafaktischen Szenario wird ein Ausbau der erneuerbaren Energien wie im Referenzszenario der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ unterstellt. Da die Annahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien zentral für die Interpretation der Energiewende im Rahmen dieser Studie sind, wird in der Sensitivität EE-„Freeze“ ein alternativer Ausbaupfad und damit eine alternative Interpretation des Energiewendebegriffs betrachtet. Im Rahmen der Sensitivität werden dabei die installierten Kapazitäten von erneuerbaren Erzeugungstechnologien auf dem Wert von 2009 konstant gehalten. Der gesamte Zubau an erneuerbaren Energien seit 2010 und die damit verbundenen Auswirkungen werden somit der Energiewende zugerechnet. Die restlichen Eingangsparameter sind in der Sensitivität unverändert im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario.

5.2.2 Strommarkt

Die Bruttostromerzeugung ist in Summe im Ex post-Zeitraum geringer als im Energiewendeszenario. In der Ex ante-Betrachtung entspricht die Bruttostromerzeugung zunächst

etwa dem Niveau des Energiewendeszenarios und ist ab 2018 deutlich geringer als im Energiewendeszenario. In 2020 beträgt diese Differenz 18 TWh. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist dabei über den gesamten betrachteten Zeitraum annahmegemäß für alle Erzeugungstechnologien deutlich kleiner als im Energiewendeszenario. Im konventionellen Kraftwerkspark ist entsprechend die Stromerzeugung aus Kohle- und Gaskraftwerken höher. Im Jahr 2020 ist die Verstromung von Steinkohle um über 86 TWh größer und die Verstromung von Gas um 24 TWh größer als im Energiewendeszenario.

Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien ist über alle betrachtete Jahre deutlich kleiner als im Energiewendeszenario, da die Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien in der Sensitivität auf dem Wert von 2009 konstant gehalten werden. Die niedrigere Leistung der erneuerbaren Energien wird im konventionellen Kraftwerkspark durch zusätzliche Gas- und Kohlekapazitäten ausgeglichen. In der Differenz zum Energiewendeszenario besteht der Kraftwerkspark in der Sensitivität aus 7 GW zusätzlichen Steinkohlekraftwerken und 5 GW zusätzlichen Gaskraftwerken. Insgesamt ist der Kraftwerkspark in allen betrachteten Jahren deutlich kleiner als im Energiewendeszenario. Die Stromexporte sind in allen betrachteten Jahren wesentlich kleiner als im Energiewendeszenario. Die Differenzen zwischen der Sensitivität EE-„Freeze“ und dem Energiewendeszenario sind in Tabelle 5-4 für die Bruttostromerzeugung, den Kraftwerkspark sowie die Strombilanz dargestellt.

Tabelle 5-4: **Ergebnisse der Sensitivität EE-„Freeze“ für den Strommarkt im Überblick, absolute Abweichungen von Bruttostromerzeugung, Kraftwerkspark und Strombilanz zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in TWh bzw. GW**

	Sensitivität EE "Freeze"											
	Ex post					Ex ante						
Sensitivität - Referenz	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bruttostromerzeugung	Abweichungen in TWh											
Gesamt	**0,0**	**-2,4**	**-10,2**	**-14,8**	**-7,3**	**0,8**	**-4,2**	**1,8**	**2,1**	**-7,2**	**-10,3**	**-18,0**
Steinkohle	0,0	3,9	11,0	18,0	26,8	37,9	40,3	54,3	65,8	71,1	79,1	86,5
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,3	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1
Gase	0,0	3,0	5,4	9,2	16,2	22,3	23,4	25,3	24,7	22,1	22,1	23,9
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,2	0,5	0,7	0,4	0,3	1,3
Lauf- und Speicherwasser	0,0	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Windkraft	0,0	-1,9	-5,7	-9,0	-11,0	-15,4	-20,8	-26,8	-33,2	-40,3	-47,6	-57,6
onshore	0,0	-1,8	-5,2	-8,5	-10,2	-13,5	-17,4	-21,4	-25,6	-29,8	-34,0	-40,4
offshore	0,0	-0,1	-0,4	-0,5	-0,8	-1,9	-3,4	-5,4	-7,7	-10,4	-13,6	-17,2
PV	0,0	-4,8	-11,5	-18,0	-21,4	-24,6	-28,0	-31,4	-35,0	-38,7	-42,5	-46,4
Biomasse	0,0	-2,2	-9,2	-14,7	-17,6	-19,7	-18,5	-19,2	-19,8	-20,4	-20,7	-24,7
Sonstige Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7
Kraftwerksstruktur	Abweichungen in GW											
Gesamt	**0**	**-9**	**-19**	**-31**	**-34**	**-33**	**-37**	**-38**	**-42**	**-46**	**-51**	**-57**
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,9	4,9	6,5	7,0	7,1	7,1
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
Gase	0,0	0,0	1,0	0,0	2,0	4,1	5,1	6,0	5,0	4,9	4,7	5,1
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Windkraft	0,0	-1,5	-3,4	-5,6	-7,0	-8,4	-9,9	-11,3	-12,7	-14,2	-15,6	-18,5
onshore	0,0	-1,3	-3,2	-5,3	-6,1	-7,0	-7,8	-8,7	-9,6	-10,4	-11,3	-13,6
offshore	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,9	-1,5	-2,0	-2,6	-3,2	-3,7	-4,3	-4,9
PV	0,0	-7,0	-14,5	-22,1	-25,4	-28,3	-31,2	-34,0	-36,9	-39,8	-42,6	-45,5
Biomasse	0,0	-0,4	-1,8	-3,1	-3,2	-3,3	-3,5	-3,7	-3,9	-4,1	-4,3	-4,5
Sonstige Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Strombilanz	Abweichungen in TWh											
Bruttostromverbrauch	0,0	2,1	4,8	7,3	8,9	11,9	12,9	16,8	19,3	21,5	25,1	30,1
EEV Strom	0,0	2,0	4,7	7,1	10,0	13,1	16,1	18,6	21,2	23,9	27,3	30,3
Pumpstrom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	0,3	0,6	0,9	0,5	0,4	1,6
Leitungsverluste	0,0	-0,3	-1,1	-1,8	-4,6	-6,8	-8,3	-8,4	-9,3	-9,5	-9,6	-9,2
Verbrauch im Umwandlungsber	0,0	0,3	1,2	2,1	3,4	4,7	4,9	6,0	6,5	6,6	7,0	7,3
Kraftwerkseigenverbrauch	0,0	0,3	1,2	2,1	3,3	4,7	4,9	6,0	6,5	6,6	7,0	7,3
übrige Umwandlung	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportsaldo Strom	0,0	-4,5	-15,0	-22,1	-16,2	-11,1	-17,1	-15,0	-17,2	-28,8	-35,4	-48,1
Bruttostromerzeugung	0,0	-2,4	-10,2	-14,8	-7,3	0,8	-4,2	1,8	2,1	-7,2	-10,3	-18,0

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Bei den Strompreisen ergibt sich in der Sensitivität eine deutlich geringere EEG-Umlage, die auf die Annahmen für die konstant gehaltenen Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Der Großhandelspreis ist über den gesamten betrachte-

ten Zeitraum größer als im Energiewendeszenario, wobei die Differenz im Jahr 2020 sechs Euro pro Megawattstunde beträgt. Dieser höhere Wert ist auf den Merit-Order-Effekt und die niedrigere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen. Die Endverbraucherpreise verhalten sich in der Differenz zum Energiewendeszenario entsprechend der beschriebenen Effekte bei EEG-Umlage und Großhandelspreis. In Tabelle 5-5 sind die Differenzen der Strompreise zwischen der Sensitivität und dem Energiewendeszenario dargestellt.

Tabelle 5-5: Ergebnisse der Sensitivität EE-„Freeze“ für den Strommarkt, absolute Abweichungen der Strompreise zum Energiewendeszenario, 2009–2020, in EUR_{2011}/MWh

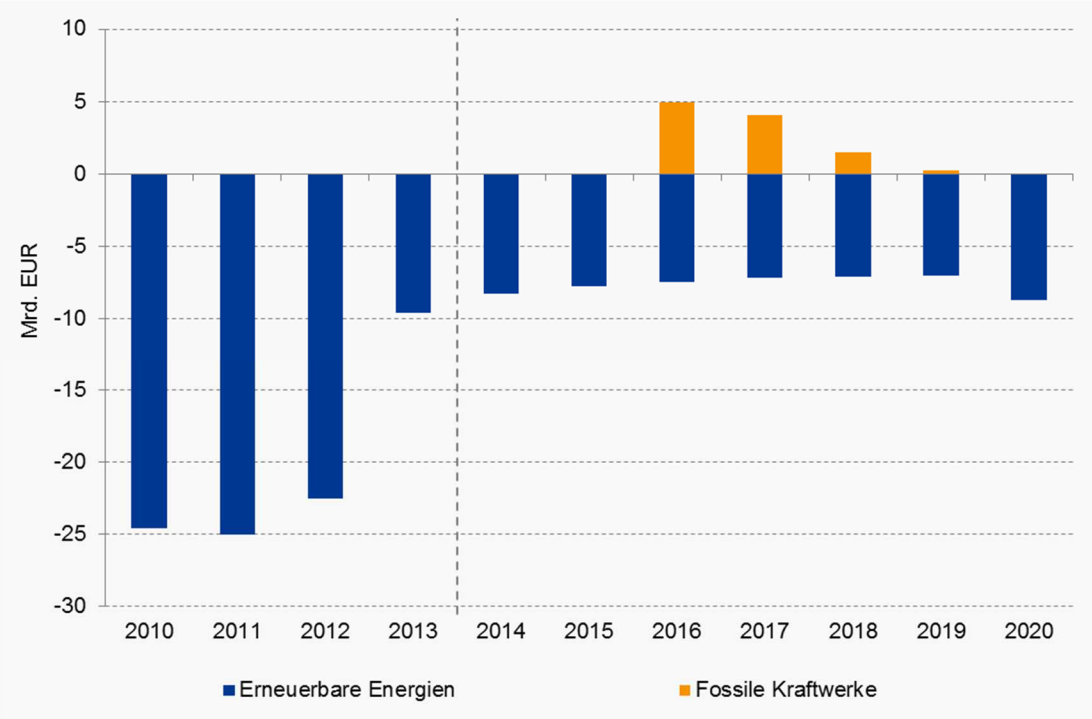
	Sensitivität EE "Freeze"											
Sensitivität - Referenz	Ex post					Ex ante						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Real (Preisbasis 2011), in EUR/MWh												
Großhandel - Base	0	1	2	3	3	2	2	2	2	4	5	6
EE-Umlage	0	-1	-16	-10	-24	-31	-33	-35	-37	-39	-42	-40
Endverbraucherpreise												
Haushaltskunden	0	1	-17	-10	-25	-35	-37	-39	-41	-41	-44	-42
Handel und Gewerbe	0	1	-15	-9	-21	-29	-31	-33	-34	-35	-37	-35
Industrie	0	0	-15	-9	-22	-30	-32	-34	-35	-36	-38	-36
stromintensive Industrie	0	1	1	2	3	1	1	1	1	3	4	4

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.2.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Die EE-„Freeze“-Sensitivität zeigt im Vergleich zum Szenario EW geringere Investitionen in EE sowohl im Ex post-Zeitraum als auch im Ex ante-Zeitraum. In den Jahren 2010 bis 2012 fällt die Investitionsdifferenz mit bis zu 25 Mrd. EUR sehr hoch aus. In fossile Kraftwerke wird in den Jahren 2016-2019 mehr investiert als im EW-Szenario (Abbildung 5-5).

Abbildung 5-5: Investitionsdifferenzen am Strommarkt in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in Mrd. EUR

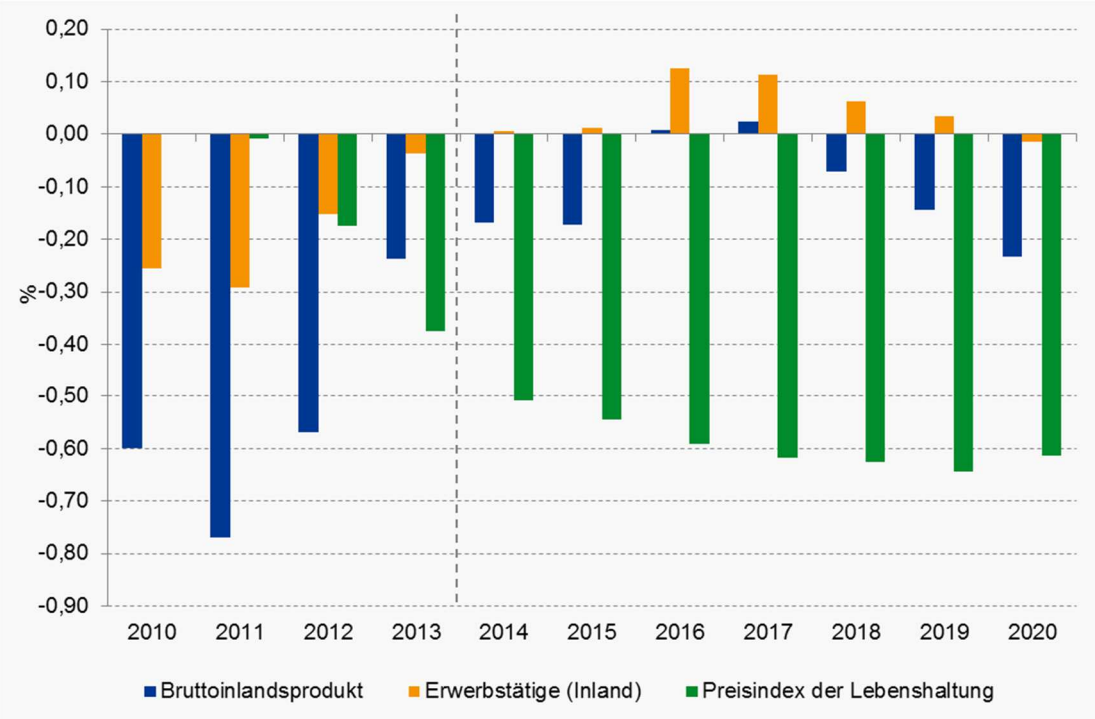


Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die insgesamt deutlich niedrigeren Investitionen im EE-„Freeze“ gegenüber dem EW-Szenario führen zu einem niedrigeren Wachstumspfad mit Ausnahme der Jahre 2016 und 2017. In diesen Jahren werden höhere Investitionen in fossile Kraftwerke getätigt. Die Ausrüstungsinvestitionen und die Exporte sind positiv (Tabelle 5-6, Tabelle 5-7). Die Beschäftigung steigt in diesen Jahren im Vergleich zum EW-Szenario am stärksten (Abbildung 5-6).

Bedingt durch den Ausbaustopp erneuerbarer Energien im Jahr 2010, muss der Energieverbrauch vermehrt mit fossilen Energieträgern gedeckt werden. Die fossilen Energieimporte steigen daher an. Gleichzeitig befindet sich die Wirtschaft mit Ausnahme der Jahre 2016-2017 auf einem niedrigeren Wachstumspfad und es werden weniger Vorleistungsgüter und Konsumgüter importiert. Die Außenhandelseffekte sind gegenläufig. Im Ex post-Zeitraum überwiegt der Importrückgang, im Ex ante-Zeitraum der Importzuwachs (Tabelle 5-6, Tabelle 5-7).

Abbildung 5-6: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der EE-„Freeze“-Sensitivität im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 5-6: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	-14,2	-18,8	-14,1	-5,9	-4,3	-4,4	0,2	0,6	-1,9	-3,8	-6,2
Privater Konsum	0,0	-3,0	-2,0	-0,1	1,8	2,4	4,1	5,6	5,9	5,8	5,5
Staatskonsum	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0
Ausrüstungen	-12,4	-13,0	-9,4	-3,9	-2,4	-2,5	1,0	1,0	-0,5	-1,4	-2,6
Bauten	-6,0	-7,7	-7,0	-4,1	-5,0	-5,3	-3,8	-4,4	-5,7	-6,3	-6,9
Exporte	-0,4	0,0	0,7	1,6	2,0	2,1	2,3	2,4	2,2	2,1	1,8
Importe	-4,1	-3,9	-2,7	0,3	1,7	2,3	4,5	5,3	5,1	5,1	5,0
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	-0,9	-4,3	-0,2	0,1	-0,7	-1,2	0,7	-0,2	-1,7	-2,2	-2,8
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	-0,01	-0,20	-0,43	-0,59	-0,64	-0,70	-0,74	-0,76	-0,79	-0,76
Produktion	-0,01	-0,07	-0,30	-0,53	-0,68	-0,70	-0,76	-0,77	-0,76	-0,75	-0,70
Importe	0,03	0,13	0,13	0,11	0,14	0,16	0,19	0,22	0,28	0,32	0,41
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	-103,5	-118,8	-62,7	-14,8	2,6	5,0	50,7	46,0	25,5	13,9	-5,4
Erwerbslose in 1.000	66,2	71,7	37,0	7,4	-3,3	-4,7	-33,0	-30,1	-17,4	-10,2	1,6

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Tabelle 5-7: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %

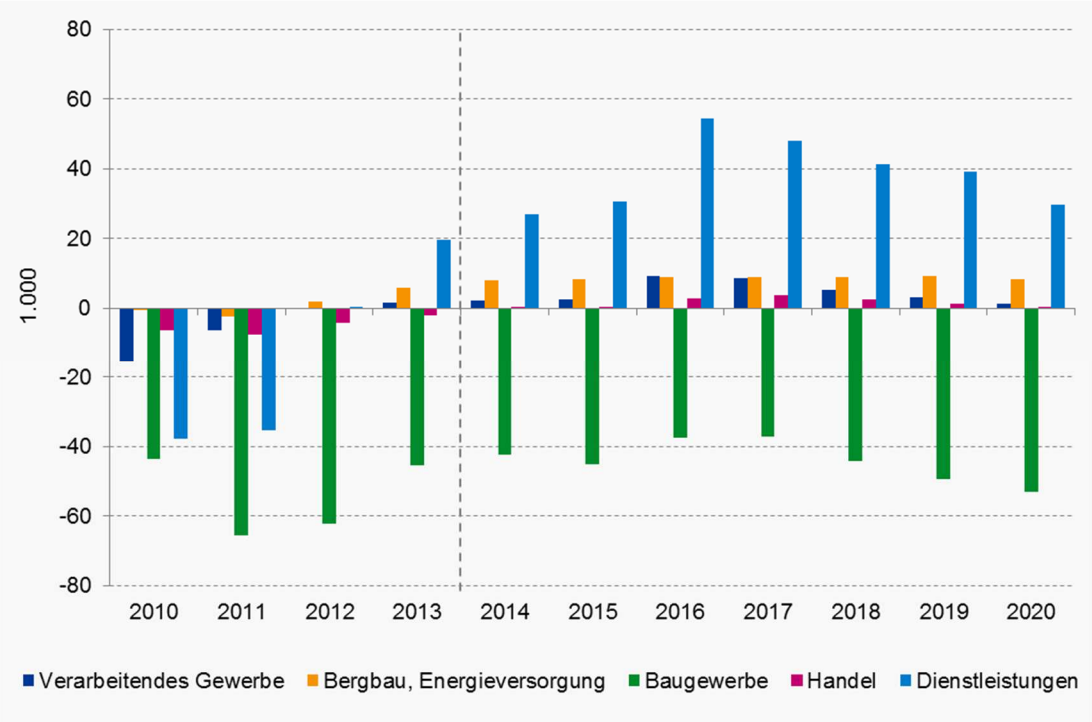
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	-0,6	-0,8	-0,6	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2
Privater Konsum	0,0	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Staatskonsum	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	-5,9	-5,9	-4,4	-1,8	-1,1	-1,1	0,4	0,4	-0,2	-0,6	-1,1
Bauten	-2,8	-3,4	-3,1	-1,8	-2,2	-2,3	-1,7	-1,9	-2,5	-2,7	-3,0
Exporte	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Importe	-0,4	-0,4	-0,2	0,0	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Produktion	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6
Importe	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	-0,26	-0,29	-0,15	-0,04	0,01	0,01	0,12	0,11	0,06	0,03	-0,01
Erwerbslose	2,25	2,76	1,50	0,31	-0,14	-0,20	-1,38	-1,25	-0,72	-0,42	0,07

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Der geringere Ausbau erneuerbarer Energie dämpft den Anstieg der EEG-Umlage. Die nicht privilegierten Endverbraucher profitieren von niedrigeren Strompreisen. Der Preisindex der Lebenshaltung ist geringer als im Szenario EW. Im Zeitablauf vergrößert sich die Strompreisdifferenz zwischen der EE-„Freeze“-Sensitivität und dem Energiewendeszenario. Zudem profitieren die Endverbraucher zunehmend von geringeren Energiekosten. Wegen der weitgehenden Befreiung der stromintensiven Industrie von der EEG-Umlage bleiben die gesamtwirtschaftlichen Effekte der niedrigeren Strompreise aber begrenzt.

Die sektorale Betrachtung der Beschäftigungseffekte zeigt abgesehen vom Baugewerbe (Ausnahme 2016 und 2017) positive Entwicklungen (Abbildung 5-7, Abbildung 5-8). Insbesondere in der Energiewirtschaft wäre die Beschäftigung im Fall des EE-„Freeze“ deutlich höher gewesen als im EW-Szenario. Damit zeigt die Sensitivität, dass der EE-Ausbau in erster Linie die traditionellen Energieversorger trifft.

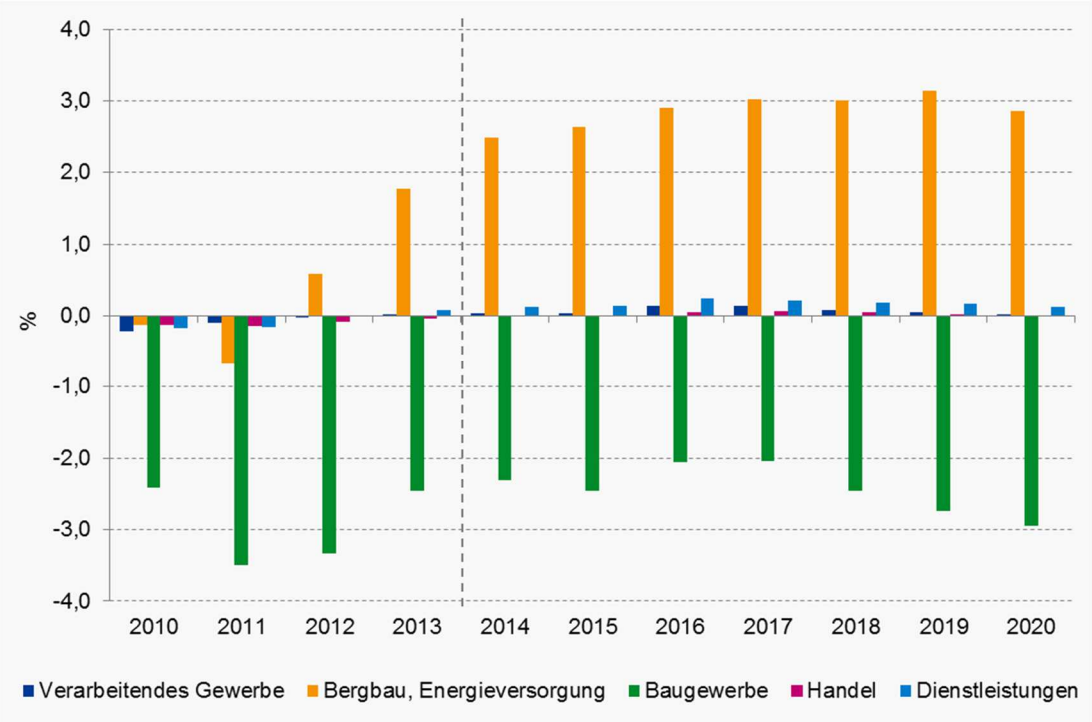
Abbildung 5-7: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in 1.000



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die EE-„Freeze“-Sensitivität zeigt im Vergleich zum Szenario EW, dass geringere Investitionen in EE das Wirtschaftswachstum abschwächen und die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern erhöhen. Gleichzeitig wird der Strompreisanstieg aber gedämpft und die Energiekosten sind geringer.

Abbildung 5-8: Abweichung der Beschäftigung in der Sensitivität EE-„Freeze“ im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.3 Sensitivitäten zur Zerlegung der Primärimpulse

Im Energiewendeszenario werden die Primärimpulse der Nachfrageseite und auf dem Strommarkt gemeinsam analysiert und ausgewertet. Für die Zuordnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte auf die einzelnen Maßnahmen werden die auslösenden Faktoren im Folgenden getrennt betrachtet. Die Zerlegung ist künstlich und wird in die Impulse am Strommarkt und die Energieeffizienzinvestitionen aufgeteilt. Die Impulse auf der Nachfrageseite werden nach den Sektoren unterteilt, in denen sie eingestellt werden. Die Summe der Teilwirkungen entspricht aufgrund von Wechselwirkungen weitgehend, aber nicht genau dem Gesamteffekt zwischen EW-Szenario und kontrafaktischem Szenario.

Die Impulse auf dem Strommarkt sind Ergebnisse des EWI-Strommarktmodells. Wichtige Inputs für die gesamtwirtschaftliche Analyse mit dem Modell PANTA RHEI sind die Investitionen insbesondere in erneuerbare Energien, die Strompreise nach Verbrauchergruppen und die Nettostromimporte. Zusätzlich ändert sich durch den Umbau des Kraftwerksparks der Primärenergieträgereinsatz.

In den Jahren der Ex post-Analyse dominieren die Investitionen am Strommarkt die BIP-Effekte. Im weiteren Verlauf wird der anfänglich positive Einfluss auf das BIP und die Beschäftigung durch steigende Strompreise ins Gegenteil verkehrt. Stromverbraucher, die

nicht begünstigt werden, leiden unter den gestiegenen Stromkosten und passen ihren Stromverbrauch und Kaufgewohnheiten an. Der Konsum wird eingeschränkt.

Der Impuls am Strommarkt bewirkt kurzfristig positive Effekte auf das BIP und die Beschäftigung. Der Umstieg in der Stromerzeugung von fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern reduziert die Energieimporte. Der Ausbau erneuerbarer Energien lässt neue Arbeitsplätze entstehen, die mit der Produktionstätigkeit und mit Dienstleistungen für Wartung und Instandhaltung der EE-Anlagen verbunden sind. Unter Berücksichtigung der wachstumsschwächenden Effekte durch die höheren Preise geht die Zahl der Beschäftigten (Netto-Effekte) allerdings um bis zu 53.000 zurück (Abbildung 5-10). Damit zeigt sich, dass ceteris paribus der starke EE-Ausbau der Jahre 2010 bis 2012 langfristig über höhere Strompreise Beschäftigung kostet.

Abbildung 5-9: Zerlegung der BIP-Effekte, 2010–2020, in Mrd. EUR

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Die nachfrageseitigen Impulse werden in die Energieeffizienzinvestitionen der privaten Haushalte, des Sektors GHD, der Industrie und im Verkehrsbereich zerlegt. Die Investitionsdifferenzen und Energieeinsparungen sind Ergebnisse der Prognos-Endnachfragemodelle, die in das gesamtwirtschaftliche Modell PANTA RHEI als Inputs eingestellt werden.

Die Sanierungstätigkeit der privaten Haushalte und des Sektors GHD wirken sich positiv auf das BIP aus. Dieser Effekt verstärkt sich noch zusätzlich unter Berücksichtigung der Energieeinsparungen. Im Zeitablauf schwächt sich der Wachstumsbeitrag der privaten

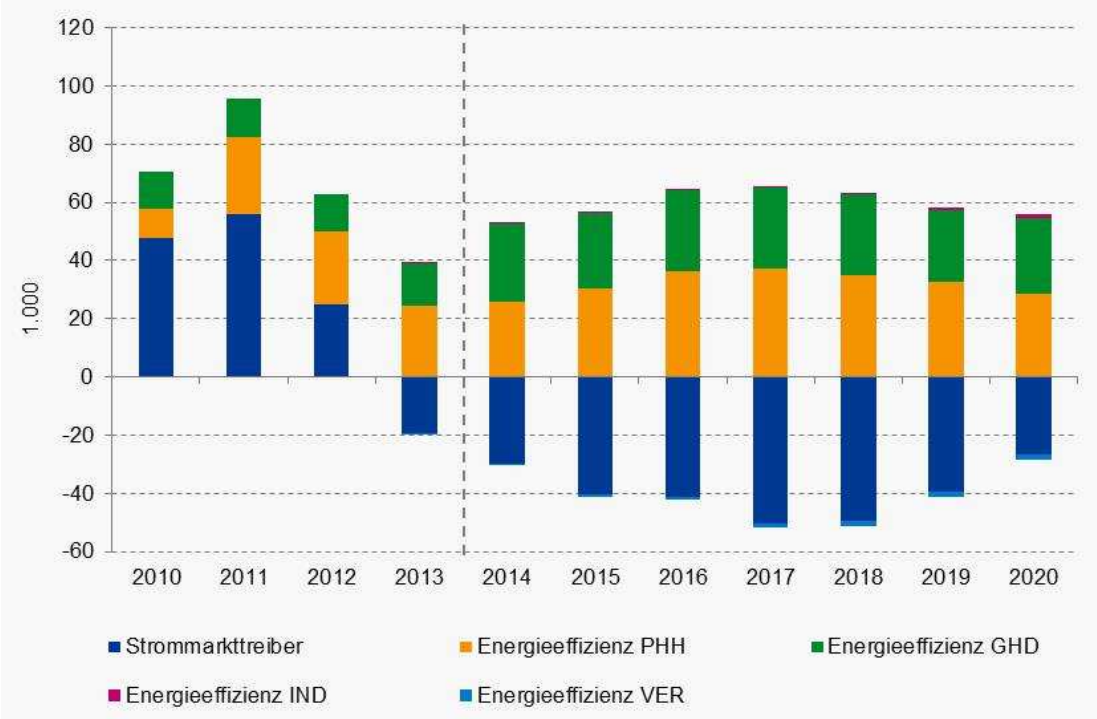
Haushalte ab. Die private Konsumnachfrage wird durch die gesamtwirtschaftlich zunehmenden Finanzierungslasten der Sanierungstätigkeit geschmälert.

Die Energieeffizienzinvestitionen im Bereich Verkehr und Industrie sind vergleichsweise niedrig und zeigen daher nur geringen Einfluss auf BIP und Beschäftigung. Die höhere Energieeffizienz in der Industrie verbessert dauerhaft leicht die Produktionsmöglichkeiten. Die höheren Ausgaben für Elektromobile oder effizientere konventionelle Antriebe reduzieren die Konsummöglichkeiten für andere Konsumgüter, die nicht vollständig durch die Treibstoffeinsparungen kompensiert werden können. Im Ergebnis reduzieren sich BIP und Beschäftigung geringfügig.

Die Zerlegung der Primärimpulse des Energiewendeszenarios macht deutlich, dass von den Energieeffizienzinvestitionen im Vergleich zu einer kontrafaktischen Entwicklung ein weitestgehend positiver Wachstumsbeitrag ausgeht (Abbildung 5-9). Gleichzeitig können der Energieverbrauch und die fossilen Energieimporte reduziert werden.

Der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien war in den Jahren 2010 bis 2013 mit steigenden Strompreisen verbunden, die sich langfristig, d.h. nach Auslaufen kurzfristiger Nachfrageimpulse, negativ auf BIP und Beschäftigung auswirken. Vor diesem Hintergrund ist eine höhere Energieeffizienz ein wirksames Mittel, die Energiekosten zu begrenzen.

Abbildung 5-10: Zerlegung der Beschäftigungseffekte, 2010–2020, in 1.000



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.4 SENSITIVITÄT: VOLLSTÄNDIGES CROWDING OUT

5.4.1 Szenario-Annahmen

Die Annahme, dass die Effizienzinvestitionen und die Investitionen in erneuerbare Energien teilweise zusätzlich sind, wird in dieser Sensitivität auf ihre gesamtwirtschaftlichen Effekte hin untersucht. Dazu wird angenommen, dass die Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien andere private Investitionen vollständig verdrängen. Das bedeutet, dass andere private Investitionen in dem Umfang der Energiewendeinvestitionen unterbleiben. Dabei wird jeweils angenommen, dass zusätzliche Energiewendeinvestitionen in Gebäude andere Bauinvestitionen und zusätzliche Investitionen in energieeffiziente oder EE-Anlagen Investitionen in andere Anlagen ersetzen. Aus modelltechnischer Sicht bedeutet dies, dass kein zusätzlicher Investitionsimpuls höherer Energiewendeinvestitionen bleibt.

Zur Einordnung der Sensitivität ist zu betonen, dass vollständiges crowding out eine „worst-case"-Annahme darstellt, die in der Wirtschaftstheorie nur als extreme Ausnahmesituation gesehen wir. Für den Ex post-Zeitraum hat die Annahme angesichts der Unterauslastung der europäischen Volkswirtschaften und historisch niedriger Zinsen keine Gültigkeit gehabt hat. Gerade bei den erneuerbaren Energien verdeutlicht der Anstieg der Kraftwerkskapazitäten zudem die Zusätzlichkeit der Investitionen.

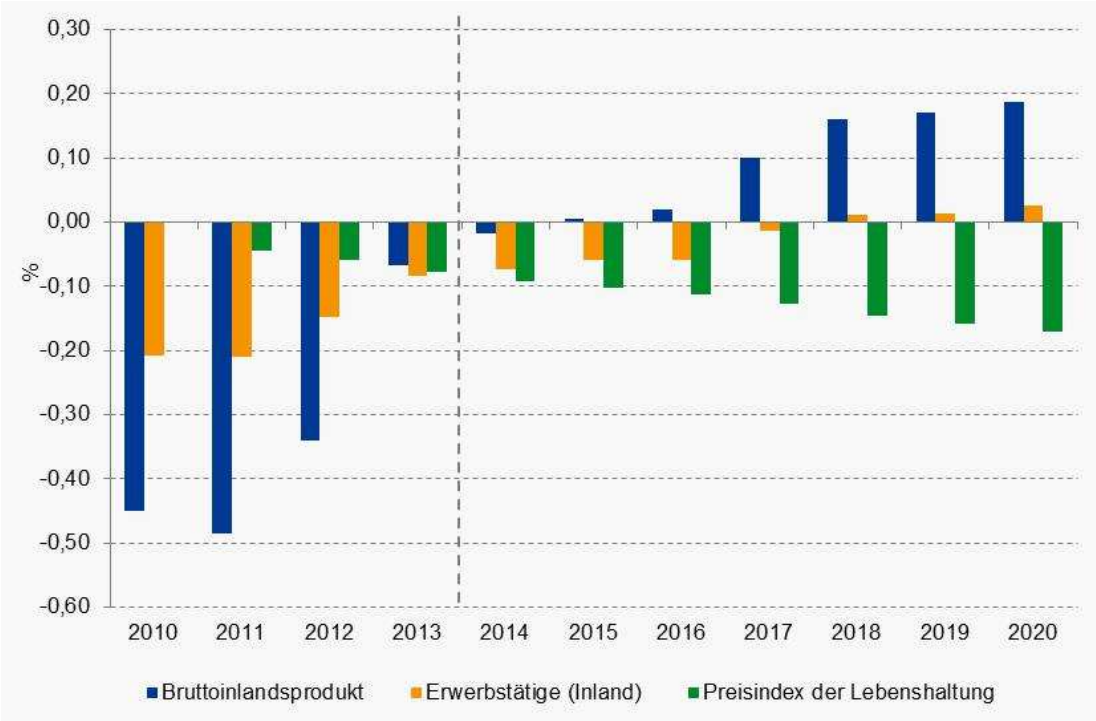
In allen übrigen Modellrechnungen wird dagegen angenommen, dass mit Ausnahme der Stromerzeugung die sektorale Investitionsentscheidung u. a. durch das Verhältnis von sektoraler Produktion zu sektoralem Kapitalstock bestimmt wird. Damit sind kurzfristig höhere Investitionen möglich. Lösen sie langfristig aber keine ausreichende zusätzliche Produktion aus, unterbleiben in den Folgejahren Investitionen. Es sind Rückkopplungseffekte abgebildet, die im Zeitverlauf zu einem teilweisen crowding out zusätzlicher Investitionen führen.

Einen Sonderfall stellt die Stromerzeugung dar, die im Strommarktmodell gesondert abgebildet wird. Die dort ermittelten Investitionen in den Kraftwerkspark werden als Vorgabe in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt.

5.4.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Im Ergebnis zeigt der Vergleich der Sensitivität „vollständiges crowding out" mit dem EW-Szenario, dass das BIP und die Beschäftigung in den ersten Jahren deutlich niedriger liegen (vgl. Abbildung 5-11). Annahmegemäß sind die Investitionen in den Jahren 2010 bis 2012 deutlich niedriger als im EW-Szenario (vgl. Tabellen im Anhang 2-5 und 2-6). Dies wirkt sich negativ auf BIP und Beschäftigung aus.

Abbildung 5-11: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität vollständiges crowding out im Vergleich zum EW-Szenario, 2010–2020, in %

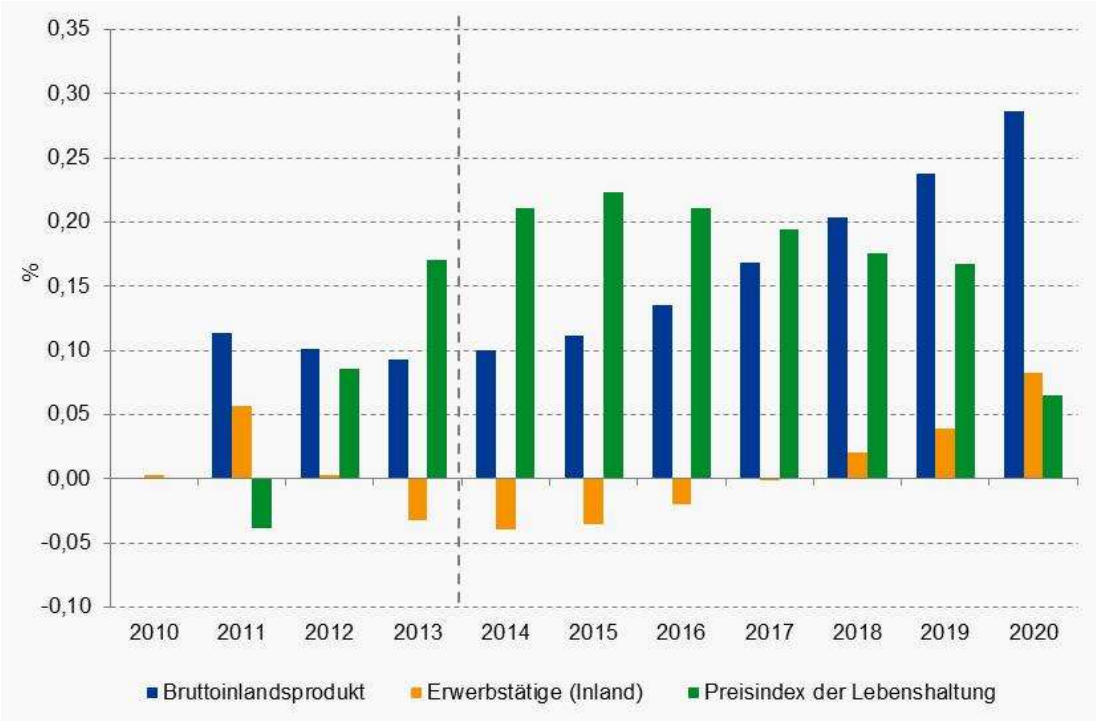


Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Zum Ende des Betrachtungszeitraums gehen die Beschäftigungseffekte gegen null, während die BIP-Wirkung sogar leicht positiv wird. Das Preisniveau liegt im Fall des vollständigen crowding out zum Ende etwas niedriger als im Szenario EW. Erwartungsgemäß spielt die Annahme zum crowding out bzw. zur Zusätzlichkeit von Effizienzinvestitionen für den kurzfristigen Nachfrageimpuls eine zentrale Rolle. Langfristig wird dieser Effekt allerdings durch entsprechende Rückkopplungseffekte im Modell PANTA RHEI überlagert, in dem die sektorale Investitionsentscheidung u. a. durch das Verhältnis von sektoraler Produktion zu sektoralem Kapitalstock bestimmt wird, also ein teilweises crowding out im Modell angelegt ist.

Beim Vergleich mit dem kontrafaktischen Szenario in Abbildung 5-12 wird aber auch sichtbar, dass ein Teil der positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte nicht auf die Annahmen zum crowding out zurückgeht. Selbst unter der Annahme des vollständigen crowding out ergeben sich langfristig leicht positive Effekte der crowding out-Sensitivität gegenüber der kontrafaktischen Situation, die vor allem von den niedrigeren Energieimporten abhängen (vgl. Tabellen im Anhang 2-7 und 2-8).

Abbildung 5-12: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), der Beschäftigung und des Preisindex der Lebenshaltung in der Sensitivität vollständiges crowding out im Vergleich zum Szenario KS, 2010–2020, in %



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

5.5 SENSITIVITÄT: HÖHERES BIP-WACHSTUM

5.5.1 Szenario-Annahmen

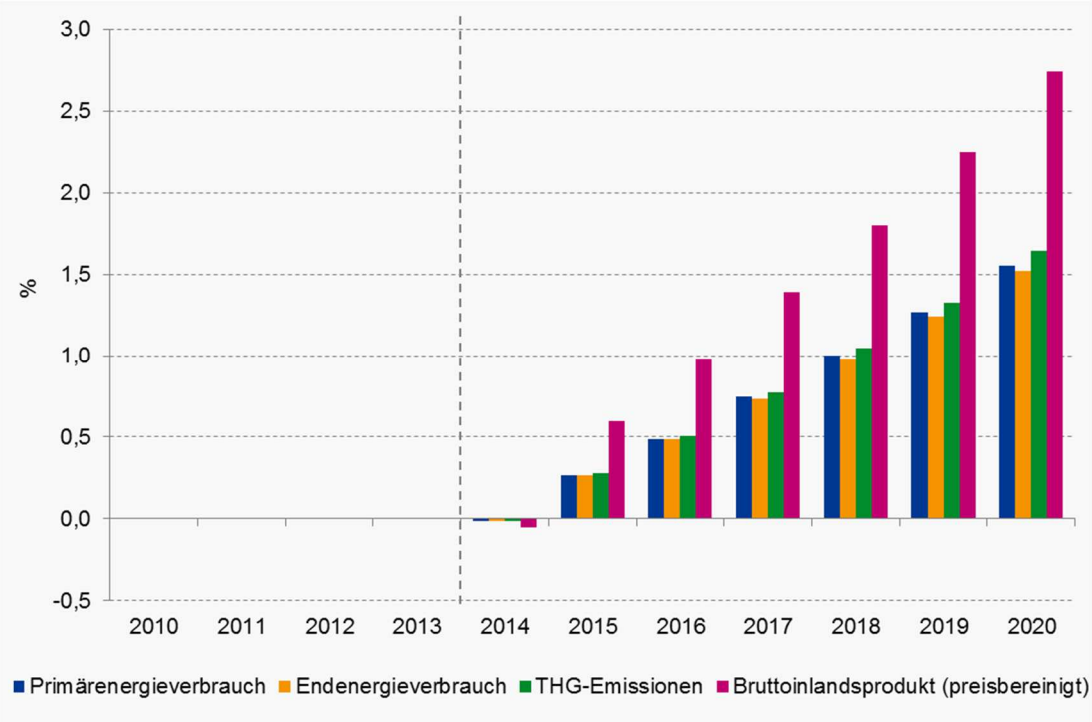
Die aktuelle Frühjahrsprojektion der Bundesregierung (BMWi, BMF 2014) geht mittelfristig bis zum Jahr 2018 von höheren Wachstumsraten beim BIP aus, als dies im Energiewendeszenario unterstellt ist. In dieser Sensitivität, die ausschließlich mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell PANTA RHEI durchgeführt worden ist, wird untersucht, welchen Einfluss ein entsprechend höherer Wachstumspfad auf Energieverbrauch und Emissionen hätte. Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass höheres Wirtschaftswachstum auch zu schnellerem technischen Fortschritt beitragen und vermehrt autonome Energieeffizienzinvestitionen auslösen kann, was im Folgenden nicht berücksichtigt wird.

