

# Einbindung des Wärme- und Kälte-sektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutz-ziele und EE-Integration

Wissenschaftlicher Endbericht – aktualisierte Fassung

Freiburg, 21.06.2017

FKZ 0325708, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Autorinnen und Autoren

### Für das Öko-Institut e.V.:

Dr. Matthias Koch, Dr. Tilman Hesse, Tanja Kenkmann,  
Dr. Veit Bürger, Dr. Markus Haller, Christoph Heinemann,  
Moritz Vogel, Dr. Dierk Bauknecht, Franziska Flachsbarth,  
Christian Winger, Damian Wimmer, Lothar Rausch und  
Hauke Hermann

### Für das ISOE GmbH:

Dr. Immanuel Stieß, Barbara Birzler-Harder und Michael Kunkis

### Für ForWind GmbH:

Jens Tambke

## Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

### Hausadresse

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

## Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

## Büro Darmstadt

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

**Partner**

Dipl.-Phys. Jens Tambke  
ForWind – Zentrum für Windenergieforschung  
Ammerländer Heerstr. 136  
26129 Oldenburg

Tel.: +49 441-798-5072  
Fax: +49 441-798-5099  
E-Mail: [jens.tambke@forwind.de](mailto:jens.tambke@forwind.de)

**Partner**

Dr. Immanuel Stieß  
Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE) gGmbH  
Hamburger Allee 45  
60486 Frankfurt am Main

Tel.: +49 69 707 69 19-19  
Fax: +49 69 707 69 19-11  
E-Mail: [stiess@isoe.de](mailto:stiess@isoe.de)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>Vorbemerkung</b>	<b>12</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>13</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>17</b>
<b>2. Detaillierte und umfassende Abbildung des Wärmesektors und dessen Kopplung an den Stromsektor im Strommarktmodell PowerFlex (Arbeitspaket 1)</b>	<b>18</b>
<b>2.1. Entwicklung der Wärmenachfrage (Arbeitsschritt 1.1)</b>	<b>18</b>
2.1.1. Private Haushalte	18
2.1.2. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	23
2.1.3. Industrie	26
<b>2.2. Ableitung von Wärmelastprofilen (Arbeitsschritt 1.2)</b>	<b>27</b>
2.2.1. Private Haushalte	27
2.2.2. GHD	37
2.2.3. Industrie	39
<b>2.3. Entwicklung des Technologie- und Energieträgermixes (Arbeitsschritt 1.3)</b>	<b>39</b>
2.3.1. Private Haushalte	41
2.3.2. GHD	42
2.3.3. Industrie	43
<b>2.4. Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung (Arbeitsschritt 1.4)</b>	<b>43</b>
<b>3. Erstellung einer empirisch basierten Datengrundlage für die Gebäudeklimatisierung, deren Kopplung an das Stromsystem und Ableitung von Handlungsempfehlungen (Arbeitspaket 2)</b>	<b>44</b>
<b>3.1. Durchführung einer repräsentativen empirischen Erhebung zum Status Quo und zu den Faktoren, die Privathaushalte veranlassen, Klimageräte zu installieren und zu betreiben (Arbeitsschritte 2.1 und 2.2)</b>	<b>44</b>
3.1.1. Entwicklung der Verbreitung von Klimaanlage in Deutschland 2007 bis 2013	44
3.1.2. Ziel der Untersuchung und Datenerhebung	45
3.1.3. Ausgewählte Ergebnisse der BUS- und Breitenbefragung	46
3.1.4. Abschätzung künftiger Wachstumsraten	47
<b>3.2. Einflussparameter für die Entwicklung des Energiebedarfs für die Klimatisierung von Wohngebäuden (Arbeitsschritt 2.3)</b>	<b>48</b>

3.2.1.	Klimaentwicklung in Deutschland	48
3.2.1.1.	Regionale Klimaszenarien für Deutschland	48
3.2.1.2.	Mittlere Sommertemperaturen	49
3.2.1.3.	Sommertage und heiße Tage	50
3.2.1.4.	Extremwetterereignisse der Temperatur	51
3.2.1.5.	Entwicklung des Stadtklimas	52
3.2.1.6.	Zusammenfassung zur Klimaänderung	52
3.2.2.	Technologien für die Wohngebäudeklimatisierung	52
3.2.3.	Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung	53
3.2.4.	Entwicklung des energetischen Zustands der Wohngebäude	54
3.2.5.	Entwicklung der Energiepreise	54
<b>3.3.</b>	<b>Verschneiden der Erkenntnisse der Arbeitsschritte 2.1 bis 2.3 und Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung: Methodik und Ergebnisse (Arbeitsschritt 2.4)</b>	<b>55</b>
3.3.1.	Abschätzung des Kühlbedarfs für repräsentative Typgebäude	56
3.3.2.	Wohnflächenentwicklung und Bestimmung des Anteils klimatisierter Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche auf Basis der Empirie	59
3.3.3.	Berücksichtigung des Klimawandels bei der Ermittlung des Kühlbedarfs der Typgebäude in den Zieljahren	63
3.3.4.	Ermittlung des Strombedarfs und des tatsächlich abgerufenen Kühlbedarfs	65
3.3.5.	Regionalisierung der Ergebnisse auf Bundeslandebene als Input für Powerflex	72
<b>3.4.</b>	<b>Einordnung der Ergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Politik (Arbeitsschritt 2.5)</b>	<b>73</b>
<b>4.</b>	<b>Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot (Arbeitspaket 3)</b>	<b>76</b>
<b>4.1.</b>	<b>Methodik der EE-Profilberechnung</b>	<b>76</b>
4.1.1.	Berechnung der Photovoltaik-Einspeisung	76
4.1.2.	Berechnung der Windstrom-Einspeisung	76
4.1.3.	Inputdaten und Input-Parameter	77
4.1.4.	Wetterjahr	77
<b>4.2.</b>	<b>Berechnung der Einspeiseprofile für PV</b>	<b>78</b>
4.2.1.	Räumliche und technologische Entwicklung für Photovoltaik	78
4.2.2.	Bewölkungsgrad und Solarstrahlung am Boden	81
4.2.3.	Bestimmung der Solarstrahlung auf geneigte Flächen	81
4.2.4.	Berechnung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik	81
4.2.5.	Ergebnis der Berechnung für PV-Einspeisezeitreihen	82
<b>4.3.</b>	<b>Berechnung der Einspeiseprofile für Onshore Wind</b>	<b>82</b>

4.3.1.	Räumliche und technologische Zusammensetzung für Onshore Wind	82
4.3.2.	Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Onshore-Wind-Anlagen	84
4.3.3.	Ergebnis der Berechnung für Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen	85
<b>4.4.</b>	<b>Berechnung der Einspeiseprofile für Offshore Wind</b>	<b>87</b>
4.4.1.	Räumliche und technologische Zusammensetzung für Offshore Wind	87
4.4.2.	Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Offshore-Wind-Anlagen	88
4.4.3.	Offshore-Windpark-Leistungskurven	88
4.4.4.	Ergebnis der Berechnung für Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen	89
<b>5.</b>	<b>Erweiterung des Strommarktmodells PowerFlex zu PowerFlex-Heat&amp;Cold für die sektorübergreifende Szenarienanalyse (Arbeitspaket 4)</b>	<b>90</b>
<b>5.1.</b>	<b>Erweiterung der Module zu KWK-Kraftwerken, Power-to-Heat und Power-to-Gas zur detaillierteren Abbildung des Wärmesektors (Arbeitsschritt 4.1)</b>	<b>90</b>
5.1.1.	Erweiterung des Moduls zu KWK-Kraftwerken	90
5.1.1.1.	Differenzierung zwischen KWK-Scheibe und Kondensations-Scheibe des KWK-Kraftwerks	90
5.1.1.2.	Möglichkeit zur blockscharfen Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken über Wärmespeicher, Erdgas Spitzenlastkessel und elektrischem Heizstab	92
5.1.1.3.	Zuordnung der KWK-Kraftwerke zu individuellen Fernwärmenetzen	93
5.1.1.4.	Anpassen der Nebenbedingungen im Programm-Code	95
5.1.2.	Erweiterung des Power-to-Heat Moduls	95
5.1.3.	Einsatzprofile für Power-to-Gas Anlagen	96
<b>5.2.</b>	<b>Erweiterung des Moduls zu Lastmanagement (Arbeitsschritt 4.2)</b>	<b>98</b>
<b>5.3.</b>	<b>Sektorübergreifende Ergebnisauswertung (Arbeitsschritt 4.3)</b>	<b>98</b>
<b>5.4.</b>	<b>Rahmenbedingungen für eine verstärkte Kopplung des Strom-, Wärme- und Kältesektors (Arbeitsschritt 4.4)</b>	<b>99</b>
<b>5.5.</b>	<b>Szenarienanalyse zur Kopplung des Strom-, Wärme- und Kältesektors (Arbeitsschritt 4.5)</b>	<b>103</b>
5.5.1.	Ableitung der Inputdaten für die Strommarktmodellierung	103
5.5.1.1.	Brennstoffpreise, CO <sub>2</sub> -Preise und Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung	103
5.5.1.2.	Konventioneller Kraftwerkspark und Must-run Stromerzeugung	105
5.5.1.3.	EE-Einspeisung	106
5.5.1.4.	Stromnachfrage	107
5.5.1.5.	Übertragungsnetz	108
5.5.2.	Beschreibung und Definition der Szenarien	109
<b>5.6.</b>	<b>Szenarienberechnung und Interpretation der Ergebnisse</b>	<b>112</b>
5.6.1.	Auswirkungen von Sektorkopplung auf die Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung	112

5.6.2.	Auswirkungen von Sektorkopplung auf die CO <sub>2</sub> -Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung	114
5.6.3.	Auswirkungen von Sektorkopplung auf den Brennstoffmix der Wärmeerzeugung	116
5.6.4.	Auswirkungen von Sektorkopplung auf den Brennstoffmix der Stromerzeugung	118
<b>5.7.</b>	<b>Fazit der Szenarienanalyse</b>	<b>120</b>
5.7.1.	Frage 1: Stehen ausreichend EE-Überschüsse für Sektorkopplung zur Verfügung?	120
5.7.2.	Frage 2: Welche Rolle spielt das Betriebsregime von Sektorkopplung?	124
5.7.3.	Frage 3: Welche Rolle spielt die Nachfragereduktion für Wärme durch eine verstärkte Gebäudesanierung?	124
5.7.4.	Frage 4: Ist es vor dem Hintergrund der zu erreichenden Klimaschutzziele ökonomisch effizienter in eine verstärkte energetische Gebäudesanierung oder in eine zunehmende Sektorkopplung über bivalente Heizsysteme und Lastmanagement zu investieren?	125
<b>6.</b>	<b>Literatur</b>	<b>128</b>
<b>7.</b>	<b>Anhang</b>	<b>133</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Schematischer Projektaufbau	17
Abbildung 2-1:	Relative Verbrauchsprofile in Abhängigkeit von der Außentemperatur bei ausgewählten Wohngebäudetypen unterschiedlicher Baualtersklasse und Sanierungszustands	30
Abbildung 2-2:	Verteilung der 15 DWD Klimazonen auf Bundesland- und Gemeindeebene. Die Zahlen beschreiben die durchnummerierten Klimazonen.	31
Abbildung 2-3:	Schematische Darstellung zur Methodik der Wärmelastprofilerstellung	33
Abbildung 2-4:	Beispielhaftes Wochenwärmelastprofil des aggregierten Sektors Private Haushalte für eine Winterwoche (links) und eine Sommerwoche (rechts) in Schleswig-Holstein (dunkelblau, SH) und Bayern (hellblau, BY) im Kalibrierungsjahr 2011	34
Abbildung 2-5:	Jahreswärmelastprofile des aggregierten Sektors Private Haushalte für Schleswig-Holstein (dunkelblau, SH) und Bayern (hellblau, BY) im Kalibrierungsjahr 2011	35
Abbildung 2-6:	Energieträgerverteilung des Endenergieverbrauchs (EEV) im Zeitverlauf in den drei Sektoren Private Haushalte (PHH), GHD und Industrie (IND) im Wärme-Referenzszenario	40
Abbildung 2-7:	Energieträgerverteilung des Endenergieverbrauchs (EEV) im Zeitverlauf in den drei Sektoren Private Haushalte (PHH), GHD und Industrie (IND) im Wärme-Effizienzszenario	41
Abbildung 3-1:	Auswirkungen des Klimawandels in Deutschland im Vergleich verschiedener Klimamodelle: mittlere Sommertemperatur	50
Abbildung 3-2:	Beschreibung der Szenarien, für die der Klimatisierungsbedarf abgeschätzt wurde	55
Abbildung 3-3:	Arbeitsschritte für die Berechnung der Szenarien	56
Abbildung 3-4:	Nutzenergiebedarf für die Kühlung nach Wärmequellen im Typgebäude EZFH I an einem Julitag mit 30° Außentemperatur	58
Abbildung 3-5:	Nutzenergiebedarf für die Kühlung des Typgebäudes EZFH I bei verschiedenen Tageshöchsttemperaturen im Juli am Referenzort Potsdam nach Wärmequellen	58
Abbildung 3-6:	Entwicklung der Wohnfläche in EZFH im Vergleich der Szenarien nach Typgebäuden und Sanierungszuständen	59
Abbildung 3-7:	Entwicklung der Wohnfläche in MFH im Vergleich der Szenarien nach Typgebäuden und Sanierungszuständen	60
Abbildung 3-8:	Entwicklung der klimatisierten Wohnfläche in den Szenarien im Vergleich	62
Abbildung 3-9:	Tägliche Klimatisierungsdauer an Werktagen in Stunden	68
Abbildung 3-10:	Tägliche Klimatisierungsdauer an Wochenendtagen in Stunden	69
Abbildung 3-11:	Tägliche Klimatisierungszeiten an Werktagen nach Uhrzeit	70
Abbildung 3-12:	Tägliche Klimatisierungszeiten an Wochenendtagen nach Uhrzeit	71

Abbildung 3-13:	Lastkurve des Strombedarfs für das Jahr 2030, Referenzregion Mannheim, <i>Szenario 1 – Klib hoch</i>	71
Abbildung 3-14:	Lastkurve des Strombedarfs für den 01.06.-30.09.2030, Referenzregion Mannheim, <i>Szenario 1 – Klib hoch</i>	72
Abbildung 4-1:	Deutschlandweite Häufigkeit der jeweiligen Onshore-Wind Einspeisungs-Stärken (die Stärke-Klassen haben eine Breite von 10% der Gesamtkapazität)	86
Abbildung 5-1:	Betrieb eines KWK-Kraftwerks mit reduzierter Wärmeauskopplung	92
Abbildung 5-2:	Residuallastkurven verschiedener Szenarien	100
Abbildung 5-3:	Aggregiertes Zielnetz 2030	108
Abbildung 5-4:	Veränderung der variablen Gestehungskosten für die Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	113
Abbildung 5-5:	Veränderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	115
Abbildung 5-6:	Veränderung der brennstoffspezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	116
Abbildung 5-7:	Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Wärmeerzeugung	117
Abbildung 5-8:	Veränderungen im Brennstoffmix der Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	118
Abbildung 5-9:	Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Stromerzeugung	119
Abbildung 5-10:	Veränderungen im Brennstoffmix der Stromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario	120
Abbildung 5-11:	Szenarienvergleich für die verbleibenden EE-Überschüsse in den Jahren 2020 und 2030	121
Abbildung 5-12:	Potenzial für Sektorkopplung durch Heizstäbe in Kombination mit Heizkesseln / Heizungen im Szenario „Kopplung 1“ im Jahr 2020	122



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Beschreibung der Wohngebäudetypen	19
Tabelle 2-2:	Szenarioannahmen zur Wohnflächenentwicklung	21
Tabelle 2-3:	Endenergieverbrauch Private Haushalte im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich	22
Tabelle 2-4:	Endenergieverbrauch Private Haushalte nach Anwendungsbereich und Szenario in den Jahren 2020 und 2030	23
Tabelle 2-5:	Nutzflächenverteilung auf GHD-Subsektoren	24
Tabelle 2-6:	Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich	24
Tabelle 2-7:	Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2020 nach Anwendungsbereich und Szenario	25
Tabelle 2-8:	Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2030 nach Anwendungsbereich und Szenario	26
Tabelle 2-9:	Endenergieverbrauch Industrie im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich	26
Tabelle 2-10:	Endenergieverbrauch Wärme in der Industrie 2020 und 2030 nach Anwendungsbereich und Szenario	27
Tabelle 2-11:	Übersicht der angepassten Koeffizienten der Hellwig-Formel an die Gebäudetypologie aus Bürger et al. (2016)	28
Tabelle 2-12:	Verteilung der DWD Klimazonen auf die Bundesländer (bevölkerungsgewichtet, in %)	32
Tabelle 2-13:	Zuordnung der Hellwig'schen GHD Sektoren zu denen aus Bürger et al. (2016) und Gewichtung ihrer Wärmelastanteile	38
Tabelle 2-14:	Typische Eigenschaften von Wärmespeichern	40
Tabelle 2-15:	Energieträgerverteilung Private Haushalte (Raumwärme und Warmwasser)	42
Tabelle 2-16:	Energieträgerverteilung GHD (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)	42
Tabelle 2-17:	Energieträgerverteilung Industrie (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)	43
Tabelle 3-1:	Entwicklung der stationären Klimatisierung und Lüftung	45
Tabelle 3-2:	Entwicklung des Bestands an Klima- und Lüftungsanlagen in Deutschland 2007-2013	45
Tabelle 3-3:	Anteil Privathaushalte mit Klimaanlage in Deutschland sowie Potenzialgruppe für das Jahr 2015 (Angabe in %)	47
Tabelle 3-4:	Entwicklung der jährlichen Anzahl der Sommertage und der heißen Tage in Köln (unter Berücksichtigung bereits geplanter Landnutzungsänderungen zur Verbesserung des Stadtklimas)	51
Tabelle 3-5:	Entwicklung der Wohnfläche in der Bundesrepublik Deutschland	54
Tabelle 3-6:	Sockel unsanierbarer Gebäude (bezogen auf die Wohngebäude der unsanierten Gebäude im jeweiligen Ist-Zustand)	54
Tabelle 3-7:	Wesentliche Eigenschaften der Typgebäude	56
Tabelle 3-8:	Energetische Eigenschaften der Typgebäude: U-Werte in W/(m²K)	57

Tabelle 3-9:	Szenarien für die Entwicklung des Anteils der Privathaushalte mit Klimagerät in Deutschland (Angaben in %)	61
Tabelle 3-10:	Entwicklung der klimatisierten Wohnfläche nach Typgebäuden in den Szenarien im Vergleich	63
Tabelle 3-11:	Verschneiden der Sommer-Klimaregionen nach DIN 4108-2:2013-02 mit den DWD-Klimaregionen	64
Tabelle 3-12:	Monatssummen des Klimatisierungsbedarf in den Klimaregionen	65
Tabelle 3-13:	Jahressumme des Klimatisierungsbedarfs für den Wohngebäudebestand nach Szenarien	65
Tabelle 3-14:	Annahmen zur Effizienz der Klimageräte	66
Tabelle 3-15:	Jahressumme des Strombedarfs bei vollständiger Deckung des Klimatisierungsbedarfs des Wohngebäudebestands	66
Tabelle 3-16:	Nutzung von Klimageräten: Wie viele Stunden war das Gerät pro Tag angestellt?	67
Tabelle 3-17:	Nutzung von Klimageräten: Zu welchen Tageszeiten war das Klimagerät an diesen Tagen normalerweise angestellt?	67
Tabelle 3-18:	Jahressumme des Strombedarfs für die Klimatisierung bei Berücksichtigung der Klimatisierungszeiten	72
Tabelle 3-19:	Jahressumme des Strombedarfs für die Klimatisierung bei Berücksichtigung der Klimatisierungszeiten nach Bundesländern	73
Tabelle 3-20:	Vergleich der Ergebnisse verschiedener Studien zum Strombedarf für die Wohngebäudeklimatisierung bis 2050	74
Tabelle 4-1:	Verwendete Kapazitätsentwicklung für PV und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer	79
Tabelle 4-2:	Räumliche Verteilung der berücksichtigten PV-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes	80
Tabelle 4-3:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von PV-Anlagen in Deutschland	80
Tabelle 4-4:	Kennzahlen der berechneten und normierten PV-Profile	82
Tabelle 4-5:	Verwendete Kapazitätsentwicklung für Onshore Wind und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer	83
Tabelle 4-6:	Räumliche Verteilung der berücksichtigten Onshore-Wind-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes	84
Tabelle 4-7:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland	84
Tabelle 4-8:	Kennzahlen der berechneten und normierten Onshore-Wind-Profile	85
Tabelle 4-9:	Verwendeter Ausbaukorridor für Offshore Wind und dessen räumliche Aufteilung auf die Bundesländer sowie auf See	87
Tabelle 4-10:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland	88
Tabelle 4-11:	Kennzahlen der berechneten und normierten Offshore-Wind-Profile	89
Tabelle 5-1:	Aus der Statistik 2015 abgeleitete brennstoffspezifische KWK-Parameter	91

Tabelle 5-2:	Beispiele für die Dimensionierung von Wärmespeicher und elektrischem Heizstab bei KWK-Kraftwerken	93
Tabelle 5-3:	Individuelle Fernwärmenetze in Deutschland	94
Tabelle 5-4:	Wärmenachfrage für Heizkessel / Heizungen mit der Möglichkeit zur Sektorkopplung	96
Tabelle 5-5:	Annahmen für die Bewertung von Investitionen in Power-to-Heat und Wärmespeicher	96
Tabelle 5-6:	Zielgrößen einer Sektorkopplung	99
Tabelle 5-7:	Vergleich von Strompreisbestandteile in Deutschland und Dänemark, die einer Nutzung von Wärmepumpen und Elektroheizern erhoben werden	102
Tabelle 5-8:	Brennstoffpreise und CO <sub>2</sub> -Preise	104
Tabelle 5-9:	Brennstoffspezifische Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung	104
Tabelle 5-10:	Installierte Nettoleistung des konventionellen Kraftwerksparks	105
Tabelle 5-11:	Inputparameter für Must-run Stromerzeugung	105
Tabelle 5-12:	Inputparameter der fluktuierenden EE-Einspeisung	106
Tabelle 5-13:	Inputparameter von Biomasse und Geothermie	107
Tabelle 5-14:	Definierte Szenarien zur Sektorkopplung	111
Tabelle 5-15:	Eingesparte variable Kosten der Wärme- und Stromerzeugung im Vergleich zu den investitionsabhängigen Kosten für Flexibilität und Sektorkopplung bzw. Sanierung im Gebäudebereich	114
Tabelle 5-16:	Potenzial für Sektorkopplung als maximale Jahresstromnachfrage für elektrische Wärmequellen	123
Tabelle 5-17:	Zusätzliche EE-Anlagen für vollständige bilanzielle Nutzung des in der Szenarienanalyse unterstellten Potenzials für Sektorkopplung	123
Tabelle 5-18:	Veränderung der Systemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen und die daraus resultierenden CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	125
Tabelle 7-1:	Verteilung der Bevölkerung auf die Bundesländer in den Jahren 2011 (IST), 2020 und 2030 (Prognose)	133
Tabelle 7-2:	Anzahl der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten in der Industrie auf Bundeslandebene	134

## Vorbemerkung

Diese aktualisierte Fassung vom 21.06.2017 weist im Vergleich zur ersten Fassung vom 23.05.2017 folgende Änderungen auf:

- In der Formel zur Berechnung der täglichen Klimatisierungszeiten für Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12 wurde ein Skalierungsfehler entdeckt und bereinigt, so dass sich nun insgesamt höhere Klimatisierungszeiten ergeben.
- In der Folge steigt auch der aus den täglichen Klimatisierungszeiten abgeleitete Strombedarf für Klimatisierung in etwa um den Faktor 3 an. Der aktualisierte Strombedarf ist für Deutschland in Tabelle 3-18, je Bundesland in Tabelle 3-19 und im Vergleich zu anderen Studien in Tabelle 3-20 dargestellt.
- Aufgrund des höheren Strombedarfs für Klimatisierung ändern sich auch die Einordnung der Ergebnisse und die Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Politik in Abschnitt 3.4.
- Der Verweis auf den geringen Stromverbrauch von Klimatisierungsanlagen in privaten Haushalten (Wohngebäude) wurde in Abschnitt 5.2 zur Erweiterung des Moduls zu Lastmanagement entfernt.

## Zusammenfassung

Die Wärme- und Kälteerzeugung wird zukünftig stärker mit dem Stromsektor interagieren, beispielsweise durch einen verstärkten Einsatz von elektrischen Wärmepumpen oder Stromdirektheizungen in sanierten bzw. effizient gedämmten Gebäuden mit geringem Wärmebedarf oder durch die Zunahme der Gebäudeklimatisierung. Darüber hinaus werden derzeit bestehende Wärmeversorgungssysteme, wie z.B. KWK-Anlagen mit Fernwärmeauskopplung, mit einer zusätzlichen elektrischen Wärmequelle und einem Wärmespeicher nachgerüstet, um Flexibilität auf der Stromseite bereitzustellen.

Ziel des Forschungsvorhabens ist es daher, den Wärme- und Kältesektor sowie dessen Integration in den Stromsektor in dem vom Öko-Institut entwickelten Strommarktmodell PowerFlex vollständig und mit einem hohen Detaillierungsgrad abzubilden und die Wechselwirkungen zwischen dem Strom-, Wärme- und Kältesektor im Rahmen einer Szenarienanalyse zu untersuchen. Das bestehende Strommarktmodell PowerFlex wird hierzu zu PowerFlex-Heat&Cold erweitert (Kapitel 5). Mit der Modellerweiterung einhergehend soll explizit auch die Datengrundlage für den Wärmesektor (Kapitel 2), die Wohngebäudeklimatisierung (Kapitel 3) sowie für die fluktuierende EE-Stromeinspeisung (Kapitel 4) verbessert werden.

Stromgekoppelte Versorgungstechnologien stehen bei der Aufbereitung des Wärmesektors in Kapitel 2 im Vordergrund, um das Sektorkopplungspotenzial des Wärmesektors mit dem Stromsektor insgesamt besser analysieren zu können. Zunächst wird die Entwicklung der Wärmenachfrage in den drei Verbrauchssektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel & Dienstleistungen sowie Industrie ausgehend vom Ausgangsjahr 2011 in Anlehnung an frühere Studien für die Zieljahre 2020 und 2030 abgeleitet. Dabei werden zwei Wärme-Szenarien entwickelt – ein Wärme-Referenzszenario sowie ein ambitionierteres Wärme-Effizienzszenario. Unterschieden wird der Wärmeverbrauch insgesamt nach den Anwendungen für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Der Gesamtwärmeverbrauch sinkt im Wärme-Referenzszenario von 1.373 TWh im Jahr 2011 auf 1.109 TWh im Jahr 2030. Im Wärme-Effizienzszenario nimmt der Gesamtwärmeverbrauch auf 983 TWh im Jahr 2030 ab.

Als nächstes werden Wärmelastprofile entwickelt, welche die stundenscharfe Wärmenachfrage in den drei Verbrauchssektoren abbilden. Die Wärmelastprofile werden überwiegend auf Basis einer empirischen Erhebung von Gasnachfrageprofilen erstellt (vgl. Hellwig (2003)). Schließlich wird die ermittelte Wärmenachfrage mit einem Energieträgermix hinterlegt. Ausgehend vom Ausgangsjahr 2011 wird dabei für die Zieljahre 2020 und 2030 ein Energieträgermix angenommen, dessen Anteil an bivalenten, zur Sektorkopplung geeigneten Wärmeversorgungstechniken bis zum Jahr 2030 auf knapp 40 % steigt. Die angenommenen bivalenten Systeme bestehen vereinfacht aus Heizkesseln auf Basis fossiler Energieträger, welche durch einen Pufferspeicher mit einem elektrischen Heizstab ergänzt sind. Im Rahmen der kombinierten Strom-Wärme-Modellierung können diese Systeme zur Wärmeerzeugung entweder im „klassischen“ Brennstoffmodus oder im Stromverbrauchsmodus eingesetzt werden.

In Kapitel 3 wird die heutige und zukünftige Stromnachfrage für die Wohngebäudeklimatisierung ermittelt. Derzeit nutzen rund 3 % der privaten Haushalte eine Klimaanlage. Um den Bestand und das Nutzerverhalten für Wohngebäudeklimatisierung abschätzen zu können, wurden im Rahmen einer verhaltenswissenschaftlichen empirischen Erhebung die Faktoren ermittelt, die Privathaushalte veranlassen, Klimatisierung zu installieren und zu betreiben. Darauf aufbauend wurden zwei Szenarien abgeleitet, die die mögliche Entwicklung der Wohngebäudeklimatisierung beschreiben: im Szenario „Klib gering“ wird ein geringer Klimatisierungsbedarf unterstellt, basierend auf einer hohen Sanierungsaktivität, hoher energetischer Standards der Wohngebäude, einer Zunahme der

Zahl der Haushalte mit Klimatisierung um 10 % pro Jahr bezogen auf das Ausgangsjahr und einer Zunahme der klimatisierten Fläche pro Haushalt um 10 % bis 2030. Im Gegensatz dazu wird im Szenario „Klib hoch“ ein hoher Klimatisierungsbedarf aufgrund einer geringen Sanierungsaktivität, geringer energetischer Standards der Wohngebäude sowie einer Zunahme der Zahl der Haushalte mit Klimatisierung um 20 % pro Jahr bezogen auf das Ausgangsjahr und einer Zunahme der klimatisierten Fläche pro Haushalt um 20 % bis 2030 angenommen. Entsprechend unterscheidet sich der Strombedarf für die Klimatisierung bei Berücksichtigung der Klimatisierungszeiten: im Szenario „Klib hoch“ beträgt der Strombedarf 1.313 GWh in 2020 und 2.475 GWh in 2030, im Szenario „Klib gering“ sind es nur 886 GWh in 2020 und 1.309 GWh in 2030.

Die beiden volatilen und wetterabhängigen EE-Quellen Wind und Solarstrahlung sind aufgrund ihres großen Potenzials und der hohen Zubaudynamik für die Modellierung des deutschen Stromsystems besonders relevant. In Kapitel 4 wird deshalb ein einheitlicher Datensatz zu den künftigen Einspeiseprofilen der erneuerbaren Energien Wind und Sonne entwickelt und kostenfrei zur Verfügung gestellt. In der Datensammlung finden sich Informationen zu den erwartbaren Mengen an Offshore- und Onshore-Windenergie und Photovoltaik für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050. Die Daten werden in stündlicher Auflösung sowie nach Bundesländern ausgegeben und beinhalten zudem eine technologische und räumliche Weiterentwicklung des Anlagenparks.

Die zentrale methodische Weiterentwicklung des Strommarktmodells PowerFlex zu PowerFlex-Heat&Cold besteht in der Erweiterung des Moduls zu KWK-Kraftwerken, welche die Differenzierung zwischen einer KWK-Scheibe und einer Kond-Scheibe und deren spezifischer Parametrierung beinhaltet. Damit können insbesondere verschiedene elektrische Wirkungsgrade im KWK- und im Kond-Betrieb berücksichtigt werden. Zudem werden die KWK-Kraftwerke den 60 größten Fernwärmenetzen und weiteren regional- und brennstoffspezifischen Wärmenetzen zugeordnet.

In der Szenarienanalyse für 2020 und 2030 werden dann folgende Leitfragen untersucht:

- Stehen ausreichend EE-Überschüsse für Sektorkopplung zur Verfügung?
- Welche Rolle spielt das Betriebsregime von Sektorkopplung?
- Welche Rolle spielt die Nachfragereduktion für Wärme und Klimatisierung durch eine verstärkte Gebäudesanierung?
- Ist es vor dem Hintergrund der zu erreichenden Klimaschutzziele ökonomisch effizienter in eine verstärkte energetische Gebäudesanierung oder in eine zunehmende Sektorkopplung über bivalente Heizsysteme und Lastmanagement zu investieren?

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Betriebsregime von Sektorkopplung und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks eine entscheidende Rolle in Bezug auf die Klimaschutzwirkung von Sektorkopplung haben. Bei einem Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil an Kohleverstromung, wie er für das Jahr 2020 noch unterstellt wird, nehmen die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Sektorkopplung zu, da günstiger aber CO<sub>2</sub>-intensiver Braunkohlestrom, teures aber CO<sub>2</sub>-armes Erdgas im Wärmesektor verdrängt. In diesem Fall ist es aus Klimaschutzsicht wichtig, den Betrieb von Power-to-Heat Anlagen auf EE-Überschussstrom zu beschränken. Erst mit einem zunehmenden EE-Anteil und einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung wird Sektorkopplung auch aus Klimaschutzsicht vorteilhaft und führt zu einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Das Potenzial für Sektorkopplung übersteigt die verfügbaren EE-Überschüsse in Höhe von 4,3 TWh in 2020 bzw. 15,0 TWh in 2030 jedoch deutlich, d.h. um den Faktor 50 in 2020 bzw. 25 in 2030. Für eine zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors ist somit auch eine über die bishe-

rigen EE-Ausbaukorridore deutlich hinausgehende Zunahme der installierten EE-Leistung im Stromsystem unabdingbar.

Im Gegensatz zur Sektorkopplung wirken sich Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor zur Verringerung des Wärmebedarfs schon heute und unabhängig von der Ausgestaltung des Stromsektors direkt auf eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Gebäudesanierung liegen im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 bei 80 bis 120 €/t CO<sub>2</sub>, darüber hinausgehende Effizienzmaßnahmen erreichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von bis zu 230 €/t CO<sub>2</sub>. Für die Erreichung der Klimaschutzziele in 2050 sind deutliche Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor allerdings essentiell.

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Sektorkopplung in Höhe von 165 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 lassen sich bei einem gezielten Zubau von Flexibilität (Wärmespeicher bei KWK-Anlagen und DSM für Wärmepumpen) und Power-to-Heat Anwendungen nur in Regionen mit hohen EE-Überschüssen senken, so dass höhere Volllaststunden und geringere Gesamtinvestitionen erreicht werden können. Im Jahr 2030 ergibt sich dann parallel zu einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch erstmalig ein direkter ökonomischer Nutzen von Power-to-Heat bei einer ausschließlichen Verwendung von EE-Überschüssen: die Volllaststunden steigen auf rund 300 h an und gleichzeitig nehmen auch die erzielbaren Erlöse als Differenz der Grenzkosten zwischen EE-Strom und konventioneller Wärmebereitstellung aufgrund steigender Brennstoffkosten für Erdgas und Heizöl zu. In Summe kommt es dann zu Nettoerlösen für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen mit Hilfe von Sektorkopplung auf EE-Basis in Höhe von 8,1 €/t CO<sub>2</sub>.

Sektorkopplung sollte die Ziele Effizienz, Flexibilität und Integration erneuerbarer Energien verfolgen. Für die Zukunft ist es daher wichtig, die regulatorischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass ein Einsatz der Sektorkopplung diese Ziele in Markt und Netz verfolgen kann.

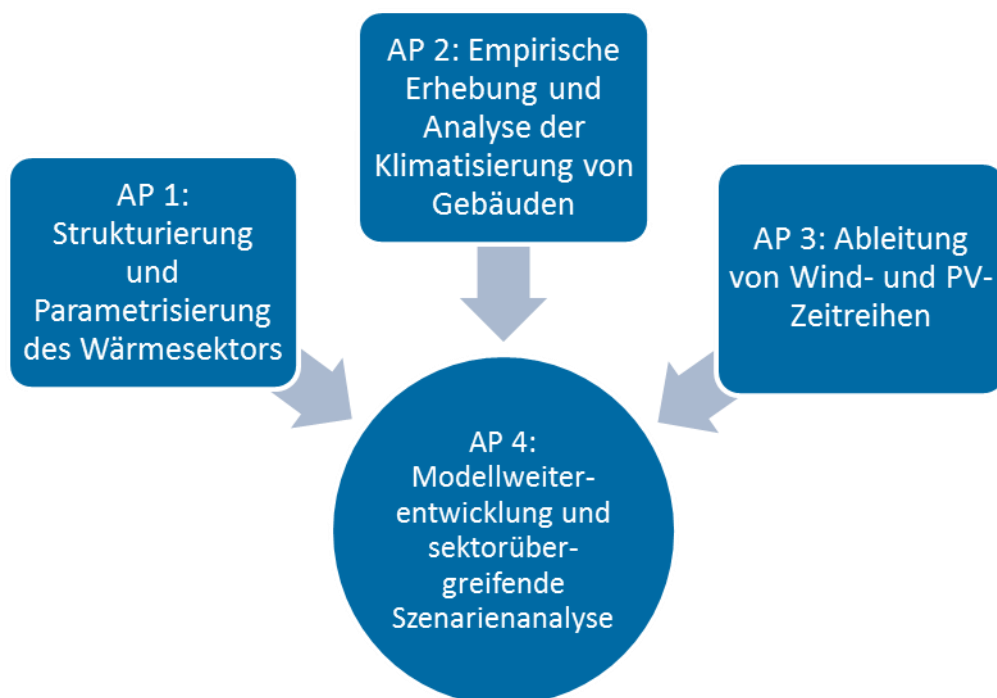




## 1. Einleitung

Das Projekt gliedert sich in 4 inhaltliche Arbeitspakete (AP), wobei jedes Arbeitspaket aus mehreren Arbeitsschritten (AS) besteht. Während die Arbeitspakete 1 bis 3 den Wärmesektor (AP 1), den Sektor Klimatisierung (AP 2) sowie die Ableitung von Windstrom- und PV-Zeitreihen (AP 3) zum Inhalt haben, wird in AP 4 das bestehende Strommarktmodell PowerFlex zu einem sektorübergreifenden Strommarktmodell PowerFlex-Heat&Cold weiterentwickelt und im Rahmen einer Szenarienganalyse angewendet (Abbildung 1). Die Arbeitspakete 1 und 2 schaffen dabei die methodische und datentechnische Grundlage für die gekoppelte Modellierung des Strom-Wärme-Kälte-Sektors und liefern einen zentralen Dateninput für die Szenarienganalyse in Arbeitspaket 4. Arbeitspaket 2 geht zudem zusätzlich einer eigenständigen Frage nach. Erkenntnisse zur zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs für die Klimatisierung aus integrierter sozialökologischer, technologischer und klimatischer Sicht sind nicht nur als Eingangsgröße für Strommarktmodellierungen und Energiebedarfsprognosen für den Gebäudebestand von Bedeutung, sondern auch für politische Entscheidungsträger zur Entwicklung und Bewertung geeigneter Politikinstrumente. Die in Arbeitspaket 3 abgeleiteten Wind- und PV-Zeitreihen spiegeln aufgrund der Fluktuation des dargebotsabhängigen Stromangebots näherungsweise auch den Bedarf an Flexibilität wider. Die Variation dieses Dateninputs für die Szenarienganalyse in Arbeitspaket 4 steht somit auch in Wechselwirkung bzw. Konkurrenz zur Nutzung von sektorübergreifender Flexibilität. Die Arbeiten für Projektleitung und Koordination sind Arbeitspaket 5 zugeordnet.

**Abbildung 1-1: Schematischer Projektaufbau**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 2. Detaillierte und umfassende Abbildung des Wärmesektors und dessen Kopplung an den Stromsektor im Strommarktmodell PowerFlex (Arbeitspaket 1)

Gegenstand des Arbeitspakets ist die Darstellung des Wärmesektors und dessen heutige und zukünftige Kopplung an den Stromsektor. Damit verbindet sich das Ziel, den Wärmesektor im Rahmen des Strommarktmodells PowerFlex besser abzubilden. AP1 konzentriert sich deswegen vor allem auf die stromgekoppelten Versorgungstechnologien. Die Abbildung des Wärmesektors gliedert sich in vier Arbeitsschritte: die Entwicklung der Wärmenachfrage (AS 1.1), die Ableitung von Wärmelastprofilen (AS 1.2), die Entwicklung des Technologie- und Energieträgermixes (AS 1.3) und schließlich die Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung (AS 1.4).

In jedem Arbeitsschritt werden folgende drei Wärmeverbrauchssektoren betrachtet:

- Private Haushalte
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
- Industrie

Im Unterkapitel zur Entwicklung der Wärmenachfrage (Kapitel 2.1) wird zum einen der Wärmeverbrauch für das Jahr 2011 ermittelt. Zum anderen wird der zukünftige Wärmeverbrauch in den Jahren 2020 und 2030 abgeschätzt. Im Folgekapitel zur Ableitung von Wärmelastprofilen (Kapitel 2.2) wird die Methodik zur Erstellung von Wärmelastprofilen in jedem Wärmeverbrauchssektor beschrieben. In einem dritten Schritt wird untersucht, welche Entwicklung des Technologie- und Energieträgermixes sowohl für 2011, als auch für die Zukunftsjahre 2020 und 2030 in den jeweiligen Sektoren vorliegt (Kapitel 2.3). Als Abschluss von Arbeitspaket 1 steht schließlich die Aufbereitung und Verknüpfung der vorherigen Arbeitsschritte mit dem Ziel der Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung (Kapitel 2.4). Im Ergebnis lässt sich bestimmen in welchem Wärmeverbrauchssektor zu welcher Stunde des Jahres mit welchem Energieträger der Wärmebedarf gedeckt wird.

### 2.1. Entwicklung der Wärmenachfrage (Arbeitsschritt 1.1)

#### 2.1.1. Private Haushalte

Zur Beschreibung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs wurde auf die im UBA Vorhaben Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (Bürger et al. 2016) entwickelte Gebäudetypologie zurückgegriffen. Darin wird der Wohngebäudebestand vereinfacht in drei Gebäudetypen mit jeweils drei Baualtersklassen (BAK) und drei Sanierungszuständen aufgeteilt. Die Gebäudetypen sind Ein-/Zweifamilienhäuser (EZFH), kleine und mittlere Mehrfamilienhäuser (MFH, mit drei bis zwölf Wohneinheiten) und große Mehrfamilienhäuser (GMH, mit mehr als zwölf Wohneinheiten). Die Baualtersklassen lauten „bis 1948“, „1949 bis 1994“ und „ab 1995“. Die drei Sanierungszustände lauten „unsaniert“, „vollsanert“ (EnEV 2009 Neubau, verschärft um 25%) und „vollsanert plus“ (Passivhaus-Standard). Für eine detaillierte Beschreibung siehe Bürger et al. (2016). Der in Bürger et al. (2016) ermittelte rechnerische Heizwärmebedarf wird hier übernommen und mithilfe der Formel  $\text{Verbrauch} = -0,2 + 1,3 / (1 + \text{Bedarf} / 500)$  aus Loga et al. (2011) in den „realen“ Heizwärmeverbrauch umgerechnet. Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die verwendeten Wohngebäudetypen und deren Eigenschaften.

**Tabelle 2-1: Beschreibung der Wohngebäudetypen**

Gebäude- typ	Baualters- klasse	Sanierungszu- stand	Wohnfläche[m <sup>2</sup> ]	Rechnerischer Heizwärmebedarf [kWh/(m <sup>2</sup> a)]	Heizwärmever- brauch [kWh/(m <sup>2</sup> a)]
EZFH	bis 1948	unsaniert	148,1	282,8	178,3
EZFH	bis 1948	vollsanert	148,1	75,1	69,9
EZFH	bis 1948	vollsanert plus	148,1	31,4	32,1
EZFH	1949 – 1994	unsaniert	151,6	244,2	164,4
EZFH	1949 – 1994	vollsanert	151,6	85,1	77,5
EZFH	1949 – 1994	vollsanert plus	151,6	34,5	35,0
EZFH	ab 1995	unsaniert	151,7	147,6	118,6
EZFH	ab 1995	vollsanert	151,7	84,0	76,7
EZFH	ab 1995	vollsanert plus	151,7	33,2	33,8
MFH	bis 1948	unsaniert	357,1	271,7	174,5
MFH	bis 1948	vollsanert	357,1	71,8	67,3
MFH	bis 1948	vollsanert plus	357,1	32,1	32,7
MFH	1949 – 1994	unsaniert	403,9	224,1	156,3
MFH	1949 – 1994	vollsanert	403,9	75,1	69,9
MFH	1949 – 1994	vollsanert plus	403,9	33,1	33,7
MFH	ab 1995	unsaniert	403,9	126,5	105,9
MFH	ab 1995	vollsanert	403,9	70,2	66,0
MFH	ab 1995	vollsanert plus	403,9	30,0	30,7
GMH	bis 1948	unsaniert	1367,5	143,2	116,1
GMH	bis 1948	vollsanert	1367,5	53,9	52,5
GMH	bis 1948	vollsanert plus	1367,5	24,3	25,3
GMH	1949 – 1994	unsaniert	1825,3	159,3	125,2
GMH	1949 – 1994	vollsanert	1825,3	60,9	58,4
GMH	1949 – 1994	vollsanert plus	1825,3	26,1	27,0
GMH	ab 1995	unsaniert	2250,3	123,9	104,3
GMH	ab 1995	vollsanert	2250,3	70,6	66,3
GMH	ab 1995	vollsanert plus	2250,3	29,0	29,8

Quelle: Bürger et al. (2016) und eigene Berechnungen auf Basis von Loga et al. (2011) zum Heizwärmeverbrauch

Für die Aufteilung der Wohngebäudetypologie auf die Bundesländer wurde wie folgt vorgegangen: Die Gebäude- und Wohnungszählung (GWZ) auf Basis des Zensus 2011 (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2014) stellt für jedes Bundesland sowohl die Anzahl der Wohnungen pro Baualtersklasse, als auch die verschiedenen Gebäudetypen per Baujahrzwanzigst dar. Daraus

lässt sich eine Gebäudetypologie ableiten, die mit derjenigen aus Bürger et al. (2016) kompatibel ist. Die in Bürger et al. (2016) verwendete BAK „bis 1948“ speist sich aus den beiden BAK der GWZ „vor 1919“ und „1919-1948“. Die jüngste BAK „ab 1995“ berechnet sich aus den GWZ BAKs „1996-2000“, „2001-2004“, „2005-2008“, „2009 und später“, sowie zu einem Fünftel aus der GWZ BAK „1991-1995“, um das Jahr 1995 mit aufzunehmen (Annahme: in den Jahren 1991 bis 1995 wurden jedes Jahr gleich viele Gebäude gebaut). Die mittlere BAK „1949-1994“ ergibt sich aus der Anzahl aller Gebäude abzüglich der Gebäude aus der ältesten und jüngsten BAK. Um Abweichungen zwischen der Gesamtzahl der Gebäude bei Bürger et al. (2016) (18,4 Mio. Wohngebäude) und der GWZ (18,9 Mio. Gebäude mit Wohnraum) anzugleichen, wurden die GWZ Zahlen anteilmäßig an die Zahlen aus Bürger et al. (2016) angepasst.

Tabelle 2-2 zeigt die angenommene Entwicklung der Wohnflächenverteilung auf die verschiedenen Wohngebäudetypen sowie die beiden hier gewählten Wärme-Szenarien. Auf Basis der Ergebnisse aus Bürger et al. (2016) werden ein Wärme-Referenzszenario und ein Wärme-Effizienzzenario betrachtet. Das Wärme-Referenzszenario basiert auf dem Zielbild *KliNeG -35*, das Wärme-Effizienzzenario auf Zielbild *KliNeG -60* (Bürger et al. 2016). Die beiden Zielbilder unterscheiden sich hinsichtlich ihres Endenergieverbrauchs für Wohn- und Nichtwohngebäude im Jahr 2050: bezogen auf 2008 verringert sich der Endenergieverbrauch im Zielbild *KliNeG -35* um 35% und im Zielbild *KliNeG -60* entsprechend um 60%. Gleichzeitig erfüllen beide Zielbilder das übergeordnete Ziel eines „nahezu klimaneutralen Gebäudebestands“ (vgl. Bundesregierung (2010)). Zielbild *KliNeG -60* erreicht dies vor allem durch starke Effizienzgewinne infolge verstärkter Gebäudesanierung, wohingegen Zielbild *KliNeG -35* verstärkt auf Erneuerbare Wärme setzt. Wichtig für dieses Vorhaben ist vor allem der Unterschied im Wärmebedarf zwischen den beiden gewählten Szenarien. Das Wärme-Referenzszenario beschreibt einen moderaten Anstieg der Sanierungsaktivitäten bis 2030, wohingegen das Wärme-Effizienzzenario den Anspruch verfolgt, bis 2050 alle prinzipiell sanierbaren Gebäude auf das Sanierungsniveau eines Passivhauses zu heben, was mit einem geringeren Wärmebedarf einhergeht. Neben einer leichten Zunahme der Gesamtwohnfläche von 3,86 Mrd. m<sup>2</sup> im Jahr 2011 auf 4,13 Mrd. m<sup>2</sup> im Jahr 2030 für beide Szenarien, verändert sich die Aufteilung der Wohnfläche auf die verschiedenen Sanierungszustände. Im Wärme-Effizienzzenario wird verstärkt der Sanierungszustand „vollsaniert plus“ angestrebt, im Wärme-Referenzszenario hingegen überwiegt der Sanierungszustand „vollsaniert“. Hintergrundzahlen zu Sanierungsraten, Abriss- sowie Neubaulzahlen sind Bürger et al. (2016) zu entnehmen.

**Tabelle 2-2: Szenarioannahmen zur Wohnflächenentwicklung**

Gebäudetyp	Baualters- klasse	Sanierungs- zustand	IST [Mio. m²]	2020 Wärme- Referenz [Mio. m²]	2020 Wärme- Effizienz [Mio. m²]	2030 Wärme- Referenz [Mio. m²]	2030 Wärme- Effizienz [Mio. m²]
<b>ALLE GEBÄUDE</b>			<b>3.856</b>	<b>4.002</b>	<b>4.002</b>	<b>4.131</b>	<b>4.131</b>
<b>EZFH GESAMT</b>			<b>2.280</b>	<b>2.399</b>	<b>2.399</b>	<b>2.513</b>	<b>2.513</b>
<b>EZFH bis 1948</b>			<b>559</b>	<b>549</b>	<b>549</b>	<b>533</b>	<b>533</b>
EZFH	bis 1948	unsaniert	439	408	405	301	285
EZFH	bis 1948	vollsanert	119	136	110	210	73
EZFH	bis 1948	vollsanert plus	1	5	34	22	175
<b>EZFH 1949-1994</b>			<b>1.283</b>	<b>1.244</b>	<b>1.244</b>	<b>1.187</b>	<b>1.187</b>
EZFH	1949-1994	unsaniert	929	845	842	595	577
EZFH	1949-1994	vollsanert	352	388	327	540	218
EZFH	1949-1994	vollsanert plus	2	11	76	51	392
<b>EZFH ab 1995</b>			<b>437</b>	<b>606</b>	<b>606</b>	<b>793</b>	<b>793</b>
EZFH	ab 1995	unsaniert	132	132	132	114	113
EZFH	ab 1995	vollsanert	301	402	301	532	258
EZFH	ab 1995	vollsanert plus	5	72	173	147	422
<b>MFH GESAMT</b>			<b>1.196</b>	<b>1.231</b>	<b>1.231</b>	<b>1.260</b>	<b>1.260</b>
<b>MFH bis 1948</b>			<b>316</b>	<b>311</b>	<b>311</b>	<b>304</b>	<b>304</b>
MFH	bis 1948	unsaniert	199	188	185	152	137
MFH	bis 1948	vollsanert	116	121	108	141	72
MFH	bis 1948	vollsanert plus	0	2	18	11	95
<b>MFH 1949-1994</b>			<b>738</b>	<b>718</b>	<b>718</b>	<b>690</b>	<b>690</b>
MFH	1949-1994	unsaniert	470	429	426	310	292
MFH	1949-1994	vollsanert	268	283	248	350	166
MFH	1949-1994	vollsanert plus	0	6	44	29	232
<b>MFH ab 1995</b>			<b>142</b>	<b>201</b>	<b>201</b>	<b>267</b>	<b>267</b>
MFH	ab 1995	unsaniert	78	78	78	68	67
MFH	ab 1995	vollsanert	64	99	64	149	55
MFH	ab 1995	vollsanert plus	0	24	60	50	145
<b>GMH GESAMT</b>			<b>381</b>	<b>372</b>	<b>372</b>	<b>358</b>	<b>358</b>
<b>GMH bis 1948</b>			<b>50</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>48</b>	<b>48</b>

GMH	bis 1948	unsaniert	45	43	42	35	31
GMH	bis 1948	vollsanit	5	6	5	12	3
GMH	bis 1948	vollsanit plus	0	0	3	1	13
<b>GMH 1949-1994</b>			<b>268</b>	<b>260</b>	<b>260</b>	<b>248</b>	<b>248</b>
GMH	1949-1994	unsaniert	190	174	172	126	118
GMH	1949-1994	vollsanit	78	84	72	113	48
GMH	1949-1994	vollsanit plus	0	2	16	10	82
<b>GMH ab 1995</b>			<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>
GMH	ab 1995	unsaniert	16	16	16	14	14
GMH	ab 1995	vollsanit	46	46	46	47	39
GMH	ab 1995	vollsanit plus	0	0	0	1	9

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Bürger et al. (2016)

Der Gesamtenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser aus der Anwendungsbilanz (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016) beläuft sich für PHH auf 539 TWh im Jahr 2011. Klimabereinigt ergibt sich ein Verbrauch von insgesamt 604 TWh, da das Jahr 2011 deutlich weniger Heizgradtage aufweist als das langjährige Mittel (vgl. Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) (2017)). Für Prozesswärme<sup>1</sup> liegt der Verbrauch im Jahr 2011 bei knapp 40 TWh (s. Tabelle 2-3).

**Tabelle 2-3: Endenergieverbrauch Private Haushalte im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich**

Subsektor	Raumwärme [TWh]	Warmwasser [TWh]	Prozesswärme [TWh]	Gesamt [TWh]
PHH	433,1	105,9	39,5	578,5

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016)

Die Fortschreibung des Raumwärme- und Warmwasserverbrauchs für die Szenariojahre 2020 und 2030 erfolgt mithilfe der Hellwig'schen Abhängigkeitsformel zwischen Außentemperatur und Energieverbrauch (Hellwig (2003), vgl. Kapitel 2.2), wobei die Außentemperatur der Zieljahre aus regional aufgelösten Klimamodellierungen (REMO, vgl. Jacob (2001)) auf Basis des Szenarios A1B des IPCC Assessment Reports 4 stammt (IPCC 2007). Für die Zukunftsjahre wird also eine Witterungsänderung infolge des Klimawandels angenommen, in einer durch Globalisierung und Wirtschaftswachstum geprägten Welt, die sowohl auf Erneuerbare Energien, als auch fossile Energieträger setzt. Die detaillierte Beschreibung des Vorgehens erfolgt in Kapitel 2.2, die Ergebnisse für den Wärme-Endenergieverbrauch sind in Tabelle 2-4 dargestellt. Die Fortschreibung des Prozesswärmeverbrauchs erfolgt anhand der Klimaschuttszenarien 80 bzw. 95 aus Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015), jeweils für das Wärme-Referenz- bzw. Wärme-Effizienzzenario. Der nahezu konstant bleibende Wärmeverbrauch in den Jahren 2011 und 2020 ist der Tatsache ge-

<sup>1</sup> Für Kochen, Waschen, Trocknen etc.

schuldet, dass das Jahr 2011 überdurchschnittlich warm war und gleichzeitig das Zukunftsjahr 2020 eher kälter ausfällt, was trotz Sanierungsaktivitäten zwischen 2011 und 2020 einen leicht höheren Wärmebedarf im Jahr 2020 zur Folge hat. Von einer Klimabereinigung der Wärmeverbräuche wird hier abgesehen, da es in diesem Vorhaben gerade darum geht, bestimmte Jahre mit ihren Einspeise- und Energiebedarfsprofilen abzubilden.

**Tabelle 2-4: Endenergieverbrauch Private Haushalte nach Anwendungsbereich und Szenario in den Jahren 2020 und 2030**

Subsektor	RW + WW	PW	Gesamt	RW + WW	PW	Gesamt
	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz
	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
PHH 2020	541,9	38,0	579,9	527,4	32,3	559,7
PHH 2030	404,7	33,8	438,5	351,9	26,6	378,5

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut e.V. auf Basis Bürger et al. (2016) und Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)

### 2.1.2. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Für die Entwicklung der Wärmeversorgung im GHD Sektor wurde auf verschiedene Studien aufgebaut. So wurde die Nichtwohngebäudetypologie im GHD Sektor auf der Basis von Bürger et al. (2016) weiterentwickelt, um Aussagen über den heutigen und zukünftigen Raumwärmeverbrauch von NWG im GHD Sektor treffen zu können. Gleichzeitig wurden mithilfe der Anwendungsbilanz für 2011 aus Schlomann et al. (2015) die IST-Verbräuche für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme im GHD Sektor bestimmt. Dazu wurden die GHD-Subsektoren aus Schlomann et al. (2015) an die GHD-Subsektoren aus Bürger et al. (2016) angepasst. Um die NWG im GHD-Sektor von denen des Industriesektors abzugrenzen, wurden aus dem NWG Gebäudetyp „Gewerbe, Industrie“ ca. 150 Mio. m<sup>2</sup> Nutzfläche der Industrie abgezogen, was einer Anzahl von rund 600.000 Gebäuden entspricht (vgl. Bigalke et al. (2015)). Zusätzlich wurde der GHD-Nutzflächenanteil der Wohngebäude mit Mischnutzung (nach Schlomann et al. (2015) ca. 28% der Gesamtnutzfläche dieser Gebäude im Jahr 2008) anhand der Anzahl an Mischwohngebäuden im GHD Gruppensplit (siehe Schlomann et al. (2015)) auf die in Bürger et al. (2016) definierten GHD-Gebäudesubtypen verteilt. Tabelle 2-5 zeigt das Ergebnis der Nutzflächenverteilung (leichte Abweichungen aufgrund von Rundungen). Im Subsektor der Handel/Dienstleistungs- und Praxisgebäude hat dies eine Verdopplung ihrer Nutzfläche zur Folge. Dies ist auf die vielen Arztpraxen, Friseurläden u.Ä. zurückzuführen, die in Wohngebäuden mit Mischnutzung zu finden sind.



**Tabelle 2-5: Nutzflächenverteilung auf GHD-Subsektoren**

GHD-Subsektor	Nutzflächen- aufteilung nach Bürger et al. (2016) [Mio. m²]	Aufteilung zusätzliche Misch-WG Nutzflächen auf andere GHD- Subsektoren [Mio. m²]	Nutzfläche Gesamt neu [Mio. m²]
Wohngebäude mit Mischnutzung gesamt	401	0	0
Bildung, Büro und Verwaltung gesamt	500	41	541
Gewerbe gesamt	398	43	441
Handel/Dienstleistung, Praxisgebäude gesamt	207	247	454
Beherbergung, Gastronomie, Kliniken gesamt	147	71	218
Sonstige (Sport, Kultur) gesamt	131	0	131
Summe	1.784	402	1.785

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Bürger et al. (2016) und Schlomann et al. (2015)

Die Verteilung der verschiedenen Endenergieverbräuche für Wärmeanwendungen für 2011 zeigt Tabelle 2-6.

**Tabelle 2-6: Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich**

Subsektor	Raumwärme [TWh/a]	Warmwasser [TWh/a]	Prozesswärme [TWh/a]	Gesamt [TWh/a]
Bildung, Büro und Verwaltung gesamt	54,0	2,6	0,7	57,2
Gewerbe gesamt	14,7	1,5	3,0	19,2
Handel/Dienstleistung, Praxisgebäude gesamt	77,4	4,4	4,1	85,8
Beherbergung, Gastronomie, Kliniken gesamt	38,7	6,3	14,3	59,3
Sonstige (Sport, Kultur) gesamt	16,5	3,8	9,1	29,4
Summe	201,3	18,6	31,1	251,0

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Bürger et al. (2016) und Schlomann et al. (2015)

Wie bei den Privaten Haushalten wurde die Fortschreibung des Raumwärme Endenergieverbrauchs im Sektor GHD anhand eines Wärme-Referenz- und eines Wärme-Effizienzsenarios entwickelt, beide in Anlehnung an Bürger et al. (2016). Anhand der oben beschriebenen weiterentwickelten GHD Gebäudetypologie wurde somit der Raumwärme-Endenergieverbrauch für die Jahre 2020 und 2030 abgeleitet (Tabelle 2-7 und Tabelle 2-8). Der Warmwasser Endenergieverbrauch wurde als konstant angenommen. Die Entwicklung des Prozesswärme Endenergieverbrauchs wurde hingegen an die Klimaschutzsenarios 2050 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) angepasst: darin werden zwei Klimaschutzsenarios beschrieben – KS80 und KS95. Das KS95 ist das ambitionierte Szenario hinsichtlich der Treibhausgasreduktion, und auch hinsichtlich der Effizienzgewinne. Folglich wurde hier der Prozesswärme EEV für das Wärme-Referenzsenario gegenüber 2010 mit den Reduktionssätzen des KS80 fortgeschrieben (2020: -



8%; 2030: -13%, jeweils bezogen auf 2010), für das Wärme-Effizienzscenario wurden die Reduktionen des KS95 angewandt (2020: -17%; 2030: -28%, jeweils bezogen auf 2010).

**Tabelle 2-7: Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2020 nach Anwendungsbereich und Szenario**

Subsektor	RW	WW	PW	Gesamt	RW	WW	PW	Gesamt
	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz
	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
Bildung, Büro und Verwaltung gesamt	54,0	2,6	0,6	57,2	52,0	2,6	0,5	55,2
Gewerbe gesamt	15,0	1,5	2,8	19,3	14,5	1,5	2,5	18,5
Handel/ Dienstleistung, Praxisgebäude gesamt	77,7	4,4	3,8	85,8	75,1	4,4	3,4	82,8
Beherbergung, Gastronomie, Kliniken gesamt	39,0	6,3	13,2	58,5	37,6	6,3	11,9	55,8
Sonstige (Sport, Kultur) gesamt	16,6	3,8	8,4	28,8	16,2	3,8	7,6	27,5
Summe	202,3	18,6	28,6	249,6	195,4	18,6	25,8	239,8

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Bürger et al. (2016), Schlomann et al. (2015) und Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)

**Tabelle 2-8: Endenergieverbrauch GHD im Jahr 2030 nach Anwendungsbereich und Szenario**

Subsektor	RW	WW	PW	Gesamt	RW	WW	PW	Gesamt
	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Referenz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz	Wärme-Effizienz
	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
Bildung, Büro und Verwaltung gesamt	45,5	2,6	0,6	48,6	39,1	2,6	0,5	42,1
Gewerbe gesamt	13,2	1,5	2,6	17,4	11,6	1,5	2,2	15,2
Handel/ Dienstleistung, Praxisgebäude gesamt	66,5	4,4	3,6	74,4	57,7	4,4	2,9	65,1
Beherbergung, Gastronomie, Kliniken gesamt	33,4	6,3	12,4	52,1	28,7	6,3	10,3	45,3
Sonstige (Sport, Kultur) gesamt	14,5	3,8	7,9	26,2	12,8	3,8	6,6	23,2
Summe	173,1	18,6	27,1	218,7	149,9	18,6	22,4	190,9

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Bürger et al. (2016), Schlomann et al. (2015) und Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015)

Die Verteilung der Wärme-Energieverbrauchsdaten auf die Bundesländer erfolgt im Sektor GHD über die Bevölkerungsanteile der Bundesländer. Die Gesamtbevölkerungszahl für Deutschland basiert auf Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015). Die Berechnung der Bundesländeranteile erfolgte auf Basis der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes (Variante 2) (Statistisches Bundesamt (2015a)). Tabelle 7-1 im Anhang zeigt die Verteilung der Bevölkerung auf die Bundesländer.

### 2.1.3. Industrie

Tabelle 2-9 zeigt den Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in der Industrie für das Jahr 2011. Prozesswärme ist mit 475 TWh mit Abstand der größte Wärmeverbraucher (87% des Gesamtwärmeverbrauchs der Industrie).

**Tabelle 2-9: Endenergieverbrauch Industrie im Jahr 2011 nach Anwendungsbereich**

	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme	Gesamt
	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
Industrie	62,3	6,6	475,0	543,9

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016)

Anders als im GHD Sektor wird bei den Nichtwohngebäuden im Industriesektor der Raumwärme-EEV in den Szenario-Zieljahren nicht über eine Fortschreibung der Gebäudetypologie erreicht. Die Entwicklung aller Wärme-Endenergieverbräuche in der Industrie ist angelehnt an die Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015): Im Wärme-Referenzszenario erfolgt die Entwicklung angelehnt an das KS80 (2020: -6%; 2030: -16%, jeweils gegenüber 2010).

Die Entwicklung im Wärme-Effizienzscenario orientiert sich am KS95 (2020: -10%; 2030: -23%, jeweils gegenüber 2010). Tabelle 2-10 enthält die Übersicht zu den angenommenen Endenergieverbräuchen der Industrie bei den Wärmeanwendungen für die beiden Zukunftsszenarien.

**Tabelle 2-10: Endenergieverbrauch Wärme in der Industrie 2020 und 2030 nach Anwendungsbereich und Szenario**

	<b>RW + WW</b>	<b>PW</b>	<b>Gesamt</b>	<b>RW + WW</b>	<b>PW</b>	<b>Gesamt</b>
	<b>Wärme-Referenz</b>	<b>Wärme-Referenz</b>	<b>Wärme-Referenz</b>	<b>Wärme-Effizienz</b>	<b>Wärme-Effizienz</b>	<b>Wärme-Effizienz</b>
	<b>[TWh/a]</b>	<b>[TWh/a]</b>	<b>[TWh/a]</b>	<b>[TWh/a]</b>	<b>[TWh/a]</b>	<b>[TWh/a]</b>
Industrie 2020	63,1	442,1	505,2	60,4	423,3	483,7
Industrie 2030	56,4	395,1	451,4	51,7	362,1	413,8

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016)

Die Verteilung der Wärme-Energieverbrauchsdaten auf die Bundesländer erfolgt im Industriesektor über die sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten der Industrie-Subsektoren in den Bundesländern (nach WZ 2008, vgl. Statistisches Bundesamt (2007)) mit Stichtag 31. Dezember 2013 (Bundesagentur für Arbeit 2014). Tabelle 7-2 im Anhang zeigt die Verteilung der Beschäftigten in den Bundesländern.

## 2.2. Ableitung von Wärmelastprofilen (Arbeitsschritt 1.2)

### 2.2.1. Private Haushalte

Für die Erstellung der Wärmelastprofile (WLP) wurde die Dissertation von Hellwig (2003) als Datengrundlage genutzt. Darin werden die Lastprofile anhand einer Formel erstellt, die den Wärmeverbrauch  $h$  in Abhängigkeit von der Außentemperatur  $T_a$  bestimmt:  $h = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{T_a - 40}\right)^C} + D$ . Basis der

gefundenen Abhängigkeit sind Messungen einer Vielzahl an realen Gasverbrauchsprofilen. Die Koeffizienten  $A$ ,  $B$ ,  $C$  und  $D$  sind alle gebäude- bzw. verbrauchssektorspezifisch. Eine Limitierung dieser direkten Übertragung der Gasnachfrage auf die Wärmenachfrage ist die Tatsache, dass die zeitliche Auflösung des Nutzwärmebedarfs nicht notwendigerweise der zeitlichen Auflösung der Gasnachfrage entspricht. Denkbar sind beispielsweise dazwischen geschaltete Wärmespeicher, welche die Wärme erst zeitverzögert zur Verfügung stellen. Nichtsdestotrotz sollten die Hellwig'schen Wärmelastprofile eine gute Näherung für den tatsächlichen Nutzwärmebedarf darstellen.

Für die Nutzung der Hellwig'schen Wärmelastprofile mussten folgende Anpassung durchgeführt werden:

- In Hellwig (2003) werden vier WLP für Wohngebäude verwendet. Es gibt je zwei Profile für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser, jeweils für ein Typgebäude älteren Baujahrs (mit höherem Wärmebedarf) und ein Typgebäude jüngeren Baujahrs (mit niedrigerem Wärmebedarf entsprechend der höheren energetischen Standards). Um die Hellwig'schen Profile nutzen zu können, wurden im Sektor Private Haushalte folgende Anpassungen an die in diesem Vorhaben genutzte Gebäudetypologie durchgeführt: das Hellwig'sche Wärmelastprofil *EFH\_alt* wurde für unsanierte EZFH der beiden älteren BAKs („vor 1948“ und „1949-1994“) verwendet. Entsprechend wurde das Wärmelastprofil *EFH\_neu* für unsanierte

EZFH der jüngsten BAK („ab 1995“) genutzt. Wärmelastprofil *MFH\_alt* wurde im unsanierten MFH und GMH der beiden älteren BAKs („vor 1948“ und „1949-1994“) verwendet, und schließlich Wärmelastprofil *MFH\_neu* bei unsanierten MFH und GMH in der jüngsten BAK („ab 1995“). Für die Wärmelastprofile der Gebäude im Sanierungszustand „vollsanziert“ bzw. „vollsanziert plus“ wurde der Koeffizient *A* aus der Hellwig’schen Formel so angepasst, dass für das Kalibrierungsjahr 2011 das Verhältnis der spezifischen Verbräuche der verschiedenen Gebäudetypen und Sanierungszustände linear voneinander abhängig ist. Im unsanierten Zustand entspricht Koeffizient *A* den Werten aus Hellwig (2003). Tabelle 2-11 enthält eine Übersicht der angepassten Koeffizienten der Hellwig-Formel an die Gebäudetypologie aus Bürger et al. (2016). Abbildung 2-1 zeigt beispielhaft den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und normiertem Verbrauch für ausgewählte Gebäudetypen und Sanierungszustände.

- Zusätzlich wurde der Term  $T_a - 40$  in der Formel in  $T_a - E$  geändert, um über den Koeffizienten *E* ansatzweise eine Möglichkeit zur Verschiebung der Heizgrenztemperatur zu erhalten. Die 40 aus dem Term  $T_a - 40$  beschränkt den Geltungsbereich der Formel auf Außentemperaturen  $T_a$  kleiner 40°C. Für eine Verschiebung der Kurve zu niedrigeren Heizgrenztemperaturen bei den energetisch ambitionierteren Sanierungsstandards war es nötig, den Geltungsbereich weiter einzuschränken und die 40 bis auf 32 zu verringern (vgl. Tabelle 2-11). Aus diesem Grund wurde der Koeffizient *E* eingeführt.
- Da der in der Gaswirtschaft geläufige Gastag, an welchem sich Hellwig (2003) zur Erstellung der Wärmelastprofile orientiert hat, um 6 Uhr morgens beginnt, waren Verschiebungen nötig, um den Gastag an den Standardtag mit Beginn um 0 Uhr anzupassen. Hierfür wurden die Stundenfaktoren von Tag *d* für die Stunden von 6 Uhr morgens bis 24 Uhr nachts genommen und um die Stundenfaktoren des Vortags *d-1* von 0 Uhr bis 6 Uhr morgens ergänzt. Als Referenztemperatur wurde hier die gemessene Temperatur von Tag *d* genommen, ohne eine Berücksichtigung der Temperaturen von Tag *d-1*. Dies führt zwangsläufig zu einer gewissen Ungenauigkeit, die aber nicht sonderlich ins Gewicht fällt.

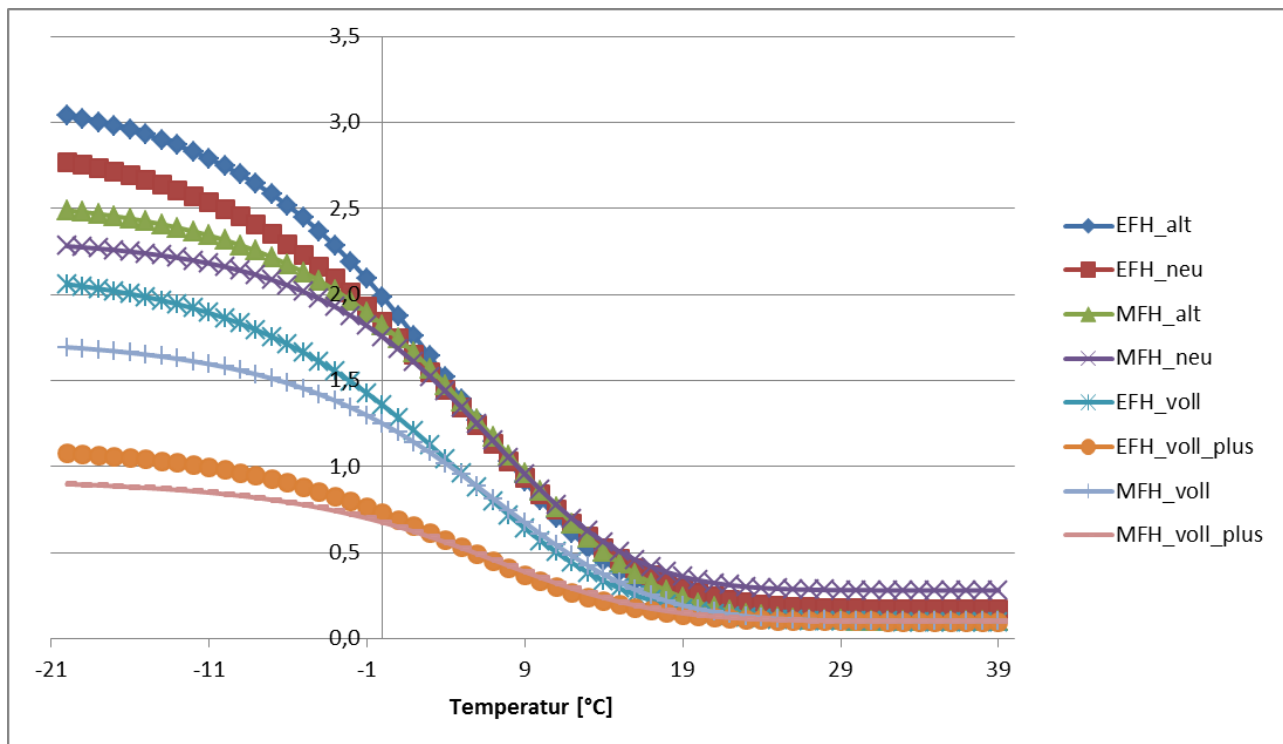
**Tabelle 2-11: Übersicht der angepassten Koeffizienten der Hellwig-Formel an die Gebäudetypologie aus Bürger et al. (2016)**

Gebäudetyp	BAK	Sanierungszustand	Ursprüngl. Hellwig Formel Basis	A	B	C	D	E
EZFH	bis 1948	unsaniert	EFH_alt	3,130	-37,19	5,752	0,0983	40
EZFH	bis 1948	vollsanziert	EFH_alt	1,376	-37,19	5,752	0,0983	37
EZFH	bis 1948	vollsanziert plus	EFH_alt	0,522	-37,19	5,752	0,0983	34
EZFH	1949-1994	unsaniert	EFH_alt	3,130	-37,19	5,752	0,0983	40
EZFH	1949-1994	vollsanziert	EFH_alt	1,757	-37,19	5,752	0,0983	37
EZFH	1949-1994	vollsanziert plus	EFH_alt	0,751	-37,19	5,752	0,0983	34
EZFH	ab 1995	unsaniert	EFH_neu	2,794	-37,18	5,403	0,1714	38
EZFH	ab 1995	vollsanziert	EFH_neu	2,703	-37,18	5,403	0,1714	35
EZFH	ab 1995	vollsanziert plus	EFH_neu	0,879	-37,18	5,403	0,1714	32

MFH	bis 1948	unsaniert	MFH_alt	2,496	-34,74	5,661	0,1021	40
MFH	bis 1948	vollsanisiert	MFH_alt	1,028	-34,74	5,661	0,1021	37
MFH	bis 1948	vollsanisiert plus	MFH_alt	0,404	-34,74	5,661	0,1021	34
MFH	1949-1994	unsaniert	MFH_alt	2,496	-34,74	5,661	0,1021	40
MFH	1949-1994	vollsanisiert	MFH_alt	1,257	-34,74	5,661	0,1021	37
MFH	1949-1994	vollsanisiert plus	MFH_alt	0,550	-34,74	5,661	0,1021	34
MFH	ab 1995	unsaniert	MFH_neu	2,059	-34,66	6,427	0,2807	38
MFH	ab 1995	vollsanisiert	MFH_neu	1,642	-34,66	6,427	0,2807	35
MFH	ab 1995	vollsanisiert plus	MFH_neu	0,000	-34,66	6,427	0,2807	32
GMH	bis 1948	unsaniert	MFH_alt	2,496	-34,74	5,661	0,1021	40
GMH	bis 1948	vollsanisiert	MFH_alt	1,277	-34,74	5,661	0,1021	37
GMH	bis 1948	vollsanisiert plus	MFH_alt	0,563	-34,74	5,661	0,1021	34
GMH	1949-1994	unsaniert	MFH_alt	2,496	-34,74	5,661	0,1021	40
GMH	1949-1994	vollsanisiert	MFH_alt	1,328	-34,74	5,661	0,1021	37
GMH	1949-1994	vollsanisiert plus	MFH_alt	0,550	-34,74	5,661	0,1021	34
GMH	ab 1995	unsaniert	MFH_neu	2,059	-34,66	6,427	0,2807	38
GMH	ab 1995	vollsanisiert	MFH_neu	1,708	-34,66	6,427	0,2807	35
GMH	ab 1995	vollsanisiert plus	MFH_neu	0,000	-34,66	6,427	0,2807	32

Quelle: Berechnungen Öko-Institut e.V. auf Basis von Hellwig (2003)

**Abbildung 2-1: Relative Verbrauchsprofile in Abhängigkeit von der Außentemperatur bei ausgewählten Wohng Gebäudetypen unterschiedlicher Baualtersklasse und Sanierungszustands**

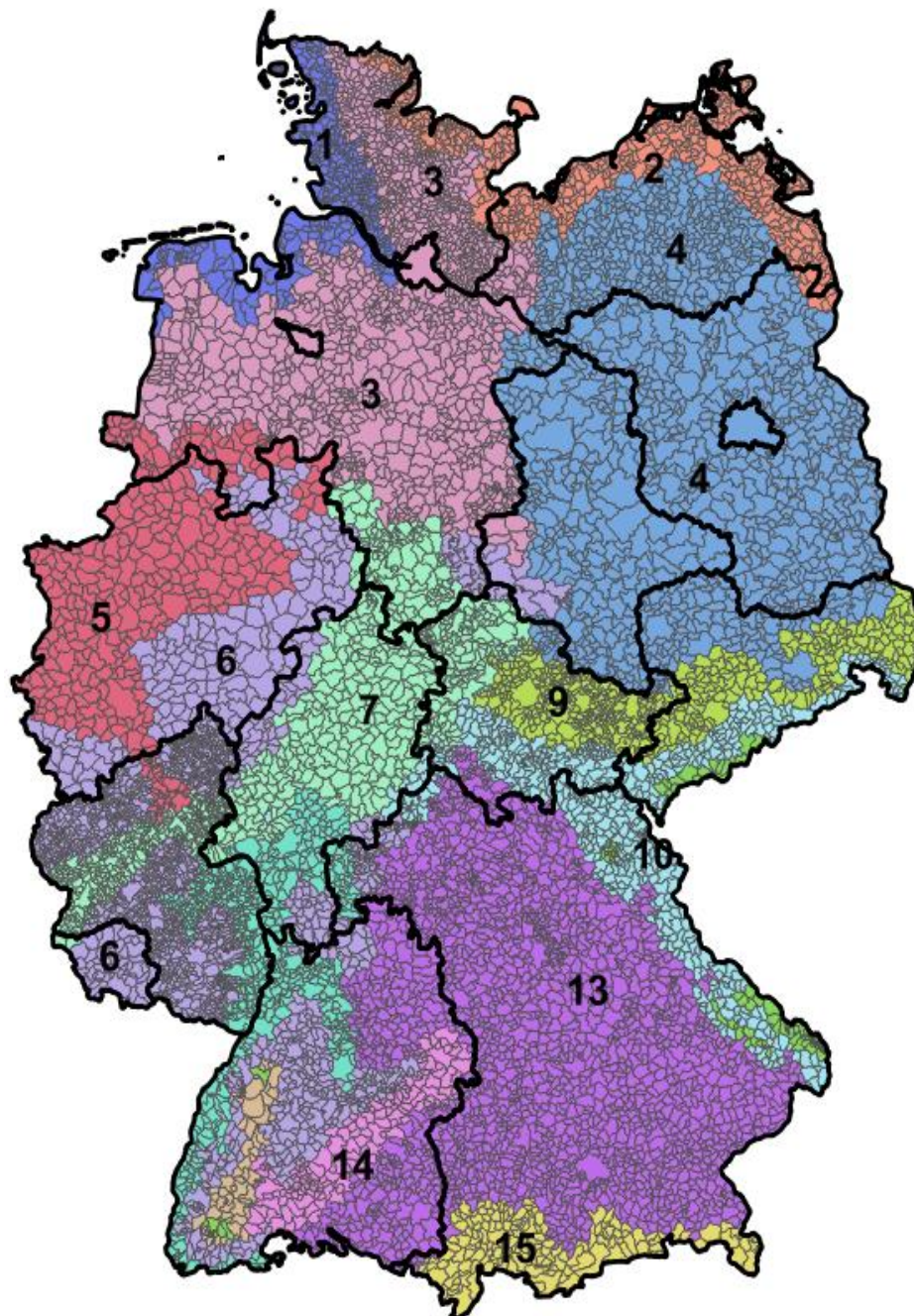


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hellwig (2003)

Um bundeslandscharfe Temperaturdaten zur Bestimmung des Wärmeverbrauchs je Bundesland zu generieren, wurde wie folgt vorgegangen: Zunächst wurde jede Gemeinde in Deutschland einer der 15 DWD Klimazonen zugeordnet (vgl. Abbildung 2-2). Daraufhin wurde bestimmt, wie groß der Anteil einer Klimazone in einem Bundesland ist, und zwar auf Basis der Bevölkerung in den Gemeinden. Es wurde hier nicht auf die Fläche je Gemeinde zurückgegriffen, da die Bevölkerung eine passendere Gewichtung für die Menge an betroffenen Gebäuden darstellt. Jeder DWD Klimazone ist eine Referenzwetterstation mit historischen Tagestemperaturdaten zugeordnet. Über die Anteile der DWD Klimazonen je Bundesland konnte mithilfe der Referenzwetterstationen so ein tagescharfes Temperaturprofil je Bundesland erstellt werden. Tabelle 2-12 zeigt die Aufteilung der Klimazonen auf die Bundesländer.



**Abbildung 2-2: Verteilung der 15 DWD Klimazonen auf Bundesland- und Gemeindeebene. Die Zahlen beschreiben die durchnummerierten Klimazonen.**



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut e.V. auf Basis DWD Klimazonen

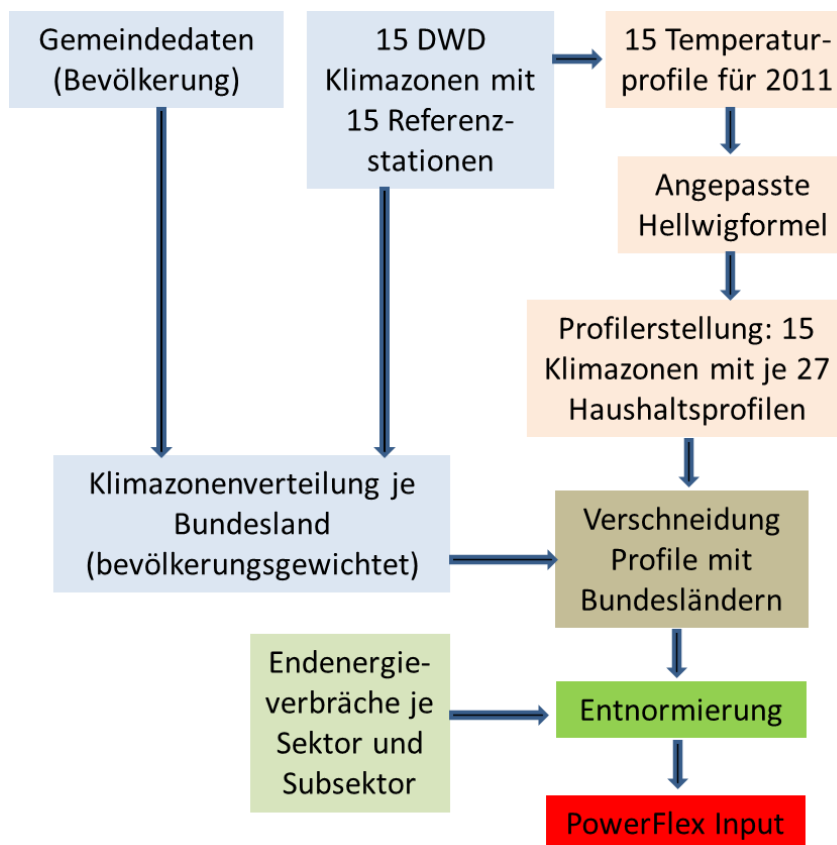
**Tabelle 2-12: Verteilung der DWD Klimazonen auf die Bundesländer (bevölkerungsgewichtet, in %)**

DWD Klimazone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Schleswig-Holstein	17	34	49												
Hamburg			100												
Niedersachsen	10		70	1	7	4	9								
Bremen	17		83												
Nordrhein-Westfalen					75	25									
Hessen						10	41			1		48			
Rheinland-Pfalz					10	39	15					36			
Baden-Württemberg						31		2				35	22	10	
Bayern						1				6	1	3	84		6
Saarland						98	2								
Berlin				100											
Brandenburg				100											
Mecklenburg-Vorpommern		55	4	41											
Sachsen				47					35	16	2				
Sachsen-Anhalt			4	90		6									
Thüringen				5		1	21		49	21			4		

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut e.V. auf Basis DWD Klimazonendaten

Nach Berechnung des normierten Heizwärmeverbrauchs mit den ermittelten Bundeslandtemperaturprofilen werden die so berechneten Tagesverbräuche moduliert, und zwar durch (i) Stundenfaktoren (diese sind wiederum wärmeverbraucherspezifisch) und (ii) Wochentagsfaktoren (auch diese sind: wärmeverbraucherspezifisch). Die Stunden- bzw. Wochentagsfaktoren sind Hellwig (2003) entnommen. Schließlich können mithilfe des so ermittelten normierten Jahreswärmeverbrauchs eines PHH-Subsektors (z.B. EZFH, ab 1995, vollsaniert) und des zugehörigen realen Jahresverbrauchs mittels Entnormierung stundenscharfe Wärmelastjahresprofile erstellt werden. Abbildung 2-3 fasst schematisch das Vorgehen bei der Erstellung der Wärmelastprofile zusammen.

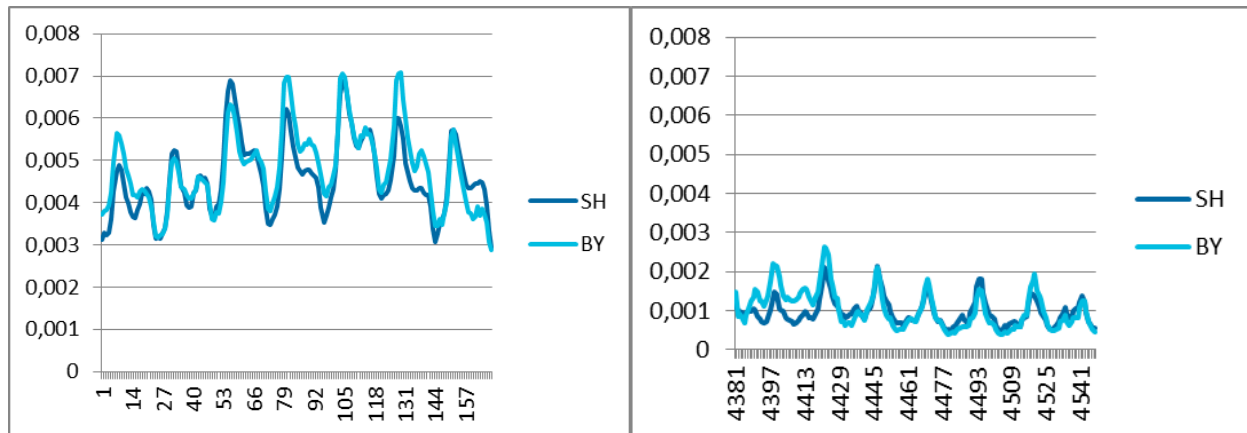


**Abbildung 2-3: Schematische Darstellung zur Methodik der Wärmelastprofilerstellung**

Quelle: Eigene Darstellung

Im Ergebnis zeigen Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 den normierten Verlauf der aggregierten Wärmenachfrage im Sektor PHH in zwei Bundesländern. In Abbildung 2-4, links, sieht man den verhältnismäßig hohen Wärmeverbrauch im Winter mit der typischen Nachtabenkung. Die Sommerwoche (rechts dargestellt in Abbildung 2-4) zeigt hingegen einen deutlich geringeren Wärmeverbrauch mit der typischen hohen Warmwassernachfragespitze am Morgen und einer niedrigeren Nachfrage am Abend.

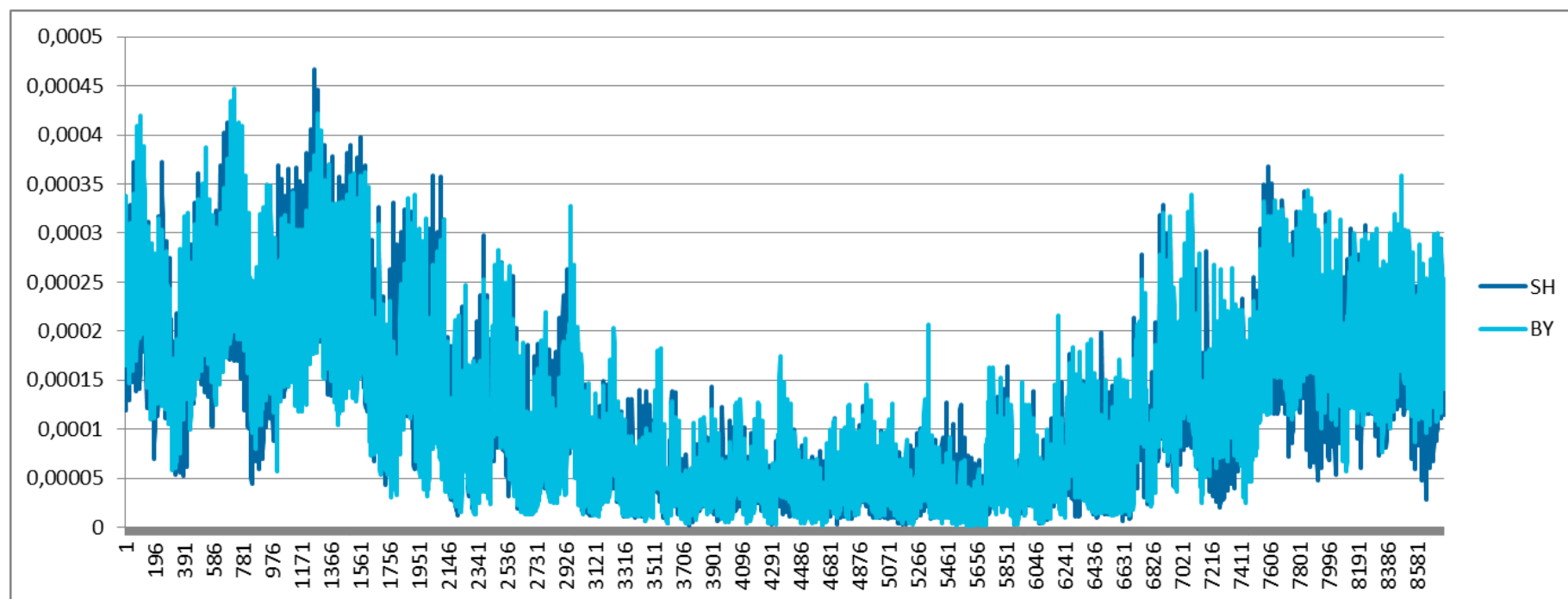
**Abbildung 2-4: Beispielhaftes Wochenwärmelastprofil des aggregierten Sektors Private Haushalte für eine Winterwoche (links) und eine Sommerwoche (rechts) in Schleswig-Holstein (dunkelblau, SH) und Bayern (hellblau, BY) im Kalibrierungsjahr 2011**



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Hellwig (2003) und DWD; X-Achse: Stunde des Jahres, Y-Achse: Anteil am normierten Jahresverbrauch

In Abbildung 2-5 ist der komplette Jahresverlauf (normiert) des aggregierten PHH Wärmeverbrauchs im Jahr 2011 für die Bundesländer Schleswig-Holstein und Bayern dargestellt. Deutlich sichtbar sind eine ausgeprägte „Sommerdelle“ mit geringen Verbräuchen sowie höhere Verbräuche, aber auch eine höhere Variabilität, im Winter.

**Abbildung 2-5: Jahreswärmelastprofile des aggregierten Sektors Private Haushalte für Schleswig-Holstein (dunkelblau, SH) und Bayern (hellblau, BY) im Kalibrierungsjahr 2011**



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Hellwig (2003) und DWD; X-Achse: Stunde des Jahres, Y-Achse: Anteil am normierten Jahresverbrauch



### 2.2.2. GHD

Die Datenlage im Sektor GHD ist aufgrund seiner Heterogenität im Vergleich zum Sektor Private Haushalte ungleich komplexer. Hellwig (2003) hat neben den Wärmelastprofilen für Private Haushalte auch für eine Auswahl von GHD Subsektoren Wärmelastprofile erhoben (vgl. Tabelle 2-13). Die Herausforderung bestand hier darin, die Wärmelastprofile aus Hellwig (2003) mit der Typologie aus Bürger et al. (2016) in Einklang zu bringen.

Tabelle 2-13 zeigt die hier vorgenommene Zuteilung der GHD Subsektoren mit empirischem Wärmelastprofil nach Hellwig (2003) auf die Nichtwohngebäudetypologie aus Bürger et al. (2016). Zusätzlich dargestellt sind die für statistische Zwecke genutzten GHD Subsektoren (Schlomann et al. 2015). Die rechte Spalte in Tabelle 2-13 zeigt schließlich die Gesamtwärmeverbräuche (Summe aus Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) der GHD Subsektoren mit Wärmelastprofil nach Hellwig (2003). Diese Gesamtwärmeverbräuche sind Umweltbundesamt (UBA) (2012) entnommen und werden zur Erstellung der Lastprofile für die GHD Subsektoraufteilung nach Bürger et al. (2016) ins Verhältnis zueinander gesetzt. So wird beispielsweise das Wärmelastprofil im Subsektor „Bildung, Büro und Verwaltung“ aus Bürger et al. (2016) im Verhältnis 16,89 zu 7,23 aus den beiden Wärmelastprofilen der Hellwig'schen Subsektoren „Gebietskörperschaften & Sozialversicherungen“ und „Kreditanstalten & Versicherungen“ gebildet. Bis auf den Subsektor „Sonstige“, in dem vereinfacht eine Bandlast als Wärmelastprofil hinterlegt wurde, verläuft die Aggregation der Hellwig'schen Lastprofile wie für den Subsektor „Bildung, Büro und Verwaltung“ beschrieben.

**Tabelle 2-13: Zuordnung der Hellwig'schen GHD Sektoren zu denen aus Bürger et al. (2016) und Gewichtung ihrer Wärmelastanteile**

Angepasste Aufteilung GHD Subsektoren nach Bürger et al. (2016)	Zuordnung GHD Subsektoren nach Schlomann et al. (2015)	GHD Subsektoren mit von Hellwig (2003) ermittelten Wärmelastprofilen	Gewichtungsanteile des Wärmelastprofils je Subsektor in Bürger et al. (2016)
Bildung, Büro und Verwaltung gesamt	Büroähnliche Betriebe	Gebietskörperschaften & Sozialversicherungen	16,89
		Kreditanstalten & Versicherungen	7,23
	Schulen	-	
Gewerbe gesamt	Baugewerbe	-	
	Herstellungsbetriebe	Metall & Kfz	6,99
		Papier & Druck	0,51
	Nahrungsmittelgewerbe (Back, Fleisch, Rest)	Bäckereien	2,13
Handel/Dienstleistung, Praxisgebäude gesamt	Handel	Einzelhandel	29,55
		Großhandel	10,35
		Sonst. Betriebliche Dienstleistungen	43,01
	Wäschereien	Wäschereien	0,78
	Textil, Bekleidung, Spedition	-	
Beherbergung, Gastronomie, Kliniken gesamt	Krankenhäuser	-	
	Beherbergungen, Gaststätten, Heime	Beherbergung	12,09
		Gaststätten	14,31
		Organisationen ohne Gewerbszweck und Heime	21,89
Sonstige (Sport, Kultur) gesamt	Bäder	-	
	Landwirtschaft	-	
	Gartenbau	Gartenbau	
	Flughäfen	-	
	Nicht über FB erfasste Betriebe	-	
Übrige (nicht erfasste)			

Quelle: Eigene Zuordnung auf Basis von Bürger et al. (2016), Schlomann et al. (2015), Hellwig (2003) und Umweltbundesamt (UBA) (2012)

Im Ergebnis bekommen wir für jeden der fünf GHD Subsektoren (Bürger et al. 2016) ein Wärmelastprofil, welches auf Basis der in Kapitel 0 entwickelten Wärmeverbräuche entnormiert wird und somit den stundenscharfen Wärmeverbrauch jedes Subsektors für die Modellierung in Powerflex bereit stellt (vgl. Kapitel 0).