5.5.2 Energiewirtschaftliche Effekte

Die Ergebnisse der Sensitivität zeigen, dass mit dem höheren BIP auch Energieverbrauch und THG-Emissionen höher liegen würden. Die – implizite – gesamtwirtschaftliche Mengenelastizitäten liegt bei rund 0,5. Entsprechend wären auch die Anstrengungen größer,

um ein bestimmtes THG-Minderungsziel im Jahr 2020 zu erreichen. Ergebnisse zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten finden sich im Anhang 2-9 und Anhang 2-10.

Abbildung 5-13: Abweichungen des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt), des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen in der BIP-Sensitivität im Vergleich zum Szenario EW, 2010–2020, in %



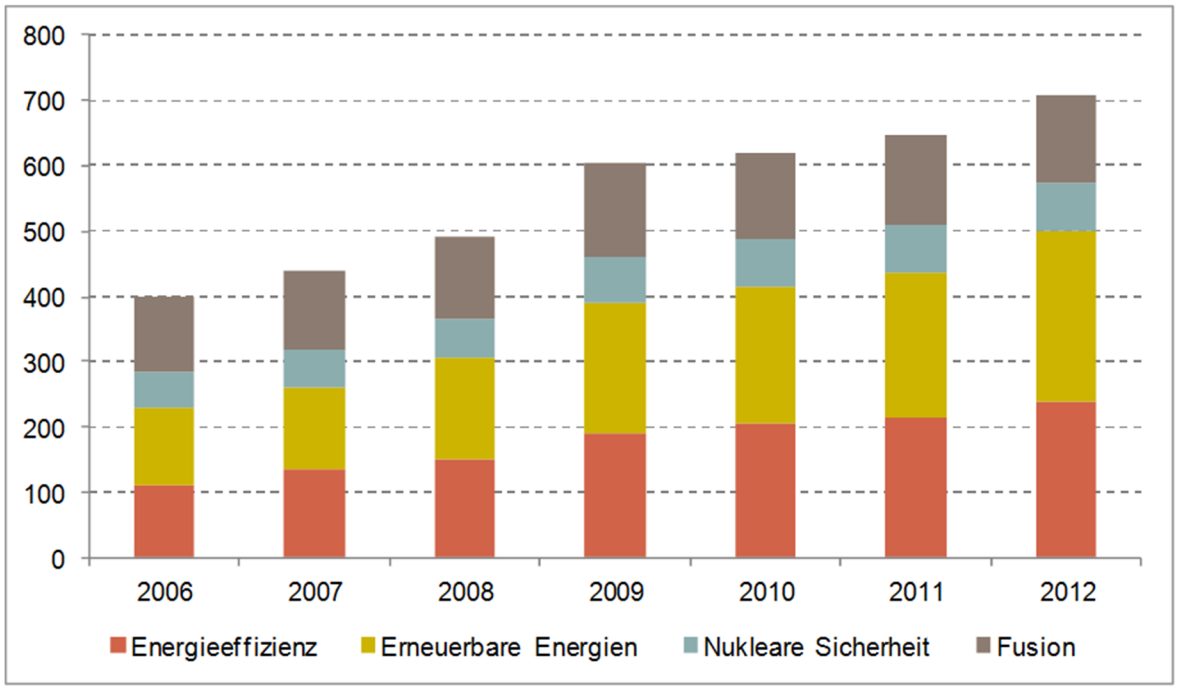
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

6 Ansätze zur Abbildung von Technologieentwicklung und Innovation

6.1 Indikatoren zur Messung von Innovation im Rahmen des Energiewende-Monitorings

Innovation ist ein wichtiges Handlungsfeld bei der Umsetzung der Energiewende. Innovationen führen zu sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Produkten (BMWi 2014). Sie umfassen die Prozessschritte Forschung und Entwicklung (F&E) neuer Technologien, Verfahren oder Materialien (Invention) sowie die erfolgreiche Einführung darauf basierender neuer Produkte in den Markt. Innovationen dauern typischerweise mehrere Jahre. Die Treiber von Innovationsprozessen sind multi-kausal: Die Geschwindigkeit des technologischen Fortschritts, gesetzliche Minimalvorgaben sowie öffentliche Förderung stehen dabei in einem engen Verhältnis. Darüber hinaus laufen die Entwicklungen in der Regel global ab. Der Einfluss der Energiewende in Deutschland seit 2010 auf die Innovationsprozesse in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz ist deshalb nicht eindeutig zu quantifizieren.

Abbildung 6-1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm, 2006–2012, in Mio. EUR



Quelle: BMWi 2013

Im zweiten Monitoringbericht der Energiewende werden die Forschungsausgaben des Bundes für Energie als Indikator für die Innovationsimpulse der Energiewende verwendet

(BMWi 2014 b). Für die Umsetzung des 6. Energieforschungsprogramms stehen der Bundesregierung für die Förderperiode 2011–2014 rund 3,5 Mrd. EUR zur Verfügung. Im Jahr 2012 wurden davon vom Bund 708 Mio. EUR ausgegeben (Abbildung 6-1; BMWi 2013). Das waren 9,5 % mehr als im Jahr 2011 und rund 17 % mehr als 2009. Wird die relative Entwicklung der Ausgaben betrachtet, zeigt sich lediglich eine geringfügige Bedeutungszunahme der Energieforschung. Die Forschungsausgaben des Bundes für Energie im Jahr 2012 im Umfang von 708 Mio. EUR (vgl. Abbildung 6-1) entsprechen einem Anteil von 5,1 % der gesamten F&E-Ausgaben des Bundes (Löschel et al. 2014), 2006 lag der Anteil bei 4,3 %.

Von den 708 Mio. EUR für Energieforschung im Jahr 2012 entfielen 34 % auf den Bereich Energieeffizienz, 37 % auf die Erneuerbaren, elf Prozent auf die nukleare Sicherheit und 21 % auf die Fusionsforschung. Die Anteile der Forschungsbereiche Effizienz und Erneuerbare sind im Verlauf der Jahre 2006–2012 leicht angestiegen.

In der Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012 wird ebenfalls auf die Innovationsimpulse der Energiewende eingegangen. Es wird darauf hingewiesen, dass die derzeit verfügbaren Indikatoren dem Anspruch, den Beitrag der Energiewende auf die Innovation zu messen, kaum gerecht werden (Löschel et al. 2014). Erstens tragen nicht nur die staatlichen Forschungsgelder in den Bereichen Erneuerbare und Energieeffizienz zu den für die Energiewende notwendigen Innovationen bei. Wichtig sind auch die F&E-Ausgaben der privaten Unternehmen. Zweitens kann aufgrund der Forschungsausgaben und Angaben zur Zahl der Patentanmeldungen für saubere Energietechnologien nicht auf neue, marktfähige Produkte geschlossen werden. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb eine Ausweitung des Indikatorsets. Der Vorschlag der Expertenkommission beinhaltet nebst den Forschungsausgaben der Bundesregierung in den Bereichen erneuerbare Energie und Energieeffizienz auch die F&E-Ausgaben von Privaten sowie die Bereitstellung von Venture Capital. Neu angemeldete Patente, neue Produkte, Unternehmensgründungen, Kostensenkungen bei energieeffizienten Produkten und Innovationsdaten aus Unternehmensbefragungen bilden weitere Indikatoren des vorgeschlagenen Sets.

Um die Entwicklung im Zeitverlauf oder im Vergleich zu anderen Ländern einschätzen zu können, sollten nicht nur die absoluten Mengen, sondern auch die Anteile betrachtet werden, z. B. der Anteil der Energieeffizienz an den F&E-Ausgaben insgesamt. Zudem wird eine Einteilung der Indikatoren in die Innovations-Phasen F&E (Invention) einerseits und Diffusion (Markteinführung) andererseits als zentral für die Messung der Innovationswirkung angesehen.

In den folgenden Abschnitten wird die Innovationswirkung der Energiewende differenziert nach dem Stromsektor sowie Energieeffizienzmaßnahmen diskutiert. Soweit es die Datenverfügbarkeit zulässt, wird dabei auf die genannten Indikatoren zur Messung von Innovationen eingegangen.

6.2 STROMSEKTOR

6.2.1 Erneuerbare Energien

Im zukünftigen Stromversorgungssystem wird ein Großteil des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt. Um das derzeitige Stromversorgungssystem bis zum Jahr 2050 in ein von erneuerbaren Energien geprägtes System zu überführen, bedarf es bereits heute einer entsprechenden Anpassung auf unterschiedlichen Ebenen. Dabei spielen im Rahmen der Energiewende zukünftige technologische Anforderungen an Anlagentypen der erneuerbaren Energien, Entwicklungspotentiale und Netzanforderungen bedeutende Rollen. Insbesondere die fluktuierenden Energien, wie Wind und Photovoltaik, stellen das System vor neue Herausforderungen. Um das System stabil und kontrollierbar zu erhalten, gilt es, die Technologien in Hinsicht auf Regelbarkeit und Systemintegration weiter zu entwickeln. Dabei können Ergebnisse aus Versuchskraftwerken helfen. Zudem liegt ein Fokus auf der Kostenreduktion der Systeme, um die Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien im zukünftigen Stromsystem weiter zu senken.

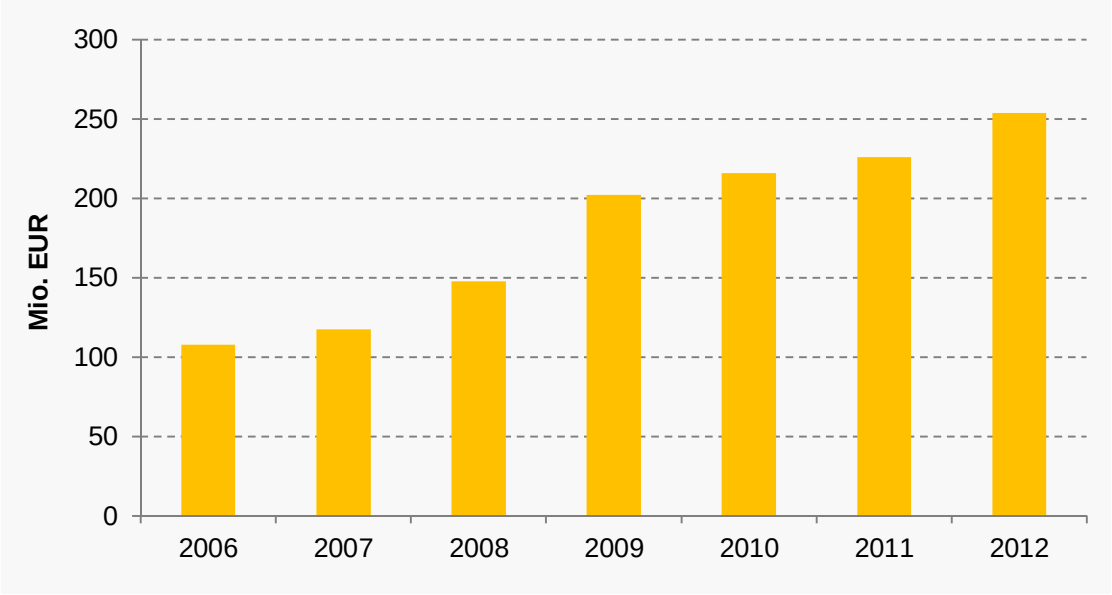
Die unterschiedlichen technologischen Entwicklungspotentiale können anhand von Einzeltechnologiebetrachtungen erfolgen. Bei Windkraftanlagen an Land sind eine optimierte Blattkonstruktion, leichterer und stabilerer Materialeinsatz, wartungsärmere Getriebetechnik sowie verbesserte Steuerungstechnik entscheidende Parameter. Aufgrund des geringen Erfahrungsschatzes für Windkraftanlagen auf See und der klimatischen Bedingungen sind die Herausforderungen für Windkraftanlagen auf See nochmals höher. Im Gegensatz dazu stellt die Gewinnung elektrischer Energie durch Photovoltaik eine bereits etablierte Erzeugungsform dar. In der Vergangenheit haben insbesondere verschärfter Wettbewerb und steigende Produktionsvolumina zu einer gewissen Marktreife geführt. Auch hier lassen sich verschiedene Technologien bzw. Zelltypen unterscheiden. Für zukünftige Innovationen (bspw. organische Photovoltaik) sind technologische Durchbrüche und eine bedeutende Marktdurchdringung bis 2020 unwahrscheinlich. Auch bei der Biomasse handelt es sich um eine größtenteils etablierte Technologie. Eine Weiterentwicklung bestehender Verfahren ist kurzfristig wahrscheinlicher als die Verwirklichung neuer innovativer Anlagenkonzepte, wie bspw. Biomasse-IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)-Kraftwerke. Die oberflächennahe Geothermie spielt für Deutschland eine untergeordnete Rolle, da ihr Potential sehr begrenzt ist. Für die Tiefengeothermie gilt dies nicht zwingend, da größere Bohrtiefe und die hierfür nötige spezifische Bohrtechnik noch deutliche Entwicklungspotentiale beinhalten.

In Deutschland existiert derzeit eine Reihe von Forschungsinitiativen und -programmen, die die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien weiter vorantreiben. Im Bereich der Windenergie wird vor allem die Weiterentwicklung von Einzelkomponenten wie zum Beispiel Gondeln, Getrieben oder innovativen Turmkonzepten gefördert. Insbesondere im Bereich von Offshore-Windanlagen besteht zudem noch erheblicher Forschungsbedarf, welcher unter anderem auch durch das BMU gefördert wird. So bilden beispielsweise Projekte zur Untersuchung von Planung, Errichtung, Test- und Normalbetrieb von

Offshore-Windanlagen einen wichtigen Untersuchungsgegenstand. In diesem Zusammenhang ist die Forschungsinitiative "Research at alpha ventus" erwähnenswert.[1] Diese betrachtet nicht nur die technische Umsetzbarkeit, sondern wird zudem durch ökologische Begleitforschung, die sich mit langfristig wirksamen Vorkehrungen und Standards für einen naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien beschäftigt, ergänzt. Für die Photovoltaikindustrie ergibt sich ein breites Spektrum an Grundlagenforschung zur Zelltechnologie und deren Weiterentwicklung. Es wird Forschung an unterschiedlichen Technologien, wie der Silizium-Wafertechnologie oder Dünnschichtzellen, gefördert. Für die Bioenergie besteht über das Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“ des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) eine Initiative zur Forschung, Entwicklung und Demonstration der energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe.

Abbildung 6-2 zeigt die historische Entwicklung der öffentlichen Forschungsausgaben im Bereich erneuerbare Energien. Bereits vor 2010 ist ein starker Anstieg der Fördermittel erkennbar, der sich bis 2012 weiter fortsetzte.

Abbildung 6-2: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich erneuerbare Energien, 2006–2012, in Mio. EUR



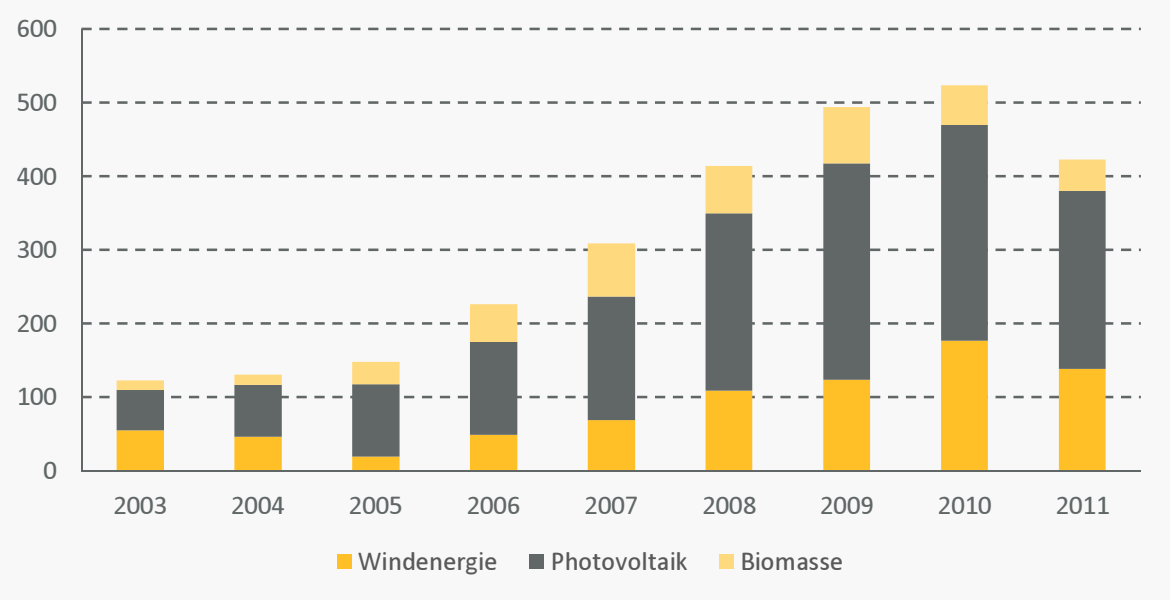
Quelle: BMWi 2013

Patentanmeldungen können ein weiterer Indikator für den Grad an Innovationen im technischen Bereich sein. In Abbildung 6-3 ist die Entwicklung der Patentanmeldungen für

[1] Siehe www.rave-offshore.de

Windenergie und Photovoltaik im Rahmen des Vertrages über die Internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet des Patentwesens (PCT) durch deutsche Patentanmelder dargestellt.[1] Es ist zu erkennen, dass die Anmeldung der Patente im betrachteten Zeitraum sowohl bei Windenergie als auch bei Photovoltaik und Biomasse stark gestiegen ist. Lediglich im Jahr 2011 war ein Rückgang der Patentanmeldungen zu erkennen.

Abbildung 6-3: Anzahl deutscher Patente in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik und Biomasse, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011



Quelle: OECD[2]

Neben den Impulsen zur technologischen Weiterentwicklung aus aktuellen Forschungsprogrammen und Patentanmeldungen kam es in der Vergangenheit zu einem massiven Ausbau von erneuerbaren Energien durch das EEG. Die Diffusion der erneuerbaren Energien wurde in Deutschland dadurch maßgeblich vorangetrieben. Unklar ist jedoch, inwiefern durch die Förderung im Rahmen des EEG Innovationen begünstigt wurden. Anhand von Lernkurven kann ein Zusammenhang zwischen der beobachteten Kostendegression und den weltweit installierten Kapazitäten der jeweiligen Technologie hergestellt werden. Dies ist sinnvoll, wenn eine technologische Entwicklung maßgeblich durch deutsche Betei-

[1] Der PCT ist ein internationaler Vertrag der die Anerkennung eines Patents in allen Vertragsstaaten auf Basis einer Patentanmeldung ermöglicht. Aufgrund des erhöhten Aufwandes kann davon ausgegangen werden, dass die so eingereichten Patente eine hohe Qualität aufweisen und auf eine breite Umsetzung in internationalen Märkten ausgelegt sind. Siehe z. B. OECD 2009.

[2] Siehe www.oecd.org/sti/inno/oecdpatentdatabases.htm

ligung vorangetrieben wurde. Einen Anhaltspunkt liefert daher ein Vergleich der weltweit installierten Kapazitäten mit den im Rahmen des EEG in Deutschland installierten Kapazitäten. Dieser Vergleich ist in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1: Entwicklung der deutschen und weltweit installierten Kapazitäten für PV, Onshore-Windenergie und Biomasse, 2000–2012, in GW

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PV	Weltweit	1.4	1.8	2.2	2.8	3.9	5.4	6.9	9.5	16.2	23.6	40.7	71.0	102.2
	Deutschland	0.1	0.2	0.3	0.4	1.1	2.1	2.9	4.2	6.1	10.6	17.6	25.0	32.6
	Anteil [%]	8%	10%	13%	16%	28%	38%	42%	44%	38%	45%	43%	35%	32%
Wind onshore	Weltweit	17.4	23.9	31.1	39.4	47.6	59.1	73.9	93.9	120.6	159.0	198.0	238.1	282.6
	Deutschland	6.1	8.7	12.0	14.6	16.6	18.4	20.6	22.2	23.8	25.6	26.9	28.7	30.9
	Anteil [%]	35%	37%	39%	37%	35%	31%	28%	24%	20%	16%	14%	12%	11%
Bio-masse	Weltweit	-	-	-	-	39.0	44.0	45.0	50.0	52.0	54.0	66.0	72.0	83
	Deutschland	1.3	1.4	1.6	2.3	2.6	3.5	4.3	4.7	5.3	6.0	6.6	7.0	7.5
	Anteil [%]					7%	8%	10%	9%	10%	11%	10%	10%	9%

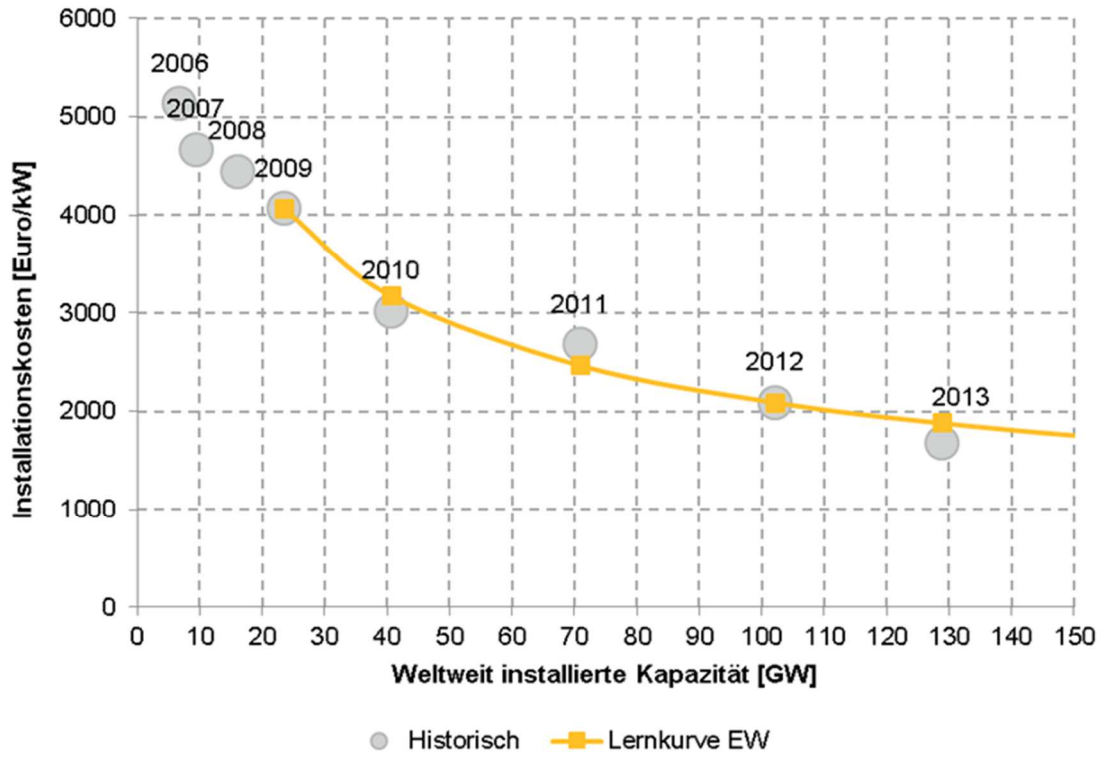
Quelle: EPIA 2013, GWEC 2014, REN21 2013, BMU 2013

Es ist zu erkennen, dass die installierten Kapazitäten von Photovoltaik, Wind und Biomasse in der Vergangenheit stark zugenommen haben. Deutschland war im Bereich der Windenergie insbesondere in den frühen Jahren der Entwicklung maßgeblich beteiligt. Ab 2002 ist der Anteil Deutschlands an der weltweit installierten Kapazität für Windenergie stetig zurückgegangen, da diese auch in anderen Ländern zunehmend ausgebaut wurde. Die in Deutschland installierten Kapazitäten von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung betragen in etwa einen Anteil von zehn Prozent an den weltweit installierten Kapazitäten. Im Bereich der Photovoltaik ist der Anteil deutscher Anlagen an der weltweit installierten Kapazität seit 2005 auf einem sehr hohen Niveau und macht mindestens ein Drittel der weltweit installierten Leistungen aus.

Zur Betrachtung der Entwicklung der Investitionskosten sind Lernkurven ein etabliertes Mittel. Sie basieren auf einer technologiespezifischen Lernrate bezogen auf die weltweit installierte Kapazität. Hintergrund ist, dass zum Beispiel bei einer Verdoppelung der weltweit installierten Kapazität eine gewisse Kostenreduktion zu erwarten ist. Im Rahmen des Projektes wurden die technologiespezifischen Lernkurven unter Berücksichtigung des deutschen Ausbaupfades für erneuerbare Energien ermittelt. Hier hat insbesondere der Anteil der jeweiligen Technologie an den weltweit installierten Kapazitäten einen maßgeblichen Einfluss. Aus der Analyse resultiert, dass im Bereich der Windenergie und Biomasse die Auswirkungen des deutschen Zubaus auf die Lernkurve im betrachteten Zeitraum zu vernachlässigen ist. Bei dem Zubau von Photovoltaikanlagen kann ein Einfluss auf die Kostendegression durch alternative Ausbaupfade unterstellt werden.

Insbesondere im Jahr 2009 erfolgte der weltweite Ausbau von Photovoltaikanlagen zu einem maßgeblichen Anteil in Deutschland, weshalb im Rahmen der Studie die Auswirkung des deutschen Ausbaus auf die Lernkurve untersucht wurde. In Abbildung 6-4 ist der Verlauf der Lernkurve ab 2009 dargestellt. Zusätzlich sind die historischen Investitionskosten der jeweiligen Jahre dargestellt.

Abbildung 6-4: Weltweite Lernkurve der Photovoltaik

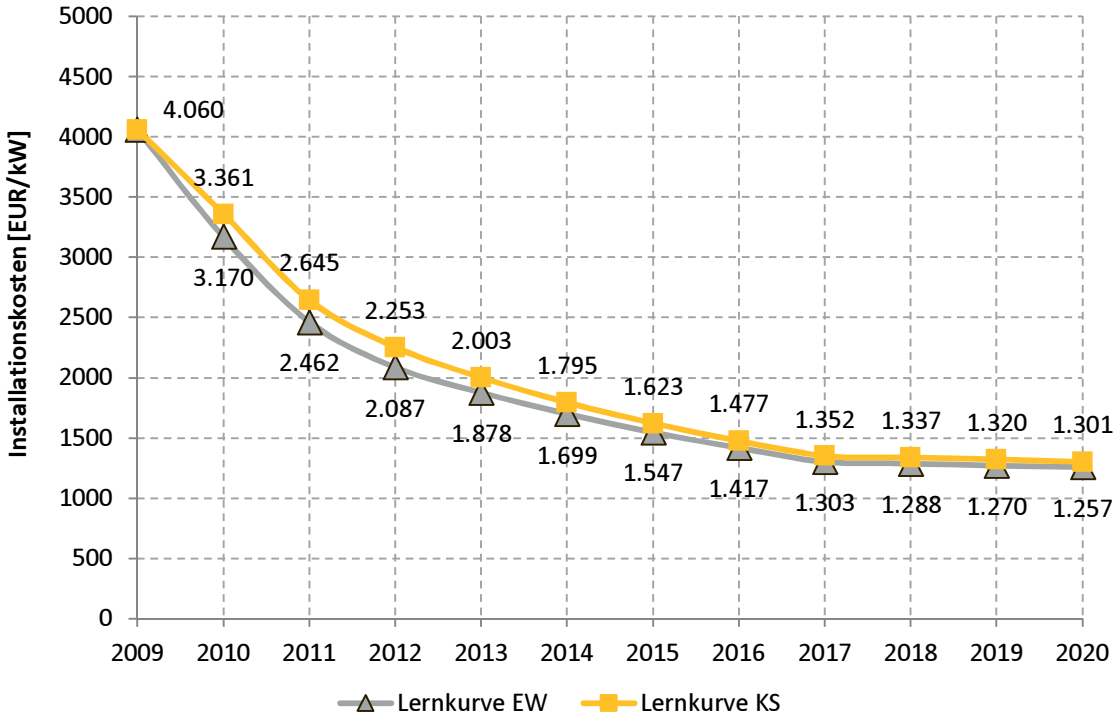


Quelle: Bundesverband für Solarwirtschaft[1], EWI

Geht man nun zusätzlich davon aus, dass die Ausbaudifferenz zwischen dem KS-Szenario und dem EW-Szenario der Energiewende zuzuschreiben ist, ergeben sich Differenzen in den Investitionskosten für die unterschiedlichen Stichjahre, welche der Energiewende zugeschrieben werden könnten. Der unterschiedliche Verlauf der Investitionskosten basierend auf der Lernkurve ist in Abbildung 6-5 dargestellt.

[1] Siehe http://www.solarwirtschaft.de/preisindex

Abbildung 6-5: Entwicklung der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen im Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario, 2009–2020, in EUR/kW



Quelle: EWI

Für die anderen Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien können keine vergleichbaren Aussagen getroffen werden, da der Anteil der national installierten Kapazitäten am Weltmarktvolumen wesentlich geringer ist und daher ein Einfluss der deutschen Energiewende auf die technologische Entwicklung vergleichsweise gering ist.

6.2.2 Konventionelle Stromerzeugung

Da Windkraft- und Photovoltaikanlagen nur stark begrenzt gesicherte Leistung bereitstellen können, werden auch im zukünftigen Stromversorgungssystem konventionelle Kraftwerke benötigt. Die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark ändern sich jedoch grundlegend, da sich mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerke verringert. Zudem erfordert die Volatilität der Einspeisung aus Wind- und Solarenergie einen deutlich flexibleren Betrieb der Kraftwerke, da diese komplementär zur Erzeugung der Erneuerbaren eingesetzt werden müssen. Aus diesen geänderten Anforderungen ergibt sich folglich Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei den konventionellen Kraftwerkstechnologien. Weiterhin sind vor dem Hintergrund der Ziele für die Reduktion von CO_2-Emissionen im Stromsektor auch Effizienzsteigerungen weiter von zentraler Bedeutung. Auch die Abscheidung und Speicherung von CO_2 durch sogenannte CCS Technologien (Carbon Capture and Storage) stellt eine Mög-

lichkeit zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen dar. Die Entwicklungspotentiale der verschiedenen Kraftwerkstechnologien werden im Folgenden kurz diskutiert.

Kohlekraftwerke stellen etablierte Erzeugungstechnologien dar, die einen bedeutenden Teil der in Deutschland und international verbrauchten elektrischen Energie erzeugen. Dennoch existieren weitere Entwicklungspotentiale zur Steigerung der Effizienz und der Flexibilität sowie zur Verbesserung des Teillastverhaltens. Dies kann beispielsweise über verbesserte Werkstoffe umgesetzt werden, die eine Erhöhung der Dampfparameter oder höhere Wechselbeanspruchungen ermöglichen. Auch bei Gasturbinen- sowie bei Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) existieren weitere Entwicklungspotentiale zur Verbesserung der Effizienz, die insbesondere über verbesserte Werkstoffe in den Turbinen realisiert werden können. Weiterhin kann der Gas- und Dampfprozess mit Anlagen zur Kohlevergasung kombiniert werden. Dies ergibt den sogenannten Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung (Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)), mit dem theoretisch Wirkungsgrade von bis zu 60 % erzielt werden können. Aufgrund der technischen Komplexität dieses Prozesses sind die Investitionskosten jedoch vergleichsweise hoch, sodass noch keine Wettbewerbsfähigkeit zu anderen konventionellen Erzeugungstechnologien erreicht werden konnte. Folglich existiert hier Forschungsbedarf zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der IGCC-Technologie, um die Effizienz zu steigern und Kosten zu reduzieren.

Da ein bedeutender Anteil der CO_2-Emissionen in Deutschland aus fossilen Kraftwerken stammt, ist auch die Abscheidung und Speicherung von CO_2 eine Möglichkeit zur Reduzierung der CO_2-Emissionen. Mit dem Post-Combustion-Verfahren, dem Pre-Combustion-Verfahren sowie dem Oxyfuel-Verfahren existieren verschiedene Technologien, die sich jeweils in einem frühen Entwicklungsstadium befinden und noch nicht in großtechnischem Maßstab eingesetzt wurden. Somit existiert auf dem Gebiet CCS erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, der für einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie erschlossen werden muss. Eingeschränkt wird das praktische Potential von CCS in Deutschland durch massive Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, die einen umfassenden Einsatz im deutschen Stromversorgungssystem derzeit als unwahrscheinlich erscheinen lassen.

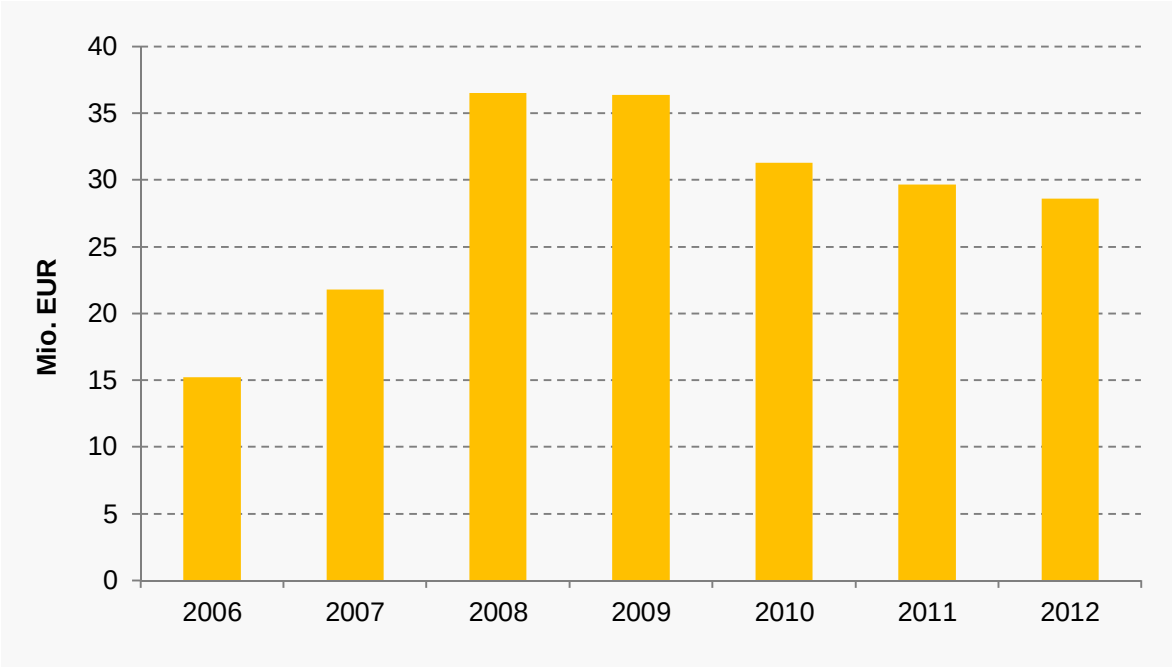
Vor dem Hintergrund der beschriebenen Problemstellungen wurde vom Wirtschaftsministerium bereits im Jahr 2003 die Forschungsinitiative COORETEC (CO_2-Reduktions-Technologien) initiiert, die zum Entwurf einer langfristigen Entwicklungsstrategie für zukunftsfähige fossile Kraftwerke beitragen soll.[1] Die konkreten Ziele sind dabei die Verbesserung der Flexibilität und Effizienz, die Reduktion von Emissionen sowie die Integration der komplexen modernen Kraftwerksprozesse in das Gesamtsystem der Stromversor-

[1] Siehe www.cooretec.de

gung. Thematische Schwerpunkte sind zum Beispiel die Verbesserung von Werkstoffen bei Dampfkraftwerken, die Entwicklung von Gasturbinen, die zur Verfeuerung von wasserstoffreichen Gasen geeignet sind, die technologieoffene Erforschung verschiedener Verfahren zur Abscheidung von CO_2 oder die Untersuchung der Eignung zur Einspeicherung von CO_2 in verschiedenen geologischen Formationen.

Das COORETEC Programm wurde bereits deutlich vor 2010 gestartet, sodass eine Aussage über einen Zusammenhang von Innovationen zur Energiewende hieraus nicht ableitbar ist. Abbildung 6-6 zeigt die Entwicklung der öffentlichen Forschungsausgaben im Bereich konventionelle Stromerzeugung. Es wird deutlich, dass die Fördermittel von 2006 bis 2009 merklich gestiegen und anschließend auf einem relativ konstanten Niveau geblieben sind[1].

Abbildung 6-6: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich konventionelle Erzeugung[2], 2006–2012, in Mio. EUR



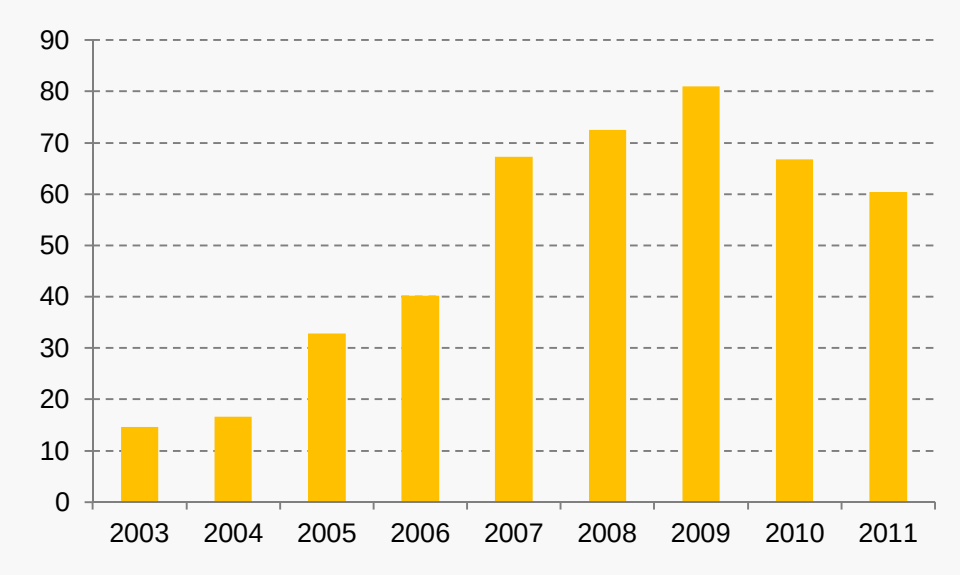
Quelle: BMWi 2013

[1] Zusätzliche Forschungsförderung im Bereich konventionelle Energien findet im Rahmen der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren statt. Diese kann jedoch nicht eindeutig zugeordnet werden (Siehe BMWi 2013).

[2] Ausgaben für Kernenergie, z. B. zur Sicherheit oder Endlagerung sind nicht berücksichtigt.

Abbildung 6-7 zeigt die in Deutschland im Rahmen des Vertrages über die Internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet des Patentwesens (PCT) eingereichten Patente zur Verbesserung von Verbrennungsprozessen sowie zur Abscheidung und Speicherung von Treibhausgasen. Die Anzahl der eingereichten Patente ist zwischen 2003 und 2009 stark angestiegen und danach im Jahr 2010 und 2011 wieder leicht abgesunken. Die Innovationsleistung im Bereich konventioneller Kraftwerke wurde also bereits vor 2010 deutlich ausgeweitet.

Abbildung 6-7: Anzahl deutscher Patente zu konventioneller Erzeugung, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011



Quelle: OECD

6.2.3 Dezentrale Stromerzeugung und Lastmanagement

Vor dem Hintergrund des steigenden Anteils der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird langfristig der Flexibilitätsbedarf im Stromversorgungssystem zunehmen, sodass neben flexibler konventioneller Stromerzeugung auch die Flexibilisierung der Stromnachfrage an Bedeutung gewinnen wird. Zudem werden zukünftig verstärkt dezentrale und kleinskalige Stromerzeugungsanlagen genutzt, die vor allem auf Verteilnetzebene in das Stromversorgungssystem integriert werden müssen. Forschungsbedarf entsteht somit zum einen auf der Erzeugungsseite bei der Weiterentwicklung und Flexibilisierung von dezentralen Erzeugungstechnologien sowie auf der Verbrauchsseite bei der wirtschaftlichen Erschließung von vorhandenen Flexibilitätspotentialen der Stromnachfrage durch Demand Side Management (DSM). Die verschiedenen technischen Entwicklungspotentiale sowie Maßnahmen zur Erschließung des Forschungspotentials werden im Folgenden dargestellt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden hauptsächlich zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt. Zur Energieumwandlung können dabei klassische Verbren-

nungsmotoren, Stirlingmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen eingesetzt werden. Die Technologien zur gekoppelten Stromerzeugung in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen sind bereits weit entwickelt sowie vor allem in großen und mittelgroßen Anlagen verbreitet und etabliert. Trotzdem bestehen bei Mikro-KWK-Anlagen auf Basis dieser Technologien Kostensenkungspotentiale. Beim Einsatz von Stirlingmotoren und Brennstoffzellen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme existiert für eine breite Etablierung noch erheblicher Forschungsbedarf, da sich Anlagen dieses Typs in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Insbesondere bei der Brennstoffzelle existieren bei den Materialien für Brennstoffzellenstacks sowie Anode, Kathode und Elektrolyt deutliche Kostensenkungspotentiale.