### 2.2.3. Industrie

Für die Industrie wird vereinfacht von einer Bandlast für den Prozesswärmeverbrauch ausgegangen. D.h. der Gesamtjahresverbrauch für Prozesswärme wird gleichmäßig auf alle Stunden des Jahres verteilt. Folglich werden weder saisonale, wochentagsabhängige, noch stundenabhängige Effekte berücksichtigt.

## 2.3. Entwicklung des Technologie- und Energieträgermixes (Arbeitsschritt 1.3)

Das Technologieportfolio für die Zukunftsjahre dieser Studie basiert im Wesentlichen auf den schon heute verfügbaren Techniken. Da hier nur Sensitivitätsanalysen bis einschließlich 2030 betrachtet werden, ist nicht mit einer grundlegenden Veränderung des Technologieportfolios zu rechnen. Weiterhin werden fossil betriebene Heizkessel eingesetzt (Gas, Heizöl, Kohle), Fernwärme, sowie verstärkt Technologien auf Basis erneuerbarer Energieträger. Hierzu zählen Wärmepumpen, Solarthermie Kollektoren und diverse Technologien zur Wärmebereitstellung aus Biomasse.

Für die Sektorkopplung wichtige Heizsysteme sind in erster Linie bivalente Systeme, die flexibel Strom oder einen anderen Energieträger zur Wärmebereitstellung nutzen können. Strombasierte Wärmepumpen als Wärmequelle gehören in diesem Sinne nicht dazu, da es sich hierbei um eine monovalente, unflexible Art der Stromnachfrage handelt. Bivalente Systeme hingegen (z.B. ein Gas-Brennwertkessel mit zusätzlich eingebautem Wärmepufferspeicher inkl. Heizstab) sind für die Flexibilität des kombinierten Strom-Wärmesystems eine wichtige Komponente.

Um eine realistische Abschätzung über den Anteil der möglichen bivalenten Systeme für die Zieljahre 2020 und 2030 zu erhalten, wurden in allen Verbrauchssektoren über die Jahre die neu eingebauten, mit fossilen Energieträgern befeuerten Wärmeerzeugungstechnologien mit Pufferspeicher samt Heizstäben versehen. Hierzu wurde angenommen, dass Heizungsanlagen eine durchschnittliche Lebensdauer von 20 Jahren haben. Pro Jahr werden folglich 5% aller Anlagen ausgetauscht. Dieser Wert liegt über der ermittelten historischen Kesselaustauschrate von knapp 3% (Diefenbach et al. 2010). Hinzu kommen allerdings Heizanlagen in Neubauten (schätzungsweise zusätzliche 1%). Auch wenn die hier angenommene Austauschrate von 5% hoch erscheinen mag, so ist sie für die Zielsetzung dieses Projektes hilfreich, da somit bis zum Jahr 2030 schon eine größere Menge an Heiztechnikkombinationen für die Sektorkopplung zur Verfügung steht. Außerdem ist, infolge der verstärkten politischen Bemühungen die Kesselaustauschrate zu erhöhen (z.B. durch das Altanlagenlabel), eine tatsächliche Erhöhung der Austauschrate in den kommenden Jahren durchaus denkbar. Zusätzlich wurden Annahmen zum Anteil der technologischen Kontinuität getroffen. Alte Ölheizungen werden zu 50% wieder durch Ölheizungen ersetzt, bei Gasheizungen sind es 75%, und im Fall von Kohletechnologien 25% (nur bei der Industrie relevant). Die Annahmen zu Speicheraufnahmeleistung, -größe, -kapazität sowie -verlustrate basieren auf eigenen Setzungen nach eingehender Recherche von zurzeit am Markt erhältlichen Speichern (vgl. Tabelle 2-14).

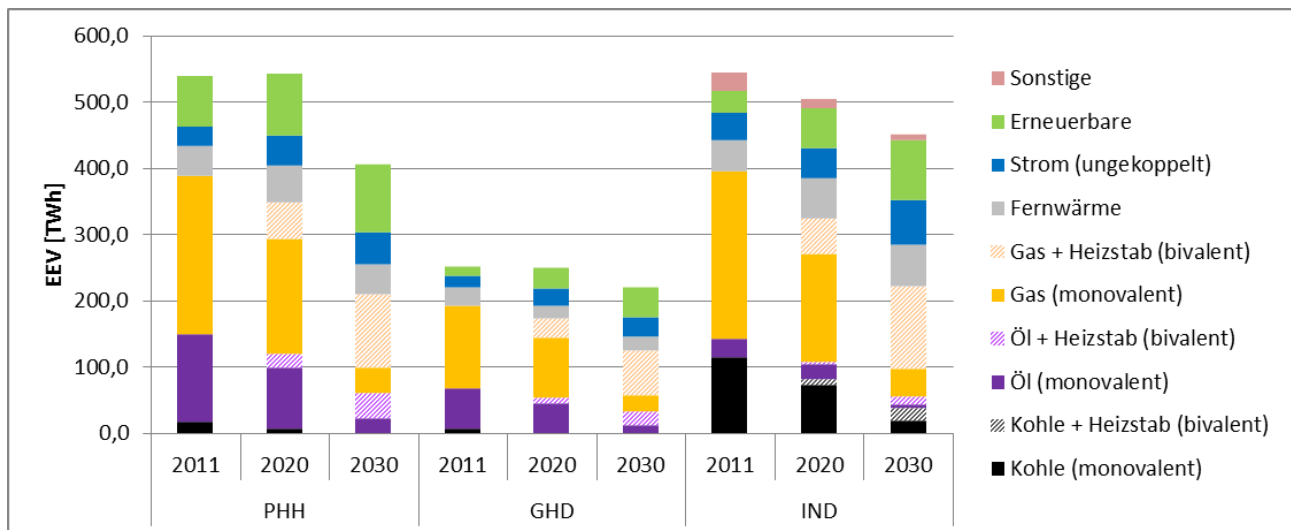
**Tabelle 2-14: Typische Eigenschaften von Wärmespeichern**

	Speicheraufnah- meleistung [kW]	Speichergröße [m³]	Speicherkapazität [kWh]	Speicherverlustra- te [%/h]
PHH	6,1	0,8	35,1	0,32
GHD & Industrie	10,0	1,0	69,8	0,29

Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7 zeigen zusammenfassend die Ergebnisse für die Energieträgerverteilung zur Deckung des Endenergieverbrauchs in allen drei Sektoren für das Basisjahr 2011, sowie die beiden Zieljahre 2020 und 2030. Abbildung 2-6 zeigt die Entwicklung der Energieträgerverteilung für das Wärme-Referenzszenario und Abbildung 2-7 für das Wärme-Effizienzzenario. Die Ableitung der Energieträgerverteilung in den Einzelsektoren wird in den folgenden Sektorspezifischen Kapiteln detailliert beschrieben (vgl. Kapitel 2.3.1 bis Kapitel 2.3.3). Dabei wird nicht zwischen den beiden gezeigten Szenarien unterschieden: die prozentualen Deckungsanteile der verschiedenen Heiztechnologien am Endenergieverbrauch sind somit für beide Szenarien die gleichen. Hierbei wird von der Methodik in der Zielbild-Erstellung aus Bürger et al. (2016) hinsichtlich der Energieträgerverteilung abgewichen, was zur Folge hat, dass mit Blick auf 2050 nur das Wärme-Effizienzzenario zielpfadkompatibel im Sinne des Energiekonzepts (Bundesregierung 2010) ist. Im Ergebnis führt dies zu einem Anteil der bivalenten Heizsysteme bezogen auf alle Heizsysteme von 14% (2020) bzw. 37% (2030), die für Sektorkopplung genutzt werden können.

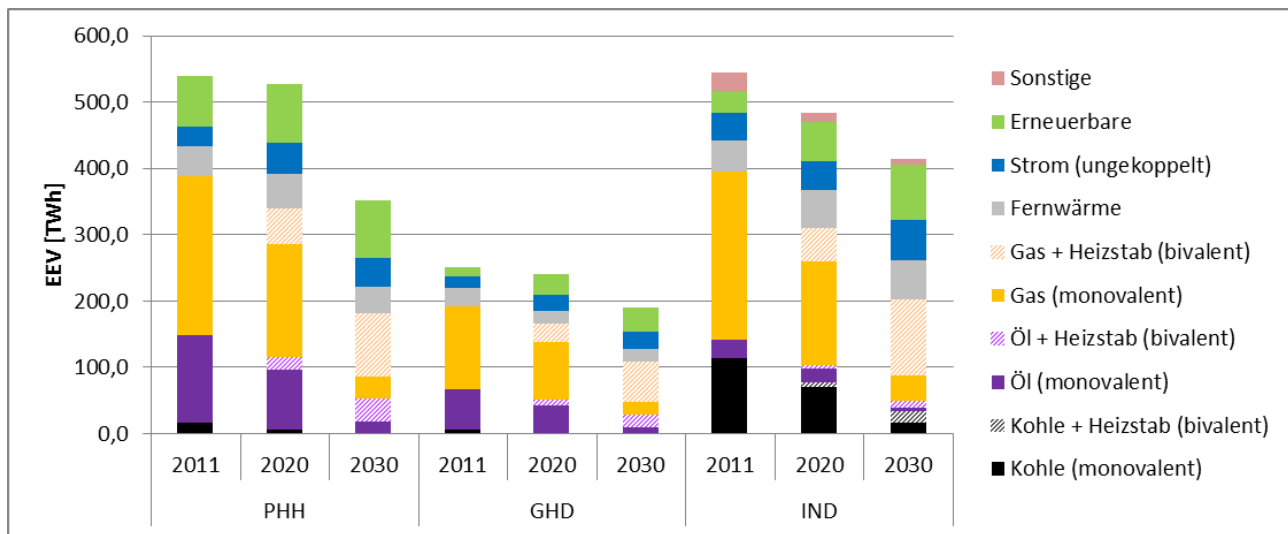
**Abbildung 2-6: Energieträgerverteilung des Endenergieverbrauchs (EEV) im Zeitverlauf in den drei Sektoren Private Haushalte (PHH), GHD und Industrie (IND) im Wärme-Referenzszenario**



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.



**Abbildung 2-7: Energieträgerverteilung des Endenergieverbrauchs (EEV) im Zeitverlauf in den drei Sektoren Private Haushalte (PHH), GHD und Industrie (IND) im Wärme-Effizienzscenario**



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.

### 2.3.1. Private Haushalte

Für die Privaten Haushalte wurde der Energieträgermix wie in Tabelle 2-15 dargestellt fortgeschrieben. Die Zahlen des Ausgangsjahres 2011 basieren auf Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016). Neben der oben beschriebenen Fortschreibung der Wärmetechnologien auf Basis fossiler Energieträger wurden die Anteile der restlichen Technologien in Anlehnung an Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) weiterentwickelt. So steigen der Anteil der Erneuerbaren Energieträger sowie der Stromanteil stark an. Der Fernwärmeanteil nimmt hingegen nur leicht zu. Der Stromverbrauch verteilt sich hier auf Anwendungen wie Widerstandsheizungen (deren Anteil über die Jahre zurückgeht), strombasierte Warmwasserbereiter (Durchlauferhitzer und Elektroboiler) sowie den für Wärmepumpen benötigten Strom, welcher über die Jahre immer stärker ins Gewicht fällt. Die von Wärmepumpen benötigte Umweltwärme wird im Anteil der Erneuerbaren Energien subsumiert. Gleiches gilt für die Solarthermie. Der Anteil des EEV, der mithilfe bivalenter Heizungssysteme gedeckt wird, steigt bis 2030 auf rund 37% an.

**Tabelle 2-15: Energieträgerverteilung Private Haushalte (Raumwärme und Warmwasser)**

	2011	2020	2030
Öl	24,4%	17,1%	4,9%
Öl + Heizstab	0,0%	3,7%	9,8%
Gas	44,6%	32,1%	9,2%
Gas + Heizstab	0,0%	10,3%	27,6%
Strom	5,3%	8,6%	12,3%
Fernwärme	8,5%	10,0%	11,0%
Kohle	3,0%	1,1%	0,3%
Erneuerbare	14,3%	17,0%	25,0%

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016) für 2011 und eigene Setzungen auf Basis Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) für 2020 und 2030

### 2.3.2. GHD

Die Vorgehensweise für den GHD Sektor entspricht derjenigen für die Privaten Haushalte. Allerdings ist die Ausgangslage im Jahr 2011 leicht unterschiedlich: Im GHD Sektor wurden 2011 weniger Erneuerbare Energieträger eingesetzt als bei den Privaten Haushalten. Gleichzeitig sind die Anteile von Gas, Strom und Fernwärme leicht erhöht (vgl. Tabelle 2-16). In der Fortschreibung bis 2030 steigen die Anteile der bivalenten Systeme auf gut 41% an. Des Weiteren verzeichnen die Erneuerbaren Energien einen starken Anstieg am Energieträgermix. Gleiches gilt für den Stromanteil. Der Fernwärmeanteil bleibt nahezu konstant.

**Tabelle 2-16: Energieträgerverteilung GHD (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)**

	2011	2020	2030
Öl	24,4%	17,5%	5,0%
Öl + Heizstab	0,0%	3,8%	10,0%
Gas	49,7%	36,2%	10,4%
Gas + Heizstab	0,0%	11,6%	31,1%
Strom	7,0%	9,9%	13,6%
Fernwärme	11,1%	8,0%	10,0%
Kohle	2,1%	0,0%	0,0%
Erneuerbare	5,7%	13,0%	20,0%

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016) für 2011 und eigene Setzungen auf Basis Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) für 2020 und 2030

### 2.3.3. Industrie

Im Industriesektor wird auf gleiche Weise wie in den Sektoren Private Haushalte und GHD vorgegangen. Hier ist allerdings die Ausgangslage der Wärmeerzeugung im Jahr 2011 deutlich verschieden zu den anderen Sektoren. Öl spielt schon 2011 nur eine untergeordnete Rolle, wohingegen Kohle mit 21% einen vergleichsweise hohen Anteil innehat (vgl. Tabelle 2-17). Die Erneuerbaren kommen mit 6% auf einen ähnlich niedrigen Anteil wie im GHD Sektor. Bis zum Jahr 2030 steigt der Anteil der bivalenten Systeme auf knapp 35%. Wie schon in den anderen Sektoren steigen die Anteile an Strom und Erneuerbaren Energien deutlich an.

**Tabelle 2-17: Energieträgerverteilung Industrie (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)**

	2011	2020	2030
Öl	5,1%	4,4%	1,3%
Öl + Heizstab	0,0%	0,9%	2,5%
Gas	46,4%	32,4%	9,2%
Gas + Heizstab	0,0%	10,4%	27,7%
Strom	7,7%	9,0%	15,1%
Fernwärme	8,6%	12,0%	14,0%
Kohle	21,0%	14,3%	4,1%
Kohle + Heizstab	0,0%	1,5%	4,1%
Erneuerbare	6,0%	12,0%	20,0%
Sonstige	5,1%	3,0%	2,0%

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016) für 2011 und eigene Setzungen auf Basis Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) für 2020 und 2030

## 2.4. Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung (Arbeitsschritt 1.4)

Die erhobenen, aufbereiteten und weiterentwickelten Daten aus AS 1.1 bis AS 1.3 wurden in eine Datenbank überführt, auf die direkt mit PowerFlex zugegriffen werden kann. Somit stehen alle Wärmedaten für die Szenarienmodellierung in AP 4 bereit.

### 3. Erstellung einer empirisch basierten Datengrundlage für die Gebäudeklimatisierung, deren Kopplung an das Stromsystem und Ableitung von Handlungsempfehlungen (Arbeitspaket 2)

Gegenstand des Arbeitspaketes ist die Ermittlung der heutigen und zukünftigen Stromnachfrage für die Wohngebäudeklimatisierung. Ziel ist es, den Strombedarf für die Klimatisierung in das Strommarktmodell PowerFlex zu integrieren um dessen Wirkung auf das Stromsystem abbilden zu können. Über die Nutzung der Daten als Inputgrößen für PowerFlex hinaus sind die Ergebnisse der vorliegenden Abschätzung zudem geeignet, Aussagen zur Bedeutung der Wohngebäudeklimatisierung auf den zukünftigen Strombedarf abzuleiten und darauf aufbauend Handlungsbedarfe für die Politik zu formulieren.

Die Bearbeitung des AP 2 gliedert sich in fünf Arbeitsschritte: die Ermittlung des Status Quo des Stromverbrauchs der Klimatisierung in Wohngebäuden (AS 2.1), die Gewinnung von Anhaltspunkte zur zukünftigen Nutzung von Klimageräten in Wohngebäuden anhand einer verhaltenswissenschaftlichen empirischen Erhebung zu den Faktoren, die Privathaushalte veranlassen, Klimatisierung zu installieren und zu betreiben (AS 2.2), die Beschreibung der Entwicklung der weiteren Einflussparameter für die Entwicklung des Energiebedarfs für die Klimatisierung von Wohngebäuden (AS 2.3), dem Verschneiden der Erkenntnisse der Arbeitsschritte 2.1 bis 2.3 und Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung (AS 2.4), sowie der Bewertung der Ergebnisse und dem Ableiten von Handlungsempfehlungen für die Politik (AS 2.5).

Als Input für die Strommarktmodellierung werden zwei Szenariorechnungen für die Entwicklung des Strombedarfs für die Wohngebäudeklimatisierung durchgeführt.

#### 3.1. Durchführung einer repräsentativen empirischen Erhebung zum Status Quo und zu den Faktoren, die Privathaushalte veranlassen, Klimageräte zu installieren und zu betreiben (Arbeitsschritte 2.1 und 2.2)

##### 3.1.1. Entwicklung der Verbreitung von Klimaanlage in Deutschland 2007 bis 2013

Klimaanlagen sind eine Technologie, die bereits seit Jahrzehnten am Markt etabliert ist. Dennoch ist ihre Verbreitung in privaten Haushalten in Deutschland bislang nur gering. In der Vergangenheit hat der Bestand von Klimaanlage nur langsam zugenommen. Entsprechend gering sind die Wachstumsraten. Dafür geben die jährlich im SOEP<sup>2</sup> erhobenen Daten zum Bestand von (stationären) Klimaanlage in Deutschland Hinweise (Tabelle 3-2). Es ist jedoch zu beachten, dass im SOEP-Panel nicht zwischen Lüftung, z.B. in einem Passivhaus, und einer Klimaanlage unterschieden wurde. Außerdem wurden wohl nur fest installierte Geräte erfasst, damit wären die mobilen Klimageräte in dieser Statistik nicht enthalten (vgl. auch <https://data.soep.de/variables/55306>).

Aus dieser Zeitreihe ergibt sich für den Zeitraum von 2007 bis 2013, dass der Anteil der Wohnungen mit einer Klimaanlage um insgesamt um 0,52 % zugenommen hat (Tabelle 3-2). Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 5,9 %.

<sup>2</sup> „Das Sozio-oekonomische Panel (SOEP) ist eine repräsentative Wiederholungsbefragung, die bereits seit 30 Jahren läuft. Im Auftrag des DIW Berlin werden zurzeit jedes Jahr in Deutschland etwa 30.000 Befragte in fast 11.000 Haushalten von TNS Infratest Sozialforschung befragt. Die Daten geben Auskunft zu Fragen über Einkommen, Erwerbstätigkeit, Bildung oder Gesundheit. Weil jedes Jahr die gleichen Personen befragt werden, können langfristige soziale und gesellschaftliche Trends besonders gut verfolgt werden.“ (Quelle: [www.diw.de](http://www.diw.de), Abruf 20.03.2017)

**Tabelle 3-1: Entwicklung der stationären Klimatisierung und Lüftung**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ja [%]	1,27	1,23	1,65	1,49	1,67	1,59	1,79
Nein [%]	95,23	95,03	96,27	95,96	96,20	96,83	97,46
k.A. [%]	3,51	3,74	2,09	2,55	2,13	1,57	0,76
Nennungen	11.279	10.644	11.641	10.564	12.028	12.128	14.063

Quelle: SOEP - <https://data.soep.de/variables/55306>, Abruf 2016

**Tabelle 3-2: Entwicklung des Bestands an Klima- und Lüftungsanlagen in Deutschland 2007-2013**

Bestand Klima-/Lüftungsanlagen in 2007	1,27%
Bestand Klima-/Lüftungsanlagen in 2013	1,79%
Differenz gesamt in Prozent	0,52%
Differenz Prozentpunkte/Jahr	0,087
Durchschnittliches Wachstum / Jahr	5,9%

Quelle: SOEP - <https://data.soep.de/variables/55306>

### 3.1.2. Ziel der Untersuchung und Datenerhebung

Durch die im Rahmen des Forschungsvorhabens durchgeführte Erhebung sollten zum einen aktuelle und belastbare Zahlen zum Bestand an Klimageräten in Wohngebäuden ermittelt werden, sowie Daten zum Nutzungsverhalten der Betreiber der Anlagen bzw. zur Nutzungsintensität. Zum anderen sollten die Akzeptanz von Klimaanlageanlagen und die Einflussfaktoren, die diese Akzeptanz/Adoption von Klimaanlageanlagen beeinflussen, ermittelt und in ihrer Stärke abgeschätzt werden.

Einflussfaktoren und Dimensionen für die Akzeptanz sind:

- Individuelle Komfortbedürfnisse (operationalisiert als Einstellungen zu Hitzeempfinden und Leidensdruck),
- Informiertheit, Awareness, Erfahrung mit Klimatisierung,
- Allgemeine Einstellungen zu Klima, Umwelt, Technikaffinität,
- Spezielle Einstellungen zu Klimaanlageanlagen und Klimatisierung,
- Lärm, Handling, Gesundheitsrisiken, Platzbedarf, Ästhetik,
- „Normalitätserwartung“, d.h. die Frage danach, ob sich eine breitflächige Klimatisierung durchsetzen wird,
- (Wahrgenommene) Kosten für Anschaffung und Betrieb,
- Bauliche-technische Restriktionen,
- Aufwand der Umsetzung,

- Soziodemographie, insbesondere Alterseffekte.

Zu diesen Faktoren und Dimensionen wurden in der Breitenbefragung Angaben ermittelt. Hierzu wurde ein Fragebogen für Nutzer und Nichtnutzer von Klimaanlage erstellt. Nichtnutzer wurden dabei nur nach der Akzeptanz von Klimaanlage – differenziert nach Gerätetypen – befragt. Die Nutzer werden zusätzlich zu ihrem tatsächlichen Nutzungsverhalten befragt. Es wird davon ausgegangen, dass die potenziellen Nutzer ihre Klimaanlage genauso nutzen würden, wie die aktuellen Nutzer.

Für die Ermittlung der tatsächlichen Nutzung von Klimaanlage in privaten Haushalten sowie für die Bildung von Szenarien über deren potentiellen Entwicklung bis in das Jahr 2030 wurde durch das ISOE eine Mehrthemenbefragung, eine sog. BUS-Befragung, und eine Breitenbefragung jeweils in Zusammenarbeit mit dem Feldforschungsinstitut TNS Emnid durchgeführt.

Bei der BUS-Befragung zur Nutzung von Klimaanlage in Deutschland handelt es sich um eine telefonische Zufallsstichprobe mit Personen in Deutschland, die älter als 18 Jahre sind. Insgesamt konnten 10.050 Personen über die Methode der sog. computer-assistierten Telefonbefragung (CATI) im Zeitraum von März bis April 2015 befragt werden.

Des Weiteren wurde eine Breitenbefragung zur Klimatisierung von Privathaushalten in Deutschland durchgeführt. Die Nutzer bzw. Nicht-Nutzer von Klimaanlage in Privathaushalten wurden im Juni 2015 u.a. zu ihrem tatsächlichen Nutzungsverhalten von Klimaanlage (Nutzer) bzw. zu ihrer Bereitschaft eine Klimaanlage anzuschaffen (Nicht-Nutzer) befragt. Die Stichprobe setzte sich zusammen aus Nicht-Nutzern (n=772) und Nutzern (n=204) von Klimaanlage. Die Teilnehmer wurden über die Methode des sog. computer-assistierten Web-Interviews (CAWI) befragt.

Durch die BUS-Befragung sowie durch die Breitenbefragung konnte der aktuelle Bestand der in privaten Haushalten vorhandenen Klimaanlage ermittelt werden. Des Weiteren wurde eine Datenbasis für Szenarien zur künftigen Nutzung von Klimaanlage geschaffen. Die Bildung der Szenarien über die künftige Verbreitung von Klimaanlage in Privathaushalten in Deutschland erfolgte dabei in drei Schritten. Über die Interpretation der Ergebnisse der Breitenbefragung von Nutzern/Nicht-Nutzern von Klimaanlage konnte die Größe der Potenzialgruppe abgeschätzt werden, die überhaupt bereit ist, sich eine Klimaanlage anzuschaffen. Die daran anschließende Festlegung möglicher jährlicher Wachstumsraten erfolgte unter Bezugnahme der Auswertung zusätzlicher Studien, insbesondere einer Zeitreihe des Sozial-ökonomischen Panels (SOEP) zur Klimatisierung (Kapitel 3.1.1). Auf dieser Grundlage erfolgte eine Projektion auf die Haushalte bzw. den Gebäudebestand in der Bundesrepublik Deutschland.

### 3.1.3. Ausgewählte Ergebnisse der BUS- und Breitenbefragung

Über die Befragungen konnte ein aktueller Stand bezüglich der Durchdringung von Klimaanlage in Privathaushalten in Deutschland ermittelt werden. Demnach verfügten im Jahr 2015 3,14 % der Privathaushalte in Deutschland („IST-Gruppe“) bereits über eine Klimaanlage. Über die Auswertung der Breitenbefragung konnte zudem eine Potenzialgruppe ermittelt werden, deren Mitglieder eine starke Bereitschaft signalisieren, sich zukünftig eine Klimaanlage für ihren Privathaushalt anschaffen zu wollen (Tabelle 3-3). Diese „Potenzialgruppe“ (5,1 %) setzt sich zusammen aus Personen, bei denen eine konkrete Bereitschaft zur Anschaffung einer Klimaanlage besteht (Anschaffung im nächsten Jahr geplant bzw. Anschaffung in den nächsten fünf Jahren sehr wahrscheinlich), der empfundenen Dringlichkeit der Klimatisierung sowie der Akzeptanz der resultierenden Anschaffungskosten einer Klimaanlage. Nimmt man nun die IST- und die Potenzialgruppe zusammen, so ergibt sich ein Wert von 8,21 %.

Würde man die Spannbreite weiter erhöhen und zudem all diejenigen Personen hinzuziehen, die eine Anschaffung einer Klimaanlage unter Berücksichtigung des Klimatisierungsbedarfs für ihren Privathaushalt in den kommenden fünf Jahren als wahrscheinlich erachten, so würde sich der Anteil weiter erhöhen („Anschaffungsbereite“ insgesamt 21,1 %). Die Gruppe der „Anschaffungsbereiten“ weist dabei ähnliche Ausprägung der einzelnen Faktoren auf wie die tatsächlichen Nutzer von Klimaanlage.

**Tabelle 3-3: Anteil Privathaushalte mit Klimaanlage in Deutschland sowie Potenzialgruppe für das Jahr 2015 (Angabe in %)**

Bestand 2015	3,14%
Anschaffungsbereite	21,1%
...mit Klimatisierungsbedarf	15,0%
...nicht zu teuer	5,1%
...Potenzialgruppe	5,1%
Bestand 2015 und Potenzialgruppe	8,21%

Quelle: ISOE

Auch zur Art der Nutzung konnten aus den Erhebungen Erkenntnisse gewonnen werden, die in die Modellierung des zukünftigen Energieverbrauchs der Wohngebäudeklimatisierung eingingen. So wurde die mittlere angestrebte Innenraumtemperatur der Nutzer mit 21°Celsius angegeben. 53 % der Nutzer kühlen nur einen Raum, 26 % zwei Räume und 17 % mehr als zwei Räume ihrer Wohnung. Die durchschnittliche Anzahl an Nutzungstagen beträgt 35,5 Tage pro Jahr. Auch Daten zu den Nutzungszeiten wurden erhoben (vgl. Kapitel 3.3.4)

#### 3.1.4. Abschätzung künftiger Wachstumsraten

Auf Basis der zuvor erörterten Datengrundlage werden im Folgenden zwei Entwicklungsszenarien vorgestellt, wie sich der Anteil der Privathaushalte mit einer Klimaanlage bis in das Jahr 2030 entwickeln könnte (vgl. Kapitel 3.3.2 und Tabelle 3-9).

Im ersten Szenario wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Privathaushalten in Deutschland mit einer Klimaanlage jährlich um 10 % wachsen wird. Dieser Wachstumspfad liegt über der im SOEP ermittelten Wachstumsrate, erscheint aber angesichts der ermittelten Bereitschaft zur Anschaffung von Klimageräten plausibel. Dieses Szenario entspricht einem unteren Wachstumspfad bei dem zudem von einer höheren Sanierungsrate mit einer vergleichsweise raschen Verbesserung des Wärmeschutzes und somit einem geringen Kühlungsbedarf ausgegangen wird. Ein wichtiger Einflussfaktor auf die Nutzung von Klimaanlagen sind längere Hitzeereignisse mit einem nur geringen nächtlichen Temperaturrückgang („Tropennächte“). Dies ist auch in Gebäuden mit einem guten Wärmeschutz der Fall, so dass auch bei optimalem Wärmeschutz von einem zunehmenden Klimatisierungsbedarf auszugehen ist. Nach diesem Szenario wird sich der Bestand an Klimaanlagen in Privathaushalten in Deutschland auf Basis der festgestellten 3,14 % in 2015 auf 4,7 % (2020), 6,3 % (2025) und letztlich auf 7,9 % im Jahr 2030 erhöhen.

Im zweiten Szenario wird von einer geringeren Sanierungsrate und einer weniger raschen Verbesserung des Wärmeschutzes und somit einem erhöhten Kühlungsbedarf ausgegangen. Bei diesem



Szenario kann von einem jährlichen Wachstum von 20 % ausgegangen werden. Dieser Wert entspricht in etwa dem der Potentialgruppe der oben dargestellten „Anschaffungsbereiten“. Nach diesem Szenario wird sich der Bestand an Klimaanlage in Privathaushalten in Deutschland auf Basis der festgestellten 3,14 % in 2015 auf 6,3 % (2020), 9,4 % (2025) und letztlich auf 12,6 % im Jahr 2030 erhöhen.

Zu einer erhöhten Anschaffungsbereitschaft von Klimaanlage durch Privathaushalte könnten insbesondere Hitzeereignisse, zunehmendes Wissen über und sinkende Kosten für Klimaanlage beitragen.

### **3.2. Einflussparameter für die Entwicklung des Energiebedarfs für die Klimatisierung von Wohngebäuden (Arbeitsschritt 2.3)**

Die inhaltliche Ausrichtung dieses Arbeitsschrittes wurde gegenüber der ursprünglichen Planung erweitert von der Betrachtung der Technologieentwicklung auf die Betrachtung der Entwicklung aller wesentlichen Parameter, die den Energiebedarf für die Klimatisierung, neben den zuvor beschriebenen verhaltenswissenschaftlichen Aspekten, beeinflussen.

In einem ersten Schritt werden Parameter identifiziert, von denen erwartet wird, dass sie die Entwicklung des Energiebedarfs für die Wohngebäudeklimatisierung beeinflussen. Die erwartete Entwicklung der identifizierten Parameter wird näher untersucht und beschrieben; Zieljahr der Betrachtung ist das Jahr 2030. Jedoch wird im Ausblick auch das Jahr 2050 betrachtet. Es wird erwartet, dass Änderungen beim Klimatisierungsbedarf eher langfristig auftreten, da einige der Parameter langfristig relevantere Entwicklungen aufweisen, wie zum Beispiel die Klimaänderung. Zwischen den einzelnen Parametern bestehen Wechselwirkungen: so werden wahrscheinlich die Klimaentwicklung, die Technologieverfügbarkeit und die Energiepreise Einfluss auf die Akzeptanz und die Anschaffungsbereitschaft der Klimatisierung bei den Nutzern haben. Folgende Parameter werden betrachtet:

- (i) Klimaentwicklung
- (ii) Entwicklung der Technologieverfügbarkeit
- (iii) Entwicklung der Bevölkerung und der Zahl der Haushalte
- (iv) Entwicklung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes
- (v) Entwicklung der Energiepreise

In den folgenden Unterkapiteln wird beschrieben, welche Entwicklung der genannten Parameter erwartet wird. Die Anschaffungsbereitschaft wird bereits in Kapitel 3.1 betrachtet.

#### **3.2.1. Klimaentwicklung in Deutschland**

In den folgenden Absätzen werden Klimaszenarien für Deutschland, sowie die Entwicklungstrends der mittleren Sommertemperaturen, der Extremwetterereignisse und der Anzahl von Sommertagen und heißen Tagen näher beschrieben.

##### **3.2.1.1. Regionale Klimaszenarien für Deutschland**

Für Deutschland stehen derzeit vier regionale Klimamodelle zur Verfügung: REMO, CLM, WETTREG und STAR, die sich in ihrer Modellierungsmethodik und ihrer räumlichen Auflösung unterscheiden.

REMO (Regional Model) ist aus dem Europamodell des Deutschen Wetterdienstes (DWD) hervorgegangen. Es ist ein atmosphärisches Zirkulationsmodell, welches die relevanten physikalischen



Prozesse dynamisch berechnet. Dadurch werden insbesondere nicht-lineare Zusammenhänge berücksichtigt. Vom Modell nicht auflösbare physikalische Prozesse wie zum Beispiel Konvektionsbildung werden durch physikalische Parametrisierung berechnet (Jacob et al. 2008). REMO wird von zahlreichen Akteuren in Europa genutzt. Es wurden damit bereits verschiedenste Regionen weltweit untersucht. CLM ist ebenfalls ein numerisches Klimamodell, welches auf dem LM-Wettervorhersagemodell des DWD basiert.<sup>3</sup>

STAR und WETTREG sind dagegen statistische Klimamodelle. WETTREG benutzt eine Wetterlagen-basierte Regionalisierungsmethode, mit der Zeitreihen täglicher Werte meteorologischer Parameter für die jeweiligen Klimaszenarien errechnet werden. STAR dagegen verwendet nur verallgemeinerte Trendinformationen aus globalen Klimamodellergebnissen als Ausgangsgröße für eine regionale Umsetzungen. Über speziell entwickelte Ähnlichkeitsbeziehungen werden diese Größen und deren Änderungen mit bereits vorliegenden Beobachtungsgaben gekoppelt.<sup>4</sup>

Der Deutsche Wetterdienst fasst auf seiner Webseite die Ergebnisse der verschiedenen Klimamodelle für Deutschland vergleichend zusammen. Alle Szenariorechnungen werden jeweils für verschiedene Emissions-Szenarien durchgeführt. Diese Emissions-Szenarien nehmen unterschiedliche globale demographische, technologische und ökonomische Entwicklungen in den kommenden Jahrzehnten an. Der DWD stellt auf seiner Webseite die Ergebnisse des Emissions-Szenarios A1B des IPCC-Sonderberichts über Emissions-Szenarien (SRES) dar, welches wie folgt definiert wird: Es „beschreibt eine zukünftige Welt mit sehr raschem Wirtschaftswachstum, einer Mitte des 21. Jahrhunderts kulminierenden und danach rückläufigen Weltbevölkerung, und rascher Einführung neuer und effizienterer Technologien. Wichtige grundlegende Themen sind Annäherung von Regionen, Entwicklung von Handlungskompetenz sowie zunehmende kulturelle und soziale Interaktion bei gleichzeitiger substantieller Verringerung regionaler Unterschiede der Pro-Kopf-Einkommen“ und einer ausgewogenen Nutzung aller Energiequellen<sup>5</sup>.

### 3.2.1.2. Mittlere Sommertemperaturen

In Abbildung 3-1 sind die Ergebnisse der verschiedenen Klimamodelle für die Entwicklung der mittleren Sommertemperaturen in Deutschland dargestellt. Demnach steigen die mittleren Sommertemperaturen im 30jährigen Mittel 2021/2050 gegenüber dem 30jährigen Mittel 1971/2000 um etwa 0,5 bis 2,0 Grad. Im 30jährigen Mittel 2071/2100 nehmen sie gegenüber 1971/2000 etwa um 2 bis 4,5 Grad zu.

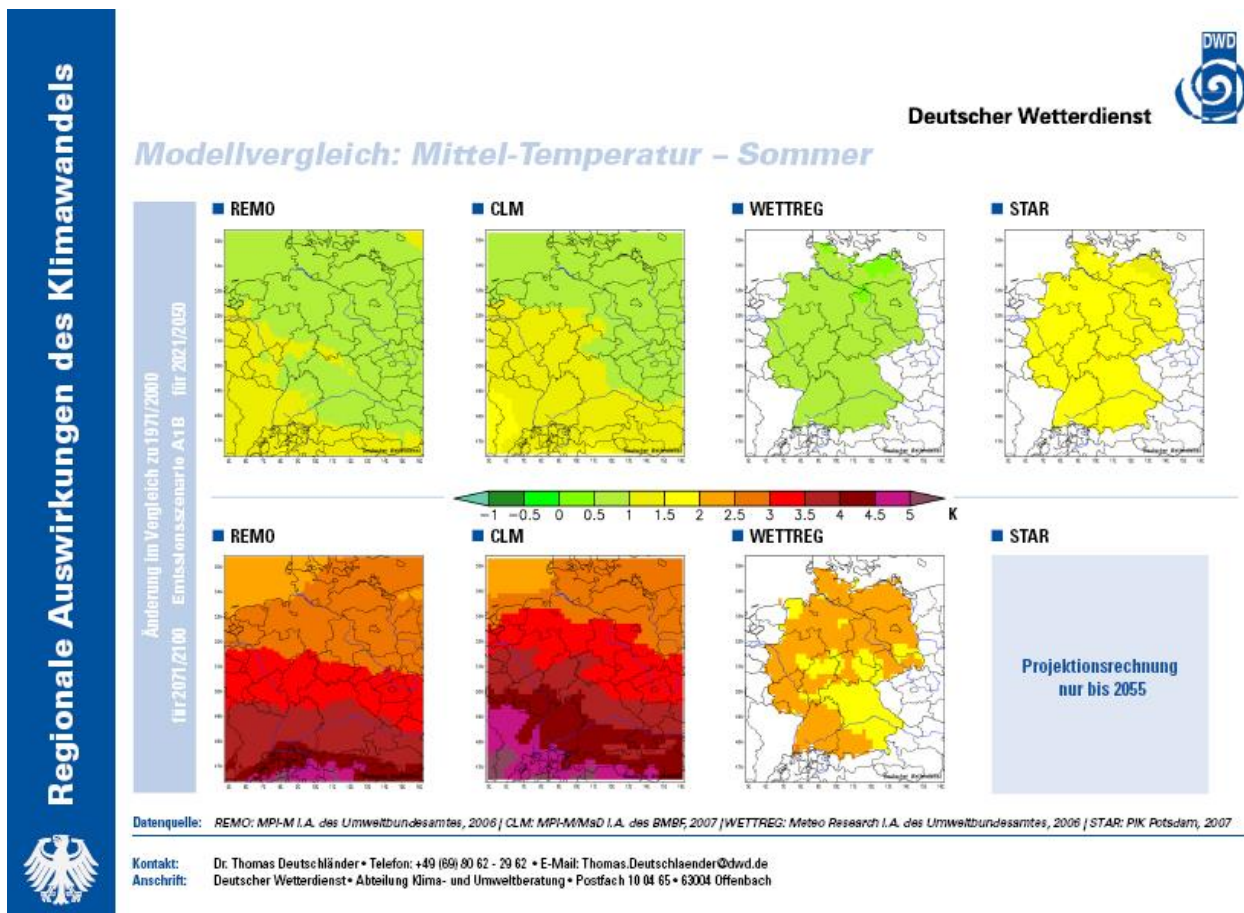
---

<http://www.dwd.de/>, Klimawandel, Klimaszenarien (Zukunft) Deutschland, Zugriff 06.02.2015

<sup>4</sup> Ebenda, Zugriff 06.02.2015

<sup>5</sup> Ebenda, Zugriff 10.02.2015

**Abbildung 3-1: Auswirkungen des Klimawandels in Deutschland im Vergleich verschiedener Klimamodelle: mittlere Sommertemperatur**



Quelle: DWD

### 3.2.1.3. Sommertage und heiße Tage

Als Sommertag wird ein Tag definiert, an dem die Lufttemperatur 25°C erreicht bzw. überschreitet. Alle vier regionalen Klimamodelle kommen zu dem Ergebnis, dass die mittlere jährliche Zahl der Sommertage überall in Deutschland zunehmen wird. Insgesamt werden bis 2050 12 bis 30 Sommertage und bis 2100 bis zu 30 bzw. bis zu 40 Sommertage mehr erwartet als im 30jährigen Mittel 1971/2000. An den Küsten ist die Zunahme vergleichsweise gering, je nach Modell liegt sie bei 6 bis 12 Sommertagen. Nach Süden jedoch fällt sie sehr deutlich aus. Bis zum Jahr 2100 könnten im Südwesten bis zu 54 Sommertage mehr auftreten als zur Jahrtausendwende.

Ein heißer Tag ist ein Tag, an dem die Lufttemperatur 30°C erreicht oder überschreitet. Die mittlere Zahl heißer Tage pro Jahr wird überall in Deutschland zunehmen. Im Norden ist die Zunahme weniger stark, hier wird es nur wenig mehr heiße Tage geben. Für den Süden jedoch wird eine markant höhere Zahl an heißen Tagen errechnet: die Modelle REMO und CLM weisen für das Ende des 21. Jahrhunderts doppelt so viele heiße Tage aus wie gegen Ende des 20. Jahrhunderts.

Tabelle 3-4 zeigt die errechnete Entwicklung der Anzahl heißer und Sommertage in Köln bis zur Mitte des Jahrhunderts. Schon bis 2050 könnte es hier, selbst bei Umsetzung von Landnutzungsänderungen zur Verbesserung des Stadtklimas, zu einer Zunahme der Zahl der Sommertage zwi-

schen 30% und 70% kommen. Die Zahl der heißen Tage könnte sogar um knapp 60% bis um knapp 150% ansteigen.

**Tabelle 3-4: Entwicklung der jährlichen Anzahl der Sommertage und der heißen Tage in Köln (unter Berücksichtigung bereits geplanter Landnutzungsänderungen zur Verbesserung des Stadtklimas)**

Klimamodell	Sommertage (pro Jahr)	Heiße Tage (pro Jahr)
1971 bis 2000	38,6	8,2
REMO (2021 bis 2050)	51,9 (+34,4%)	12,9 (+57,3%)
CLM (2021 bis 2050)	50,4 (+30,6%)	13,8 (+72%)
WETTREG (2021 bis 2050)	50,6 (+31%)	13,8 (+72%)
STAR (2021 bis 2050)	66,6 (+72,5%)	20,2 (+146,3%)

Quelle: Ptak (2013)

#### 3.2.1.4. Extremwetterereignisse der Temperatur

Deutschländer und Dalelane (2012) haben die regionalen Klimaszenarien daraufhin ausgewertet, welche Änderungen sich zukünftig hinsichtlich des Auftretens von Extremwetterereignissen ergeben. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit für die Überschreitung hoher Temperaturschwellen im Verlaufe des 21. Jahrhunderts in allen Szenarien stetig zunimmt. Temperaturwerte, die vom jahreszeitlichen Mittelwert des Vergleichszeitraums 1961-2000 abweichen, kommen heute an einem von zehn Tagen vor. Zukünftig werden sie statistisch gesehen alle drei Tage erreicht oder überschritten. Abweichungen, die im Vergleichszeitraum einmal in 100 Tagen vorkommen, werden künftig etwa einmal pro Woche auftreten. Damit wird die gängige Annahme bestätigt, dass es als Folge des Klimawandels nicht nur zu einer Verschiebung der Temperaturverteilung hin zu einem wärmeren Mittel kommen wird, sondern auch zu einem überdurchschnittlich häufigen Auftreten besonders hoher Temperaturen.

Im Zeitraum 1961-2000 seltene, im Mittel einmal pro Sommer auftretende Hitzeereignisse werden zukünftig mehrmals im Monat auftreten. Im südlichen Deutschland wird sich die Anzahl der Ereignisse mindestens verzehnfachen, vielleicht sogar verzehnfachen. In den Küstenbereichen und im norddeutschen Tiefland könnte es eine Versechsfachung der Hitzeereignisse im Sommer geben.

Zusammenfassend ergab die Untersuchung von Deutschländer und Dalelane (2012) für die Sommermonate eine Zunahme der Häufigkeit heutiger 100-tägiger Temperaturereignisse (Anomalien der Tageshöchsttemperatur) um das fünf- bis maximal das 20fache bis zum Jahr 2100. Der überwiegende Teil der Erhöhung wird sich voraussichtlich nach dem Jahr 2050 vollziehen. Die Wiederkehrzeit heute 25-jähriger Ereignisse wird voraussichtlich weitverbreitet auf unter drei Jahre, in einigen Regionen Mitteldeutschlands auf unter ein Jahr zurückgehen. Das heißt, Temperaturspitzen, die in den letzten Jahrzehnten im Mittel alle 25 Jahre auftraten, dürften zum Ende des Jahrhunderts sehr wahrscheinlich jährlich auftreten, möglicherweise sogar mehrfach.

### 3.2.1.5. Entwicklung des Stadtklimas

Städte wirken bereits heute als Wärmeinseln gegenüber dem Umland, da sich die städtische Bebauung an warmen Sommertagen besonders stark aufheizt. Im Vergleich zum Umland ergeben sich in den Mittagsstunden keine oder nur schwach höhere Temperaturen. In der Nacht kommt es jedoch in Siedlungsgebieten kaum zu einem Temperaturrückgang, da die in den städtischen Baukörpern gespeicherte Hitze nachts abgegeben wird und die Abkühlung der Luft verhindert. Dabei gibt es einen positiven Zusammenhang zwischen dem Wärmeinseleffekt und der Bevölkerungsdichte (Kuttler 2004).

Das Problem der städtischen Überwärmung kann zu Belastungen des menschlichen Organismus führen. Der zu erwartende Klimawandel wird dieses Problem noch zusätzlich verschärfen. Die Zunahme der Anzahl der Sommer- und der heißen Tage und insbesondere der länger anhaltenden Hitzeperioden, vor allem auch eine Ausdehnung der Hitzeperioden auf das Frühjahr, wird zu einer stärkeren Hitzebelastung in den Städten führen. Die Nachttemperaturen sind dabei bedeutender als hohe Tagesmaxima, da die nächtliche Abkühlung für die Erholung des menschlichen Organismus besonders wichtig ist.

### 3.2.1.6. Zusammenfassung zur Klimaänderung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es in Deutschland in Folge der Klimaerwärmung voraussichtlich zu einer deutlichen Zunahme der mittleren Temperaturen sowie zu einem häufigeren und längeren Auftreten von Hitzeperioden mit Auswirkungen auf das Stadtklima kommt. Diese Änderungen sind hauptsächlich in den Sommermonaten klimatisierungsrelevant, jedoch wird es auch in den Übergangsjahreszeiten zu einer deutlichen Zunahme der mittleren Temperaturen sowie zum verstärkten Auftreten von Hitzeperioden kommen. Im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 sind die Änderungen noch nicht so stark, dass deutliche Auswirkungen auf den Klimatisierungsbedarf zu erwarten sind. Erst langfristig, etwa ab dem Jahr 2050, werden die Klimaänderungen stärker wirksam. Um den Einfluss der Klimaerwärmung auf den Klimatisierungsbedarf zu berücksichtigen, werden in den Szenario-Rechnungen steigende Temperaturen berücksichtigt. Dies geschieht, indem die Temperaturdaten des Emissionsszenarios A1B des REMO-Modells des Deutschen Wetterdienstes aus dem Jahr 2007 als Inputdaten verwendet werden. Das Szenario A1B stellt ein mittleres Szenario in dieser Szenariofamilie dar, welches demnach „mittlere“ Klimaänderungen nach sich zieht.

### 3.2.2. Technologien für die Wohngebäudeklimatisierung

Von der Vielzahl an in der Entwicklung befindlichen Klimatisierungstechnologien eignen sich nur wenige für den Einsatz in Wohngebäuden, z.B. aufgrund zu kleiner oder zu großer Kühlleistungen für die Klimatisierung von Ein- und Mehrfamilienhäusern. Auch kommen je nach klimatischen Bedingungen unterschiedliche Technologien zum Einsatz. Für die Klimatisierung von Wohngebäuden in Deutschland werden zukünftig voraussichtlich im Wesentlichen Kompressionskältemaschinen, Wärmepumpen und evtl. die solare Kühlung eine Rolle spielen. Darüber hinaus wird an weiteren Kühlungstechnologien geforscht, zum Beispiel an (i) thermo-akustischen, (ii) magnetischen, (iii) thermomechanischen Kühlsystemen und (iv) Stirling Kältemaschinen (vgl. Kim und Infante Ferreira 2008). Diese Technologien befinden sich derzeit in unterschiedlichen Entwicklungsstadien, bzw. teilweise in der Erprobung. Für den Wohngebäudebereich werden sie voraussichtlich auf absehbare Zeit nicht eingesetzt werden. Gründe dafür sind zu hohe Kosten (ii), (iii), geringe Effektivität (iv), sowie die fehlende technologische Eignung für Wohngebäudeklimatisierung (i). (vgl. Kim und Infante Ferreira 2008, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik 2013, Al-Alili et al. 2014)

Marques, Antonio Carlos Ventili (2014) befragte im Rahmen einer Studie Experten für Klimatisierungstechnologien aus aller Welt, welche Arten von Anlagen in etwa 20 bis 30 Jahren vermutlich hauptsächlich zum Einsatz kommen werden. Etwa 50% gaben an, dass ihrer Meinung nach Kompressionskältemaschinen, wie sie in herkömmlichen strombasierten Klimaanlage zum Einsatz kommen, weiterhin dominierend bleiben würden. Absorptionskältemaschinen wurden am zweit häufigsten genannt und als am ehesten konkurrenzfähig eingestuft. Weitere viel diskutierte Anlagen sind Adsorptionskältemaschinen, offene sorptionsgestützte Technologien sowie Wärmepumpen. Eine weitere Option ist der Einsatz von Kältenetzen (analog zur Nutzung von Fernwärme), für welche Kälte auf viele unterschiedliche Weisen bereitgestellt werden kann.

Im Rahmen dieser Studie konnten keine konkreten Hinweise darauf gefunden werden, dass in Wohngebäuden auf absehbare Zeit Technologien auf der Basis erneuerbarer Energien, abseits der Nutzung erneuerbaren Stroms in Kompressionskältemaschinen, eingesetzt werden können. Daher wird für die Szenario-Entwicklung davon ausgegangen, dass die gesamte Energie für die Wohngebäudeklimatisierung strombasiert bereitgestellt wird.

### 3.2.3. Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung

Für die Abschätzung des Klimatisierungsbedarfs spielt die Entwicklung der Bevölkerung und der Wohnfläche eine wesentliche Rolle. Mit der Bevölkerungsvorausberechnung von Destatis (Statistisches Bundesamt 2015a) liegen verschiedene Szenarien für die Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland vor. Wichtiger als die Bevölkerungsentwicklung ist für den Klimatisierungsbedarf jedoch die Entwicklung der Wohnfläche. Verschiedene Zukunftsszenarien für die Entwicklung von Energiebedarf und Emissionen in Deutschland geben unterschiedliche Entwicklungen bei der Wohnfläche an, gemeinsam ist allen Szenarien jedoch, dass die Wohnfläche in Deutschland zunehmen wird. Konkret geht zum Beispiel Prognos, EWI, GWS (2014) in der Referenzprognose davon aus, dass die Wohnfläche bis 2050 um rund 7 % steigt<sup>6</sup>.

Für die hier vorliegende Studie werden die Daten verwendet, die im Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand“ (Bürger et al. 2016) entwickelt wurden (Tabelle 3-5). Dort wird, analog zu vorhandenen deutschlandweiten Langfristszenarien, bis zum Jahr 2050 eine deutliche Zunahme der Wohnfläche unterstellt<sup>7</sup>. Die Neubaurate ergibt sich aus der Wohnflächenentwicklung sowie der Abgangrate. Aus der unterstellten Wohnflächenentwicklung folgt eine Neubaurate, bezogen auf die gesamte Wohnfläche des Vorjahres, von ca. 0,85 % in 2015. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Rate auf etwa 0,2 %/a. Damit würden bis 2050 rund 735 Mio. m<sup>2</sup> Wohnfläche neu zugebaut werden. Bezogen auf die Wohnfläche in 2050 beträgt dieser Anteil rund 18 %.

Neben dem Neubau wird der Rückbau/Abriss und der unbeheizte Leerstand, zusammengefasst als Abgang, berücksichtigt. Über die Jahre hinweg wird eine konstante Abgangrate von 0,3 % pro Jahr (bezogen auf die gesamte Wohnfläche des Vorjahres) unterstellt<sup>8</sup>. Damit würden bis zum Jahr 2050 rund 12 % der heutigen Wohnfläche aus dem Markt genommen. Der Abgang betrifft dabei nur unsanierte Gebäude mit Baujahr vor 1995.

Das Ergebnis der beschriebenen Annahmen ist in Tabelle 3-5 dargestellt.

<sup>6</sup> Anstieg der Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) um 12 %, in Kleinen und Mittleren Mehrfamilienhäusern (KMH und MMH) um 0,5 %, kein Zubau neuer Großer Mehrfamilienhäuser (GMH).

<sup>7</sup> Alle umfassenden Langfristszenarien zu Energieverbrauch und Emissionen auf Bundesebene gehen trotz sinkender Bevölkerung von steigenden Wohnflächen aus.

<sup>8</sup> Basierend auf Diefenbach et al. 2013



**Tabelle 3-5: Entwicklung der Wohnfläche in der Bundesrepublik Deutschland**

	2015	2020	2025	2030	2050
	Mio. m <sup>2</sup>				
Wohnfläche	3.897,8	4.001,7	4.066,6	4.131,5	4.137,4

Quelle: Bürger et al. (2016)

### 3.2.4. Entwicklung des energetischen Zustands der Wohngebäude

Die Innenraumtemperatur eines Gebäudes im Sommer hängt maßgeblich von der baulichen Beschaffenheit des Gebäudes ab, somit ist der Kühlbedarf des Gebäudes auch abhängig von dessen energetischem Zustand.

Für den Status Quo und die Entwicklung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes werden, wie auch für die Entwicklung der Wohnfläche, für die weitere Bearbeitung die Ergebnisse aus Bürger et al. (2016) zugrunde gelegt. Dort werden drei verschiedene Szenarien für die Entwicklung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes unter Annahme unterschiedlich ambitionierter Sanierungsanstrengungen erstellt. Dabei werden für die Durchführung energetischer Modernisierungen im Gebäudebestand Dämmrestriktionen berücksichtigt<sup>9</sup>. Diese führen dazu, dass, unabhängig von den Anstrengungen der Eigentümer, nicht alle Gebäude auf den höchstmöglichen Wärmeschutzstandard saniert werden können. In Tabelle 3-6 ist der sogenannte „Sockel“ unsanierbarer Gebäude dargestellt. Weitere Informationen zur Entwicklung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes finden sich in Bürger et al. (2016) sowie in den Kapiteln 0 und 3.3.2.

**Tabelle 3-6: Sockel unsanierbarer Gebäude (bezogen auf die Wohngebäude der unsanierten Gebäude im jeweiligen Ist-Zustand)**

Baualtersklasse	Ein- und Zweifamilienhaus	Mehrfamilienhaus
bis 1948	10%	20%
1949 – 1994	5%	5%
ab 1994	0%	0%

Quelle: Bürger et al. (2016)

### 3.2.5. Entwicklung der Energiepreise

Für die Entscheidung zugunsten oder gegen eine Klimaanlage hat der aktuelle Strompreis eine untergeordnete Bedeutung. Diese Schlussfolgerung legen die Ergebnisse der empirischen Untersuchungen (vgl. Kapitel 3.1) nahe. Zwar sind von 2007 bis 2014 die Strompreise für Haushaltskunden um mehr als 40% gestiegen (Statistisches Bundesamt 2015b), jedoch ist nicht zu erwarten, dass die Strompreise zukünftig in dem Maße steigen oder sinken, dass sie als maßgebliches Entscheidungskriterium für oder gegen die Klimatisierung dienen werden.

<sup>9</sup> z.B. durch schützenswerte Fassaden und geometrische Einschränkungen; vgl. dazu Jochum et al. (2012)

### 3.3. Verschneiden der Erkenntnisse der Arbeitsschritte 2.1 bis 2.3 und Bereitstellung des Dateninputs für die Strommarktmodellierung: Methodik und Ergebnisse (Arbeitsschritt 2.4)

Die Berechnung der Szenarien des Strombedarfs für die Klimatisierung von Wohngebäuden erfolgte durch ein für diese Aufgabe entwickeltes mehrdimensionales Datenbank-basiertes Modellierungstool. Die zuvor definierten und in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Datengrundlagen sowie zahlreiche weitere Annahmen flossen in die Szenarioberechnung ein. Es wurden zwei Szenarien gerechnet, die unterschiedliche Varianten der Entwicklung und eine Spannbreite für den künftigen Stromverbrauch der Wohngebäudeklimatisierung in Deutschland aufzeigen. Die Unterschiede der beiden Szenarien zeigen zum einen die mögliche Entwicklung bei geringen Sanierungsanstrengungen und viel Klimatisierung (Szenario *Klib hoch* - Klimatisierungsbedarf hoch) und zum anderen die Entwicklung bei hohen Sanierungsanstrengungen und wenig Klimatisierung (Szenario *Klib gering* - Klimatisierungsbedarf gering) (Abbildung 3-2). Abbildung 3-3 zeigt die einzelnen Berechnungsschritte, die in dem Modellierungstool für jedes der beiden Szenarien vorgenommen werden.

**Abbildung 3-2: Beschreibung der Szenarien, für die der Klimatisierungsbedarf abgeschätzt wurde**

Szenario <i>Klib hoch</i> - Klimatisierungsbedarf hoch	Szenario <i>Klib gering</i> - Klimatisierungsbedarf gering
<ul style="list-style-type: none"> <li>•geringe Sanierungsaktivitäten</li> <li>•geringere energetische Standards der Wohngebäude</li> <li>•Zunahme der Zahl der Haushalte mit Klimatisierung um 20 % pro Jahr</li> <li>•klimatisierte Fläche pro Haushalt nimmt bis 2030 um 20 % zu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•höhere Sanierungsanstrengungen</li> <li>•bessere energetische Standards der Wohngebäude</li> <li>•Zunahme der Zahl der Haushalte mit Klimatisierung um 10 % pro Jahr</li> <li>•klimatisierte Fläche pro Haushalt nimmt bis 2030 um 10 % zu</li> </ul>

Quelle: Darstellung Öko-Institut e.V.

### Abbildung 3-3: Arbeitsschritte für die Berechnung der Szenarien

(A) Abschätzung des Kühlbedarfs für repräsentative Typgebäude nach DIN 18599-2 (2011)

(B) Wohnflächenentwicklung und Bestimmung des Anteils klimatisierter Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche auf Basis der Empirie

(C) Berücksichtigung des Klimawandels bei der Ermittlung des Kühlbedarfs der Typgebäude in den Zieljahren

(D) Umrechnung des Kühlbedarfs in Strombedarf und Verschneiden des Strombedarfs mit dem abgerufenen Kühlbedarf

(E) Regionalisierung der Ergebnisse auf Bundeslandebene als Input für PowerFlex

Quelle: Darstellung Öko-Institut e.V.

#### 3.3.1. Abschätzung des Kühlbedarfs für repräsentative Typgebäude

Der Ermittlung des Strombedarfs für die Klimatisierung liegt eine repräsentative Gebäudetypologie des deutschen Wohngebäudebestandes zugrunde, die auf den Gebäuderahmendaten von Bürger et al. (2016) basiert und auf deren Grundlage auch die Arbeiten in AP 1 durchgeführt wurden. Es werden sechs Typgebäude definiert, deren wesentliche Eigenschaften in Tabelle 3-7 ersichtlich sind. Zusätzlich werden für jedes Typgebäude zwei Sanierungszustände festgelegt:

- (i) „san“ - entspricht EnEV-Standard (2009 –25%)
- (ii) „san plus“ – entspricht dem Passivhausstandard

**Tabelle 3-7: Wesentliche Eigenschaften der Typgebäude**

	EFFH I	EZFH II	EZFH III	MFH I	MFH II	MFH III
Anzahl im Jahr 2009 (Mio.)	3,777	8,463	2,884	0,921	1,974	0,349
Baujahr	Bis 1948	1949-1994	1995-2050	Bis 1948	1949-1994	1995-2050
Wohnfläche [m²]	148,1	151,6	151,7	397,4	509,6	586,7

Quelle: Bürger et al. (2016)



**Tabelle 3-8: Energetische Eigenschaften der Typgebäude: U-Werte in W/(m²K)**

	EZFH I	EZFH II	EZFH III	MFH I	MFH II	MFH III
Außenwand	1,77	1,13	0,45	1,91	1,15	0,53
Dach	1,57	0,81	0,37	1,75	0,99	0,39
Fußboden	1,47	1,24	0,52	1,10	1,66	0,57
Fenster	3,39	3,50	2,52	3,29	3,32	2,82

Quelle: Bürger et al. (2016)

In einem zweiten Schritt wird bottom-up der Kühlbedarf für die 6 Typgebäude und 12 Sanierungszustände nach DIN 18599-2 (2011) abgeschätzt. Dabei werden Wärmeeinträge aus folgenden Quellen berücksichtigt:

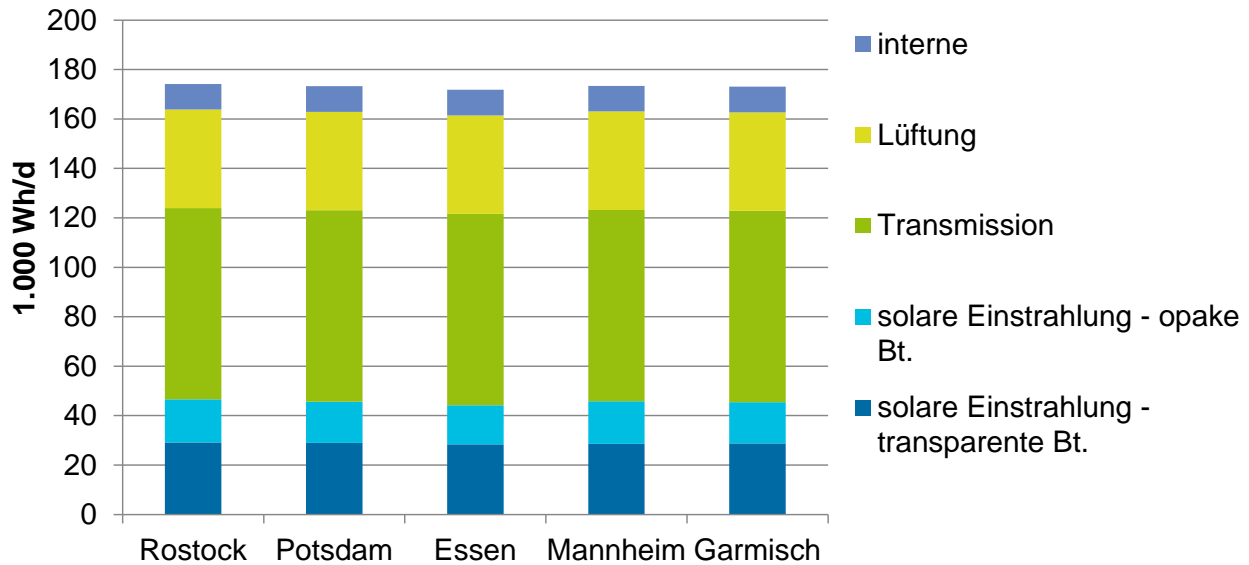
- Solare Einstrahlung durch transparente Bauteile und durch opake Bauteile (wesentliche Inputdaten sind Ausrichtung des Gebäudes, Verschattung der Fenster)
- Transmissionswärmequellen
- Lüftungswärmequellen
- Interne Wärmequellen

Für einige für den Kühlbedarf wesentliche Parameter liegen keinerlei statistische Angaben vor; dies trifft insbesondere auf die Beschattung und das Vorhandensein bzw. die Art des Sonnenschutzes zu. Hier wurden begründete Expertenschätzungen vorgenommen und mittlere Werte angenommen.

Für jedes Typgebäude wird für jede Außentemperatur zwischen 15 und 40°C für jeden Monat des Jahres sowie für jeweils fünf Referenzstandorte (Rostock, Essen, Mannheim, Potsdam, Garmisch-Partenkirchen) der Kühlbedarf errechnet (zu den Referenzorten vergleiche auch Kapitel 3.3.3).

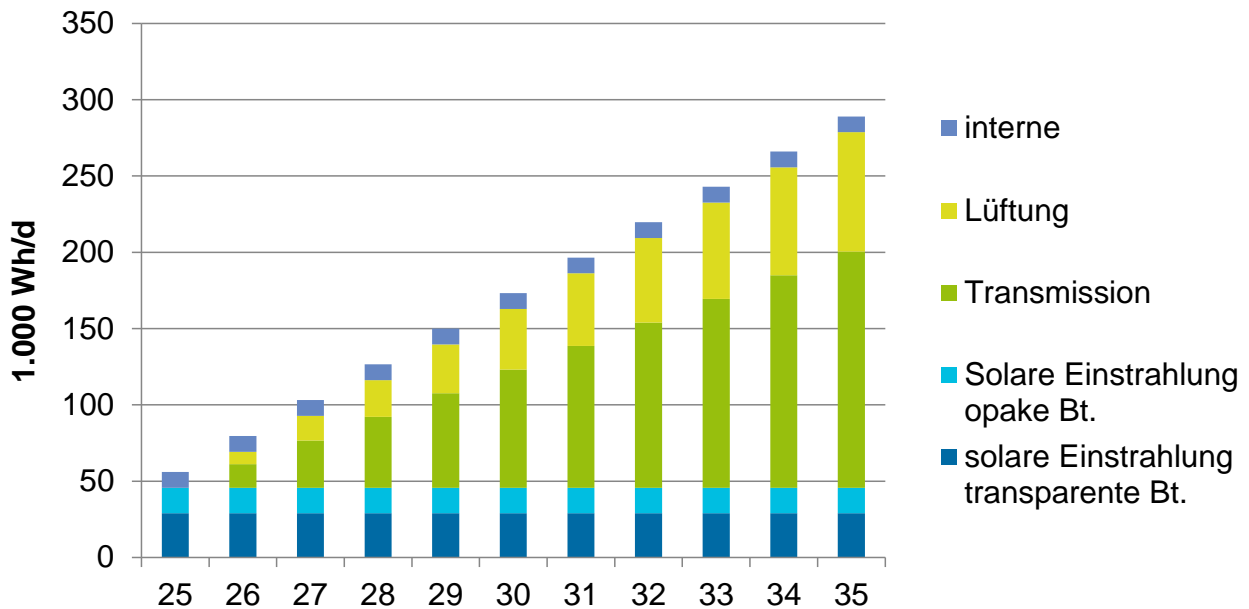
Die Ergebnisse für die Abschätzung des Kühlbedarfs für die Typgebäude sind beispielhaft in Abbildung 3-4 und Abbildung 3-5 dargestellt. Die Plausibilität der (Zwischen-)Ergebnisse wurde auf der Ebene der Einzelgebäude geprüft.

**Abbildung 3-4: Nutzenergiebedarf für die Kühlung nach Wärmequellen im Typgebäude EZFH I an einem Julitag mit 30° Außentemperatur**



Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

**Abbildung 3-5: Nutzenergiebedarf für die Kühlung des Typgebäudes EZFH I bei verschiedenen Tageshöchsttemperaturen im Juli am Referenzort Potsdam nach Wärmequellen**

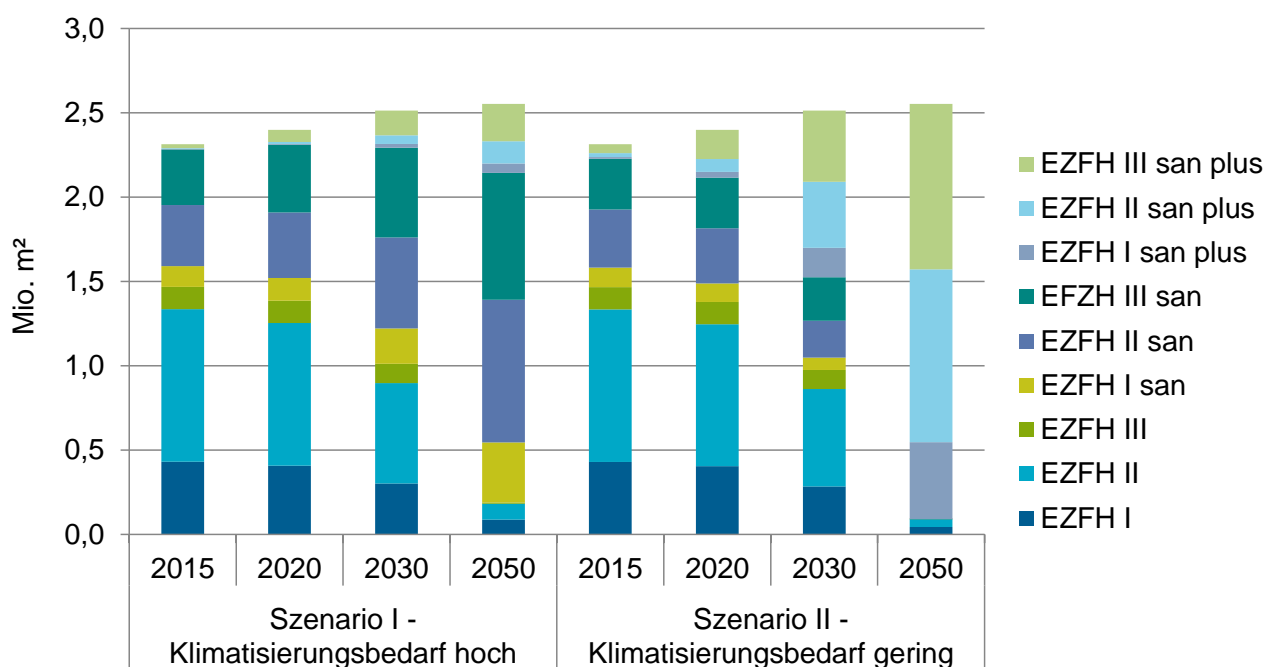


Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

### 3.3.2. Wohnflächenentwicklung und Bestimmung des Anteils klimatisierter Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche auf Basis der Empirie

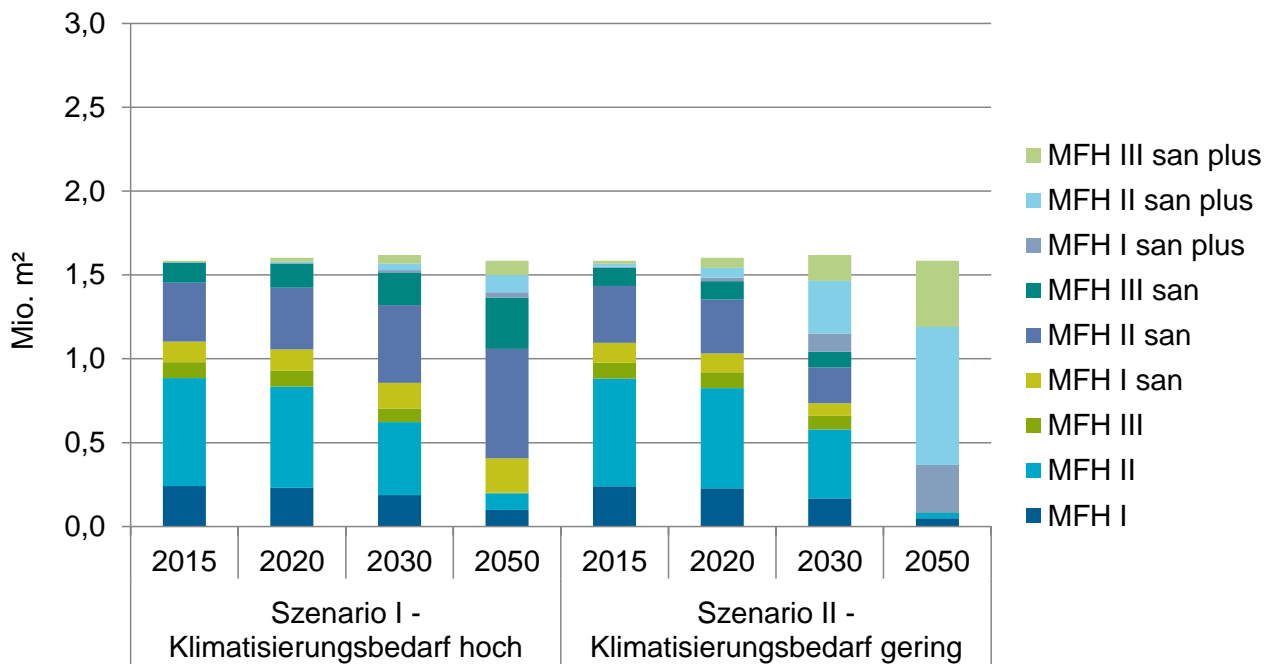
Die Entwicklung der Wohnfläche der einzelnen Typgebäude bzw. der Sanierungszustände folgt zwei Szenarien aus Bürger et al. (2016). Die Verteilung der Wohnfläche auf die verschiedenen energetischen Zustände der Gebäude im Zeitverlauf bis 2050 ist für Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) in Abbildung 3-6 dargestellt und für Mehrfamilienhäuser (MFH) in Abbildung 3-7. Während die Entwicklung der Wohnfläche insgesamt bis 2050 in beiden Szenarien gleich bleibt (vgl. Kapitel 3.2.3), verändern sich die Anteile der verschiedenen energetischen Zustände je nach Szenario deutlich. In Szenario II *Klib gering* weisen die Typgebäude mit dem energetischen Zustand „san plus“ 2030 deutlich höhere Anteile auf als im Szenario I *Klib hoch*. 2050 weist im Szenario II nahezu die gesamte Wohnfläche einen sehr guten energetischen Zustand auf.

**Abbildung 3-6: Entwicklung der Wohnfläche in EZFH im Vergleich der Szenarien nach Typgebäuden und Sanierungszuständen**



Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

**Abbildung 3-7: Entwicklung der Wohnfläche in MFH im Vergleich der Szenarien nach Typgebäuden und Sanierungszuständen**



Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

Im nächsten Schritt wurde auf der Grundlage der Ergebnisse der Empirie (vgl. Kapitel 3.2) der derzeitige Anteil der klimatisierten Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche errechnet. Dies erfolgte auf Basis der Zahl der klimatisierenden Haushalte und weiterer Angaben aus der empirischen Erhebung zur Anzahl der gekühlten Räume und der Wohnungsgröße, wobei der Anteil der gekühlten Räume an allen Räumen der Wohnung (inkl. Küche) dem Anteil der gekühlten Wohnfläche gleichgesetzt wurde. Auf Basis der vorliegenden Daten wurde errechnet, dass aktuell (Basisjahr 2015) etwa 1,45% der Wohnfläche in Deutschland klimatisiert wird. Dies entspricht insgesamt einer Fläche von 56,6 Mio. Quadratmetern. Um die Entwicklung der klimatisierten Wohnfläche zu bestimmen wurde zunächst die Zahl der klimatisierenden Haushalte auf der Basis der Empirie-Ergebnisse fortgeschrieben.

Im Szenario *Klib gering* wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Privathaushalten in Deutschland mit einer Klimaanlage jährlich um 10 % wachsen wird. Demnach wird sich im Szenario *Klib gering* die Anzahl in Privathaushalte mit Klimatisierung in Deutschland auf Basis der festgestellten 3,14 % in 2015 auf 4,7 % (2020), 6,3 % (2025) und letztlich auf 7,9 % im Jahr 2030 erhöhen. Für das Jahr 2050 wird ein Anlagenbestand von 14,1 % geschätzt.

Im Szenario *Klib hoch* wird von einem jährlichen Wachstum der Zahl der Haushalte mit Klimaanlage von 20 % ausgegangen. Demnach wird sich die Zahl der klimatisierenden Privathaushalten in Deutschland auf Basis der festgestellten 3,14 % in 2015 auf 6,3 % (2020), 9,4 % (2025) und letztlich auf 12,6 % im Jahr 2030 erhöhen. Für das Jahr 2050 wird ein Anlagenbestand von 25,12 % angenommen (vgl. dazu Kapitel 3.2 und Tabelle 3-9).

**Tabelle 3-9: Szenarien für die Entwicklung des Anteils der Privathaushalte mit Klimagerät in Deutschland (Angaben in %)**

	<b>Szenario <i>Klib gering</i></b>	<b>Szenario 2 <i>Klib hoch</i></b>
Zuwachs bezogen auf 2015	10%	20%
IST 2015	3,14%	3,14%
2020	4,7%	6,3%
2025	6,3%	9,4%
2030	7,9%	12,6%
[2050]	14,1%	25,1%

Quelle: ISOE & Öko-Institut e.V.

Die Fortschreibung der gekühlten Wohnfläche erfolgte analog zur Fortschreibung der Anzahl der klimatisierenden Haushalte, das heißt, es wurden generell die gleichen Wachstumsraten zugrunde gelegt. Über einen Korrekturfaktor wird jedoch berücksichtigt, dass sich die Wohnfläche pro Haushalt in den vergangenen Jahren um etwa 0,25 % pro Jahr vergrößert hat (DESTATIS 2015<sup>10</sup>). Zusätzlich wird die Annahme getroffen, dass bei zunehmenden Außentemperaturen auch der Anteil der Wohnfläche pro Haushalt, der klimatisiert wird, zunehmen wird. Um dies zu berücksichtigen wurde ein weiterer Korrekturfaktor eingebaut: im Szenario *Klib hoch* nimmt die klimatisierte Wohnfläche pro Haushalt bis 2030 um 20 % zu, im Szenario *Klib gering* steigt sie im gleichen Zeitraum um 10 %.

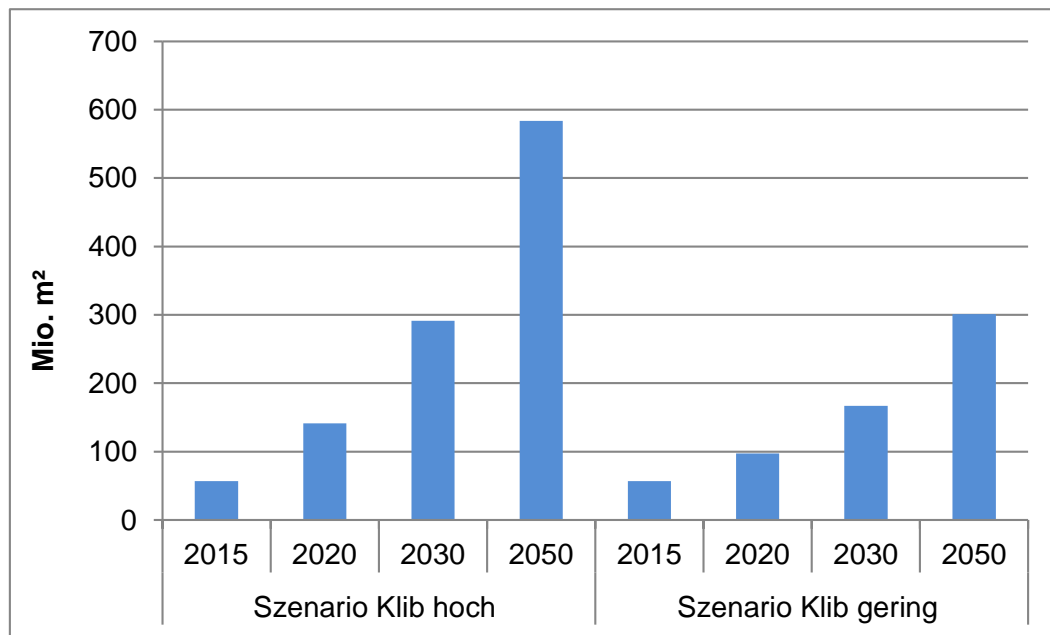
Weiterhin mussten Annahmen dazu getroffen werden, wie sich die klimatisierte Wohnfläche auf die verschiedenen Sanierungsstandards der Typgebäude verteilt. Hier wird davon ausgegangen, dass die aktuelle Situation des Gebäudes (innerstädtisch, Möglichkeiten zur Nachtlüftung) einen ebenso so großen Einfluss auf die Klimatisierungshäufigkeit haben wird, wie der energetische Zustand des Gebäudes. Es wird davon ausgegangen, dass der bauliche Hitzeschutz in urbanen Räumen bei hohen Außentemperaturen auch bei guten Sanierungsstandards keine behaglichen Wohnverhältnisse herstellen kann, insbesondere wenn Möglichkeiten zur nächtlichen Lüftung fehlen<sup>11</sup>. Daher wird davon ausgegangen, dass es auch im Niedrigenergiegebäude das Bedürfnis nach Klimatisierung geben kann. Auf der Grundlage dieser Überlegungen und der vorhandenen Erkenntnisse wurde daher vereinfachend angenommen, dass der Anteil der klimatisierten Wohnfläche bei allen Typgebäuden gleich ist. In Tabelle 3-10 ist das Ergebnis nach Typgebäuden und in Abbildung 3-8 in der Summe dargestellt. Aus der ermittelten klimatisierten Wohnfläche bis 2030 [2050] wurde im Anschluss die Anzahl der Typgebäude errechnet.

<sup>10</sup>

Onlinequelle: [https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Tabellen/HuG\\_Wohnflaeche\\_AnteileEVS.html](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Tabellen/HuG_Wohnflaeche_AnteileEVS.html), Zugriff 15.12.2015

<sup>11</sup> Insbesondere im urbanen Umfeld aufgrund von Lärm und Abgasen

**Abbildung 3-8: Entwicklung der klimatisierten Wohnfläche in den Szenarien im Vergleich**



Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

**Tabelle 3-10: Entwicklung der klimatisierten Wohnfläche nach Typgebäuden in den Szenarien im Vergleich**

TG-Nr.	TG-Name	Szenario <i>Klib hoch</i>				Szenario <i>Klib gering</i>			
		2015	2020	2030	[2050]	2015	2020	2030	[2050]
Mio. m²									
	Summe	56.585	141.169	291.492	583.856	56.585	97.054	167.001	301.051
1	EZFH I	6.249	14.383	21.264	12.427	.6236	9.811	11.504	3.206
2	EZFH II	13.140	29.818	42.009	13.163	13.126	20.417	23.343	3.368
3	EZFH III	1.917	4.658	8.056	993	1.917	3.202	4.575	3
4	EZFH III san plus	345	2.543	10.348	31.383	763	4.205	17.044	71.445
5	MFH I	3.494	8.132	13.160	13.850	3479	5.505	6.784	3.576
6	MFH II	9.348	21.273	30.735	13.973	9.328	14.510	16.591	2.403
7	MFH III	1.374	3.338	5.769	652	1374	2.295	3.282	45
8	MFH III san plus	103	848	3.633	12.068	249	1.447	6.233	28.758
9	EZFH I san	1.795	4.797	14.796	50.406	1.689	2.673	2.970	0
10	EZFH I san plus	31	175	1.541	7.843	151	823	7.069	33.235
11	EZFH II san	5.257	13.673	38.116	119.312	5.004	7.920	8.800	1
12	EZFH II san plus	70	404	3.633	18.563	337	1.840	158.43	74.510
13	EFZH III san	4.784	14.184	37.520	106.190	4366	7.294	104.21	0
14	MFH I san	1.786	4.489	10.784	28.789	1725	2.730	3.033	1
15	MFH I san plus	13	89	861	4.451	89	504	4.394	20.704
16	MFH II san	5.108	12.973	32.673	92.254	4.912	7.775	8.640	6
17	MFH II san plus	35	269	2.759	14.396	250	1.445	12.677	59.787
18	MFH III san	1.738	5.122	13.836	43.144	1.591	2.658	3.798	2

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.; TG=Typgebäude

### 3.3.3. Berücksichtigung des Klimawandels bei der Ermittlung des Kühlbedarfs der Typgebäude in den Zieljahren

Eine wichtige Absicht der Untersuchung war es, die Wirkungen des Klimawandels auf den Klimatisierungsbedarf im Wohngebäudebestand zu berücksichtigen. Um dies zu erreichen wurden Temperaturdaten für ein ausgewähltes Szenario für die Klimaentwicklung in das Modell eingebaut. Verwendet wurde das Szenario A1B des IPCC-Sonderberichtes über Emissions-Szenarien (vgl.

IPCC 2000 und Kapitel 3.2.1.1). Für dieses Szenario wurden die stündlichen Daten aus REMO für die Lufttemperatur in 2 Metern Höhe für fünf ausgewählte Wetterstationen bis 2050 beschafft und in das Modell integriert. Die ausgewählten Wetterstationen repräsentieren die drei Sommer-Klimaregionen nach DIN 4108-2 (2013-02) und erlauben zusätzlich eine Differenzierung nach Nord-Süd bzw. Ost-West (Tabelle 3-11). Die Sommer-Klimaregionen nach DIN 4108-2 (2013-2) stimmen nicht mit den 15 DWD-Klimaregionen Deutschlands überein, lassen sich jedoch grob, unter Vernachlässigung von kleineren Abweichungen, mit ihnen verschneiden wie in Tabelle 3-11 dargestellt. Dieser Zwischenschritt wurde durchgeführt, um letztendlich den resultierenden Klimatisierungsbedarf auf Bundeslandebene ausweisen zu können. Eine Verschneidung der DWD-Klimaregionen mit den Flächen der Bundesländer lag bereits vor und konnte für das Modell verwendet werden. Im nächsten Schritt wurde somit die ermittelte Zahl der klimatisierten Typgebäude für die Zieljahre 2020 und 2030, sowie [2050] anhand der Bevölkerungszahl (Statistisches Bundesamt 2015a) auf die fünf zuvor definierten Klimaregionen aufgeteilt und jeder Klimaregion ein entsprechender Anteil der Bevölkerung und der Typgebäude zugewiesen.

**Tabelle 3-11: Verschneiden der Sommer-Klimaregionen nach DIN 4108-2:2013-02 mit den DWD-Klimaregionen**

Sommer-Klimaregion	Höchstwert der mittleren monatlichen Außentemperatur Q in [°C]	DWD-Klimaregionen für Deutschland	Ausgewählte Wetterstation
A „sommerkühl“	Q >= 16,5	Nordseeküste(1), Ostseeküste(2); Nördliche und westliche Mittelgebirge, Randgebiete(7)	Nord: Rostock
		Oberharz und Schwarzwald (mittlere Lage, 8), Südöstliche Mittelgebirge bis 1.000m(10); Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald über 1.000m(11); Schwäbische Alb und Baar(14), Alpenrand und Täler(15)	Süd: Garmisch-Partenkirchen
B „gemäßigt“	16,5 < Q <=18	Nordwestdeutsches Tiefland(3)- Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland(5), Nördliche und westliche Mittelgebirge, zentrale Bereiche(6), Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland(13)	West: Essen
		Nordostdeutsches Tiefland(4), Thüringer Becken und sächsisches Hügelland(9)	Ost: Potsdam
C „sommerheiß“	Q > 18	Oberreingraben und unteres Neckartal (12)	Mannheim

Quelle: Zusammenstellung Öko-Institut e.V.



Die Zahl der Typgebäude in der jeweiligen Klimaregion wurde also mit den stündlichen Temperaturdaten des verwendeten Klimaszenarios für die Zieljahre sowie den zuvor ermittelten Kühlbedarfen pro Typgebäude verschnitten. Das Ergebnis ist der Gesamtkühlbedarf in jeder der betrachteten Klimaregionen für jede Stunde jedes Zieljahres.

**Tabelle 3-12: Monatssummen des Klimatisierungsbedarf in den Klimaregionen**

	2020				2030				2050			
	Jun	Jul	Aug	Sep	Jun	Jul	Aug	Sep	Jun	Jul	Aug	Sep
<b>Klib gering</b>	GWh/a											
Essen	80	109	1.814	222	1.381	1.182	2.298	60	3.072	4.067	4.582	204
Garmisch-Partenkirchen	86	42	359	16	684	282	333	102	607	637	707	50
Mannheim	117	292	1.789	207	1.688	1.377	2.042	248	2.807	3.796	3.292	351
Potsdam	105	117	473	30	329	538	813	48	481	1.730	1.957	149
Rostock	1	0	71	0	0	40	142	0	4	336	401	30
<b>Klib hoch</b>	GWh/a											
Essen	119	164	2.678	328	2.607	2.265	4.292	115	7.664	10.111	11.099	485
Garmisch-Partenkirchen	128	63	533	23	1.300	545	642	191	1.575	1.700	1.772	128
Mannheim	174	436	2.642	306	3.174	2.605	3.820	462	7.028	9.321	7.999	832
Potsdam	156	177	700	45	641	1.048	1.533	91	1.361	4.407	4.796	366
Rostock	2	0	107	0	0	79	281	1	30	946	1.050	71

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

**Tabelle 3-13: Jahressumme des Klimatisierungsbedarfs für den Wohngebäudebestand nach Szenarien**

		2020	2030	[2050]
<i>Klib hoch</i>	GWh/a	12.147	26.317	76.712
<i>Klib gering</i>	GWh/a	8.201	13.919	30.818

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

### 3.3.4. Ermittlung des Strombedarfs und des tatsächlich abgerufenen Kühlbedarfs

In Kapitel 3.2.2 wurde die Annahme formuliert, dass mittelfristig der Klimatisierungsbedarf von Wohngebäuden nahezu vollständig durch strombasierte Technologien gedeckt werden wird. Daher wird der ermittelte Gesamtkühlbedarf nunmehr unter Verwendung mittlerer SEER<sup>12</sup>-Werte der Klimageräte, die auf Expertenschätzungen beruhen (Tabelle 3-14), in Strombedarf umgerechnet. Es

<sup>12</sup> Seasonal energy efficiency ratio

wurden nur strombasierte Technologien auf der Basis von Kompressionskälte berücksichtigt, da keine Anhaltspunkte dafür gefunden wurden, dass auf absehbare Zeit alternative, zum Beispiel auch erneuerbare Technologien im Wohngebäudebereich verfügbar bzw. wettbewerbsfähig werden könnten (vgl. Kapitel 3.2.2).

**Tabelle 3-14: Annahmen zur Effizienz der Klimageräte**

	2020	2030	2050
Seasonal energy efficiency ratio (SEER)	2,5	2,8	3,8

Quelle: Annahme nach Stiftung Warentest (2014)

**Tabelle 3-15: Jahressumme des Strombedarfs bei vollständiger Deckung des Klimatisierungsbedarfs des Wohngebäudebestands**

		2020	2030	[2050]
<i>Klib hoch</i>	GWh/a	4.859	9.399	20.187
<i>Klib gering</i>	GWh/a	3.280	4.971	8.110

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

Der ermittelte Wert des Klimatisierungsbedarfs der klimatisierten Wohnfläche des Wohngebäudebestandes wird nicht vollständig abgerufen, da die Nutzerhaushalte in der Regel nicht „rund um die Uhr“ klimatisieren, sondern nur zu ausgewählten Tageszeiten. In der empirischen Erhebung wurden Angaben zur Nutzung des Klimagerätes an Wochentagen und am Wochenende erfragt. Die Ergebnisse dazu sind in Tabelle 3-16 und Tabelle 3-17 zusammengestellt. Aus diesen Ergebnissen der Befragung wurden nun plausible Annahmen zur Dauer der täglichen Nutzung der Klimageräte abgeleitet (Abbildung 3-9 und Abbildung 3-10). Das Ergebnis dieser Abschätzung ist, dass die Klimageräte werktags durchschnittlich 5,4 Stunden und an Wochenendtagen durchschnittlich 5,9 Stunden betrieben werden.

Zudem mussten die konkreten Klimatisierungszeiten aus den Ergebnissen der Empirie abgeleitet werden (Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12). Diese wurden dann verschnitten mit dem zuvor berechneten stündlichen Strombedarf für die Klimatisierung. Ergebnis sind Lastkurven für den Strombedarf in den Referenzregionen, beispielhaft dargestellt für das Jahr 2030 und die Referenzregion Mannheim (Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14), sowie eine Jahressumme für den Strombedarf für die Klimatisierung für den Wohngebäudebestand (Tabelle 3-18). Demnach liegt der Jahresstrombedarf für die Klimatisierung im Jahr 2020 zwischen 886 GWh/a und 1.313 GWh/a und im Jahr 2030 zwischen 1.309 GWh/a und 2.475 GWh/a. im Jahr 2050 liegt der Strombedarf nach den beschriebenen Annahmen zwischen 2.145 GWh/a und 5.332 GWh/a.