Auf der Nachfrageseite gibt es Flexibilitätspotentiale in Haushalten, im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie in der Industrie. Diese Potentiale ergeben sich aus thermischen oder physischen Speichern, zum Beispiel in Heizungssystemen, Kühlungsanlagen oder Zwischenlagern in Produktionsprozessen. Die Erschließung erfordert vor allem Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur. Diese Technologien sind bereits heute relativ weit entwickelt und marktreif, sodass das technische Forschungs- und Entwicklungspotential beschränkt ist. Forschungsbedarf existiert dagegen bei der praktischen Umsetzung, insbesondere bei der Betriebsführung sowie der Integration der Verbraucher in das Stromversorgungssystem über markt- oder netzorientierte Anreizmechanismen. Auch die aggregierte Betriebsführung von mehreren dezentralen Anlagen und Verbrauchern in sogenannten virtuellen Kraftwerken ist für die erfolgreiche Integration von dezentralen Stromversorgungssystemen in das Gesamtsystem von Bedeutung. Hier ist noch erhebliches Forschungspotential für die Optimierung der aggregierten Fahrweise der Erzeuger und Verbraucher zur Nutzung von virtuellen Kraftwerken zur Teilnahme an Spot- und Regelenergiemärkten oder zur verbesserten Betriebsführung von Verteilnetzen vorhanden. Auch bei der Gestaltung von geeigneten Anreizstrukturen, um Verbraucher für die Teilnahme an Demand Side Management zu gewinnen, existieren Entwicklungspotentiale.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Problemstellungen wurden von der Bundesregierung verschiedene Forschungsprogramme initiiert. Ein bedeutendes Beispiel sind die E-Energy Projekte.[1] Im Rahmen dieser Projekte wurden zwischen 2008 und 2012 in sechs Modellregionen verschiedene Technologien zur Verknüpfung von Informations- und Kommunikationstechnik mit regionalen Stromversorgungssystemen getestet. Dabei standen neben Smart-Grid-Anwendungen (vgl. Abschnitt 6.2.5 „Netze“) insbesondere die Steuerung von Verbrauchern und dezentralen Erzeugern in virtuellen Kraftwerken bzw. durch Demand Side Management im Fokus. Das gesamte Fördervolumen der Forschungsprojekte Betrug etwa 140 Mio. EUR, wobei rund 40 Mio. EUR vom Wirtschaftsministerium

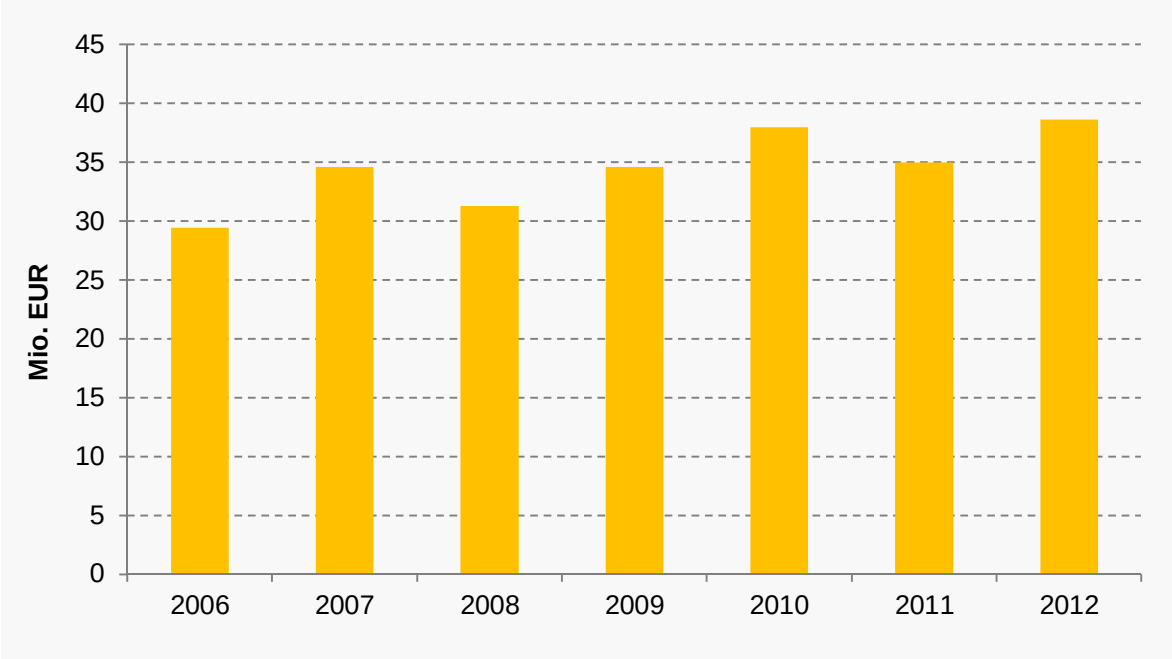
[1] Siehe www.e-energy.de

und 20 Mio. EUR vom Umweltministerium getragen wurden (BMWi 2014). Insgesamt konnten in den Projekten wertvolle Erfahrungen zum Einsatz von dezentralen Erzeugern in virtuellen Kraftwerken sowie bei der praktischen Umsetzung von Lastmanagement gesammelt werden. Weitere Forschungsprojekte im Bereich dezentrale Erzeugung und Lastmanagement wurden im Rahmen des Förderschwerpunktes „Regenerative Energiesysteme und Integration erneuerbarer Energien“ (SystEEm) des Umweltministeriums initiiert. Im Rahmen dieses Programms werden verschiedene anwendungsorientierte Projekte in den Bereichen Speichertechnologien, Netztechnologien und intelligente Netze, regenerative Kombikraftwerke/virtuelle Kraftwerke, Systemdienstleistungen sowie Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch gefördert. Das Gesamtvolumen betrug im Jahr 2012 15 Mio. EUR. Im Rahmen der Energiewende nach 2010 wurde das Fördervolumen um etwa vier Millionen Euro erhöht und soll zukünftig weiter ausgebaut werden (BMWi 2013). Darüber hinaus wurde auch im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Fernwärmeversorgung“ (Eneff:Wärme) Forschungsarbeit im Bereich dezentrale Erzeugung, insbesondere zu den Themen Mikro KWK und Aggregation von kleinskaligen KWK-Anlagen zu virtuellen Kraftwerken, geleistet.[1] Dabei wurden verschiedene Projekte mit unterschiedlichen Laufzeiten und Themenschwerpunkten gestartet. Das Förderprogramm läuft seit 2005.

Es kann festgestellt werden, dass bereits vor der Energiewende 2010 verschiedene Forschungsprogramme im Themenbereich dezentrale Erzeugung und Lastmanagement existierten. Teilweise wurden diese Programme im Rahmen der Energiewende ausgeweitet, eine direkte Zuordnung von Forschungsergebnissen zur Energiewende ist jedoch schwierig. Die historische Entwicklung der öffentlichen Fördermittel im Bereich dezentraler Erzeugung und Lastmanagement ist in Abbildung 6-8 dargestellt. Eine Erhöhung des Forschungsbudgets ab 2010 ist nicht erkennbar. Auch Rückschlüsse auf Basis von Patentzulassungen können aufgrund der fehlenden Datengrundlage und des kurzen Zeitraums nach 2010 nicht gezogen werden.

[1] Siehe www.eneff-stadt.info

Abbildung 6-8: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich dezentrale Erzeugung und Lastmanagement[1], 2006–2012, Mio. EUR



Quelle: BMWi 2013

6.2.4 Energiespeicher

Aufgrund des steigenden Anteils dargebotsabhängiger Stromerzeugung im deutschen Stromversorgungssystem ist längerfristig von einem steigenden Flexibilitätsbedarfs auszugehen. Neben der Abschaltung von Erzeugungsanlagen, Netzausbau, Demand Side Management und flexibler konventioneller Erzeugung stellen auch Energiespeicher eine Möglichkeit zur Bereitstellung dieser Flexibilität dar. Da sich Strom nur begrenzt direkt speichern lässt, existiert eine Vielzahl an indirekten Speicherverfahren, die elektrische Energie bei der Einspeicherung zunächst in andere Energieformen wie zum Beispiel mechanische oder chemische Energie umwandeln. Im Folgenden werden Forschungspotentiale und Maßnahmen zur Erschließung der Potentiale von verschiedenen Speichertechnologien erläutert.

Die am weitesten ausgereifte Speichertechnologie stellen Pumpspeicherkraftwerke dar, die beim Speichervorgang Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken pumpen. Da Pumpspeicherkraftwerke lange etabliert sind und das geografische

[1] Inklusive Ausgaben zur Förderung von Brennstoffzellen

Potential in Deutschland beschränkt ist, sind hier in Zukunft keine entscheidenden technischen Innovationen zu erwarten.

In Druckluftspeicherwerken wird beim Einspeichern Luft durch einen strombetriebenen Kompressor verdichtet und in Druckkavernen gepresst. Nach dem aktuellen Stand der Technik wird die Druckluft bei der Entspeicherung in einer Turbine entspannt, wobei zusätzlich Gas zugefeuert wird, um die benötigte Wärme für die Entspannung der Luft bereitzustellen. Zur Steigerung des Wirkungsgrades kann die bei der Kompression entstehende Wärme zwischengespeichert und bei der anschließenden Entspannung der Druckluft entsprechend wieder zugeführt werden. Diese sogenannte adiabate Druckluftspeicherung ist noch nicht marktreif, sodass hier erheblicher Forschungsbedarf besteht. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die potentiellen Standorte für Druckluftspeicher in Deutschland begrenzt sind. Zudem stehen Druckluftspeicher bei der Standortwahl im Wettbewerb zu klassischen Gasspeichern.

Power-to-Gas bezeichnet die Nutzung von elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Der erzeugte Wasserstoff kann anschließend in Gasturbinen verfeuert oder zu Methan umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Auch eine Nutzung zum Betrieb von Brennstoffzellen ist möglich. Aufgrund der Möglichkeit Erdgas zu speichern, zum Beispiel in ausgeförderten Erdgasfeldern oder in Salzkavernen, stellt Power-to-Gas insbesondere eine Option für die langfristige Speicherung von Energie dar. Die Gesamtwirkungsgrade von Power-to-Gas sind aktuell noch niedrig und die Investitionskosten vergleichsweise hoch, sodass Power-to-Gas noch nicht wirtschaftlich realisierbar ist. Folglich existiert hier umfassendes Forschungs- und Entwicklungspotential.

Schließlich können auch Batterien genutzt werden, um elektrische Energie in chemische Energie umzuwandeln und zu speichern. Dabei befinden sich verschiedene Technologien in unterschiedlichen Entwicklungsstadien wie zum Beispiel Blei-, Lithium-, oder Redox-Flow-Batterien. Während Blei-Batterien bereits relativ weit entwickelt sind, besteht bei Lithium- und Redox-Flow-Batterien noch erhebliches Potential, insbesondere bei der Verbesserung von Lebensdauer und Energiedichte.

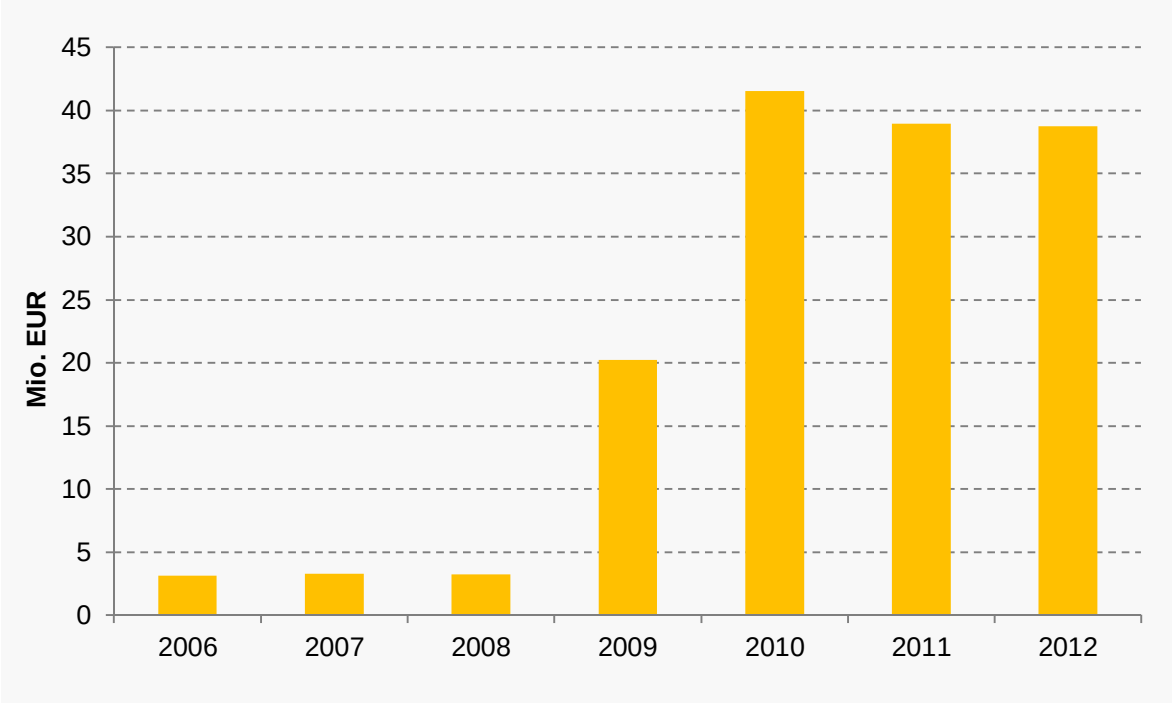
Vor dem Hintergrund der beschriebenen Problemstellungen und Entwicklungspotentiale hat die Bundesregierung 2011 die Förderinitiative Energiespeicher initiiert, die ressortübergreifend von Wirtschaftsministerium, Umweltministerium sowie dem Ministerium für Bildung und Forschung betreut wird.[1] Das Fördervolumen beträgt in der ersten Phase der Initiative bis 2014 200 Mio. EUR, wobei die Förderschwerpunkte breit angelegt sind. Das bedeutet, dass alle Speichertechnologien, die für den Einsatz im zukünftigen Energieversorgungssystem geeignet sind, gefördert werden können. Dies umfasst sowohl Grundlagenforschung als auch anwendungsorientierte Forschung und Demonstrationsprojekte

[1] Siehe www.forschung-energiespeicher.info

sowie systemanalytische Arbeiten, zum Beispiel zur Integration von Speichern in das Gesamtsystem der Stromversorgung. Insgesamt werden so fast 200 Forschungsprojekte, die sich mit Energiespeichern beschäftigen, gefördert. Schwerpunkte sind dabei unter anderem die Themen Power-to-Gas, die Nutzung von Batteriespeichern in Verteilnetzen sowie der Einsatz von thermischen Speichern (BMWi 2013).

Die beschriebenen Forschungsprogramme wurden im Rahmen der Energiewende initiiert, sodass die resultierenden Innovationen zumindest teilweise als Ergebnis der Energiewende betrachtet werden können. Eine Quantifizierung dieser Ergebnisse ist jedoch im Rahmen dieses Projektes nicht möglich. Die Entwicklung der öffentlichen Fördermittel für Forschungsprojekte im Bereich Energiespeicher ist in Abbildung 6-9 dargestellt. Es wird deutlich, dass bereits 2009 und 2010 eine starke Ausweitung der öffentlichen Förderung stattfand. Nach 2010 blieb die Förderung bis 2012 auf einem relativ konstanten Niveau.

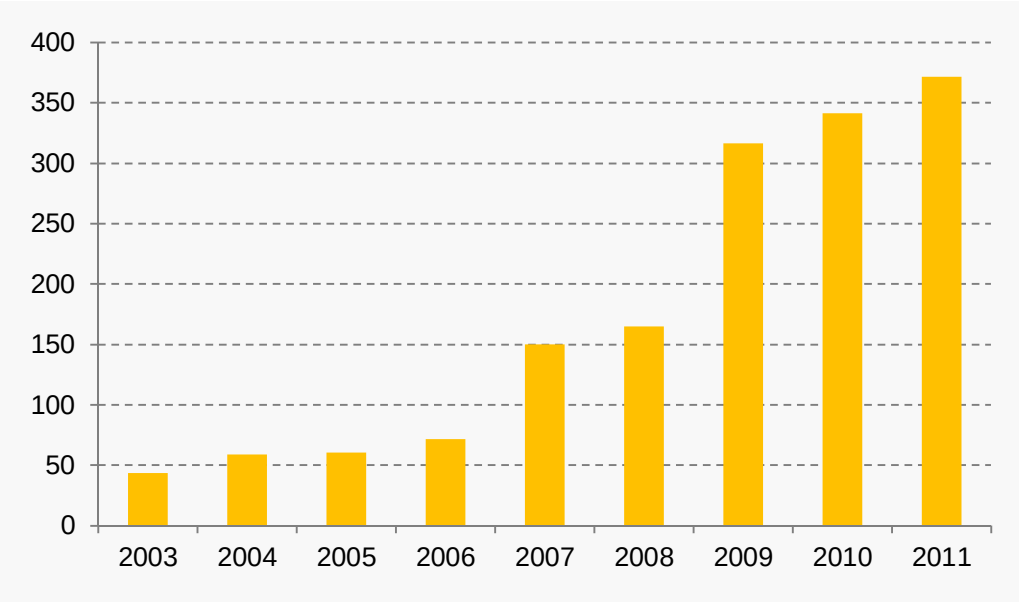
Abbildung 6-9: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich Energiespeicher, 2006–2012, in Mio. EUR



Quelle: BMWi 2013

Abbildung 6-10 zeigt zusätzlich die deutschen Patentanmeldungen, die Energiespeicher betreffen und im Rahmen des Vertrages über die internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet des Patentwesens (PCT) eingereicht wurden. Bereits vor 2010 ist die Anzahl der eingereichten Patente deutlich angestiegen. Rückschlüsse auf den Einfluss der Energiewende sind aufgrund der eingeschränkten Datenverfügbarkeit schwierig.

Abbildung 6-10: Anzahl deutscher Patente zu Energiespeichern, die im Rahmen des PCT eingereicht wurden, 2003–2011



Quelle: OECD

6.2.5 Netze

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende verändert die Anforderungen an die Netzinfrastruktur im Stromversorgungssystem. Auf der Übertragungsnetzebene ist dabei zunehmend der Abtransport des aus Wind- und Solarenergie in ländlichen Gebieten erzeugten Stroms in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland von Bedeutung. Auf Verteilnetzebene ist dagegen die Anpassung an bidirektionale Lastflüsse entscheidend, da zukünftig zunehmend Erzeugungsüberschüsse auf niedrigen Spannungsebenen auftreten, die zu Rückflüssen von elektrischer Energie in übergeordnete Ebenen führen. Vor diesem Hintergrund existieren verschiedene Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der bestehenden Netztechnologien, die im Folgenden kurz diskutiert werden.

Im Übertragungsnetz besteht Forschungsbedarf bei der Entwicklung von Technologien zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten von Leitungen. Dies kann über neue Werkstoffe realisiert werden, die in sogenannten Hochtemperatur-Freileitungsseilen eingesetzt werden und die thermische Belastbarkeit von Freileitungen erhöhen. Da diese Technologie aktuell noch mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden ist, beschränkt sich der Einsatz weitgehend auf Prototypen und Versuchsanlagen. Folglich existiert hier Forschungsbedarf zur Reduzierung von Material- und Herstellungskosten.

Weiterhin kann im Übertragungsnetz Freileitungsmonitoring eingesetzt werden, um die Übertragungskapazitäten vorhandener Leitungen optimal ausnutzen zu können. Dabei werden neben dem Betriebszustand von Leitungen weitere Daten wie zum Beispiel Wind-

geschwindigkeit und Umgebungstemperatur erfasst, um die Belastung von Freileitungstrassen dynamisch steuern zu können. Der Vorteil dieser Technologie ist vor allem die kurzfristige und risikoarme Realisierbarkeit. Forschungsbedarf besteht beispielsweise bei der Integration des Freileitungsmonitorings in das Gesamtnetz sowie bei der Analyse des Verhaltens von Freileitungsmaterialien bei der dynamischeren Belastung, die durch das Freileitungsmonitoring ermöglicht wird.

Eine Möglichkeit zur Anpassung der Netze an die zunehmenden dargebotsabhängigen und volatilen Anteil der Stromerzeugung ist der Einsatz von sogenannten „Flexible AC Transmission Systems“ (FACTS). Dieser Begriff bezeichnet Betriebsmittel, die auf Leistungselektronik basieren und zur aktiven Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden können. FACTS-Technologien werden bereits in der Praxis genutzt, es existiert jedoch Forschungsbedarf bezüglich des optimalen Einsatzes und Betriebs im Gesamtsystem, insbesondere vor dem Hintergrund der speziellen Anforderungen des zukünftigen deutschen Stromversorgungssystems mit sehr hohen Anteilen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

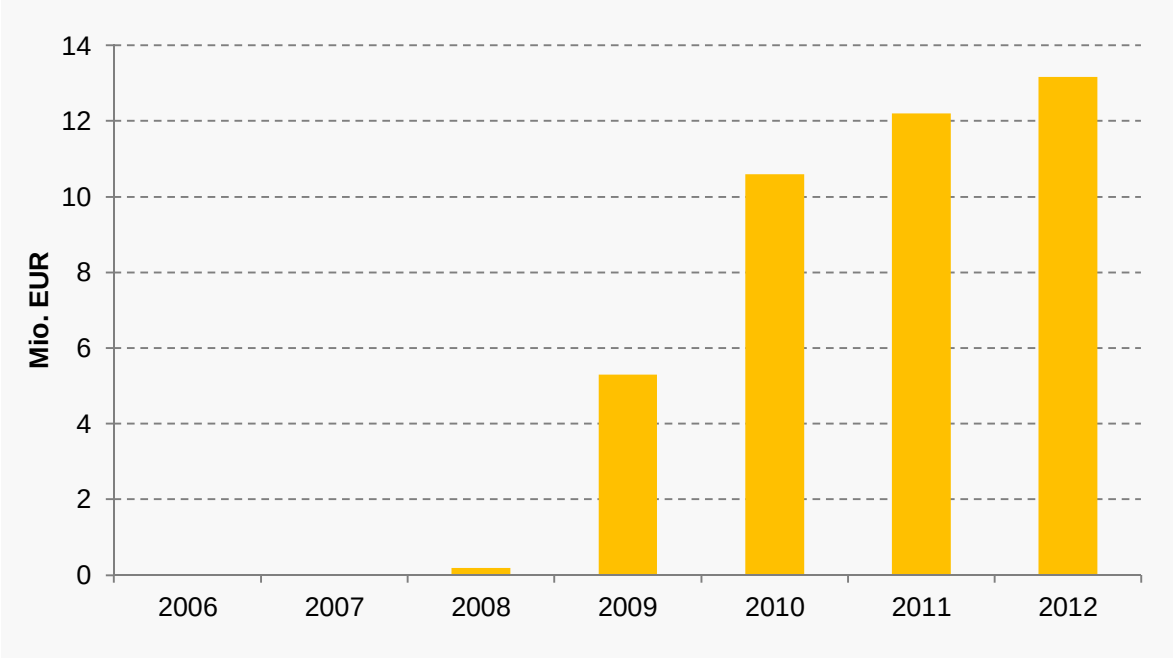
Zur Übertragung von elektrischer Energie kann zukünftig auch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eingesetzt werden. Die Gleichstromtechnik ermöglicht eine verlustarme Übertragung von hohen Leistungen über große Entfernungen und mittels Kabeln. Dies macht die HGÜ-Technologie insbesondere für die Anbindung von Offshore-Windparks sowie für die Übertragung von Windstrom aus Norddeutschland in die Lastzentren im Süden und Westen attraktiv. HGÜ-Systeme sind bereits heute technisch umsetzbar, dennoch bestehen weitere Entwicklungs- und Kostensenkungspotentiale bei den Betriebsmitteln. Zusätzlicher Forschungsbedarf besteht bei der Integration sowie beim optimalen Betrieb von Gleichstromtechnik in Kombination mit Wechselstromsystemen.

Weitere Entwicklungspotentiale existieren bei den Technologien des sogenannten „Smart Grids“, die insbesondere das Verteilnetz betreffen und dort für eine reibungslose Integration von dezentralen Erzeugern und aktiven Verbrauchern (vgl. Abschnitt 6.2.3) sorgen sollen. Dies erfordert einen Ausbau der Sensorik auf niedrigen Spannungsebenen, sodass der Betriebszustand des Netzes auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene detailliert erfasst und ausgewertet werden kann. Darauf aufbauend werden verschiedene intelligente Steuerungstechnologien, wie zum Beispiel regelbare Ortsnetzstationen eingesetzt, um den Netzbetrieb zu optimieren. Voraussetzung für diese optimierte Betriebsführung ist eine komplexe Infrastruktur aus Kommunikations-, Steuerungs- und Datentechnik. Forschungsbedarf besteht beispielsweise bei der Entwicklung von automatisierten Steuerungskonzepten sowie bei der Schaffung von geeigneten Standards für Daten- und Kommunikationsschnittstellen auf Software- und Hardwareebene.

Es wird deutlich, dass im Bereich Netze umfassende und vielfältige technologische Herausforderungen existieren, die für das Gelingen der Energiewende von entscheidender Bedeutung sind. Um diesen Herausforderungen gerecht zu werden, wurde von der Bundesregierung Anfang 2013 die Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ gestartet, die

ressortübergreifend von Wirtschaftsministerium, Umweltministerium sowie dem Ministerium für Bildung und Forschung betreut wird.[1] Die Fördermittel betragen dabei bis zu 150 Mio. EUR, wobei sowohl Grundlagenforschung als auch anwendungsorientierte Forschung gefördert wird. Die geförderten Projekte sollen eindeutig dem Bereich Stromnetze zugeordnet sein und den Schwerpunkt in den Bereichen Übertragungs- und Verteilungstechniken, Netzplanung oder Netzbetriebsführung setzen (BMWi 2013). Darüber hinaus wurde auch im Rahmen der bereits in Abschnitt 6.2.3 erwähnten E-Energy-Projekte Forschungsarbeit zu Stromnetzen geleistet. Im Fokus standen dabei hauptsächlich Smart-Grid-Anwendungen und der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie im Netzbetrieb. In verschiedenen Modellprojekten konnten so wertvolle praktische Erfahrungen gewonnen werden, die sowohl zur Erprobung neuer Technologien als auch zur Entwicklung von neuen Markt- und Anreizstrukturen beitragen konnten. Gestartet wurden die E-Energy-Projekte bereits im Jahr 2008 und damit vor der Energiewende 2010 (BMWi 2014d).

Abbildung 6-11: Öffentliche Forschungsausgaben im Bereich Netze, 2006–2012, in Mio. EUR



Quelle: BMWi 2013

Die Abbildung 6-11 zeigt abschließend die Entwicklung der öffentlichen Forschungsmittel im Bereich Stromnetze. Es wird deutlich, dass die öffentliche Förderung in diesem Bereich in den letzten Jahren stark ausgeweitet wurde. Aufgrund der genannten Förderinitiative

[1] Siehe www.fona.de/de/16538

„Zukunftsfähige Netze“ ist zukünftig eine weitere Erhöhung des Förderbudgets zu erwarten.

6.3 Energieeffizienz – Betrachtung der Marktdiffusion

Viele der für die Umsetzung der Energiewende notwendigen Technologien und Produkte sind, zumindest in den Grundzügen, bereits vorhanden, z. B. Passivhäuser, Elektroautos, solarthermische Anlagen, intelligente Beleuchtungssysteme auf Basis von LED-Lampen oder Waschmaschinen und Wäschetrockner mit Wärmepumpentechnologie. In Ergänzung zu den Analysen im Rahmen des Zweiten Monitoringberichts zur Energiewende (BMWi 2014 b) und der Stellungnahme der Expertenkommission (Löschel et al. 2014) wird im Folgenden der Fokus auf die Marktdiffusion energieeffizienter Produkte gelegt. Anhand von Marktabsatzzahlen wird betrachtet, in wie weit und mit welchem Tempo sich energieeffiziente Technologien in den letzten Jahren am Markt durchzusetzen vermochten. Es wird analysiert, welche Marktanteile energieeffiziente Technologien erreichen und wie sich die Absatzstrukturen seit dem Beginn der Energiewende im Jahr 2010 verändert haben.

Die Analyse beschränkt sich auf einzelne Teilbereiche, die für die Umsetzung der Energiewende zentral sind. Aus dem Bereich Gebäudehülle werden die Entwicklungen bei Fenstergläsern, Fensterrahmen sowie der Wärmeleitfähigkeit von Dämmmaßnahmen im Rahmen der KfW-Sanierungsprogramme betrachtet. Beschrieben werden zudem der Absatz spezifischer Heizungstechnologien und die jährlichen Zugänge an Solarkollektorfläche. Darüber hinaus werden die Entwicklungen bei der Beleuchtung nach Lampentechnologie sowie bei den Elektrogroßgeräten nach Effizienzklassen dargestellt. Im Verkehrssektor werden die Pkw-Neuzulassungen nach Antriebstypen betrachtet.

6.3.1 Raumwärme: Gebäudehülle

Über 30 % der Endenergie werden für die Erzeugung von Raumwärme aufgewendet. Dazu werden überwiegend fossile Energieträger und Strom eingesetzt. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, ist die Reduktion des Raumwärmeverbrauchs von zentralem Stellenwert.

Gebäude, insbesondere Wohngebäude, haben eine lange Lebensdauer. Die jährlichen Abgangsraten lagen im Mittel der Jahre 2008-2012 bei etwa 30.000 Wohnungen. Bezogen auf den gesamten Wohnungsbestand sind dies lediglich rund 0,1 %. Die Reduktion des Wärmebedarfs vollzieht sich deshalb nur teilweise durch den Ersatz alter ineffizienter durch neue hocheffiziente Gebäude. Wichtiger sind die Einsparungen durch energetische Sanierungen.

Im Rahmen der Energie-Einspar-Verordnung (EnEV) fordert das Ordnungsrecht Standards, die bereits in größerem Umfang und in verlässlichen technischen Standards dem Markt zu wirtschaftlich vertretbaren Konditionen zur Verfügung stehen. Mit der regelmäßigen Anpassung des Ordnungsrechts an den technologischen Fortschritt und gesamtwirtschaft-

liche Entwicklungen (z. B. Energiepreise) scheiden veraltete Technologien kontinuierlich aus dem Markt aus (push-Strategie; Quelle Prognos 2013). Die Breitenförderung durch die Programme der KfW war in den letzten Jahren vorwiegend darauf ausgelegt, Sanierungsmaßnahmen und Neubauten zu fördern, die höhere Effizienzkriterien erfüllen als das Ordnungsrecht vorschreibt. Damit wurden besondere Anreize für innovative und hocheffiziente Energieeffizienzmaßnahmen (Passivhausfenster, hocheffiziente Dämmstoffe, hohe Dämmstärken, etc.) gesetzt und eine beschleunigte Marktdiffusion dieser Technologien erreicht (pull-Strategie). Dies dürfte seinerseits zu einer schnelleren Kostendegression führen, in deren Folge die Wirtschaftlichkeit bzw. das wirtschaftliche Optimum früher erreicht werden kann. Werden die in den KfW-Programmen geförderten Technologien und Maßnahmen zum Marktstandard, können diese aus der Förderung genommen werden und in ordnungsrechtliche Anforderungen überführt werden.

Die angewandten Sanierungsmaßnahmen und die verwendeten Materialien sind vielfältig. Dies macht es schwierig, Marktabsatzzahlen für repräsentative Technologien zu erheben und zu vergleichen. Daten liegen vor zur Dämmstoffdicke bei Sanierungen. In einer Befragung von Hauseigentümern durch Schornsteinfeger wurde die mittlere Dämmstoffdicke bei sanierten Altbauten in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Modernisierung ermittelt (IWU & BEI 2010). Die Dämmstoffdicken stiegen im Zeitverlauf an. Zudem waren die Dämmstoffdicken bei Sanierungen mit Inanspruchnahmen von KfW-Fördermitteln höher als bei Sanierungen ohne Inanspruchnahme von KfW-Fördermitteln. Bei der Außenwand betrug die Differenz in der Dämmstoffdicke im Mittel 1,7 cm (Tabelle 6-2), bei Dach und oberster Geschossdecke 2,9 cm. Bei Kellerdecke und Fußboden waren die Unterschiede in der Dämmstoffdicke zwischen geförderten und nicht geförderten Sanierungen gering.

Tabelle 6-2: Altbauten mit nachträglicher Außendämmung der Außenwand: Mittlere Dämmstoffdicken abhängig vom Zeitpunkt der Modernisierung

Altbauten mit nachträglicher Außendämmung der Außenwand	Dämmstoffdicke in cm	
Mittelwert über alle Gebäude	9,1	+/- 0,2
Dämmung bis 1999 durchgeführt	8,2	+/- 0,2
Dämmung von 2000 bis 2004	9,6	+/- 0,5
Dämmung nach 2005	11,1	+/- 0,3
Dämmung nach 2005, ohne Inanspruchnahme von Fördermitteln	10,6	+/- 0,4
Dämmung nach 2005, Inanspruchnahme von KfW-Fördermitteln*	12,3	+/- 0,4

* ohne Angabe zum Förderzweck (nicht unbedingt Außenwanddämmung)

Quelle: IWU & BEI 2010

In welchem Umfang sich die energieeffizienten Bauteile mit größeren Dämmstoffdicken ohne Förderung durchsetzen würden, ist nicht einfach abzuschätzen. Im Rahmen der Evaluation des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen in der Schweiz wurde versucht die Mitnahmeeffekte zu berechnen. Die Abschätzungen ergaben Mitnahmeeffekte im Bereich von rund 25 % bis 50 % (Interface& EBP 2010). Die Höhe der Mitnahmeeffekte unterscheidet sich bei den einzelnen Bauteilen. Die Ausgestaltung des Förderprogramms dürfte die Höhe der Mitnahmeeffekte wesentlich beeinflussen. Die Qualität einer Wär-

medämmung hängt außer von der Dämmstoffstärke auch von der Wärmeleitfähigkeit λ des Dämmmaterials ab (in W/mK). Je geringer die Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials, desto besser ist der Wärmeschutz. In Tabelle 6-3 ist die Effizienzentwicklung von energetischen Sanierungen im Rahmen der KfW-Förderung dargestellt. Getrennt nach den Bauteilen Dach, oberste Geschossdecke, Wand (Fassade) und Fußboden sind die Anteile verschiedener Wärmeleitfähigkeitsgruppen angegeben. Dabei beziehen sich die Anteile auf die Anzahl der im Rahmen der KfW-Förderung durchgeführten Sanierungsmaßnahmen. Dabei steht beispielsweise 040 für eine Wärmeleitfähigkeit von λ = 0,04 W/(mK).

Tabelle 6-3: Anteile verschiedener Wärmeleitfähigkeitsgruppen bezogen auf die Anzahl der Fälle, in denen die entsprechenden Dämmmaßnahmen durchgeführt wurden, 2006–2012

Bauteil	λ	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Dach								
	< 035	14%	14%	19%	20%	21%	39%	51%
	035	23%	61%	65%	65%	61%	47%	39%
	040	59%	23%	15%	11%	13%	9%	7%
	> 040	4%	2%	1%	3%	6%	6%	6%
Oberste Geschossdecke								
	< 035	5%	5%	11%	15%	10%	15%	23%
	035	37%	67%	74%	68%	71%	67%	65%
	040	54%	27%	13%	16%	15%	13%	11%
	> 040	4%	1%	2%	2%	5%	5%	2%
Wand								
	< 035	5%	10%	13%	16%	18%	20%	28%
	035	28%	70%	75%	74%	70%	69%	62%
	040	63%	18%	12%	8%	8%	8%	8%
	> 040	4%	2%	1%	3%	4%	3%	3%
Fußboden								
	< 035	14%	17%	26%	28%	19%	27%	39%
	035	30%	56%	55%	60%	59%	64%	54%
	040	52%	26%	17%	12%	18%	6%	6%
	> 040	3%	2%	2%	0%	4%	2%	1%

Quelle: IWU & BEI 2012, IWU & Fraunhofer 2013 ***sowie frühere Ausgaben der jährlichen KfW-Monitoringberichte***

Allgemein zeigt sich im Zeitraum 2006–2012 eine deutlich Zunahme bei der Gruppe mit der geringsten Wärmeleitfähigkeit. Die Zunahmen liegen im Bereich von +18 %-Punkten bei der obersten Geschossdecke und +37 %-Punkte beim Dach. Bei den Bauteilen Dach und Fußboden entfällt ein Großteil der Zunahme auf die Jahre nach 2010. Bei den Bauteilen Wand und oberste Geschossdecke verlief die Zunahme des Anteils der Gruppe mit der geringsten Wärmeleitfähigkeit annähernd gleichmäßig.

Die Zunahme ist auch auf die Novellierung der EnEV im Jahr 2009 zurückzuführen. Im Zuge der Novellierung wurden die Anforderungen an neu gebaute und sanierte Gebäude verschärft. Die neuen Anforderungen führten zu einer Anpassung bei den KfW-Förderprogrammen.

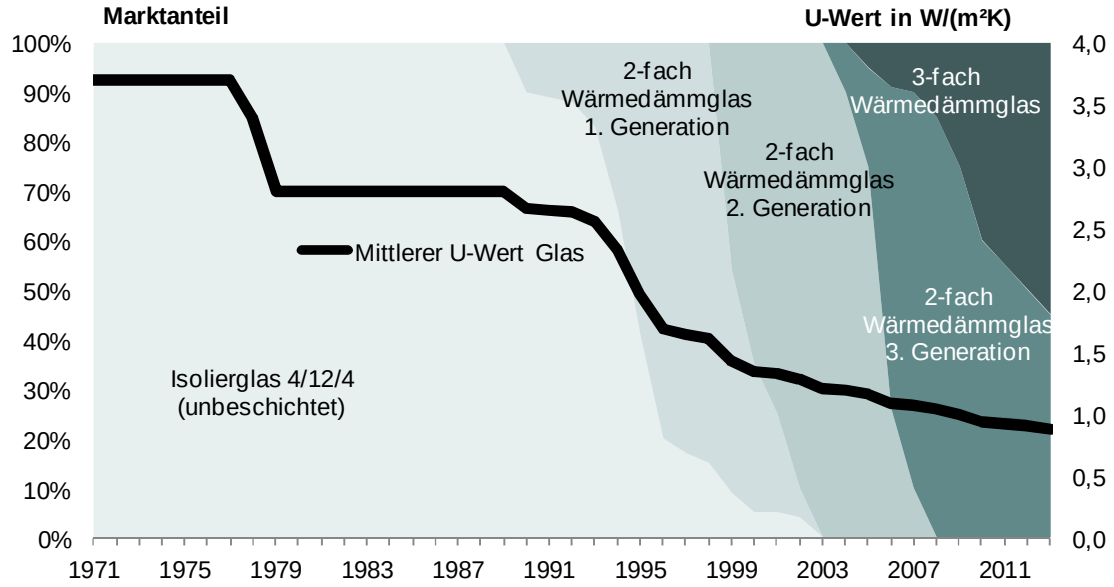
6.3.2 Fenster

Der technologische Fortschritt im Bereich der Fenster kann aus einer Markterhebung des Verbandes Fenster und Fassade (VFF/BF 2011, 2013) gut nachvollzogen werden. In Abbildung 6-12 ist die Entwicklung der Marktanteile von Gläsern und Wärmedämmgläsern und des mittleren U-Wertes seit 1971 dargestellt. Technologiesprünge sind um das Jahr 1978 und 1995 zu erkennen. Mit der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung (WsVO) 1978 wurden Einfachverglasungen endgültig aus dem Markt verdrängt und durch unbeschichtete Isolierverglasungen ersetzt. Der zweite Technologiesprung erfolgte um das Jahr 1995 mit der breiten Markteinführung beschichteter Wärmedämmfenster. Seit der Einführung der Förderung von Energieeinsparung und CO_2-Minderung im Gebäudebereich im Jahr 1990 hat sich die Verbesserung der mittleren U-Werte zum einen beschleunigt und zum anderen verstetigt.

Im Mittel der Jahre 2000-2009 verringerte sich der mittlere U-Wert jährlich um rund 3,5 % auf 1,0 W/m²K. Im Zeitraum 2010-2012 setzte sich die Reduktion des mittleren U-Wertes fort, im Jahr 2012 lag er bei 0,9 W/m²K. Es zeigte sich aber keine Beschleunigung der Entwicklung, die jährlichen Effizienzsteigerungen erhöhten sich nicht.

Der mittlere U-Wert der Fenster (Glas und Rahmen) lag im Jahr 2012 bei 1,2 W/m²K und damit etwas unterhalb der Minimalanforderung der EnEV (2009) von 1,3 W/m²K.

Abbildung 6-12: Marktanteile von Fenstergläsern und mittlerer U-Wert der abgesetzten Gläser, 1971–2012



Quelle: VFF & BF 2014

6.3.3 Heizungen

Auch im Bereich der Beheizungssysteme ist seit 2005 eine Marktveränderung zu beobachten. Brennwertsysteme (BW) sind aufgrund des höheren Jahresnutzungsgrades energieeffizienter als konventionelle Niedertemperatursysteme (NT). Die Brennwertsysteme konnten ihren Marktanteil von 42 % im Jahr 2005 auf 65 % im Jahr 2010 steigern (Abbildung 6-13). Seit 2010 hat sich die Zunahme abgeschwächt, 2012 lag der Anteil bei 66 %. Im Gegensatz zu den Brennwertsystemen war der Anteil der vergleichsweise ineffizienten Niedertemperatursysteme (NT) deutlich rückläufig, von 51 % im Jahr 2005 auf 24 % im Jahr 2010. Bis ins Jahr 2012 verringerte sich der Anteil auf 21 %.

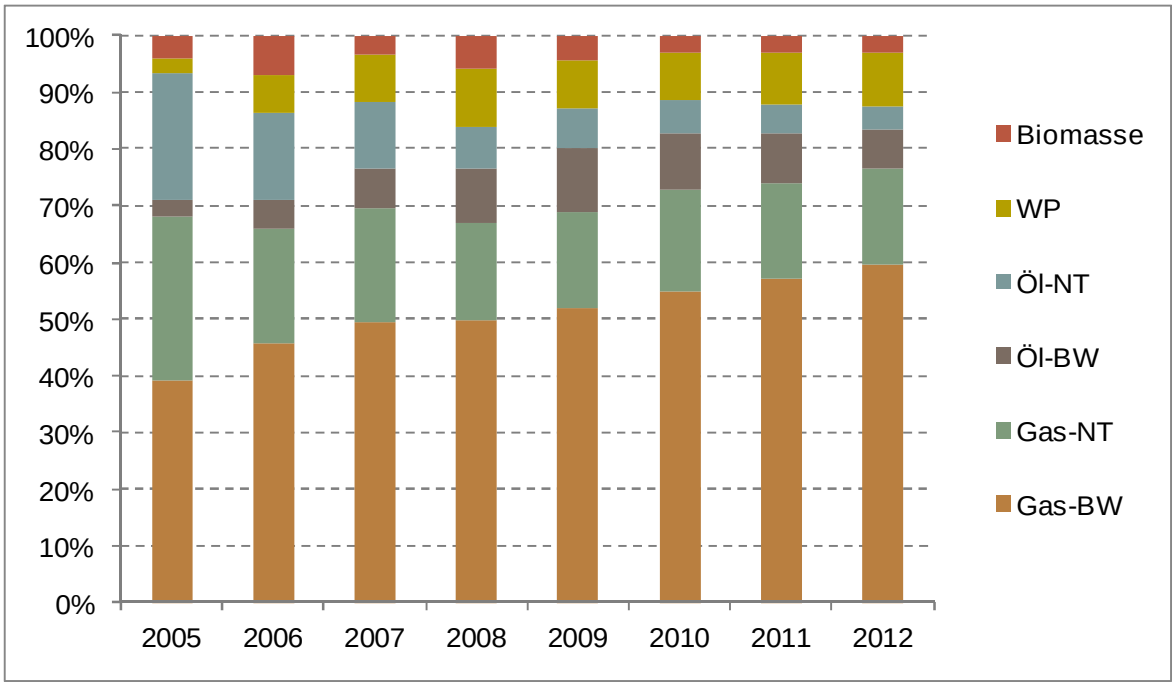
Der Jahresnutzungsgrad neuer Biomassenanlagen liegt in der Regel bei rund 85 %, sie sind also etwa gleich effizient wie Niedertemperatursysteme. Biomassesysteme verwenden jedoch als Energieträger ausschließlich regenerative Biomasse (Holz) und können deshalb als (nahezu) klimaneutral betrachtet werden. Der Anteil der Biomasseheizungen an den jährlich abgesetzten Wärmeerzeugern hat sich im Zeitraum 2005-2012 nicht wesentlich verändert und lag im Mittel der Jahre bei rund vier Prozent. In einzelnen Jahren wurden auch höhere Anteile erreicht, z. B. 2006 mit 7,1 %. Die Energiewende hat nicht zu einer Erhöhung der Biomasseanteile geführt. In den Jahren 2010-2012 lagen die Anteile an den abgesetzten Wärmeerzeugern unter vier Prozent.

Elektrische Wärmepumpen (WP) sind sehr energieeffizient, die Jahresarbeitszahlen liegen bei Neubauten bei etwa 3. D.h., aus einer Einheit Strom und 2 Einheiten Umgebungswärme können drei Einheiten Wärme erzeugt werden. Mit Erdwärmepumpen, welche die Wärme des Erdreichs nutzen, können bei Neubauten Jahresarbeitszahlen von 4 erreicht werden. Für die Beurteilung der elektrischen Wärmepumpen in Bezug auf Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen muss die Produktion des verwendeten Stroms mit berücksichtigt werden. Liegt die Jahresarbeitszahl einer Anlage bei 3 oder höher, so ist diese in der Regel vorteilhafter als eine Gasbrennwertanlage. Der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an den Marktabsatzzahlen ist deutlich gestiegen, von 2,6 % im Jahr 2005 auf 9,2 % im Jahr 2012. Die Zunahme des Anteils entfällt auf die Jahre bis 2008. Im Zeitraum 2008-2012 hat sich der Anteil hingen nicht mehr wesentlich verändert.

Solarthermische Anlagen sind Zweitsysteme, welche etwa 10 % bis 25 % des jährlichen Raumwärmebedarfs decken. Als Energiequelle wird das Sonnenlicht genutzt, Emissionen entstehen nicht. Die Anteile von solarthermischen Anlagen und KWK-Anlagen zur Erzeugung von Raumwärme waren in Zeitraum 2005-2012 mit weniger als ein Prozent niedrig (in Abbildung 6-13 nicht aufgeführt). Die neuen Fernwärmeanlagen sind in Abbildung 6-13 ebenfalls nicht abgebildet. Die Entwicklung der Fernwärmeanlagen ist nicht direkt vergleichbar mit Anlagen, die für einzelne Gebäude ausgelegt sind.