**Tabelle 3-16: Nutzung von Klimageräten: Wie viele Stunden war das Gerät pro Tag angestellt?**

Anzahl Stunden	An Werktagen	An Wochenendtagen
Nennung in % der Befragten		
Bis 2	18	17
3	17	12
4	16	11
5	10	14
>5	26	33
keine Angabe	13	13
Summe	100	100

Quelle: ISOE, Ergebnisse der empirischen Erhebung

**Tabelle 3-17: Nutzung von Klimageräten: Zu welchen Tageszeiten war das Klimagerät an diesen Tagen normalerweise angestellt?**

Anzahl Stunden	An Werktagen	An Wochenendtagen
Nennung in % der Befragten		
abends	68	70
nachmittags	60	60
nachts	18	23
vormittags	7	11
keine Angabe	1	2

Quelle: ISOE, Ergebnisse der empirischen Erhebung

**Abbildung 3-9: Tägliche Klimatisierungsdauer an Werktagen in Stunden**

N_STUNDEN	Kategorie	% SUMME	% Schätzung	% Bereinigt um KeineAngabe	ErwartungswertStunden	
1	bis 2	18,0	6	<div><div></div></div>	6,90	0,07
2			12	<div><div></div></div>	13,79	0,28
3			17	<div><div></div></div>	19,54	0,59
4			16	<div><div></div></div>	18,39	0,74
5			10	<div><div></div></div>	11,49	0,57
6	>5	26,0	6	<div><div></div></div>	6,90	0,41
7			3,5	<div><div></div></div>	4,02	0,28
8			3	<div><div></div></div>	3,45	0,28
9			2	<div><div></div></div>	2,30	0,21
10			2	<div><div></div></div>	2,30	0,23
11			2	<div><div></div></div>	2,30	0,25
12			1	<div><div></div></div>	1,15	0,14
13			1	<div><div></div></div>	1,15	0,15
14			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,08
15			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,09
16			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,09
17			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,10
18			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,10
19			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,11
20			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,11
21			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,12
22			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,13
23			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,13
24			0,5	<div><div></div></div>	0,57	0,14
			SUMME	100,00	5,39	

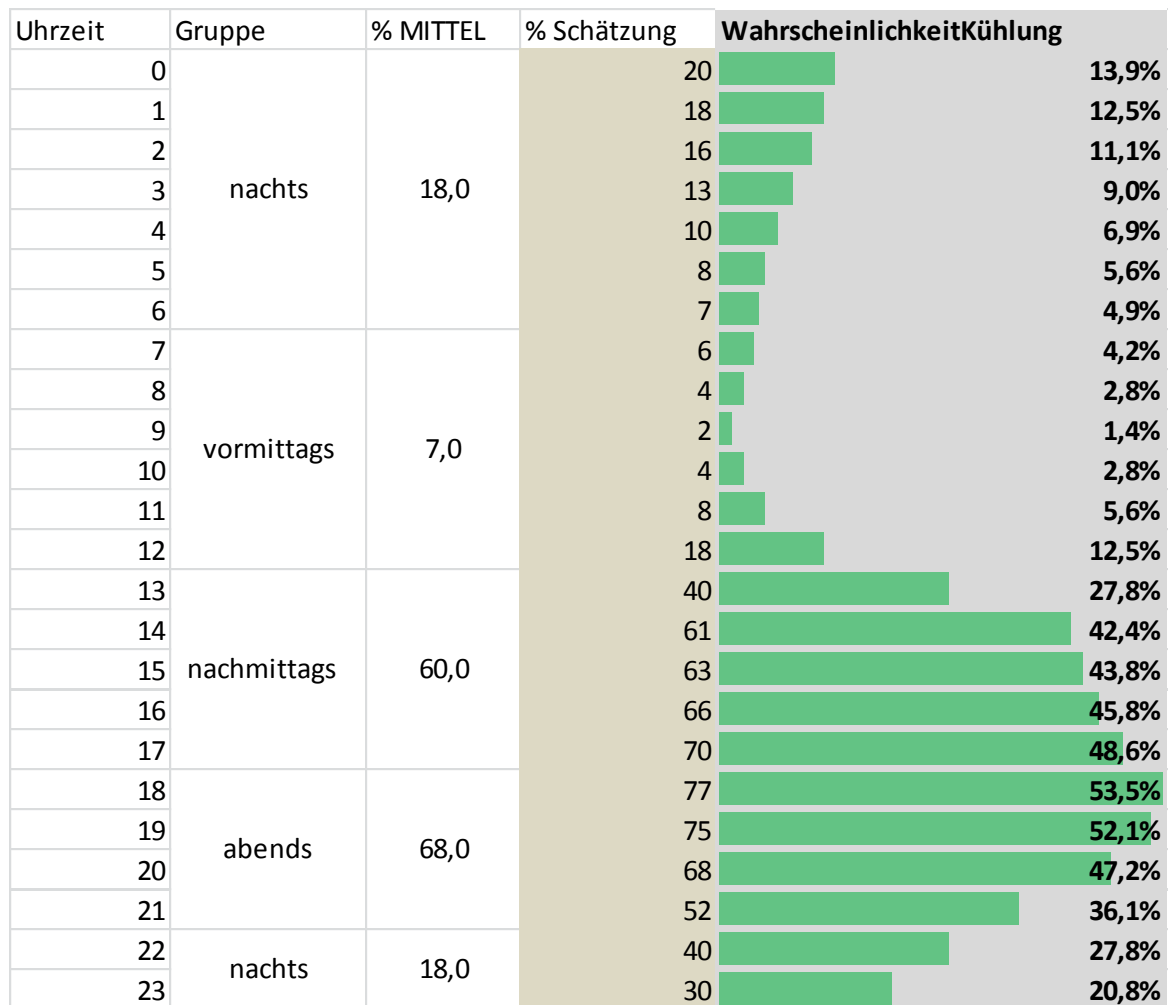
Quelle: Öko-Institut e.V.

**Abbildung 3-10: Tägliche Klimatisierungsdauer an Wochenendtagen in Stunden**

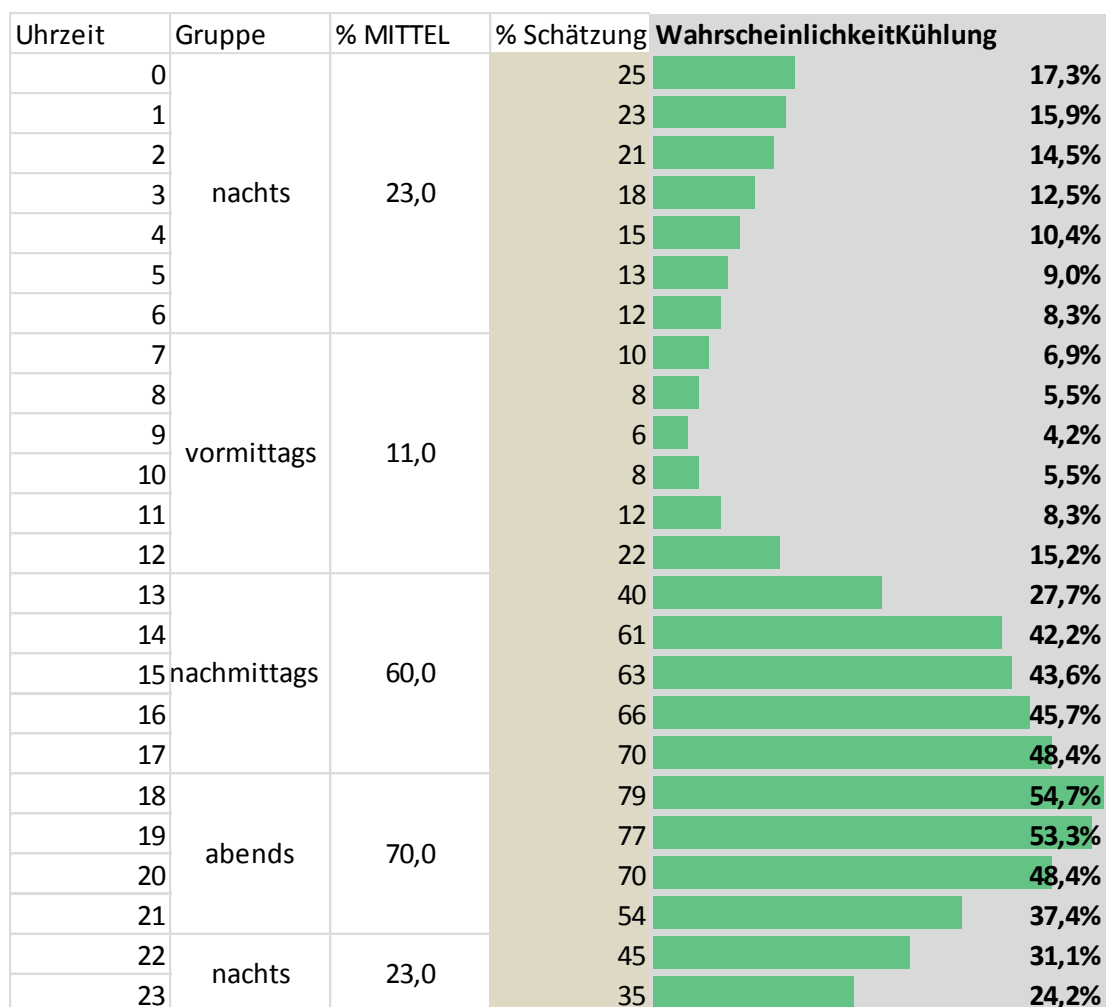
N_STUNDEN	Kategorie	% SUMME	% Schätzung	% Bereinigt um KeineAngabe	ErwartungswertStunden
1	bis 2	16,0	4	<div></div> 4,60	0,05
2			12	<div></div> 13,79	0,28
3			12,5	<div></div> 14,37	0,43
4			13	<div></div> 14,94	0,60
5			12,5	<div></div> 14,37	0,72
6	>5	33,0	7	<div></div> 8,05	0,48
7			5	<div></div> 5,75	0,40
8			4	<div></div> 4,60	0,37
9			4	<div></div> 4,60	0,41
10			3	<div></div> 3,45	0,34
11			1,5	<div></div> 1,72	0,19
12			1,5	<div></div> 1,72	0,21
13			1,5	<div></div> 1,72	0,22
14			0,5	<div></div> 0,57	0,08
15			0,5	<div></div> 0,57	0,09
16			0,5	<div></div> 0,57	0,09
17			0,5	<div></div> 0,57	0,10
18			0,5	<div></div> 0,57	0,10
19			0,5	<div></div> 0,57	0,11
20			0,5	<div></div> 0,57	0,11
21			0,5	<div></div> 0,57	0,12
22			0,5	<div></div> 0,57	0,13
23			0,5	<div></div> 0,57	0,13
24			0,5	<div></div> 0,57	0,14
					SUMME

Quelle: Öko-Institut e.V.

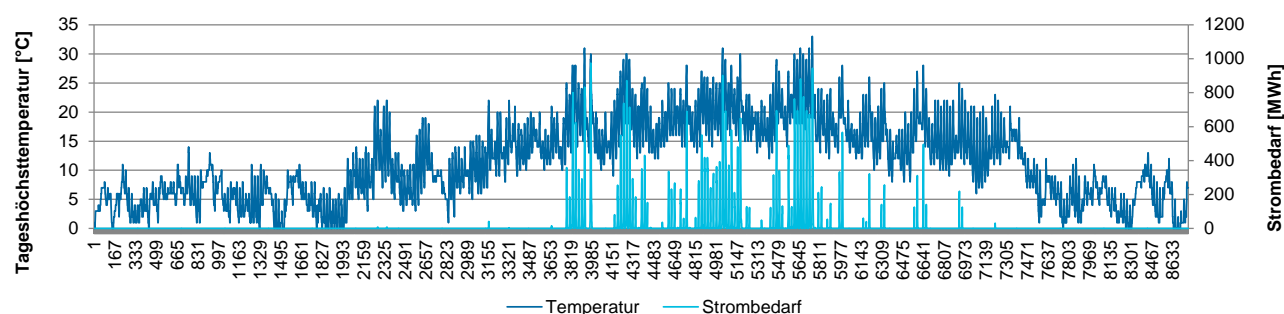
**Abbildung 3-11: Tägliche Klimatisierungszeiten an Werktagen nach Uhrzeit**



Quelle: Öko-Institut e.V.

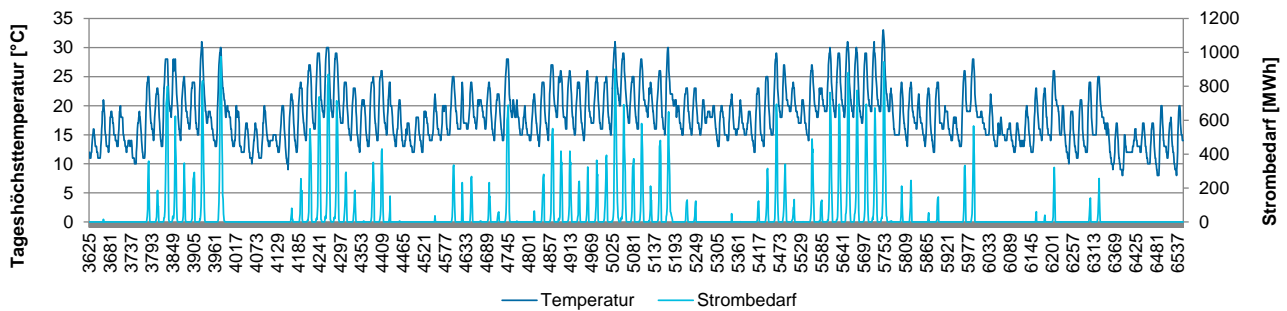
**Abbildung 3-12: Tägliche Klimatisierungszeiten an Wochenendtagen nach Uhrzeit**

Quelle: Öko-Institut e.V.

**Abbildung 3-13: Lastkurve des Strombedarfs für das Jahr 2030, Referenzregion Mannheim, Szenario 1 – Klib hoch**

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

**Abbildung 3-14: Lastkurve des Strombedarfs für den 01.06.-30.09.2030, Referenzregion Mannheim, Szenario 1 – Klib hoch**



Quelle: Öko-Institut e.V.

**Tabelle 3-18: Jahressumme des Strombedarfs für die Klimatisierung bei Berücksichtigung der Klimatisierungszeiten**

		2020	2030	[2050]
<i>Klib hoch</i>	GWh/a	1.313	2.475	5.332
<i>Klib gering</i>	GWh/a	886	1.309	2.145

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

### 3.3.5. Regionalisierung der Ergebnisse auf Bundeslandebene als Input für Powerflex

Als Inputdaten für Powerflex waren Lastkurven für den stündlichen Strombedarf für die Wohngebäudeklimatisierung auf Bundeslandebene erforderlich. Daher wurden die ermittelten stündlichen Strombedarfe der Referenzregionen anhand der Bevölkerung auf die Bundesländer herunter gebrochen (vergleiche dazu auch Kapitel 3.3.3). Das Ergebnis ist als Summe in Tabelle 3-19 dargestellt.



**Tabelle 3-19: Jahressumme des Strombedarfs für die Klimatisierung bei Berücksichtigung der Klimatisierungszeiten nach Bundesländern**

	Klib gering			Klib hoch		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
	GWh/a					
Baden-Württemberg	172,3	324,9	699,9	116,3	171,8	281,5
Bayern	204,1	384,8	829,0	137,8	203,5	333,4
Berlin	55,0	103,8	223,5	37,1	54,9	89,9
Brandenburg	39,9	75,3	162,2	27,0	39,8	65,2
Bremen	10,7	20,1	43,4	7,2	10,6	17,4
Hamburg	28,3	53,3	114,8	19,1	28,2	46,2
Hessen	98,1	184,9	398,4	66,2	97,8	160,2
Mecklenburg-Vorpommern	26,1	49,2	106,0	17,6	26,0	42,6
Niedersachsen	126,8	239,1	515,1	85,6	126,4	207,2
Nordrhein-Westfalen	286,1	539,6	1.162,4	193,2	285,4	467,5
Rheinland-Pfalz	65,0	122,7	264,2	43,9	64,9	106,3
Saarland	16,2	30,6	65,8	10,9	16,2	26,5
Sachsen	66,0	124,5	268,2	44,6	65,8	107,9
Sachsen-Anhalt	36,8	69,5	149,6	24,9	36,7	60,2
Schleswig-Holstein	45,7	86,3	185,8	30,9	45,6	74,7
Thüringen	35,4	66,7	143,7	23,9	35,3	57,8
Summe	1.312,5	2.475,3	5.332,0	886,2	1.308,9	2.144,5

Quelle: Berechnung Öko-Institut e.V.

### 3.4. Einordnung der Ergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Politik (Arbeitsschritt 2.5)

Die Ergebnisse der durchgeführten Szenariorechnungen werden verglichen mit Angaben in anderen Studien. So wird in den Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) in Anlehnung an Riviere et al. (2008) und eine darauf aufbauende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2010)<sup>13</sup> der zukünftige Bestand an Klimageräten und dessen

<sup>13</sup> Kapitel 5.2.1

Stromverbrauch abgeschätzt. In Tabelle 3-20 sind die Ergebnisse aus Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) und der hier durchgeführten Berechnung gegenübergestellt.

Generell liegen die in Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015) ausgewiesenen zu erwartenden Stromverbräuche für die Klimatisierung im Jahr 2050 höher als in der hier vorliegenden Berechnung. Zwischen dem Szenario KS 80 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) und dem Szenario Klib hoch ergibt sich eine Abweichung von etwa 10%, im Szenario KS 95 liegt der erwartete Stromverbrauch bei mehr als dem Doppelten des Szenarios Klib gering. Es wird jedoch deutlich, dass schon der Ausgangswert für das Jahr 2010 in (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) bereits nahezu so hoch ist wie der erste für das Jahr 2020 bestimmte Wert in der vorliegenden Untersuchung (Tabelle 3-20). Für die sehr deutliche Zunahme in allen drei Klimaschutzszenarien um etwa das 4fache zwischen 2010 und 2020 gibt es aus der jetzigen Szenarioberechnung keine Hinweise, sie erscheint stark überschätzt. Zwischen den Jahren 2030 und 2050 gibt es in den Klimaschutzszenarien hingegen keine massive Zunahme des Stromverbrauchs mehr, im Szenario KS 95 sogar einen Rückgang. Die Ergebnisse der vorliegenden Szenariorechnungen zeigen dagegen, dass weiterhin mit einer deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs für die Klimatisierung gerechnet werden muss, mit großen Unterschieden zwischen den beiden Szenarien, d.h. in Abhängigkeit vom Umfang der energetischen Ertüchtigung des Gebäudebestands und der erzielten Sanierungstiefe.

**Tabelle 3-20: Vergleich der Ergebnisse verschiedener Studien zum Strombedarf für die Wohngebäudeklimatisierung bis 2050**

Szenario		2010	2020	2030	2040	2050
AMS*	GWh/a	833	3.472	6.167	6.694	6.750
KS 80*	GWh/a	833	3.333	5.500	5.833	5.833
KS 95*	GWh/a	833	3.194	5.111	5.139	4.889
Klib hoch			1.313	2.475		5.332
Klib gering			886	1.309		2.145

Quelle: \*(Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015), Tabellen 5-16, 5-17 und 5-18

Für die Politik ergeben sich aus den Ergebnissen folgende Hinweise:

- Aktuell ist der Strombedarf für die Klimatisierung von Wohngebäuden nach Erkenntnissen dieser Untersuchung geringer als in bisherigen Studien abgeschätzt.
- Bis 2050 muss jedoch mit einer deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs für die Klimatisierung gerechnet werden. Treiber dieser Zunahme sind ein verändertes Nutzerverhalten, die Zunahme der Wohnfläche und der Zahl der Haushalte sowie die zunehmenden Sommertemperaturen. Auch Temperaturzunahmen in den Übergangsjahreszeiten tragen zum wachsenden Klimatisierungsbedarf bei.
- Perspektivisch, das heißt über das Jahr 2050 hinaus, muss aufgrund der weiteren Zunahme der Temperaturen infolge des Klimawandels eher mit einer weiteren deutlichen Steigerung des Strombedarfs für die Klimatisierung von Wohngebäuden gerechnet werden.
- Der Anteil des Strombedarfs für die Klimatisierung am gesamten Strombedarf privater Haushalte (ohne Strombedarf für Heizung und Warmwasserbereitung) beträgt nach diesen Szenariorechnungen im Jahr 2050 zwischen 3% und 6%. (verglichen mit den Ergebnissen

der Modellierung der Energienachfrage privater Haushalte nach Anwendungsgruppen im KS 80 und im KS 95, Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015).

- Eine wesentliche sommerliche Wärmequelle bei unsanierten Gebäuden ist die Transmissionswärme mit über 50 % der Wärmeeinträge an Sommertagen (im unsanierten EFH bei 35 Grad Tageshöchsttemperatur). Daraus folgt, dass der energetische Zustand der Gebäudehülle auch für den sommerlichen Kühlbedarf entscheidend ist. Eine Realisierung hoher energetischer Standards dient somit nicht nur der Reduktion des Heizwärmebedarfs, sondern auch der Minderung des Klimatisierungsbedarfs.
- Die Sonnenschutzvorrichtungen an Fenstern und die Ausrichtung der Gebäude sind ebenfalls wesentliche Einflussgrößen für die Höhe des Kühlbedarfs. Dies sollte bei der Planung von Baugebieten Berücksichtigung finden. Die Ergänzung von Sonnenschutzvorrichtungen in Gebäudebestand kann ggf. durch geeignete Politikinstrumente forciert werden.

## 4. Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot (Arbeitspaket 3)

Die beiden volatilen und wetterabhängigen erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne sind aufgrund der kontinuierlichen Zunahme der installierten Leistung sowie der regionalen Verteilung in Deutschland für die Modellierung des deutschen Stromsystems besonders relevant.

In diesem Arbeitspaket wird daher durch den Auftragnehmer ForWind GmbH in Oldenburg ein einjährigen Standard-Datensatz für Einspeisezeitreihen von Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik in Deutschland für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 erstellt.

Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Die räumliche Auflösung umfasst die 16 Bundesländer in Deutschland, so dass ein lokal differenzierter Zubau betrachtet werden kann. Zudem wird die heute absehbare technologische Entwicklung der PV- und Windenergieanlagen berücksichtigt.

### 4.1. Methodik der EE-Profilberechnung

Gerade die beiden volatilen, wetterabhängigen Erneuerbare Energiequellen Wind und Solarstrahlung sind aufgrund ihres großen Potenzials und der hohen Zubaudynamik für die Modellierung des deutschen Stromsystems besonders relevant.

Im Gegensatz dazu kann die Stromerzeugung aus Wasserkraft auch mit historischen Profilen modelliert werden, da in Deutschland nur noch ein begrenzter Zubau erwartet wird. Geothermie und Biomasse lassen sich wetterunabhängig einsetzen und werden deshalb analog zur konventionellen Stromerzeugung modelliert.

#### 4.1.1. Berechnung der Photovoltaik-Einspeisung

Zur Berechnung von PV-Einspeisezeitreihen werden keine Strahlungsdaten aus Wettermodellen verwendet, da diese räumlich und zeitlich stark gemittelte Werte zur Folge haben. Studien der Universität Oldenburg haben dagegen gezeigt, dass Strahlungsmessungen und Wolkenbilder von Wettersatelliten sehr gute Ergebnisse liefern (Hammer et al. 2003).

Für das vorliegende Projekt dienen Daten des Wettersatelliten METEOSAT-9 (MSG-2)<sup>14</sup> für das Jahr 2011 als Grundlage für die Solarstromberechnungen. Die horizontale Auflösung der METEOSAT-9-Datenpixel beträgt über Deutschland ca. 1,2km x 1,8km.

Aus den Wetterdaten des Satelliten (Globalstrahlung, Bewölkung, Aerosoldichte etc.) sowie zusätzlichen Daten aus einem Wettermodell (z.B. die Lufttemperatur in 2m Höhe) wird die nutzbare Strahlungsleistung auf der geeigneten PV-Anlagenfläche bestimmt. Mit bisherigen bzw. zu erwartenden Leistungskennlinien der PV-Module kann anschließend die Stromerzeugung berechnet werden. Dabei werden geeignete Annahmen zur zukünftigen Richtungsverteilung der Anlagen gemacht. Die Berechnung der stündlichen Stromeinspeisungswerte aus Photovoltaik wurde in diesem Projekt mit der bewährten HELIOSAT-Methode durchgeführt (Hammer et al. 2003).

#### 4.1.2. Berechnung der Windstrom-Einspeisung

Für die Berechnung von Zeitreihen der deutschlandweiten Windstromeinspeisung eignen sich ausschließlich Windgeschwindigkeitsdaten aus Wettermodellen, die in einer hohen horizontalen Auflö-

<sup>14</sup> <http://www.eumetsat.int/website/home/Satellites/CurrentSatellites/Meteosat/index.html>

sung vorliegen. Die wenigen kontinuierlichen und frei verfügbaren Windgeschwindigkeitsmessungen in Höhen, die den Nabenhöhen heutiger Windkraftanlagen entsprechen, sind zu weit voneinander entfernt, um daraus die räumliche und zeitliche Dynamik von Windgeschwindigkeitsfeldern in verschiedenen Höhen über Grund ermitteln zu können.

ForWind verwendet seit vielen Jahren unterschiedliche Quellen von Wetterdaten, z.B. operationelle Analysen und Vorhersagen des Deutschen Wetterdienstes DWD, Reanalysen des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF<sup>15</sup>) sowie amerikanische Wetter-Modelle (wie z.B. das Modell GFS und NCEP-Reanalysen).

Für das vorliegende Projekt kamen eigene Wettersimulationen mit dem WRF-Modell<sup>16</sup> zum Einsatz, die mit globalen Wetter-Reanalyse-Daten des ECMWF angetrieben wurden (ERA-Interim<sup>17</sup>). Die horizontale Auflösung der WRF-Daten beträgt in diesem Fall 9 km.

An den Gitterpunkten des Modells wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bestimmt und anschließend mit einer empirisch angepassten Leistungskurve die Stromerzeugung berechnet. Technische Verluste sowie Abschattungseffekte führen zu einer verminderten Einspeisung.

#### 4.1.3. Inputdaten und Input-Parameter

Die zentralen Input-Daten und Input-Parameter für die hier berechneten EE-Profile für Deutschland sind:

- Wind- und Strahlungsdaten,
- die angenommene räumliche Verteilung der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen,
- die angenommene technologische Zusammensetzung der Windenergie- und PV-Anlagen.

Zur Parametrisierung der räumlichen Verteilung mussten Annahmen über die absolute Kapazitätsentwicklung für Wind und PV bis zum Jahr 2050 getroffen werden. Dafür wurde eine Kapazitätsentwicklung unterstellt, die sich an den Klimaschuttszenarien 2050 (2. Modellierungsrunde) mit einem Langfristziel einer Emissionsminderung von 80% bis 2050 gegenüber 1990 orientiert (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015). Es war nicht das Ziel, eine zukünftige, optimale Kapazitätsentwicklung zu prognostizieren, sondern skalierungsfähige Zeitreihen zu entwickeln, die je nach Szenario der jeweils unterstellten Kapazität angepasst werden können.

#### 4.1.4. Wetterjahr

Aufgrund der generellen Datenverfügbarkeit kamen für dieses Projekt die Wetterjahre bis einschließlich 2012 in Frage. Dabei zeigte sich, dass das Wetterjahr 2011 in Bezug auf wichtige meteorologische Datensätze, die zur Validierung der Simulationen dienen, deutlich weniger Datenlücken aufweist als das Wetterjahr 2012.

Das Wetterjahr 2011 war bezogen auf den „Windpark Deutschland“ mit rund 1750 Vollbenutzungsstunden im langfristigen Vergleich ein relativ durchschnittliches Windjahr. Das Wetterjahr 2012 stellt sich dagegen mit rund 1530 Vollbenutzungsstunden als ein unterdurchschnittliches Windjahr dar.

---

<sup>15</sup> <http://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets>

<sup>16</sup> <http://www.wrf-model.org/index.php>

<sup>17</sup> <http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim>

Das Wetterjahr 2012 ist daher nicht repräsentativ genug für den Zweck dieser Studie, auch in Bezug auf große Schwankungen beim Windstrom.

Mit Blick auf die Temperaturen zeigt sich, dass das Wetterjahr 2011 ein für den Klimawandel etwas typischeres Jahr ist als das Jahr 2012: Der deutschlandweite Jahresmittelwert der Temperatur lag bei 9,6°C, im Gegensatz zum Jahr 2012 mit 9,1°C (Quelle: DWD).

Aus diesen Gründen wurde im Projekt-Konsortium entschieden, die Wind- und Strahlungsdaten für das Wetterjahr 2011 als Input für die verwendeten Modelle zu nutzen. Der Zweck dieser Zeitreihen liegt darin, für die Modellierung repräsentative Zeitreihen zur Verfügung zu stellen, die eine möglichst wahrscheinliche EE-Erzeugung in den zukünftigen Stützjahren simuliert.

Für zukünftige Studien ist es wünschenswert, mindestens 10 Wetterjahre zu verwenden, um die klimatologische Variabilität bei Wind und Solarstrahlung ausreichend berücksichtigen zu können. Dies war im gesamten Rahmen dieses Projektes nicht vorgesehen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, auch um Extremsituationen wie eine „Dunkelflaute“ statistisch beurteilen zu können.

## 4.2. Berechnung der Einspeisepprofile für PV

### 4.2.1. Räumliche und technologische Entwicklung für Photovoltaik

Der hier verwendete Ausbaukorridor für PV (Tabelle 4-1) ist angelehnt an die Rahmendaten im Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014).

**Tabelle 4-1: Verwendete Kapazitätsentwicklung für PV und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer**

	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Deutschland</b>	<b>35,3 GW</b>	<b>53 GW</b>	<b>75 GW</b>	<b>97 GW</b>	<b>120 GW</b>
BY	29,8%	27,6%	27,6%	27,2%	27,0%
BW	13,0%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%
NW	11,3%	10,8%	10,7%	11,0%	11,0%
NI	9,4%	9,9%	9,8%	10,0%	10,0%
BB	7,4%	8,2%	8,0%	8,1%	8,1%
RP	5,1%	5,3%	5,2%	5,3%	5,3%
HE	4,5%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%
ST	4,2%	4,9%	5,0%	4,9%	5,0%
SN	4,0%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%
SH	4,0%	4,6%	4,5%	4,5%	4,3%
MV	2,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%
TH	2,8%	2,9%	3,0%	2,8%	2,9%
SL	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
BE	0,3%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%
HB	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,4%
HH	0,0%	0,0% <sup>18</sup>	0,2%	0,2%	0,2%

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

In den Berechnungen wurde außerdem angenommen, dass die räumliche Verteilung der PV-Anlagen innerhalb eines Bundeslandes ausgehend von der jetzigen Verteilung immer homogener wird, bis sie 2050 eine Gleichverteilung innerhalb des jeweiligen Bundeslandes erreicht (Tabelle 4-2). Diese Annahme, die nicht der zu erwartenden Siedlungsstruktur entspricht, wurde als Hilfsmittel verwendet, um einen größeren räumlichen Ausgleich zu simulieren. Gerechtfertigt wird sie durch die Erkenntnis, dass die räumliche Verteilung innerhalb eines Bundeslands eine sehr geringe Sensitivität in Bezug auf die Ergebnisse aufweist.

<sup>18</sup> Da im Szenariojahr 2020 in Hamburg noch eine installierte Leistung i.H.v. 0 MW angenommen wird, existiert kein separates Profil für diesen Fall. Der Datensatz der normierten Profile wurde an dieser Stelle um das normierte Profil Hamburgs in 2030 ergänzt.

**Tabelle 4-2: Räumliche Verteilung der berücksichtigten PV-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes**

2020	2030	2040	2050
Orientiert an EEG-Anlagenregister 2015 und eigener Datenbank	wie 2020, aber mit 33% Gleichverteilung	wie 2020, aber mit 67% Gleichverteilung	zu 100% gleichverteilt

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

Bei der technologischen Zusammensetzung des Anlagenbestandes für PV wurde davon ausgegangen, dass im Vergleich zum heutigen Anlagenbestand ein verstärkter Zubau an Hausdachanlagen zur Eigenstromerzeugung stattfindet sowie ein nur mäßiger Zubau an Freiflächenanlagen. Es wird angenommen, dass die durch eine suboptimale Ausrichtung von Dachflächen bedingten Nachteile näherungsweise vom Fortschritt bei der Anlagentechnik ausgeglichen werden können (Tabelle 4-3).

**Tabelle 4-3: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von PV-Anlagen in Deutschland**

	2011	2020	2030	2040	2050
Anteil Hausdachanlagen	70%	72,5%	75%	77,5%	80%
Anteil Freiflächenanlagen	30%	27,5%	25%	22,5%	20%
Performance Ratio	0,7	0,75	0,8	0,825	0,85

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

Im Falle der Photovoltaik wurden aus den Satellitendaten und weiteren Wetterdaten (Globalstrahlung, Bewölkung, Aerosoldichte, 2m Temperatur etc.) die nutzbare Strahlungsleistung auf der geneigten PV-Anlagenfläche bestimmt und mit bisherigen bzw. zu erwartenden Leistungskennlinien der Module die Stromerzeugung berechnet. Dabei wurden bewährte Annahmen zur zukünftigen Richtungsverteilung der Anlagen gemacht.

Grundlage für die räumlich hoch aufgelöste Darstellung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik (PV) sind die Daten des geostationären Wettersatelliten METEOSAT. Hierdurch ist eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Datenbasis mit einer gleichmäßigen und sehr gut quantifizierbaren Genauigkeit verfügbar. Die mit der HELIOSAT-Methode bestimmten Solarstrahlungswerte auf der horizontalen Fläche wurden in einem weiteren Arbeitsschritt auf geneigte Empfängerflächen umgerechnet und sodann in eine vom PV-System abgegebene Leistung übertragen. Schließlich wurden die Leistungswerte entsprechend der Ausbau-Szenarien räumlich aggregiert. Für eine ausführliche Darstellung der HELIOSAT-Methode sei auf (Hammer et al. 2003) verwiesen.



#### 4.2.2. Bewölkungsgrad und Solarstrahlung am Boden

Der Bewölkungsgrad wird durch den dimensionslosen *Cloud Index* charakterisiert, der ein relatives Maß für den Bewölkungszustand in einem Pixel darstellt (0 = wolkenfrei, 1 = maximal bewölkt). Es lässt sich dabei zeigen, dass ein einfacher statistischer Zusammenhang zwischen dem *Cloud Index* und der mit der Einstrahlung bei klarem Himmel normierten Solarstrahlung existiert. Diese normierte Einstrahlung wird allgemein als *Clearsky Index* bezeichnet. Der *Clearsky Index* stellt die relative Abweichung der tatsächlichen Einstrahlung von einer aus einem Modell abgeleiteten theoretischen Einstrahlung bei wolkenfreiem Himmel dar.

Ursache für diese Abweichung ist neben der Bewölkung der Gehalt an Wasserdampf und Aerosol in der Atmosphäre. Die Solarstrahlung am Erdboden lässt sich somit als das Produkt von aus den Satellitendaten bestimmtem *Clearsky Index* und der aus einem Modell abgeleiteten Solarstrahlung bei wolkenlosem Himmel beschreiben.

#### 4.2.3. Bestimmung der Solarstrahlung auf geneigte Flächen

Die mit der HELIOSAT-Methode bestimmte Solarstrahlung entspricht derjenigen auf eine horizontale Fläche. Zur Verwendung der Solarstrahlung auf eine geneigte Empfängerfläche, z.B. für Photovoltaik-Systeme, muss diese daher umgerechnet werden. Hierfür stehen empirische Modelle zur Verfügung (z.B. Skartveit et al. 1998), die auf einer Trennung der Solarstrahlung in ihre Direkt- und Diffusanteile beruhen und die dann separat umgerechnet werden. Die Umrechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche ist lediglich von der bekannten Geometrie abhängig und somit exakt. Eine korrekte Umrechnung der Diffusstrahlung hingegen erfordert Annahmen zur Richtungsverteilung der diffusen Himmelsstrahlung, die in der Regel nicht isotrop ist. Hierfür stehen bewährte empirische Modelle zur Verfügung (z.B. Klucher 1979), die für viele unterschiedliche Standorte gut validiert sind.

#### 4.2.4. Berechnung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik

Für jeden Gitterpunkt wird auf diese Weise zunächst die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche und in einem weiteren Schritt hieraus die Einstrahlung auf weitere 54 unterschiedlich geneigte Flächen berechnet. Diese unterschiedlichen Ausrichtungen decken den Bereich realistischer Ausrichtungen der PV-Anlagen ab (Azimuth: Süd +/- 90°; Neigung: 5°-55°).

Um eine realistische Verteilung der vorkommenden Azimuth-Ausrichtungen und Neigungswinkel der in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen zu berücksichtigen, wurde eine nicht-öffentliche Datenbasis der Universität Oldenburg von mehr als 10.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 1 GW<sub>p</sub> verwendet. Daraus werden Gewichtungskoeffizienten für jede der 54 Ausrichtungen bestimmt und auf diese Weise eine für die Gesamtheit aller Anlagen mit ihren unterschiedlichen Ausrichtungen repräsentative Zeitreihe der Einstrahlung bestimmt.

Weiterhin wurden die Photovoltaik-Anlagen entsprechend ihrer Nennleistung in zwei Klassen eingeteilt, um Unterschiede in der Verteilung der Ausrichtung zu berücksichtigen:  $P \leq 100 \text{ kW}_p$  und  $P > 100 \text{ kW}_p$ . Die Orientierung großer Anlagen ist in der Regel hinsichtlich maximalen Ertrags optimiert, während kleine Anlagen wegen der z.B. von verfügbaren Dachflächen vorgegebenen Orientierung häufig suboptimal ausgerichtet sind.

Für jede Stunde des Berechnungszeitraums wurden schließlich aus den verfügbaren Viertelstundenwerten über eine optimierte räumliche Mittelung die Stundenmittelwerte für die gewünschten Gitterpunkte berechnet.

Die Leistungsberechnung für jeden Gitterpunkt erfolgt unter der Annahme, dass sämtliche Abweichungen von den Datenblattangaben der Photovoltaikmodule generalisiert über die dimensionslose Maßzahl *Performance Ratio* dargestellt werden können. Durchschnittswerte für heutige Anlagen liegen zwischen 0,7 und 0,75, für zukünftige Anlagen wird ein Wert von bis zu 0,85 angenommen (vgl. Tabelle 4-7).

Mit der Verwendung der *Performance Ratio* werden somit alle zusätzlichen Einflussfaktoren auf die Leistung pauschal zusammengefasst. Die wesentlichen Einflüsse sind: Modultemperatur, Solarstrahlung, Verschattungen, Verschmutzung, Wirkungsgrad, Leitungsverluste, Wechselrichterverluste sowie Spektraleffekte.

Wir unterstellen, dass die steigende *Performance Ratio* die ungünstiger werdenden Ausrichtungen der zusätzlichen Hausdachanlagen ausgleichen wird.

#### 4.2.5. Ergebnis der Berechnung für PV-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei „[Generische Einspeisezeitreihen der Photovoltaik 2020 2050.xlsx](#)“ dargestellten PV-Einspeisezeitreihen für Deutschland und auf Bundeslandebene. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 4-4 dargestellten Kennzahlen auf.

**Tabelle 4-4: Kennzahlen der berechneten und normierten PV-Profile**

	2020	2030	2040	2050
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	1039 h	1038 h	1036 h	1035 h
Minimalwert	0%	0%	0%	0%
Maximalwert	75,6%	75,6%	75,7%	75,7%
Mittelwert	11,9%	11,8%	11,8%	11,8%
Standardabweichung	17,9%	17,8%	17,8%	17,8%

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg (eigene Berechnung)

### 4.3. Berechnung der Einspeiseprofile für Onshore Wind

#### 4.3.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Onshore Wind

Der verwendete Ausbaurridor für Onshore Wind (Tabelle 4-5) orientiert sich an den Rahmendaten im Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014).

**Tabelle 4-5: Verwendete Kapazitätsentwicklung für Onshore Wind und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer**

	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Deutschland</b>	<b>33,7 GW</b>	<b>50 GW</b>	<b>70 GW</b>	<b>80 GW</b>	<b>90 GW</b>
NI	22,3 %	20 %	19,3 %	18,5 %	17,6 %
BB	15,3 %	13,6 %	12,8 %	12,0 %	11,1 %
ST	12,3 %	9,1 %	8,1 %	7,0 %	6,0 %
SH	11,2 %	11,4 %	11,9 %	12,4 %	12,8 %
NW	10,2 %	11,1 %	11,6 %	12,0 %	12,5 %
RP	6,6 %	8,2 %	7,6 %	7 %	6,4 %
MV	6,6 %	7,7 %	8,8 %	9,8 %	10,8 %
BY	3,2 %	4,5 %	5,0 %	5,5 %	6,1 %
TH	3,2 %	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,1 %
SN	3,0 %	2,6 %	2,3 %	2,0 %	1,7 %
HE	2,8 %	3,4 %	3,5 %	3,7 %	4,0 %
BW	1,8 %	3,5 %	4,3 %	5,3 %	6,2 %
SL	0,6 %	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,4 %
HB	0,6 %	0,4 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %
HH	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %
BE	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %

Quelle: ForWind GmbH

Die Stadtstaaten Hamburg, Bremen und Berlin weisen zwar marginale installierte Leistungen in den Szenariojahren 2020 – 2050 auf. Aufgrund der kleinen Fläche und der geringen Anlagenzahl wurde für die Stadtstaaten jedoch kein individuelles charakteristisches Profil berechnet. Die wenigen zu erwartenden Windkraftanlagen der Stadtstaaten wurden in der Modellierung den benachbarten Flächenländern zugeordnet (Hamburg → Schleswig-Holstein, Bremen → Niedersachsen, Berlin → Brandenburg).

Innerhalb eines Bundeslandes wird ausgehend von den konkreten Standorten im EEG-Anlagenregister die Tendenz hin zu einem zunehmend gleichverteilten Anlagenpark unterstellt (Tabelle 4-6).

**Tabelle 4-6: Räumliche Verteilung der berücksichtigten Onshore-Wind-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes**

2020	2030	2040	2050
Orientiert an EEG-Anlagenregister 2015	50% EEG-Anlagenregister 2015, 50% gleichverteilt	25% EEG-Anlagenregister 2015, 75% gleichverteilt	Überwiegend gleichverteilt

Quelle: ForWind GmbH

Für die Fortschreibung in die Zukunft sind die zu erwartenden Erhöhungen der durchschnittlichen Nabenhöhen und der Rotor-zu-Generator-Verhältnisse zu berücksichtigen (Tabelle 4-7). Die technologische Zusammensetzung des Anlagenbestandes für Onshore Wind orientiert sich dabei beginnend vom heutigen Anlagenbestand an einem verstärkten Zubau von Anlagen mit höheren Türmen (>150 m) und Schwachwindanlagen (mit spezifischen Rotorkreisflächen von 4,5 m<sup>2</sup>/kW wie z.B. bei der N117; bisher betrug die spezifische Rotorkreisfläche des Zubaus in Deutschland 2,6 m<sup>2</sup>/kW) (Deutsche WindGuard 2014). Dies führt zu einem deutlich steigenden Anteil von Schwachwindanlagen bis zum Jahr 2050.

**Tabelle 4-7: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland**

	2011	2020	2030	2040	2050
Nabenhöhe	75 m	95 m	120 m	135 m	150 m
Rotordurchmesser	60 m	80 m	110 m	130 m	150 m
Nennleistung	1,3 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW
Anteil Schwachwindanlagen		37%	47%	60%	80%
Anteil Starkwindanlagen		63%	53%	40%	20%

Quelle: ForWind GmbH

#### 4.3.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Onshore-Wind-Anlagen

Die Windleistungsberechnung basiert in erster Linie auf der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. ForWind verwendet zu diesem Zweck seit 2007 eigene Wettersimulationen mit dem WRF-Modell. Für den Antrieb mit globalen Wetterdaten wurden hier Reanalyse-Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfrist-Wettervorhersagen (ECMWF) verwendet. Die horizontale Auflösung der verwendeten WRF-Daten beträgt 9 km, die vertikale Auflösung mit 62 Höheneinteilungen ergibt sich aus 10 Einteilungen in den unteren 200 m der Atmosphäre und 52 Einteilungen über 200 m.

Die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in der jeweiligen mittleren Nabenhöhe in Windleistung erfolgt mit Hilfe einer sogenannten regionalen Leistungskurve. Zunächst wird hierfür die regionale

Leistungskurve nach McLean (2008) benutzt. Sie basiert auf den Leistungskurven von tatsächlich installierten Anlagen und berücksichtigt im Gegensatz zu Einzelanlagenleistungskurven oder Leistungskurven von Windparks großräumige Effekte, wie z.B. Leistungsdefizite durch richtungsabhängige Wirbelschleppen, Anlagenwartung, elektrische Leitungsverluste, die Heterogenität der Anlagentypen und die räumliche Vergleichmäßigung von Vorhersagefehlern.

Die regionale Leistungskurve wurde für die Verwendung von numerischen Wettersimulationen entwickelt und die Methode von (McLean 2008) wurde bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Artikeln verwendet (Arturs Purvins et al. 2012) (Reichenberg et al. 2014) (Lisa Göransson und Filip Johnsson 2013) (Lisa Göransson et al. 2014). Die McLean'schen Leistungskurven wurden dort jeweils unverändert verwendet, eine Anpassung an systematische Modellfehler wurde in den genannten Studien nicht diskutiert. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurde die Kurve von McLean mit einem Optimierungsalgorithmus an die vorhandenen Einspeise-Daten aus den vier deutschen Regelzonen angepasst.

#### 4.3.3. Ergebnis der Berechnung für Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei „[Generische Einspeisezeitreihen der Onshore Windenergie 2020 2050.xlsx](#)“ dargestellten Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen für Deutschland und auf Bundeslandebene. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 4-8 dargestellten Kennzahlen auf.

Um auch für die drei Stadtstaaten eigene Zeitreihen zu erhalten, hat das Öko-Institut die normierten Zeitreihen benachbarter Flächenländer auf die einzelnen Stadtstaaten übertragen (Hamburg → Schleswig-Holstein, Bremen → Niedersachsen, Berlin → Brandenburg) und mit der jeweiligen (relativ kleinen) installierten Kapazität skaliert. Das bedeutet, dass die resultierenden Zeitreihen der Stadtstaaten genau die gleiche Variabilität wie die des jeweiligen Flächenlandes aufweisen und die Korrelation 100% beträgt. Die Variabilität von Einspeisezeitreihen einzelner Anlagen oder Anlagenparks ist in der Realität allerdings größer als die Variabilität der aggregierten Einspeisezeitreihe eines Flächenlandes.

**Tabelle 4-8: Kennzahlen der berechneten und normierten Onshore-Wind-Profile**

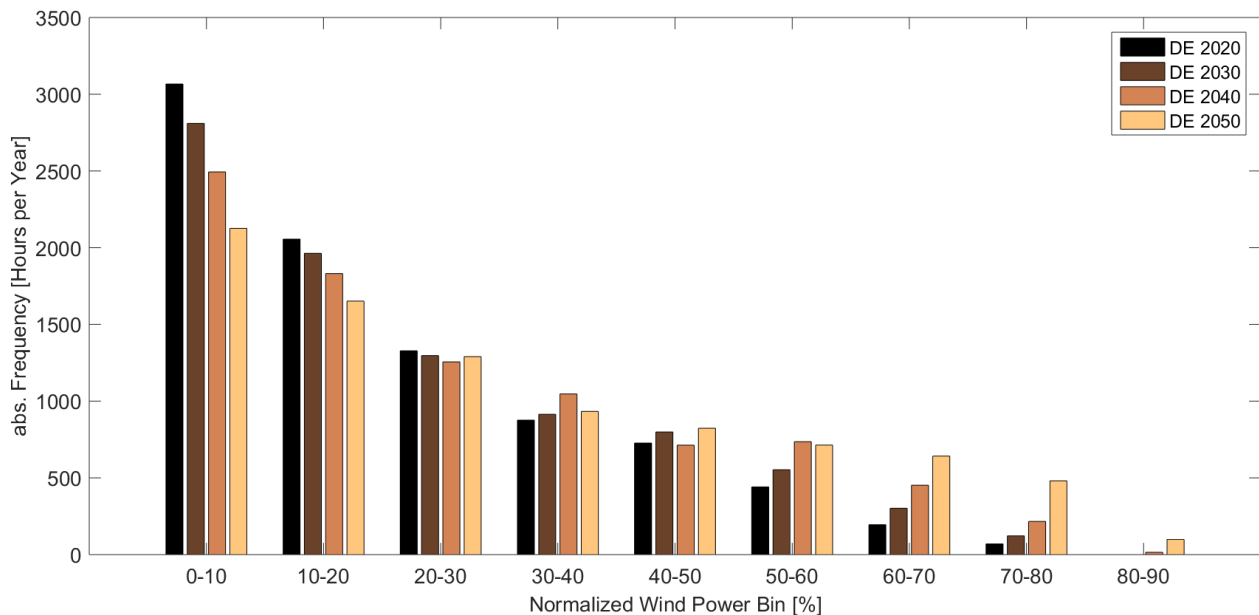
	2020	2030	2040	2050
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	1839 h	2033 h	2274 h	2629 h
Minimalwert	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%
Maximalwert	78,2%	79,7%	82,1%	86,4%
Mittelwert	21,0%	23,3%	26,0%	30,0%
Standardabweichung	17,3%	18,6%	20,1%	22,5%

Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

Analog zu dieser Zunahme der Vollbenutzungsstunden entwickeln sich die Häufigkeitsverteilungen der relativen „Einspeisungs-Stärken“ (Abbildung 4-1): Während im Jahr 2020 eine Einspeisung zwischen 0 und 10% der Gesamtkapazität noch in mehr als 3000 Stunden eines Jahres vorkommt,

tritt diese Stärke-Klasse im Jahr 2050 nur noch in ca. 2130 Stunden auf. Im Jahr 2020 ist hingegen eine Einspeisung zwischen 70% und 80% der Gesamtkapazität mit 50 Stunden noch relativ selten, im Jahr 2050 jedoch mit 500 Stunden schon sehr viel häufiger.

**Abbildung 4-1: Deutschlandweite Häufigkeit der jeweiligen Onshore-Wind Einspeisungs-Stärken (die Stärke-Klassen haben eine Breite von 10% der Gesamtkapazität)**



Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

Es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Abschattungs-Verluste. In der Modellierung wird unterstellt, dass sich in den zukünftigen Modelljahren Abschattungsverluste wie in 2011 ergeben. Wenn an bestimmten Standorten höhere Abschattungsverluste auftreten sollten, müsste dies in unserem Szenario durch eine höhere Turmhöhe oder optimierte Rotor-zu-Generator-Verhältnisse ausgeglichen werden.