Zukünftig werden Strom- und Wärmemarkt stärker interagieren. Wärmepumpen und KWK-Anlagen sind Technologien, die zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne beitragen können. Voraussetzung dafür sind entsprechend große Wärmespeichervolumen, die auf Stromnachfrage und -angebot adäquat reagieren können.

Abbildung 6-13: Marktentwicklung der Wärmeerzeuger, 2005–2012, in %



Quelle: BDH 2013

6.3.4 Warmwasser – solarthermische Anlagen

Mittels solarthermischer Anlagen kann unter Verwendung geringer Strommengen für Steuerung und Speicherung emissionsfrei Warmwasser erzeugt werden. Solarthermie-Anlagen erreichen einen optischen Wirkungsgrad von bis zu 85 %. D.h., bis zu 85 % der einfallenden Strahlungsenergie kann als Wärme an den Solarkreislauf übertragen werden. Aufgrund von weiteren Verlusten, u.a. bei Wärmespeicher, Wärmetauscher und den Leitungen, ist der Jahresnutzungsgrad der Gesamtanlagen geringer (ca. 35 % bis 50 %). Warmwasseranlagen auf Basis von Gas (75 %), Heizöl (65 %-70 %), Fernwärme (75 %-80 %) und Strom (90 %-95 %) haben in der Regel höhere Jahresnutzungsgrade.

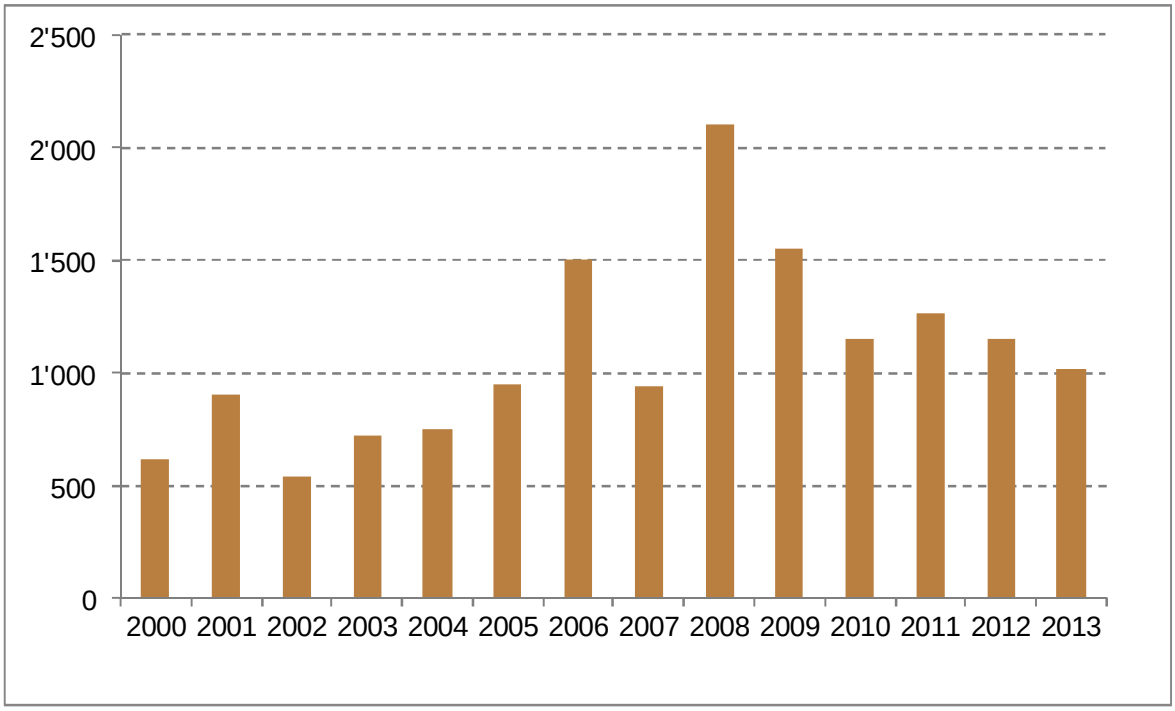
In den Energiebilanzen wird die mittels Solarthermie-Anlagen genutzte Wärmemenge dem Energieinput gleichgesetzt, was einem rechnerischen Nutzungsgrad von 100 % entspricht. Die Berechnungen in Kapitel 4-2 basieren ebenfalls auf dieser Konvention.

Der Bundesverband Solarwirtschaft publiziert jährlich Angaben zur neu installierten Solarkollektorfläche (Abbildung 6-14). Bis ins Jahr 2008 wurde die neu installierte Kollektorfläche fast jährlich erhöht (Ausnahmen 2002 und 2007). Nach 2008 sind die jährlichen Zubaumengen deutlich kleiner geworden und lagen in den Jahren 2010 bis 2013 bei 1,0 bis 1,2 Mio. m^2 (2008: 2,1 Mio. m^2). Zwei Hauptkollektortypen werden unterschieden: Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren. Der Anteil der effizienteren Vakuumröhrenkollektoren am Gesamtabsatz hat im Verlauf der Jahre leicht zugenommen und lag 2013 bei rund zehn Prozent.

Der Gesamtbestand der Kollektorfläche solarthermischer Anlagen hat sich entsprechend den jährlichen Zugängen entwickelt (Tabelle 6-4). Mit dem Rückgang der jährlichen Zubaumengen hat sich das Bestandswachstum verlangsamt, die Zuwachsraten sind kleiner geworden.

Der Rückgang der jährlichen Zubaumengen dürfte unter anderem auf die Konkurrenz durch die PV-Anlagen zurückzuführen sein. Investoren betrachten PV-Anlagen als rentabler (oder nützlicher). Die Energiewende führte nicht zu einer entscheidenden Neueinschätzung der Solarthermie, der Solarkollektorabsatz war bis zuletzt rückläufig.

Abbildung 6-14: Jährlich neu installierte Solarkollektorfläche, 2000–2013, in 1000 m²



Quelle: BSW Solar 2014

Tabelle 6-4: Marktentwicklung Solarthermie (Kollektorfläche), 2005–2013

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
neu installierte Solarkollektorfläche (1000m²)	950	1.500	940	2.100	1.550	1.150	1.270	1.150	1.020
Insgesamt installierte Solarkollektorfläche (Mio. m²)	6,79	8,29	9,23	11,33	12,88	14,03	15,30	16,45	17,47
Entwicklung Zugang in %	27%	58%	-37%	123%	-26%	-26%	10%	-9%	-11%
Entwicklung Bestand in %	16%	22%	11%	23%	14%	9%	9%	8%	6%

Quelle: BSW Solar 2014

6.3.5 Elektrogeräte – Weiße Ware

Der Energieverbrauch der Elektrogroßgeräte (Weiße Ware) ist nicht eindeutig einem Anwendungsbereich zuzuordnen. Beispielsweise wird für den Betrieb einer Waschmaschine Prozesswärme für das Warmwasser, mechanische Energie für das Drehen der

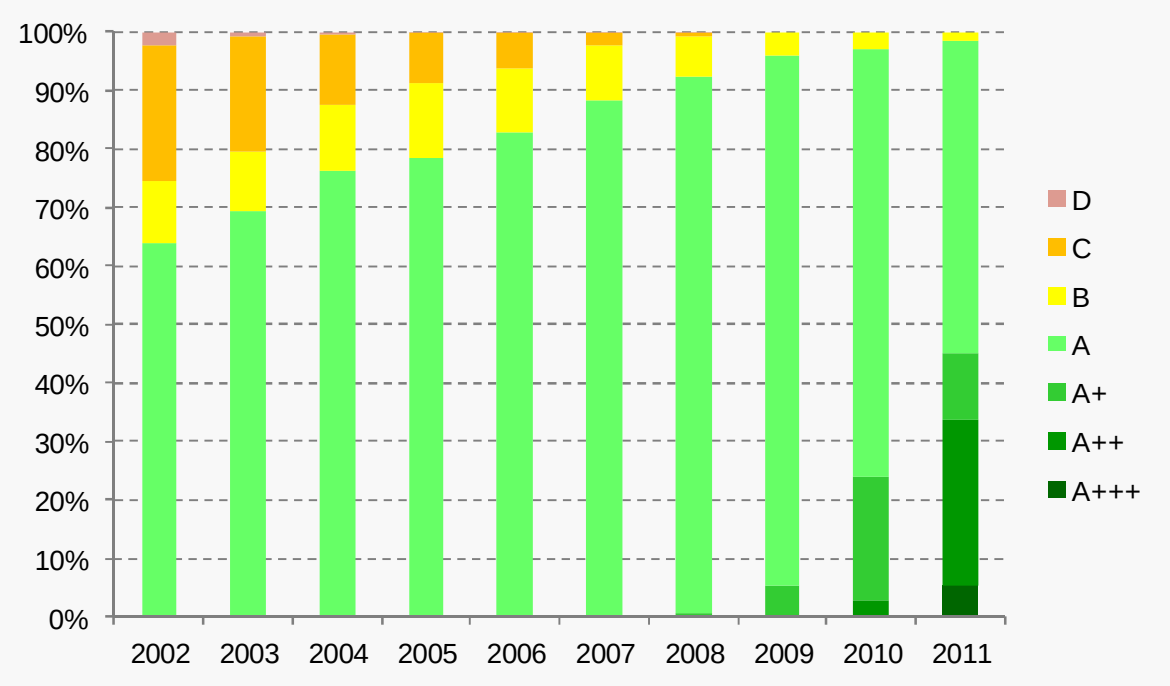
Trommel und IKT für die Steuerung des Geräts benötigt. Im Jahr 2011 betrug der Stromverbrauch für die Benutzung von Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, Kühl- und Gefriergeräten in privaten Haushalten insgesamt rund 35 Mrd. kWh. Hinzu kommt der Verbrauch von Geräten aus dem Dienstleistungssektor, u. a. aus Gastgewerbe und Hotellerie.

Auf gesetzlicher Ebene ist es insbesondere die EU-Richtlinie 2010/30/EU über die „Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen" (EU 2010), die den technischen Energieverbrauch von Neugeräten beeinflusst. In delegierten Verordnungen der Kommission zur Ergänzung dieser Richtlinie werden für die einzelnen Geräte die Berechnung des standardisierten Energieverbrauchs und die Einteilung nach Effizienzklassen festgelegt. Zudem wird vorgeschrieben, welche Effizienzklassen in Verkehr gebracht werden dürfen (Mindestanforderungen). Die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG (EU 2009 a) adressiert ebenfalls die Energieeffizienz von Elektrogeräten. Die Richtlinie bildet den Rahmen zur Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte.

In Abbildung 6-15 bis Abbildung 6-19 sind die Absätze der Elektrogroßgeräte der Jahre 2002 bis 2011 nach Effizienzklassen dargestellt. Sichtbar ist eine weitgehend kontinuierliche Diffusion effizienter Geräte in den Markt, bei gleichzeitiger (verordneter) Verdrängung von Geräten mit geringerer Effizienz. Ab etwa 2007 wurden fast ausschließlich Geräte der Effizienzklassen A, A+, A++ oder A+++ verkauft. Dabei ersetzten die effizientesten Geräte zusehends die A-Geräte: Bei den Kühlgeräten lag in 2011 der Anteil der A+, A++ und A+++ Geräte bei über 80 % der abgesetzten Geräte, bei den Gefriergeräten bei 90 %.

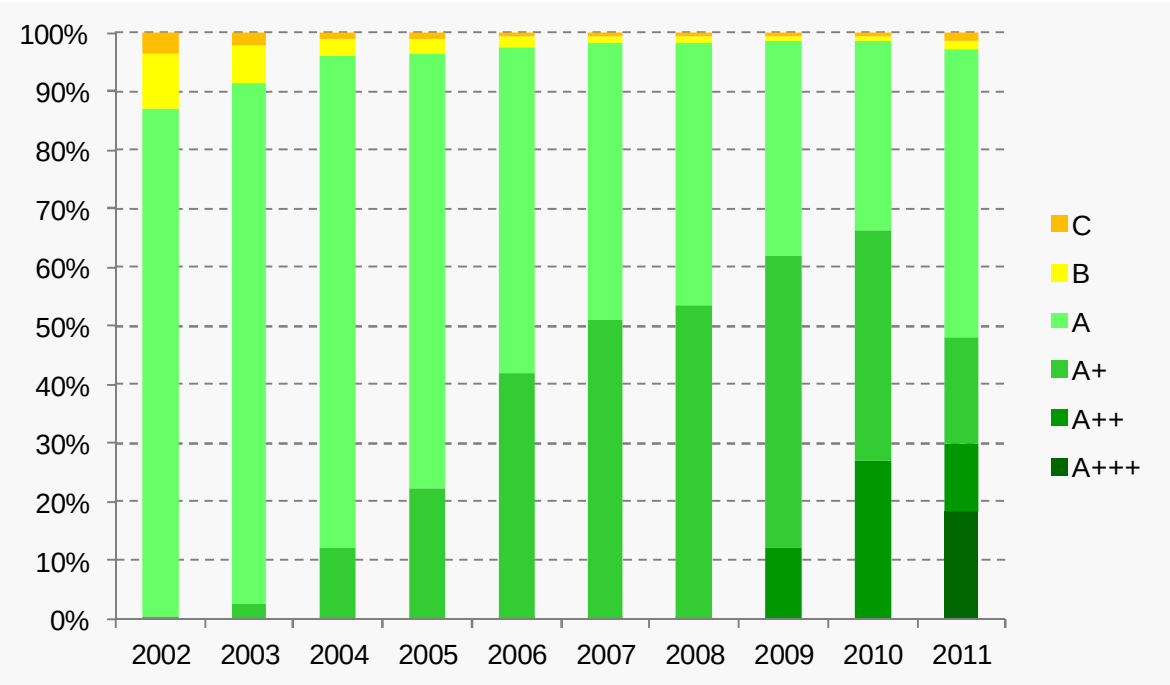
Eine Ausnahme bilden die Wäschetrockner (Abbildung 6-17). Bis ins Jahr 2005 zählten über 95 % der verkauften Wäschetrockner zur Effizienzklasse C. Der Anteil der A-Geräte (oder besser) lag im Jahr 2011 erst bei 30 %. In den kommenden Jahren ist eine verstärkte Diffusion von Wärmepumpen-Wäschetrockner zu erwarten. Der Stromverbrauch moderner Wärmepumpen-Trockner liegt annähernd 50 % niedriger als bei herkömmlichen Abluft- oder Kondensationstrocknern. Dadurch wird sich der Anteil an A-Geräten auch bei den Wäschetrocknern deutlich erhöhen.

Abbildung 6-15: Geschirrspüler – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in %



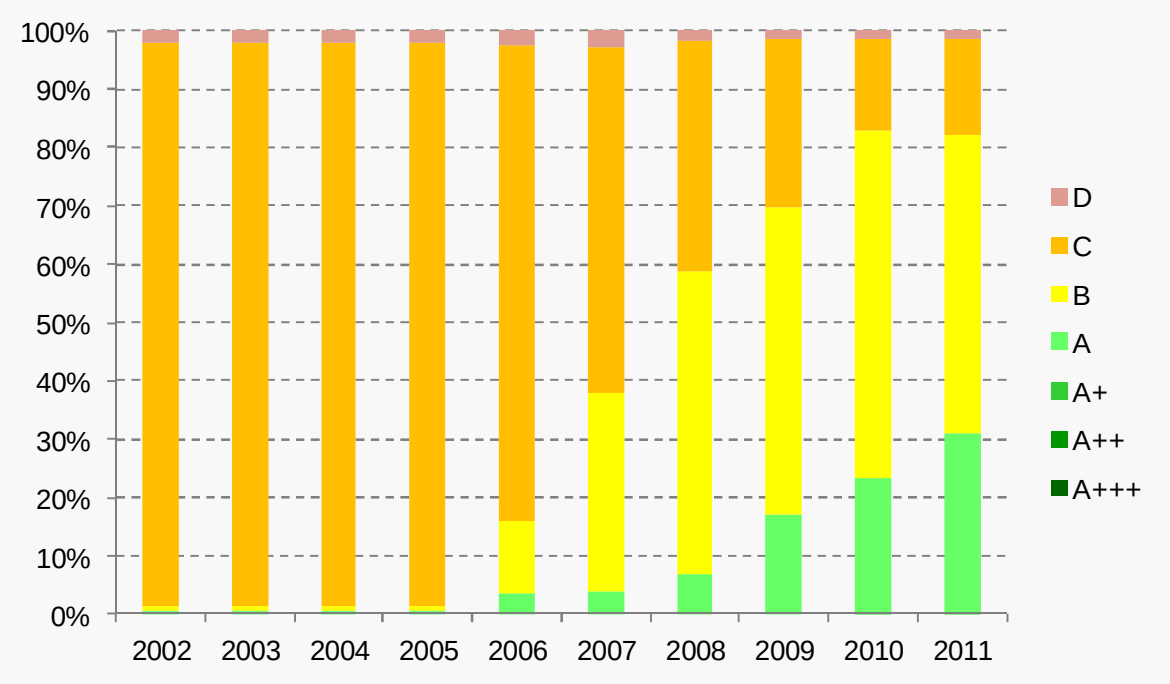
Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

Abbildung 6-16: Waschmaschinen – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in %



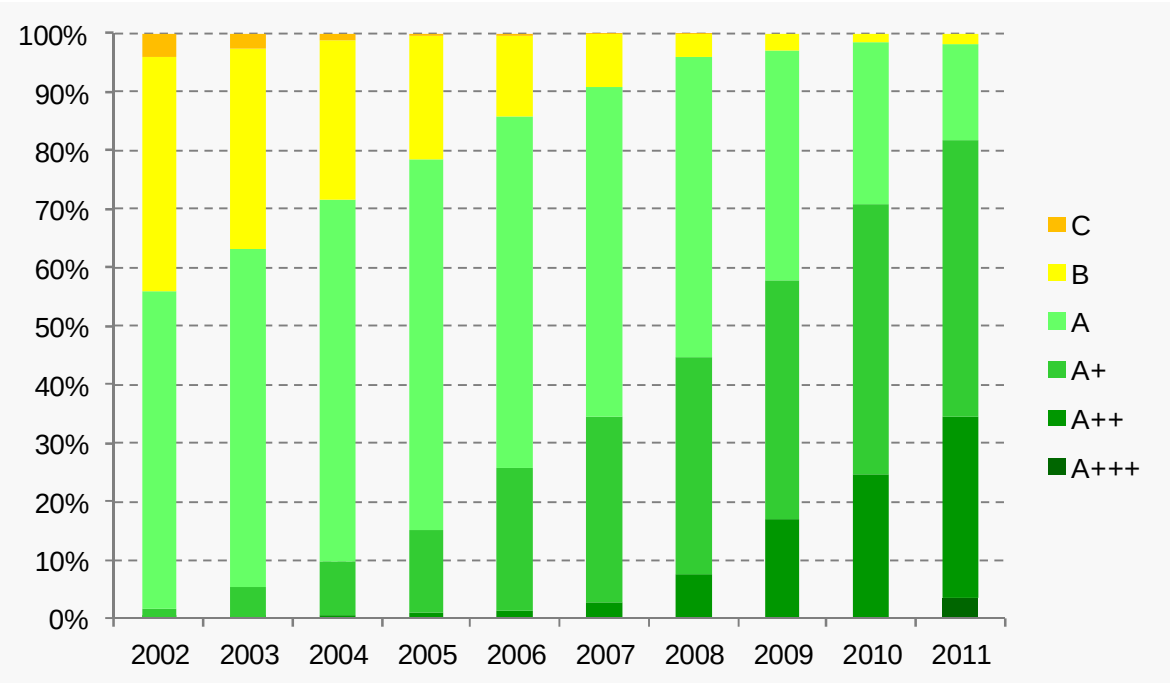
Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

Abbildung 6-17: Wäschetrockner – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in %



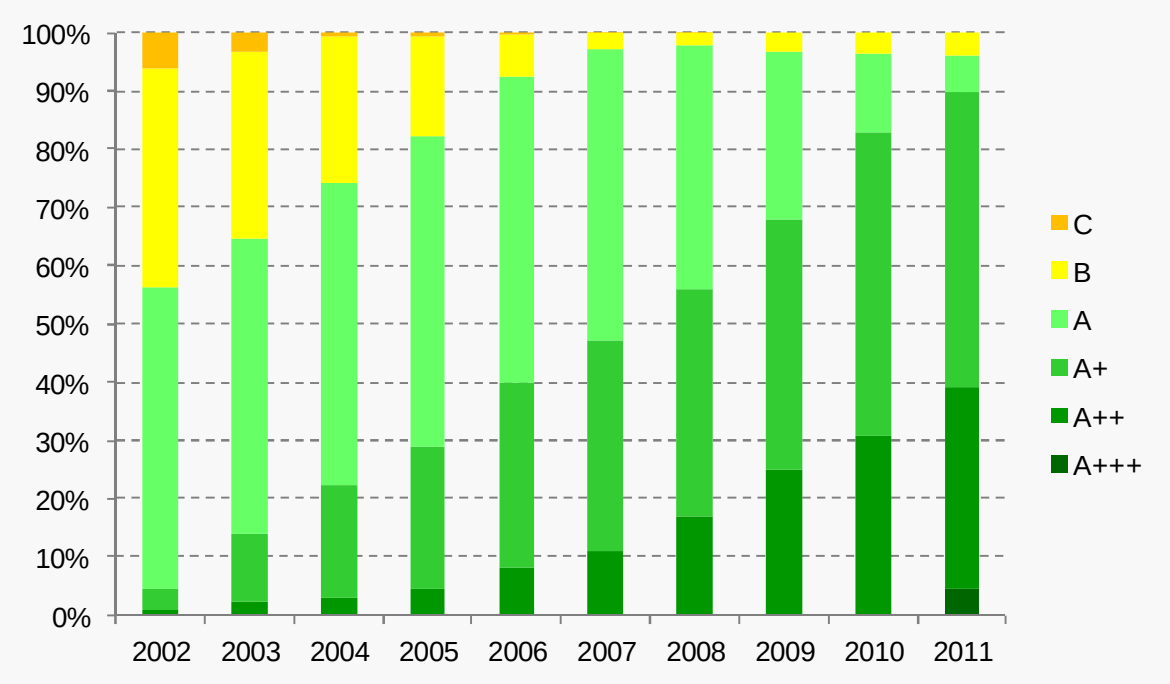
Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

Abbildung 6-18: Kühlgeräte, inkl. Kühl-Gefrier-Kombigeräte – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002–2011, in %



Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

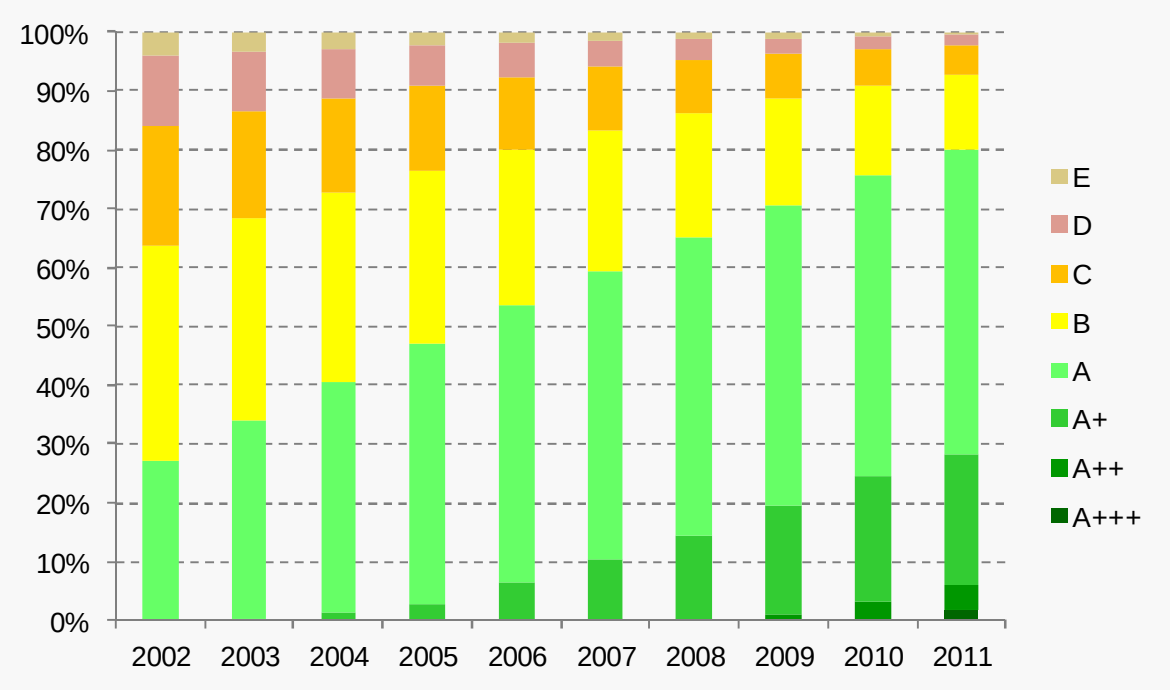
Abbildung 6-19: Gefriergeräte – jährliche Absatzmengen nach Effizienzklassen, 2002-2011, in %



Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

Die mittlere Lebensdauer von Haushaltsgroßgeräten liegt im Bereich von 10 bis 15 Jahren, ein Teil der Geräte ist 20 Jahre oder mehr in Betrieb. Aufgrund der hohen Lebensdauer verbleiben auch ältere, ineffiziente Geräte lange Zeit im Gerätebestand. Der mittlere spezifische Stromverbrauch im Gerätebestand reduziert sich gegenüber demjenigen der Neugeräte zeitlich verzögert. Als Beispiel ist in Abbildung 6-20 der Gesamtbestand an Waschmaschinen in privaten Haushalten nach Effizienzklassen dargestellt. Obwohl seit dem Jahr 2003 der Anteil der A-Geräte (oder besser) über 90 % liegt, gehören im Jahr 2011 immer noch rund 20 % der Waschmaschinen den Effizienzklassen B, C, D oder E an.

Abbildung 6-20: Bestand an Waschmaschinen in privaten Haushalten nach Effizienzklassen, 2002 – 2011, in %



Quelle: GfK 2013 a, eigene Berechnungen

6.3.6 Beleuchtung – effiziente Lampen

Für die Erzeugung von Licht wurden in den vergangenen Jahren knapp 300 PJ oder rund 15 % des jährlichen Stromverbrauchs aufgewendet. Über 70 % des Verbrauchs für die Beleuchtung entfällt auf den GHD-Sektor.

Neue Beleuchtungstechnologien sind um ein vielfaches effizienter als herkömmliche Glühlampen und bieten ein großes Einsparpotenzial. Während mit einer Glühlampe rund zwölf Lumen je Watt erzeugt werden, sind es bei LED-Lampen oder Kompaktleuchtstofflampen rund 60 Lumen je Watt.[1] Bei LED-Lampen werden zukünftig sogar Werte von über 100 Lumen je Watt erwartet. Aufgrund der höheren Effizienz bei der Umwandlung von Strom in Licht, wird für die gleiche Lichtausbeute bis zu 80 % weniger Energie verbraucht als bei einer Glühlampe.

In der EU Verordnung „Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht“ (244/2009/EG) wurde ein Fahrplan für den Ausstieg aus der Glühlampentechnik festgelegt (EU 2009 b). Mattierte Glühlampen dürfen seit

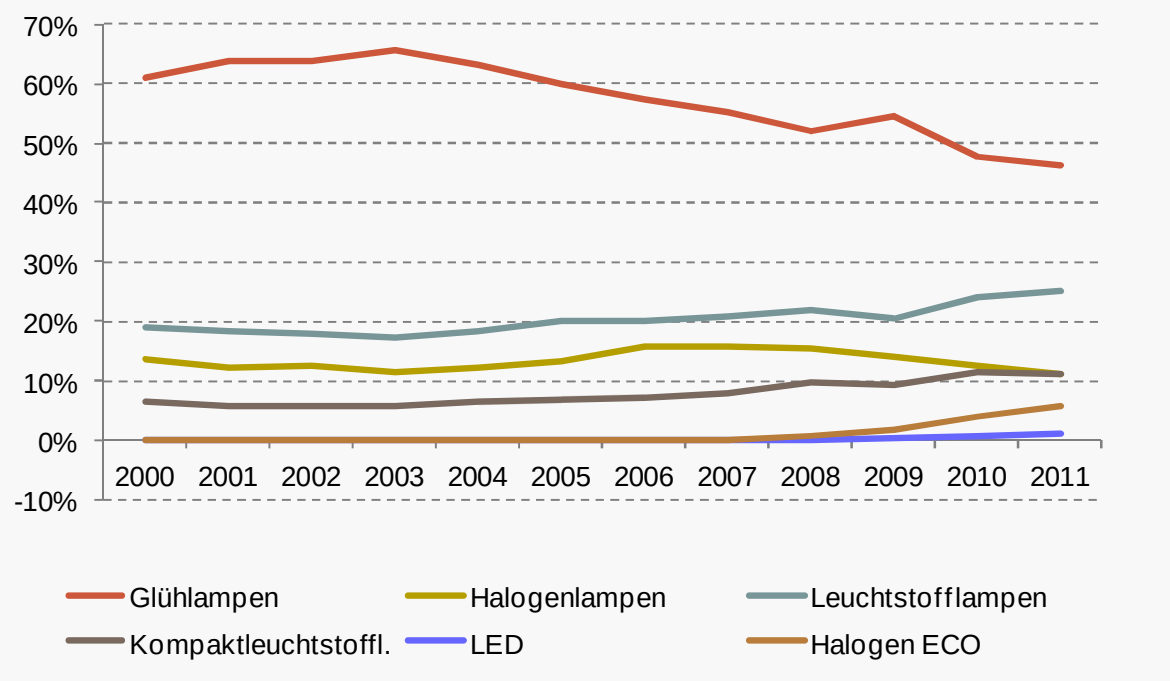
[1] Lumen: Einheit des Lichtstroms

dem 1. September 2009 nicht mehr verkauft werden. Für Lampen mit Klarglas gilt eine stufenweise Verschärfung. Ab 2016 sind grundsätzlich nur noch Lampen der Effizienzklassen A und B zugelassen. Dies bedeutet, dass ab 2016 auch der Verkauf konventioneller Halogenlampen und Halogenlampen mit Xenongasfüllung (Effizienzklasse C, -25 % ggü. Glühlampe) verboten ist. Effiziente Halogenlampen, z.B. mit einer Infrarot-Beschichtung, dürfen über 2016 hinaus verkauft werden (Effizienzklasse B, -45 % ggü. Glühlampe).

In Abbildung 6-21 sind die Anteile der Lampentypen an den Absätzen der Jahre 2000 bis 2011 beschrieben. Der Anteil der Glühlampe ist seit 2004 rückläufig. Mit einem Anteil von 46 % war die Glühlampe in 2011 aber immer noch der wichtigste Lampentyp. Aufgrund der EU Verordnung 244/2009/EG wird die Glühlampe bis Ende 2016 aus dem Markt verdrängt.

Der Anteil der Kompaktleuchtstofflampe (Energiesparlampe) erhöhte sich bis ins Jahr 2008 auf zehn Prozent In den Folgejahren hat sich der Anteil nicht wesentlich verändert. Der Anteil der Halogenlampe liegt seit 2006 bei rund 16 % des Gesamtabsatzes. Dabei zeigt sich eine Verschiebung von den konventionellen Halogenlampen zu den effizienteren Halogen-ECO-Lampen. Mit einem Anteil von lediglich einem Prozent war die Bedeutung der LED-Lampe im Jahr 2011 noch gering. Aufgrund der deutlich abnehmenden Preise für LED-Lampen und dem Verbot für Lampen der Effizienzklassen C oder schlechter ab September 2016, wird der Anteil der LED-Lampen zukünftig ansteigen.

Abbildung 6-21: Absatz an Lampen nach Lampentypen, 2000 – 2011, in %



Quelle: ZVEI 2007, GfK 2013 b, eigene Berechnungen

6.3.7 Pkw – alternative Antriebe

Der Verkehrssektor verursacht annähernd 30 % des Endenergieverbrauchs und rund 20 % der THG-Emissionen (aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe). Für einen Großteil dieser Emissionen sind die Pkw verantwortlich. In der Elektrifizierung von Pkw wird längerfristig das größte Potenzial zur Dekarbonisierung des Verkehrs gesehen. Auch in Bezug auf die Energieeffizienz sind Elektrofahrzeuge den herkömmlichen Benzin- und Dieselfahrzeugen überlegen. Aktuell verfügbare Elektrofahrzeuge verbrauchen 15-25 kWh je 100 km, ein Diesel- oder Benzin-Pkw benötigt dazu im Mittel 65-70 kWh.[1] Wird der Primärenergieverbrauch betrachtet, ist der Effizienzvorteil der Elektrofahrzeuge aufgrund der Umwandlungsverluste bei der Stromerzeugung geringer.

In Tabelle 6-5 sind die Pkw-Neuzulassungen der Jahre 2005 bis 2013 nach Antriebssystem abgebildet (KBA Kraftfahrt Bundesamt 2014). In diesem Zeitraum war der Absatz an Benzin-Pkw deutlich (-21 %) und derjenige von Diesel-Pkw (minus zwei Prozent) leicht rückläufig. Der Anteil dieser Antriebssysteme am Total der jährlichen Neuzulassungen hat sich jedoch nur wenig verändert, er verringerte sich von 99,6 % im Jahr 2005 auf 98,4 % im Jahr 2013.

Tabelle 6-5: Pkw-Neuzulassungen 2005–2013 nach Antriebssystem, 2005–2013, in Tsd.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Benzin	1.903	1.911	1.622	1.696	2.609	1.670	1.652	1.555	1.503
Diesel	1.426	1.536	1.502	1.361	1.169	1.222	1.496	1.486	1.403
LPG	1	4	5	14	11	8	5	11	6
CNG	8	12	11	12	10	5	6	5	8
BEV	0	0	0	0,0	0,2	1	2	3	6
Benzin-Hybrid	4	5	8	6	8	11	13	21	25
PHEV-Benzin	0	0	0	0	0	0	0,0	0,4	1,4
Insgesamt	**3.342**	**3.468**	**3.148**	**3.090**	**3.807,2**	**2.916,3**	**3.173,6**	**3.082,5**	**2.952,4**
Summe "Alternativ"	13	21	24	33	30	24	26	41	46
Anteil "Alternativ"	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	0,8%	0,8%	0,8%	1,3%	1,6%

Quelle: KBA Kraftfahrt-Bundesamt 2014

Fahrzeuge mit Gasantrieb – Flüssiggas (LPG) oder komprimiertes Erdgas (CNG) – erreichten 2008 einen Anteil von 0,8 % an den Neuzulassungen. Seit dem waren die Absatzmengen rückläufig, 2013 lag der Anteil an den Neuzulassungen bei 0,5 %.

Mit rund 25 Tsd. Pkw im Jahr 2013 waren Hybrid-Antriebe (Benzin-Hybrid) das absatzstärkste alternative System. Der Anteil an den Neuzulassungen lag aber lediglich bei 0,8 %. Der Absatz an Elektrofahrzeugen, dazu werden hier sowohl batterieelektrische

[1] Der effektive Verbrauch ist unter anderem abhängig von der Fahrweise und von Zusatznutzungen (z.B. Klimaanlage).

Fahrzeuge (BEV) als auch Plug-in-Hybride (PHEV) gezählt, betrug im Jahr 2013 rund 7 Tsd. (Anteil 0,3 %). Die Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen liegt damit deutlich unter dem Zielpfad. Das im Energiekonzept angestrebte Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 dürfte voraussichtlich nicht erreicht werden (vgl. Prognos, EWI, GWS 2014).

7 Einordnung der Ergebnisse in Vorteile- und Kosten- bzw. Chancen- und Risiken-Kategorien

Die Energiewende lässt sich nach verschiedenen volkswirtschaftlichen Kriterien bewerten. Die Effektivität der Energiewende kann anhand des Zielkatalogs der Bundesregierung (BMWI, BMU 2012, S. 16) gemessen werden. Daneben liefern die Modellergebnisse auch Erkenntnisse über die Wirkungsrichtung der Energiewende auf zentrale gesamtwirtschaftliche Aggregate. Schwieriger zu beantworten ist die Frage der Effizienz der Energiewende, d. h. die Erreichung der Ziele zu möglichst geringen Kosten. Sie kann aber für Teilbereiche und Teilziele wie den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt untersucht werden (vgl. Abschnitt 7.2). Mit der Energiewende sind darüber hinaus auch Verteilungseffekte verbunden, die aber nicht im Fokus dieser Studie stehen. Auf sie wird in Abschnitt 7.2 an verschiedenen Stellen kurz eingegangen. Darauf folgt in Abschnitt 7.3 eine Einordnung der Ergebnisse in die Energiewendediskussion. Abschließend wird in Abschnitt 7.4 kurz auf die Notwendigkeit verbesserter Datengrundlagen eingegangen.

7.1 Bewertung nach volkswirtschaftlichen Kriterien

7.1.1 Effektivität: Vergleich der Ergebnisse mit den Zielgrößen des Energiekonzepts der Bundesregierung

Um die Effektivität der im Rahmen der Energiewende getroffenen Maßnahmen als Gesamtes zu beurteilen, werden die Ergebnisse des EW-Szenarios mit den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung verglichen (Tabelle 7-1). Betrachtet werden die mittelfristigen Ziele für das Jahr 2020.

Die THG-Emissionen sind ein umfassender Indikator und Zielgröße für die Energie- und Klimaschutzpolitik. Das Ziel für das Jahr 2020 ist die Reduktion der THG-Emissionen um 40 % gegenüber 1990. Bis 2012 konnten die THG-Emissionen um rund 25 % gesenkt werden. Im EW-Szenario verringern sich die THG-Emissionen bis 2020 um zusätzliche elf Prozentpunkte. Mit einer Reduktion um 36 % gegenüber 1990 wird das anvisierte Reduktionsziel verpasst.

Auch die meisten anderen Ziele aus dem Energiekonzept werden im EW-Szenario nicht erreicht. So liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 18 % statt um 20 % niedriger als im Jahr 2008. Der Bruttostromverbrauch geht zwischen 2008 und 2020 lediglich um sieben Prozent statt um zehn Prozent zurück. Das Ausbauziel für KWK-Anlagen wird ebenfalls verfehlt. Im Jahr 2020 werden nicht 25 %, sondern nur rund 16 % des Stroms in KWK-Anlagen erzeugt.

Tabelle 7-1: **Vergleich ausgewählter Ergebnisse des EW-Szenario mit den Zielen der Bundesregierung, Angaben 2011 und 2012 gemäß dem zweiten Monitoring-Bericht (blau hinterlegte Felder)**

	2011	2012		2020
Treibhausgasemissionen				
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25,6%	-24,7%		-40%
Ergebnis EW-Szenario				-36%

	2011	2012		2020
Effizienz				
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4%	-4,3%		-20%
Ergebnis EW-Szenario				-18%
Energieproduktivität EEV	1,7% (2008–2011)	1,1% (2008–2012)		2,1% (2008-2050)
Ergebnis EW-Szenario				1,9% (2008-2020)
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8%	-1,9%		-10%
Ergebnis EW-Szenario				-7%

	2011	2012		2020
KWK				
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	17,0%	17,3%		25%
Ergebnis EW-Szenario				16%

	2011	2012		2020
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,6%		**mind. 35%**
Ergebnis EW-Szenario				40,4%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%		18%
Ergebnis EW-Szenario				21,8%

Quelle: BMWi 2014b, eigene Berechnungen

Die Energieproduktivität, gemessen als Relation von BIP und Endenergieverbrauch, erhöhte sich im Mittel der Jahre 2008 bis 2012 um 1,1 % p.a. Im Zeitraum 2008 bis 2020 steigt die Rate im Mittel auf 1,9 % p.a. Um die angestrebten 2,1 % p.a. für den Zeitraum 2008 bis 2050 zu realisierten, dürften weitere Anstrengungen notwendig werden.

Erreicht werden die Zielvorgaben des Energiekonzepts bei den erneuerbaren Energien. Beim Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch wird der für das Jahr

2020 angestrebte Mindestwert übertroffen (40 % statt 35 %). Die Entwicklung der Erneuerbaren in der Stromerzeugung wirkt sich auf den Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch aus. Der Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch erhöht sich von 12,4 % im Jahr 2012 auf 21,8 % im Jahr 2020. Damit wird der Zielwert von 18 % übertroffen.

Die Ziele für die einzelnen Verbrauchsektoren werden mehrheitlich verfehlt. Zwar verringert sich der spezifische Wärmebedarf der privaten Haushalte zwischen 2008 und 2020 um rund 20 %. Aufgrund der Ausweitung der Wohnfläche wird jedoch die angestrebte Reduktion des Wärmebedarfs nicht erreicht (-15 % statt -20 %). Die Sanierungsrate steigt bis 2020 auf 1,25 % p.a. Das Ziel liegt bei einer Erhöhung auf rund zwei Prozent p.a.

Im Verkehrssektor liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um 7,3 % statt um zehn Prozent niedriger als 2005. Die Zahl der zugelassenen Elektrofahrzeuge (batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) erhöht sich bis 2020 auf 0,5 Mio.; das Ziel von einer Million wird verfehlt.

7.1.2 Wirkung auf wichtige gesamtwirtschaftliche Zielgrößen

Die wesentlichen Ergebnisse sind in Tabelle 7-2 dargestellt. Ex post im Zeitraum 2010 bis 2013 hat die Energiewende das BIP im Vergleich zur kontrafaktischen Situation deutlich erhöht. Das BIP ist ex post im EW-Szenario bis zu 0,6% (ca. 14,7 Mrd. EUR) höher als im kontrafaktischen Szenario (Tabelle 7-2). Der Impuls ging fast ausschließlich von den Investitionen in Ausrüstungen und Bauten aus. Die Investitionsquote, das Verhältnis von Investitionen zum BIP, lag insbesondere in den Jahren 2010 bis 2012 durch die Energiewende deutlich höher. Der Außenhandelssaldo fiel wegen der höheren Importe in diesem Zeitraum durch die Energiewende geringer aus.

Auch auf die Beschäftigung hat sich die Energiewende im Zeitraum 2010 bis 2013 positiv ausgewirkt. Vor allem durch die höhere EEG-Umlage und die höheren Strompreise lagen aber auch der Preisindex der Lebenshaltung sowie die Produktionspreise im Jahr 2013 um 0,25 % bzw. 0,29 % höher als im kontrafaktischen Szenario. In den Jahren 2012 und 2013 ist die Inflationsrate durch die Energiewende um 0,1 Prozentpunkt höher ausgefallen.

Ex ante in den Jahren 2014 bis 2020 zeigt sich insbesondere eine Verschiebung von privaten Konsumausgaben zu Bauinvestitionen, die in der Systematik der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen auch dann dort verbucht werden, wenn sie von (privaten) Hauseigentümern getätigt werden. Der Effekt, der in Kapitel 3 definierten Energiewende, auf die Investitionsquote bleibt bis 2020 leicht positiv. Mit der Zunahme der Energieeffizienz nehmen die Energieimporte langfristig ab, so dass die Energiewende den Außenbeitrag leicht erhöht. Ansonsten gehen von der Energiewende bis 2020 keine wesentlichen Impulse auf den Wachstumspfad, das Beschäftigungsniveau und die Veränderung des Preisniveaus aus.

An dieser Stelle ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass bei einer weiter gefassten Definition der Energiewende (vgl. Abschnitt 3.1) auch deutlich größere Effekte auftreten könnten.

Tabelle 7-2: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im EW-Szenario vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020 in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	10,7	14,7	10,9	4,0	3,0	2,7	3,0	1,8	1,1	1,8	2,7
Privater Konsum	0,0	2,7	1,9	0,4	-1,2	-2,0	-2,5	-3,4	-4,4	-5,1	-5,3
Staatskonsum	0,0	-0,3	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Ausrüstungen	9,5	10,1	6,8	1,8	0,7	0,6	0,3	-0,8	-1,2	-0,5	0,2
Bauten	4,5	6,2	5,6	2,8	3,7	3,9	4,7	4,4	4,4	4,8	5,1
Exporte	0,4	0,1	-0,5	-0,9	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,8	-0,6	-0,2
Importe	3,2	3,5	2,3	-0,5	-1,7	-2,1	-2,4	-3,3	-4,0	-4,1	-3,6
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	0,7	3,8	0,3	-0,3	0,3	0,7	1,1	0,5	0,5	0,9	1,3
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	0,01	0,16	0,29	0,35	0,38	0,38	0,39	0,39	0,40	0,29
Produktion	0,01	0,05	0,23	0,34	0,39	0,40	0,39	0,38	0,36	0,34	0,23
Importe	-0,03	-0,11	-0,10	-0,06	-0,09	-0,10	-0,12	-0,15	-0,18	-0,21	-0,27
Arbeitsmarkt (Abweichungen in 1.000)											
Erwerbstätige	85,1	108,8	61,9	21,6	13,6	9,5	15,2	5,5	3,5	9,8	22,2
Erwerbslose	-54,4	-65,8	-36,8	-12,0	-7,0	-4,5	-8,0	-2,0	-0,8	-4,7	-12,3

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

7.1.3 Kosteneffizienz

Die Bestimmung der Kosteneffizienz ist bereits bei Einzelzielen schwierig, u. a. mit Blick auf den Zeithorizont und die statische, d.h. kurzfristige, oder dynamische, langfristige Effizienz. Bei einem komplexen Zielkatalog, wie er für die Energiewende vorliegt, ist die Messung der Kosteneffizienz nicht möglich. Anders wäre die Situation, wenn die Bundesregierung sich z. B. der Ansicht der Expertenkommission (Löschel et al. 2012) anschließen würde, nach der die Energiewende mittelfristig durch zwei Oberziele, die Minderung der THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % sowie den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, bestimmt wird. Dann könnte, unter der Nebenbedingung des Kernenergieausstiegs, die Effizienz der Erreichung des THG-Minderungsziels anhand der CO_2-Vermeidungskosten der verschiedenen Maßnahmen bestimmt werden.

Allerdings sprechen einige Gründe gegen eine entsprechende Zielhierarchisierung. So ist z. B. im Gebäudebereich davon auszugehen, dass bis 2050 der gesamte Gebäudebestand energetisch saniert werden muss, um die Langfristziele des Energiekonzepts zu erreichen (Prognos, EWI, GWS 2010). Die Kosten dafür sind bei einer ohnehin notwendigen Sanierung sehr viel niedriger, als wenn ausschließlich aus energetischen Gründen saniert wird. Die Sanierung muss sich demnach an den Sanierungszyklen orientieren und nicht an der Frage, ob die Vermeidungskosten in einem Jahr höher sind als in anderen Bereichen, etwa

im EU-ETS. Die damit verbundene Verstetigung von Energieeffizienzmaßnahmen ist auch im Sinne einer langfristig orientierten Wirtschaftspolitik.

Auch das Beispiel Elektromobilität, die derzeit mit sehr hohen CO_2-Vermeidungskosten verbunden ist, zeigt, dass eine alleinige kurzfristige Effizienzorientierung bei noch nicht marktreifen Technologien nicht sinnvoll sein kann. Deutschland (und Europa) können nicht (allein) entscheiden, ob und wann sich diese Technologie auf dem globalen Automobilmarkt durchsetzen wird. Entsprechend dienen die Ziele zur Anzahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland als Technologieförderung u. a. auch dem Aufbau inländischer Produktionskapazitäten und der notwendigen Infrastruktur (vgl. dazu auch Kapitel 6).

7.2 BCOT-Analyse

Für eine umfassendere Beurteilung der Ergebnisse werden zentrale Elemente der Energiewende im Rahmen einer modifizierten SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats)-Analyse untersucht und eingeordnet. Dazu werden interne Faktoren, die von den Akteuren der Energiewende beeinflussbar sind, hinsichtlich ihrer Vorteile und Kosten untersucht und externen Faktoren, die in Chancen und Risiken unterteilt werden, gegenübergestellt (Benefits, Costs, Opportunities, Threats). Dieses Gerüst, das viele einzelwirtschaftliche Aspekte darstellt, soll die strukturierte Bewertung der Energiewende mit den entsprechenden gesamtwirtschaftlichen Effekten vereinfachen.

Betrachtet werden konkrete Maßnahmen mit hoher Bedeutung für die Energiewende. Für diese Maßnahmen werden Vorteile, Kosten, Chancen und Risiken identifiziert und in das beschriebene BCOT-Gerüst eingeordnet. Dabei werden - soweit möglich - die Ergebnisse aus den Modellrechnungen aufgegriffen und mit weiteren qualitativen Faktoren und Erkenntnissen kombiniert.

Die ausgewählten Maßnahmen verteilen sich auf die Bereiche Energienachfrage und Energieangebot. Die Bewertung der Energiewende-Maßnahmen im Stromsektor fokussiert sich auf die Förderung erneuerbarer Energien und KWK, Energiespeicher, den Rollout der Smart Meter und die langfristige Sicherung der Versorgungssicherheit (Abschnitt 7.2.1). Bei der Beurteilung der Maßnahmen im Bereich Energienachfrage werden die Blickwinkel verschiedener Akteure berücksichtigt, darunter Hersteller/Handwerker, Endkunden und Staat (Abschnitt 7.2.2). Dies erlaubt eine umfassendere Einschätzung der Maßnahmen und hilft potenzielle „Gewinner“ oder „Verlierer“ zu identifizieren.

7.2.1 Energieangebot/Strommarkt

7.2.1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das zentrale Element der Energiewende im Strommarkt ist die Umgestaltung des Stromversorgungssystems von der historisch gewachsenen und auf konventioneller Erzeugung basierenden Struktur, hin zu einem System, das vorwiegend auf erneuerbaren Energiequellen basiert. Das bedeutendste politische Ziel ist dabei den Anteil der erneuerbaren

Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf 35 % zu erhöhen. Wie in Abschnitt 4.3.1 dargestellt, wird dieses Ziel im Rahmen des Energiewendeszenarios mit einem Anteil von 40 % im Jahr 2020 übererfüllt. Im kontrafaktischen Szenario beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 dagegen 32 %, sodass die politische Zielsetzung ohne die Energiewende leicht verfehlt wird. Neben dem Ausbauziel bei den erneuerbaren Energien wird im Stromsektor angestrebt, den Anteil von KWK-Strom an der Nettostromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu erhöhen. In Abschnitt 4.3.3 wurde erläutert, dass dieses Ziel im Energiewendeszenario mit einem Anteil von 16 % deutlich verfehlt wird. Ein Grund für diese Zielverfehlung ist die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die zu einer entsprechenden Reduktion der durch konventionelle Erzeugung zu deckenden Residualnachfrage führt. Weiterhin wirken die Energieeffizienzmaßnahmen im Wärmesektor der Erreichung des KWK-Ziels entgegen, da der Wärmebedarf beispielsweise aufgrund von Wärmedämmung abnimmt. Insgesamt kann somit festgestellt werden, dass die Energiewende aufgrund der genannten Zielkonflikte nicht zur Erreichung des KWK-Ziels beiträgt. Das Ziel für erneuerbare Energien wird durch die Energiewende hingegen erreicht und sogar deutlich übertroffen. Inwieweit dies jedoch zur Erreichung der übergeordneten klimapolitischen Zielen in Europa beiträgt, bleibt fraglich (siehe 7.2.1.2).

Die Energiewende ist im Stromsektor mit erheblichen Kosten verbunden, die sich vor allem aus den zusätzlichen Investitionen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben. Diese Kosten werden im aktuellen Fördersystem mit der EEG-Umlage auf den Strompreis umgelegt und somit letztlich von den Stromverbrauchern getragen. In Abschnitt 4.3.5 wurde gezeigt, dass die EEG-Umlage im Energiewendeszenario über den gesamten betrachteten Zeitraum größer ist als im kontrafaktischen Szenario. Im Jahr 2020 beträgt diese Differenz real 23 EUR/MWh. Es wird deutlich, dass die Erreichung der Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien mit erheblichen Mehrkosten für die Endverbraucher verbunden ist. Gleichzeitig ist nicht davon auszugehen, dass die Energiewende zu einer effizienten Erreichung der politischen Ziele führt, da in der aktuellen Förderstruktur des EEG kein effektiver Standort- und Technologiewettbewerb bei den erneuerbaren Energien existiert. Auch im gesamteuropäischen Kontext führt die nationale Ausrichtung der erneuerbaren Förderung nicht zur Nutzung der besten Standorte, sodass Effizienzpotentiale ungenutzt bleiben. Weiterhin führt die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland zu Verteilungseffekten, zumal einzelne Verbraucher und Verbrauchergruppen durch Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlage befreit werden und damit große Teile der Zusatzbelastungen, die durch die Energiewende entstehen, nicht mittragen. Darüber hinaus kommt es innerhalb von Verbrauchergruppen zu Verteilungseffekten, da die EEG-Umlage pauschal auf den Endkundenpreis umgelegt wird und damit beispielsweise einkommensschwache Haushalte durch einen prozentual höheren Anteil der Stromkosten am verfügbaren Einkommen überproportional belastet werden (siehe Abschnitt 7.2.1.2) (vgl. Drosdowski, Lehr 2012; Neuhoff et al. 2012).

Weiterhin wurde im Rahmen dieser Studie die Innovationswirkung der Energiewende untersucht. Aus den Ergebnissen in Abschnitt 6.2 wird deutlich, dass eine klare Kausalität zwischen den Maßnahmen der Energiewende im Jahr 2010 und der technologischen

Entwicklung nur schwer ableitbar ist. Dies ist auch auf den kurzen Zeitraum nach 2010 und die entsprechend eingeschränkte Datengrundlage zurückzuführen. Dennoch konnte auf Basis von Lernkurveneffekten ein Einfluss der Energiewende auf die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen abgeleitet werden. Die Differenz der Investitionskosten beträgt dabei zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario im Jahr 2013 über 110 EUR/kW. Für die anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien konnte kein vergleichbarer Effekt gezeigt werden, da der Anteil der in Deutschland installierten Kapazitäten an den weltweit installierten Kapazitäten, die für die gesamten Lernkurveneffekte relevant sind, vergleichsweise klein ist.

Auf Basis der Ergebnisse der Studie wird in den folgenden Abschnitten eine Bewertung von konkreten Elementen der Energiewende im Stromsektor hinsichtlich ihrer Vorteile, Kosten, Chancen und Risiken durchgeführt. Die dabei betrachteten Maßnahmen sind die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG, die Förderung von KWK, eine potentielle Förderung von Energiespeichern, die langfristige Sicherung von Versorgungssicherheit sowie der Rollout von Smart Metern.

7.2.1.2 Förderung erneuerbarer Energien

Die technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG existiert in Deutschland seit 2000. Nach verschiedenen Anpassungen ist für 2014 eine erneute Novellierung des Gesetzes geplant. Die bisherige Entwicklung des EEG zeigt durch die vielschichtigen Überarbeitungen im Gesetz, dass es bis heute einen entsprechenden Reform- bzw. Anpassungsbedarf gab. Es scheint, als ob der Reformbedarf heute, unter Einbeziehung des Eckpunktepapiers und dem daraus resultierten Gesetzesentwurf für die Novellierung des EEG im Jahr 2014, größer denn je ist und sich das EEG an einem Scheidepunkt befindet. Neben zahlreichen Kritikpunkten an der Förderung erneuerbarer Energien gibt es verschiedene positive Wirkungen des EEGs, die in ihrer Ausprägung unterschiedlich stark sind.

Zunächst trägt das EEG durch die Förderung von emissionsfreier Stromerzeugung dazu bei, die CO_2-Emissionen des deutschen Stromsektors zu reduzieren. Darüber hinaus ist das EEG das zentrale Instrument zur Umsetzung der politisch beschlossenen Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien im Stromsektor. Auch zukünftig wird die technologiespezifische Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG die Basis für die Erreichung der energiepolitischen Ziele bis 2020 sein. Dabei ist die Art der Förderung dafür verantwortlich, dass ein breiter Technologiemix bei den erneuerbaren Energien besteht. Ein breites Technologieportfolio an (teilweise) ungünstigen Standorten mag aus ordnungspolitischer und ökonomischer Sicht nicht wünschenswert sein, es verbreitert allerdings die Basis für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und konzentriert sich damit nicht ausschließlich auf Erzeugung aus einer einzelnen erneuerbaren Energiequelle.

Die erhöhte Nachfrage nach erneuerbaren Energien hat auch dafür gesorgt, dass sich auf Produzentenseite Skaleneffekte aus der vermehrten Produktion ergeben haben und Effizienzpotentiale gehoben wurden, die sich in Kostenreduktionen bei den Technologien

der erneuerbaren Energien niedergeschlagen haben. Die Effektivität des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird im Rahmen des EEG durch garantierte Vergütungssätze nach Technologie und Anlagengröße in Verbindung mit Monitoring und Nachsteuerung des EEG gewährleistet. Hierdurch ist das Risiko für Investitionen in erneuerbare Energien auf Seiten der Anlagenbetreiber vergleichsweise gering.

Darüber hinaus hat das EEG auf regionaler Ebene zu vermehrter Wertschöpfung und zur Schaffung von Arbeitsplätzen beigetragen. Dabei handelt es sich um Bruttoeffekte, welche im Anlagenbau, in der Installation und Wartung oder bei Zulieferern zu finden sind. Dem gegenüber stehen EEG-Umlage-bedingt höhere Strompreise, die sich über Einkommens- bzw. Budgeteffekte negativ auf Wirtschaftsleistung und Beschäftigung auswirken. Eine sachgerechte Betrachtung der Beschäftigungswirkung des EEG muss eine Saldierung der positiven und negativen Effekte vornehmen.

Die Mehrkosten der erneuerbaren Energien werden auf die Stromverbraucher umgelegt. Ein wichtiger Bestandteil der Kostenanalyse ist hierbei die Differenzbetrachtung zwischen festgelegtem Vergütungssatz und dem Großhandelspreis, da diese Differenz die zusätzlichen Kosten der erneuerbaren Energien erfasst. Folglich sind die Kosten des Stroms aus erneuerbaren Energien, die ihren Marktwert übersteigen, in Relation zum Großhandelspreis darzustellen und interpretierbar. Eine marktgerechte Einordung kann also erfolgen. Da der Vergütungssatz fix ist, bleibt eine Unsicherheit über die Entwicklung der Differenzkosten. Sinkt der Großhandelspreis bei festem Vergütungssatz, so steigen die Differenzkosten, solange die produzierten Mengen von Strom aus erneuerbaren Energien konstant bleiben. Ein dämpfender Einfluss auf den Großhandelspreis geht von den erneuerbaren Energien aufgrund ihrer geringen Grenzkosten und vorrangigen Einspeisung aus (Merit-Order-Effekt). Daher sind höhere Kosten durch vermehrten Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin zu erwarten. Insbesondere gilt dies auch, da die Vergütungsstrukturen für Altanlagen ebenso wie die Vergütungsdauer von 20 Jahren bestehen bleiben (Bestandsschutz).

Neben den direkten Förderkosten entstehen weitere Kosten durch den erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur. Dabei spielen neben der Nord-Süd-Verbindung auf Hochspannungsebene auch zunehmend die Auswirkungen kleinskaliger, dezentraler Erzeugungsstrukturen in niedrigeren Spannungsebenen eine Rolle. Folglich ergibt sich zukünftig auch auf Verteilnetzebene ein steigender Ausbau- und Anpassungsbedarf.

Weiterhin ist die Frage nach der Kostenverteilung bei der Förderung der erneuerbaren Energien relevant. Derzeit ist beispielsweise die stromintensive Industrie von der Gesamthöhe der Umlage befreit und entrichtet eine reduzierte Umlage. Eine Begrenzung der EEG-Umlage kann durch eine entsprechende Antragsstellung beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erfolgen. Im Falle von zunehmenden Befreiungen durch die von der BAFA genehmigten Anträge reduziert sich die Basis der nicht privilegierten Verbraucher. Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien müssten folglich auf weniger Verbraucher umgelegt werden. Weitere Ausnahmeregeln wie die Befreiung von der EEG-Umlage bei Eigenerzeugung und Selbstverbrauch stehen ebenfalls in der

Diskussion und finden Berücksichtigung im derzeitigen Gesetzesentwurf. Während stromintensive Unternehmen von der EEG-Umlage befreit sind und von einem tendenziell sinkenden Großhandelsstrompreis profitieren, werden andere Endverbraucher durch die steigende EEG-Umlage stärker belastet. Damit kommt es zu Verteilungseffekten zwischen den unterschiedlichen Verbrauchergruppen, aber auch zu regionalen Verteilungseffekten innerhalb von Deutschland. Durch das EEG werden Investitionen in Wind- und Solarenergieanlagen gefördert. Aufgrund ihrer standortabhängigen Erzeugung werden diese Investitionen vor allem in Regionen mit besonders guten Erzeugungskonditionen getätigt. So profitieren zum Beispiel die Bundesländer im Norden mit höheren Windgeschwindigkeiten stärker von einer Förderung der Investitionen im Rahmen des EEG. Die Kosten werden jedoch von den Verbrauchern in allen Bundesländern pro kWh gleich getragen.

Generell ist bei der Förderung von erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands zu beachten, dass hierdurch nicht zwangsläufig CO_2-Emissionen gesenkt werden. Emissionen werden zwar in Deutschland lokal reduziert, jedoch ändert dies nichts an den Gesamtemissionen der europäischen Mitgliedsstaaten im Rahmen des ETS, solange beide Instrumente nicht aufeinander abgestimmt werden. Durch die zusätzlichen Anstrengungen Deutschlands zur Emissionsvermeidung durch den Zubau erneuerbarer Energien wird der CO_2-Emissionszertifikatspreis gedämpft. Hierdurch sinkt der Anreiz in effizientere Vermeidungsoptionen zu investieren, und in Europa insgesamt erhöhen sich die Kosten, um ein gegebenes CO_2-Emissionsziel zu erreichen.

Das EEG bietet aber auch Chancen. Ein Fördermechanismus kann Innovationsanreize setzen und somit zu positiven Wachstums- und Beschäftigungseffekten führen.

Die Erfahrung, insbesondere in der Solarbranche, deutet allerdings auf die Gefahr hin, dass durch die Förderpolitik des Vorreiters Deutschland lediglich „die Lernkurve bezahlt“ wird, und letztlich ausländische Wettbewerber die wirtschaftlichen Vorteile davon tragen.

Das EEG birgt eine Vielzahl weiterer Risiken, die teilweise durch regulatorische Maßnahmen abgeschwächt werden können. Insbesondere besteht durch die Struktur des EEG die Gefahr der Überförderung von erneuerbaren Technologien. Dies ist teilweise auf die festgelegte Vergütungsdauer in für erneuerbare Anlagen und auf die fixen Vergütungssätze zurückzuführen. Eine Überförderung wird besonders dann deutlich, wenn die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien schneller als geplant erreicht werden. Für Deutschland gilt, dass die vormals im Rahmen der Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP) angestrebten Ziele bis 2020 unserer Erwartung nach übererfüllt werden könnten. Die Einführung des atmenden Deckels hat das Problem der Überförderung der PV bereits deutlich reduziert wie auch die Sensitivität zur EEG-Novelle zeigt. Ferner bedingt die volatile Einspeisung erneuerbarer Energien eine in ihrer Tendenz verringerte Versorgungssicherheit. In Zeiten mangelnder Einspeisung muss die Stromnachfrage durch vermehrten Einsatz konventioneller Erzeugungstechnologie gedeckt werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass konventionelle Erzeugung zunehmend mit Rentabilitäts- und Akzeptanzproblemen in Deutschland einhergeht.

Weiterhin wurde in der Vergangenheit wiederholt der fehlende Wettbewerb zwischen den erneuerbaren Technologien im Rahmen des EEG kritisiert. Eine technologiespezifische fixe Förderung durch das EEG bedingt, dass nicht nur der Wettbewerb innerhalb der erneuerbaren Technologien, sondern auch der Wettbewerb mit konventionellen Erzeugungstechnologien verzerrt bzw. außer Kraft gesetzt wird. Damit sind Lock-in-Effekte zu erwarten, die ohne grundlegende Neuausrichtungen des EEG nicht zu beheben sind.

Tabelle 7-3: BCOT-Analyse zur Förderung erneuerbarer Energien

Förderung von erneuerbaren Energien durch das EEG	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Emissionsvermeidung in Deutschland • Erreichung der politischen Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien • Etablierung eines breiten Technologieportfolios • Skaleneffekte durch erhöhte Nachfrage • Vergleichsweise geringes Risiko für Investoren, regulatorisches Risiko bleibt bestehen • Schaffung von Arbeitsplätzen durch regionale Wertschöpfung	• Europaweit keine CO_2-mindernde Wirkung • Kostengünstigere Maßnahmen der CO_2-Vermeidung in anderen Ländern werden verdrängt • Ausbau- und Förderkosten • Netzausbau • Verteilungseffekte • Risiken werden über EEG-Umlage von Verbrauchern getragen • Strompreistrieb dämpft Wirtschaftsleistung und Beschäftigung (Budgeteffekt)
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Innovationsanreize und Technologie Spillover • Internationale Vorreiterrolle von Deutschland bzw. Technologieführerschaft deutscher Unternehmen	• Überförderung der erneuerbaren Energien • Verringerte Versorgungssicherheit aufgrund der volatilen EE-Einspeisung • Potentielle langfristige Versorgungssicherheitsprobleme durch geringe gesicherte Leistung • Lock-in-Effekte aufgrund von fehlendem Wettbewerb zwischen den EE-Technologien • Ineffiziente Standortwahl • Entsolidarisierung und weitere Ineffizienzen durch Eigenverbrauch • Verlust von Wettbewerbsfähigkeit aufgrund von hohen Strompreisen

Tabelle 7-3 fasst Vorteile, Kosten, Chancen und Risiken der Förderung erneuerbarer Energien zusammen.

Durch die weitgehende oder vollständige Befreiung mancher Verbrauchergruppen von der EEG-Umlage rückt die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbaren Energien in die Diskussion. Dies betrifft Ausnahmeregeln sowohl bei Eigenerzeugung und Selbstverbrauch als auch bei der stromintensiven Industrie. Wenn eigenerzeugter Strom bezüglich Steuern, Abgaben und Umlagen anders behandelt wird als fremdbezogener Strom, dann ergeben sich daraus Anreize zu vermehrter Eigenerzeugung und zum Aufbau ineffizienter Erzeugungsstrukturen. Ausnahmen von der EEG-Umlage bei stromintensiver Industrie können dann gerechtfertigt sein, wenn diese im internationalen Wettbewerb stehen und Mehrkosten nicht auf Preise überwälzen können.

7.2.1.3 KWK Förderung

Im Jahr 2000, und damit im gleichen Jahr wie das EEG, trat das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Kraft. Ziel des Gesetzes war der befristete Schutz der KWK in der allgemeinen Versorgung sowie der Klimaschutz. Heute hat sich das Ziel des Nachfolgegesetzes, dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), ausgeweitet und umfasst u. a. die Punkte Energieeinsparung, Umweltschutz, Erreichung der Klimaschutzziele und die Markteinführung der Brennstoffzelle. Analog zum EEG werden Vergütungen an KWK-Anlagenbetreiber gezahlt und die Kosten dieser Zahlungen per KWK-Umlage auf die Endverbraucher umgelegt.

Der zentrale Vorteil von der gekoppelten Erzeugung in KWK-Anlagen ist der höhere Brennstoffnutzungsgrad im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Somit kann KWK einen Beitrag zur Reduktion des nationalen CO_2-Ausstoßes leisten.

Im Gegensatz zur EEG-Umlage stagnierte die KWK-Umlage in den vergangenen Jahren auf einem niedrigen Niveau und lag 2013 bei 0,126 ct/kWh (bei einem Verbrauch bis 100.000 kWh/a). Der Kostenaspekt der KWK-Förderung und deren Verteilungswirkung sind damit als vergleichsweise gering einzuschätzen. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass eine Nichterreichung des im KWKG festgeschriebenen Ziels von einem Anteil von 25 % KWK-Strom bis 2020 zu erwarten ist (Anteil 2011 15,9 %). Begründet werden kann dies unter anderem mit abnehmenden Residualnachfragen auf Elektrizitäts- und Wärmemärkten, welche aus der Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen folgen. Zusätzlich werden sich KWK-Anlagen im Strommarkt zunehmend gegen grenzkosten- und emissionsfreie erneuerbare Energien und auf dem Wärmemarkt gegen hocheffiziente Brennwerttechnik durchsetzen müssen. Angesichts der Erwartung langfristig steigender CO_2-Preise sinkt damit die Attraktivität der KWK deutlich. Somit ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien auf der einen und Kraft-Wärme-Kopplung auf der anderen Seite. Insofern ist eine KWK-Zielverfehlung nicht unmittelbar negativ zu bewerten. Sollte es allerdings zu einer Forcierung der Förderung der KWK kommen, um die KWK-Ziele zu erreichen, dann könnten umfassende Ineffizien-

zen (u. a. Eigenverbrauch, Lock-in etc.), vergleichbar der EEG-Förderung, die Folge sein. Tabelle 7-4 fasst die diskutierten Argumente zusammen.

Tabelle 7-4: BCOT-Analyse zur KWK Förderung

Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Hoher Brennstoffnutzungsgrad und damit geringere CO_2-Emissionen	• Förderkosten, welche durch eine Umlage auf die Endverbraucher abgewälzt werden • Verteilungseffekte
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Stützung des KWK-Industriezweigs	• Konflikte mit Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Lock-in-Effekte aufgrund von fehlendem bzw. eingeschränktem Wettbewerb zwischen den KWK-Technologien sowie zwischen KWK und anderen emissionsmindernden Technologien • Entsolidarisierung und weitere Ineffizienzen durch Eigenverbrauch • Anpassungsbedarf bei der Regulierung von Netzbetreibern

7.2.1.4 Speicherförderung

Im Rahmen der Energiewende wird oft der Einsatz bzw. auch die Förderung von Speichertechnologien diskutiert. In Ansätzen geschieht dies bereits durch Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Vor dem Hintergrund, dass es durch den Zubau von erneuerbaren Energien im Stromsystem in Zukunft vermehrt zu fluktuierender Einspeisung kommt, erscheint es sinnvoll, den Strom zu Zeiten, in denen das Angebot die Nachfrage im Netz übersteigt, zwischen zu speichern. Hierdurch könnte eine Abschaltung von erneuerbaren Energien vermieden werden. Speicher könnten somit in der Lage sein, einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu integrieren.

Bei einer Betrachtung des gesamten Stromsystems konkurrieren vergleichsweise teure Speichertechnologien mit der Alternative, erneuerbare Energien in wenigen (Starkwind-Schwachlast) Stunden abzuschalten und Strom im Bedarfsfall durch konventionelle Technologien, z. B. flexible Gasturbinen, bereit zu stellen. Im Einzelfall ist daher zwischen den Optionen abzuwägen und eine Speicherinvestition nur dann sinnvoll, wenn die Investitions- und Betriebskosten geringer sind als die Kosten der besten Alternative. Aktuell sind Speicherinvestitionskosten vergleichsweise hoch, sodass ein vermehrter Zubau nicht

sinnvoll erscheint. Im Falle einer Förderung von Speicherinvestitionen würden zusätzliche Kosten für das Stromversorgungssystem entstehen, die eventuell durch den Einsatz alternativer Optionen vermeidbar wären, da zum Beispiel auch nachfrageseitige Potenziale zur Lastverschiebung in der Lage sind, Strom kurzzeitig aufzunehmen. Eine weitere Folge wären regulatorische Rahmenbedingungen und Fördermechanismen, die für Speichertechnologien erst geschaffen werden müssten. Diese indirekten Kosten müssten ebenfalls finanziert bzw. umgelegt werden.

Eine Förderung von Speicherinvestitionen könnte neue Innovationsanreize für deutsche Unternehmen schaffen in der Hoffnung, langfristig die Kosten der Speichertechnologien zu senken und die Technologien damit wettbewerbsfähig zu machen. Vor allem im internationalen Wettbewerb könnte hierdurch die deutsche Position im Falle einer erfolgreichen Setzung von Investitionsanreizen gestärkt werden. Vor dem Hintergrund der Erfahrungen aus dem EEG ist eine potentielle Innovationswirkung bei der Förderung von Speicherinvestitionen nicht eindeutig. Aus der Betrachtung des gesamten Stromsystems folgt also, dass Speicherinvestitionen jeweils mit konkurrierenden Optionen verglichen werden sollten. Eine entscheidende Rolle spielen hier die oft standortspezifischen Investitionskosten von Speichern und der lokale Beitrag zum Gesamtsystem.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist von technologiespezifischen Fördermechanismen grundsätzlich abzuraten, da diese mit der Diskriminierung von Technologien verbunden sind, der Wettbewerb zwischen Technologien beschränkt wird und somit Gesamtsystemkosten erhöht werden.

Tabelle 7-5 gibt einen Überblick der genannten Punkte.

Tabelle 7-5: BCOT-Analyse zur Förderung von Energiespeichern

Förderung von Energiespeichern	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Vermeidung von Abschaltung von EE-Anlagen • Zusätzliche Flexibilität für die Integration von EE in das Stromversorgungssystem	• Förderkosten • Vergleichsweise teure Lösung, hohe Investitionskosten
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Innovationsanreize	• Ineffizienzen durch Förderung von teuren Flexibilitätsoptionen • Lock-in-Effekte bei technologiespezifischer Förderung

7.2.1.5 Netzausbau

Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende führt zu einem Anpassungsbedarf in den Stromnetzen, da die räumliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromlasten zunehmend auseinander läuft, und es in den niederen Spannungsebenen zeitweise zu einer Umkehr des Lastflusses („von unten nach oben“) kommen kann.

Um den im Übertragungsnetz erforderlichen Ausbau umsetzen zu können, wurde im Rahmen der EnWG-Novelle im Jahr 2011 ein fünfstufiges Verfahren entwickelt, das zu einem optimierten Ausbau der Netze beitragen soll. Dabei wird zunächst ein Szenariorahmen erarbeitet, der die wahrscheinliche Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems in den jeweils kommenden zehn Jahren definiert. Darauf aufbauend bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber den notwendigen Netzausbau und fassen die Ergebnisse im Netzentwicklungsplan sowie im Offshore-Netzentwicklungsplan zusammen. Weiterhin führt die Bundesnetzagentur die sogenannte strategische Umweltprüfung durch, um mögliche Umweltauswirkungen der Ausbaupläne abschätzen zu können. Der aus den Netzentwicklungsplänen und der Umweltprüfung ermittelte Netzausbau wird dann in den Bundesbedarfsplan aufgenommen, der die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der entsprechenden Maßnahmen feststellt und somit die Grundlage für eine beschleunigte Umsetzung bildet. In den letzten beiden Stufen des Verfahrens werden schließlich der konkrete Verlauf der Trassen definiert sowie die Zuständigkeiten festgelegt.

Mit dem beschriebenen Verfahren wurden die Schwierigkeiten des Netzausbaus in den letzten Jahren adressiert, sodass von einer Beschleunigung des Netzausbaus in den kommenden Jahren auszugehen ist. Insgesamt ist somit eine effektive Modernisierung der Netzinfrastruktur als Grundlage für ein Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen an erneuerbarer und volatiler Stromerzeugung möglich. Darüber hinaus trägt die Erweiterung der Netze zu einer erhöhten Versorgungssicherheit bei, da lokale Schwankungen von Last und Stromeinspeisung überregional über das Netz ausgeglichen werden können. Weiterhin führt ein Netzausbau, der in Abstimmung mit den Entwicklungen im Stromversorgungssystem und dem europäischen Ausland durchgeführt wird, zu niedrigeren Spitzen des Strompreises und weniger Kosten für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen, da sichergestellt wird, dass zu jedem Zeitpunkt der kostengünstigste Erzeugungsmix des Kraftwerksportfolios in das Netz eingespeist werden kann. Auch der beschleunigte Anschluss von Offshore-Windparks und damit der Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung wird durch den Netzausbau ermöglicht.

Den beschriebenen Vorteilen des Netzausbaus stehen Kosten gegenüber, die hauptsächlich aus den Investitionskosten für die neue Infrastruktur entstehen. Diese Kosten werden über die Netzentgelte auf den Strompreis umgelegt und letztlich von den Endverbrauchern getragen. Im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2014 werden die Investitionskosten für die geplanten Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz bis 2024 auf über 20 Mrd. EUR geschätzt. Auch auf der Verteilnetzebene ergeben sich erhebliche Ausbau-

kosten, da der zunehmende Anschluss von Erzeugungsanlagen auf niedrigen Spannungsebenen den Bau von Freileitungstrassen und Kabeln sowie die Installation von zusätzlicher Transformatorleistung erfordert. Im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie wurde das Investitionsvolumen, das durch diesen Ausbaubedarf im Verteilnetz entsteht, auf über 27 Mrd. EUR geschätzt (dena 2012). Darüber hinaus entstehen durch den Netzausbau externe Kosten, die sich aus den potentiell negativen Auswirkungen des Netzausbaus auf die Landschaft und die Grundstückspreise in den betroffenen Regionen ergeben.

Im europäischen Kontext eröffnet der Netzausbau die Chance auf eine stärkere Verknüpfung der verschiedenen europäischen Märkte, sodass die Kraftwerke länderübergreifend optimal eingesetzt werden können. Längerfristig wird auch der effiziente Ausbau von erneuerbaren Energien auf gesamteuropäischer Basis ermöglicht, bei dem durch Nutzung der besten Standorte für die jeweilige Technologie Kosten im Vergleich zu individuellen nationalen Lösungen eingespart werden können.

Schließlich existiert beim Netzausbau das Risiko, dass eine ineffiziente Netzinfrastruktur aufgebaut wird. Um dies zu vermeiden, sollten beim Netzausbau stets alle alternativen Optionen wie z. B. Speicher, Lastmanagement oder die Abregelung von Erzeugungsanlagen in Betracht gezogen werden. Ein Ausbau der Netze ist folglich nur empfehlenswert, wenn dies die günstigste unter den verschiedenen genannten Flexibilitätsoptionen darstellt. Weiterhin bestehen Risiken bei der Akzeptanz des Netzausbaus in der Bevölkerung. Zwar wird versucht, im Rahmen des Verfahrens des Netzentwicklungsplans möglichst viele Stakeholder und Interessensgruppen in den Entscheidungsprozess zu integrieren, es existiert jedoch trotzdem weiterhin hohes Konfliktpotential mit Anwohnern, die vom Netzausbau betroffen sind. Dies ergibt sich vor allem aus den genannten Auswirkungen auf Landschaft und Grundstückspreise sowie aus der sogenannten Lastenträgerproblematik. Dieser Begriff bezeichnet den Umstand, dass die Regionen, die durch den Netzausbau belastet werden, in der Regel nicht an der Wertschöpfung durch den Netzausbau beteiligt sind. Darüber hinaus können auch Konflikte zwischen dem Netzausbau und dem Umwelt- und Naturschutz entstehen. Die verschiedenen diskutierten Vorteile, Kosten, Chancen und Risiken des Netzausbaus sind in Tabelle 7-6 dargestellt.

Tabelle 7-6: BCOT-Analyse zum Netzausbau

Netzausbau	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Erhöhte Versorgungssicherheit • Weniger Kosten durch Redispatch und Countertrading • Glättung von Peakpreisen • Beschleunigte Anschließung von Offshore-Windparks	• Erhöhte Netzentgelte • Externe Kosten durch Auswirkungen auf Landschaft und Grundstückspreise
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Stärkere Verknüpfung der europäischen Strommärkte und damit verbundene Effizienzvorteile im Gesamtsystem	• Ineffizienter Netzausbau • Widerstand in der Bevölkerung • Konflikte mit Umwelt- und Naturschutz

7.2.1.6 Sicherung langfristig ausreichend gesicherter Erzeugungskapazität

Die Diskussionen zur Gewährleistung eines langfristig hohen Versorgungssicherheitsniveaus durch ausreichend gesicherte Erzeugungskapazität haben in den vergangenen Monaten deutlich zugenommen. Die Entwicklungen der letzten Jahre mit Abbau von Überkapazitäten aus Zeiten vor der Liberalisierung, einem vergleichsweise alten konventionellen Kraftwerkspark, dem deutschen Kernenergieausstieg sowie der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien resultieren vor dem Hintergrund von Preisobergrenzen an der Strombörse als auch einer weitestgehend unelastischen Stromnachfrage in möglicherweise nicht ausreichenden Investitionsanreizen und hohen Investitionsrisiken in gesicherte Kraftwerksleistung.

Während Risiken für die regionale Versorgungssicherheit vor allem auf einen verzögerten Netzausbau zurückzuführen sind und in den nächsten Jahren aufgrund von zusätzlicher Übertragungskapazität abgebaut werden sollten, steht eine Entscheidung zur Sicherung der nationalen, langfristigen Versorgungssicherheit im Sinne der Absicherung ausreichend verfügbarer Erzeugungskapazität noch aus. Die Diskussion diesbezüglich hat eine Vielzahl unterschiedlicher Ansätze hervorgebracht, welche von einer Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns über eine strategische Reserve hin zu unterschiedlichen Marktkonzepten (bspw. fokussierter Kapazitätsmarkt, Versorgungssicherheitsverträge) reichen.

Grundsätzlich sollten die meisten dieser Konzepte auf der Definition eines gewünschten, zu quantifizierenden Versorgungssicherheitsniveaus basieren. Allerdings zeigen sich deutliche Unterschiede in den Kosten und damit in der Effizienz der Konzepte als auch in den Verteilungswirkungen. Wenngleich wir in der vorliegenden Studie von einem konkreten Marktdesign abstrahieren und einen diskriminierungsfreien, effizienten Markt vorausset-

zen, obliegt es der Politik, diesbezüglich eine Entscheidung zu treffen und daraus folgende Kosten- und Verteilungseffekte zu berücksichtigen.

Effizienzverluste resultieren u. a. aus einer Segmentierung des Marktes durch Teilnahmekriterien, welche zu einer Nichtgleichbehandlung bspw. von Angebots- und Nachfrageprozessen oder unterschiedlichen Alters- und Technologieklassen von Kraftwerken führen. Auch führt eine dezentrale Beschaffung von gesicherter Leistung gegenüber einer zentralen Kapazitätsbeschaffung zu gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen, welche mit höheren Kosten für die Erreichung des definierten Versorgungssicherheitsniveaus verbunden sind.

Es müssen nicht nur zusätzliche Nettokosten für die Bereitstellung ausreichend gesicherter Leistung übernommen werden, auch folgen Verteilungseffekte. Beispielsweise führt die Einführung eines Kapazitätsmarktes zu einer Senkung der Strompreise am Spotmarkt aufgrund des Wegfalls von Knappheitsrenten. Dadurch reduzieren sich u. a. die Profite von inframarginalen Kraftwerken, die nicht am Kapazitätsmarkt teilgenommen haben. Auch kann eine Refinanzierung des Kapazitätsmarktes durch eine einheitliche Umlage auf den Strompreis eine Reduktion der Konsumentenrente und damit eine zusätzliche Belastung für den Verbraucher bedeuten. Grundsätzlich bleibt allerdings festzuhalten, dass die Wirkungsrichtung der Verteilungseffekte noch nicht abschließend untersucht wurde.

Darüber hinaus ist bei der Entscheidung für ein Konzept zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf die Integrierbarkeit in den aktuellen institutionellen Rahmen zu achten. Mangelnde Passfähigkeit und Flexibilität führen zwangsläufig zu höheren Kosten. Dies gilt grundsätzlich auch für die Vereinbarkeit mit politischen Zielen. Zugleich gilt, dass individuelle Externalitäten und Marktversagen (bspw. Emission von Treibhausgasen, fehlende Investitionsanreize) durch individuelle politische Instrumente adressiert werden sollten, da ansonsten Ineffizienzen resultieren, wie im Falle der nationalen Förderung von erneuerbaren Energien vor dem Hintergrund eines europäischen Emissionshandelssystems. Tabelle 7-7 fasst die Ergebnisse der Analyse zusammen.

Tabelle 7-7: BCOT-Analyse zur Sicherung langfristig ausreichend gesicherter Erzeugungskapazität

Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit	• Nettokosten müssen refinanziert werden
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Abnehmende Anreize zur Ausübung von Marktmacht (Marktdesign-abhängig)	• Verteilungseffekte • Erhöhte Kosten durch ineffiziente Ausgestaltung eines Mechanismus

7.2.1.7 Smart Meter Rollout

Mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 wurde die EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG umgesetzt, die bis zum Jahr 2020 eine Ausstattung von 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen vorsieht, soweit dies einer wirtschaftlichen Bewertung standhält. Nach der aktuellen Gesetzeslage ist somit ein Einbau einer Messeinrichtung, die in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist sowie den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit bei Neubauten widerspiegelt, größeren Renovierungen und Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6000 kWh verpflichtend. Eine mögliche flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen wird von der wirtschaftlichen Vertretbarkeit des Einbaus abhängig gemacht.

Die Vorteile eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern liegen zum einen in der Realisierung von Energieeinsparpotentialen bei den Letztverbrauchern, die durch eine verbesserte sowie transparentere Messung und Darstellung ihrer Stromnachfrage das Verbrauchsverhalten entsprechend anpassen können. Darüber hinaus bieten Smart Meter perspektivisch die Möglichkeit zur Realisierung von Demand Side Management oder von komplexen Tarifmodellen wie zum Beispiel Real Time Pricing. Diese Programme können dann wiederum zur Sicherung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit beitragen, da die Stromverbraucher direkte Preissignale vom Stromgroßhandel erhalten und somit ihre Nachfrage an die jeweilige Marktsituation anpassen. Aus Sicht des Stromvertriebs ermöglichen Smart Meter eine Verbesserung von Verbrauchsprognosen, da die Datengrundlage aufgrund der wesentlich detaillierteren Erfassung des Stromverbrauchs verbessert wird.

Die Kosten des Smart Meter Rollouts ergeben sich im Wesentlichen aus den Investitionskosten für den Einbau der Messgeräte. Wie in verschiedenen Studien gezeigt wurde, sind diese Kosten aktuell noch relativ hoch und werden zumindest bei einem flächendeckenden Rollout für alle Verbraucher nicht von den erzielbaren Energieeinsparungen gerechtfertigt. Somit stehen den energiewirtschaftlichen Vorteilen von Smart Metern, die zum Beispiel in den E-Energy-Projekten des BMWi (BMWi 2014d) gezeigt werden konnten, sehr hohe volkswirtschaftliche Kosten gegenüber.

Die längerfristige Chance eines Smart Meter Rollouts ist die Vermeidung von Investitionen in Spitzenlastkraftwerke, Speicher und Netzausbau durch die verstärkte Integration von Verbrauchern in den Strommarkt. Dies kann insbesondere durch die direkte Reaktion von Verbrauchern auf Preissignale erreicht werden. Darüber hinaus wird auch eine erhöhte Effizienz im Messstellenbetrieb, die durch automatisiertes Auslesen des Stromverbrauchs sowie durch verbesserte Verbrauchsprognosen und Abrechnungsprozesse erreicht werden kann, möglich.

Die Risiken einer breiten Nutzung von Smart Metern bestehen unter anderem in Datenschutzproblemen. Zwar wurde diese Problematik bereits durch die Erarbeitung eines Schutzprofils für Smart Meter adressiert, die aktuellen Entwicklungen zeigen jedoch, dass ein vollständiger Schutz gegen Angriffe auf Kommunikationsnetze nur schwer realisierbar ist. Ein weiteres Risiko, das vor allem bei einem zu frühen flächendeckenden Rollout von

Smart Metern besteht, ist das Auftreten eines Lock-in-Effekts in eine Technologie, die möglichen zukünftigen Anforderungen an Messsysteme nicht gerecht wird. Darüber hinaus kann es auch zu Kompatibilitätsproblemen zwischen Smart Metern von verschiedenen Anbietern oder zu Messsystemen in anderen europäischen Ländern kommen. Die diskutierten Punkte werden abschließend in Tabelle 7-8 gegenübergestellt.