## 4.4. Berechnung der Einspeiseprofile für Offshore Wind

### 4.4.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Offshore Wind

Die Kapazitätsentwicklung für Offshore Wind (Tabelle 4-9) ist angelehnt an das Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014).<sup>19</sup>

**Tabelle 4-9: Verwendeter Ausbaukorridor für Offshore Wind und dessen räumliche Aufteilung auf die Bundesländer sowie auf See**

	2014	2020	2030	2040	2050
<b>Deutschland</b>	<b>1,1 GW</b>	<b>6,8 GW</b>	<b>15 GW</b>	<b>24 GW</b>	<b>32 GW</b>
NI (Nordsee)		62%	65%	62%	66%
SH (Nordsee)		26%	20%	21%	19%
MV (Ostsee)		12%	15%	17%	15%
<b>Verteilung auf See</b>		80% küstennah, 20% küstenfern	70% küstennah, 30% küstenfern	50% küstennah, 50% küstenfern	40% küstennah, 60% küstenfern

Quelle: ForWind GmbH

Die technologische Zusammensetzung des Anlagenbestandes für Offshore Wind (Tabelle 4-10) orientiert sich dabei beginnend vom heutigen Anlagenbestand an einem verstärkten Zubau von größeren Anlagen (wie z.B. die zurzeit größte Siemens-Anlage mit 7 MW Leistung und 154 m Rotordurchmesser oder die Vestas-Anlage mit 8 MW und 164 m Rotordurchmesser). In Anlehnung an Szenario 2 von (Jens Hobohm et al. 2013) sowie an die Ergebnisse des EU-Projektes INN-WIND.EU wurde für diese Studie angenommen, dass nach 2020 auch Anlagen mit 10 MW Leistung und mit Rotordurchmessern von ca. 180 m bis 200 m zur Verfügung stehen und installiert werden, nach 2030 dann Anlagen mit 15 MW Leistung (Rotordurchmesser ca. 220 m) und nach 2040 Anlagen mit 20 MW (Rotordurchmesser ca. 250 m).

<sup>19</sup> Die zurzeit von der Branche und der Bundesregierung angenommene Kapazität von 6,5 GW im Jahr 2020 wird ab 2015 mit einem Zubau von ca. 900 MW pro Jahr erreicht. Wir erwarten eine Kapazität von 6,8 GW in 2020. Die gesetzlich maximal zuweisbare Anschlussnetzkapazität beträgt 7,7 GW für Projekte, die bis 2020 umgesetzt werden. Die in Tabelle 3-5 genannten Zahlen stellen dann eine konservative Fortschreibung des Ausbaus dar, nämlich in der Dekade 2020 bis 2030 mit 820 MW/Jahr und anschließend mit 900 MW/Jahr, von 2040 bis 2050 wiederum nur mit 800 MW/Jahr (jeweils netto).

**Tabelle 4-10: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland**

	2014	2020	2030	2040	2050
Nabenhöhe	89 m	100 m	112 m	123 m	131 m
Rotordurchmesser	118 m	137 m	162 m	184 m	201 m
Nennleistung	4 MW	5,1 MW	7,5 MW	10,3 MW	12,7 MW

Quelle: ForWind GmbH

#### 4.4.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Offshore-Wind-Anlagen

Auch in diesem Fall bilden die Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe aus den WRF-Simulationen die Grundlage.

Die Berechnung für Offshore-Wind unterscheidet sich von derjenigen für Onshore-Wind jedoch in folgenden Punkten:

- Verwendung von Windpark-scharfen Leistungskurven (statt regionaler Leistungskurven) unter genauer Berücksichtigung der Abschattungsverluste im Teillastbereich.
- Aggregation der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigten bzw. vorgesehenen Cluster-Areale in Nord- und Ostsee, abhängig vom voraussichtlichen Jahr der Inbetriebnahme.
- Zunehmende Erschließung küstenferner Standorte in der Nordsee bis zum Jahr 2050 (dies erhöht vor allem den Anteil Niedersachsens an der Offshore-Windstrom-Einspeisung).

#### 4.4.3. Offshore-Windpark-Leistungskurven

Aufgrund der einheitlichen Anlagenkonfiguration einzelner Offshore-Windparks können aus typischen Leistungskurven von Offshore-Multi-Megawatt-Windkraftanlagen sehr leicht die Windpark-Leistungskurven berechnet werden. Hierbei werden die Abschattungsverluste im Teillastbereich durch eine Modifikation der ungestörten Einzel-Leistungskurve berücksichtigt. ForWind hat dieses Verfahren bereits erfolgreich im EU-Projekt „OffshoreGrid.eu“ angewandt und im vorliegenden Projekt weiterentwickelt.

Abschattungsverluste und Netzverluste innerhalb des Offshore-Windparks wurden pauschal in der Leistungskurve berücksichtigt. Außerdem erreicht die Einspeisung in der Modellierung maximal 95% der installierten Leistung, um Nicht-Verfügbarkeiten grob zu berücksichtigen. Die zeitliche Verteilung solcher Verluste konnte bisher nicht genauer modelliert werden.

Durch den mit der Zeit wachsenden Anteil von größeren und effizienteren Offshore-Anlagen und den Zubau an küstenfernen Standorten kommt es in unseren Berechnungen zu einem Anstieg der ohnehin schon hohen Vollbenutzungsstunden der Offshore-Windkraft (Tabelle 4-11).

Der küstenferne Ausbau bis zum Jahr 2050 wird vor allem durch Standorte geprägt, deren Strom sehr wahrscheinlich in Niedersachsen eingespeist wird. Hier zeigen die berechneten Zeitreihen erwartungsgemäß eine hohe Korrelation zwischen der Einspeisung in Niedersachsen und Schles-



wig-Holstein (Windparks nur in der Nordsee) mit einem Wert von 0,92. Die Korrelation zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern beträgt hingegen nur 0,58.

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere bezüglich der exakten Quantifizierung der Verluste von Offshore-Windparks. Dies gilt sowohl für die Wind-Abschattung innerhalb eines Parks als auch für die Abschattung eines gesamten Parks durch einen anderen. Eine Vorbedingung für eine verbesserte Abschattungs-Modellierung sind jedoch auch häufigere und genauere Messungen, sowohl der freien Windströmung über dem Meer als auch hinter großen Offshore-Windkraftanlagen.

Über die zeitliche Verteilung der technisch bedingten Ausfälle von einzelnen Anlagen oder ganzen Parks gibt es bisher keine veröffentlichten Daten. Auch hier besteht Handlungs- und Forschungsbedarf.

#### 4.4.4. Ergebnis der Berechnung für Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei „[Generische Einspeisezeitreihen der Offshore Windenergie 2020 2050.xlsx](#)“ dargestellten Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen für Deutschland und auf Bundeslandebene. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 4-11 dargestellten Kennzahlen auf.

**Tabelle 4-11: Kennzahlen der berechneten und normierten Offshore-Wind-Profile**

	2020	2030	2040	2050
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	4027 h	4036 h	4131 h	4172 h
Minimalwert	0%	0%	0%	0,1%
Maximalwert	93,0%	94,2%	94,2%	94,2%
Mittelwert	46,0%	46,1%	47,2%	47,6%
Standardabweichung	32,1%	31,8%	31,4%	31,4%

Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

## 5. Erweiterung des Strommarktmodells PowerFlex zu PowerFlex-Heat&Cold für die sektorübergreifende Szenarienanalyse (Arbeitspaket 4)

In diesem Arbeitspaket werden die bestehenden Module des Strommarktmodells PowerFlex zu KWK-Kraftwerken, Power-to-Heat und Power-to-Gas erweitert und feiner differenziert, sodass sie den Wärme- und Kältesektor detailliert und umfassend abbilden. Zusätzlich wird eine CO<sub>2</sub>-Nebenbedingung implementiert, die es erlaubt sektorspezifische oder sektorübergreifende CO<sub>2</sub>-Ziele vorzugeben. Darüber hinaus wird die Ergebnisaufbereitung hinsichtlich der Bilanzierungsgrenzen erweitert, damit sektorübergreifende Effekte hinsichtlich Klimaschutzzielen und EE-Integration im Stromsektor quantifiziert und ausgewertet werden können.

### 5.1. Erweiterung der Module zu KWK-Kraftwerken, Power-to-Heat und Power-to-Gas zur detaillierteren Abbildung des Wärmesektors (Arbeitsschritt 4.1)

#### 5.1.1. Erweiterung des Moduls zu KWK-Kraftwerken

Bislang wurde die Fernwärmeauskopplung von KWK-Kraftwerken nur in aggregierter und in vereinfachter Form in dem Modul zu KWK-Kraftwerken berücksichtigt. Die Fernwärmenachfrage wurde dabei zu brennstoff- und technologiespezifischen Clustern zusammengefasst und die Stromerzeugung und Wärmeauskopplung fand in KWK-Kraftwerken mit Hilfe eines gemittelten Wirkungsgrades statt, der eine Mischung aus KWK- und Kondensations-Betrieb beinhaltete.

In diesem Vorhaben wurde das KWK-Modul an mehreren Stellen erweitert und überarbeitet:

- Differenzierung zwischen KWK-Scheibe und Kondensations-Scheibe des KWK-Kraftwerks.
- Berücksichtigung blockscharfer Parameter für Stromkennzahl und maximale Fernwärmeauskopplung sowie für die elektrischen Wirkungsgrade im KWK- und Kondensations-Betrieb.
- Möglichkeit zur blockscharfen Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken über Wärmespeicher, Erdgas Spitzenlastkessel und elektrischem Heizstab.
- Zuordnung der KWK-Kraftwerke nach Möglichkeit zu individuellen Fernwärmenetzen, ansonsten Zuordnung zu einem bundesland- und brennstoffspezifischen Cluster.
- Bundeslandspezifische und teilweise auch individuelle Parametrierung der Wärmenachfrage sowie der Wärmelastkurven in Abhängigkeit der Außentemperatur und des Prozesswärmeanteils.
- Anpassen der Nebenbedingungen im Programm-Code

##### 5.1.1.1. Differenzierung zwischen KWK-Scheibe und Kondensations-Scheibe des KWK-Kraftwerks

Das KWK-Kraftwerk wird in eine KWK-Scheibe und eine Kondensations-Scheibe aufgeteilt. Beide Teile können mit individuellen Parametern beschrieben werden. Für die KWK-Scheibe sind das:

- a. Maximale elektrische Leistung der KWK-Scheibe  $P_{el\_KWK\_Scheibe}$
- b. Stromkennzahl im KWK-Betrieb
- c. Elektrischer Wirkungsgrad im KWK-Betrieb

Aus den Parametern a. und b. lässt sich die maximale Wärmeauskopplung der KWK-Scheibe berechnen. Die Stromkennzahl und der elektrische Nutzungsgrad im KWK-Betrieb werden dabei als Durchschnittswert für einzelne Brennstoffe aus der Statistik (Tabelle 066 und 067 des Statistischen Bundesamtes zu Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung<sup>20</sup> sowie der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe bzw. im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden<sup>21</sup>) abgeleitet. Basierend auf dieser Grundlage werden dann Stromkennzahl und elektrischer Wirkungsgrad den entsprechenden Kraftwerksblöcken zugeordnet. Dabei wird teilweise auch eine altersabhängige Differenzierung vorgenommen.

Die Stromkennzahl wird als Quotient der amtlichen Ausgangsparameter zur KWK-Nettostromerzeugung<sup>22</sup> und der KWK-Nettowärmeerzeugung gebildet. Der elektrische Nutzungsgrad im KWK-Betrieb setzt sich als Quotient aus der KWK-Nettostromerzeugung und dem KWK-Brennstoffeinsatz<sup>23</sup> zusammen. Die so abgeleiteten KWK-Parameter zeigt Tabelle 5-1. Dabei wird deutlich, dass der elektrische Nutzungsgrad im KWK-Betrieb deutlich geringer als im Kondensationsbetrieb ist, weil zusätzlich Wärme erzeugt wird.

**Tabelle 5-1: Aus der Statistik 2015 abgeleitete brennstoffspezifische KWK-Parameter**

	<b>Stromkennzahl</b>	<b>Elektrischer Nutzungsgrad im KWK-Betrieb</b>
Steinkohle	0,37	21%
Braunkohle	0,30	18%
Öl	0,21	15%
Erdgas	0,58	29%

Quelle: Öko-Institut e.V., abgeleitet aus Tabelle 066 und 067 des Statistischen Bundesamtes zu Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Versorgung sowie der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden

Die Kondensationsscheibe wird mit folgenden Parametern beschrieben:

- d. Installierte elektrische Leistung  $P_{el\_inst}$
- e. Verlustkennzahl im KWK-Betrieb
- f. Elektrischer Wirkungsgrad im Kondensations-Betrieb

Aus den Parametern d. und e. sowie der maximalen Wärmeauskopplung lässt sich die elektrische Leistung des Kraftwerks  $P_{el\_KWK}$  im KWK-Betrieb bestimmen. Die maximale elektrische Leistung der Kondensations-Scheibe hängt dabei von der Höhe der Wärmeauskopplung ab. Wird keine Wärme ausgekoppelt entspricht sie der installierten elektrischen Leistung. Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die elektrische Leistung der Kondensations-Scheibe  $P_{el\_KWK} - P_{el\_KWK\_Scheibe}$ .

<sup>20</sup> <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/KWKAllVersorgJahr.html>

<sup>21</sup> Destatis Fachserie 4 Reihe 6.4

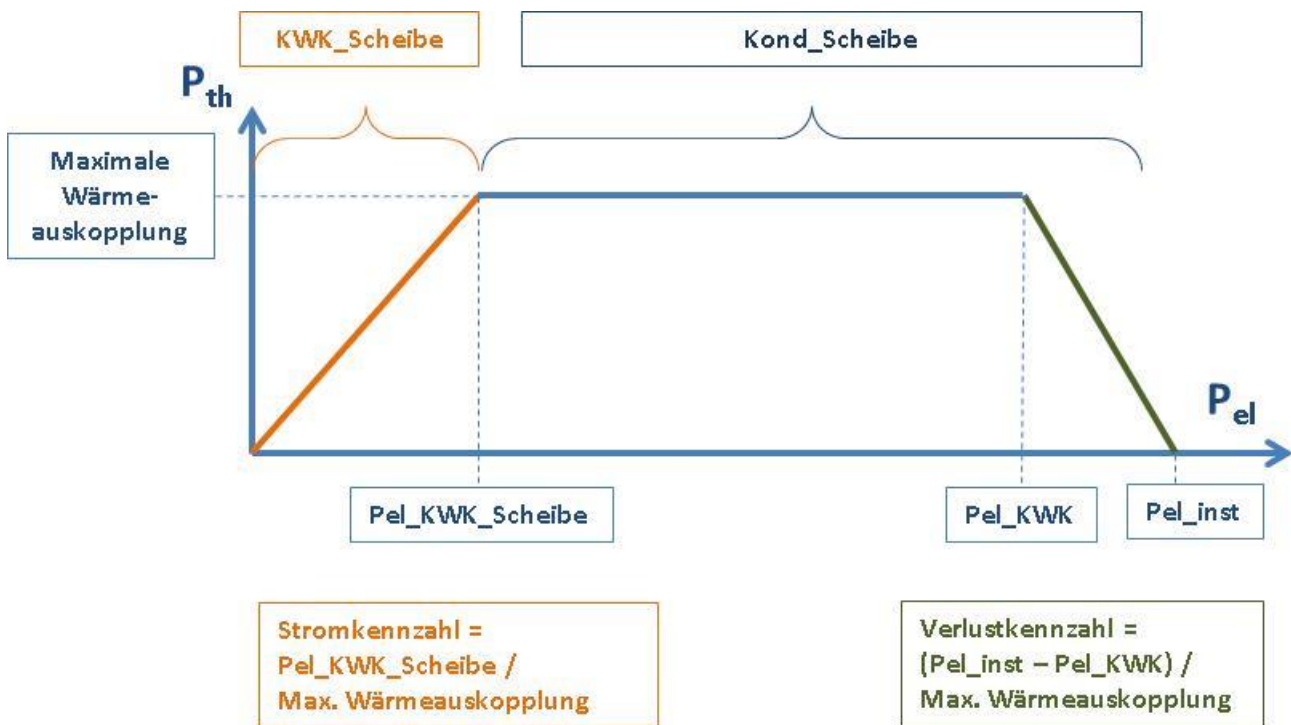
<sup>22</sup> aus Tabelle 4 „Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern“ in den Tabellen 066 und 067

<sup>23</sup> aus Tabelle 5 „Brennstoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern“ in den Tabellen 066 und 067

Die Stromverlustkennzahl wird technologieabhängig betrachtet. Bei Dampfturbinen ergeben sich bei maximaler Wärmeauskopplung Verluste von etwa 33 % der elektrischen Leistung. Das entspricht etwa 20 % elektrischer Leistungsverlust je Einheit Wärmeauskopplung. Bei GUD-Anlagen entstehen die Verluste nur im Dampfteil. Daher kann bei diesen Anlagen mit einem Verlust von 7 % ausgegangen werden. Bei Gasturbinen und bei BHKW erfolgt die Wärmeentnahme nahezu verlustfrei. Wegen einem etwas höheren elektrischen Bedarf für die zusätzlich notwendigen Aggregate wird bei BHKW von 0,5 % ausgegangen und die Verluste bei Gasturbinen mit 1% abgeschätzt.

Abbildung 5-1 fasst den Betriebs eines KWK-Kraftwerks im Strommarktmodell PowerFlex graphisch zusammen. KWK-Anlagen, die im Gegendruck betrieben werden, fahren nur Teilbereiche des Diagramms ab.

**Abbildung 5-1: Betrieb eines KWK-Kraftwerks mit reduzierter Wärmeauskopplung**



Quelle: Öko-Institut (eigene Darstellung)

#### 5.1.1.2. Möglichkeit zur blockscharfen Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken über Wärmespeicher, Erdgas Spitzenlastkessel und elektrischem Heizstab

Die Möglichkeit zur Sektorkopplung zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor und deren Berücksichtigung bei der kostenminimalen Einsatzentscheidung ist eine zentrale Modellweiterentwicklung, die in diesem Projekt für das Strommarktmodell PowerFlex umgesetzt wird.

Für die Parametrisierung der Heizstäbe sowie der Wärmespeicher in KWK-Anlagen wurden Daten von bestehenden Projekten herangezogen. Die folgende Tabelle 5-2 fasst die Speichergröße sowie die Leistung der Heizstäbe von drei Anlagen in Deutschland zusammen. Auf dieser Basis werden für die Modellierungsrechnungen eine Speichergröße der Wärmespeicher von 4 Stunden der

thermischen Höchstlast sowie eine Leistung des Heizstabs von 10 % der thermischen Höchstlast angenommen. Diese Annahmen liegen in der Bandbreite der Annahmen anderer Studien. Beispielsweise wird in Agora Energiewende (2014) in unterschiedlichen Szenarien von einer thermischen Speicherkapazität von 3 bis 6 Stunden ausgegangen, während der Anteil der Heizstäbe an der Wärmehöchstlast mit 10 % bis 30 % angenommen wird.

**Tabelle 5-2: Beispiele für die Dimensionierung von Wärmespeicher und elektrischem Heizstab bei KWK-Kraftwerken**

Beispiel	Thermische Leistung des Kraftwerks [MW <sub>th</sub> ]	Thermische Speicherkapazität [MWh]	Elektrische Leistung Heizstab bzw. Elektrokessel [MW]	Speichergröße [h]	Anteil Heizstab an Wärmehöchstlast
N-Ergie (Heizkraftwerk Sandreuth) <sup>24</sup>	~500	1500	50	~3	~10%
Stadtwerke Flensburg <sup>25</sup>	165	1100	20	~6,5	~12%
Großkraftwerk Mannheim <sup>26</sup>	~500	1500		~3	-
<b>Annahmen für Modellierung</b>				<b>4</b>	<b>10%</b>

Quelle: Öko-Institut e.V. (Internetrecherche)

### 5.1.1.3. Zuordnung der KWK-Kraftwerke zu individuellen Fernwärmenetzen

Im Rahmen einer Literaturrecherche wurde für 60 größere Fernwärmenetze in Deutschland deren Fernwärmefachfrage ermittelt. Basierend auf dem AGFW-Fernwärmebericht wurden Netzverluste in Höhe von 15 % unterstellt, um die benötigte Fernwärmeeinspeisung abzuleiten. In Summe ergibt sich eine individuell erfasste Fernwärmeeinspeisung von rund 77 TWh (Tabelle 5-3). Diesen 60 Fernwärmenetzen sind 168 Kraftwerksblöcke zugeordnet. Jedes Fernwärmenetz wird somit von durchschnittlich knapp 3 KWK Kraftwerksblöcken gespeist.

<sup>24</sup> <https://www.n-ergie.de/header/die-n-ergie/aktiv-fuer-die-umwelt/heizkraftwerk-sandreuth/waermespeicher.html>

<sup>25</sup> <https://www.stadtwerke-flensburg.de/unternehmen/umwelt/kwk.html>

<sup>26</sup> <https://www.mannheim.de/nachrichten/fernwaerme-wird-weiter-ausgebaut>

**Tabelle 5-3: Individuelle Fernwärmenetze in Deutschland**

Nr.	Name	Fernwärmeein- speisung (GWh)	Nr.	Name	Fernwärmeein- speisung (GWh)
1	Berlin (VE)	9.548	31	Karlsruhe	788
2	Mannheim (MVV)	6.473	32	Jena	743
3	München (SWM)	5.127	33	Saarbrücken (SW)	708
4	Hamburg (VE)	4.386	34	Dormagen	703
5	Stuttgart	2.950	35	Ulm	690
6	Cottbus	2.634	36	Augsburg	630
7	Essen (STEAG)	2.519	37	Wuppertal	620
8	Wolfsburg	2.494	38	Heidelberg	564
9	Köln	2.139	39	Hagen	540
10	Gelsenkirchen	2.026	40	Dortmund	503
11	Dresden	1.971	41	Bitterfeld	486
12	Hannover	1.849	42	Offenbach	472
13	Leipzig	1.685	43	Mainz	460
14	Frankfurt am Main	1.560	44	Kassel	450
15	Spremberg	1.500	45	Eisenhüttenstadt	431
16	Kiel	1.272	46	Bochum	403
17	Erfurt (SWE)	1.240	47	Pforzheim	345
18	Nürnberg	1.234	48	Erlangen	339
19	Flensburg	1.184	49	Freiburg	328
20	Rostock	1.147	50	Ludwigshafen	305
21	Chemnitz	1.108	51	Boxberg	300
22	Cottbus (VE)	1.082	52	Schkopau	290
23	Dinslaken	1.064	53	Frankfurt Oder	236
24	Düsseldorf	1.051	54	Hürth	230
25	Lingen	1.035	55	Sindelfingen	178
26	Bielefeld	1.005	56	Hanau	170
27	Bremen	942	57	Heidenheim	78
28	Braunschweig	905	58	Bergkamen	74
29	Halle/Saale	896	59	Heilbronn	46
30	Duisburg	801	60	Fulda	40
	<b>gesamt</b>	<b>64.800</b>		<b>gesamt</b>	<b>12.100</b>

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Literaturrecherche)

Insgesamt wird in der Szenarienanalyse von einem gleichbleibenden Bedarf an Fernwärmeeinspeisung in Höhe von 141 TWh ausgegangen. Effizienzgewinne werden durch zusätzliche Wärmenetze und Hausanschlüsse ausgeglichen. Für die nach Brennstoff und Bundesland aggregierten generischen Fernwärmenetze verbleibt somit eine Fernwärmeeinspeisung in Höhe von 44 TWh. Den generischen Fernwärmenetzen sind 119 Kraftwerke zugeordnet. Dabei handelt es sich meist um kleine individuelle Anlagen oder um Kraftwerksaggregate, wie z.B. Erdgas-BHKW je Bundesland.

Die maximale Wärmeauskopplung aller KWK-Kraftwerke beläuft sich auf insgesamt 26,1 GW<sub>thermisch</sub>. Ohne den Einsatz von Spitzenlastkesseln ergeben sich damit Volllaststunden für KWK-Kraftwerke von bis zu 5.400 h.

#### 5.1.1.4. Anpassen der Nebenbedingungen im Programm-Code

Die Nebenbedingung zur Deckung der Fernwärmenachfrage mit Hilfe der verschiedenen Wärmequellen KWK-Kraftwerksblock, Erdgas Spitzenlastkessel und elektrischer Heizstab wurde dahingehend angepasst, dass nun die Gleichungen für jedes Fernwärmenetz aufgestellt werden.

Zudem wurden spezifische Grenzkosten für die KWK-Scheibe und die Kondensations-Scheibe in der Zielfunktion berücksichtigt. Die elektrische Leistung der beiden Kraftwerksscheiben wird zudem zu einer elektrischen Gesamtleistung zusammengefasst.

#### 5.1.2. Erweiterung des Power-to-Heat Moduls

In diesem Arbeitsschritt wird das Power-to-Heat Modul dahingehend erweitert, dass auch reine Wärmesysteme ohne Stromerzeugung (z. B. öl- oder erdgasbetriebene Heizkessel sowie solarthermische Anlagen) in das Power-to-Heat Modul aufgenommen und mit einer elektrischen Wärmequelle (z. B. Heizstab oder Wärmepumpe) und einem Wärmespeicher ausgestattet werden können.

Zu diesem Zweck werden aufbauend auf den Ergebnissen aus AS 1.1 und AS 1.3 folgende Wärmeteilsysteme in der Modellierung berücksichtigt:

- Wärmeerzeugung in privaten Haushalten (PHH)
- Wärmeerzeugung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)
- Wärmeerzeugung in der Industrie (IND)

Diese Wärmeteilsysteme beinhalten zunächst einem Heizkessel auf der Basis von Kohle, Erdgas oder Heizöl und werden für die Sektorkopplung mit einem elektrischen Heizstab und einem Wärmespeicher erweitert. Für die Dimensionierung des Heizstabs wird dabei die Annahme getroffen, dass er 50 % der maximalen Wärmenachfrage decken kann. Für den Wärmespeicher wird eine Speicherkapazität von 2 h bezogen auf die Wärmehöchstlast unterstellt. Mit dieser Dimensionierung können Heizstab und Wärmespeicher als ergänzende Komponenten für eine Optimierung innerhalb des Tageszyklus eingesetzt werden (vgl. auch Abbildung 5-12).

Die Wärmenachfrage, die mit diesen Wärmeteilsystemen und mit der Möglichkeit zur Sektorkopplung (Power-to-Heat) gedeckt werden kann, zeigt Tabelle 5-4. Die Wärmenachfrage für Power-to-Heat Systeme steigt dabei von rund 170 TWh im Szenariojahr 2020 auf bis zu 390 TWh im Szenariojahr 2030 an. Der Power-to-Heat Anteil ist beim Wärmeteilsystem „Erdgaskessel mit Wärmespeicher und Heizstab“ am höchsten. Kohlekessel kommen ausschließlich im Industriesektor vor.



**Tabelle 5-4: Wärmenachfrage für Heizkessel / Heizungen mit der Möglichkeit zur Sektorkopplung**

Wärmeteilsystem	Szenariojahr 2020		Szenariojahr 2030	
	Referenz	Effizienz	Referenz	Effizienz
Erdgas Kessel mit Wärmespeicher und Heizstab	136 TWh	132 TWh	301 TWh	263 TWh
Anteil an Erdgas Kessel gesamt	25%	24%	75%	75%
Öl Kessel mit Wärmespeicher und Heizstab	34 TWh	32 TWh	71 TWh	61 TWh
Anteil an Öl Kessel gesamt	18%	18%	67%	67%
Kohle Kessel mit Wärmespeicher und Heizstab	8 TWh	7 TWh	19 TWh	17 TWh
Anteil an Kohle Kessel gesamt	9%	9%	48%	48%
<b>Kessel gesamt mit Wärmespeicher und Heizstab</b>	<b>178 TWh</b>	<b>171 TWh</b>	<b>391 TWh</b>	<b>341 TWh</b>

Quelle: Öko-Institut (eigene Darstellung)

Für die ökonomische Bewertung von Power-to-Heat sind auch die benötigten Investitionen und die technische Lebensdauer der Power-to-Heat Erweiterung relevant. Annahmen für die Bewertung von Investitionen in Power-to-Heat und Wärmespeicher zeigt Tabelle 5-5.

**Tabelle 5-5: Annahmen für die Bewertung von Investitionen in Power-to-Heat und Wärmespeicher**

Technologie	technische Lebensdauer <sup>3</sup>	spezifische Investitionen [€/kW]
Heizstab / Elektrodenheizkessel	15	70 bis 100 €/kW <sup>1</sup>
Wärmespeicher	20	10 bis 15 €/kWh <sub>th</sub> <sup>2</sup>

Quelle: <sup>1</sup>(Krzikalla et al. 2013) <sup>2</sup>(Eigene Berechnungen des Öko-Instituts e.V.) <sup>3</sup> (auf Basis von (Henning und Sauer 2015))

### 5.1.3. Einsatzprofile für Power-to-Gas Anlagen

Aufgrund des hohen Potenzials für Power-to-Heat Anwendungen und des im Vergleich dazu geringen Potenzials an EE-Überschüssen in den Szenariojahren 2020 und 2030 werden die möglichen Einsatzprofile für Power-to-Gas Anlagen im Anschluss an die Optimierung ermittelt. Die Bestimmung der Einsatzprofile basiert dabei auf folgenden Eingangsgrößen.

- Verbleibende EE-Überschüsse, die im Stromsystem nicht mehr gespeichert werden können (Modellergebnis).
- Typisches Einsatzverhalten von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen.



Die H<sub>2</sub>-Elektrolyse eignet sich grundsätzlich für eine intermittierende Betriebsweise, da sie neben Wasser und Elektrizität keine weiteren Vorprodukte (z.B. CO<sub>2</sub>) benötigt. Neben der alkalischen Elektrolysetechnik kommt insbesondere auch die Polymerelektrolyt-Elektrolysetechnik (PEM) in Betracht. Die Hochtemperatur-Elektrolyse (SO) besitzt zwar im Vergleich zu den beiden erstgenannten Elektrolysetechniken den höchsten Wirkungsgrad in Bezug auf den eingesetzten Strom, ist aber für einen intermittierenden Betrieb wegen des Bedarfs an Hochtemperaturwärme, der langen Kaltstartphase und langsamer Lastgradienten, die hinsichtlich der Haltbarkeit der Anlage eingesetzt werden müssen, für einen intermittierenden Betrieb mit EE-Überschüssen nicht geeignet<sup>27</sup>.

Bei der alkalischen Elektrolysetechnik ist der intermittierende Betrieb bereits erprobt. Es ist ein Teillastbetrieb zwischen 20 % und 100 % möglich sowie ein Überlastbetrieb bis 150%. Der intermittierende Betrieb wirkt sich jedoch nachteilig auf die Wartungsintensität, die Lebensdauer und den Wirkungsgrad aus. Die alkalische Elektrolysetechnik arbeitet bei Temperaturen zwischen 80°C und 100°C, was zu einer Kaltstartdauer im Bereich von Minuten bis Stunden führt<sup>28</sup>.

Die Polymer-Elektrolysetechnik (PEM-Elektrolyse) lässt im Vergleich zur alkalischen Elektrolysetechnik eine dynamischere Betriebsweise zu. So ist ein Überlastbetrieb bis 200 % (mehrere Stunden) bzw. 300% (Minutenbetrieb) möglich. Die Kaltstartdauer liegt im Bereich von Sekunden bis wenigen Minuten<sup>29</sup>.

Ist es das Ziel, möglichst viele EE-Überschüsse zu nutzen, bietet sich aufgrund von der geringen Kaltstartdauer und der geringeren Leistungsdimensionierung vor allem die PEM-Elektrolyse an, die wegen höherer Investitionskosten bisher im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse weniger zum Einsatz kommt. Auch sind Elektrolyseanlagen mit einem Mix aus alkalischen und PEM-Elektrolyseuren denkbar, um die Stärken der unterschiedlichen Technologien nutzen zu können. Bei beiden Anlagentypen liegt der elektrische Wirkungsgrad in der Größenordnung von 70 %.

Bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sind bestimmte Anforderungen hinsichtlich eines minimalen und maximalen Volumenstroms zu beachten. Diese entfallen bei einer an die Elektrolyse anschließenden Methanisierung von H<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub> (Sabatier-Prozess).

Der Sabatier-Prozess erzielt eine hohe CO<sub>2</sub>-Konversionsrate und kann somit hohe Reinheitsgrade für CH<sub>4</sub> erreichen (> 96 % des Outputs). Rund 80 % der eingespeisten Energie verbleiben dabei im produzierten CH<sub>4</sub><sup>30</sup>. Die Lastgradienten, das Teillastverhalten (50 % der Nennlast in kurzen Zeiträumen möglich) und das Kaltstartverhalten eignen sich gut für sich schnell ändernde Lastzustände. Auch ist nur eine geringe Gasreinigung für die Einspeisung vonnöten und die Voraussetzung für die Einspeisung in das Erdgasnetz werden bei den bestehenden Anlagen im Minutenbereich erfüllt. Ein intermittierender Betrieb mit überschüssigem EE-Strom ist somit möglich.

Die Möglichkeiten dazu hängen allerdings von den Zwischenspeichermöglichkeiten des H<sub>2</sub> und des CO<sub>2</sub> ab, die mit weiteren Kosten verbunden sind und nach einer Nutzen-Kostenoptimierung

---

<sup>27</sup> Öko-Institut 2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013. / DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.

<sup>28</sup> DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (S. 107-111, S. 300f)

<sup>29</sup> DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (S. 107-112, S. 302f)

<sup>30</sup> Öko-Institut 2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013. / DVGW 2013: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.

ausgelegt werden müssen. Das Problem der Gleichzeitigkeit gilt auch für die Potenziale der Auskopplung von Prozesswärme für die Weiterverwendung in anderen Prozessen (z. B. für die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus Biogasproduktströmen).

## 5.2. Erweiterung des Moduls zu Lastmanagement (Arbeitsschritt 4.2)

Das bestehende Modul für Lastmanagement wurde hinsichtlich einer räumlichen Auflösung auf Netzknotenebene erweitert. Neben der Erweiterung der Modulgleichungen beinhaltet dies auch das Datenpreprocessing mit einem räumlich aufgelösten Verteilschlüssel.

Aufgrund der in Arbeitspaket 2 ermittelten nur ansatzweise vorhandenen Flexibilität von Klimatisierungsanlagen in privaten Haushalten (Wohngebäude) eignet sich dieser Sektor nicht für eine vertiefte Anwendung des weiterentwickelten Moduls für Lastmanagement.

Stattdessen wird der flexible Einsatz von Wärmepumpen in privaten Haushalten (Wohngebäude) und im GHD-Sektor mit dem weiterentwickelten Modul für Lastmanagement näher betrachtet. Der Stromverbrauch liegt für diese Anwendung in Anlehnung an das Klimaschutzszenario KS 80 bei 5 TWh in 2020 und 16 TWh in 2030 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-128, S. 319). Etwa drei Viertel des Stromverbrauchs von Wärmepumpen entfallen auf Wärmepumpen in privaten Haushalten. Für Wärmepumpen wird eine Verschiebedauer von einer Stunde im Fall der kältesten Stunde des Jahres unterstellt. In den anderen Stunden des Jahres ist die Verschiebedauer höher.

## 5.3. Sektorübergreifende Ergebnisauswertung (Arbeitsschritt 4.3)

Eine wichtige Frage im Zusammenhang mit der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Kältesektor ist, inwieweit durch Sektorkopplung ein sektorübergreifender Mehrwert hinsichtlich verschiedener Hauptindikatoren erzielt werden kann. Als Hauptindikatoren werden dabei betrachtet:

- Variable Gestehungskosten für Strom und Wärme
- Investitionsabhängige Kosten für Sektorkopplung (Power-to-Heat) und Flexibilisierung von Wärmepumpen und KWK-Anlagen) sowie für eine stärkere Gebäudesanierung
- CO<sub>2</sub>-Emissionen
- EE-Integration (genutztes EE-Angebot)
- Brennstoffmix der Strom- und Wärmeerzeugung

Diese Hauptindikatoren werden sowohl einzeln für die jeweiligen Sektoren Strom und Wärme als auch in Summe für das betrachtete Gesamtsystem bilanziert. Damit werden Synergien und Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Sektoren untersucht und sektor übergreifende Aussagen zur Erreichbarkeit von Klima- und Energiezielen getroffen.

## 5.4. Rahmenbedingungen für eine verstärkte Kopplung des Strom-, Wärme- und Kältesektors (Arbeitsschritt 4.4)

Der Wärme- und Kältesektor<sup>31</sup> bietet zum einen ein großes Potenzial, um Flexibilität im Stromsystem bereitzustellen. Zum anderen kann Sektorkopplung zukünftig ein wichtiger Weg sein, den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor zu steigern.

Eine Umsetzung der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zur Integration erneuerbarer Energien sollte verschiedene Ziele verfolgen, die auch bei der Formulierung von Rahmenbedingungen berücksichtigt werden sollten. Dadurch soll unerwünschten Effekten wie der Erhöhung der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken oder einer Lasterhöhung durch ineffiziente Technologien vorgebeugt werden.

Für die Flexibilisierung des Wärmesektors werden drei Ziele definiert, die in Tabelle 5-6 zu sehen sind. Diese sind: Flexibilität, Effizienz und die Verwendung von EE-Strom für Power-to-Heat Anwendungen.

**Tabelle 5-6: Zielgrößen einer Sektorkopplung**

Ziel	Definition
Flexibilität	Sektorkopplung solle mit Flexibilität einhergehen. Neue Stromverbraucher sollten flexibel betrieben werden.
Effizienz	Eine Integration durch Power-to-Heat sollte effizient sein. Es ist nicht sinnvoll, ineffiziente Stromverbraucher zu nutzen, auch wenn sie flexibel betrieben werden.
EE-Strom für Power-to-Heat Anwendungen	Power-to-Heat Anwendungen stellen eine Flexibilität für das Gesamtsystem dar, sollten jedoch nur genutzt werden, wenn es der Integration erneuerbarer Erzeuger dient.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Erstens: Die Nutzung von Strom im Wärmesektor kann zwei Ziele verfolgen: 1) die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor und 2) die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Wärmesektor für den Stromsektor. Die beiden Ziele können im Widerspruch zueinander stehen.

Eine zusätzliche Verwendung von EE-Strom im Wärmesektor führt zudem dazu, dass der Bedarf an erneuerbarer Erzeugung steigt an, was wiederum zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen Kapazitäten führt. Insbesondere die Erschließung neuer unflexibler Stromverbraucher im Wärmesektor, also Verbraucher, die nur schwer oder mit großem Aufwand eine Orientierung an der erneuerbaren Erzeugung realisieren können, erhöht die Inflexibilität für den Stromsektor. Da eine zusätzliche Sektorkopplung den entsprechenden Ausbau der Kapazitäten der erneuerbaren Energien voraussetzt, sollte die Erhöhung der Flexibilität für den Stromsektor bis auf weiteres Vorrang haben.

Zweitens: Obwohl eine Erhöhung der Flexibilität des Systems angestrebt wird, sollten verbrauchsseitige Flexibilitäten Charakteristika erfüllen, die sicherstellen, dass es zu einer möglichst effizienten Nutzung des verwendeten Stroms kommt. Eine höhere Effizienz ist einem höheren Flexibilitätspotenzial vorzuziehen, auch wenn ein höherer Stromverbrauch auch eine höhere Flexibilität ermöglicht. Ein Beispiel für eine Diskrepanz zwischen hoher Flexibilität und niedriger Effizienz stellt

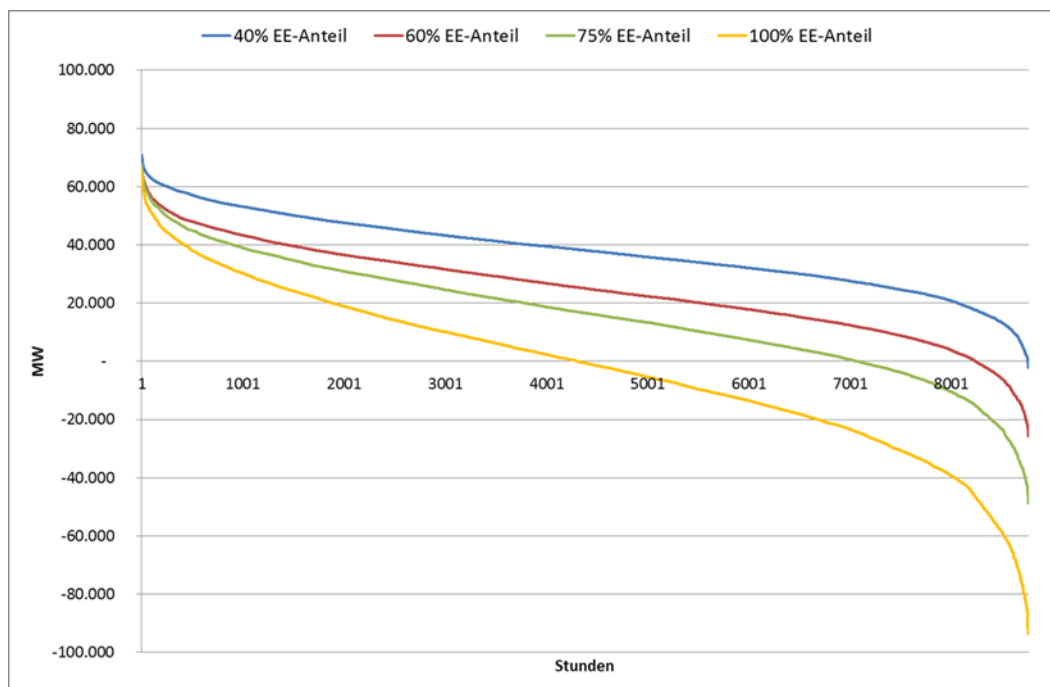
<sup>31</sup> Nachfolgend als Wärmesektor bezeichnet.

der Vergleich zwischen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen dar. Nachtspeicherheizungen, die sich durch eine große Flexibilität auszeichnen, erzeugen mit der gleichen Menge Strom weniger Wärme als eine Wärmepumpe. So kann zwar eine höhere negative Kapazität bereitgestellt werden, allerdings geht bei dessen Nutzung ein Großteil des verwendeten Stroms verloren (Heinemann et al. 2014). Daraus folgt, dass die Erzeugung erneuerbaren Stroms wiederum erhöht werden muss, um weitere Verbraucher zu versorgen, deren Versorgung bei einer Nutzung einer effizienteren Technologie ebenso möglich gewesen wäre.

Drittens geht es um die Frage, ob PtH auf EE-Überschüsse begrenzt werden sollte, oder ob nicht auch Überschüsse genutzt werden sollten, die durch die Inflexibilität konventioneller Kraftwerke entstehen? Die Nutzung von Strom zur Wärmeherzeugung ist energetisch fraglich. Angesichts der Klimaschutzziele und der Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von Strom stellt sich diese Frage neu. Eine Nutzung von erneuerbarem „Überschussstroms“ (der entweder aus Markt- oder Netzgründen entsteht) sollte dann aber auch das explizite Ziel der Sektorkopplung sein. Aus der Perspektive der regulatorischen Rahmenbedingungen bedeutet das, dass nur dann die Verwendung von Strom durch Power-to-Heat Anwendungen erleichtert werden sollte, wenn ein entsprechender Nutzen für das Gesamtsystem entsteht. Das Aussetzen von Strompreisbestandteilen wie Netzentgelten oder der EEG-Umlage sollte daher temporär nur dann erfolgen, wenn der zusätzliche Verbrauch ein vorhandenes Netzengpassproblem löst oder eine erhöhte Integration von erneuerbarer Erzeugung ermöglicht.

Flexibilität im Wärmesektor kann zwar bereits heute bereitgestellt werden, diese Flexibilität wird jedoch nicht kontinuierlich benötigt. In Abbildung 5-2 sind die Residuallastkurven unterschiedlicher erneuerbarer Szenarien zu sehen. Es zeigt sich, dass Überschüsse erneuerbarer Erzeugung über die herrschende Last zwar bereits ab einem Anteil von 40% Erneuerbarer an der Stromerzeugung auftreten, merkliche Überschüsse jedoch erst bei höheren EE-Anteilen relevant sind.

**Abbildung 5-2: Residuallastkurven verschiedener Szenarien**



Quelle: (Bauknecht et al. 2015)

Da es bereits bei niedrigen Anteilen Erneuerbarer zu Überschusssituationen in Netz und Markt kommt, wäre auch hier ein Einsatz von negativer Kapazität im Wärmesektor denkbar. Dies trifft allerdings nur auf eine geringe Zahl an Jahresstunden zu.

Bei einem marktseitigen Überschuss übersteigt die erzeugte Menge an Strom die Nachfrage und führt zu negativen Preisen im Markt. Eine Ursache hierfür kann neben einer hohen Menge an erneuerbarer Erzeugung ebenso auch eine mangelnde Flexibilität konventioneller Kraftwerke sein, die ihre Erzeugung nicht in gegebener Zeit anpassen können. In diesen Situationen können Power-to-Heat Anlagen das System entlasten und aufgrund geringer oder gar negativer Strompreise Erlöse erwirtschaften. Eine Nutzung der durch Power-to-Heat Anwendungen bereitgestellten Flexibilität kann daher für das Gesamtsystem durchaus sinnvoll sein. Allerdings sollte PtH nicht angereizt werden in Zeiten, in denen konventioneller Strom genutzt wird, zumal die Inflexibilität konventioneller Kraftwerke durch PtH-Flexibilität weniger „bestraft“. Durch eine fokussierte Reduktion von Preisbestandteilen auf den Verbrauch in Zeiten von erneuerbarem Überschussstrom kann eine Verwendung beeinflusst werden. In Fällen marktseitiger Überschüsse erfolgt eine Verwendung fossilen Stroms so nur bei sehr geringen oder negativen Preisen.

Trotz des vorhandenen Potenzials für Netz und Markt auch unter den genannten Voraussetzungen erlauben die derzeitigen Rahmenbedingungen keine effiziente Nutzung von wärmeseitiger Flexibilität. Obwohl eine Nutzung erneuerbaren Überschussstroms dem Systemzustand zuträglich wäre und ebenso eine Reduktion der konventionellen Erzeugung zur Folge hätte, ist Strom nicht konkurrenzfähig im Wärmesektor, da verschiedene Steuern und Abgaben die die Nutzung von Strom im Wärmesektor stärker belasten als die alternative Bereitstellung von Wärme. Kostenbestandteile, die diesbezüglich einen besonders großen Einfluss haben, sind die EEG-Umlage sowie Netzentgelte.

Für bestimmte Konsumenten gibt es Ausnahmen und Alternativregelungen. So sehen sich industrielle oder energieintensive Konsumenten einer reduzierten EEG-Umlage gegenüber (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)). Im Bereich der Netzentgelte existieren Ausnahmeregelungen bei Stromverbrauch durch Elektroheizer oder Wärmepumpen. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass ein Einsatz dieser Technologien auf Zeiten systemkritischer Zustände begrenzt wird, da andernfalls eine Erhöhung der konventionellen Erzeugung die Folge ist (Heinemann et al. 2014). In Tabelle 5-7 sind die unterschiedlichen Preisbestandteile aufgelistet, die in Deutschland und Dänemark auf den Stromverbrauch von Power-to-Heat Anwendungen erhoben werden. Im Vergleich zu den Preisbestandteilen Dänemarks lassen sich große Unterschiede zu der Situation in Deutschland feststellen. So sind die Preisbestandteile in Dänemark um fast 50% niedriger als jene, die in Deutschland erhoben werden.

**Tabelle 5-7: Vergleich von Strompreisbestandteile in Deutschland und Dänemark, die einer Nutzung von Wärmepumpen und Elektroheizern erhoben werden**

Preiskomponente	Deutschland [Ct/kWh]	Dänemark [Ct/kWh]
Übertragungsnetzentgelt	~2,2	0,38
Verteilnetzentgelt		~1,34
Systemabgabe		0,55
Konzessionsabgabe	0,11	-
EEG Umlage	5,277	0
KWK Umlage	0,06	
Offshore Umlage	0,25	
§19 Umlage	0,05	
Energiesparabgabe	-	0,63
Stromsteuer	2,05	2,84
<b>Gesamt</b>	<b>9,997</b>	<b>5,74</b>

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (Fraunhofer IFAM) 2013).