Tabelle 7-8: BCOT-Analyse zum Rollout von Smart Metern

Smart Meter Rollout	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Umsetzung von Energieeinsparpotentialen • Möglichkeit zur Umsetzung von komplexen Tarifmodellen und Demand Side Management • Sicherung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit • Verbesserte Verbrauchsprognosen in der Energiebeschaffung	• Hohe Investitionskosten für den Rollout • Insgesamt vergleichsweise hohe volkswirtschaftliche Kosten, die die energiewirtschaftlichen Vorteile kaum aufwiegen dürften (vgl. E-Energy-Projekte des BMWi)
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Vermeidung von Investitionen in Netze und Kraftwerke durch Nachfragesteuerung • Effizienter Messstellenbetrieb	• Datenschutzprobleme • Lock-in-Effekt in eine Smart Meter Technologie, die den zukünftigen Anforderungen für flächendeckendes Demand Side Management nicht gerecht wird • Kompatibilitätsprobleme

7.2.2 Energienachfrage

7.2.2.1 Gebäudedämmung

Für die Bereitstellung von Raumwärme werden über 30 % der Endenergie eingesetzt. Ein Großteil dieser Wärme wird mit fossilen Energieträgern (Erdgas, Heizöl) erzeugt. Folglich können durch die Reduktion des Raumwärmeverbrauchs die THG-Emissionen stark gesenkt werden.

Energetische Sanierungen, zum Beispiel die Dämmung der Fassade oder der Einbau von Wärmedämmgläsern, verringern den Raumwärmebedarf im Gebäudebestand. Die Forcierung der energetischen Gebäudesanierung ist deshalb eine der zentralen Maßnahmen im Energiekonzept der Bundesregierung (Ziel: Verdoppelung der Sanierungsrate).

Die energetischen Sanierungsmaßnahmen können mit erheblichen Investitionen verbunden sein, führen aber zu einer deutlichen Reduktion der Energiekosten. Werden energeti-

sche Sanierungen im Rahmen ohnehin anstehender Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt, sind die zusätzlichen Investitionen in der Regel wirtschaftlich.

Tabelle 7-9: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Dämmstoffhersteller/Handwerker

Gebäudedämmung – Sicht Hersteller/Handwerker	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Höhere Nachfrage nach Leistungen • Höherer Umsatz • Höherer Gewinn	• Kosten durch zusätzliche Investitionen in Betriebserweiterung • Kosten durch zusätzliche Mitarbeiter
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Durch die Weiterentwicklung von Dämmstoffen / Dämmtechnologien ergeben sich neue Einsatzmöglichkeiten • Erschließung zusätzlicher Absatzmärkte, sofern Gebäudedämmung (im Ausland) an Bedeutung gewinnt • Falls Nachfrage schneller steigt als Angebot, sind evtl. höhere Preise durchsetzbar	• Fehlinvestitionen in Betriebserweiterung, falls Nachfrage nicht anhaltend hoch bleibt • Fehlinvestitionen in F&E von Dämmstoffen, falls keine zusätzlichen Märkte entstehen • Steigende Löhne, falls spezifisches Arbeitsangebot knapp ist • Billigere Angebote von Konkurrenzunternehmen im Ausland • Umsatz- und Gewinnrückgang in anderen Bausegmenten, falls Gesamtinvestitionen im Bausektor nicht steigen

Tabelle 7-10: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Endkunde/Eigentümer

Gebäudedämmung – Sicht Endkunde/Eigentümer	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Einsparung von Brennstoffen und den damit verbundenen Energiekosten • Steigerung des Gebäudewertes • Verbesserung des Innenraumklimas, z. B. Vermeidung von Zugluft • Verringerung der THG-Emissionen bei der Erzeugung von Raumwärme (Image)	• Zusätzliche Investitionen für die energetische Gebäudesanierung • Falls kein Lüftungskonzept vorhanden ist, können Feuchtigkeitsprobleme entstehen • Falls eine massive Außendämmung angebracht wird, verschlechtert sich evtl. die Gebäudeästhetik, auch sind die Wohnungen möglicherweise dunkler • Bei Innendämmungen verringert sich die nutzbare Wohnfläche
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Gegebenenfalls höhere Mietpreise durchsetzbar (bei Mietobjekten) • Risiko von steigenden Ausgaben für Energie aufgrund global steigender Energiepreise wird vermindert	• Die Einsparungen sind geringer als erwartet, falls sich beispielsweise das Verhalten der Bewohner ändert (Rebound-Effekt), Baumängel bei der Ausführung entstehen, oder die Energiepreise weniger stark steigen als angenommen • Bei Mietobjekten: - Vermietbarkeit durch höhere Mietpreise ggf. gefährdet - bei umfassenden Sanierungen können Mieteinbußen während der Sanierungszeit entstehen - Vermieter: zusätzliche Investitionen evtl. nicht vollständig auf Mieter umlegbar - Mieter: Steigerung der Kaltmiete höher als Einsparung der Brennstoffkosten • Bei Eigenheimen: Bei älteren Besitzern besteht das Risiko, dass sich die Investition nicht amortisieren

Tabelle 7-11: BCOT-Analyse Gebäudedämmung, Sicht Staat

Gebäudedämmung – Sicht Staat	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Mehr Beschäftigung • Mehr Steuereinnahmen (u. a. Einkommensteuer, Umsatzsteuer) • Verminderung der THG-Emissionen • (Reduktion der Energieimporte)	• Verringerte Einnahmen aus der Besteuerung von Heizöl und Erdgas • Kosten für Forschungsförderung • Kosten für die Förderprogramme zur energetischen Gebäudesanierung
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Imagegewinn für den Standort, wenn deutsche Unternehmen bei der Entwicklung von Dämmstoffen und Dämmtechnologien führend sind	• Wenn die Dämmstoffe nicht recyclierbar sind, erhöht sich die Abfallmenge • Risiko von sozialen Konflikten zwischen Vermietern und Mietern nimmt bei steigenden Wohnkosten zu • Steigende Sozialausgaben / Mietzuschüsse für finanziell schwächer gestellte Haushalte

7.2.2.2 Solarthermische Anlagen für die Erzeugung von Warmwasser

Knapp fünf Prozent des Endenergieverbrauchs werden für die Erzeugung von Warmwasser verwendet. Dazu werden bislang hauptsächlich fossile Energieträger oder Strom eingesetzt. Durch die Substitution dieser Energieträger durch Solarthermie können THG-Emissionen vermieden und Energiekosten eingespart werden.

In den Wintermonaten mit geringer Sonneneinstrahlung reicht die gewonnene Wärme nicht zur Deckung des Warmwasserbedarfs. Die solarthermischen Anlagen sind deshalb mit einem Zweitsystem verbunden, in der Regel ist dies die Gebäudeheizung.

Der Zubau an solarthermischen Anlagen hat sich in den letzten Jahren verlangsamt, unter anderem aufgrund der „Konkurrenz“ durch PV-Anlagen. PV-Anlagen können mit einem Heizstab ergänzt und an das bestehende Warmwassersystem eingebunden werden. Dadurch kann überschüssiger PV-Strom in Wärme umgewandelt werden. In wie weit es sinnvoll ist, hochwertige Energie in Form von Strom für Niedertemperaturwärme zu nutzen, ist umstritten.

Tabelle 7-12: BCOT-Analyse Ausbau der Solarthermie, Sicht Endkunde

Solarthermie – Sicht Endkunde	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Einsparung von Brennstoffen oder Strom und Verringerung der damit verbundenen Energiekosten • Steigerung des Gebäudewertes • Gutes Gewissen durch Verringerung der THG-Emissionen beim Ersatz fossiler Brennstoffe	• Zusätzliche Investitionen durch den Einbau einer Solarthermie-Anlage • Höhere Wartungskosten, da mindestens zwei Systeme benötigt werden • Verkleinerte Dachfläche für den Einsatz von PV-Elementen
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Gegebenenfalls höhere Mietpreise durchsetzbar (bei Mietobjekten) • Geringeres Risiko von steigenden Ausgaben für Energie bei anziehenden Energiepreisen	• Wärmeerträge geringer als erwartet, sofern Anlage nicht fachgerecht mit der übrigen Haustechnik verbunden und eingestellt ist • Bei Mietobjekten: Vermietbarkeit durch höhere Mietpreise ggf. gefährdet

7.2.2.3 Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen

„Klima, Lüftung und Haustechnik“ ist der einzige Anwendungsbereich mit einem zunehmenden Energieverbrauch im Ex ante-Zeitraum (vgl. Kapitel 4.2). Die Ursachen sind unter anderem der steigende Komfortanspruch, das wärmer werdende Klima und der Einsatz mechanischer Lüftungsanlagen zur Verringerung von Wärmeverlusten. Zudem weisen hoch effiziente Gebäude eine sehr geringe Luftdurchlässigkeit auf. Zur Gewährleistung eines guten Innenraumklimas ist deshalb die Verwendung einer mechanischen Lüftungsanlage angezeigt.

Werden anstelle konventioneller Anlagen effiziente Klima- und Lüftungsanlagen eingebaut, dämpft dies die Zunahme des Stromverbrauchs. Zur effizienten Erzeugung der Klimakälte können verschiedene Technologien eingesetzt werden: effiziente elektrische Klimaanlagen mit hohen Leistungszahlen, solarthermische Anlagen (z. B. mittels einer Absorptionskältemaschine oder Adsorptionskältemaschine), Erdwärmepumpen oder bauliche Maßnahmen (z. B. Kühlung des Betonkerns mit Wasser).

Tabelle 7-13: BCOT-Analyse Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen, Sicht Hersteller

Effiziente Klima- und Lüftungsanlagen – Sicht Hersteller	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Höhere Nachfrage • Höherer Umsatz • Höherer Gewinn	• Kosten durch zusätzliche Investitionen in Betriebserweiterung • Kosten durch zusätzliche Mitarbeiter
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Erschließung zusätzlicher Absatzmärkte im Ausland mit steigender Nachfrage nach Klimakälte • Nachfrage nach Lüftungsanlagen steigt aufgrund der Zunahme an gut gedämmten Gebäuden	• Fehlinvestitionen bei Betriebserweiterungen, falls Nachfrage nicht anhaltend hoch bleibt. (z. B. Reduktion der Klimakälte mit baulichen Maßnahmen oder die Verwendung von alternativen Technologien) • Billigere Angebote von Konkurrenzunternehmen im Ausland

Tabelle 7-14: BCOT-Analyse Einbau effizienter Klima- und Lüftungsanlagen, Sicht Endkunde

Effiziente Klima- und Lüftungsanlagen – Sicht Endkunde	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Einsparung von Strom und Stromkosten • Steigerung des Gebäudewertes • Verbesserung des Innenraumklimas	• Kosten durch den Einbau einer Klima- und/oder Lüftungsanlage • Zusätzlicher Raum beansprucht • Zusätzliche Kosten für die Instandhaltung
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Gegebenenfalls höhere Verkaufspreise (Eigenheime), beziehungsweise Mietpreise (Mietobjekte) durchsetzbar • Höherer Komfort dient als wettbewerblicher Vorteil (Restaurants, Hotels)	• Bei Mietobjekten: Vermietbarkeit durch höhere Mietpreise ggf. gefährdet • Rebound-Effekt: Effiziente Anlagen werden häufiger genutzt

7.2.2.4 Energieeffizienzmonitoring

Die Einführung eines einheitlichen und vergleichbaren Energieeffizienzmonitorings für industrielle Prozesstechnologien und -techniken ist aufgrund deren Vielfalt bislang nicht umgesetzt – anders, als dies bei weniger heterogenen Bereichen der Fall ist, wie z. B. dem Gebäudesektor oder bei Elektrogeräten. Ein dafür nötiges Kennzahlensystem bietet vielfältige Vergleichs- und Steueroptionen für Staat und Anwender. Im Gegensatz zu den verbreiteten freiwilligen Selbstverpflichtungen einzelner Branchen können damit energetische Verbesserungen gezielt forciert, gefordert und gefördert werden. Der Endkunde hat den Vorteil, die laufenden Kosten von Produkten verschiedener Hersteller bzw. Maschinenbauer umfassender miteinander unter dem Aspekt des Energie- bzw. Ressourcenverbrauchs zu vergleichen.

Tabelle 7-15: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Hersteller/Maschinenbauer

Energieeffizienzmonitoring – Sicht Hersteller/Maschinenbauer	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Höhere Nachfrage nach Maschinen aufgrund nachvollziehbaren Energiekostenvorteils • Höherer Umsatz und Gewinn • Effizienzmonitoring auch für interne Produktionsabläufe nutzbar	• Zusätzliche Ausgaben zur Einführung des Effizienzmonitorings • Kosten durch Aneignung zusätzlich erforderlichen Spezialwissens • Höhere Personalkosten bei Ausweitung der Beschäftigung
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Erschließung zusätzlicher Absatzmärkte (Verkauf an Endkunden und andere Hersteller im In- und Ausland, Energiedienstleistungen, Fernwartung) • Nachhaltigkeitsimage • Ordnungsrechtliche Vorgaben hinsichtlich Effizienzmonitoring erschweren u. U. den Markteintritt für Konkurrenz/neue Wettbewerber	• Absatz sinkt, falls Maschinen nicht effizienter sind als diejenigen anderer Hersteller • Umsetzungsaufwand des Effizienzmonitorings zu aufwändig, hohe initiale Kosten • Wissensdiffusion zu Konkurrenzunternehmen • Umsetzung strenger ordnungsrechtlicher Zielvorgaben belastet die Hersteller

Tabelle 7-16: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Endkunde/Maschinenanwender

Energieeffizienzmonitoring – Sicht Endkunde/Maschinenanwender	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Verringerte Energie- und Betriebskosten, höhere Transparenz der Betriebskosten-Allokation • Verbesserte Konkurrenzfähigkeit • Längere Anlagenlebensdauer wegen detaillierten Monitorings aller Komponenten • Bessere Entscheidungsgrundlage für Investitionsentscheidungen.	• Kosten durch zusätzliche Investitionen in energieeffiziente Maschinen • Kosten durch Investitionen in Ausbildung oder Qualifikation von Fachkräften zum Effizienzmonitoring und dessen Kennzahlen, um betriebsrelevante Schwerpunkte zu finden und Entscheidungen zu treffen
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Profitiert von höherer Energieeffizienz, da Effizienzmonitoring den Wettbewerb erhöht (Effizienzsteigerungsspirale durch Konkurrenz) • Nachhaltigkeitsimage • Beseitigung von Informations-Hemmnissen, die die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen behindern • Steuerliche Vorteile (Energiesteuer, EEG), sofern ein umfassendes Energiemanagement eingeführt wird und bestimmte Rahmenbedingungen erfüllt werden	• „Zu spezielle Anforderungen“: Bei wenigen Herstellern bzw. geringer Konkurrenz besteht die Gefahr, dass das Effizienzmonitoring keinen energetischen Vorteil bringt • Zersplitterung des Effizienzmonitorings in mehrere Kennzahlensysteme, die nicht vergleichbar sind • Schwindender Einfluss der innerbetrieblichen Energiebeauftragten • Schwierige Integration der Informationen des Effizienzmonitorings in bestehende Form der Unternehmenskommunikation

Tabelle 7-17: BCOT-Analyse Energieeffizienzmonitoring, Sicht Staat

Energieeffizienzmonitoring – Sicht Staat	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Vergleichbarkeit industrieller Prozess-techologien (Überblick über bestehende Technologien und Techniken) • Ressourceneinsparung (Energie, Wasser, Material) • Steuermöglichkeit: Baustein zur Erreichung der Klimaschutz-Ziele und zur Verringerung der Importabhängigkeit bei Energieträgern	• Zusätzliche Ausgaben zum Aufbau und zur Umsetzung eines einheitlichen Effizienz-monitorings
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Wirtschaftswachstum durch Export des Effizienzmonitorings und der damit ver-bundenen Expertise • Gutes Image des Standorts als Vorreiter beim Effizienzmonitoring • Weiterentwicklung der Energiestatistik • Möglichkeit zur Einführung von Lastma-nagement	• Widerstand bei Herstellern bzw. Maschi-nenbauern • Langwieriger Umsetzungsprozess • Ineffizienz durch zu bürokratische Auflagen • Regulatorische Vorgaben werden von Marktdynamik überholt; Fehlentwicklun-gen • Standortentscheidungen zugunsten des Auslands

7.2.2.5 Verkehr

Da Pkw für den Großteil des Energieverbrauchs und der Emissionen im Verkehrsbereich verantwortlich sind, konzentrieren sich die Analysen auf diesen Verkehrszweig. Die in der nachfolgenden Analyse gewonnen Erkenntnisse können jedoch teilweise auch auf den übrigen Straßenverkehr übertragen werden.

Insbesondere längerfristig wird in der Elektrisierung der Pkw das größte Potenzial zur Dekarbonisierung im Verkehrsbereich gesehen. Die tatsächliche Marktentwicklung liegt jedoch deutlich unter dem Zielpfad. Wesentliches Hemmnis sind vergleichsweise höhere Fahrzeugkosten bei eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten. Die zukünftige Kostenent-wicklung hängt wesentlich von der technologischen Entwicklung und der Optimierung der Herstellung von Batterien ab und birgt deshalb Risiken.

Pkw mit konventionellem Antrieb können durch unterschiedliche bereits verfügbare Maßnahmen im Verbrauch optimiert werden. Komfortansprüche und zusätzliche Investi-tionskosten spielen beim Kauf jedoch eine größere Rolle als zukünftige Einsparung an Kraftstoffkosten.

Biokraftstoffe werden aufgrund der Teller-versus-Tank-Problematik kontrovers gesehen. Biokraftstoffen ohne Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion (II. und III. Generation) sind bislang nicht verfügbar. Zu welchen Kosten Biokraftstoffe der II. und III. Generation zukünftig erzeugt werden können, ist unsicher.

a) Batterieelektrische Pkw

Tabelle 7-18: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Hersteller

Batterieelektrische Pkw – Sicht Hersteller	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Imagegewinn • Einhalten der EU-Zielwerte, Vermeiden von Strafzahlungen (Super-Credits) • Mehr Know-how bei Batterien, Leistungselektronik, Steuerung (auch für Hybridantriebe)	• Hohe Anlaufinvestitionen (F&E für Batterien, Leistungselektronik, Leichtbau, u. a.) • Kosten für Batterierecycling
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Zunehmende Absatzmöglichkeiten bei steigenden Kraftstoffpreisen • Aufholen gegenüber ausländischen Herstellern mit Technologievorsprung • Verbesserte Marktpositionierung, wenn Politik Vorgaben verschärft (Inland und Ausland) • Verbesserte Marktpositionierung, wenn sich Batterietechnologie verbessert • Neue Geschäftsmodelle mit höherer Kundenbindung (z. B. Batterieleasing, Kooperationen mit Stromanbietern)	• Fehlinvestitionen in F&E, falls keine entsprechende Nachfrage, z. B. bei sinkenden Kraftstoffpreisen, anhaltend hohen Batteriepreisen • Übernahme von Technologien durch Konkurrenzunternehmen ohne eigene F&E-Investitionen (Billigangebote) • Stärkere Konkurrenz durch Änderung der Wertschöpfungskette: Die Batterie wird das zentrales Element, die Motoren werden vergleichsweise einfacher. • Imageschäden und Regressansprüche bei Einsatz nicht ausgereifter Technologie (z. B. Unfälle mit Batteriebränden) • Reklamation bei Batteriedegradation • Bildung von neuen Rohstoffabhängigkeiten (Batterien) • Steigende Personalkosten bei spezifischer Fachkräfteknappheit

Tabelle 7-19: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Endkunde

Batterieelektrische Pkw – Sicht Endkunde	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Imagegewinn, gutes Gewissen wegen verringerter Emissionen bei der Pkw-Nutzung • Fahrspaß durch hohes Drehmoment aus dem Stand • Fahrkomfort durch verringerte Lärmbelastung • Verringerte Energiekosten • Geringere Wartungskosten	• Höhere Anschaffungskosten • Geringere Reichweite • Mangelhafte Tankstelleninfrastruktur • Längere Betankungsdauern • Komforteinbußen (z. B. verringerte Reichweite durch Stromverbrauch für Heizung oder Klimatisierung)
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Im Vergleich zum konventionellen Pkw verbesserte Wirtschaftlichkeit bei steigenden Kraftstoffpreisen • Höherer Wiederverkaufswert, wenn Politik Vorgaben verschärft • Höherer Wiederverkaufswert, wenn Kraftstoffpreise steigen	• Im Vergleich zu konventionellen Pkw verschlechterte Wirtschaftlichkeit bei sinkenden Kraftstoffpreisen • Geringerer Wiederverkaufswert, wenn Kraftstoffpreise sinken • Unsicherheit über die Lebensdauer der Batterie mit ggf. negativen Konsequenzen für den Wiederverkaufswert des Pkw • Brandgefahr (Batterie)

Tabelle 7-20: BCOT-Analyse Batterieelektrische Pkw, Sicht Staat

Batterieelektrische Pkw – Sicht Staat	
Vorteile (Benefits)	**Kosten (Costs)**
• Höhere Einnahmen aus Mehrwertsteuer wegen höherer Verkaufspreise batterieelektrischer Pkw • Reduktion der Treibhausgasemissionen • Minderung von Gesundheitsschäden durch Schadstoffe und Lärm	• Niedrigere Einnahmen aus Mineralölsteuer • Niedrigere Einnahmen aus Kfz-Steuer bei abgesenkten Kfz-Steuersätzen für umweltfreundliche Pkw • Ggf. Kosten für die Förderung zum Aufbau der Ladeinfrastruktur • Ggf. steigende Kosten für Forschungsförderung
Chancen (Opportunities)	**Risiken (Threats)**
• Bei Markterfolg von E-Pkw große Hebelwirkung zur Reduktion von Treibhausgasemissionen	• Verschwendung öffentlicher Mittel, falls E-Pkw sich nicht durchsetzen

b) Verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben

Tabelle 7-21: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Hersteller

Verbrauchsarme Pkw mit konventionellem Antrieb – Sicht Hersteller	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Mehr Know-how bei energieeffizienten Verbrennungsmotoren • Imagegewinn • Einhalten der EU-Zielwerte, Vermeiden von Strafzahlungen	• Kosten für Investitionen in F&E in energieeffiziente Verbrennungsmotoren
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Zusätzliche Absatzmöglichkeiten bei steigenden Kraftstoffpreisen • Erhalt / Erlangung der Technologieführerschaft bei Pkw mit Verbrennungsmotoren / Hybrid-Pkw • Gute Marktpositionierung, wenn Politik Vorgaben verschärft (Inland und Ausland)	• Fehlinvestitionen in F&E, falls keine entsprechende Nachfrage eintritt, z. B. bei sinkenden Kraftstoffpreisen • Übernahme von Technologien durch Konkurrenzunternehmen ohne eigene F&E-Investitionen (Billigangebote) • Höhere Personalkosten, sofern Fachkräftemangel auftritt

Tabelle 7-22: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Endkunde

Verbrauchsarme Pkw mit konventionellem Antrieb – Sicht Endkunde	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Einsparung fossiler Kraftstoffe • Verringerung der Ausgaben für Benzin / Diesel • Gutes Gewissen durch verringerte THG-Emissionen bei der Pkw-Nutzung	• Höhere Anschaffungskosten • Ggf. höhere Wartungskosten • Ggf. höhere Anfälligkeit (bei Einsatz nicht vollständig ausgereifter Technologie) • Geringerer Nutzen, sofern die Einsparung über Downsizing erzielt wird
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Steigende Wirtschaftlichkeit bei steigenden Kraftstoffpreisen • Höherer Wiederverkaufswert, wenn Politik Vorgaben verschärft • Höherer Wiederverkaufswert bei steigenden Kraftstoffpreisen	• Verschlechterte Wirtschaftlichkeit bei sinkenden Kraftstoffpreisen • Geringerer Wiederverkaufswert bei sinkenden Kraftstoffpreisen

Tabelle 7-23: BCOT-Analyse verbrauchsarme Pkw mit konventionellen Antrieben, Sicht Staat

Verbrauchsarme Pkw mit konventionellem Antrieb – Sicht Staat	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Höhere Einnahmen aus Mehrwertsteuer wegen höherer Verkaufspreise verbrauchsarmer Pkw • Reduktion der Treibhausgasemissionen • Verringerte Abhängigkeit von Mineralölimporten	• Niedrigere Einnahmen aus Mineralölsteuer • Geringere Einnahmen aus Kfz-Steuer bei niedrigeren Kfz-Steuersätzen für umweltfreundliche Pkw
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Wirtschaftswachstum durch bessere Exportchancen für verbrauchsarme Pkw	

c) Verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen

Tabelle 7-24: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Kraftstoffhersteller

Verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen – Sicht Kraftstoffhersteller	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Imagegewinn für klassische Mineralölwirtschaft, sofern diese die Biokraftstoffe herstellt	• Sinkender Absatz fossiler Kraftstoffe • Investitionskosten in F&E von Biokraftstoffen der II. und III. Generation • Investitionskosten zur Umrüstung bestehender Raffinerien zur Herstellung von **Biokraftstoffen** der II. und III. Generation
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Absatz neuer Produkte (Biokraftstoffe II. und III. Generation), falls zukünftig verfügbar • Reduzierte Abhängigkeit von Rohölpreis • Steigende Rentabilität, wenn Mineralölpreise steigen	• Fehlinvestitionen in F&E • Sinkende Rentabilität, wenn Mineralölpreise sinken • Imageverlust durch Nutzungskonflikt bei Biomasse („Tank versus Teller“)

Tabelle 7-25: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Pkw-Hersteller

Verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen – Sicht Pkw-Hersteller	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Imagegewinn von konventionellen Antrieben	• F&E-Investitionen in Tank und Motor zur optimalen Nutzung der Biokraftstoffe
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Geringere Risiken durch Mineralölpreisschwankungen bei der Fokussierung auf konventionelle Antriebe • Längere Verwendung der „alten" Antriebstechnologie	• Bei Fokussierung auf konventionelle Antriebe Absatzrisiko bei steigenden Biokraftstoffkosten • Unsicherheiten bezüglich der Einsatzmöglichkeit (welche Fahrzeuge können Biokraftstoffe nutzen?) • Bei Werbung für E85 – Imageschaden durch Diskussion „Tank versus Teller"

Tabelle 7-26: BCOT-Analyse verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen, Sicht Endkunde

Verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen – Sicht Endkunde	
Vorteile (Benefits)	Kosten (Costs)
• Imagegewinn, gutes Gewissen durch verringerte THG-Emissionen bei der Pkw-Nutzung	• Höhere Kosten für Kraftstoffe
Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
• Geringere Abhängigkeit vom Preis konventioneller Kraftstoffe	• Unsicherheiten bezüglich der Kompatibilität mit Fahrzeugen • Risiko von weiter steigenden Kraftstoffkosten bei der ggf. zukünftigen Nutzung von Biokraftstoffen der II. und III. Generation • Imageverlust durch Nutzungskonflikt zwischen Energie und Nahrung („Teller versus Tank")

7.3 EINORDNUNG IN DIE ENERGIEWENDEDISKUSSION

Die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse fügen sich in das Gesamtbild ein, das sich aus anderen vergleichbaren Studien mit Blick auf die Methodenabgrenzungen in Abschnitt 2 ergibt. Partialanalysen befassen sich mit der Ex post-Berechnung einzelner Größen, wie der Beschäftigung, den verringerten Importen oder der Treibhausgasminde-

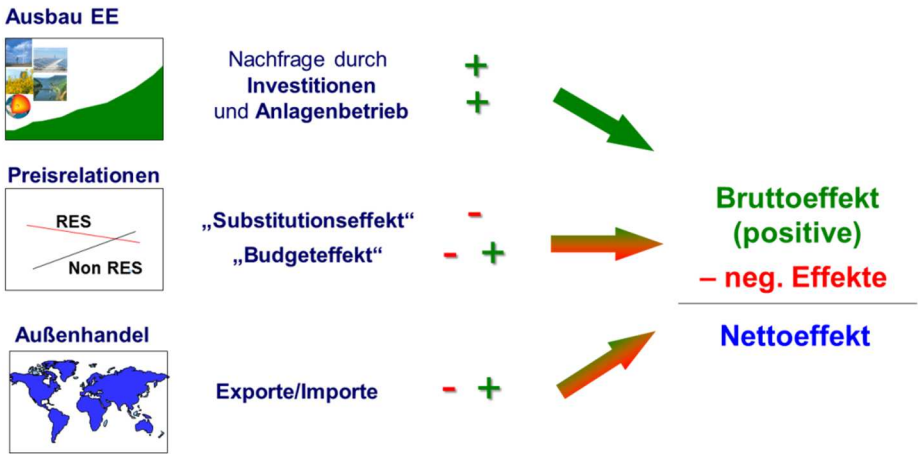
rung und den damit verbundenen verringerten Gesamtschäden. Hier stellt sich schnell die Frage der Bilanzierbarkeit von Einzelgrößen, die im Forschungsvorhaben „Kosten und Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien“ (KNEE) unter Federführung des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) von der GWS, dem DIW und dem IZES ausführlich beantwortet wurde (vgl. ISI et al. 2010). Das dort konzipierte Monitoring der addierbaren Größen wird im Vorhaben ImpRES, „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien; Impact of renewable energy sources“ fortgeführt.

Die Abwägung der Kosten und Vorteilen lässt sich quantitativ nur bei den addierbaren Größen durchführen. Dabei ist darauf zu achten, dass einige dieser Indikatoren bereits Bilanzgrößen darstellen, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben. So berechnen sich die verringerten Importe aus einem Vergleich der Energieimporte eines Jahres mit den kontrafaktisch anfallenden Importen desselben Jahres. Alternativ ließe sich der Energieimport als Differenz zum Vorjahr bewerten, stellte jedoch in diesem Fall eine Vermischung von Effizienz- und Substitutionseffekt dar.

Wirkliche Nettoeffekte der Energiewende im Vergleich zu einem Szenario, in dem die entsprechenden Schritte nicht umgesetzt werden, beschreiben den Saldo von positiven und negativen Effekten unter Einbeziehung aller Rückkopplungseffekte. Sie sind definitionsgemäß deutlich kleiner als die sogenannten Bruttoeffekte.

Am Beispiel der Beschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien lässt sich dies illustrieren (vgl. Abbildung 7-1). „Bruttobeschäftigung“ beschreibt alle Arbeitsplätze, die in einem Jahr von einer bestimmten Maßnahme abhängen. Diskussionen entzünden sich oft an der fälschlichen Interpretation von Bruttoeffekten als Nettoeffekte. Bruttoeffekte sind das Ergebnis regelmäßiger Förderevaluationen etwa im Bereich Gebäudesanierung oder Erneuerbare Energien. Sie sagen etwas zur gesamtwirtschaftlichen Bedeutung einer Branche oder zum Umfang einer Maßnahme aus. Teilweise gehen sie in ihrem Detailgrad, was Vorleistungsketten, Arbeitsintensität und Importquoten angeht, über die amtliche Statistik hinaus.

Abbildung 7-1: Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien



Quelle: Staiß et al. 2006

Die Größenordnung der Effekte bezogen auf die Auswirkungen der Energiewende ist stark davon abhängig, wie die Ausgestaltung der Energiewende definiert ist (Kapitel 3). Alle vor dem Jahr 2010 ergriffenen Maßnahmen und ihre Auswirkungen sind in den in Kapitel 4 dargestellten Effekten nicht enthalten. Die Modellanalyse zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten von Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung in den Jahren 1995 bis 2012 verdeutlicht, dass die heute vielfach bereits finanzierten Effizienzmaßnahmen dauerhaft zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten führen, demnach das goldene Ende dieser Investitionen erreicht ist. Dagegen ist für den Bereich der erneuerbaren Energien zu bedenken, dass bis zum Jahr 2010 bereits eine EEG-Umlage in Höhe von 3,5 Cent/kWh aufgelaufen war, die bei der Differenzbetrachtung zwischen Energiewendeszenario und kontrafaktischem Szenario in Kapitel 4 unberücksichtigt bleibt. Auch andere Annahmen etwa zur Entwicklung des langfristigen Wachstumspfades in Deutschland oder zu den internationalen Energiepreisen beeinflussen die Modellergebnisse.

Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass bei der Betrachtung das Konzept preislicher Wettbewerbsfähigkeit zugrunde gelegt. Andere Einflussgrößen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sind generell schwierig zu erfassen. Insgesamt sind die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der Energiewende, wie sie hier definiert ist, gering. Die BCOT-Analysen der vorangegangenen Abschnitte scheinen auf größere Effekte hinzudeuten, ebenso wie die kontroverse öffentliche Diskussion und der Regulierungsaufwand. Wie lässt sich diese scheinbare Diskrepanz auflösen?

Untersuchungen zu den Kosten und Vorteilen des Ausbaus erneuerbarer Energien ebenso wie zu den Kosten und Vorteilswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen weisen auf die Bedeutung der Berücksichtigung einzelwirtschaftlicher Sichtweisen hin (Matthes et al. 2013). In Abschnitt 7.2.2 wird daher explizit auf die verschiedenen akteursbezogenen Sichtweisen im Rahmen der BCOT eingegangen. Es zeigt sich, dass Maßnahmen bezüglich ihrer Stärken und Schwächen das Vorzeichen wechseln können, wenn man die Sichtweise wechselt. Auch beim Ausbau erneuerbarer Energien ist die akteursbezogene Sichtweise ausgeprägt. Bereits in einer frühen Untersuchung zu den THG-Vermeidungskosten (Mc Kinsey & Company 2007) wird die PV hierdurch zur attraktivsten Vermeidungsoption.

Im Bereich der Energieeffizienz der Energiewende zuzurechnende Maßnahmen lohnen sich bei Berücksichtigung entsprechender Amortisationszeiträume verschiedener Investorengruppen weitgehend auch einzelwirtschaftlich. Zu unterscheiden sind ein unmittelbarer Nachfrageimpuls bei Durchführung der Maßnahme selbst, längerfristige Finanzierungskosten, die teilweise andere Mittelverwendungen verdrängen, und von der Umsetzung der Maßnahme über die Finanzierungsperiode hinaus Energieeinsparungen, die dauerhaft Mittel für andere Ausgaben freisetzen. Allerdings bestehen verschiedene Hemmnisse und Gründe, warum ein Teil dieser Maßnahmen trotz ihrer langfristigen Vorteilhaftigkeit nicht ergriffen wird, beispielsweise unterscheiden sich die Auffassungen unterschiedlicher Akteure über einen angemessenen Amortisationszeitraum. Mit verschiedenen Maßnahmen wie dem Einsatz von Fördermitteln, Steuervergünstigungen,

Ordnungsrecht, verbesserten Informationen oder Preisinstrumenten lassen sich diese Hemmnisse teilweise überwinden.

Mit verstärkter Marktdurchdringung und Kostensenkung von Effizienztechnologien können die Maßnahmen zurückgeführt werden. Über die positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkungen einzelwirtschaftlich lohnender Effizienzmaßnahmen besteht in der Literatur weitgehend Einigkeit, wobei teilweise die dahinter stehenden Annahmen über die Einzelwirtschaftlichkeit der Maßnahmen bei rational handelnden Investoren oder die Zusätzlichkeit der Effizienzinvestitionen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene in Frage gestellt werden. Wenn noch zusätzliche Maßnahmen bis zum Jahr 2020 zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts ergriffen werden, bietet es sich angesichts dieser Ergebnisse an, neben der Verschärfung des EU-ETS, über die auf EU-Ebene entschieden wird, auf weitere Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen.

Wesentlich kontroverser ist die Diskussion um die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Förderung neuer Technologien wie erneuerbare Energien im Strom- oder Wärmemarkt oder der Elektromobilität. Die Sensitivitätsrechnung zum Strommarkt in Abschnitt 5.3 und die BCOT-Analyse in Abschnitt 7.2.1.2 zeigen, dass der starke Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, im Zeitraum 2010 bis 2013 kurzfristig zu mehr Nachfrage und Arbeitsplätzen geführt hat. Die über die EEG-Umlage auf den Großteil der Stromverbraucher umgelegten Kosten, die zu einer Erhöhung der Strompreise führen, wirken in den Folgejahren gesamtwirtschaftlich negativ. Die Politik ist dabei, darauf mit der Novellierung des EEG zu reagieren. Nach der Sensitivitätsrechnung zur EEG-Novelle wird die EEG-Umlage in Zukunft nur noch geringfügig steigen. Die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des absehbaren weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien werden bis zum Jahr 2020 begrenzt bleiben. Ein wichtiger Grund für die begrenzten gesamtwirtschaftlichen Langfristeffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien. Sie können in einem gesamtwirtschaftlichen Modell selbstverständlich nicht in dem Detailgrad abgebildet werden, in dem sie auf Anlagenebene wirksam sind. Die weitgehende Befreiung der stromintensiven Industrie von der EEG-Umlage verhindert aber das mögliche Wegbrechen ganzer industrieller Wertschöpfungsketten, die im internationalen Wettbewerb stehen, um die Deutschland derzeit nicht nur in Europa beneidet wird (vgl. dazu auch Prognos, EWI, GWS 2014, Infobox 5-3).

Einzelwirtschaftlich ist die Diskrepanz zwischen den Gewinnern und Verlierern beim EE-Ausbau größer. Aus Sicht der Haushaltskunden ergeben sich Verteilungseffekte durch die Erhöhung der Strompreise (vgl. Lehr, Drosdowski 2013, Neuhoff 2012), die wie alle Preiseffekte regressiv wirken. Dem gegenüber stehen Einnahmen aus den Vergütungszahlungen unter anderem an private Eigenheimbesitzer in beträchtlicher Höhe.

Aus der Sicht von Stromkunden, die sich an der Börse versorgen, sind die Preise in den letzten Jahren erheblich gesunken und haben sich deutlich unter vier Cent pro Kilowattstunde eingependelt. Untersuchungen zeigen, dass diese niedrigen Preise von den Energieversorgern an Neukunden weitergegeben werden, bestehende Verträge von dieser Entwicklung jedoch unberührt sind (ImpRES 2014).

Zu den Verteilungseffekten der besonderen Ausgleichsregelung ist weiter oben bereits ausführlich Stellung bezogen worden. Hier sorgen insbesondere Grenzen zwischen Privilegierung und Nicht-Privilegierung für Brisanz.

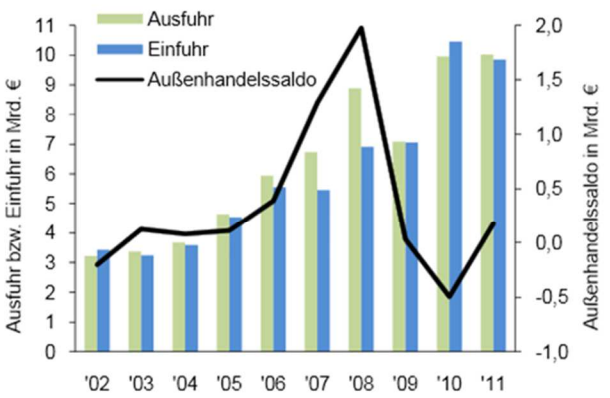
Die modellbasierte Abschätzung gesamtwirtschaftlicher mit der Energiewende verbundener Effekte berücksichtigt die Summe dieser Effekte. Zum Verständnis der Interessenlage einzelner Akteursgruppen lohnt sich der Blick auf die partialanalytischen Indikatoren und Modelle.

In der Vergangenheit ist wiederholt argumentiert worden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland auch dazu beigetragen hat, neue Exportmärkte für deutsche Unternehmen zu erschließen. Über langfristige Außenhandelsüberschüsse in diesem Bereich könnten durch die Anschubfinanzierung des EEG auch dauerhaft zusätzliche Arbeitsplätze und Produktion in Deutschland erhalten bleiben. In den Jahren 2010 und 2011 war dies nach der im Folgenden dargestellten Studie nicht der Fall.

Problematisch ist, dass die Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien in der Außenhandelsstatistik nicht separat ausgewiesen werden. Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Gehrke et al. 2014), die auf bestimmten Annahmen der Zurechnung beruht, zeigt, dass zwischen den Jahren 2003 und 2008 der Außenhandelssaldo bei diesen Gütern durchweg positiv war. Es wurden zunehmend mehr Güter zur Nutzung von erneuerbaren Energien (EE) exportiert als importiert (Abbildung 7-2). Der Großteil der über die Grenzen hinweg gehandelten erneuerbaren Energiegüter sind Solarenergiegüter. Etwa 74% der EE-Exporte und 81% der EE-Importe sind Solarenergiegüter gefolgt von Windkraft mit 17% (EE-Exportanteil) bzw. 14% (EE-Importanteil).

Abbildung 7-2: Struktur des deutschen Außenhandels mit Gütern zur Nutzung von erneuerbaren Energien

	Aus-fuhr	Ein-fuhr	Aus-fuhr	Ein-fuhr
	2002		2011	
Insgesamt (in Mrd. €)	**3,2**	**3,4**	**10,0**	**9,8**
darunter in %				
Windkraft	11,2	24,0	16,9	14,3
Solarenergie	71,9	66,0	73,9	81,3
Solarzellen und -module	8,6	13,4	26,5	49,3
übrige Solarenergiegüter	63,3	52,6	47,5	32,0
Übrige Energieträger*	16,9	9,9	9,2	4,4



*) Wasserkraft, Wärmepumpen, Biomasse/-gas.

Quelle: Gehrke, Schasse, Ostertag 2014

Im Jahr 2010 wurde der Außenhandelssaldo mit diesen Gütern leicht negativ, im Jahr 2011 lag er knapp über Null. Seit dem Jahr 2009 wurde insbesondere der Ausbau der Photovoltaik von einem wachsenden Importanteil begleitet, wobei die Entwicklungen

über die verschiedenen Bestandteile der Anlagen unterschiedlich verlaufen sind. Beispielsweise ist bei Solarzellen und -modulen von deutlich höheren, und im Ex post-Zeitraum (2010 bis 2013) schnell anwachsenden Importanteilen auszugehen. Zugleich ist der Wert dieser Importe wegen der drastisch sinkenden Weltmarktpreise relativ zu anderen Bestandteilen zurückgegangen. Im Jahr 2011 wurden fast zweimal mehr Solarzellen und -module eingeführt als exportiert. Andere Solarenergiegüter wurden stärker exportiert, so konnten deutsche Hersteller von Wechselrichtern ihre Weltmarktposition halten oder ausbauen. Auch verschiedene Hersteller von Anlagen zur Erzeugung von Solarzellen haben sich erfolgreich auf dem Weltmarkt positioniert und besonders in den Jahren profitiert, in denen international zusätzliche Produktionskapazitäten ausgebaut wurden.

Der erhebliche Ausbau von Produktionskapazitäten in Asien, insbesondere in China hat zu Überkapazitäten weltweit geführt. Sowohl die Größe der chinesischen Produktion als auch die Überkapazitäten mündeten in einem rasanten Preisverfall für Solarzellen und Module in den Jahren 2011–2012. Die Preise sinken derzeit immer noch, aber die Dynamik scheint sich verringert zu haben.

Der Weltmarkt für Windkraftanlagen zeigt zwar ebenfalls erste Anzeichen von Überkapazitäten, die deutschen Hersteller konnten sich jedoch in der Beobachtungsperiode bis 2013 hervorragend behaupten und ihre Stellung unter den Top Ten der Windenergieunternehmen festigen (O'Sullivan et al. 2014).

Handelbare Güter, die im Zusammenhang mit Effizienzmaßnahmen im Bereich der Energieverwendung und -umwandlung stehen (z. B. energieeffizientere Elektrogeräte, Dämmstoffe), werden mehr exportiert als importiert. Im Jahr 2011 standen Exporten in Höhe von ca. zehn Mrd. EUR Importen in Höhe von ca. fünf Mrd. EUR gegenüber (Gehrke, Schasse, Ostertag 2014, S. 33). Aber auch im Bereich energieeffiziente Technologien wird die Konkurrenz zunehmend stärker (so z. B. Lead Markets Projekt des ZEW, Fraunhofer ISI und FU Berlin; Gehrke, Schasse 2013).