Neben dem Einsatz von nachfrageseitiger Flexibilität könnten auch Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. KWK-Kraftwerke im heutigen Strommarkt finanzieren sich aus Erlösen für die Erzeugung von Elektrizität und der Einspeisung der ausgekoppelten Wärme in ein lokales Wärmenetz. Den größeren Erlösfaktor bzw. die vorrangige Anforderung stellt hierbei die Produktion und der Verkauf von Wärme dar, weshalb diese Kraftwerke typischerweise wärmegeführt betrieben werden. Allerdings verhindert die statische Erlösform der Wärme-Vergütung und die starre Kopplung an die Wärmeversorgung häufig eine Anpassung an die Begebenheiten des Strommarkts.

Eine Flexibilisierung des Betriebs von KWK-Kraftwerken kann in Zukunft durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden. Mögliche Maßnahmen stellen die Flexibilisierung der KWK-Umlage sowie die zeitliche Entkopplung der Erzeugung und der Einspeisung der Strom- und Wärme-Erzeugung der KWK-Anlagen durch die Einbindung eines Wärmespeichers dar. Bei der Flexibilisierung der KWK-Vergütung ist es notwendig, Informationen über die Begebenheiten des Strommarkts in diesen Mechanismus zu integrieren (Jansen et al. 2015). In Dänemark wurde dies bereits im Design der Vergütung umgesetzt. Diese wurde in unterschiedliche Zeitfenster eingeteilt, deren Vergütungssätze sich an der jeweils vorhandenen Stromnachfrage orientieren. Mit zunehmenden fluktuierenden Erzeugern gewinnt eine Orientierung an der Residuallast, d.h. unter Berücksichtigung der EE-Erzeugung, an Bedeutung. Um eine Erlösreduktion in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung auszugleichen, wurden Vergütungssätze entsprechend hoch festgelegt, um eine Finanzierung bei flexiblem Betrieb zu sichern (Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (Fraunhofer IFAM) 2013)

Die bereits erwähnte zeitliche Entkopplung der Erzeugung und Einspeisung wird durch eine Installation von Wärmespeichern ermöglicht (Prognos AG 2013). Orientiert sich die Erzeugung einer KWK-Anlage nun an Gegebenheiten des Strommarkts, so kann Wärme, die zu diesem Zeitpunkt



nicht benötigt wird, im dazugehörigen Speicher oder einem Wärmenetz zur späteren Nutzung zwischengespeichert werden. Um eine Investition in solche Speicher anzureizen ist eine Förderung von Speichern in Verbindung mit KWK-Anlagen, wie sie bereits im Rahmen des KWKG erfolgt, sinnvoll (KWKG 2008 2009). In Zukunft sollten Rahmenbedingungen also so gestaltet sein, dass eine Finanzierung der KWK-Anlagen ermöglicht wird und gleichzeitig eine sinnvolle Integration in den Stromsektor erfolgt. Darüber hinaus ist eine Einbindung erneuerbarer Wärmequellen (v.a. Solarthermie) in das Wärmenetz aus Klimaschutzsicht von hoher Bedeutung.

## **5.5. Szenarienanalyse zur Kopplung des Strom-, Wärme- und Kältesektors (Arbeitsschritt 4.5)**

In der Szenarienanalyse werden die Szenariojahre 2020 und 2030 betrachtet. Mit dem Zeitraum von 2020 bis 2030 wird auf eine bedeutende Phase des Transformationsprozesses im Strom- und Wärmesystem fokussiert. Zudem lassen sich die in Arbeitspaket 2 erhobenen empirischen Daten für die Klimatisierung von Wohngebäuden nicht auf einen sehr langfristigen Zeitraum bis 2050 extrapolieren.

### **5.5.1. Ableitung der Inputdaten für die Strommarktmodellierung**

Für die Modellierung des Stromsektors werden folgende Inputdaten benötigt:

- Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise
- Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks
- EE-Einspeisung
- Stromnachfrage
- Kapazität des Übertragungsnetzes

Diese Inputdaten werden nach Möglichkeit dem Klimaschutzszenario „KS 80“ entnommen und bei Bedarf an diesen Projektkontext angepasst. In dem Klimaschutzszenario „KS 80“ werden die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz erreicht. Für das Treibhausgasreduktionsziel wird mit -80% bis 2050 (bezogen auf 1990) das weniger ambitionierte Minderungsziel in Ansatz (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015).

#### **5.5.1.1. Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise und Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung**

Die in der Modellierung und Szenarienanalyse verwendeten Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise zeigt Tabelle 5-8.

**Tabelle 5-8: Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise**

	2020	2030
Kernenergie	3,5 €/MWh	3,5 €/MWh
Braunkohle	1,5 €/MWh	1,5 €/MWh
Steinkohle	10,8 €/MWh	11,9 €/MWh
Erdgas	29,2 €/MWh	33,8 €/MWh
Öl	47,9 €/MWh	59,0 €/MWh
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	23 €/t	50 €/t

Quelle: in Anlehnung an (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, S. 96, S. 98-99, Tabelle 4-15 auf S. 103)

Die daraus resultierenden brennstoffspezifischen Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung sind in Tabelle 5-9 dargestellt. Neben den Brennstoffkosten fließen als weitere Positionen in die Berechnung der Grenzkosten der elektrische bzw. thermische Wirkungsgrad der Anlage, der brennstoffspezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor und der CO<sub>2</sub>-Preis sowie die sonstigen variablen Kosten (z.B. für die Rauchgaswäsche) ein. Für Blockheizkraftwerke und Heizungsanlagen wird unterstellt, dass sie nicht in den europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionshandel eingebunden sind und damit zu geringeren Grenzkosten Strom und Wärme produzieren können.

**Tabelle 5-9: Brennstoffspezifische Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung**

<b>Stromerzeugung</b>	2020	2030
Erneuerbare	0 €/MWh	0 €/MWh
Kernenergie	12,6 €/MWh	-
Braunkohle	28 €/MWh – 36 €/MWh	53 €/MWh – 63 €/MWh
Steinkohle	45 €/MWh – 57 €/MWh	68 €/MWh – 87 €/MWh
Erdgas	58 €/MWh – 113 €/MWh	60 €/MWh – 136 €/MWh
Öl	136 €/MWh – 157 €/MWh	169 €/MWh – 184 €/MWh
<b>Wärmeerzeugung</b>		
Erneuerbare	0 €/MWh	0 €/MWh
Steinkohle Heizwerke	18,6 €/MWh	28,8 €/MWh
Erdgas Heizungen	29,2 €/MWh	33,8 €/MWh
Erdgas Heizwerke	33,8 €/MWh	43,9 €/MWh
Öl Heizungen	47,9 €/MWh	59,0 €/MWh
Öl Heizwerke	54,0 €/MWh	72,4 €/MWh

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)



### 5.5.1.2. Konventioneller Kraftwerkspark und Must-run Stromerzeugung

Die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks geht für Kohlekraftwerke und Kernenergie in den Jahren 2020 und 2030 im Vergleich zu 2015 deutlich zurück (Tabelle 5-10). Die installierte Nettoleistung von Erdgaskraftwerken bleibt hingegen weitgehend konstant. Bei den Pumpspeicherkraftwerken werden nur die Anlagen in Deutschland berücksichtigt.

**Tabelle 5-10: Installierte Nettoleistung des konventionellen Kraftwerksparks**

	2020	2030
Kernenergie	8,1 GW	0 GW
Braunkohle	16,0 GW	11,9 GW
Steinkohle	15,8 GW	10,8 GW
Erdgas	24,2 GW	27,9 GW
Öl	1,1 GW	0,8 GW
Pumpspeicherkraftwerke	8,7 GW	12,6 GW

Quelle: in Anlehnung an (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-95, S. 273)

Unter Must-run Kraftwerke werden Müllverbrennungsanlagen, Kokereigasanlagen, Gichtgasanlagen, Raffineriegasanlagen, Schwerölanlagen und sonstige Must-run Anlagen zusammengefasst (Tabelle 5-11). Die Stromerzeugung von Must-run Kraftwerken wird als kontinuierliches und gleichbleibendes Stromerzeugungsband über das Jahr verteilt. Für das Szenariojahr 2020 werden 18,3 TWh und für das Szenariojahr 2030 werden 13,4 TWh angenommen (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5.94, S. 272). Die räumliche Verteilung wird anhand des Anlagenbestandes 2015 gemäß der BNetzA Kraftwerksliste vorgenommen.

**Tabelle 5-11: Inputparameter für Must-run Stromerzeugung**

	2020	2030
Müllverbrennungsanlagen	6,2 TWh	5,4 TWh
Kokereigasanlagen	1,7 TWh	1,6 TWh
Gichtgasanlagen	6,9 TWh	5,0 TWh
Raffineriegasanlagen	0,6 TWh	0,4 TWh
Schwerölanlagen	2,4 TWh	0,4 TWh
sonstige Must-run Anlagen	0,6 TWh	0,6 TWh
<b>gesamt</b>	<b>18,3 TWh</b>	<b>13,4 TWh</b>

Quelle: (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5.94, S. 272)

### 5.5.1.3. EE-Einspeisung

Die installierte Nettoleistung von Laufwasser, Wind onshore, Wind offshore und PV stammt aus dem Klimaschutzszenario „KS 80“ (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab 5-82, S. 260), die Volllaststunden und normierten Einspeiseprofile für Wind onshore, Wind offshore und PV sind das Ergebnis von Arbeitspaket 3 (vgl. Kapitel 4).

In Summe ergibt sich eine fluktuierende Stromerzeugung aus Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik von 205 TWh in 2020 bzw. 305 TWh in 2030 (Tabelle 5-12).

**Tabelle 5-12: Inputparameter der fluktuierenden EE-Einspeisung**

		2020	2030
Laufwasser	Leistung <sup>a</sup>	5,3 GW	5,5 GW
	Volllaststunden <sup>b</sup>	4723 h	4756 h
	Erzeugung	25,0 TWh	26,2 TWh
Wind onshore	Leistung <sup>a</sup>	52,6 GW	70,1 GW
	Volllaststunden <sup>c</sup>	1825 h	2020 h
	Erzeugung	100,0 TWh	141,6 TWh
Wind offshore	Leistung <sup>a</sup>	6,5 GW	15,0 GW
	Volllaststunden <sup>d</sup>	4027 h	4036 h
	Erzeugung	26,2 TWh	60,5 TWh
PV	Leistung <sup>a</sup>	51,8 GW	73,8 GW
	Volllaststunden <sup>e</sup>	1039 h	1038 h
	Erzeugung	53,8 TWh	76,6 TWh

Quelle: <sup>a</sup>(Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-84, S. 260), <sup>b</sup>(Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-86, S. 261), <sup>c</sup>Tabelle 4-8, <sup>d</sup>Tabelle 4-11, <sup>e</sup>Tabelle 4-4

Die Inputdaten von Biomasse und Geothermie sind ebenfalls angelehnt an das Klimaschutzszenario „KS 80“ und in Tabelle 5-13 dargestellt. In Summe ergibt sich eine steuerbare Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie von 46,5 TWh in 2020 bzw. 33,7 TWh in 2030.

**Tabelle 5-13: Inputparameter von Biomasse und Geothermie**

		2020	2030
Biogas	Leistung <sup>a</sup>	4,5 GW	2,5 GW
	Volllaststunden	6555 h	6555 h
	Erzeugung <sup>b</sup>	29,5 TWh	16,4 TWh <sup>c</sup>
Feste Biomasse	Leistung <sup>a</sup>	2,4 GW	2,0 GW
	Volllaststunden	6625 h	6550 h
	Erzeugung <sup>b</sup>	15,9 TWh	13,1 TWh
Geothermie	Leistung <sup>a</sup>	0,2 GW	0,6 GW
	Volllaststunden	5500 h	7000 h
	Erzeugung <sup>b</sup>	1,1 TWh	4,2 TWh

Quelle: <sup>a</sup>(Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-84, S. 260), <sup>b</sup>(Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab. 5-94, S. 272), <sup>c</sup> eigene Annahme bei Fortschreibung der Volllaststunden von 2020

In Summe ergibt sich eine erneuerbare Stromerzeugung aus fluktuierenden und steuerbaren Energieträgern von 252 TWh in 2020 bzw. 339 TWh in 2030.

#### 5.5.1.4. Stromnachfrage

In der Strommarktmodellierung wird zwischen der Nettostromnachfrage und dem Bruttostromverbrauch unterschieden. Während die Nettostromnachfrage die verbrauchte Endenergie für Strom darstellt, beinhaltet der Bruttostromverbrauch noch folgende Positionen:

- a. Eigenbedarf der Kraftwerke
- b. Speicherverluste
- c. Leitungsverluste
- d. Eigenbedarf von Kokereien, Steinkohlezechen, Braunkohlegruben und Mineralölfabriken (klassischer Umwandlungsverbrauch)

Während die Positionen a. und b. implizit im Strommarktmodell PowerFlex bereits berücksichtigt sind (Position a. ist über die Nettoleistung und den Kraftwerkswirkungsgrad berücksichtigt, Position b. ist ein Modellergebnis), muss der Stromverbrauch der Positionen c. und d. noch mit erfasst werden.

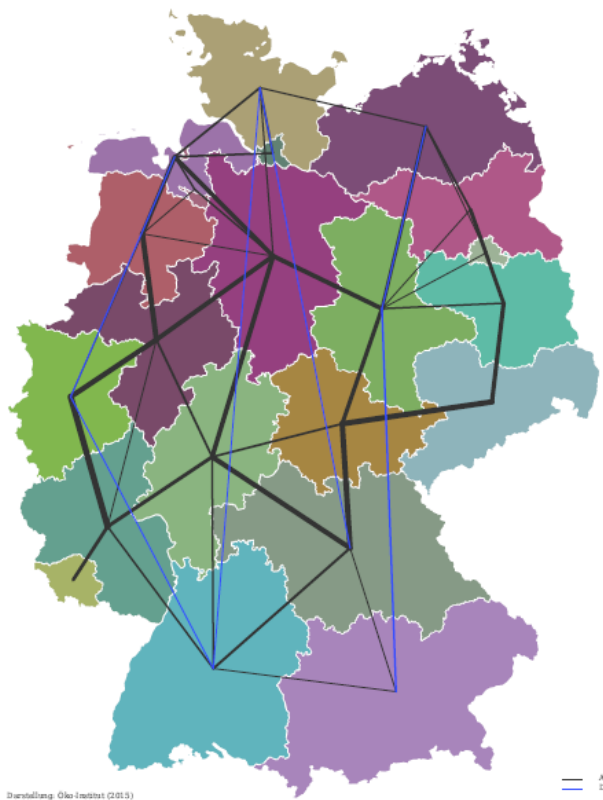
Die zu deckende Stromnachfrage setzt sich daher aus dem Endenergieverbrauch für Strom (Nettostromnachfrage), den Leitungsverlusten und dem Eigenbedarf des Umwandlungssektors zusammen. In Summe ergibt sich eine zu deckende Stromnachfrage von 522 TWh in 2020 bzw. 508 TWh in 2030 (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015, Tab 5-128, S. 319).

Der EE-Anteil an der zu deckenden Stromnachfrage liegt im Jahr 2020 bei 48% und bei 67% im Jahr 2030.

### 5.5.1.5. Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz in Deutschland (Höchstspannungsnetz der 380 kV und 220 kV Ebene) setzt sich aus rund 500 Knoten und etwa 1100 Leitungen zusammen (Deutsches Höchstspannungsnetz, Stand 1.1.2016 2016). Dieses Istnetz wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans zu einem Zielnetz für 2024/2025 und 2034 aus- und umgebaut. Mit Hilfe dieser Inputdaten wird in einem Aggregationsverfahren ein vereinfachter Netzdatensatz erstellt, welcher sich aus 21 Netzregionen zusammensetzt (Abbildung 5-3). Die Netzregionen orientieren sich dabei an den 16 Bundesländern, wobei größere Bundesländer weiter unterteilt werden: Bayern (BY) wird unterteilt in BY-Süd und BY-Nord, Brandenburg (BB) wird unterteilt in BB-Süd und BB-Nord, Niedersachsen (NI) wird unterteilt in NI-Nord, NI-West und NI-Ost, Nordrhein-Westfalen (NRW) wird unterteilt in NRW-West und NRW-Ost.

**Abbildung 5-3: Aggregiertes Zielnetz 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V., eigene Berechnung basierend auf (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015)

Für die Modellierung des Stromtransports zwischen den Netzregionen steht in dieser aggregierten Form unter anderem der Transportmodell-Ansatz (pipe flow) zur Verfügung. Der Transportmodell-Ansatz wird üblicherweise in europäischen Strommarktmodellen angewendet, wenn jedes Land als ein Knoten betrachtet wird (Kupferplatte) und der Stromtransport über die länderübergreifenden Interkonnectoren beschränkt wird (NTC<sup>32</sup>-Werte). Der Stromtransport kann sich dabei unter Berücksichtigung der länderübergreifenden Übertragungskapazität frei aufteilen kann

<sup>32</sup> Net Transfer Capacities

Dieser Ansatz lässt sich auch auf die hier verwendeten Netzregionen innerhalb Deutschlands übertragen. Im Fokus der Betrachtung stehen dabei der Stromaustausch zwischen den Netzregionen sowie lokal auftretende EE-Überschüsse in einzelnen Netzregionen. Ein Rückschluss auf die tatsächlichen Lastflüsse kann mit dem Transportmodell-Ansatz aufgrund der hohen Abstraktion jedoch nicht gezogen werden.

Die verfügbaren Leitungskapazitäten zwischen den Netzregionen eine Beschränkung der Stromtransportmöglichkeiten dar, so dass es zu Redispatch und EE-Abregelung kommen kann. Idealerweise ist das Netz jedoch soweit ausgebaut, dass es kaum zu Netzengpässen kommt und ein diskriminierungsfreier Strommarkt möglich ist.

Aufgrund des im Vergleich zum Netzausbau überproportional starken EE-Ausbaus ist es in den letzten Jahren jedoch zu einer vermehrten EE-Abregelung (Einspeisemanagement) aufgrund von Netzengpässen gekommen (Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt 2016). Im Jahr 2015 betrug die EE-Abregelung in Deutschland knapp 5 TWh, zum überwiegenden Teil in Schleswig-Holstein (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016). Die Zielnetze im Netzentwicklungsplan sind hingegen so dimensioniert, dass es bei einer möglichen Einspeisekappung von maximal 3% der Jahreserzeugung von Wind- und PV-Anlagen nicht zu einer netzbedingten EE-Abregelung kommt.

Wird diese 3%-Regelung vereinfachend auf alle EE-Anlagen übertragen, so ergibt sich eine netzbedingte EE-Abregelung von 7,5 TWh in 2020 bzw. 10 TWh in 2030. Anhand dieser beiden Größen wird die verfügbare Übertragungsnetzkapazität in 2020 und 2030 dimensioniert.

### 5.5.2. Beschreibung und Definition der Szenarien

Mit Hilfe der Szenarienanalyse zur Kopplung des Strom-, Wärme- und Kältesektors sollen folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

- Frage 1: Stehen ausreichend EE-Überschüsse für Sektorkopplung zur Verfügung?
  - Welche netzbedingten EE-Überschüsse entstehen in den Jahren 2020 und 2030?
  - Welches Potenzial für Sektorkopplung besteht in diesen Szenarien?
  - Wie hoch ist der zusätzliche Bedarf an EE-Erzeugungsanlagen, um das Potenzial für Sektorkopplung vollständig mit EE-Strom zu versorgen?
- Frage 2: Welche Rolle spielt das Betriebsregime von Sektorkopplung?
  - Welche Effekte treten bei der Nutzung des gesamten Kraftwerksparks zur Stromerzeugung für Sektorkopplung bzw. bei ausschließlicher Nutzung von EE-Strom auf?
  - Aus welchen Kraftwerken stammt der Strom für Power-to-Heat?
  - Wie verändern sich der Strommix und der Wärmemix sowie die daraus resultierenden variablen Gestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen? Welche Wechselwirkungen ergeben sich zwischen dem Strom- und Wärmesektor?
  - Welches Potenzial für Sektorkopplung wird genutzt und wie hoch sind die dafür benötigten Investitionen?
- Frage 3: Welche Rolle spielt die Nachfragereduktion für Wärme und Klimatisierung durch eine verstärkte Gebäudesanierung?
  - Wie hoch sind die benötigten Investitionen zur Gebäudesanierung?

- Wie stark nehmen die Treibhausgasemissionen und variablen Gestehungskosten für Wärme und Strom zur Klimatisierung in sanierten Gebäuden ab?
- Frage 4: Ist es vor dem Hintergrund der zu erreichenden Klimaschutzziele ökonomisch effizienter in eine verstärkte energetische Gebäudesanierung oder in eine zunehmende Sektorkopplung über bivalente Heizsysteme und Lastmanagement zu investieren?
  - Wie verhalten sich die sektorspezifischen Beiträge zur Senkung der Treibhausgasemissionen und zur Integration erneuerbarer Energien im Vergleich zum sektorübergreifenden Gesamtbeitrag?
  - In welcher Konstellation kann eine CO<sub>2</sub>-Reduktion des Gesamtsystems erreicht werden?
  - Macht Sektorkopplung auch ohne die ausschließliche Nutzung von EE-Überschussstrom Sinn?

Um diese Forschungsfragen zu beantworten werden für die Szenario-Jahre 2020 und 2030 die nachfolgenden Szenarien definiert (Tabelle 5-14):

- Referenzszenario
- Kopplungsszenario
- EffizienzszENARIO
- Effizienz- und Kopplungsszenario

Diese Szenarien unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Inputparameter EE-Überschüsse (sind mit Netzrestriktionen höher als ohne bzw. sind im Jahr 2030 höher als im Jahr 2020), Wärmebedarf (ist im Wärme-Referenzszenario höher als im Wärme-EffizienzszENARIO), der Möglichkeit für Sektorkopplung sowie dem Strombezug von Heizstäben. Insgesamt werden 10 Szenarien berechnet und ausgewertet.

**Tabelle 5-14: Definierte Szenarien zur Sektorkopplung**

Nr.	Szenario	Jahr	Wärmebedarf	Strombezug Heizstab	Sektorkopplung
1	Referenz	2020	Wärme-Referenz	-	keine
2	Kopplung 1	2020	Wärme-Referenz	Kraftwerkspark	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH
3	Kopplung 2	2020	Wärme-Referenz	Nur EE-Überschüsse	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH
4	Effizienz	2020	Wärme-Effizienz	-	Keine
5	Effizienz & Kopplung 2	2020	Wärme-Effizienz	Nur EE-Überschüsse	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH
6	Referenz	2030	Wärme-Referenz	-	Keine
7	Kopplung 1	2030	Wärme-Referenz	Kraftwerkspark	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH
8	Kopplung 2	2030	Wärme-Referenz	Nur EE-Überschüsse	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH
9	Effizienz	2030	Wärme-Effizienz	-	Keine
10	Effizienz & Kopplung 2	2030	Wärme-Effizienz	EE-Überschüsse	Flexibilisierung KWK, DSM WP und PtH

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die Höhe der EE-Überschüsse im Stromsystem hängt dabei zunächst von dem Ausbaugrad der Stromnetze ab. Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird eine netzbedingte EE-Abregelung in Höhe von 3% der Stromerzeugung erlaubt (§11 Absatz 2), in einem vollständig engpassfreien Stromnetz tritt keine netzbedingte EE-Abregelung auf. Darüber hinaus können marktbedingte EE-Überschüsse auftreten, wenn das EE-Angebot die Stromnachfrage übersteigt oder wenn konventionelle Kraftwerke für das Vorhalten von Regelleistung in Betrieb sind, obwohl sie zur Deckung der Stromnachfrage nicht benötigt werden (sockellastbedingte EE-Abregelung).

Der Wärmebedarf wird dabei von der Sanierungsrate und der Sanierungstiefe bestimmt. Ein Wärmebedarf nach dem Wärme-Referenzszenario (vgl. Kapitel 2.1.1) weist bereits auf eine Sanierungsrate in Höhe um die 1,5% pro Jahr hin. Saniert wird hierbei hauptsächlich auf ein Niveau, das dem Sanierungsniveau eines Neubaus nach EnEV 2016 gleicht. Dem gegenüber setzt der Wärmebedarf im Wärme-Effizienzscenario eine deutlich höhere Sanierungsrate im Gebäudebereich von rund 2,5% pro Jahr, sowie eine Sanierungstiefe, die den überwiegenden Anteil der sanierten Gebäude in das Dämmniveau eines Passivhauses versetzt (vgl. Kapitel 2.1).

Der Inputparameter zur Ausprägung der sektorübergreifenden Kopplung setzt sich aus dem Potenzial des zur Verfügung stehenden Technologiemies (DSM bei Wärmepumpen sowie Wärmespeicher und elektrische Wärmequellen für KWK-Kraftwerke und Heizkessel) sowie dem möglichen Betriebsregime für Sektorkopplung zusammen. Hier kommen sowohl eine rein kostenminimale Betriebsweise in Betracht (d.h. der komplette Kraftwerkspark kann zur Stromerzeugung für Power-to-Heat genutzt werden) als auch ein Betriebsregime, welches nur die Nutzung von EE-Überschüssen zulässt.

## 5.6. Szenarienberechnung und Interpretation der Ergebnisse

### 5.6.1. Auswirkungen von Sektorkopplung auf die Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung

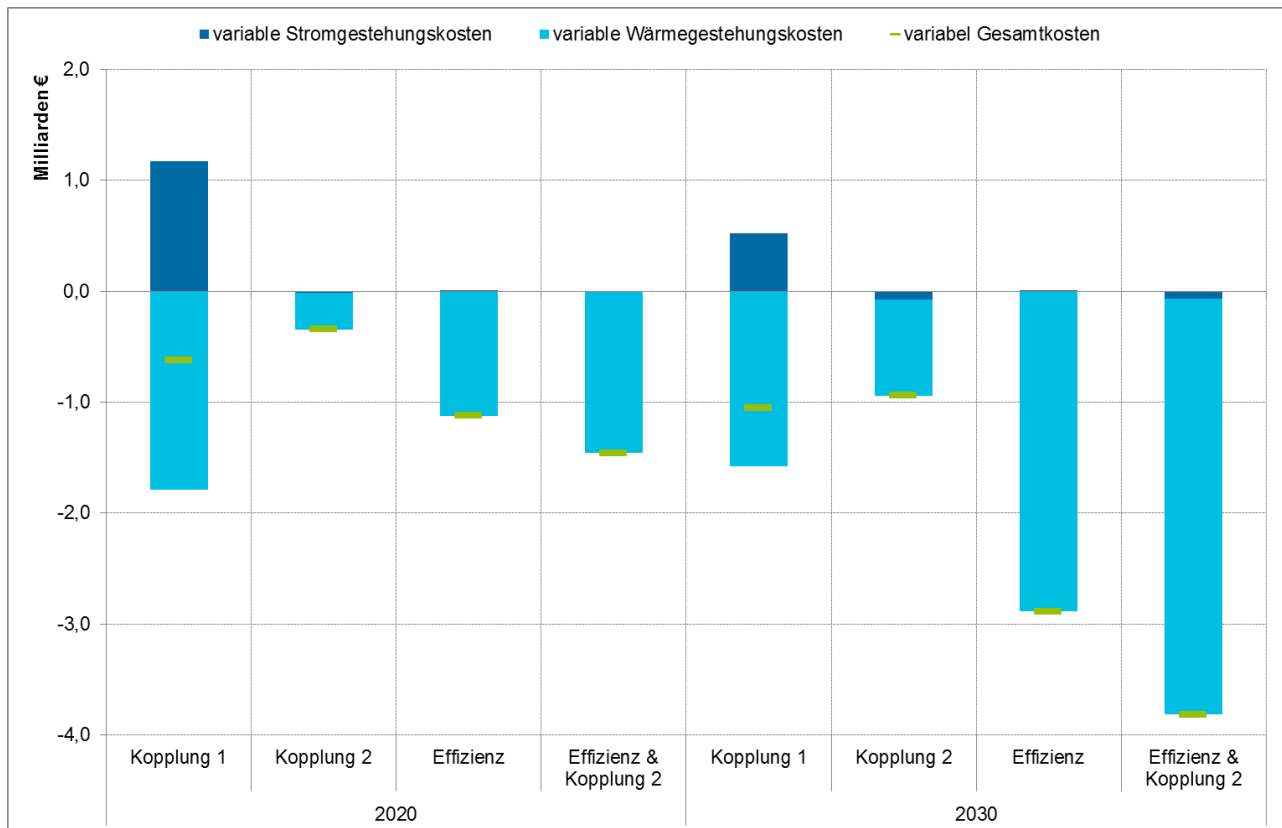
Die Summe der variablen Gestehungskosten für die Strom- und Wärmeerzeugung stellt die Zielfunktion der Optimierung dar. Aus diesem Grund nehmen im Vergleich zum Referenzszenario die variablen Gestehungskosten für Strom und Wärme mit der Option für Sektorkopplung insgesamt ab. Ein mögliches Prinzip dabei ist, dass höhere variable Kosten im Stromsystem durch einen stärkeren Rückgang der variablen Kosten im Wärmesystem mehr als ausgeglichen werden (Abbildung 5-4).

Aufgrund der geringeren Wärmenachfrage in den Effizienzszenarien nehmen in diesen Szenarien die variablen Kosten der Wärmeerzeugung ab. In Kombination mit Sektorkopplung, d.h. durch den Einsatz elektrischer Wärmequellen und der Substitution konventionell fossiler Wärmequellen, kommen dann noch weitere Einsparungen im Wärmesystem dazu. Dabei fällt auf, dass die Einsparungen durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich für sich genommen mit -1,1 Mrd. € im Szenario Effizienz 2020 bzw. -2,9 Mrd. € im Szenario Effizienz 2030 einen deutlich höheren Effekt aufweisen als die durch Sektorkopplung erreichten Einsparungen in den Szenarien Kopplung 1 (0,6 Mrd. € in 2020 bzw. 1,1 Mrd. € in 2030) und Kopplung 2 (0,3 Mrd. € in 2020 bzw. 0,9 Mrd. € in 2030).

Die Einsparungen durch Sektorkopplung werden im Szenario „Kopplung 1“ auch durch den Einsatz von klimaschädlichem Braunkohlestrom erzielt, der günstiger ist als die Wärmebereitstellung mittels Erdgas oder Heizöl. Hinzu kommen noch Einsparungen durch die Nutzung von EE-Überschüssen zur Wärmeerzeugung. Dieser Effekt ist überwiegend isoliert in den Szenarien Kopplung 2 für 2020 und 2030 zu sehen. Kleinere Veränderungen im Stromsystem sind auf ein geändertes Einsatzverhalten von Pumpspeicherkraftwerken sowie auf die Möglichkeit zu Lastmanagement bei Wärmepumpen zurückzuführen.



**Abbildung 5-4: Veränderung der variablen Gestehungskosten für die Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Den eingesparten variablen Kosten der Wärme- und Stromerzeugung sind jedoch auch die zusätzlichen investitionsabhängigen Kosten für die Sektorkopplung bzw. für eine höhere Gebäudesanierung gegenüberzustellen. In der kombinierten Betrachtung zeigt sich, dass sich für das Szenario „Kopplung 1“ eingesparte variable Kosten und zusätzliche investitionsabhängige Kosten nahezu ausgleichen (Tabelle 5-15). Wird die Nutzung für Power-to-Heat Anwendungen auf EE-Strom im Szenario „Kopplung 2“ eingeschränkt, reichen die eingesparten variablen Kosten nicht mehr aus, um die zusätzlichen Investitionen in Flexibilität und Sektorkopplung auszugleichen.

Im Gegensatz dazu lohnt sich die zusätzliche Sanierung im Gebäudebereich im Effizienzscenario 2020. Die eingesparten variablen Kosten übersteigen die investitionsabhängigen Kosten um rund 480 Mio. €. Die zusätzliche Einsparung bei den variablen Wärmekosten durch die Nutzung von EE-Überschüssen reicht im Szenario Effizienz & Kopplung 2 für das Szenariojahr 2020 nicht aus, um die investitionsabhängigen Kosten für die Flexibilisierung und Sektorkopplung zu decken. Es verbleibt jedoch immer noch eine Einsparung von insgesamt 210 Mio. €.

Im Szenariojahr 2030 reichen die eingesparten variablen Kosten dann aus, um die zusätzlichen investitionsabhängigen Kosten für die Flexibilisierung und Sektorkopplung zu decken. Die hohen investitionsabhängigen Kosten für zusätzliche Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich können jedoch, anders als im Szenariojahr 2020, nicht kompensiert werden.

**Tabelle 5-15: Eingesparte variable Kosten der Wärme- und Stromerzeugung im Vergleich zu den investitionsabhängigen Kosten für Flexibilität und Sektorkopplung bzw. Sanierung im Gebäudebereich**

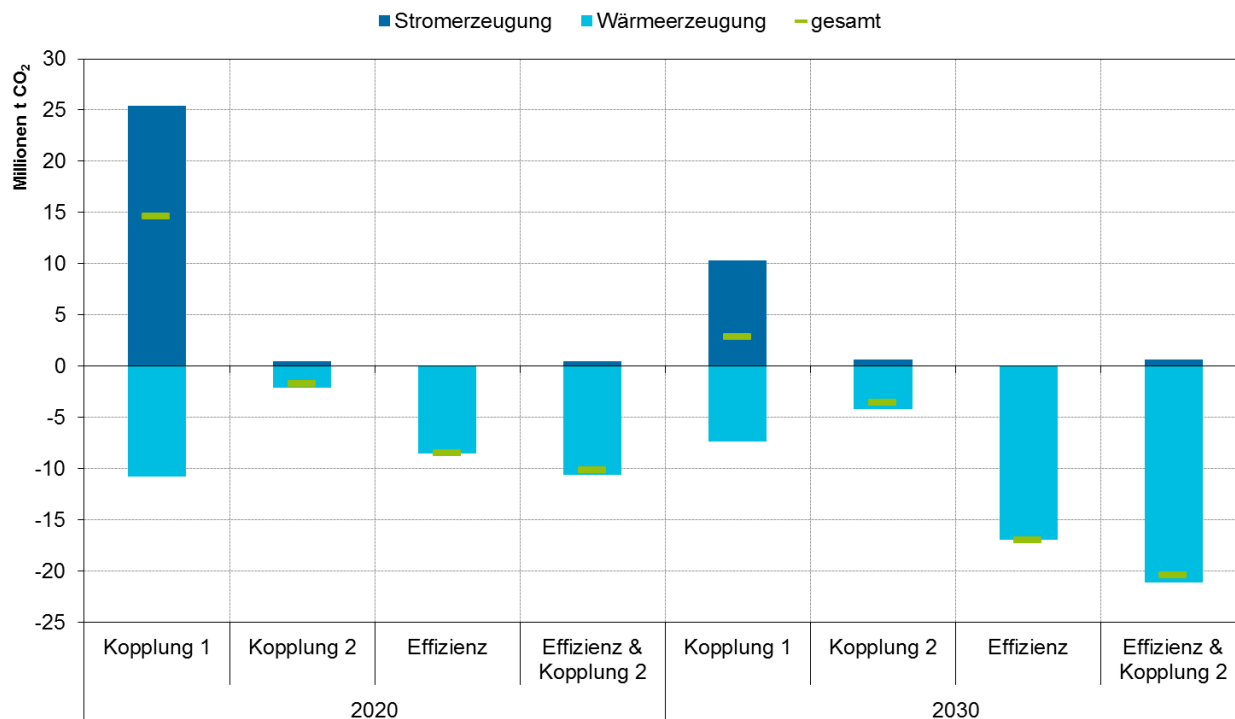
	Eingesparte variable Kosten	Investitionsabhängigen Kosten für Flexibilität und Sektorkopplung	Investitionsabhängigen Kosten für Sanierung im Gebäudebereich	gesamt
<b>Szenariojahr 2020</b>				
Kopplung 1	-0,62 Mrd. €/a	+0,63 Mrd. €/a		+0,01 Mrd. €/a
Kopplung 2	-0,34 Mrd. €/a	+0,63 Mrd. €/a		+0,29 Mrd. €/a
Effizienz	-1,12 Mrd. €/a		+0,64 Mrd. €/a	-0,48 Mrd. €/a
Effizienz & Kopplung 2	-1,46 Mrd. €/a	+0,61 Mrd. €/a	+0,64 Mrd. €/a	-0,21 Mrd. €/a
<b>Szenariojahr 2030</b>				
Kopplung 1	-1,05 Mrd. €/a	+0,92 Mrd. €/a		-0,13 Mrd. €/a
Kopplung 2	-0,94 Mrd. €/a	+0,92 Mrd. €/a		-0,02 Mrd. €/a
Effizienz	-2,89 Mrd. €/a		+6,80 Mrd. €/a	+3,91 Mrd. €/a
Effizienz & Kopplung 2	-3,82 Mrd. €/a	+0,81 Mrd. €/a	+6,80 Mrd. €/a	+3,79 Mrd. €/a

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

### 5.6.2. Auswirkungen von Sektorkopplung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung

Anders als bei den variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung führt Sektorkopplung nur unter bestimmten Bedingungen auch zu einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Szenario „Kopplung 1“, welches den gesamten Kraftwerkspark für die Stromerzeugung für zusätzliche elektrische Wärmequellen (in diesem Fall Heizstäbe) zulässt, nehmen im Szenariojahr 2020 die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen um insgesamt 14,6 Millionen Tonnen und im Szenariojahr 2030 um 2,9 Millionen Tonnen zu (Abbildung 5-5).

**Abbildung 5-5: Veränderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario**

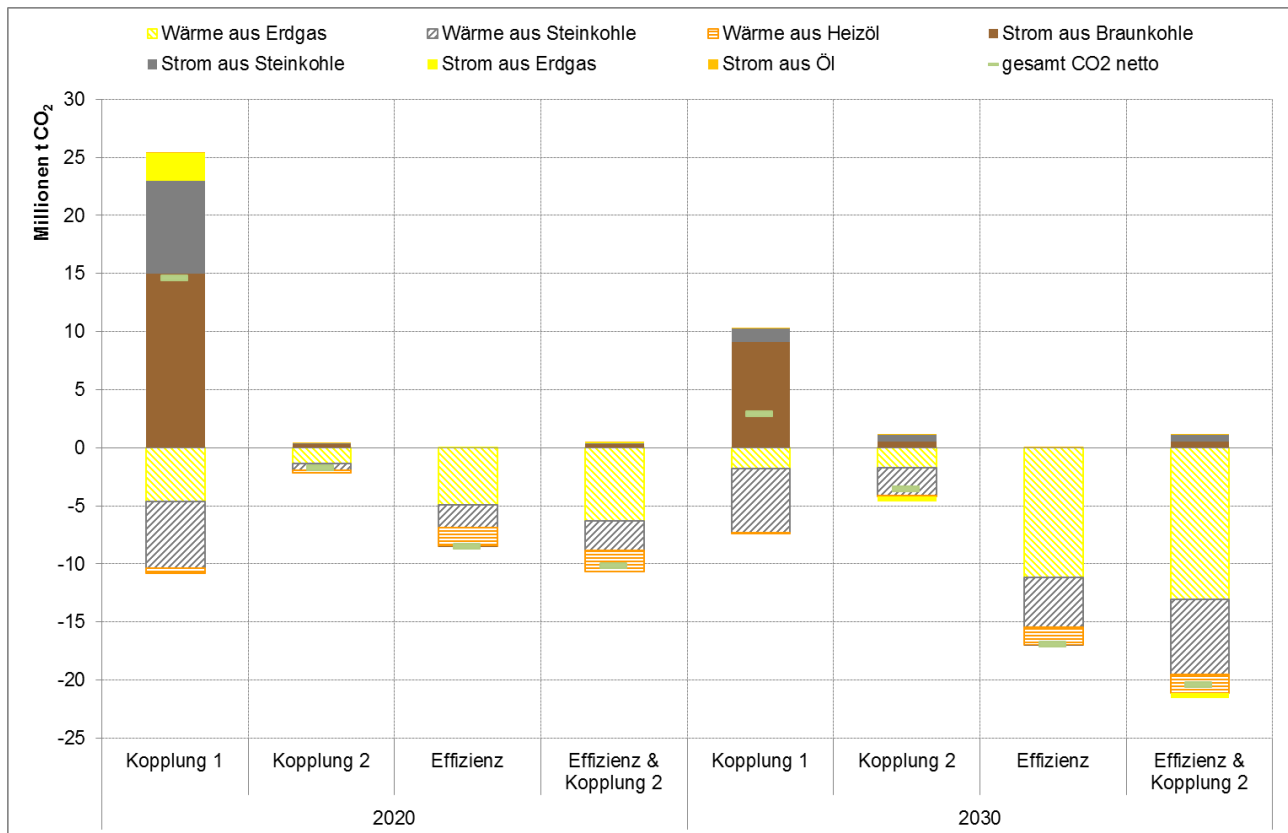


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor durch Sektorkopplung (Szenario „Kopplung 1“) ist in erster Linie auf die überproportional hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der zusätzlichen Verstromung von Braun- und Steinkohle zurückzuführen, im Vergleich zu den eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen der vermiedenen Wärmeerzeugung aus Steinkohle, Erdgas und Heizöl (Abbildung 5-6). Wird der Einsatz der Heizstäbe auf die Nutzung von EE-Strom beschränkt, so kommt es zu einem leichten Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen (-1,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> im Szenariojahr 2020 bzw. -3,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> im Szenariojahr 2030).

Zusätzliche Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor haben anders als Flexibilisierungsmaßnahmen im Stromsystem immer einen positiven Nutzen für den Klimaschutz und reduzieren die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 8,5 Millionen Tonnen im Szenario Effizienz 2020 bzw. 17 Millionen Tonnen im Szenario Effizienz 2030. In Kombination mit Sektorkopplung durch EE-Strom (Szenario Effizienz & Kopplung 2) können die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenariojahr 2020 um rund 10 Millionen Tonnen und im Szenariojahr 2030 um rund 20 Millionen Tonnen gesenkt werden.

**Abbildung 5-6: Veränderung der brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario**

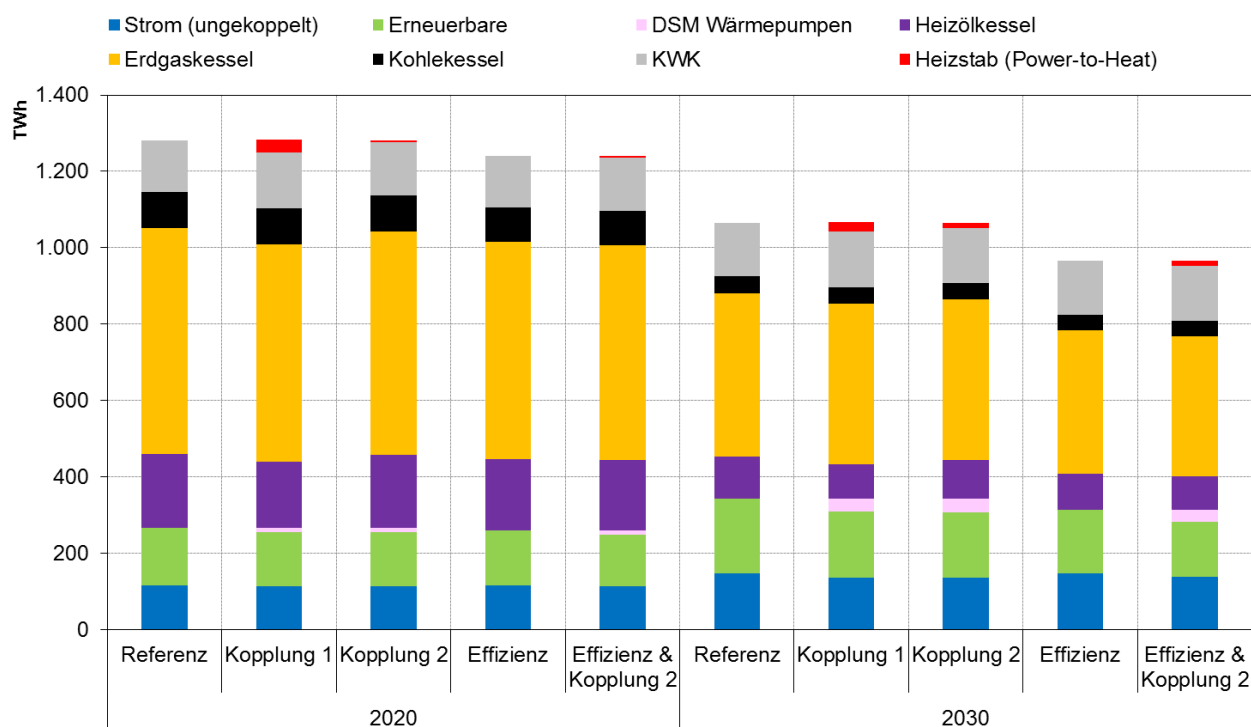


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

### 5.6.3. Auswirkungen von Sektorkopplung auf den Brennstoffmix der Wärmeerzeugung

Den Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Wärmeerzeugung zeigt Abbildung 5-7. Es wird deutlich, dass die Wärmeerzeugung mit 77% im Referenzszenario 2020 und 66% im Referenzszenario 2030 überwiegend auf den fossilen Energieträgern Heizöl und Erdgas sowie teilweise auch noch auf Steinkohle beruht. Der EE-Anteil an der Wärmeerzeugung beträgt 14 % im Referenzszenario 2020 und 21 % im Referenzszenario 2030.

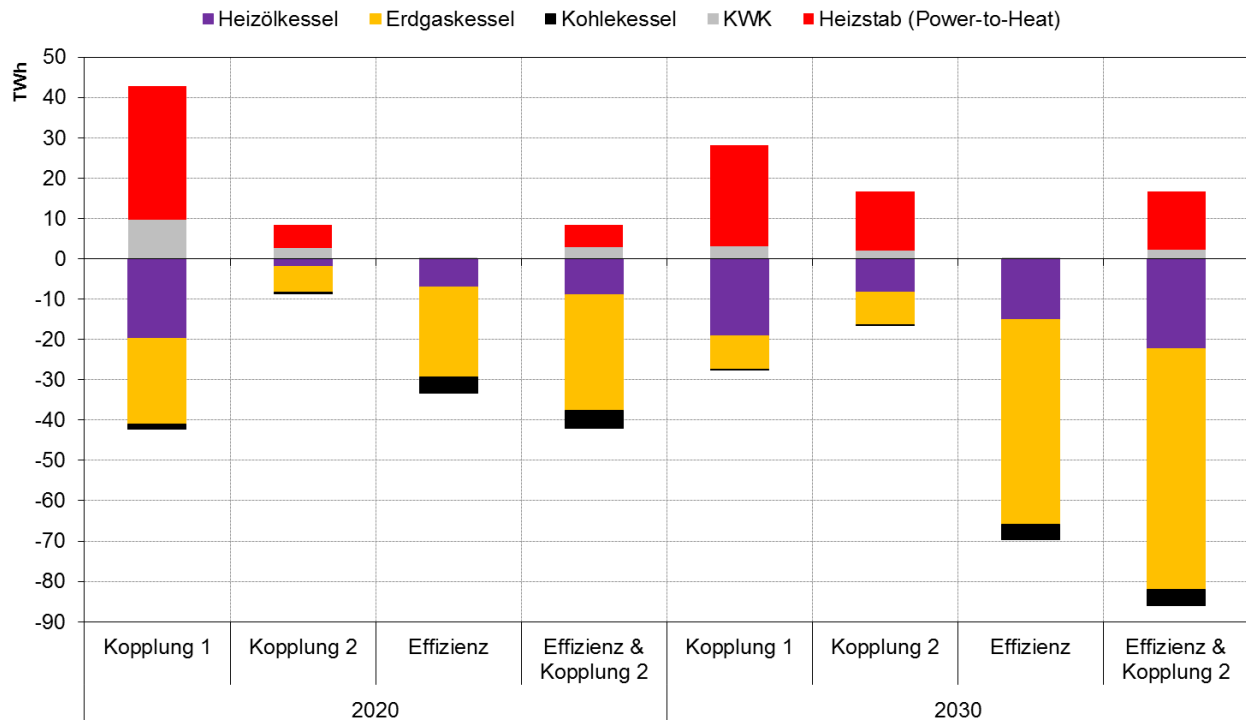
Bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung wird mittels Sektorkopplung nur ein geringer Teil der Wärmenachfrage gedeckt. Die über Power-to-Heat und über die Flexibilisierung der Stromnachfrage von Wärmepumpen erzeugte Wärmemenge entspricht im Szenariojahr 2020 einem Anteil von 1,3 % (Szenario „Kopplung 2“ sowie Szenario Effizienz & Kopplung 2) bis 3,3 % (Szenario „Kopplung 1“), im Szenariojahr 2030 steigt der Anteil auf 4,6 % (Szenario „Kopplung 2“ sowie Szenario Effizienz & Kopplung 2) bis 5,4 % (Szenario „Kopplung 1“) an.

**Abbildung 5-7: Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Wärmeerzeugung**

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Durch Sektorkopplung wird ein Teil der Wärmeerzeugung aus Heizöl, Erdgas oder Kohle verdrängt und durch die elektrische Wärmeerzeugung mittels Heizstab substituiert (Abbildung 5-8). Dies betrifft überproportional häufig Heizöl, den teuersten Brennstoff zur Wärmeerzeugung (vgl. Tabelle 5-9). Die Zunahme der KWK-Wärmeerzeugung geht auf die Flexibilisierung der KWK-Stromerzeugung mittels Wärmespeicher zurück. Durch die Nutzung des Wärmespeichers kann die erforderliche Wärmeerzeugung des Spitzenlastkessels verringert und die Wärmeerzeugung durch die KWK-Anlage entsprechend erhöht werden.

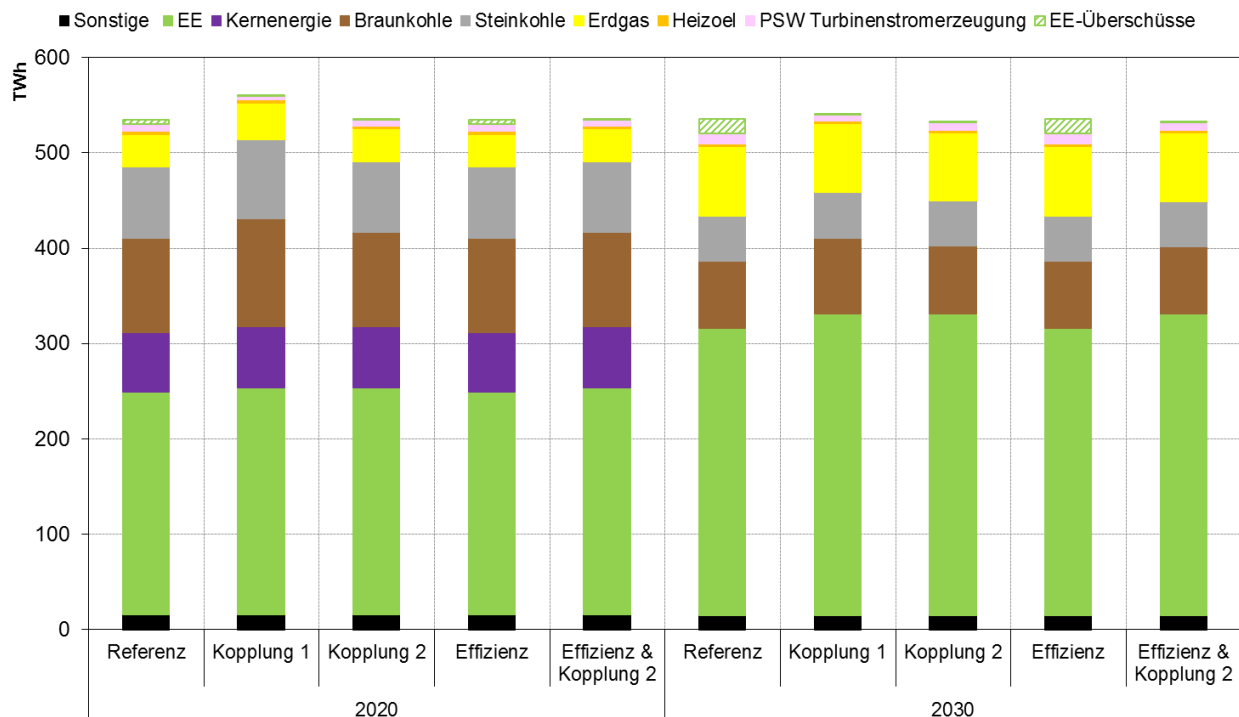
**Abbildung 5-8: Veränderungen im Brennstoffmix der Wärmeerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

#### 5.6.4. Auswirkungen von Sektorkopplung auf den Brennstoffmix der Stromerzeugung

Den Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Stromerzeugung zeigt Abbildung 5-9. Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung bereits zum größten Teil auf Erneuerbaren Energien beruht. Im Referenzszenario 2020 beträgt der EE-Anteil an der Stromversorgung 45 % und im Referenzszenario 2030 liegt er bei 60 %. Während bei den fossilen Brennstoffen die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle zwischen 2020 und 2030 von rund 33 % auf 23 % zurückgeht, nimmt sie bei Erdgas von rund 7 % auf 14 % zu. Zudem wird deutlich, dass die vorhandenen EE-Überschüsse im Referenzszenario mit 4,3 TWh in 2020 und 15,0 TWh in 2030 relativ gering im Vergleich zum gesamten Brennstoffmix der Stromerzeugung sind. Die Zunahme der Stromerzeugung in den Szenarien Kopplung 1 geht zudem auf die zusätzliche elektrische Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat (Heizstäbe) zurück.

**Abbildung 5-9: Szenarienvergleich für den Brennstoffmix der Stromerzeugung**

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Der Brennstoffmix für die zusätzliche Stromerzeugung, der sich für den Einsatz der elektrischen Wärmeerzeugung mittels Heizstab ergibt, zeigt Abbildung 5-10. In den Kopplungs-Szenarien fällt zunächst auf, dass sämtliche EE-Überschüsse für die elektrische Wärmeerzeugung genutzt werden können. Darüber hinaus werden aber auch zusätzlich fossile Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt, wie sich insbesondere im Szenario „Kopplung 1“ in 2020 zeigt.

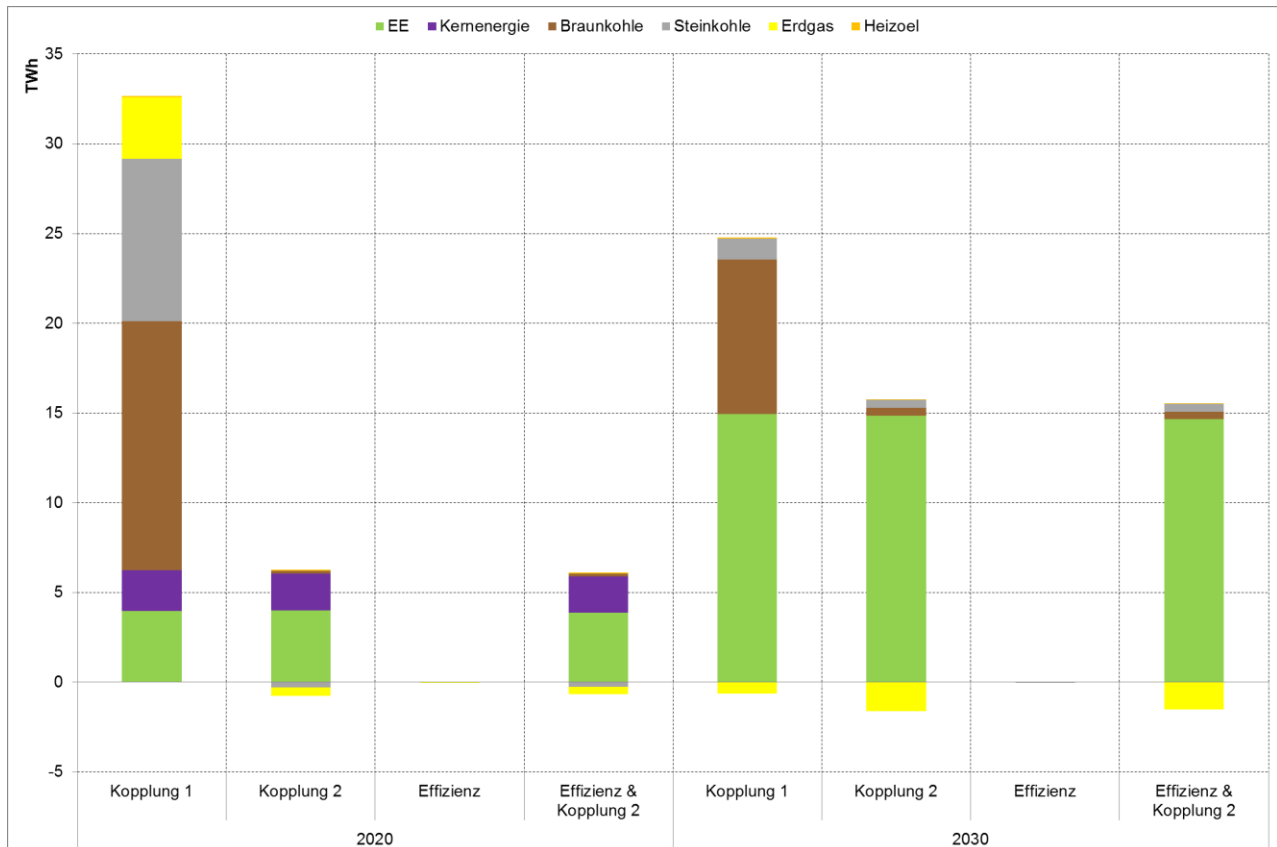
Dass in geringem Umfang auch in den Szenarien Kopplung 2 zusätzlicher Strom aus fossilen Kraftwerken eingesetzt wird, obwohl der Betrieb der elektrischen Heizstäbe in diesen Szenarien auf EE-Strom beschränkt wurde, hat mit dem Einsatzverhalten der Wärmepumpen (Lastmanagement) und der Pumpspeicherkraftwerke zu tun. Bei diesen beiden Flexibilitätsoptionen wurde das Betriebsregime nicht auf den ausschließlichen Einsatz von EE-Strom beschränkt.

Das führt in der Konsequenz dazu, dass diese Flexibilitätsoptionen in Konkurrenz zu elektrischen Heizstäben sich zunächst auf die Kostenminimierung bei fossilen Kraftwerken beschränken, so lange elektrische Heizstäbe noch Erneuerbare Energien nutzen können. Im Vergleich zur unflexiblen Fahrweise von Wärmepumpen bzw. den Einsatzprofilen von Pumpspeicherkraftwerken im Referenzszenario führt dies dazu, dass diese Flexibilitätsoptionen den bislang genutzten EE-Strom teilweise an die elektrischen Heizstäbe als neue Stromverbraucher abgeben und stattdessen auf Kern- und Braunkohlekraftwerke zurückgreifen. Dieser Effekt ist im Jahr 2020 deutlicher ausgeprägt und geht mit der abnehmenden Kraftwerksleistung für Kern- und Braunkohlekraftwerke in 2030 zurück.

Ein deutlicher Unterschied im Brennstoffmix ist zwischen den Szenarien „Kopplung 2“ und „Effizienz & Kopplung 2“ nicht zu erkennen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass das Potenzial für Sektorkopplung in beiden Szenarien noch nicht ausgeschöpft wird und es damit durch die zusätzlichen Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor zu keiner Sättigung hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten

für Sektorkopplung kommt. Die Volllaststunden der elektrischen Heizstäbe liegen im Szenariojahr 2020 im Szenario mit „Kopplung 2“ bei knapp 200 h, während es im Szenario „Kopplung 1“ in 2020 rund 1050 h sind. Im Szenariojahr 2030 nimmt diese Differenz der Volllaststunden für Heizstäbe ab, so dass sich im Szenario mit „Kopplung 2“ rund 300 h und im Szenario „Kopplung 1“ in 2030 knapp 500 h ergeben.

**Abbildung 5-10: Veränderungen im Brennstoffmix der Stromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

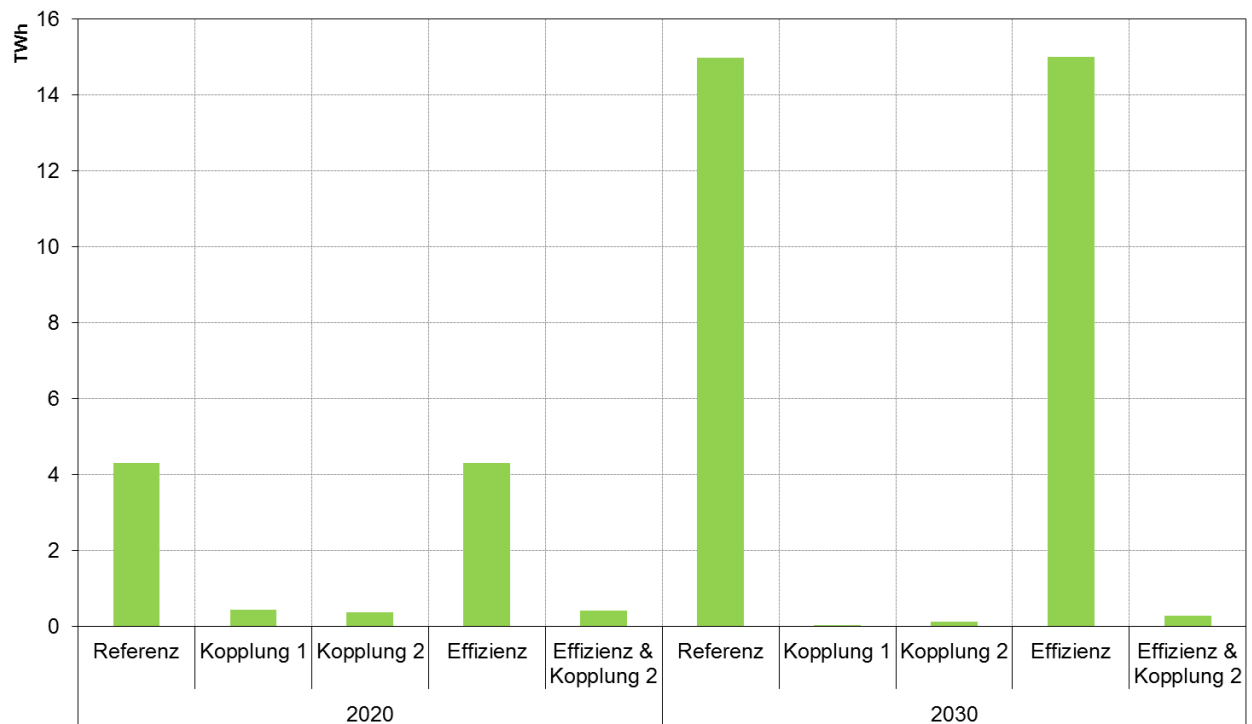
## 5.7. Fazit der Szenarienanalyse

Das Fazit der Szenarienanalyse wird anhand der gestellten Forschungsfragen (vgl. Kapitel 5.5.2) vorgenommen.

### 5.7.1. Frage 1: Stehen ausreichend EE-Überschüsse für Sektorkopplung zur Verfügung?

Die in der Modellierung auftretenden EE-Überschüsse belaufen sich im Jahr 2020 auf 4,3 TWh und im Jahr 2030 auf 15,0 TWh (Abbildung 5-11). Die Höhe der EE-Überschüsse liegt bilanziell in etwa in der Größenordnung des Stromverbrauchs für die bereits in Betrieb befindlichen Wärmepumpen. Auffallend ist zudem, dass ein kleiner Teil der EE-Überschüsse auch durch Sektorkopplung nicht genutzt werden kann. Bei diesen EE-Überschüssen handelt es sich überwiegend um windstrombedingte EE-Einspeisespitzen in Norddeutschland. Für eine weitere Nutzung von EE-Überschüssen für Power-to-Gas Anlagen ist diese Menge jedoch einerseits zu gering und die verbleibenden EE-Überschüsse fallen andererseits auch nur in wenigen Stunden des Jahres an.

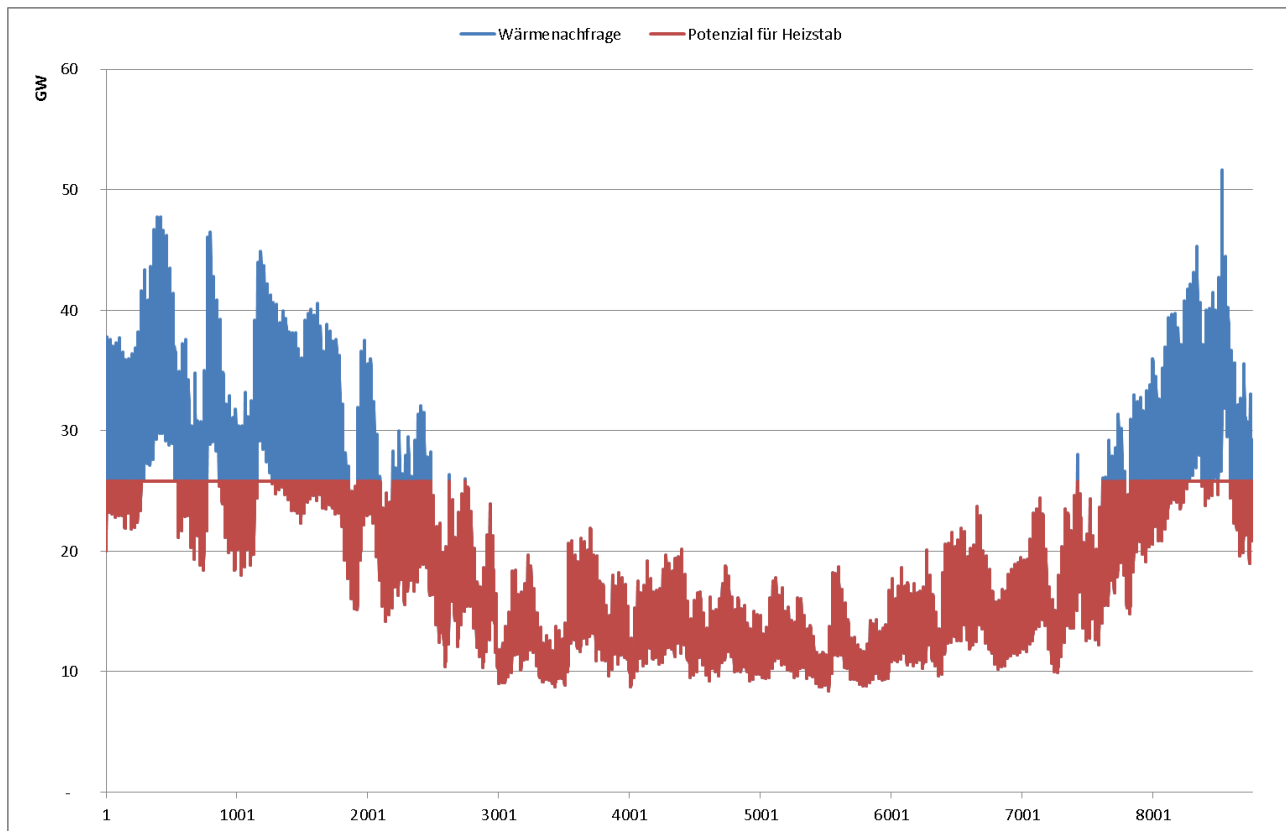


**Abbildung 5-11: Szenarienvergleich für die verbleibenden EE-Überschüsse in den Jahren 2020 und 2030**

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Das Potenzial für Sektorkopplung setzt sich aus der Stromnachfrage der Wärmepumpen sowie der grundsätzlichen Möglichkeit von elektrischen Heizstäben, die entsprechende Wärmenachfrage der Wärmesektoren zu decken. Die maximal mögliche Jahresstromnachfrage von elektrischen Heizstäben und damit deren Potenzial für Sektorkopplung wird von deren installierter Leistung und dem Wärmenachfrageprofil definiert (Abbildung 5-12).

**Abbildung 5-12: Potenzial für Sektorkopplung durch Heizstäbe in Kombination mit Heizkesseln / Heizungen im Szenario „Kopplung 1“ im Jahr 2020**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Das Potenzial für Sektorkopplung stellt somit eine Teilmenge der gesamten Wärmenachfrage dieses Wärmeteilsystems dar (vgl. Tabelle 5-16 und Tabelle 5-4). In Summe übersteigt das Potenzial für Sektorkopplung mit rund 200 TWh in 2020 für alle Szenarien bzw. mit rund 380 TWh (Referenzszenario, Szenario „Kopplung 1“ und Szenario „Kopplung 2“) und 340 TWh (EffizienzszENARIO und Szenario „Effizienz & Kopplung 2“) die vorhandenen EE-Überschüsse deutlich: im Szenariojahr 2020 um rund das 50-fache und im Szenariojahr 2030 um rund das 25-fache.

Um die elektrischen Wärmesysteme zumindest bilanziell vollständig mit erneuerbarem Strom betreiben zu können, sind zusätzliche Wind- und PV-Anlagen in beträchtlichem Umfang erforderlich (Tabelle 5-17). Die sich ergebenden installierten Leistungen für EE-Anlagen übersteigen den Szenariorahmen im Netzentwicklungsplan Strom 2030 erheblich (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH 2017, S. 26). Bei einer gleichmäßigen Verteilung der benötigten EE-Strommenge auf alle drei EE-Träger würden sich im Szenariojahr 2030 zusätzlich rund 120 GW PV, rund 60 GW Wind onshore und 30 GW Wind offshore ergeben. Im Vergleich zum Szenariorahmen für das Szenario C 2030<sup>33</sup>, welches schon den höchsten EE-Ausbau beinhaltet, würde sich der EE-Anlagenpark verdoppeln (für Wind onshore) bis verdreifachen (für Wind offshore).

<sup>33</sup> „Das Szenario C beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. ... Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Korridors.“ (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH 2017, S. 29)

Diese hohen EE-Ausbauzahlen lassen sich jedoch auch wieder deutlich reduzieren, wenn anstelle von Heizstäben oder Elektrokesseln mit einem Wirkungsgrad Strom zu Wärme von näherungsweise 100 %, vermehrt Wärmepumpen als elektrische Wärmequellen eingesetzt werden. Wärmepumpen erreichen mit 300 % bis 400 % einen deutlich höheren Strom zu Wärme Wirkungsgrad (COP<sup>34</sup>), benötigen jedoch auch die entsprechenden baulichen Voraussetzungen zur Nutzung von Umgebungswärme (z.B. Erdarbeiten im Garten) sowie ein Niedertemperatursystem auf der Wärmenachfrageseite (z.B. Fußbodenheizung).

**Tabelle 5-16: Potenzial für Sektorkopplung als maximale Jahresstromnachfrage für elektrische Wärmequellen**

	Wärmepumpen	Heizstäbe für Fernwärmenetze	Heizstäbe für Heizkessel	gesamt
<b>Szenariojahr 2020</b>				
Kopplung 1 bzw. 2	5 TWh	41 TWh	161 TWh	207 TWh
Effizienz & Kopplung 2	5 TWh	41 TWh	157 TWh	203 TWh
<b>Szenariojahr 2030</b>				
Kopplung 1 bzw. 2	16 TWh	33 TWh	333 TWh	382 TWh
Effizienz & Kopplung 2	16 TWh	32 TWh	289 TWh	337 TWh

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

**Tabelle 5-17: Zusätzliche EE-Anlagen für vollständige bilanzielle Nutzung des in der Szenarienanalyse unterstellten Potenzials für Sektorkopplung**

	Stromnachfrage für Sektorkopplung	Nur PV	Nur Wind onshore	Nur Wind offshore
Volllaststunden		1000 h	2000 h	4000 h
<b>Szenariojahr 2020</b>				
Kopplung 1 bzw. 2	207 TWh	207 GW	104 GW	52 GW
Effizienz & Kopplung 2	203 TWh	203 GW	102 GW	51 GW
<b>Szenariojahr 2030</b>				
Kopplung 1 bzw. 2	382 TWh	382 GW	191 GW	96 GW
Effizienz & Kopplung 2	337 TWh	337 GW	169 GW	85 GW

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

<sup>34</sup> Coefficient of performance

### 5.7.2. Frage 2: Welche Rolle spielt das Betriebsregime von Sektorkopplung?

Die Rolle des Betriebsregimes von Sektorkopplung und ihre Auswirkungen auf Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Brennstoffmix lassen sich aus dem Vergleich der Szenarien „Kopplung 1“ und „Kopplung 2“ ableiten. Im Szenario „Kopplung 1“ erfolgt der Einsatz von Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement von Wärmepumpen, Heizstäbe und Pumpspeicherkraftwerke) ausschließlich für das übergeordnete Ziel zur Minimierung der variablen Gestehungskosten der Strom- und Wärmeerzeugung. Im Gegensatz dazu wird im Szenario „Kopplung 2“ der Einsatz der Heizstäbe dahingehend beschränkt, dass diese nur mit EE-Strom betrieben werden können.

Erwartungsgemäß werden im Szenario „Kopplung 1“ verstärkt vergleichsweise günstige Brennstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt (insbesondere EE-Überschüsse, Kernenergie und Braunkohle) um vergleichsweise teure Brennstoffe zur Wärmeerzeugung zu verdrängen (insbesondere Öl und Erdgas) (vgl. Abbildung 5-10). In Summe führt dies neben einer Kosteneinsparung zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen und ist somit kontraproduktiv hinsichtlich Anstrengungen zu vermehrtem Klimaschutz (vgl. Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5).

Insbesondere im Jahr 2020 gibt es noch zu wenige EE-Überschüsse, um die Anlagen zur Sektorkopplung aus Klimaschuttsicht sinnvoll betreiben zu können. Da nur der Strombezug für die Heizstäbe im Szenario „Kopplung 2“ beschränkt wurde, verlagert sich die EE-Nutzung teilweise in deren Richtung und die beiden anderen Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement Wärmepumpen und Pumpspeicherkraftwerke) setzen vermehrt günstigen konventionell erzeugten Strom ein.

Sektorkopplung leistet somit vor allem dann einen gesicherten Beitrag zum Klimaschutz, wenn auch der Kraftwerkspark ausreichend in Richtung treibhausgasarme Kraftwerke umgebaut wird und Kohlekraftwerke stillgelegt werden.

### 5.7.3. Frage 3: Welche Rolle spielt die Nachfragereduktion für Wärme durch eine verstärkte Gebäudesanierung?

Diese Frage lässt sich insbesondere mit Fokus auf das Szenario „Effizienz“ im Vergleich zum Referenzszenario und den Szenarien „Kopplung 1“ und „Kopplung 2“ beantworten. Eine verstärkte Gebäudesanierung und die damit verbundene Nachfragereduktion für Wärme wirken sich unmittelbar positiv auf die Treibhausgasemissionen und variablen Gestehungskosten im Wärmesektor aus. Gegenläufige Effekte im Stromsektor, wie sie bei der Sektorkopplung vorkommen können (insbesondere im Szenario „Kopplung 1“), finden nicht statt. Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor wirken unabhängig von der Struktur und Ausgestaltung des Stromsektors, insbesondere bezüglich des konventionellen Kraftwerksparks und des EE-Anteils.

Auch in der absoluten Betrachtung weisen Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor die höchsten szenariospezifischen CO<sub>2</sub>-Einspareffekte auf (minus 8,5 Mio. t CO<sub>2</sub> im Effizienzscenario 2020 sowie minus 17 Mio. t CO<sub>2</sub> im Effizienzscenario 2030). Dem gegenüber stehen jedoch vergleichsweise hohe Investitionen zur verstärkten Gebäudesanierung in einer Größenordnung von 0,6 Mrd. €/a in 2020 sowie 6,8 Mrd. €/a in 2030.

Die hohen investitionsabhängigen Kosten für eine verstärkte Gebäudesanierung lassen sich dadurch erklären, dass im Effizienzscenario 2030 eine höhere Sanierungsrate in Verbindung mit einem energetisch ambitionierteren Gebäudestandard hinterlegt ist. Im Referenzscenario wird lediglich auf das Niveau des Neubaustandards im Jahr 2016 saniert, wohingegen im Effizienzscenario alle bis 2030 sanierten Gebäude den Passivhausstandard erfüllen. Zudem steigt im Effizienzscenario die Sanierungsrate beispielsweise bei den Wohngebäuden von unter 1% im Jahr 2020 auf über 2% im Jahr 2030, wohingegen sie im Referenzscenario nur auf knapp unter 1,5% bis

2030 ansteigt. In der Gesamtschau sind die Effizienzverbesserungen im Effizienzscenario gegenüber dem Referenzscenario mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden, während die noch zu erzielenden CO<sub>2</sub>-Einsparmöglichkeiten geringer ausfallen.

#### 5.7.4. Frage 4: Ist es vor dem Hintergrund der zu erreichenden Klimaschutzziele ökonomisch effizienter in eine verstärkte energetische Gebäudesanierung oder in eine zunehmende Sektorkopplung über bivalente Heizsysteme und Lastmanagement zu investieren?

Zunächst einmal bleibt festzuhalten, dass die energetische Gebäudesanierung unabhängig von der Ausgestaltung des Stromsektors einen positiven Klimaschutzbeitrag leistet, während Sektorkopplung erst bei einem weitgehend dekarbonisierten Kraftwerkspark (d.h. Ausstieg aus der Kohleverstromung) und einem hohen EE-Anteil aus Klimaschutzsicht vorteilhaft ist.

Die Frage der ökonomischen Effizienz lässt sich mit Hilfe der spezifischen Kosten je vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>-Emissionen beantworten. Die spezifischen Kosten setzen sich dabei aus den investitionsabhängigen Kosten für Sektorkopplungstechnologien und Gebäudesanierung abzüglich der eingesparten variablen Strom- bzw. Wärmegegostehungskosten zusammen (vgl. Abschnitt 5.6.1, Tabelle 5-15). Die Veränderung der sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde in Abschnitt 5.6.2 erläutert (Abbildung 5-5). Sind die eingesparten variablen Gestehungskosten für Strom und Wärme größer als die investitionsabhängigen Kosten und wird zudem eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt, kommt es sogar zu einem ökonomischen Systemnutzen bei gleichzeitiger CO<sub>2</sub>-Einsparung (Tabelle 5-18).

**Tabelle 5-18: Veränderung der Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen und die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten**

	Systemkosten [ Mio. €/a ]	Reduktion der CO <sub>2</sub> - Emissionen [Mio. t CO <sub>2</sub> ]	Spezifische CO <sub>2</sub> - Vermeidungskosten [€/t CO <sub>2</sub> ]
	Negative Werte bedeuten Systemnutzen	Negative Werte bedeuten CO <sub>2</sub> -Erhöhung	Negative Werte bedeuten Systemnutzen bei gleichzeitiger CO <sub>2</sub> -Einsparung
<b>Szenariojahr 2020</b>			
Kopplung 1	+10	-14,6	Keine CO <sub>2</sub> -Vermeidung
Kopplung 2	+290	1,7	+165
Effizienz	-480	8,5	-56
Effizienz & Kopplung 2	-210	10,1	-20
<b>Szenariojahr 2030</b>			
Kopplung 1	-130	-2,9	Keine CO <sub>2</sub> -Vermeidung
Kopplung 2	-20	3,6	-8
Effizienz	+3.910	17,0	+231
Effizienz & Kopplung 2	+3.790	20,5	+186

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnung)

Im Szenariojahr 2020 ist die energetische Gebäudesanierung (Szenario „Effizienz“) eine aus ökonomischer Sicht und aus Klimaschutzsicht vorteilhafte Maßnahme. Es ergeben sich Nettoerlöse von rund 56 €/t CO<sub>2</sub>. Eine deutschlandweite Sektorkopplung auf Basis von EE-Überschüssen ist im Szenariojahr 2020 aufgrund der geringen EE-Überschussmenge (4,3 TWh, vgl. Abschnitt 5.7.1) und der damit einhergehenden geringen Volllaststunden für Power-to-Heat Anwendungen (unter 200 h, vgl. Abschnitt 5.6.3) noch nicht ökonomisch vorteilhaft (Szenario „Kopplung 2“).

Im Szenariojahr 2030 steigen die Volllaststunden zwar nur moderat auf rund 300 h an (dies entspricht rund 10 % der Zeit eines typischen Wärmelastprofils von 3000 h), gleichzeitig nehmen aber auch die erzielbaren Erlöse als Differenz der Grenzkosten zwischen EE-Strom und konventioneller Wärmebereitstellung aufgrund steigender Brennstoffkosten für Erdgas und Heizöl zu (vgl. Abschnitt 5.5.1.1, Tabelle 5-9). In Summe kommt es dann zu Nettoerlösen für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen mit Hilfe von Sektorkopplung auf EE-Basis in Höhe von 8,1 €/t CO<sub>2</sub>.

Aufgrund der hohen investitionsabhängigen Kosten bei der Gebäudesanierung im Szenariojahr 2030 ergeben sich CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von rund 230 €/t CO<sub>2</sub> im Effizienzscenario 2030. Ein Grund für die hohen investitionsabhängigen Kosten zur Gebäudesanierung ist der hohe Effizienzstandard, der noch zusätzlich erreicht werden muss. Durch zusätzliche Sektorkopplung auf Basis von EE-Überschüssen lassen sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Szenario „Effizienz & Kopplung 2“ auf rund 185 €/t CO<sub>2</sub> senken.

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Sektorkopplung lassen sich zudem bei einem gezielten Zubau von Flexibilität (Wärmespeicher bei KWK-Anlagen und DSM für Wärmepumpen) und Power-to-Heat Anwendungen nur in Regionen mit hohen EE-Überschüssen senken, so dass höhere Volllaststunden und geringere Gesamtinvestitionen erreicht werden können.

Zum Vergleich: Das Umweltbundesamt empfiehlt für das Jahr 2010 Umweltkosten für Klimafolgeschäden in der Höhe zwischen 40 und 120 €/t CO<sub>2</sub> anzusetzen. Mittelfristig bis zum Jahr 2030 wird von Umweltkosten für Klimafolgeschäden in Höhe von 70 bis 215 €/t CO<sub>2</sub> ausgegangen (vergleiche (Umweltbundesamt (UBA) 2014)). Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die stärkere Gebäudesanierung liegen somit im oberen Teil des Spektrums.

Vor dem Hintergrund der geringeren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Szenario „Kopplung 2“ (d.h. Wärmereferenzszenario) im Gegensatz zum Effizienzscenario für das Jahr 2030 ist es wichtig zu wissen, dass der Wärmeenergieträgermix im Wärmereferenzszenario, so seine Entwicklung linear bis 2050 fortgeführt würde, nicht mit den Zielen der Bundesregierung für das Jahr 2050 aus dem Energiekonzept kompatibel ist (Bundesregierung 2010). D.h. im Umkehrschluss, dass der Versorgungstechnologiemix in den Folgejahren stärker in Richtung erneuerbare Technologien entwickelt werden müsste, was zu höheren Investitionskosten führen würde. Die günstigeren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Jahr 2030 werden also auch durch nach 2030 verschobene Investitionen erkaufte, und stellen vor dem Hintergrund der Zielerreichung 2050 somit eine Verzerrung zu Ungunsten des Effizienzscenarios dar.

Werden die erzielten CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei der Wärmebereitstellung innerhalb des Wärmereferenzszenarios (Grundlage für die Szenarien „Kopplung 1“ und „Kopplung 2“) zwischen den Jahren 2020 und 2030 betrachtet, so liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 rund 80 Mio. t unter den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020. Die Investitionen für die dafür erforderlichen Sanierungsmaßnahmen belaufen sich auf knapp 12,9 Mrd. €/a, so dass abzüglich der eingesparten Brennstoffkosten für die Wärmebereitstellung in Höhe von 6,2 Mrd. €/a, jährlich Nettokosten von rund 6,7 Mrd. € der eingesparten CO<sub>2</sub>-Menge gegenüberstehen. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten belaufen sich dann auf 83 €/t CO<sub>2</sub>.

Für das Wärmeeffizienzscenario (Grundlage für die Szenarien „Effizienz“ und „Effizienz & Koppelung 2“) liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Wärmebereitstellung im Jahr 2030 knapp 90 Mio. t unter den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020. Die Investitionen für die im Wärmeeffizienzscenario erforderlichen Sanierungsmaßnahmen belaufen sich in diesem Zeitraum auf knapp 19,2 Mrd. €/a. Abzüglich der eingesparten Brennstoffkosten für die Wärmebereitstellung in Höhe von jährlich 8,0 Mrd. € stehen dann Nettokosten von rund 11,2 Mrd. €/a der eingesparten CO<sub>2</sub>-Menge gegenüber. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten belaufen sich dann auf 127 €/t CO<sub>2</sub>.



## 6. Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de), zuletzt geprüft am 10.05.2017.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015): Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. 2. Entwurf.
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher\\_in\\_der\\_Energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_Web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf), zuletzt geprüft am 19.04.2017.
- Al-Alili, Ali; Hwang, Yunho; Radermacher, Reinhard (2014): Review of solar thermal air conditioning technologies. In: *International Journal of Refrigeration* 39, S. 4–22. DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2013.11.028.
- Arturs Purvins; Ioulia T. Papaioannou; Irina Oleinikova; Evangelos Tzimas (2012): Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: High penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation. In: *Energy* 43, S. 225–236, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Langanke, Stefan; Tröster, Eckehard (2015): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut e.V. Freiburg.
- Bigalke, Uwe; Zhang, Yang; Kunde, Jan; Schmitt, Martina; Zeng, Yang; Discher, Henning et al. (2015): Der dena Gebäudereport 2015. Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Hg. v. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena). Berlin.
- Bundesagentur für Arbeit (Hg.) (2014): Arbeitsmarkt in Zahlen Beschäftigungsstatistik. Statistik der Bundesagentur für Arbeit.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Zahlen und Fakten - Energiedaten.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2016): 3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bonn, zuletzt geprüft am 19.10.2016.
- Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2015. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt. Bonn.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Hg. v. Bundesregierung Deutschland.
- Bürger, Veit; Hesse, Tilman; Palzer, Andreas; Köhler, Benjamin; Herkel, Sebastian; Engelmann, Peter (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Endbericht. Unter Mitarbeit von Dietlinde Quack. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Climate Change, 06/2016).



- Deutsche WindGuard (2014): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 1. Halbjahr 2014. Hg. v. VDMA und Bundesverband Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.windenergie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/fact-sheet-onshore-statistik-halbjahr-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 11.12.2014.
- Deutsches Höchstspannungsnetz, Stand 1.1.2016 (2016): Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/835334/b48f9fbb682c6f793f8e3654717dd635/vde-fnn-veroeffentlicht-aktualisierte-karte-des-de-download-grafik-d4405e10487-data.tif>.
- Deutschländer, Thomas; Dalelane, Clementine (2012): Auswertung regionaler Klimaprojektionen für Deutschland hinsichtlich der Änderung des Extremverhaltens von Temperatur, Niederschlag und Windgeschwindigkeiten. Hg. v. Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe und Bundesanstalt Technisches Hilfswerk, Deutscher Wetterdienst, Umweltbundesamt (UBA). Offenbach a.M. Online verfügbar unter [http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Presse/Pressekonferenzen/2012/PK\\_\\_30\\_\\_10\\_\\_12/Studie\\_\\_20121030,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Studie\\_20121030.pdf](http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Presse/Pressekonferenzen/2012/PK__30__10__12/Studie__20121030,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Studie_20121030.pdf), zuletzt geprüft am 10.02.2015.
- Diefenbach, Nikolaus; Cischinsky, Holger; Rodenfels, Markus; Clausnitzer, Klaus-Dieter (2010): Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand (0049).
- Diefenbach, Nikolaus; Malottki, Christian; Enseling, Andreas; Loga, Tobias; Cischinsky, Holger; Stein, Britta et al. (2013): Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario – (03).
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).
- Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (Fraunhofer IFAM) (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Unter Mitarbeit von Andreas Hagemeyer, Timo Holzfuss, Jürgen Gabriel. Hg. v. BEE und Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW). Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM – Abteilung Energiesystemanalyse. Bremen.
- Hammer, Annette; Heinemann, Detlev; Hoyer, Carsten; Kuhlmann, Rolf; Lorenz, Elke; Müller, Richard; Beyer, Hans Georg (2003): Solar energy assessment using remote sensing technologies. In: *Remote Sensing of Environment* 86, S. 423–432, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- Heinemann, Christoph; Bürger, Veit; Bauknecht, Dierk; Ritter, David; Koch, Matthias (2014): Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (5), S. 45–48, zuletzt geprüft am 11.07.2014.
- Hellwig, Mark (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Hg. v. Technische Universität München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. München, zuletzt geprüft am 24.10.2014.
- Henning, Hans-Martin; Sauer, Dirk Uwe (Hg.) (2015): Demand-Side-Management im Wärmemarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (acatech). München. Online verfügbar unter [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_DSM\\_im\\_Waermemarkt.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_DSM_im_Waermemarkt.pdf), zuletzt geprüft am 08.12.2016.
- Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (2013): Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik. Grundlagen der Kälteerzeugung. Universität Stuttgart. Online verfügbar unter

<http://www.itw.uni-stuttgart.de/forschung/forschungsgebiete/kaeltetechnik/Grundlagen.html>, zuletzt geprüft am 28.05.2015.

Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) (2017): Gradtagszahlen Deutschland. Online verfügbar unter

[http://www.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen\\_Deutschland.xls](http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen_Deutschland.xls), zuletzt geprüft am 19.04.2017.

IPCC (2000): Emissions Scenarios. Summary for Policymakers. Unter Mitarbeit von Nebojsa Nacicnovic and Rob Swart (Eds.).

IPCC (2007): Climate Change 2007: The Physical Science Base. Cambridge, UK (Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change).

Jacob, D.; Göttel, H.; Kotlarski, S.; Lorenz, P.; Sieck, K. (2008): Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland. Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland, zuletzt geprüft am 09.01.2015.

Jacob, Daniela (2001): A note to the simulation of the annual and inter-annual variability of the water budget over the Baltic Sea drainage basin. In: *Meteorology and Atmospheric Physics*, S. 61–73. DOI: 10.1007/s007030170017.

Jansen, Malte; Richts, Christoph; Gerhardt, Norman; Lenck, Thorsten; Heddrich, Marie-Louise (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Eine Studie im Auftrag des BEE e.V. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE).

Jens Hobohm; Leonard Krampe; Frank Peter; Andree Gerken; Peter Heinrich; Maik Richter (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Hg. v. Prognos AG, Fichtner Gruppe und Stiftung Offshore Windenergie, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Jochum, Patrick; Bülbül, Funda; Jarling, Mathias; Kelavic, Mario; Mellwig, Peter; Pehnt, Martin; Brischke, Lars (2012): Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Kim, D. S.; Infante Ferreira, C. A. (2008): Solar refrigeration options – a state-of-the-art review. In: *International Journal of Refrigeration* 31 (1), S. 3–15. DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2007.07.011.

Klucher, T. M. (1979): Evaluation of Models to Predict Insolation on Tilted Surfaces. In: *Solar Energy* 23, S. 111–114, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Krzikalla, Norbert; Achner, Sigg; Brühl, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE).

Kuttler, Wilhelm (2004): Beitragsserie: Klimaänderung und Klimaschutz. Stadtklima Teil 2: Phänomene und Wirkungen. In: *UWSF - Z Umweltchem Ökotox* 16 (4), S. 263–274. DOI: 10.1065/uwsf2004.08.083.

KWK-G 2008 (2009): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. In: *Bundesgesetzblatt*.

Lisa Göransson; Filip Johnsson (2013): Cost-optimized allocation of wind power investments: a Nordic–German perspective. In: *Wind Energy* 16.4, 2013, S. 587–604.

- Lisa Göransson; Joel Goop; Thomas Unger; Mikael Odenberger; Filip Johnsson (2014): Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. In: *Energy* 69, S. 860–872, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- Loga, Tobias; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2011): Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Hg. v. Institut für Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt, zuletzt geprüft am 20.01.2015.
- Marques, Antonio Carlos Ventilii (2014): Technological Forecasting: Heat Pumps and the Synergy with Renewable Energy. In: *Energy Procedia* 48, S. 1650–1657. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.02.186.
- McLean, J. (2008): WP 2. 6 Equivalent wind power curves. Tech. rep. Hg. v. Tradewind project.
- Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2017.
- Prognos AG (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Prognos AG. Berlin, zuletzt geprüft am 26.01.2015.
- Prognos, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Hg. v. Bundesminister für Wirtschaft und Technologie, zuletzt geprüft am 01.04.2015.
- Reichenberg, Lina; Johnsson, Filip; Odenberger, Mikael (2014): Dampening variations in wind power generation—the effect of optimizing geographic location of generating sites. In: *Wind Energy* 17.11, S. 1631–1643.
- Riviere, Philippe; Adnot, Jérôme; Grignon-Masse, Laurent; Legendre, Sébastien; Marchio, Dominique; Nermond, Guillaume et al. (2008): Preparatory study on the environmental performance of residential room conditioning appliances (airco and ventilation). Economic and Market analysis. Draft report of Task 2, July 2008. Contract TREN/D1/40-2005/LOT10/S07.56606. Hg. v. European Commission, DG Transportation-Energy (DG TREN). Brussels, zuletzt geprüft am 05.11.2014.
- Schlomann, Barbara; Wohlfahrt, Katharina; Kleeberger, Heinrich; Hardi, Lukas; Geiger, Bernd; Pich, Antje et al. (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien; GfK Retail and Technology GmbH; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), Technische Universität München (TUM). Karlsruhe, München, Nürnberg. Online verfügbar unter [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/ghd\\_314889\\_sm.php](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/ghd_314889_sm.php).
- Skartveit, A.; Olseth, J.; Tuft, M. (1998): An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. In: *Solar Energy* 63, S. 173–183, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hg.) (2014): Zensus 2011. Gebäude und Wohnungen. Ergebnisse des Zensus am 9. Mai 2011.
- Statistisches Bundesamt (Hg.) (2007): Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Wiesbaden.

- Statistisches Bundesamt (Hg.) (2015a): Bevölkerung Deutschlands bis 2060. Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (Hg.) (2015b): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis Dezember 2015. Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html>.
- Stiftung Warentest (2014): Die Kühlmacher. Klimageräte: Die Sonnenseite des Hauses hat im Sommer ihre Schattenseiten: Hinter Glasflächen wird es unerträglich heiß. Klimageräte schaffen Abhilfe, doch nur sechs sind gut. In: *Stiftung Warentest - test* (07), S. 64–69.
- Umweltbundesamt (2010): Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte. Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRess). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/3946.pdf>, zuletzt geprüft am 30.03.2017.
- Umweltbundesamt (UBA) (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008. (Auswertung für das Jahr 2008) (Climate Change, 07/2012), zuletzt geprüft am 22.08.2016.
- Umweltbundesamt (UBA) (2014): Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp\\_umweltkosten\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_umweltkosten_0.pdf), zuletzt geprüft am 20.04.2017.

## 7. Anhang

**Tabelle 7-1: Verteilung der Bevölkerung auf die Bundesländer in den Jahren 2011 (IST), 2020 und 2030 (Prognose)**

Bundesland	2011	2020	2030
BW	10.633.161	10.534.642	10.573.372
BY	12.491.034	12.570.546	12.689.813
BE	3.393.364	3.533.803	3.641.220
BB	2.478.227	2.351.353	2.277.357
HB	656.444	643.477	630.909
HH	1.752.318	1.767.869	1.805.401
HE	6.030.396	5.954.826	5.916.614
MV	1.624.613	1.502.737	1.416.848
NS	7.846.273	7.523.362	7.357.010
NW	17.695.046	16.971.350	16.617.542
RP	3.996.889	3.849.252	3.757.001
SL	1.007.711	929.897	878.171
SN	4.101.830	3.861.831	3.710.885
SA	2.305.871	2.055.257	1.880.953
SH	2.818.263	2.745.180	2.716.933
TH	2.208.314	2.014.616	1.879.972
Deutschland	81.039.751	78.810.000	77.750.000

Quelle: Statistisches Bundesamt (2015a) und (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015)

**Tabelle 7-2: Anzahl der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten in der Industrie auf Bundeslandebene**

Bundesland	2011 <sup>35</sup>
BW	1.284.399
BY	1.333.041
BE	103.178
BB	109.621
HB	34.233
HH	85.632
HE	436.070
MV	64.246
NS	597.165
NW	1.324.892
RP	314.474
SL	94.783
SN	305.365
SA	136.832
SH	137.666
TH	186.103
Deutschland	6.608.599

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Bundesagentur für Arbeit (2014) und Statistisches Bundesamt (2007)

<sup>35</sup> Summe der Bundesländer und Gesamtdeutschlands weichen voneinander ab, da in einzelnen Bundesländern einzelne Branchen nicht genügend groß sind um mit in die Statistik aufgenommen zu werden.