Die zukünftige Entwicklung des Außenhandels mit Energiewendegütern hängt von vielen Einflussgrößen ab. Die Exportinitiative Energieeffizienz unterstützt Unternehmen, neue Märkte zu erschließen und fördert so die Verbreitung von Energieeffizienzgütern (GTAI 2014). Parallel dazu wird vom BMWi auch die Verbreitung erneuerbarer Energien mit der gleichnamigen Exportinitiative unterstützt. Die Chancen, die in diesen Bereichen zukünftig für deutsche Unternehmen liegen, sind in einer Gesamtbetrachtung den Kosten des EE-Ausbaus und der Energiewende insgesamt gegenüberzustellen.

7.4 Zukünftig verbesserte Daten- und Informationsgrundlagen notwendig

Die Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der im Jahr 2010 eingeleiteten Energiewende kann bisher nur auf ein eingeschränktes Datenangebot zurückgreifen. Einerseits gibt es einen generellen Zeitverzug von Strukturdaten der Wirtschaftsstatistik. Vielfach liegen Daten erst bis zum Jahr 2011 vor. Spezifische Informationen zu den erneuerbaren

Energien und Energieeffizienz liegen quer zur Systematik der amtlichen Statistik und werden teils in Forschungsvorhaben (vgl. Abschnitt 7.3) mit jeweils unterschiedlichen Methoden erhoben. Generell wird die Entwicklung in den Jahren 2010 bis 2013 von der amtlichen Statistik noch nicht ausreichend erfasst. Für ein dauerhaftes Monitoring der Energiewende sind hierzu zukünftig mehr spezifische Daten zu erheben, zu verknüpfen und zu veröffentlichen, damit u. a. auch die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte besser erfasst werden können.

Immerhin zeichnet sich für die Kleinerzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien eine verbesserte Datenbasis ab. Für sie ist nach Auskunft des Statistischen Bundesamtes im Rahmen der VGR-Generalrevision 2014 eine Veröffentlichung geplant. Damit würden insbesondere die Investitionen der privaten Haushalte in PV-Anlagen statistisch erfasst werden.

Deutlich verbesserungsfähig ist generell die angemessene Erfassung und Verbuchung der mit verschiedenen Verteilungseffekten der Energiewende verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte. So bezahlen die Stromverbraucher allein durch die EEG-Umlage ein Betrag von inzwischen jährlich über 20 Mrd. EUR an die Anlagenbetreiber. Diese konzentrieren sich in sonnen- und windreichen Regionen (Growitsch et al. 2014) und verfügen in der Regel über Grundbesitz, Gebäude, teilweise große Dachflächen etc. Sie führen auch zur Verschiebung von kommunaler Wertschöpfung in Form von Löhnen, Steuereinnahmen und Gewinnen in diese Regionen (Heinbach et al. 2014).

Während große Stromverbraucher vielfach von der Umlage weitgehend befreit sind, gilt dies für kleine und mittelständische Unternehmen meist nicht. Die sinkenden Großhandelspreise an der Strombörse und die verringerte Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke durch den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien haben die Gewinne vieler Stromanbieter deutlich reduziert. Für das Wirtschaftsjahr 2013 haben große Konzerne im Bereich der Energieerzeugung Sonderabschreibungen vorgenommen und ihre Dividendenzahlungen, die gerade an viele kommunale Anteilseigner ausgeschüttet werden, teils drastisch reduziert. Welche gesamtwirtschaftlichen Effekte dadurch entstehen, dass diese Wirtschaftssubjekte z. B. unterschiedliche Konsum- oder Investitionsquoten haben können, ist nicht bekannt. So dürften Hersteller von Landmaschinen deutlich davon profitieren, dass viele Landwirte EEG-Vergütungen in großem Umfang erhalten. Eine aktuelle Studie des IAB weist für die Bereiche Handwerk sowie technische Planung und Architektur eine „Lohnprämie“ von derzeit über zehn Prozent aus, die auf die Förderung der erneuerbaren Energien zurückgeht (Antoni et al. 2014). Beide Beispiele deuten zumindest darauf hin, wie vielfältig Effekte der Energiewende unterhalb der gesamtwirtschaftlichen Ebene sein können. Sie gilt es in Zukunft stärker zu betrachten.

LITERATUR

Antoni, M., Janser, M. & Lehmer, F. (2014): The hidden winners of renewable energy promotion. Insights into sector-specific wage differentials. (IAB-Discussion Paper, 12/2014), Nürnberg.

BDH (2013): Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2002–2012. Bundesindustrieverband Deutschland, Haus-, Energie- und Umwelttechniken e.V.

Blazejczak, J., Edler, D. & Schill, W.-P. (2014): Steigerung der Energieeffizienz: ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft. DIW Wochenbericht Nr. 4.2014, Berlin.

Blazejczak, J., Diekmann, J., Edler, D., Kemfert, C., Neuhoff, K. & Schill, W.-P. (2013): Energiewende erfordert hohe Investitionen. DIW Wochenbericht Nr. 26. 2013.

BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin.

BMWI (2011): 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland.

BMWi (2013): Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin.

BMWi & BMU (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin.

BMWi (2014a): Zahlen und Fakten – Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html

BMWi (2014b): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin.

BMWi (2014c): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.

BMWi (2014d): Smart Energy made in Germany. Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, Berlin.

BSR, ECF, ISI, PIK & Öko-Zentrum NRW (2008): Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland. Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Endbericht, Potsdam.

BSW Solar (2014): Faktenpapiere "Die deutsche Solarbranche" Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie).

http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2014_03_BSW_Solar_Faktenblatt_Solarwaerme.pdf

Bundesnetzagentur (2013): http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm download am 11. März 2013.

Dena (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.

Diefenbach, N., Stein, B., Loga, T., Rodenfels, M., Gabriel, J. & Fette, M. (2013): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012, Darmstadt, Bremen.

Diefenbach, N., Stein, B., Loga, T., Rodenfels, M., Gabriel, J. & Fette, M. (2012): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011, Darmstadt, Bremen.

Diefenbach, N., Loga, T., Gabriel, J. & Fette, M. (2011): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ 2010 und „Ökologisch/Energieeffizient Bauen“ 2006-2010, Darmstadt, Bremen.

DLR, IWES & IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des BMU.

Doll, C., Eichhammer, W., Fleitner, T., Jochem, E., Köhler, J., Peters, A., Sensfuss, F., Wietschel, M., Schade, W., Schmidt-Sercander, B., Matthes, F., Hansen, P., Roser, A., Reitze, F., Köwener, D. & Ziesing, H.-J. (2012): Ermittlung der Klimaschutzwirkung des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung IEKP und Vorschlag für ein Konzept zur kontinuierlichen Überprüfung der Klimaschutzwirkung des IEKP. Arbeitspaket 2: Entwicklung eines Monitoringkonzepts für das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Climate Change 02/2012, Dessau-Roßlau.

DWD (2014): Klimadaten Deutscher Stationen. Deutscher Wetterdienst, Offenbach.

Ecofys, EnCT & BBH (2009): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

EPIA (2013): Global Market Outlook – for Photovoltaics 2013-2017. Brüssel.

Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler.

Ernst & Young, DENA (2013): Deutscher Energiewende-Index 1. Quartal 2013.

EU (2009a): Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte

EU (2009b): Verordnung (EG) 244/2009 der Kommission vom 18.3.2009 zur Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht.

EU (2010): Richtlinie 2010 /30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen.

Flues, F., Löschel, A., Pothen, F. & Wölfing, N. (2012): Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung. Mannheim.

Frankfurter Allgemeine Zeitung (19.02.2013): Umweltminister Altmaier „Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten".

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2009a): CO_2-Verminderung in Deutschland. Teil I – Methodik und Zusammenfassung. Im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power und Vattenfall Europe, München.

Frontier Economics (2011): Electronic Potential of Smart Electricity Meters in Germany. London.

Gehrke, Schasse & Ostertag (2014): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz. Produktion - Außenhandel – Forschung – Patente: Die Leistungen der Umweltschutzwirtschaft in Deutschland. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umwelt, Innovation, Beschäftigung 01/2014, Dessau-Roßlau.

Gehrke & Schasse (2013): Position Deutschlands im Außenhandel mit Gütern zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz. Studien zum deutschen Innovationssystem Nr. 9-2013. Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Hannover.

GfK (2013a): Umsätze bei Elektrogroßgeräten - Anteile nach Energieeffizienzklassen, 2007 bis 2011. Exceltabelle.

GfK (2013b): Umsätze bei Lampen - Anteile nach Energieeffizienzklassen, 2007 bis 2011. Exceltabelle.

Graichen, V., Gores, S., Penninger, G., Zimmer, W., Cool, V., Schlomann, B., Fleiter, T., Strigel, A., Eichhammer, W. & Ziesing, H.-J. (2011): Energieeffizienz in Zahlen. Endbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Climate Change 13/2011, Dessau-Roßlau.

Growitsch, C., Matthes, F. C. & Ziesing, H.-J. (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin/Köln.

GTAI (2014): Top-Exportmärkte 2014. Germany Trade & Invest, Bonn.

GWEC (2013): Global Wind Report – Annual Market Update 2013. Brüssel.

Heinbach, K., Aretz, A., Hirschl, B., Prahl., A. & Salecki, S. (2014): Kommunale Wertschöpfung und Beschäftigung durch erneuerbare Energien. Energy, Sustainability and Society 2014, 4:1, S. 1-10.

IEKP (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm.

IER, RWI & ZEW (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Stuttgart, Essen, Mannheim.

ImpRES (2014): Preiseffekte Strom - Merit-Order-Effekt, Bericht zum AP 2.4, in Vorbereitung.

Interface & EBP (2010): Evaluation des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen. Interface Politikstudien und Ernst Basler + Partner AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, November 2010.

ISI, GWS, IZES & DIW (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt.

IWU & Fraunhofer IFAM (2013): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012. Im Auftrag der KfW Bankengruppe, Darmstadt, Bremen.

IWU & BEI (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt.

IWU & BEI (2012): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011. . Im Auftrag der KfW Bankengruppe, Darmstadt, Bremen.

KBA (2014): Fahrzeugzulassungen (FZ), Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, Jahr 2013, FZ 14, April 2014 und frühere Jahrgänge, Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).

Koch, M., Harnisch, J. & Blok, K. (2003): Systematische Analyse der Eigenschaften von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politikberatung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie. Forschungsbericht 299 97 311 UBA-FB 000440 im Auftrag des Umweltbundesamtes. Climate Change 02/03.

Kronenberg, T., Kuckshinrichs, W. & Hansen, P. (2012): Macroeconomic Effects of the German Government's Building Rehabilitation Program. MPRA Paper No. 38815, Jülich.

Kuckshinrichs, W., Hansen, P. & Kronenberg, T. (2009): Gesamtwirtschaftliche CO_2-Vermeidungskosten der energetischen Gebäudesanierung und Kosten der Förderung für den Bundeshaushalt im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms.

Lehr, U. & Drosdowski, T. (2013): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. GWS Discussion Paper 13/3, Osnabrück.

Lehr, U., Lutz, C., Edler, D., O'Sullivan, M., Nienhaus, K., Nitsch, J., Breitschopf, B., Bickel, P. & Ottmüller, M. (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Osnabrück, Stuttgart, Berlin, Februar 2011.

Lehr, U., Lutz, C. & Ulrich, P. (2014a): Bestandsaufnahme und Analyse von Studien zur Schätzung von Klimaschutznutzen und -kosten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Climate Change 20/2013, Berlin.

Lehr, U., Lutz, C. & Ulrich, P. (2014b): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen und -instrumenten. Ökonomische Analyse der Politikszenarien für den Klimaschutz VI. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Climate Change 21/2013, Berlin.

Lehr, U., Lutz, C. & Ulrich, P. (2013): Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Osnabrück.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F. & Ziesing, H.-J. (2014): Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft", Berlin, Mannheim, Stuttgart.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F. & Ziesing, H.-J. (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin, Mannheim, Stuttgart.

Lutz, C., Lehr, U., Ulrich, P. & Schlesinger, M. (2012): Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Energiemarktes. GWS Discussion Paper 2012/7. Osnabrück, Basel.

Matthes, F., Busche, J., Döring, U., Emele, L., Gores, S., Harthan, R., Hermann, H., Jörß, W., Loreck, C., Scheffler, M., Hansen, P., Diekmann, J., Horn, M., Eichhammer, W., Elsland, R., Fleiter, T., Schade, W., Schlomann, B., Sensfuß, F. & Ziesing, H. (2013) [Öko-Institut et al. 2013]: Politikszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, Climate Change Nr. 04/2013, Dessau-Roßlau. http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/politikszenarien-fuer-den-klimaschutz-vi

McKinsey & Company (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, September 2007.

Neuhoff, K., Bach, S., Diekmann, J., Beznoska, M., El-Laboudy, T. (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden, in: DIW Wochenbericht 41/2012

OECD (2009): OECD Patent Statistics Manual. Paris.

O'Sullivan, M., Edler, D., Bickel, P., Lehr, U., Peter, F. & Sakowski, F. (2014): Bruttobeschäftigung durch den Ausbau erneuerbarer Energien – eine erste Abschätzung. In: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb – heute und morgen, dritter Bericht zur Bruttobeschäftigung, Berlin.

O'Sullivan, M., Edler, D., Nieder, T., Rüther, T., Lehr, U. & Peter, F. (2013): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 – Eine erste Abschätzung. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb – heute und morgen, erster Bericht zur Bruttobeschäftigung, Berlin.

O'Sullivan, M., Edler, D., Ottmüller, M. & Lehr, U. (2009): Bruttobeschäftigung 2008 – eine erste Abschätzung, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Prognos (2013): Ermittlung der Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum Energieeffizienten Bauen und Sanieren. Im Auftrag der KfW Bankengruppe, Berlin, Basel 2013.

Prognos, EWI & GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (unveröffentlicht).

Prognos, EWI & GWS (2011): Energieszenarien 2011. Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Prognos, EWI & GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

REN21 (2013): Renewables 2013. Global Status Report. Paris.

Reuster, L. & Küchler, S. (2013): Die Kosten der Energiewende. Wie belastbar ist Altmaiers Billion? Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Hamburg.

Schade, W., Lüllmann, A., Beckmann, R. & Köhler, J. (2009): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen in den Bereichen Gebäude, Unternehmen und Verkehr. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Climate Change 08/2009, Dessau-Roßlau.

StaBu (2014): Statistisches Bundesamt. Umwelt. Investitionen für den Umweltschutz im Produzierenden Gewerbe 2011. Fachserie 19 Reihe 3.1, Wiesbaden.

StaBu (2013a): Statistisches Bundesamt. Zensus 2011. Downloadtabelle „Bevölkerungsfortschreibung", Wiesbaden.

StaBu (2013b): Statistisches Bundesamt. Zensus 2011. Downloadtabelle „Gebäude und Wohnungen", Wiesbaden.

StaBu (2013c): Statistisches Bundesamt. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18 Reihe 1.5, Wiesbaden.

Staiß, F. Kratzat, M., Nitsch, J., Lehr, U., Edler, D. & Lutz, C., (2006): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart.

Ulrich, P. & Lehr, U. (2013): Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern! Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Osnabrück.

Vahlenkamp, T. & Dohl, M. (2012): Energiewende-Index Deutschland 2020 – Fokusthema Versorgungssicherheit. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 3, S. 25-28.

VFF & BF (2014): Mehr Energie sparen mit neuen Fenstern. Aktualisierung März 2014 der Studie „Im neuen Licht: Energetische Modernisierung von alten Fenstern“. Verband Fenster und Fassade (VFF), Frankfurt und Bundesverband Flachglas (BF), Troisdorf.

Wiegert, R. & Hounsell, S. (2013): The challenge to Germany’s global competitiveness in a new energy world. IHS Report Volume 1, Frankfurt am Main.

ZVEI (2007): Zentralverband der Elektroindustrie e. V., Frankfurt/Main; Auskunft über die Anzahl der in Deutschland verkauften Lampen nach Lampentypen

ANHANG

A 1 Modellergebnisse der einzelnen Endverbrauchssektoren

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen für die einzelnen Nachfragesektoren im EW-Szenario und dem KS-Szenario für den Zeitraum 2009–2020.

Abbildungen und Tabellen

Anhang 1-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ iii

Anhang 1-2: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, private Haushalte, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ iv

Anhang 1-3: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ v

Anhang 1-4: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, private Haushalte, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ vi

Anhang 1-5: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ vii

Anhang 1-6: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ viii

Anhang 1-7: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Branchen, 2009–2020, in PJ ix

Anhang 1-8: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Branchen, 2009–2020, in PJ x

Anhang 1-9: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ xi

Anhang 1-10: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ xii

Anhang 1-11: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ xiii

Anhang 1-12: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ xiv

Anhang 1-13: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Branchen, 2009–2020, in PJ xv

Anhang 1-14: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Branchen, 2009–2020, in PJ xvi

Anhang 1-15: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ xvii

Anhang 1-16: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ xviii

Anhang 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehr im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ xix

Anhang 1-18: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Verkehrssektor, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ xx

Anhang 1-19: Endenergieverbrauch im Verkehr im Szenarienvergleich, nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2009–2020, in PJ xxi

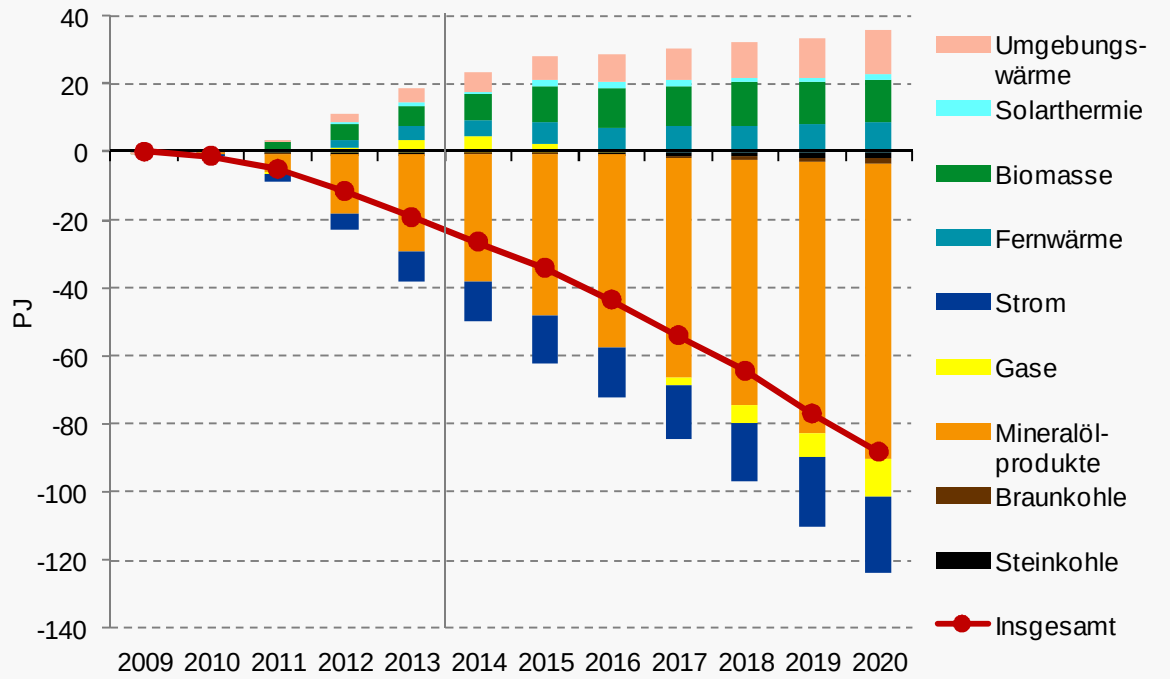
Anhang 1-20: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Verkehrssektor, nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2009–2020, in PJ xxii

Anhang 1-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	17	31	39	33	25	23	23	22	21	20	19	18
Braunkohle	21	23	19	19	19	18	16	15	15	14	13	13
Mineralölprodukte	583	589	497	526	504	463	442	422	403	385	368	351
Gase	928	1.016	845	883	921	875	858	842	825	810	794	777
Strom	501	510	492	493	486	477	472	468	465	460	455	451
Fernwärme	176	189	164	173	186	180	180	181	181	181	181	181
Erneuerbare Energien	251	317	277	304	323	321	333	343	352	361	370	381
Biomasse	223	286	243	267	278	273	281	287	292	296	301	306
Solarthermie	11	13	14	15	16	17	18	20	21	23	24	26
Umgebungswärme	16	18	20	23	29	31	33	36	39	43	46	49
Insgesamt	**2.478**	**2.676**	**2.333**	**2.431**	**2.465**	**2.356**	**2.324**	**2.293**	**2.261**	**2.231**	**2.201**	**2.171**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	17	31	39	34	26	24	24	23	22	21	21	20
Braunkohle	21	23	19	19	20	18	16	15	16	15	15	14
Mineralölprodukte	583	590	503	544	533	500	489	478	467	457	447	438
Gase	928	1.017	845	882	918	870	855	842	828	815	802	788
Strom	501	510	494	498	495	489	486	483	481	477	476	474
Fernwärme	176	190	164	171	182	175	174	174	173	173	173	172
Erneuerbare Energien	251	317	274	297	312	307	314	321	329	337	345	353
Biomasse	223	286	241	262	272	266	270	275	279	284	288	293
Solarthermie	11	13	13	14	15	16	17	18	20	22	23	25
Umgebungswärme	16	18	20	20	24	25	26	28	30	32	33	35
Insgesamt	**2.478**	**2.677**	**2.339**	**2.443**	**2.485**	**2.383**	**2.358**	**2.336**	**2.315**	**2.296**	**2.278**	**2.260**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-2
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1
Mineralölprodukte	0	0	-6	-18	-29	-38	-48	-56	-65	-72	-80	-87
Gase	0	-1	0	1	3	5	3	0	-2	-5	-7	-11
Strom	0	0	-2	-4	-9	-12	-14	-15	-16	-17	-21	-23
Fernwärme	0	0	1	2	4	5	6	7	7	8	8	9
Erneuerbare Energien	0	0	3	8	11	14	19	22	23	24	25	27
Biomasse	0	0	2	5	6	7	11	12	12	12	12	13
Solarthermie	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Umgebungswärme	0	0	1	3	4	6	7	8	10	11	12	13
Insgesamt	**0**	**-1**	**-5**	**-12**	**-19**	**-26**	**-34**	**-44**	**-54**	**-64**	**-77**	**-88**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-2: **Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, private Haushalte, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ**



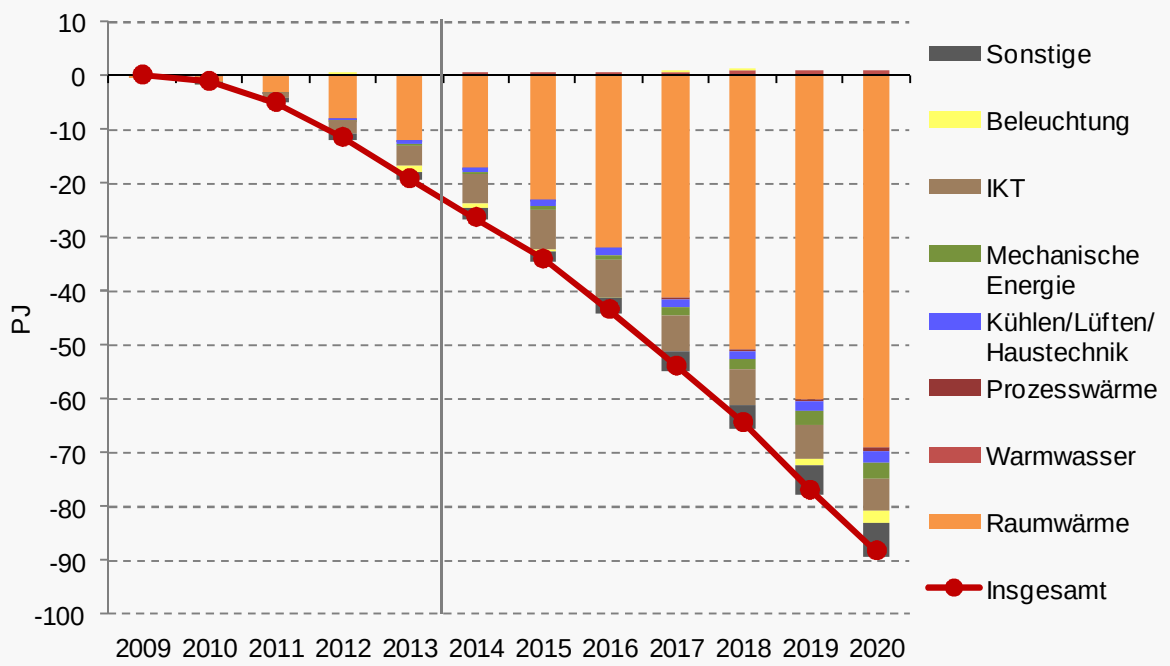
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-3: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	1.844	2.053	1.712	1.813	1.858	1.755	1.729	1.702	1.675	1.650	1.625	1.600
Warmwasser	248	240	241	242	241	240	239	239	237	237	237	237
Prozesswärme	56	55	55	54	54	53	52	52	52	51	50	50
Kühlen/Lüften/Haustechnik	26	29	25	27	27	26	27	27	27	27	27	27
Mechanische Energie	127	125	126	126	124	123	122	120	119	117	116	114
IKT	70	70	69	68	66	64	62	61	61	61	61	60
Beleuchtung	42	41	41	37	34	32	31	29	28	26	24	22
Sonstige	63	63	64	64	63	63	63	63	62	62	62	61
Insgesamt	**2.478**	**2.676**	**2.333**	**2.431**	**2.465**	**2.356**	**2.324**	**2.293**	**2.261**	**2.231**	**2.201**	**2.171**
	Kontrafaktisches Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	1.844	2.054	1.715	1.821	1.870	1.772	1.752	1.734	1.716	1.701	1.685	1.669
Warmwasser	248	240	241	242	241	240	239	238	237	236	236	236
Prozesswärme	56	55	55	54	54	53	53	52	52	51	51	50
Kühlen/Lüften/Haustechnik	26	29	25	27	27	27	28	28	28	29	29	30
Mechanische Energie	127	125	126	126	124	123	122	121	120	119	118	117
IKT	70	70	71	71	70	69	69	68	68	68	67	66
Beleuchtung	42	41	41	37	35	33	31	29	27	25	25	25
Sonstige	63	63	65	65	65	65	65	66	66	67	67	67
Insgesamt	**2.478**	**2.677**	**2.339**	**2.443**	**2.485**	**2.383**	**2.358**	**2.336**	**2.315**	**2.296**	**2.278**	**2.260**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	0	-1	-3	-8	-12	-17	-23	-32	-41	-51	-60	-69
Warmwasser	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Kühlen/Lüften/Haustechnik	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2
Mechanische Energie	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-3
IKT	0	0	-1	-2	-4	-5	-8	-7	-7	-7	-6	-6
Beleuchtung	0	0	0	0	-1	-1	0	0	0	1	-1	-2
Sonstige	0	0	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-6
Insgesamt	**0**	**-1**	**-5**	**-12**	**-19**	**-26**	**-34**	**-44**	**-54**	**-64**	**-77**	**-88**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-4: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, private Haushalte, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ



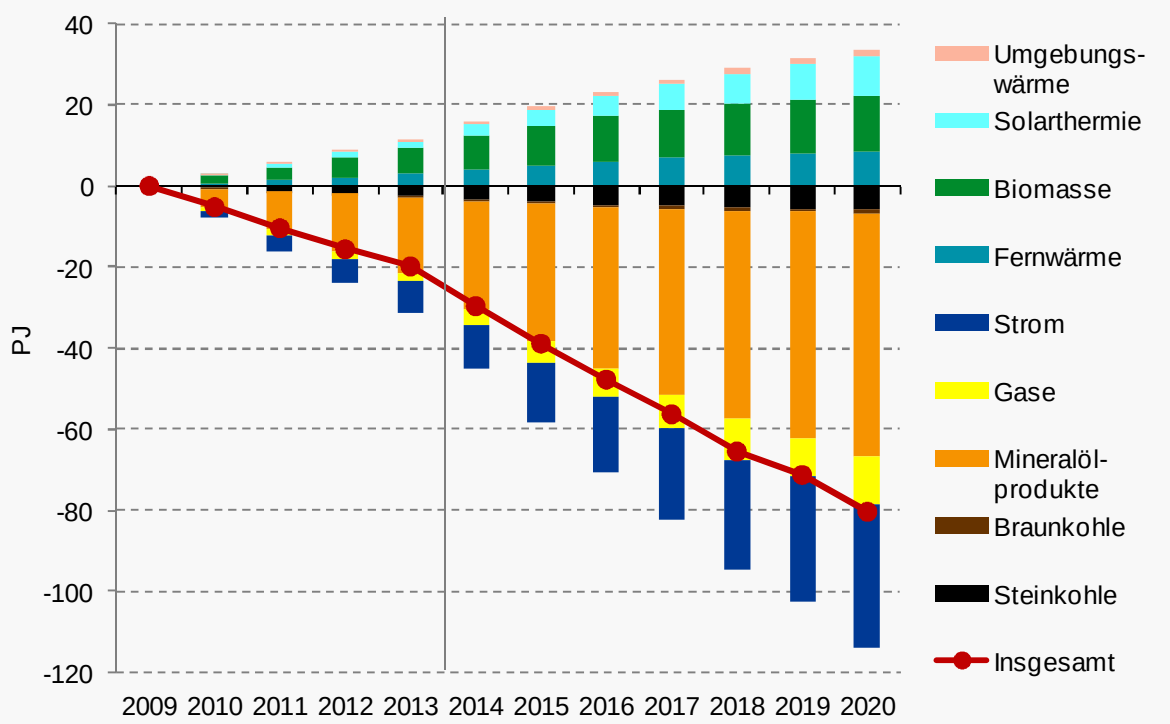
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-5: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	8	10	15	15	11	9	8	7	6	5	4	4
Braunkohle	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0
Mineralölprodukte	335	339	302	313	270	254	241	228	217	208	199	191
Gase	393	425	390	417	369	348	330	320	310	300	290	280
Strom	505	529	507	504	500	493	489	485	481	479	477	475
Fernwärme	99	137	86	97	87	84	83	82	81	80	78	77
Erneuerbare Energien	14	40	44	48	58	63	69	75	80	85	89	94
Biomasse	7	32	36	41	45	46	47	48	49	50	51	52
Solarthermie	6	6	7	6	11	15	19	23	26	30	33	36
Umgebungswärme	1	1	1	1	2	3	3	4	5	5	6	6
Insgesamt	**1.355**	**1.483**	**1.346**	**1.397**	**1.296**	**1.252**	**1.221**	**1.198**	**1.176**	**1.156**	**1.139**	**1.121**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	8	11	16	17	13	13	12	11	11	10	10	10
Braunkohle	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Mineralölprodukte	335	344	311	327	289	280	274	268	263	259	255	251
Gase	393	426	392	419	371	352	336	327	318	310	299	291
Strom	505	531	511	510	507	504	503	504	504	506	508	511
Fernwärme	99	136	85	95	84	80	78	76	74	72	71	69
Erneuerbare Energien	14	38	40	42	49	52	55	57	60	63	66	68
Biomasse	7	31	33	36	38	37	37	37	37	37	37	38
Solarthermie	6	6	6	5	9	12	15	17	20	22	24	26
Umgebungswärme	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5
Insgesamt	**1.355**	**1.488**	**1.357**	**1.412**	**1.316**	**1.282**	**1.259**	**1.245**	**1.232**	**1.222**	**1.210**	**1.201**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-5	-5	-6	-6
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Mineralölprodukte	0	-5	-9	-14	-19	-26	-34	-40	-46	-51	-56	-60
Gase	0	-1	-1	-2	-2	-4	-6	-7	-8	-11	-9	-12
Strom	0	-2	-4	-6	-7	-11	-15	-19	-23	-27	-31	-35
Fernwärme	0	1	1	2	3	4	5	6	7	7	8	8
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	0	2	4	6	8	12	14	17	19	22	24	25
Biomasse	0	2	3	5	7	8	10	11	12	13	13	14
Solarthermie	0	0	1	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Umgebungswärme	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2
Insgesamt	**0**	**-5**	**-10**	**-16**	**-20**	**-30**	**-39**	**-48**	**-56**	**-65**	**-71**	**-80**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-6: **Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ**



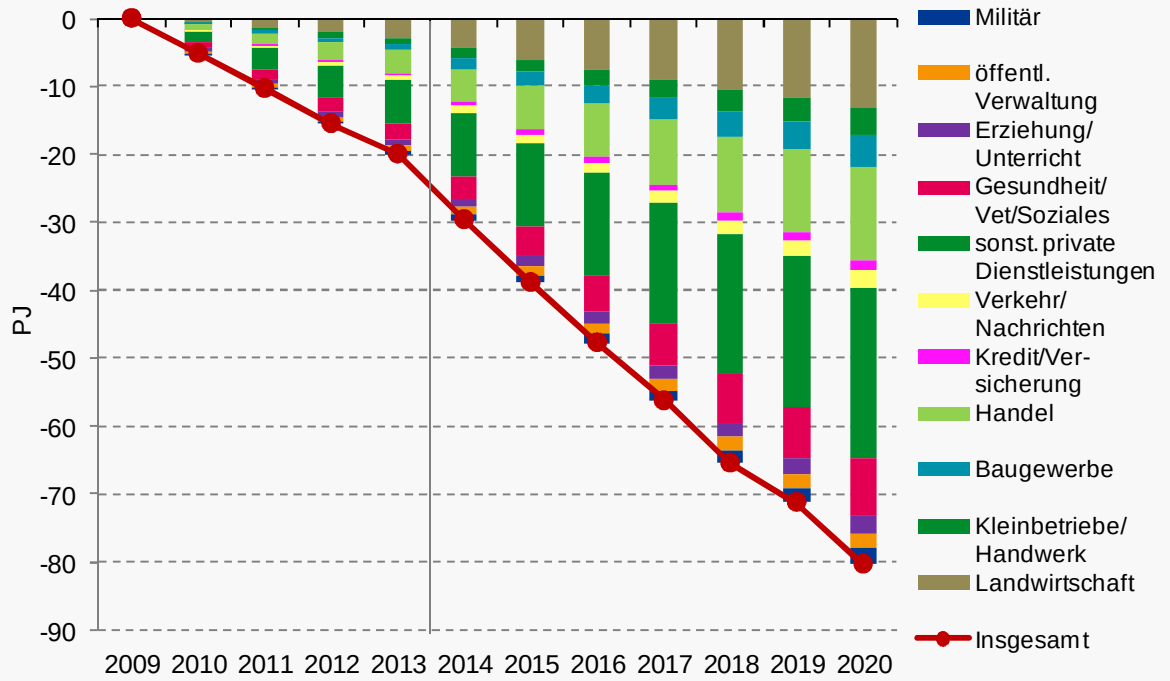
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-7: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Branchen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Landwirtschaft	171	182	171	173	162	157	153	150	147	144	142	139
Kleinbetriebe/Handwerk	56	57	55	55	52	50	49	48	47	47	47	46
Baugewerbe	58	61	55	55	52	50	48	47	45	44	43	41
Handel	233	251	226	235	218	210	205	201	197	194	191	188
Kredit/Versicherung	34	37	33	35	32	31	30	29	29	28	27	27
Verkehr/Nachrichten	45	49	44	46	43	42	41	40	40	39	39	39
sonst. priv. Dienstleistungen	427	468	422	440	411	398	389	382	376	371	366	362
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	180	205	179	190	175	169	166	163	161	159	157	155
Erziehung/Unterricht	77	89	78	83	75	72	70	68	67	65	64	63
öffentl. Verwaltung	50	60	59	61	56	54	52	51	50	48	47	45
Militär	25	25	25	24	21	20	19	17	17	17	17	17
Insgesamt	**1.355**	**1.483**	**1.346**	**1.397**	**1.296**	**1.252**	**1.221**	**1.198**	**1.176**	**1.156**	**1.139**	**1.121**
	Kontrafaktisches Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Landwirtschaft	171	183	172	175	165	161	159	157	156	155	153	152
Kleinbetriebe/Handwerk	56	57	55	56	53	52	50	50	50	50	50	50
Baugewerbe	58	61	56	56	53	52	51	50	49	48	47	46
Handel	233	251	227	238	222	215	211	209	207	205	203	202
Kredit/Versicherung	34	37	34	35	33	32	31	30	30	29	29	28
Verkehr/Nachrichten	45	49	44	46	44	43	42	42	42	41	41	41
sonst. priv. Dienstleistungen	427	470	426	445	417	407	401	397	394	391	389	387
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	180	206	180	192	177	173	170	169	167	166	164	163
Erziehung/Unterricht	77	90	78	84	76	73	71	70	69	68	66	65
öffentl. Verwaltung	50	60	59	61	57	55	54	53	52	50	49	47
Militär	25	25	25	24	21	21	20	19	18	19	19	19
Insgesamt	**1.355**	**1.488**	**1.356**	**1.412**	**1.316**	**1.282**	**1.259**	**1.245**	**1.232**	**1.222**	**1.210**	**1.201**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Landwirtschaft	0	0	-1	-2	-3	-4	-6	-8	-9	-11	-12	-13
Kleinbetriebe/Handwerk	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4
Baugewerbe	0	0	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-4	-5
Handel	0	-1	-2	-3	-3	-5	-6	-8	-9	-11	-12	-14
Kredit/Versicherung	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Verkehr/Nachrichten	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2
sonst. private Dienstleistungen	0	-2	-3	-5	-6	-9	-12	-15	-18	-21	-22	-25
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	0	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
Erziehung/Unterricht	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-3
öffentl. Verwaltung	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2
Militär	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2
Insgesamt	**0**	**-5**	**-10**	**-15**	**-20**	**-30**	**-39**	**-48**	**-56**	**-65**	**-71**	**-80**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-8: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Branchen, 2009–2020, in PJ



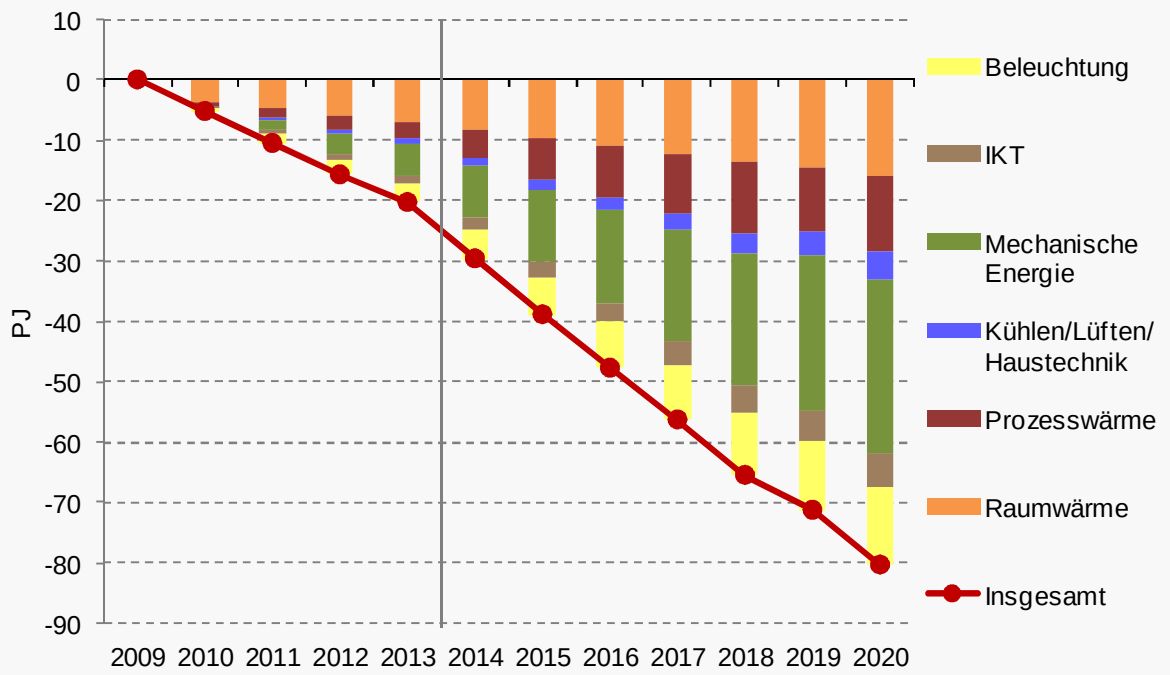
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-9: Endenergieverbrauch im Sektor GHD im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	627	697	603	645	572	539	519	501	483	466	450	434
Prozesswärme	164	197	180	194	175	172	166	167	167	168	170	171
Kühlen/Lüften/Haustechnik	50	52	50	49	54	56	58	60	62	64	66	69
Mechanische Energie	219	220	218	209	210	208	207	204	202	200	199	199
IKT	80	86	80	81	78	77	76	75	74	74	73	73
Beleuchtung	215	231	215	219	207	200	195	191	187	184	180	177
Insgesamt	**1.355**	**1.483**	**1.346**	**1.397**	**1.296**	**1.252**	**1.221**	**1.198**	**1.176**	**1.156**	**1.139**	**1.121**
	Kontrafaktisches Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	627	701	607	651	579	547	529	512	496	480	464	450
Prozesswärme	164	197	181	196	178	176	173	175	177	180	180	183
Kühlen/Lüften/Haustechnik	50	52	50	50	55	57	59	62	65	67	70	73
Mechanische Energie	219	220	220	212	215	217	219	219	220	222	225	227
IKT	80	86	81	82	80	79	78	78	78	78	78	78
Beleuchtung	215	232	217	221	210	205	201	199	196	194	192	190
Insgesamt	**1.355**	**1.488**	**1.357**	**1.412**	**1.316**	**1.282**	**1.259**	**1.245**	**1.232**	**1.222**	**1.210**	**1.201**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	0	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-11	-12	-14	-15	-16
Prozesswärme	0	0	-1	-2	-3	-5	-7	-8	-10	-12	-10	-12
Kühlen/Lüften/Haustechnik	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-5
Mechanische Energie	0	0	-2	-3	-5	-9	-12	-15	-19	-22	-26	-29
IKT	0	0	-1	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-4	-5	-6
Beleuchtung	0	-1	-2	-2	-3	-5	-6	-8	-9	-10	-11	-13
Insgesamt	**0**	**-5**	**-11**	**-16**	**-20**	**-30**	**-39**	**-48**	**-56**	**-65**	**-71**	**-80**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-10: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor GHD, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ



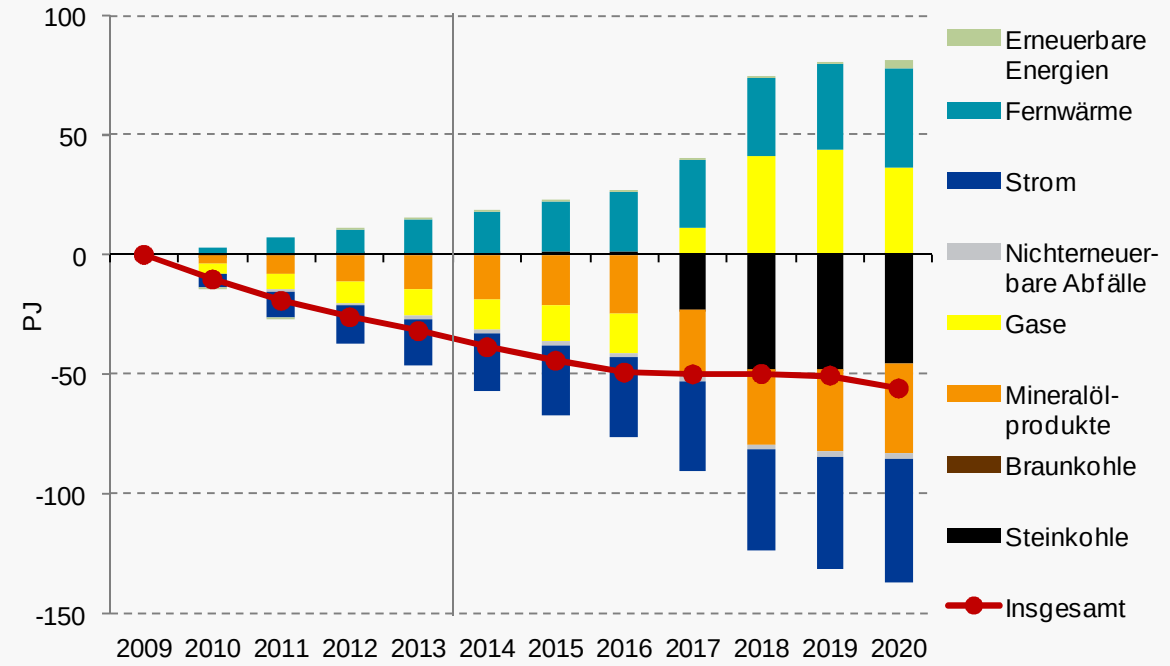
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-11: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	259	334	334	296	315	309	305	296	287	281	281	269
Braunkohle	58	64	73	70	67	65	61	59	57	56	54	52
Mineralölprodukte	142	134	117	113	113	109	108	107	105	104	103	102
Gase	787	902	905	925	884	864	853	855	856	855	848	854
Nichterneuerbare Abfälle	76	74	99	89	95	93	92	90	91	90	89	86
Strom	719	799	818	813	803	800	801	803	805	807	809	810
Fernwärme	152	146	169	169	165	161	159	158	156	154	152	151
Erneuerbare Energien	98	140	119	123	123	125	129	133	134	137	140	144
Biomasse	98	140	119	123	123	125	129	132	134	136	139	143
Solarthermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umgebungswärme	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Insgesamt	**2.291**	**2.592**	**2.634**	**2.599**	**2.565**	**2.526**	**2.508**	**2.501**	**2.493**	**2.485**	**2.477**	**2.467**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	259	334	334	296	315	308	304	294	310	329	329	314
Braunkohle	58	64	73	70	67	65	61	59	58	56	54	52
Mineralölprodukte	142	138	125	124	128	128	129	131	133	135	137	139
Gase	787	906	912	934	894	877	867	871	845	814	805	818
Nichterneuerbare Abfälle	76	75	100	90	97	94	94	92	93	92	91	88
Strom	719	804	828	828	823	824	830	837	843	849	855	861
Fernwärme	152	143	163	159	151	143	138	133	127	122	116	109
Erneuerbare Energien	98	140	119	123	123	125	129	133	134	136	139	140
Biomasse	98	140	119	123	123	125	128	132	133	136	138	139
Solarthermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umgebungswärme	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Insgesamt	**2.291**	**2.603**	**2.653**	**2.625**	**2.597**	**2.565**	**2.552**	**2.550**	**2.543**	**2.534**	**2.527**	**2.523**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Steinkohle	0	0	0	0	1	1	1	1	-23	-48	-48	-46
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mineralölprodukte	0	-4	-8	-11	-15	-18	-21	-25	-28	-31	-34	-38
Gase	0	-4	-7	-9	-11	-13	-15	-16	11	41	44	36
Nichterneuerbare Abfälle	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-3
Strom	0	-5	-11	-15	-20	-24	-29	-33	-38	-42	-47	-51
Fernwärme	0	3	7	10	14	18	21	25	29	32	36	41
Erneuerbare Energien	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	4
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	4
Solarthermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umgebungswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insgesamt	**0**	**-10**	**-19**	**-26**	**-32**	**-39**	**-44**	**-49**	**-50**	**-50**	**-51**	**-56**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-12: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ



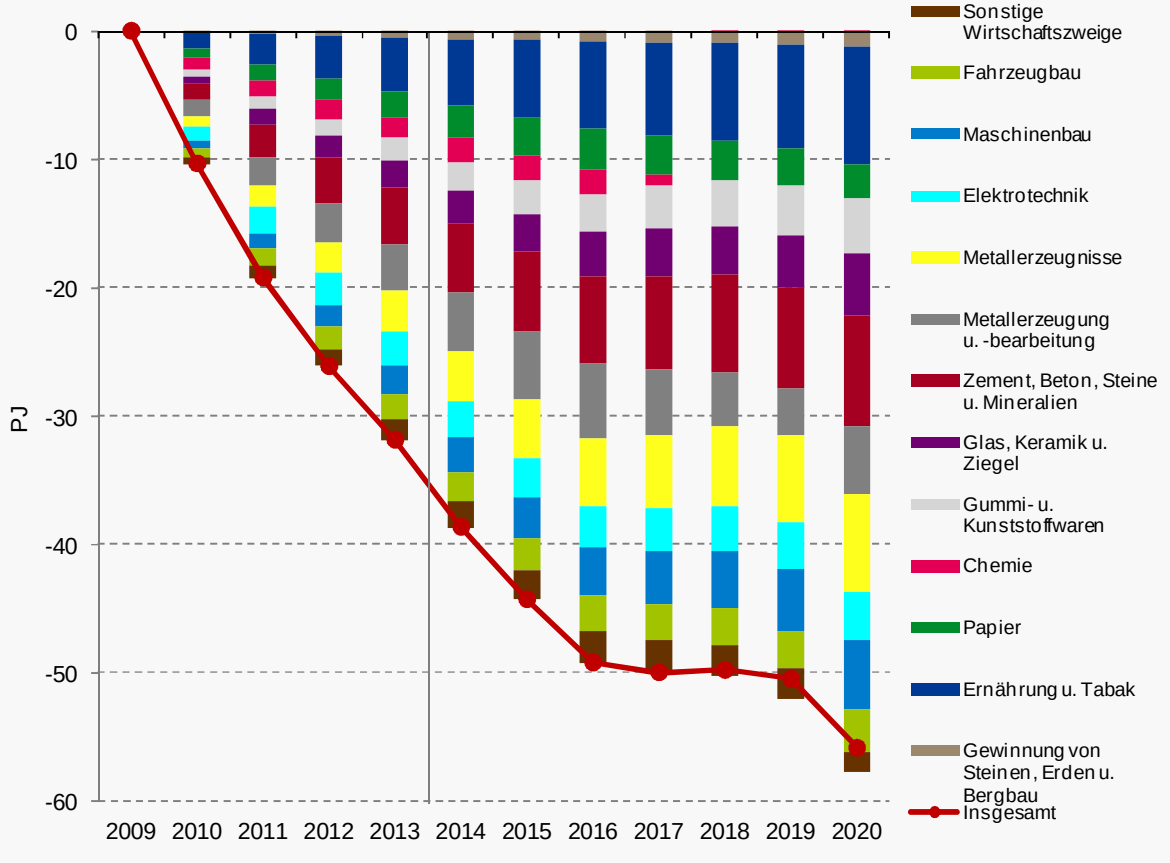
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-13: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Branchen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	18	18	16	16	14	13	13	13	13	13	12	12
Ernährung u. Tabak	199	209	206	211	207	204	202	201	200	199	198	197
Papier	225	244	234	235	224	221	220	220	220	220	220	220
Chemie	509	572	603	580	594	587	585	585	583	582	580	578
Gummi- u. Kunststoffwaren	76	86	81	82	80	80	81	82	83	83	84	85
Glas, Keramik u. Ziegel	82	86	88	91	83	81	80	79	79	79	78	78
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	187	189	200	198	184	177	173	170	168	166	164	162
Metallerzeugung u. -bearbeitung	542	682	692	666	667	654	644	638	631	624	617	610
Metallerzeugnisse	88	95	97	97	95	93	93	94	94	94	94	95
Elektrotechnik	44	47	53	51	50	49	49	49	49	49	48	48
Maschinenbau	75	81	79	80	78	77	78	79	80	81	81	82
Fahrzeugbau	107	123	121	122	122	122	123	124	125	126	127	128
Sonstige Wirtschaftszweige	140	160	164	169	168	166	166	168	169	170	171	172
Energieintensive Wirtschaftszweige	1.449	1.681	1.721	1.675	1.652	1.621	1.603	1.593	1.582	1.572	1.561	1.550
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	842	911	913	923	914	905	905	908	911	913	915	917
Insgesamt	**2.291**	**2.592**	**2.634**	**2.599**	**2.565**	**2.526**	**2.508**	**2.501**	**2.493**	**2.485**	**2.477**	**2.467**
	Kontrafaktisches Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	18	18	16	16	14	14	14	14	14	14	13	13
Ernährung u. Tabak	199	210	208	214	211	209	208	208	207	207	206	206
Papier	225	244	235	237	226	224	223	223	223	223	223	222
Chemie	509	573	604	581	595	589	587	586	584	581	579	576
Gummi- u. Kunststoffwaren	76	87	82	83	82	83	84	85	86	87	88	89
Glas, Keramik u. Ziegel	82	87	90	93	85	84	83	83	83	83	82	83
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	187	191	202	201	189	182	179	177	175	173	172	171
Metallerzeugung u. -bearbeitung	542	683	695	669	670	659	649	643	636	628	621	615
Metallerzeugnisse	88	96	99	100	98	97	98	99	100	100	101	102
Elektrotechnik	44	48	55	54	53	52	52	52	52	52	52	52
Maschinenbau	75	82	80	82	80	80	81	83	84	85	86	87
Fahrzeugbau	107	124	122	124	124	124	126	127	128	129	130	132
Sonstige Wirtschaftszweige	140	160	165	171	169	168	169	170	171	172	173	173
Energieintensive Wirtschaftszweige	1.449	1.686	1.730	1.687	1.666	1.639	1.623	1.615	1.604	1.592	1.581	1.573
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	842	917	924	937	931	926	929	935	939	943	946	950
Insgesamt	**2.291**	**2.603**	**2.653**	**2.625**	**2.597**	**2.565**	**2.552**	**2.550**	**2.543**	**2.534**	**2.527**	**2.523**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Branchen	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Ernährung u. Tabak	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-7	-8	-8	-9
Papier	0	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Chemie	0	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-1	0	1	2
Gummi- u. Kunststoffwaren	0	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4	-4	-4
Glas, Keramik u. Ziegel	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4	-4	-4	-5
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	0	-1	-3	-4	-4	-5	-6	-7	-7	-8	-8	-9
Metallerzeugung u. -bearbeitung	0	-1	-2	-3	-4	-5	-5	-6	-5	-4	-4	-5
Metallerzeugnisse	0	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-8
Elektrotechnik	0	-1	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-4	-4
Maschinenbau	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-4	-4	-5	-5
Fahrzeugbau	0	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Sonstige Wirtschaftszweige	0	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Energieintensive Wirtschaftszweige	0	-5	-9	-12	-14	-18	-20	-22	-21	-20	-19	-22
Nicht energieintensive Wirtschaftszweige	0	-5	-10	-14	-18	-21	-24	-27	-29	-30	-31	-34
Insgesamt	**0**	**-10**	**-19**	**-26**	**-32**	**-39**	**-44**	**-49**	**-50**	**-50**	**-51**	**-56**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-14: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Branchen, 2009–2020, in PJ



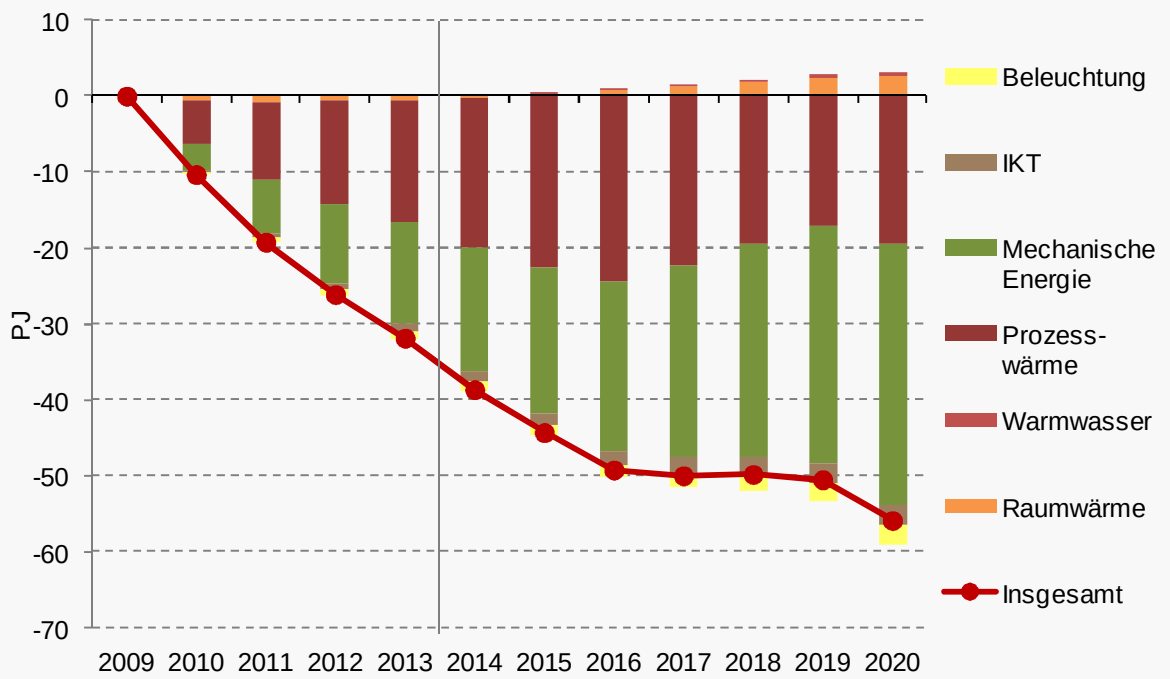
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-15: Endenergieverbrauch der Industrie im Szenarienvergleich, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	247	263	262	266	259	250	249	247	246	244	242	241
Warmwasser	28	30	31	31	30	30	30	30	30	30	30	30
Prozesswärme	1.477	1.701	1.728	1.693	1.678	1.650	1.633	1.627	1.620	1.613	1.606	1.599
Mechanische Energie	477	530	543	541	531	530	530	531	531	532	532	533
IKT	27	30	31	30	29	29	29	29	29	29	29	28
Beleuchtung	35	38	39	38	38	37	37	37	37	37	37	37
Insgesamt	**2.291**	**2.592**	**2.634**	**2.599**	**2.565**	**2.526**	**2.508**	**2.501**	**2.493**	**2.485**	**2.477**	**2.467**
	Kontrafaktisches Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	247	263	263	266	260	251	248	246	244	242	240	238
Warmwasser	28	30	31	31	30	30	30	30	30	30	29	29
Prozesswärme	1.477	1.707	1.738	1.707	1.694	1.669	1.656	1.652	1.643	1.633	1.624	1.618
Mechanische Energie	477	534	550	551	545	546	549	553	556	560	564	567
IKT	27	30	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Beleuchtung	35	38	39	39	39	39	39	39	39	39	39	40
Insgesamt	**2.291**	**2.603**	**2.653**	**2.625**	**2.597**	**2.565**	**2.552**	**2.550**	**2.543**	**2.534**	**2.527**	**2.523**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Anwendungsbereich	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Raumwärme	0	-1	-1	-1	0	0	0	1	1	2	2	3
Warmwasser	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Prozesswärme	0	-6	-10	-14	-16	-20	-23	-25	-22	-19	-17	-20
Mechanische Energie	0	-3	-7	-10	-13	-16	-19	-22	-25	-28	-31	-34
IKT	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-3
Beleuchtung	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-3
Insgesamt	**0**	**-10**	**-19**	**-26**	**-32**	**-39**	**-44**	**-49**	**-50**	**-50**	**-51**	**-56**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-16: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Sektor Industrie, nach Anwendungsbereichen, 2009–2020, in PJ



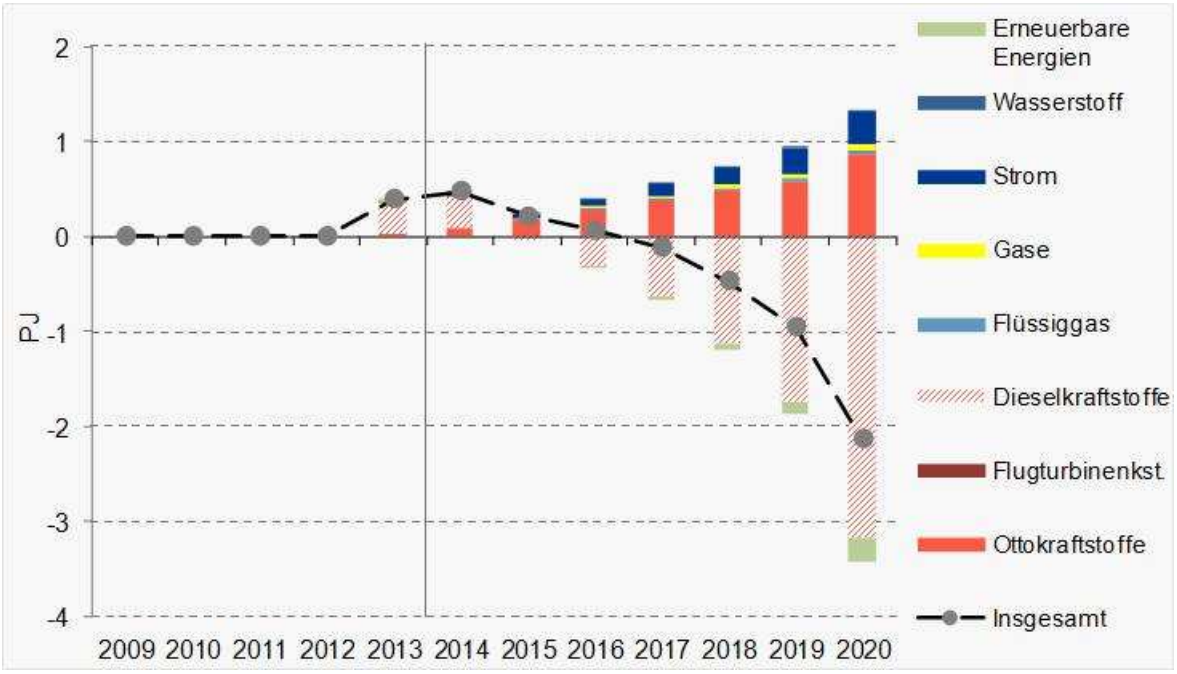
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehr im Szenarienvergleich, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Mineralölprodukte	2.360	2.369	2.382	2.383	2.305	2.266	2.227	2.200	2.172	2.141	2.109	2.076
Ottokraftstoffe	829	792	788	740	683	645	610	579	550	523	498	476
Flugturbinenkst.	367	362	346	371	368	367	366	363	361	358	355	351
Dieselkraftstoffe	1.140	1.194	1.224	1.248	1.233	1.233	1.230	1.237	1.240	1.239	1.235	1.228
Flüssiggas	24	22	24	25	22	21	21	21	21	21	21	21
Gase	8	9	9	9	10	11	13	15	18	21	24	27
Strom	57	60	60	59	60	60	61	61	62	63	64	65
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	115	121	117	120	142	155	168	181	194	206	218	229
Insgesamt	**2.540**	**2.559**	**2.568**	**2.571**	**2.517**	**2.492**	**2.468**	**2.458**	**2.445**	**2.431**	**2.415**	**2.398**
	Kontrafaktisches Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Mineralölprodukte	2.360	2.369	2.382	2.383	2.305	2.265	2.227	2.200	2.172	2.142	2.110	2.078
Ottokraftstoffe	829	792	788	740	682	645	610	578	549	523	498	475
Flugturbinenkst.	367	362	346	371	368	367	366	363	361	358	355	351
Dieselkraftstoffe	1.140	1.194	1.224	1.248	1.232	1.232	1.230	1.237	1.241	1.240	1.237	1.232
Flüssiggas	24	22	24	25	22	21	21	21	21	21	21	21
Gase	8	9	9	9	10	11	13	15	18	21	24	27
Strom	57	60	60	59	60	60	61	61	62	63	64	65
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	115	121	117	120	142	155	168	181	194	206	218	229
Insgesamt	**2.540**	**2.559**	**2.568**	**2.571**	**2.516**	**2.492**	**2.468**	**2.458**	**2.446**	**2.432**	**2.416**	**2.400**
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Energieträger	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Mineralölprodukte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0	-0,2	-0,6	-1,1	-2,3
Ottokraftstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9
Flugturbinenkst.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dieselkraftstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	-0,3	-0,6	-1,1	-1,7	-3,2
Flüssiggas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gase	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Strom	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,3
Insgesamt	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,4**	**0,5**	**0,2**	**0,1**	**-0,1**	**-0,5**	**-1,0**	**-2,1**

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-18: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Verkehrssektor, nach Energieträgern, 2009–2020, in PJ



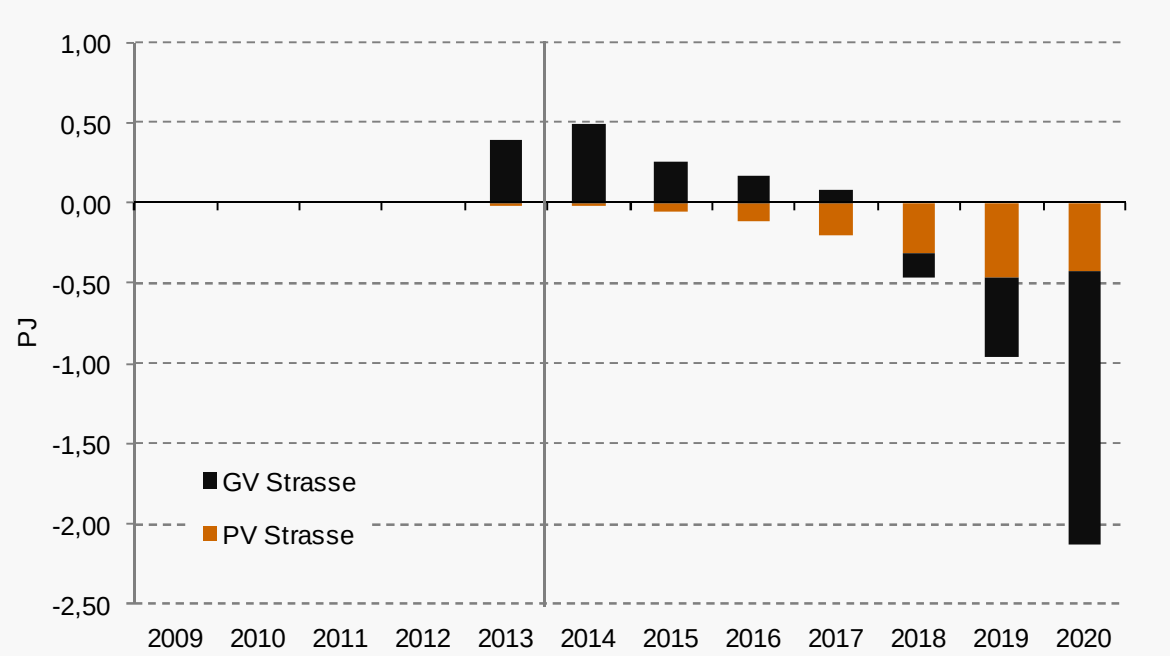
Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-19: Endenergieverbrauch im Verkehr im Szenarienvergleich, nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2009–2020, in PJ

	Energiewende Szenario											
Verkehrsart und Verkehrsträger	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Personenverkehr	1.768	1.743	1.755	1.757	1.650	1.633	1.617	1.601	1.583	1.565	1.544	1.524
Straßenverkehr	1.424	1.423	1.446	1.429	1.321	1.302	1.285	1.269	1.252	1.234	1.214	1.194
Schienenverkehr	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Luftverkehr	301	278	266	285	286	288	289	289	288	288	288	287
Güterverkehr	773	815	813	816	867	859	851	857	862	867	871	874
Straßenverkehr	665	687	687	683	732	722	712	715	718	720	722	723
Schienenverkehr	30	32	33	32	32	32	33	33	34	35	35	36
Luftverkehr	67	84	80	88	90	92	94	96	98	100	102	103
Küsten- und Binnenschifffahrt	12	12	13	14	13	13	12	12	12	12	12	12
Insgesamt	2.540	2.559	2.568	2.573	2.517	2.492	2.468	2.458	2.445	2.431	2.415	2.398
	Kontrafaktisches Szenario											
Verkehrsart und Verkehrsträger	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Personenverkehr	1.768	1.743	1.755	1.757	1.650	1.633	1.617	1.601	1.584	1.565	1.545	1.524
Straßenverkehr	1.424	1.423	1.446	1.429	1.321	1.302	1.285	1.269	1.252	1.234	1.214	1.194
Schienenverkehr	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Luftverkehr	301	278	266	285	286	288	289	289	288	288	288	287
Güterverkehr	773	815	813	816	867	859	851	857	862	867	871	876
Straßenverkehr	665	687	687	683	731	722	712	715	718	720	722	725
Schienenverkehr	30	32	33	32	32	32	33	33	34	35	35	36
Luftverkehr	67	84	80	88	90	92	94	96	98	100	102	103
Küsten- und Binnenschifffahrt	12	12	13	14	13	13	12	12	12	12	12	12
Insgesamt	2.540	2.559	2.568	2.573	2.516	2.492	2.468	2.458	2.446	2.432	2.416	2.400
	Differenz zwischen Energiewendeszenario und Kontrafaktischem Szenario											
Verkehrsart und Verkehrsträger	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Personenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4
Straßenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4
Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luftverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Güterverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,3	0,2	0,1	-0,2	-0,5	-1,7
Straßenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,3	0,2	0,1	-0,2	-0,5	-1,7
Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luftverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Küsten- und Binnenschifffahrt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,2	0,1	-0,1	-0,5	-1,0	-2,1

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 1-20: Zusätzlich eingesparte Endenergie im EW-Szenario gegenüber dem KS-Szenario, Verkehrssektor, nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2009–2020, in PJ



Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

A 2 Gesamtwirtschaftliche Modellergebnisse der Sensitivitäten

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen die wichtigsten gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse der Sensitivitäten für den Zeitraum 2010–2020.

Abbildungen und Tabellen

Anhang 2-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario EEG-Novelle vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen xxiv

Anhang 2-2: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario EEG-Novelle vom EW-Szenario, 2010–2020, in % xxiv

Anhang 2-3: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der EE-„Freeze"-Sensitivität vom Szenario EW, 2010–2020, in absoluten Größen xxv

Anhang 2-4: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der EE-„Freeze"-Sensitivität vom Szenario EW, 2010–2020, in % xxv

Anhang 2-5: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen xxvi

Anhang 2-6: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom EW-Szenario, 2010–2020, in % xxvi

Anhang 2-7: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen xxvii

Anhang 2-8: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in % xxvii

Anhang 2-9: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der BIP-Sensitivität vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen xxviii

Anhang 2-10: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der BIP-Sensitivität vom EW-Szenario, 2010–2020, in % xxviii

Anhang 2-11: Abweichung der Beschäftigung nach Branchen zwischen EW-Szenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in 1.000 xxix

Anhang 2-12: Abweichung der Beschäftigung nach Branchen zwischen EW-Szenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in % xxx

Anhang 2-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario EEG-Novelle vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,9	0,8	0,9	1,5	1,1	1,0
Privater Konsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,7	0,6	0,6	1,0	0,6	0,6
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6	0,3	0,3
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,2	0,4	0,1	0,1
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,2	0,4	0,2	0,2
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03
Produktion	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03
Importe	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,7	5,0	4,6	9,2	4,1	3,9
Erwerbslose in 1.000	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,4	-3,5	-3,1	-2,9	-5,7	-2,5	-2,4

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-2: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario EEG-Novelle vom EW-Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Privater Konsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
Produktion	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03
Importe	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	0,0	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01
Erwerbslose	0,0	0,00	0,00	0,00	-0,15	-0,15	-0,13	-0,12	-0,23	-0,10	-0,10

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-3: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der EE-„Freeze"-Sensitivität vom Szenario EW, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	-14,2	-18,8	-14,1	-5,9	-4,3	-4,4	0,2	0,6	-1,9	-3,8	-6,2
Privater Konsum	0,0	-3,0	-2,0	-0,1	1,8	2,4	4,1	5,6	5,9	5,8	5,5
Staatskonsum	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0
Ausrüstungen	-12,4	-13,0	-9,4	-3,9	-2,4	-2,5	1,0	1,0	-0,5	-1,4	-2,6
Bauten	-6,0	-7,7	-7,0	-4,1	-5,0	-5,3	-3,8	-4,4	-5,7	-6,3	-6,9
Exporte	-0,4	0,0	0,7	1,6	2,0	2,1	2,3	2,4	2,2	2,1	1,8
Importe	-4,1	-3,9	-2,7	0,3	1,7	2,3	4,5	5,3	5,1	5,1	5,0
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	-0,9	-4,3	-0,2	0,1	-0,7	-1,2	0,7	-0,2	-1,7	-2,2	-2,8
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	-0,01	-0,20	-0,43	-0,59	-0,64	-0,70	-0,74	-0,76	-0,79	-0,76
Produktion	-0,01	-0,07	-0,30	-0,53	-0,68	-0,70	-0,76	-0,77	-0,76	-0,75	-0,70
Importe	0,03	0,13	0,13	0,11	0,14	0,16	0,19	0,22	0,28	0,32	0,41
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	-103,5	-118,8	-62,7	-14,8	2,6	5,0	50,7	46,0	25,5	13,9	-5,4
Erwerbslose in 1.000	66,2	71,7	37,0	7,4	-3,3	-4,7	-33,0	-30,1	-17,4	-10,2	1,6

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-4: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der EE-„Freeze"-Sensitivität vom Szenario EW, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	-0,6	-0,8	-0,6	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2
Privater Konsum	0,0	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Staatskonsum	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	-5,9	-5,9	-4,4	-1,8	-1,1	-1,1	0,4	0,4	-0,2	-0,6	-1,1
Bauten	-2,8	-3,4	-3,1	-1,8	-2,2	-2,3	-1,7	-1,9	-2,5	-2,7	-3,0
Exporte	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Importe	-0,4	-0,4	-0,2	0,0	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Produktion	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6
Importe	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	-0,3	-0,29	-0,15	-0,04	0,01	0,01	0,12	0,11	0,06	0,03	-0,01
Erwerbslose	2,2	2,76	1,50	0,31	-0,14	-0,20	-1,38	-1,25	-0,72	-0,42	0,07

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-5: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	-10,7	-11,9	-8,4	-1,7	-0,4	0,1	0,5	2,6	4,2	4,5	5,0
Privater Konsum	0,0	-1,8	-1,2	0,1	1,8	2,8	3,6	4,9	6,3	7,4	8,3
Staatskonsum	0,0	0,4	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9
Ausrüstungen	-9,5	-9,6	-6,9	-2,3	-1,4	-1,3	-0,9	0,3	0,8	0,2	-0,1
Bauten	-4,5	-6,1	-5,5	-2,7	-3,6	-3,9	-4,6	-4,4	-4,3	-4,7	-5,0
Exporte	-0,4	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6
Importe	-3,2	-4,6	-4,1	-1,9	-1,2	-1,0	-0,8	0,0	0,5	0,5	0,4
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	-0,7	-2,7	0,2	1,0	0,7	0,4	0,2	0,9	1,2	0,8	0,9
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	-0,05	-0,07	-0,09	-0,11	-0,12	-0,13	-0,15	-0,18	-0,19	-0,21
Produktion	-0,01	-0,09	-0,12	-0,14	-0,15	-0,16	-0,17	-0,19	-0,21	-0,22	-0,23
Importe	0,02	0,04	0,06	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	-83,9	-85,7	-60,8	-34,7	-29,6	-23,7	-23,4	-5,7	4,8	5,6	10,6
Erwerbslose in 1.000	53,7	51,6	36,2	20,1	16,9	13,3	13,1	2,1	-4,3	-4,9	-7,9

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-6: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom EW-Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	-0,5	-0,5	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Privater Konsum	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6
Staatskonsum	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Ausrüstungen	-4,6	-4,3	-3,3	-1,1	-0,6	-0,6	-0,4	0,1	0,3	0,1	0,0
Bauten	-2,1	-2,7	-2,5	-1,2	-1,6	-1,7	-2,0	-1,9	-1,9	-2,0	-2,1
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	-0,3	-0,4	-0,4	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2
Produktion	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Importe	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	-0,2	-0,21	-0,15	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,01	0,01	0,01	0,03
Erwerbslose	1,8	1,98	1,47	0,83	0,72	0,57	0,55	0,09	-0,18	-0,20	-0,32

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-7: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	2,8	2,5	2,3	2,5	2,9	3,5	4,4	5,4	6,3	7,7
Privater Konsum	0,0	0,9	0,8	0,5	0,6	0,8	1,1	1,4	1,9	2,3	3,0
Staatskonsum	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9
Ausrüstungen	0,0	0,4	-0,1	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,4	-0,3	0,1
Bauten	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Exporte	0,0	0,2	-0,2	-0,4	-0,6	-0,6	-0,5	-0,4	-0,2	-0,1	0,4
Importe	0,0	-1,1	-1,7	-2,4	-2,8	-3,0	-3,2	-3,3	-3,4	-3,6	-3,3
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	0,0	1,1	0,5	0,7	1,0	1,1	1,3	1,5	1,6	1,8	2,3
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	-0,04	0,10	0,20	0,24	0,26	0,25	0,23	0,21	0,20	0,08
Produktion	0,00	-0,04	0,11	0,21	0,24	0,25	0,22	0,19	0,15	0,12	0,00
Importe	0,00	-0,06	-0,04	-0,04	-0,07	-0,09	-0,12	-0,15	-0,18	-0,21	-0,26
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	1,1	23,0	1,0	-13,1	-16,0	-14,2	-8,2	-0,2	8,2	15,5	32,8
Erwerbslose in 1.000	-0,7	-14,2	-0,6	8,1	9,9	8,8	5,1	0,1	-5,1	-9,6	-20,2

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-8: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario vollständiges crowding out vom kontrafaktischen Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Privater Konsum	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Ausrüstungen	0,0	0,2	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	0,0
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Produktion	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Importe	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	0,0	0,06	0,00	-0,03	-0,04	-0,03	-0,02	0,00	0,02	0,04	0,08
Erwerbslose	0,0	-0,53	-0,03	0,33	0,42	0,38	0,21	0,00	-0,21	-0,39	-0,82

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-9: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der BIP-Sensitivität vom EW-Szenario, 2010–2020, in absoluten Größen

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,3	15,3	25,3	36,2	47,4	59,7	73,6
Privater Konsum	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,4	10,2	14,7	18,8	23,1	28,7	35,0
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	1,2	1,7	2,1	2,6
Ausrüstungen	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	1,9	3,3	4,7	6,2	7,7	9,4
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,0	1,2	1,2	1,4	1,5
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	19,4	31,6	44,6	57,6	72,8
Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	7,7	14,0	21,6	29,7	38,2	48,3
Staatshaushalt in jeweiligen Preisen (Abweichungen in Mrd. EUR)											
Finanzierungssaldo	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	6,4	7,7	9,3	11,0	13,2	15,8
Preisindizes (Abweichung in Prozentpunkten)											
Lebenshaltung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,08	-0,16	-0,24	-0,31	-0,40	-0,49
Produktion	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,12	-0,21	-0,31	-0,41	-0,52	-0,64
Importe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04
Arbeitsmarkt (Abweichungen in angegebenen Einheiten)											
Erwerbstätige in 1.000	0,0	0,0	0,0	0,0	-13,2	137,9	190,1	271,6	339,2	419,1	504,9
Erwerbslose in 1.000	0,0	0,0	0,0	0,0	8,2	-85,2	-117,4	-167,8	-209,6	-258,9	-311,9

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-10: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen in der BIP-Sensitivität vom EW-Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Komponenten des preisbereinigten BIP											
Bruttoinlandsprodukt	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,6	1,0	1,4	1,8	2,2	2,7
Privater Konsum	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,7	1,0	1,3	1,6	2,0	2,4
Staatskonsum	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
Ausrüstungen	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,9	1,4	2,0	2,6	3,2	3,9
Bauten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7
Exporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,4	2,2	3,0	3,8	4,7
Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,2	1,7	2,3	2,9	3,6
Preisindizes											
Lebenshaltung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4
Produktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5
Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Arbeitsmarkt											
Erwerbstätige	0,0	0,00	0,00	0,00	-0,03	0,34	0,47	0,67	0,84	1,05	1,27
Erwerbslose	0,0	0,00	0,00	0,00	0,35	-3,66	-4,93	-6,99	-8,68	-10,65	-12,74

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-11: Abweichung der Beschäftigung nach Branchen zwischen EW-Szenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in 1.000

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Beschäftigung (Abweichung in 1.000)											
Landwirtschaft und Jagd	0,4	0,7	0,6	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Forstwirtschaft	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Fischerei und Fischzucht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gew. v. Erdöl u. Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bergbau auf Uran- und Thoriumerze	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erzbergbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gewinnung von Steinen und Erden	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ernährungsgewerbe	0,2	0,3	0,0	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,6
Tabakverarbeitung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Textilgewerbe	0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Bekleidungsgewerbe	0,0	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ledergewerbe	0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
Holzgewerbe (ohne H.v. Möbeln)	0,9	1,0	0,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5
Papiergewerbe	0,3	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0,6	0,6	0,2	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
Kokerei, Mineralölverarbeitung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
H.v. chemischen Erzeugnissen	0,8	-0,9	-0,6	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5
H.v. Gummi- und Kunststoffwaren	0,9	0,9	1,1	1,1	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,2	1,1
H.v. Keramik, Verarb. von Steinen und Erden	1,5	2,0	1,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0	1,1	1,2
Metallerzeugung und -bearbeitung	0,3	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
H.v. Metallerzeugnissen	1,2	-0,6	-0,5	-0,8	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2
Maschinenbau	4,5	6,6	3,8	2,9	2,3	2,4	2,4	1,9	1,6	1,9	2,2
H.v. Büromaschinen	0,4	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
H.v. Geräten der Elektrizitätserzeugung	-0,5	-0,5	-2,5	-1,0	-0,9	-0,7	-0,6	-0,9	-0,9	-0,3	-0,2
Rundfunk- und Nachrichtentechnik	0,3	0,0	0,2	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Medizin-, Mess-, Steuertechnik, Optik	0,8	-0,3	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4
H.v. Kraftwagen und Kraftwagenteilen	1,3	0,3	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Sonstiger Fahrzeugbau	0,3	-0,7	-0,5	-0,5	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3
H.v. Möbeln, Schmuck, usw.	0,4	0,2	0,4	0,2	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1
Recycling	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energieversorgung	0,1	1,6	-1,9	-3,8	-4,6	-5,0	-5,0	-5,1	-5,0	-5,2	-3,7
Wasserversorgung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Baugewerbe	32,9	51,8	49,9	34,1	32,0	34,4	38,0	37,9	36,9	38,5	40,7
Kfz-Handel, Instandh. u. Rep. von Kfz	0,7	1,0	0,4	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5
Handelsvermittlung und Großhandel	1,1	2,6	1,1	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	-0,1	0,1	0,4
Einzelhandel	3,6	4,1	3,6	2,7	1,4	1,2	1,4	0,9	0,5	0,5	0,8
Gastgewerbe	-0,1	-1,9	-1,7	-1,9	-1,6	-1,7	-1,8	-2,0	-2,0	-2,0	-2,1
Landverkehr, in Rohrfernleitungen	1,1	1,2	0,9	0,2	-0,5	-0,9	-1,0	-1,3	-1,5	-1,7	-1,5
Schifffahrt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luftfahrt	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Nebentätigkeiten für den Verkehr	0,5	1,1	0,9	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5
Nachrichtenübermittlung	0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Kreditgewerbe	0,5	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Versicherungsgewerbe	0,2	0,3	0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4
Kredit- und Versicherungshilfsgewerbe	0,3	0,4	0,2	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2
Grundstück- und Wohnungswesen	0,4	0,7	0,8	0,5	0,2	0,2	0,1	0,0	-0,1	-0,2	-0,3
Vermietung beweglicher Sachen	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Datenverarbeitung und Datenbanken	3,6	5,3	3,3	1,4	0,2	-0,2	-0,5	-1,3	-1,6	-1,1	-0,5
Forschung und Entwicklung	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Dienstleister überwiegend für Unternehmen	4,3	26,2	-1,4	-3,0	1,6	0,1	2,4	-1,2	0,4	2,4	4,5
Öffentl. Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	8,7	-1,7	-3,3	-7,0	-6,3	-6,5	-5,9	-5,3	-4,4	-3,5	-1,2
Erziehung und Unterricht	3,6	2,9	3,7	2,8	1,4	1,1	1,1	1,0	0,7	0,8	1,3
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	4,0	-2,1	-0,8	-2,3	-3,0	-3,8	-4,4	-5,1	-5,6	-5,9	-6,0
Erbringung von Entsorgungsleistungen	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Interessenvertr., kirchliche Vereinigungen	0,4	0,9	0,6	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,3
Kultur, Sport und Unterhaltung	0,5	1,0	0,6	0,1	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,8	-0,8	-0,5
Sonstige Dienstleister	1,1	-0,2	0,2	-0,3	-0,7	-1,0	-1,1	-1,3	-1,4	-1,5	-1,5
Häusliche Dienste	1,7	0,6	0,0	-1,3	-2,4	-3,0	-3,4	-4,0	-4,6	-4,9	-4,7

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014

Anhang 2-12: Abweichung der Beschäftigung nach Branchen zwischen EW-Szenario und kontrafaktischem Szenario, 2010–2020, in %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Ex post				Ex ante						
Beschäftigung											
Landwirtschaft und Jagd	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forstwirtschaft	0,2	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
Fischerei und Fischzucht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gew. v. Erdöl u. Erdgas	0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Bergbau auf Uran- und Thoriumerze	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erzbergbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gewinnung von Steinen und Erden	0,6	0,4	0,4	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Ernährungsgewerbe	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Tabakverarbeitung	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Textilgewerbe	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Bekleidungsgewerbe	0,0	-0,7	-0,7	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3
Ledergewerbe	0,3	-0,4	-0,2	-0,4	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3
Holzgewerbe (ohne H.v. Möbeln)	0,7	0,8	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Papiergewerbe	0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Kokerei, Mineralölverarbeitung	0,1	-0,3	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4
H.v. chemischen Erzeugnissen	0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
H.v. Gummi- und Kunststoffwaren	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
H.v. Keramik, Verarb. von Steinen und Erden	0,7	1,0	0,8	0,3	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6
Metallerzeugung und -bearbeitung	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H.v. Metallerzeugnissen	0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Maschinenbau	0,4	0,6	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H.v. Büromaschinen	0,9	1,7	0,8	0,4	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	0,0
H.v. Geräten der Elektrizitätserzeugung	-0,1	-0,1	-0,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Rundfunk- und Nachrichtentechnik	0,2	0,0	0,1	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Medizin-, Mess-, Steuertechnik, Optik	0,3	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
H.v. Kraftwagen und Kraftwagenteilen	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstiger Fahrzeugbau	0,2	-0,5	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
H.v. Möbeln, Schmuck, usw.	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Recycling	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energieversorgung	0,1	0,7	-0,8	-1,6	-2,0	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,4	-1,8
Wasserversorgung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Baugewerbe	1,9	2,9	2,7	1,9	1,8	1,9	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3
Kfz-Handel, Instandh. u. Rep. von Kfz	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Handelsvermittlung und Großhandel	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Einzelhandel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastgewerbe	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Landverkehr, in Rohrfernleitungen	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
Schifffahrt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luftfahrt	0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Nebentätigkeiten für den Verkehr	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nachrichtenübermittlung	0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Kreditgewerbe	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Versicherungsgewerbe	0,1	0,2	0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2
Kredit- und Versicherungshilfsgewerbe	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1
Grundstück- und Wohnungswesen	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Vermietung beweglicher Sachen	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Datenverarbeitung und Datenbanken	0,7	1,0	0,6	0,3	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,2	-0,1
Forschung und Entwicklung	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dienstleister überwiegend für Unternehmen	0,1	0,6	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
Öffentl. Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	0,3	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
Erziehung und Unterricht	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Erbringung von Entsorgungsleistungen	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Interessenvertr., kirchliche Vereinigungen	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Kultur, Sport und Unterhaltung	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Sonstige Dienstleister	0,3	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Häusliche Dienste	0,2	0,1	0,0	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6

Quelle: GWS/Prognos/EWI 2014